СПРАВОЧНИК
по электроснабжению и электрооборудованию

В двух томах

Под общей редакцией А. А. ФЕДОРОВА

Том 2

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1987

ББК 31.29
С74
УДК 658.26:621.31(035.5)

Рецензент: главный энергетик Магнитогорского металлургического комбината А. А. Ершов

Составители: А. Н. Барсуков, С. С. Бодрухина, Ф. К. Бойко, И. А. Будзко, О. А. Бушуева, С. И. Вершинина, М. В. Кудрук, Н. Д. Рыкова, В. Г. Сальников, Н. А. Семичевская, Э. Т. Сидоренко, Е. М. Соколова, М. В. Тарнижевский, А. А. Федоров, В. В. Шевченко

Справочник по электроснабжению и электрообо-
С74 рудованию: в 2 т./Под общ. ред. А. А. Федорова. Т. 2. Электрооборудование.— М.: Энергоатомиздат, 1987.— 592 с.; ил.

Приведены сведения по электрооборудованию систем электроснабжения напряжением до 1 кВ и выше, электротермическим установкам. Излагаются сведения по электрооборудованию электроснабжения и электропривода транспорта, сельского хозяйства и городов.

Для инженерно-технического персонала, работающего в отделах главных энергетиков промышленных предприятий, может быть полезен студентам вузов и техникумов.

С $\frac{2302050000\text{-}364}{051(01)\text{-}87}$ 175-86 ББК 31.29

© Энергоатомиздат, 1987

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 9

Раздел двадцать шестой. **Характеристики основных потребителей электроэнергии** 10

26.1. Классификация приемников электроэнергии и их общие характеристики 10
26.2. Силовые общепромышленные установки 12
26.3. Осветительные промышленные установки 13
26.4. Электродвигатели производственных станков 14
26.5. Преобразовательные установки 15
26.6. Сварочные аппараты и агрегаты 16
26.7. Электротермические установки 16
26.8. Характерные схемы электроснабжения потребителей электроэнергии 17

Раздел двадцать седьмой. **Выбор силовых трансформаторов и их технические данные** 22

27.1. Общие положения 22
27.2. Выбор типа трансформаторов 23
27.3. Выбор числа трансформаторов 24
27.4. Выбор мощности силовых трансформаторов 25
27.5. Определение потерь мощности в автотрансформаторах 39
27.6. Определение мощности трансформатора при несимметричной нагрузке 39
27.7. Технические данные силовых трансформаторов и автотрансформаторов 44

Раздел двадцать восьмой. **Выбор места расположения питающих подстанций и схем электроснабжения промышленных предприятий** 86

28.1. Общие положения 86
28.2. Картограмма нагрузок 87
28.3. Разброс нагрузок 90
28.4. Центр электрических нагрузок 91
28.5. Выбор места расположения источника питания 91
28.6. Разложение показателя разброса нагрузок на составляющие . . 91
28.7. Задача оптимального распределения приемников электроэнергии объекта по источникам питания 93
28.8. Задача о числе источников питания 94
28.9. Показатель связи распределения нагрузок 95
28.10. Тензорная природа характеристических свойств распределения нагрузок приемников 96
28.11. Показатели характеристических свойств группы приемников . . 97
28.12. Обобщение тензора разброса нагрузок 99
28.13. Зона рассеяния центра электрических нагрузок промышленного объекта 100
28.14. Характеристика зоны рассеяния ЦЭН 102
28.15. Алгоритм построения зоны рассеяния ЦЭН 103
28.16. Влияние зон рассеяния ЦЭН цехов на зону рассеяния ЦЭН промышленного предприятия . . 105
28.17. Определение мест расположения питающих подстанций с учетом трех координат 107
28.18. Вероятностно - статистический метод изучения зоны рассеяния ЦЭН 108
28.19. Определение зон увеличения приведенных годовых затрат при смещении подстанции из зоны рассеяния ЦЭН 112
28.20. Определение места расположения ГПП (ГРП) с учетом динамики развития систем электроснабжения промышленных предприятий 113

Раздел двадцать девятый. **Силовые преобразовательные установки** 114

29.1. Общие сведения 114
29.2. Расчет и выбор полупроводниковых преобразовательных установок 115
29.3. Силовые полупроводниковые приборы 119
29.4. Полупроводниковые выпрямители 125
29.5. Тиристорные преобразователи частоты 126
29.6. Тиристорные пускатели и регуляторы напряжения 128
29.7. Области применения полупроводниковых преобразователей в промышленности 129

Раздел тридцатый. **Электрооборудование напряжением до 1 кВ** . . . 136

30.1. Неавтоматическая коммутирующая аппаратура 136
30.2. Предохранители 143
30.3. Автоматические выключатели . . 144
30.4. Пускатели 150
30.5. Комплектные распределительные устройства 150

Раздел тридцать первый. **Электрооборудование систем электроснабжения напряжением выше 1 кВ** . . 165

31.1. Силовые выключатели высокого напряжения 165
31.2. Выключатели нагрузки 182
31.3. Разъединители, короткозамыкатели, отделители, заземлители 184
31.4. Трансформаторы тока 197
31.5. Трансформаторы напряжения . . 214
31.6. Предохранители 220
31.7. Разрядники 223
31.8. Реакторы 226
31.9. Опорные проходные изоляторы и конденсаторы 229

Раздел тридцать второй. **Электролизные и электротермические установки и их влияние на качество электрической энергии** 231

32.1. Общие сведения 231
32.2. Полупроводниковые агрегаты питания электролизеров стационарными токами 232
32.3. Автоматизированные тиристорные системы питания электролизеров нестационарными токами 234
32.4. Преобразователи печей сопротивления, индукционных и вакуумно-дуговых установок . . . 240
32.5. Влияние силовых полупроводниковых преобразователей на форму кривой напряжения питающей сети 241
32.6. Расчет нормируемых значений отклонения и колебания напряжения в системе электроснабжения с нелинейной нагрузкой . . 246

Раздел тридцать третий. **Системы электроснабжения электрического транспорта** 249

33.1. Основные сведения об электрическом транспорте 249
33.2. Ток и напряжение электрического транспорта 250
33.3. Электроснабжение автономного э. п. с. 250

Раздел тридцать четвертый. **Режимы работы и схемы питания тяговых сетей** 251

34.1. Режим работы тяговых сетей . . 251
34.2. Общая схема электроснабжения 252
34.3. Схемы внутреннего электроснабжения 253
34.4. Схемы внешнего электроснабжения 257

Раздел тридцать пятый. **Определение электрических нагрузок и методы расчета тяговых сетей** . . . 260

35.1. Параметры тяговых сетей . . . 260
35.2. Основные расчетные величины 263
35.3. Метод сечения графика 263
35.4. Обобщенный аналитический метод 268

Раздел тридцать шестой. **Расчеты тяговых сетей при вынужденных режимах** 272

36.1. Токи короткого замыкания в тяговых сетях постоянного тока 272
36.2. Токи короткого замыкания в тяговых сетях переменного тока 273
36.3. Понятие малого тока КЗ и условие выбора уставки автоматических выключателей 274

36 4 Основные принципы защит от малых токов КЗ 274
36 5 Защита тяговой сети однофазного переменного тока 276
36 6 Нормы допустимого нагрева контактной сети 277

Раздел тридцать седьмой **Рельсовые сети, режимы работы пунктов присоединения отрицательных питающих линий к рельсам, методы защиты от блуждающих токов в тяговой сети** 279

37 1 Возникновение блуждающих токов и влияние их на подземные сооружения 279
37 2 Расчетные выражения для блуждающих токов при различных схемах питания тяговой сети . . 280
37 3 Нормы допустимых потерь напряжения в рельсовой сети Способы выравнивания потенциалов пунктов присоединения отрицательных линий к рельсам . . . 282
37 4 Методика расчета рельсовых сетей трамвая 284
37 5 Меры защиты подземных сооружений от блуждающих токов 286

Раздел тридцать восьмой **Особенности устройства тяговых подстанций постоянного и переменного тока** 292

38 1 Типовые схемы тяговых подстанций для разных видов транспорта 292
38 2 Основные данные оборудования тяговых подстанций 292
38 3 Типовое конструктивное исполнение тяговых подстанций для различного типа э п с . . . 304
38 4 Сглаживающие фильтры тяговых подстанций постоянного тока 307
38 5 Компенсационные пункты железных дорог однофазного переменного тока 307

Раздел тридцать девятый **Контактные сети. Методика расчета и выбор основных элементов** 309

39 1 Классификация конструкций контактных подвесок для различных типов э п с 309
39 2 Климатические условия, расчетные нагрузки и режимы . . . 311
39 3 Материалы несущих тросов, контактных и усиливающих проводов, изоляторов 313
39 4 Основные расчеты для простых и цепных подвесок 318
39 5 Расчет гибкой поперечины . . . 323
39 6 Опорные и поддерживающие устройства 326

Раздел сороковой **Проектирование электроснабжения электрического транспорта** 329

40 1 Экономически целесообразные сечения контактной сети, питающих и отсасывающих линий . . 329
40 2 Рекомендации по выбору расположения тяговых подстанций 330
40 3 Габариты контактной сети . . . 331

Раздел сорок первый **Монтаж и эксплуатация тяговых сетей** . . . 333

41 1 Технология монтажа контактной сети 333
41 2 Оборудование и приборы, применяемые при монтаже контактной сети 337
41 3 Приемка тяговой сети в эксплуатацию 338
41 4 Эксплуатация контактной сети 339
41 5 Удлинение срока службы контактных проводов 342
41 6 Методы контроля повреждений кабельных линий постоянного тока 343

Раздел сорок второй **Особенности определения электрических нагрузок сельскохозяйственных районов** 344

42 1 Общие положения 344
42 2 Нагрузки на вводах к потребителям 344
42 3 Расчет электрических нагрузок в сетях 0,38—110 кВ 352
42 4 Определение расчетных нагрузок животноводческих комплексов 354
42 5 Определение нагрузок электротеплоснабжения 355

Раздел сорок третий. **Особенности схем питания потребителей электроэнергии сельскохозяйственных районов** 355

43.1. Потребители электроэнергии сельскохозяйственных районов 355
43.2. Требования при проектировании схем питания потребителей электроэнергии сельскохозяйственных районов 358
43.3. Основные принципы построения схем электроснабжения потребителей сельскохозяйственных районов 359
43.4. Типовые проекты 360

Раздел сорок четвертый. **Надежность схем электроснабжения сельскохозяйственных районов** 364

44.1. Общие положения 364
44.2. Требования надежности электроснабжения потребителей электроэнергии 364
44.3. Допустимые отклонения напряжений у приемников электроэнергии 369

Раздел сорок пятый. **Особенности технико-экономических расчетов в системах электроснабжения сельского хозяйства** 370

45.1. Основные положения 370
45.2. Порядок технико-экономических расчетов 370
45.3. Укрупненные показатели стоимости электрических сетей и оборудования 373

Раздел сорок шестой. **Автоматизация систем электроснабжения потребителей сельскохозяйственного производства** 390

46.1. Основные положения 390
46.2. Автоматизация процессов инкубации 390
46.3. Автоматизация процессов в животноводстве 391
46.4. Автоматизация процессов в полеводстве 391
46.5. Автоматизация систем электроснабжения 394

Раздел сорок седьмой. **Системы электрического нагрева в сельскохозяйственном производстве** 394

47.1. Общие положения 394
47.2. Электрические калориферы, электроводонагреватели . . . 397
47.3. Установки для обеспечения воздухообмена в животноводческих и птицеводческих помещениях 400
47.4. Электрообогрев парников и теплиц 401
47.5. Электроустановки для сушки сельскохозяйственных продуктов и кормов 401
47.6. Электронагревательные установки мастерских, гаражей и т. п. 402
47.7. Холодильные установки . . . 403

Раздел сорок восьмой. **Электрические машины и аппараты, применяемые в сельскохозяйственном производстве** 404

48.1. Общие положения 404
48.2. Определение характеристик потребления приемниками электроэнергии 407
48.3. Определение фактических параметров, характеризующих режим потребления приемниками электроэнергии 418
48.4. Электрические аппараты . . . 420

Раздел сорок девятый. **Электроприводы, применяемые в сельском хозяйстве** 429

49.1. Электроснабжение сельскохозяйственного производства 429
49.2. Основные типы машин для сельскохозяйственного производства и их классификация 430
49.3. Электродвигатели, применяемые для сельского хозяйства 432
49.4. Защита электродвигателей, применяемых в сельском хозяйстве 434
49.5. Трансформаторы и комплектное оборудование для сельского хозяйства 435
49.6. Выбор мощности привода транспортирующих и подъемных установок, применяемых в сельском хозяйстве 438
49.7. Выбор мощности электроприводов вакуум-насосов и компрессоров 438

49.8. Электропривод установок для водоснабжения 439
49.9. Электропривод установок для орошения 441
49.10. Электропривод вентиляционных установок 442
49.11. Электропривод вентиляционных установок в животноводческих и птицеводческих помещениях 443
49.12. Электропривод установок для регулирования температуры и влажности в теплицах 444
49.13. Управление поточными линиями кормораздачи в животноводстве и птицеводстве . . . 445
49.14. Электропривод поточных линий в животноводстве и растениеводстве 448
49.15. Электропривод поточных линий зерноочистительно - сушильных пунктов и комплексов 448
49.16. Электропривод поточных линий приготовления кормов . . 449
49.17. Управление электроприводами комплекса машин по удалению навоза и помета 451
49.18. Электропривод ручных инструментов 451

Раздел пятидесятый. **Энергоснабжение объектов сельскохозяйственного назначения** 452

50.1. Основные положения 452
50.2. Водоснабжение объектов сельскохозяйственного назначения . . 452
50.3. Водоснабжение орошаемых земель 461
50.4. Отопление зданий и сооружений сельскохозяйственных комплексов 464
50.5. Вентиляция зданий и сооружений сельскохозяйственных комплексов 465
50.6. Газоснабжение населенных пунктов сельскохозяйственных районов 468

Раздел пятьдесят первый. **Электроосвещение и облучение в сельскохозяйственных условиях** 469

51.1. Общие положения 469
51.2. Нормы освещенности 470
51.3. Источники света и светильники 470
51.4. Выбор источников света, напряжения, частоты 482
51.5. Выбор схемы освещения 482
51.6. Установки для облучения . . . 483
51.7. Осветительные устройства . . . 483
51.8. Пускорегулирующие устройства 483
51.9. Эксплуатация светотехнического оборудования 491

Раздел пятьдесят второй. **Электроснабжение поселков и других жилых массивов в сельском хозяйстве** 492

52.1. Общие положения 492
52.2. Электроснабжение жилых поселков 492
52.3. Электроснабжение ферм 493

Раздел пятьдесят третий. **Характеристики основных потребителей в системах электроснабжения городов. Определение электрических нагрузок** 503

53.1. Характеристика потребителей селитебной территории городов и поселков 503
53.2. Расчетные электрические нагрузки городских потребителей . . . 504
53.3. Электрические нагрузки элементов системы электроснабжения 507
53.4. Характерные графики нагрузки городских потребителей . . . 509

Раздел пятьдесят четвертый. **Типовые схемы электроснабжения городов** 511

54.1. Общая характеристика системы электроснабжения города . . . 511
54.2. Основные схемы электроснабжения сетей 110 (35) кВ и выше 513
54.3. Основные схемы питающих и распределительных сетей 10 (6) – 20 и 0,4 кВ 514
54.4. Конструктивное выполнение элементов городских электрических сетей 517
54.5. Проектирование городских электрических сетей 518

Раздел пятьдесят пятый. **Надежность электроснабжения городских потребителей** 521

55.1. Классификация электроприемников по категориям надежности 521
55.2. Особенности определения надежности городских электросетей 523

Раздел пятьдесят шестой. **Технико-экономические расчеты в системах электроснабжения городов** . . . 525

56.1. Методика технико-экономических расчетов применительно к системам электроснабжения городов 525
56.2. Технико-экономические показатели основных элементов сети . . 526

Раздел пятьдесят седьмой. **Схемы наружного освещения городов** 529

57.1. Система электропитания . . . 529
57.2. Осветительные сети 531
57.3. Расчет проводов 532
57.4. Управление наружным освещением 535

Раздел пятьдесят восьмой. **Автоматизация в системах электроснабжения городов** 539

58.1. Автоматизация сетей 10(6)—20 кВ 539
58.2. Автоматизация сетей 0,4 кВ . . 541
58.3. Релейная защита в городских электрических сетях 542

Раздел пятьдесят девятый. **Типовые электроприводы городов** . . 543

59.1. Системы электроснабжения городов 543
59.2. Расчетные электрические нагрузки систем электроснабжения городов 544
59.3. Номинальные напряжения электроустановок городов 545
59.4. Схемы городских электрических сетей 545
59.5. Электропривод крановых механизмов 547
59.6. Выбор электродвигателей кранов 547
59.7. Системы управления крановыми электроприводами 548
59.8. Механические характеристики крановых электроприводов . . . 550
59.9. Электроприводы механизмов подъема по системе ТП—Д . . 551
59.10. Электропривод с асинхронным двигателем механизмов подъема с магнитным контроллером 554
59.11. Электропривод лифтов . . . 555
59.12. Выбор электродвигателей лифтов 557
59.13. Оптимизация движения кабины пассажирского лифта 557
59.14. Схемы управления электроприводами лифтов 557
59.15. Регулируемый электропривод лифта по схеме тиристорный преобразователь—двигатель . . 558
59.16. Электроприводы насосов, компрессоров, вентиляторов . . . 560

Раздел шестидесятый. **Газоснабжение городов** 564

60.1. Система газоснабжения 564
60.2. Расчет потребления газа городом 565
60.3. Графики потребления газа . . . 567
60.4. Расчетный расход газа 569
60.5. Расчет потерь в газопроводах 570
60.6. Расчет газовой сети низкого давления 571

Раздел шестьдесят первый **Технические сведения об электрооборудовании объектов городского хозяйства** 574

61.1. Электрооборудование электрических сетей зданий 574
61.2. Электроприемники жилых зданий и предприятий коммунально-бытового назначения 579
61.3. Элементы городских электрических сетей 584
Список литературы 586
Предметный указатель 589

ПРЕДИСЛОВИЕ

Энергетическая программа СССР, разработанная на длительную перспективу, предусматривает прежде всего широкое внедрение энергосберегающих техники и технологии

В связи с этим важное значение приобретает рационализация энергопотребления, включающая в себя снижение удельного расхода электроэнергии и увеличение энерговооруженности отраслей народного хозяйства При этом ведущая роль принадлежит инженерно-техническим работникам, занимающимся вопросами распределения и использования электроэнергии на промышленных предприятиях, транспорте и в сельском хозяйстве

Большую помощь при решении этих вопросов окажет материал настоящего справочника

Справочник состоит из двух томов Данная книга является вторым томом и содержит необходимые сведения по выбору электрооборудования (продолжение), специальным установкам промышленных предприятий, электроснабжению городов, транспорта и сельского хозяйства

В первом томе приведены систематизированные сведения по расчету и автоматизации систем электроснабжения, выбору электрооборудования и рационализации режимов электропотребления

Настоящий том справочника составили А Н Барсуков – разд 26, С С Бодрухина – разд 33–41, Ф К Бойко – разд 43–48, 50–52, И А Будзко – разд 42, О А Бушуева – разд 27, С И Вершинина – разд 26, М В Кудрук – разд 31, Н Д Рыкова – разд 30, В Г Сальников – разд 32, Н А Семичевская – разд 30, Э Т Сидоренко – разд 29, Е М Соколова – разд 49, 59, М В Тарнижевский – разд 53–58, 61, А А Федоров – разд 26–28, 31, 32, В В Шевченко – разд 33–41, В А Головин – разд 60

Авторы выражают глубокую признательность академику ВАСХНИЛ И А Будзко, профессорам В В Шевченко, М В Тарнижевскому и Ф К Бойко за ценные замечания при работе над справочником

Авторы считают своим долгом отметить специалистов, принявших активное участие в технической работе над справочником Н Д Рыкову, Л И Ячкула и В В Суднову

Авторы приносят глубокую благодарность редакторам И И Кирпе и Э А Киреевой за полезные советы при редактировании рукописи, а также Г К Березиной и О И Джура за хорошее оформление материалов справочника

Просьба к читателям присылать свои пожелания и замечания в Энергоатомиздат по адресу 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб , 10

Авторы

РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ШЕСТОЙ

ХАРАКТЕРИСТИКИ ОСНОВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

26.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИЕМНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ИХ ОБЩИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Около 70 % всей вырабатываемой в нашей стране электроэнергии потребляется промышленными предприятиями. Приемники электроэнергии промышленных предприятий делят на: приемники трехфазного тока напряжением до 1 кВ, частотой 50 Гц; приемники трехфазного тока напряжением выше 1 кВ, частотой 50 Гц; приемники однофазного тока напряжением до 1 кВ, частотой 50 Гц; приемники, работающие с частотой, отличной от 50 Гц, питаемые от преобразовательных подстанций и установок; приемники постоянного тока, питаемые от преобразовательных подстанций и установок. Для всех перечисленных приемников необходимо выяснить требования, предъявляемые ПУЭ к надежности питания, режим работы (продолжительный, кратковременный, повторно-кратковременный), а также места расположения приемников электроэнергии, являются ли они стационарными или передвижными, условия окружающей среды.

В настоящее время электроснабжение промышленных предприятий ведется на переменном трехфазном токе. Для питания приемников постоянного тока сооружают преобразовательные подстанции, на которых устанавливают преобразовательные агрегаты: полупроводниковые выпрямители, ртутные выпрямители, двигатели-генераторы и механические выпрямители. Преобразовательные агрегаты питаются от сети трехфазного тока и являются поэтому приемниками трехфазного тока. Приемники постоянного тока, имеющие индивидуальные преобразовательные агрегаты: электропривод по системе генератор – двигатель, ионный электропривод и др., – являются с точки зрения электроснабжения приемниками трехфазного тока. Часто встречающимися приемниками постоянного тока, требующими питания от преобразовательных подстанций, являются внутризаводской электрифицированный транспорт, некоторые установки, использующие явления электролиза, некоторые электродвигатели подъемно-транспортных и вспомогательных механизмов.

Согласно ПУЭ [1] электротехнические установки, производящие, преобразующие, распределяющие и потребляющие электроэнергию, подразделяют на электроустановки напряжением до 1 кВ и электроустановки напряжением выше 1 кВ. Электроустановки в отношении мер электробезопасности разделяют на [1]: электроустановки напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью (с большими токами замыкания на землю); электроустановки напряжением выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю); электроустановки напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью; электроустановки напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью.

По частоте тока приемники электроэнергии делят на приемники промышленной частоты (50 Гц) и приемники с высокой (выше 10 кГц), повышенной (до 10 кГц) и пониженной (ниже 50 Гц) частотами. Большинство приемников использует электроэнергию нормальной промышленной частоты. Установки высокой и повышенной частоты применяют для нагрева под закалку, ковку и штамповку металлов, а также для плавки металлов. К приемникам с повышенной частотой относят, например, электрические двигатели в текстильной промышленности при производстве искусственного шелка. Для преобразования переменного тока промышленной частоты в токи высокой и повышенной частоты служат двигатели-генераторы (электромашинные преобразователи), а также тиристорные или ионные преобразователи. Для получения повышенной частоты до 10 кГц применяют преимущественно тиристорные преобразователи (инверторы). Для получения частот 10 кГц и выше применяют ламповые генераторы. От ионных генераторов можно получать частоты до 2800 Гц. К приемникам с пониженной частотой относят коллекторные двигатели, применяемые

для транспорта ($16^2/_3$ Гц), приводы рольгангов (до 20 Гц), перемешиватели жидкого металла (до 25 Гц) и индукционные нагревательные устройства для отливки крупных деталей и др.

Приемники электроэнергии могут быть разделены на группы по сходству режимов работы, т. е. по сходству графиков нагрузки. Деление приемников электроэнергии на группы позволяет более точно находить среднюю и расчетную нагрузку узла системы электроснабжения, к которому присоединены группы различных по режиму работы приемников. Различают три характерные группы приемников электроэнергии:

1) приемники, работающие в режиме с продолжительно неизменной или маломеняющейся нагрузкой. В этом режиме электрическая машина или аппарат может работать продолжительное время без повышения температуры отдельных частей машины или аппарата выше допустимой. Примерами приемников, работающих в этом режиме, являются электродвигатели компрессоров, насосов, вентиляторов и т. п.;

2) приемники, работающие в режиме кратковременной нагрузки. В этом режиме рабочий период машины или аппарата не настолько длителен, чтобы температура отдельных частей машины или аппарата могла достигнуть установившегося значения. Период останова машины или аппарата настолько длителен, что машина практически успевает охладиться до температуры окружающей среды. Примерами данной группы приемников являются электродвигатели электроприводов вспомогательных механизмов металлорежущих станков (например, механизмы подъема поперечины, зажимы колонн, двигатели быстрого перемещения суппортов), гидравлических затворов и т. п.;

3) приемники, работающие в режиме повторно-кратковременной нагрузки. В этом режиме кратковременные рабочие периоды машины или аппарата чередуются с кратковременными периодами отключения. Повторно-кратковременный режим работы характеризуется относительной продолжительностью включения (ПВ) и длительностью цикла. В повторно-кратковременном режиме электрическая машина или аппарат может работать с допустимой для них относительной продолжительностью включения неограниченное время, причем повышение температур отдельных частей машины или аппарата не выйдет за пределы допустимых значений. Примером этой группы приемников являются электродвигатели кранов, сварочные аппараты и т. п.

Для перечисленных выше режимов работы приемников электроэнергии согласно ГОСТ 183—74* электротехническая промышленность выпускает электрические машины с одним из следующих номинальных режимов работы: S_1 — продолжительным; S_2 — кратковременным с длительностью периода кратковременной нагрузки 10, 30, 60 и 90 мин; S_3 — повторно-кратковременным с продолжительностью включения (ПВ) 15, 25, 40 и 60% и продолжительностью одного цикла 10 мин; S_4 — повторно-кратковременным с частыми пусками с ПВ 15, 25, 40 и 60% и числом включений в час 30, 60, 120 и 240; S_5 — повторно-кратковременным с частыми пусками и электрическим торможением с ПВ 15, 25, 40 и 60% и числом включений в час 30, 60, 120, 240. В действительности график нагрузки каждого приемника отличается от заданного при проектировании. На режим работы приемника влияют технологические особенности каждой отрасли промышленности. График нагрузки приемника является основным показателем, по которому его следует классифицировать.

Кроме разделения потребителей по режимам работы следует учитывать несимметричность или неравномерность загрузки фаз. К симметричным нагрузкам относят трехфазные электродвигатели и трехфазные печи. К несимметричным нагрузкам (одно- и двухфазным) относят электрическое освещение, однофазные и двухфазные печи, однофазные сварочные трансформаторы и т. п., когда распределить их симметрично по фазам не удается.

В отношении обеспечения надежности и бесперебойного питания приемники электроэнергии в соответствии с ПУЭ [1] делят на три категории. Приемники электроэнергии I категории — приемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей или значительный ущерб народному хозяйству, связанный с повреждением дорогостоящего оборудования, массовым браком продукции, расстройством сложного технологического процесса промышленного предприятия, нарушением функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Из состава приемников электроэнергии I категории выделяется особая группа приемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждений дорогостоящего основного технологического оборудования. Приемники электроэнергии II категории — приемники, перерыв электро-

снабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Все остальные приемники электроэнергии, не подходящие под определения I и II категорий, относят к приемникам III категории.

От правильного выбора категорий приемников электроэнергии по степени бесперебойного питания для конкретного технологического производства во многом зависит выбор надежной схемы электроснабжения, обеспечивающей в условиях эксплуатации минимальные народнохозяйственные затраты.

С точки зрения качества электроэнергии характерные группы приемников электроэнергии могут иметь различные требования к энергосистемам и могут оказывать различное влияние на качество электроэнергии в отдельных узлах системы электроснабжения вследствие особых характеристик, т. е. качество электроэнергии на выводах ее приемников зависит как от энергосистемы, так и от самих потребителей электроэнергии. Качество электроэнергии нормируют по отклонениям частоты и напряжения, колебаниям частоты и напряжения, несинусоидальности формы кривой напряжения, несимметрии напряжения основной частоты и коэффициенту пульсации напряжения постоянного тока. Ухудшение показателей качества электроэнергии в отдельных случаях может быть вызвано характеристиками приемников электроэнергии.

26.2. СИЛОВЫЕ ОБЩЕПРОМЫШЛЕННЫЕ УСТАНОВКИ

Силовые общепромышленные установки – это установки, которые имеются практически на каждом промышленном предприятии независимо от специфики и характера технологического процесса. К общепромышленным установкам относят компрессорные, насосные, вентиляционные, воздуходувные установки и подъемно-транспортные устройства. Расход электроэнергии силовыми общепромышленными установками составляет 45–60 % общезаводского электропотребления, а именно (для крупного машиностроительного завода): 20–25 % электроэнергии потребляют компрессорные для выработки сжатого воздуха; 15–20 % – вентиляционные установки; 5–6 % – насосные водозабора и перекачки воды; 7–8 % – подъемно-транспортные устройства [2]. В силовых установках применяют асинхронные и синхронные двигатели трехфазного переменного тока частотой 50 Гц и напряжением от 127 В до 10 кВ, а при необходимости регулирования производительности установок – двигатели постоянного тока. Мощность таких силовых установок в общем случае изменяется в широком диапазоне от долей единицы, единиц (например, электродвигатели задвижек, затворов, подачи масла) до десятков (30–60) мегаватт (кислородные турбокомпрессоры и воздуходувки доменных печей). Характер нагрузки, как правило, ровный, особенно для мощных компрессорных, насосных и вентиляционных установок, а толчки нагрузки имеют место только при пусках двигателей. Двигатели основных механизмов (компрессоры, вентиляторы, насосы) имеют продолжительный режим, а двигатели вспомогательных устройств (например, задвижки, затворы, дозаторы) – повторно-кратковременный или кратковременный режим работы. Коэффициент мощности таких приемников электроэнергии достаточно стабилен (0,8–0,9). Для электропривода крупных насосов, компрессоров и вентиляторов чаще всего применяют синхронные двигатели, работающие в режиме перевозбуждения (с опережающим коэффициентом мощности). Расположение электрооборудования силовых установок стабильно. Требуемая степень бесперебойного электроснабжения приемников электроэнергии силовых установок зависит от назначения и мощности установки, характера и требований технологического процесса конкретного производства.

В большинстве отраслей промышленности перерыв в электроснабжении крупных насосных, компрессорных и вентиляционных установок связан со значительным недоотпуском продукции, массовым браком и простоем рабочих, а в ряде случаев может повлечь за собой аварии, опасные для жизни людей. Например, насосы водоснабжения и воздуходувки доменного производства, дутьевые вентиляторы кислородно-конверторного производства, аварийная вентиляция многих химических производств как потребители электроэнергии отнесены к I (и даже особой группе) категории по надежности и бесперебойности электроснабжения. Однако силовые общепромышленные установки, обслуживающие менее ответственных потребителей, согласно ПУЭ могут быть отнесены к приемникам II и III категорий.

Подъемно-транспортные устройства широко используют в цехах (внутрицеховые)

и между цехами (межцеховые или внутризаводские) промышленных предприятий. К внутрицеховым устройствам относят транспортеры, конвейеры, рольганги, электрокары, подъемники, краны различных типов. К межцеховым устройствам относят электрокары, конвейеры толкающего типа с автоматической адресовкой направления движения грузов, краны различных типов, экскаваторы.

По конструктивным признакам подъемные краны, работающие с повторяющимися циклами, разделяют на мостовые, портальные, башенные, козловые, кабельные и др., мостовые перегружатели. Наиболее распространены в кузнечно-прессовых, литейных и сборочных цехах мостовые краны с тремя-четырьмя электродвигателями общей мощностью 30 кВт и выше, которые потребляют до 10 % общего расхода электроэнергии цеха. Для транспортировки изделий на современных крупных промышленных предприятиях широко используют подвесные конвейеры, которые могут перемещаться в горизонтальной и вертикальной плоскостях. Потребление электроэнергии подвесными конвейерами в 5—6 раз меньше, чем мостовыми кранами. Коэффициент мощности приемников электроэнергии кранов составляет 0,5—0,7. По надежности электроснабжения приемники электроэнергии кранов в основном отнесены ко II и III категориям, однако некоторые из них являются потребителями I категории (заливочные краны миксерного отделения сталеплавильного производства и др.).

К подъемникам, перемещающим грузы и людей по направляющим, относят канатные подъемники длительного действия, лифты, шахтные и другие подъемники циклического действия. Подъемники относят к потребителям I и II категории по степени надежности электроснабжения, например, скиповый подъем доменного производства, клетьевые подъемные машины угольных шахт, лебедки для спуска и подъема инструментов на буровых установках и др. отнесены к потребителям I категории. Требования надежности электроснабжения приемников электроэнергии транспортеров, шнеков, питателей и других механизмов внутрицехового транспорта определяются категорией потребителей основного производства.

Сведения о показателях графиков нагрузок ($K_и$, $K_в$, $\cos\varphi$, $K_с$) и категориях надежности для характерных групп приемников силовых общепромышленных установок приведены в [3]. При определении расчетных электрических нагрузок паспортную мощность приемников ПКР приводят к ПВ-100 % (см. § 3.2), а расчетную нагрузку принимают равной средней за наиболее загруженную смену для приемников, имеющих практически постоянный график нагрузки (например, компрессоры, насосы, вентиляторы), и учитывают согласно § 3.13.

26.3. ОСВЕТИТЕЛЬНЫЕ ПРОМЫШЛЕННЫЕ УСТАНОВКИ

Осветительные промышленные установки выполняют по системе общего или комбинированного освещения. Система общего освещения соответствует производственным помещениям с невысоким уровнем освещенности, а система комбинированного освещения применяется в помещениях с работами I—IV разрядов. По назначению различают системы рабочего, аварийного, эвакуационного и охранного освещения. Для освещения помещений предусматривают газоразрядные лампы, а в случае невозможности их использования по условиям окружающей среды применяют светильники с лампами накаливания. В установках наружного освещения, кроме светильников, применяют прожекторы (в основном заливающего света). Общая характеристика осветительных установок, срок службы источников света, требования к качеству электроэнергии приведены в [4]. Для осветительных установок промышленных предприятий применяют напряжения 12, 36, 127, 220 и 380 В. Номинальная мощность ламп изменяется в широком диапазоне: 15—1000 Вт — лампы накаливания; 15—80 Вт — люминесцентные лампы; 80—1000 Вт — лампы ДРЛ; 250—3500 Вт — лампы ДРИ; 200—3500 Вт — прожекторы типов ПЗ и ПГЦ. Коэффициент мощности ламп накаливания равен 1, а газоразрядных ламп с пускорегулирующей аппаратурой (ПРА) — 0,5—0,6. В осветительных установках с люминесцентными лампами и лампами ДРЛ в основном применяется компенсация, реже используется групповая компенсация реактивной мощности батареями конденсаторов.

Светильники представляют собой однофазную нагрузку, однако благодаря незначительной номинальной мощности одной лампы (обычно не более 1—2 кВт) при правильной группировке осветительных приборов в трехфазной сети удается достичь практически равномерной нагрузки по фазам (с несимметрией нагрузки сети по фазам не более 5—10 %). Характер нагрузки равномерный, но значение и продолжительность

нагрузки изменяются в зависимости от времени суток, года и географического положения объекта. Частота тока общепромышленная 50 Гц. Следует иметь в виду, что в сети (особенно в нулевом проводе) при использовании газоразрядных ламп появляются высшие гармоники тока.

Кратковременные (несколько секунд) аварийные перерывы в питании осветительных установок допустимы. Продолжительные перерывы (минуты и часы) в питании для некоторых видов производства недопустимы. Для производств применяют резервирование питания от второго источника тока (в некоторых случаях даже от независимого источника постоянного тока). В тех производствах, где отключение освещения угрожает безопасности людей, применяют специальные системы аварийного освещения. Светильники аварийного освещения для эвакуации людей и для продолжения работы в производственных зданиях без естественного освещения присоединяют к независимому источнику питания и сети, независимой от сети рабочего освещения. При использовании люминесцентных ламп для аварийного освещения необходимо учитывать, что надежность зажигания и горения ламп обеспечивается при напряжении в сети не ниже 0,9 $U_{ном}$.

Светильники наружного освещения промышленных предприятий присоединяют к самостоятельным проводам от трансформаторных подстанций или вводов в здания при условии, что управление наружным освещением производится раздельно от внутреннего освещения [1]. Необходимость компенсации реактивной мощности в сетях наружного освещения промышленных предприятий, а также выбор вида компенсации — групповая или индивидуальная для каждого светильника — при газоразрядных лампах решаются на основе технико-экономических расчетов.

Данные о коэффициентах спроса осветительных нагрузок $K_{с.о}$ и годовом числе использования максимума осветительной нагрузки $T_{м.о}$ для внутренних и наружных осветительных установок приведены в [3].

Расчетную нагрузку осветительных приемников принимают равной средней (§ 3.7) и учитывают при определении расчетных нагрузок узлов согласно изложенному в § 3.12. Расход электроэнергии на освещение колеблется и составляет в общем потреблении электроэнергии, например, в металлургии — 5%, в машиностроении — 10%, в легкой промышленности — 15%.

26.4. ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ СТАНКОВ

Эта характерная группа приемников электроэнергии встречается практически на всех промышленных предприятиях. Наиболее многочисленной группой среди других групп промышленных механизмов, работающих с электроприводом, являются металлообрабатывающие станки, к которым относятся станки для обработки деталей, материалов и изделий методами резания, штамповки, поковки, шлифовки и др.

Для электроприводов современных станков применяют практически все типы двигателей: двигатели постоянного тока независимого, последовательного или смешанного возбуждения (ДПТ НВ, ДПТ ПВ, ДПТ СВ), трехфазные асинхронные двигатели (АД) с фазным и короткозамкнутым ротором, синхронные двигатели (СД). Двигатели различают по мощности, напряжению, частоте вращения, конструктивному исполнению, способам защиты от воздействия окружающей среды и другим факторам. Мощность двигателей разнообразна и изменяется от долей до сотен киловатт и более. Напряжение сети, питающей двигатели станков, 660 — 380/220 В с частотой 50 Гц. В станках, где требуется высокая частота вращения и регулирование частоты, применяют двигатели постоянного тока, питающиеся от выпрямительных установок. В зависимости от характера производственного процесса, режима работы (нормальный, тяжелый, особо тяжелый), объемов производства (мелко-, средне- или крупносерийное) и условий автоматизации показатели графиков нагрузки приемников электроэнергии изменяются в широком диапазоне: 0,5 — 0,85 — коэффициент включения; 0,12 — 0,6 — коэффициент использования; 0,14 — 0,6 — коэффициент спроса; 0,4 — 0,7 — коэффициент мощности. Определение расчетных нагрузок производят по средней мощности с использованием коэффициентов $K_м$, $K_ф$ или по $K_с$, а также по удельным показателям производства (на единицу продукции, на единицу производственной площади) согласно изложенному в § 3.9 — 3.12.

Наибольшее распространение в промышленном электроприводе имеют асинхронные двигатели серий А2 и 4А и двигатели постоянного тока серий П и 2П. В настоящее время выпускают широкую номенклатуру комплектных электроприводов, в состав которых входят тиристорный преобразователь, устройство управления, за-

щиты и сигнализации, электродвигатель с датчиком скорости и источник питания цепи возбуждения. Мощность комплектного электропривода изменяется от долей единицы до тысяч киловатт, в широком диапазоне регулируется частота вращения. Тиристорные преобразователи для электропривода станков являются генераторами высших гармоник. Отклонения показателей качества электроэнергии по напряжению и частоте от нормированных значений значительно ухудшают механические и энергетические характеристики асинхронных и синхронных двигателей.

По требуемой степени надежности электроснабжения приемники электроэнергии производственных станков механических, механосборочных, инструментальных, кузнечно-прессовых и штамповочных цехов машиностроительной и металлообрабатывающей промышленности, как правило, относят ко II категории, а ремонтно-механических, ремонтных электромеханических и других вспомогательных производств различных отраслей промышленности — к III категории.

26.5. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Для промышленных электроустановок металлургической, машиностроительной, текстильной, горнорудной, химической и других отраслей народного хозяйства широко используют силовые преобразовательные установки для выпрямления переменного трехфазного тока частотой 50 Гц в переменный ток непромышленной частоты. По назначению преобразовательные установки применяют для питания электродвигателей станков и механизмов, внутризаводского электрического транспорта, электротермических установок, электролизных ванн, электрофильтров, сварочных установок и цеховых сетей постоянного тока и т. п. В зависимости от типа преобразователей тока преобразовательные установки делят на установки с двигателями-генераторами, с ртутными выпрямителями, с механическими выпрямителями, а также полупроводниковые преобразователи, агрегаты и устройства.

При оценке режимов работы преобразовательных установок и агрегатов как приемников и потребителей электроэнергии трехфазной сети переменного тока необходимо знать такие характеристики, как коэффициент полезного действия, коэффициент мощности, состав гармоник тока и напряжения при работе установки, регулировочную и внешнюю характеристики, требования к надежности электроснабжения, условия окружающей среды и т. п. Преобразовательные установки, имеющие трехфазную или шестифазную схему соединений, являясь генераторами высших гармонических, выдают в питающую их сеть 5, 7, 11, 13-ю и более высокие гармоники, что искажает кривую первичного тока. Преобразовательные установки как нелинейные сопротивления обусловливают несинусоидальность напряжения сети [3]. Высшие гармонические токи и напряжения ухудшают коэффициент мощности потребителей сети, включая и преобразовательные устройства. Коэффициент мощности установок колеблется в широком диапазоне (0,65—0,95), а именно по установкам: электролиза 0,86—0,95; гальванотехники 0,65—0,93; машин постоянного тока 0,81—0,86.

Требования к бесперебойности электроснабжения определяются теми механизмами, станками и установками, которые получают питание от системы трехфазного переменного тока через преобразовательные устройства, агрегаты, подстанции. Перерыв в питании электролизных установок не приводит к тяжелым авариям с повреждением основного оборудования и может быть допущен на несколько минут, а в некоторых случаях на несколько часов. Режим работы электролизных установок дает достаточно равномерный и симметричный по фазам график нагрузки.

Преобразовательные установки для внутрипромышленного электрического транспорта (откатка, подъем, различные перемещения грузов и т. п.) по мощности относительно невелики (от сотен до 2000—3000 кВт). Коэффициент мощности таких установок колеблется в пределах 0,7—0,8. Нагрузка на стороне переменного тока симметрична по фазам, но резко изменяется за счет пиков тока при работе тяговых электродвигателей. Прекращение работы транспорта вызывает серьезные осложнения в работе предприятия, и поэтому эта группа потребителей должна снабжаться электроэнергией, как приемники I или II категории, допускающие кратковременный перерыв в питании. Питание этих установок производится переменным током промышленной частоты напряжением 0,38—35 кВ.

Преобразовательные установки для питания электрофильтров (с механическими выпрямителями) до 100—200 кВт имеют широкое применение для очистки газов. Питаются эти установки переменным током промышленной частоты от специальных

трансформаторов; коэффициент мощности этих установок равен 0,7—0,8. Нагрузка на стороне высокого напряжения симметрична и равномерна; перерывы в питании допустимы, а длительность их зависит от технологического процесса производства. В таких производствах, как химические заводы, эти установки могут быть отнесены к приемникам I и II категорий.

26.6. СВАРОЧНЫЕ АППАРАТЫ И АГРЕГАТЫ

Электросварочные установки как приемники делят на установки, работающие на переменном и постоянном токе. Технологически сварку делят на дуговую и контактную, по способу производства работ — на ручную и автоматическую. Электросварочные агрегаты постоянного тока состоят из двигателя переменного тока и сварочного генератора постоянного тока, при этом сварочная нагрузка распределяется по трем фазам в питающей сети переменного тока равномерно, но график ее остается переменным. Коэффициент мощности таких установок при номинальном режиме работы составляет 0,7—0,8; при XX коэффициент мощности снижается до 0,4. Среди сварочных агрегатов постоянного тока имеются и выпрямительные установки.

Электросварочные установки переменного тока работают на промышленной частоте переменного тока 50 Гц и представляют собой однофазную нагрузку в виде сварочных трансформаторов для дуговой сварки и сварочных аппаратов контактной сварки. Сварка на переменном токе дает однофазную нагрузку с повторно-кратковременным режимом работы, неравномерной нагрузкой фаз и, как правило, низким коэффициентом мощности (0,3—0,35 для дуговой и 0,4—0,7 для контактной сварки). Сварочные установки питаются от сетей напряжением 380—220 В. Сварочные трансформаторы на строительно-монтажных площадках характеризуются частыми перемещениями в питающей сети. Это обстоятельство должно быть учтено при проектировании питающей сети. С точки зрения надежности питания сварочные установки относятся к приемникам электроэнергии II категории.

26.7. ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ

Электротермические установки по способу превращения электрической энергии в тепловую можно разделить на печи сопротивления, индукционные печи и установки, дуговые электрические печи и со смешанным нагревом.

Печи сопротивления по способу нагрева подразделяют на печи прямого и косвенного действия. Печи косвенного нагрева являются установками напряжением до 1 кВ и питаются в большинстве случаев от сетей 380 В промышленной частоты 50 Гц. Печи выпускают одно- и трехфазными мощностью от единиц до нескольких тысяч киловатт. Коэффициент мощности в большинстве случаев равен 1. Печи прямого действия выполняют одно- и трехфазными мощностью до 3000 кВт; питание осуществляют током промышленной частоты от сетей 380/220 В. Коэффициент мощности 0,7—0,9. Большинство печей сопротивления в отношении надежности электроснабжения относят к приемникам электроэнергии II категории.

Печи и установки индукционного и диэлектрического нагрева подразделяют на плавильные печи и установки для закалки и сквозного нагрева диэлектриков. Плавильные печи с сердечником применяются для плавления цветных металлов и их сплавов. Питание печей осуществляют током промышленной частоты 50 Гц напряжением 380 В и выше в зависимости от мощности. Печи с сердечником выпускают одно-, двух- и трехфазными мощностью до 2000 кВ · А. Коэффициент мощности колеблется в пределах 0,2—0,8. Плавильные печи без сердечника применяют для выплавки высококачественной стали и реже — цветных металлов. Питание промышленных печей без сердечника может быть осуществлено током промышленной частоты от сетей напряжением 380 В и выше и током повышенной частоты (500—10 000 Гц) от тиристорных или электромашинных преобразователей. Печи выпускают мощностью до 4500 кВ · А, коэффициент мощности их очень низок (0,05—0,25). Все плавильные печи относят к приемникам электроэнергии II категории. Установки для закалки и сквозного нагрева в зависимости от назначения питаются при частотах от 50 Гц до сотен килогерц. Питание установок повышенной и высокой частоты производится соответственно от тиристорных или машинных преобразователей индукторного типа и ламповых генераторов. Эти установки относят к приемникам электроэнергии II категории.

Дуговые электрические печи по способу нагрева разделяют на печи прямого и косвенного действия. Дуговые печи прямого действия подразделяют на ряд типов, характерными из которых являются сталепла-

вильные и вакуумные. Сталеплавильные печи питаются током промышленной частоты напряжением 6—110 кВ через понижающие трансформаторы. Печи выпускают трехфазными мощностью до 45 000 кВ · А в единице. Коэффициент мощности 0,85—0,9. Вакуумные дуговые печи выполняют мощностью до 2000 кВт. Питание осуществляют постоянным током напряжением 30—40 В. В качестве источников электроэнергии применяют электромашинные преобразователи и полупроводниковые выпрямители, включаемые в сеть переменного тока 50 Гц. Дуговые печи косвенного нагрева нашли применение для выплавки меди и ее сплавов. Мощность печей сравнительно невелика (до 500 кВ · А); питание производят током промышленной частоты от специальных печных трансформаторов. В отношении надежности электроснабжения эти печи относят к приемникам электроэнергии I категории, допускающим кратковременные перерывы в питании.

Электрические печи со смешанным нагревом можно разделить на руднотермические и печи электрошлакового переплава. Руднотермические печи применяют для получения ферросплавов, корунда, выплавки чугуна, свинца, возгонки фосфора, выплавки медного и медно-никелевого штейна. Питание осуществляют током промышленной частоты через понижающие трансформаторы. Мощность некоторых печей велика (до 100 МВ · А) (печь для возгонки желтого фосфора). Коэффициент мощности 0,85—0,92. В отношении бесперебойности электроснабжения печи для руднотермических процессов относят к приемникам электроэнергии II категории. В печах электрошлакового переплава получают высококачественные стали и специальные сплавы. Питание печей осуществляют током промышленной частоты через понижающие трансформаторы обычно от сетей 6—10 кВ со вторичным напряжением 45—60 В. Печи выполняют, как правило, однофазными и реже трехфазными. Коэффициент мощности равен 0,85—0,95. В отношении надежности электроснабжения печи электрошлакового переплава относятся к приемникам электроэнергии I категории.

26.8. ХАРАКТЕРНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Приемники электроэнергии I, II и III категорий по степени надежности электроснабжения предъявляют различные требования к источникам и схемам питания [1]. Приемники электроэнергии I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного источника питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания. Для электроснабжения особой группы приемников электроэнергии I категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания. Независимым источником питания приемника электроэнергии или группы приемников электроэнергии называют источник питания, на котором сохраняется напряжение в пределах, регламентированных ПУЭ для послеаварийного режима, при исчезновении его на другом или других источниках питания этих приемников. К числу независимых источников питания относят две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий: 1) каждая секция или система шин в свою очередь имеет питание от независимого источника питания; 2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной секции (системы) шин. В качестве третьего независимого источника питания для особой группы приемников электроэнергии и в качестве второго независимого источника питания для остальных приемников I категории используют местные электростанции, электростанции энергосистем, специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п. Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить необходимую непрерывность технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, осуществляют технологическое резервирование.

Электроснабжение приемников электроэнергии I категории с особо сложным технологическим процессом, требующим длительного времени на восстановление рабочего режима, при наличии технико-экономических обоснований осуществляют от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, к которым предъявляют дополнительные требования, определяемые особенностями технологического процесса. Приемники электроэнергии II категории обеспечивают электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Для приемников электроэнергии II кате-

гории при нарушении электроснабжения от одного источника питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. ПУЭ допускают питание приемников электроэнергии:

1) II категории – по одной воздушной линии, в том числе с кабельной вставкой, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более 1 сут;

2) I категории – по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату;

3) II категории – от одного трансформатора при наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены повредившегося трансформатора за время не более 1 сут.

Для приемников электроэнергии III категории электроснабжение выполняют от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 сут.

а) Внутреннее электроснабжение

Схемы радиального питания потребителей электроэнергии. Радиальными называют такие схемы, в которых электроэнергию от центра питания (электростанции предприятия, подстанции или распределительного пункта) передают прямо к цеховой подстанции без ответвлений на пути для питания других потребителей. Такие схемы имеют много отключающей аппаратуры и питающих линий. Исходя из этого можно сделать вывод, что применять схемы радиального питания следует только для питания достаточно мощных потребителей. На рис. 26.1 приведены характерные схемы радиального питания потребителей электроэнергии для систем внутреннего (внешнего) электроснабжения промышленных предприятий. Схема на рис. 26.1, *а* предназначена для питания потребителей III категории или потребителей II категории, где допустим перерыв в электроснабжении на 1 – 2 сут. Схема на рис. 26.1, *б* предназначена для потребителей II категории, перерыв питания у которых может быть допущен не более 1 – 2 ч. Схема на рис. 26.1, *в* предназначена для электроснабжения потребителей I категории, но ее используют и для питания потребителей II категории,

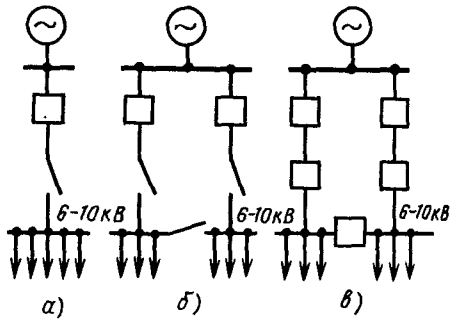


Рис. 26.1. Характерные радиальные схемы питания в системе внутреннего и внешнего электроснабжения промышленного предприятия

имеющих народнохозяйственное значение в масштабе страны, и перерыв в питании которых влечет за собой недоотпуск продукции (например, выпуск подшипников).

Схемы магистрального питания потребителей электроэнергии применяют в системе внутреннего электроснабжения предприятий, когда потребителей достаточно много и радиальные схемы питания явно целесообразны. Обычно магистральные схемы обеспечивают присоединение пяти-шести подстанций с общей мощностью потребителей не более 5000 – 6000 кВ · А. На рис. 26.2 приведена типичная схема магистрального питания. Эта схема характеризуется пониженной надежностью питания, но дает возможность уменьшить число отключающих аппаратов напряжения и более удачно скомпоновать потребителей для питания в группе по пять-шесть подстанций. Когда необходи-

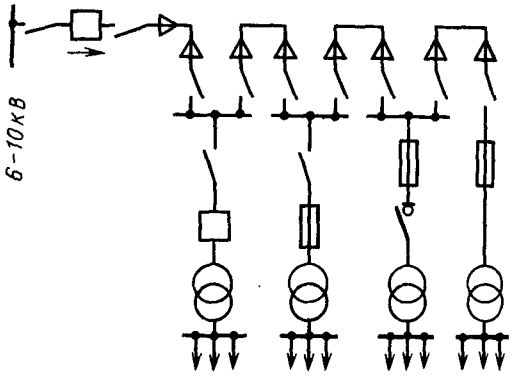


Рис. 26.2. Характерная магистральная схема питания в системе внутреннего электроснабжения промышленного предприятия

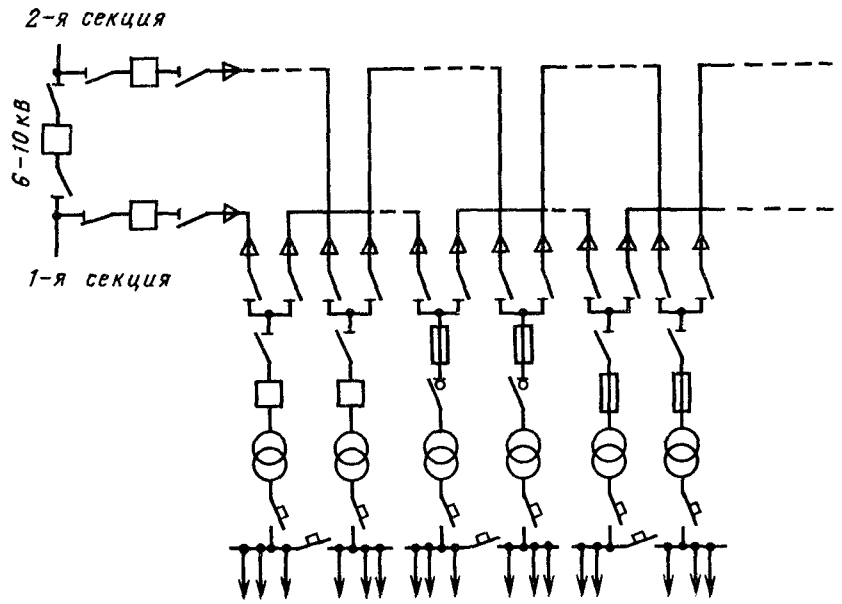


Рис. 26.3. Характерная схема питания сквозными двойными магистралями в системе внутреннего электроснабжения промышленного предприятия

мо сохранить преимущества магистральных схем и обеспечить высокую надежность питания, применяют систему двойных транзитных (сквозных) магистралей (рис. 26.3). В этой схеме при повреждении любой питающей магистрали высшего напряжения питание надежно обеспечивают по второй магистрали путем автоматического переключения потребителей на секцию шин низшего напряжения трансформатора, оставшегося в работе. Это переключение происходит со временем 0,1 – 0,2 с, что практически не отражается на электроснабжении потребителей.

Схемы смешанного питания потребителей электроэнергии. В практике проектирования и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий редко встречаются схемы, построенные только по радиальному или только по магистральному принципу. Обычно крупные и ответственные потребители или приемники питают по радиальной схеме. Средние и мелкие потребители группируют и их питание осуществляют по магистральному принципу. Такое решение позволяет создать схему внутреннего электроснабжения с наилучшими технико-экономическими показателями. На рис. 26.4 приведена такая смешанная схема питания.

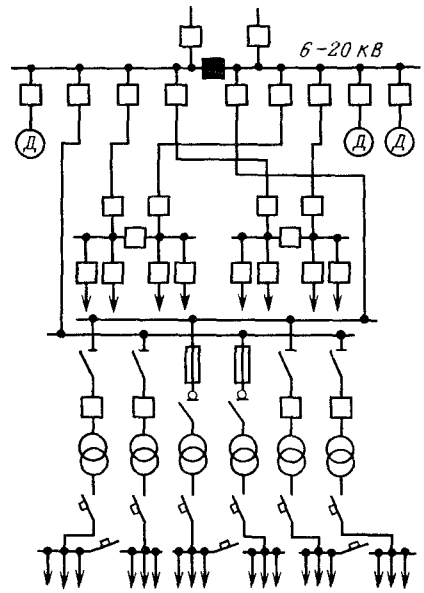


Рис. 26.4. Характерная смешанная (радиально-магистральная) схема питания в системе внутреннего электроснабжения промышленного предприятия

б) Внешнее электроснабжение

Питание от энергосистемы без собственных электростанций. На рис. 26.5 приведены схемы электроснабжения промышленных предприятий, питание которых производят только от энергосистем. На рис. 26.5, *а* представлена схема радиального питания. Здесь напряжение сети внешнего электроснабжения совпадает с высшим напряжением сети на территории внутри предприятия (система внутреннего электроснабжения), благодаря чему не требуется трансформация для предприятия в целом. Такие схемы электроснабжения характерны при питании прежде всего на напряжениях 6, 10 и 20 кВ. На рис. 26.5, *б* приведена схема так называемого глубокого ввода 20—110 кВ и реже 220 кВ, когда напряжение от энергосистемы без трансформации вводят по схеме двойной транзитной (сквозной) магистрали на внутреннюю территорию предприятия. В этой схеме при напряжении 35 кВ понижающие трансформаторы устанавливают непосредственно у зданий цехов, и они имеют низшее напряжение 0,69—0,4 кВ. Однако при напряжениях энергосистемы 110—220 кВ непосредственная трансформация на 0,69—0,4 кВ для цеховых сетей оказывается обычно нецелесообразной из-за сравнительно малой суммарной мощности потребителей отдельного цеха. В таких случаях может оказаться целесообразной промежуточная трансформация на напряжение 10—20 кВ на нескольких промежуточных понизительных подстанциях, каждая из которых должна питать свою группу цехов. В случаях крупных печных или специальных преобразовательных установок большой мощности может оказаться целесообразным трансформировать напряжение 110 или 220 кВ непосредственно на технологическое напряжение (обычно отличное от 0,69 или 0,4 кВ) установкой специальных для этого понижающих трансформаторов непосредственно у зданий цехов. На рис. 26.5, *в* приведена возможная схема электроснабжения промышленного предприятия с наличием трансформации, осуществляемой в месте перехода от схемы внешнего к схеме внутреннего электроснабжения, которая характерна для предприятий значительной мощности и большой территории. На рис. 26.5, *г* дана схема при условии трансформации на два напряжения, что характерно для мощных узлов (цехов) предприятий, находящихся на значительном расстоянии друг от друга.

Питание от энергосистемы при наличии на промышленном предприятии собственной электростанции. На рис. 26.6 приведены харак-

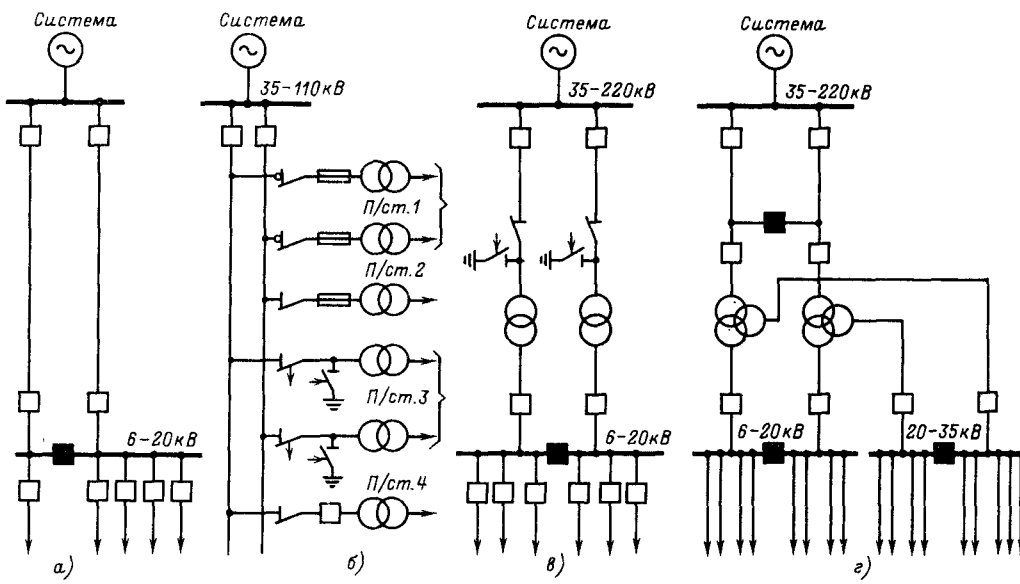


Рис. 26.5. Характерные схемы электроснабжения при питании промышленных предприятий только от энергосистемы

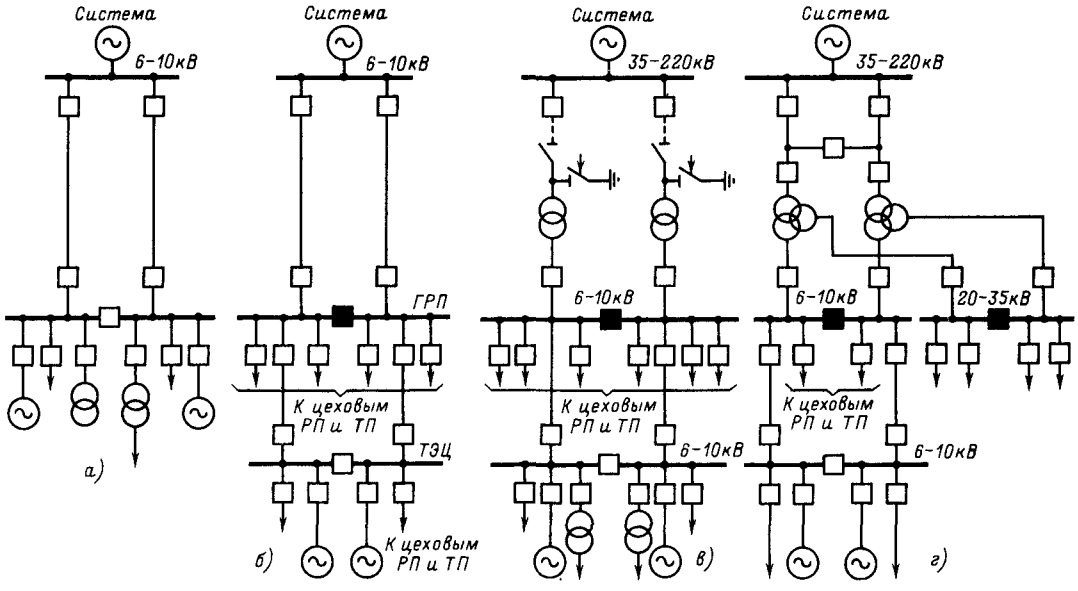


Рис. 26.6. Характерные схемы электроснабжения при питании промышленных предприятий от энергосистемы и собственной электростанции

терные схемы электроснабжения промышленных предприятий при наличии на предприятии собственной электростанции. На рис. 26.6, *а* дана схема для случая, когда место расположения электростанции совпадает с центром электрических нагрузок предприятия и питание предприятия от энергосистемы осуществляют на генераторном напряжении. На рис. 26.6, *б* приведена схема для случая, когда электростанция находится в удалении от центра его электрических нагрузок, но питание от системы происходит на генераторном напряжении. На рис. 26.6, *в* представлена схема для случая, когда питание от системы осуществляют на повышенном напряжении и распределение электроэнергии по территории предприятия происходит на генераторном напряжении. Электростанция предприятия помещена вне центра электрических нагрузок. На рис. 26.6, *г* изображена схема, условия которой аналогичны схеме, представленной на рис. 26.6, *в*, но трансформацию производят на два напряжения. В схемах на рис. 26.5, *б, г* и 26.6, *г* для питания от системы на напряжениях 35–220 кВ применяют варианты, приведенные на рис. 26.7. Схему на рис. 26.7, *а* (без выключателей на стороне высшего напряжения) рекомендуют как более дешевую в исполнении и не менее надежную в эксплуатации, чем схема на рис. 26.7, *б*. Однако применение схемы на рис. 26.7, *а* возможно только для тех случаев, когда операцию по включению и отключению трансформаторов ежедневно не производят, так как соблюдают экономически целесообразный режим их работы. Если отключение и включение трансформаторов происходит ежедневно, выбирают схему, представленную на рис. 26.7, *б*.

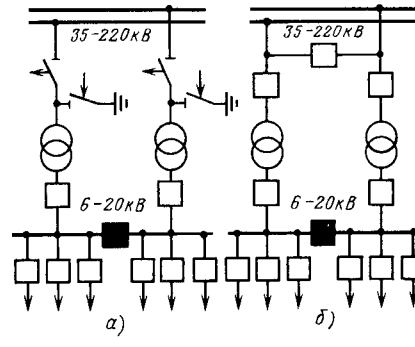


Рис. 26.7. Схемы присоединения трансформатров ГПП к питающей сети 35–220 кВ энергосистемы

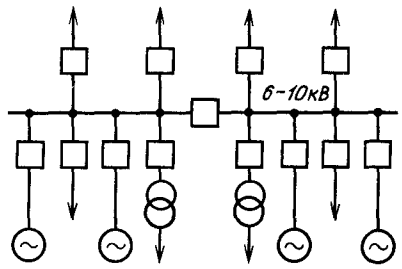


Рис. 26.8. Характерная схема электроснабжения при питании промышленного предприятия только от собственной электростанции

Питание только от собственной электростанции. На рис. 26.8 приведена схема питания потребителей электроэнергии от собственной электростанции, что характерно для предприятий, удаленных от сетей энергосистем; однако по мере развития электрификации количество таких схем питания будет все время уменьшаться.

При электроснабжении цехов, имеющих вакуумные электрические печи всех типов, необходимо учитывать, что перерыв в питании вакуумных насосов приводит к аварии и браку дорогостоящей продукции. Эти печи следует отнести к приемникам электроэнергии I категории.

РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ СЕДЬМОЙ

ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ИХ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

27.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов для главных понизительных подстанций (ГПП) промышленных предприятий должен быть технически и экономически обоснован, так как это оказывает существенное влияние на рациональное построение схем промышленного электроснабжения. При выборе числа и мощности силовых трансформаторов используют методику технико-экономических расчетов, а также учитывают такие показатели, как надежность электроснабжения потребителей, расход цветного металла и потребная трансформаторная мощность. Для удобства эксплуатации систем промышленного электроснабжения стремятся к применению не более двух-трех стандартных мощностей трансформаторов, что ведет к сокращению складского резерва и облегчает взаимозаменяемость трансформаторов. Желательна установка трансформаторов одинаковой мощности, но такое решение не всегда выполнимо. Выбор трансформаторов следует производить с учетом схем электрических соединений подстанций, которые оказывают существенное влияние на капитальные вложения и ежегодные издержки по системе электроснабжения в целом, определяют ее эксплуатационные и режимные характеристики.

В целях удешевления подстанций (ГПП или ГРП) напряжением 35–220 кВ широко применяют схемы без установки выключателей на стороне высшего напряжения (по схеме блока линия–трансформатор), приведенные на рис. 27.1. Цеховые трансформаторы, как правило, не должны иметь распределительного устройства на стороне высшего напряжения (рис. 27.2). Следует широко применять непосредственное (глухое) присоединение питающего кабеля к трансформатору при радиальных схемах питания трансформатора (рис. 27.2, *а*) или присоединение через разъединитель или выключатель нагрузки при магистральных схемах питания (рис. 27.2, *б*, *в*, *г*). При магистральной схеме питания трансформатора мощностью 1000 кВ·А и выше вместо разъединителя устанавливают выключатель нагрузки, так как при напряжении 6–20 кВ разъединителем можно отключать ХХ трансформатора мощностью не более 630 кВ·А. В настоящее время вновь сооружаемые цеховые трансформаторные подстанции выполняют комплектными (КТП), полностью изготовленными на заводах и крупными блоками монтируемыми на промышленных предприятиях.

Конструктивно цеховые трансформаторные подстанции (ТП) подразделяют на внутрицеховые, которые размещают в многопролетных цехах; встроенные в кон-

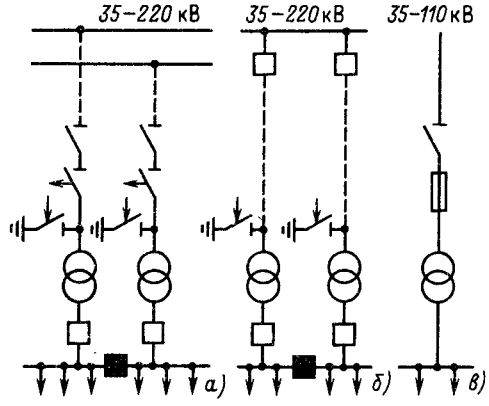


Рис. 27.1. Однолинейные схемы электрических соединений ГПП с двумя трансформаторами без выключателей на стороне высшего напряжения:

а – с короткозамыкателями и отделителями; *б* – только с короткозамыкателями; *в* – с разъединителями и предохранителями типа ПСН

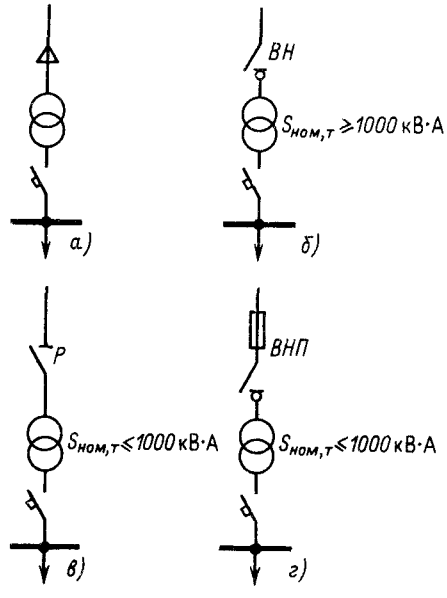


Рис. 27.2. Основные схемы подключения цеховых ТП с высшим напряжением 6–20 кВ:

а – глухое присоединение; *б*, *в*, *г* – присоединение ТП через коммутационные аппараты (ВН – выключатель нагрузки, *Р* – разъединитель, *ВНП* – выключатель нагрузки с предохранителем)

тур цеха, но имеющие выкатку трансформаторов наружу; пристроенные к зданию; отдельно расположенные на территории предприятий, которые применяют при невозможности размещения внутрицеховых, встроенных или пристроенных подстанций по условиям производства.

Выбор числа трансформаторов связан с режимом работы станции или подстанции. График нагрузки может быть таким, при котором по экономическим соображениям необходимо установить не один, а два трансформатора. Такие случаи, как правило, имеют место при плохом коэффициенте заполнения графика нагрузки (0,5 и ниже). В этом случае установка отключающих аппаратов необходима для оперативных действий (производящихся дежурным персоналом или происходящих автоматически) с силовыми трансформаторами при соблюдении экономически целесообразного режима их работы. Важными факторами, наиболее существенно влияющими на выбор номинальной мощности трансформатора и, следовательно, на его экономически целесообразный режим работы, являются температура охлаждающей среды в месте его установки и график нагрузки потребителя (изменения нагрузки в течение суток, недели, месяца, сезона и года).

27.2. ВЫБОР ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Выбор типа трансформаторов производят с учетом условий их установки, температуры окружающей среды и т. п. Основное применение на промышленных предприятиях находят двухобмоточные трансформаторы. Трехобмоточные трансформаторы 110/35/6–20 кВ на ГПП применяют лишь при наличии удаленных потребителей средней мощности, относящихся к данному предприятию. Трансформаторы с расщепленными обмотками 110/10–10 кВ или 110/6–10 кВ применяют на предприятиях с напряжениями 6 и 10 кВ при необходимости снижения тока КЗ и выделения питания ударных нагрузок.

Трансформаторы ГПП напряжением 35–220 кВ изготовляют только с масляным охлаждением и обычно устанавливают на открытом воздухе. Для цеховых ТП с высшим напряжением 6–20 кВ применяют масляные трансформаторы типов ТМ, ТМН, ТМЗ, сухие трансформаторы типа ТСЗ (с естественным воздушным охлаждением) и трансформаторы типа ТНЗ с негорючей

жидкостью (совтол). Масляные трансформаторы цеховых ТП мощностью $S_{ном,т} \leqslant \leqslant 2500$ кВ·А устанавливают на открытом воздухе и внутри зданий. Внутрицеховые ТП, в том числе и КТП, применяют только в цехах I и II степени огнестойкости [1] с нормальной окружающей средой (категории Г и Д по противопожарным нормам). Число масляных трансформаторов на внутрицеховых подстанциях не должно быть более трех. Мощность открыто установленной КТП с масляными трансформаторами допускают до 2×1600 кВ·А. При установке на втором этаже здания допустимая мощность внутрицеховой подстанции должна быть не более 1000 кВ·А. Сухие трансформаторы мощностью $S_{ном,т} \leqslant 1000$ кВ·А применяют для установки внутри административных и общественных зданий, в лабораториях и других помещениях, к которым предъявляют повышенные требования в отношении пожаробезопасности (некоторые текстильные предприятия и т. п.). Сухие трансформаторы небольшой мощности (10—400 кВ·А) размещают на колоннах, балках, фермах, так как они не требуют маслосборных устройств. Трансформаторы (совтоловые) типа ТНЗ предназначены для установки внутри цехов, где недопустима открытая установка масляных трансформаторов. Герметизированные совтоловые трансформаторы не требуют в условиях эксплуатации ни ревизии, ни ремонта. Их ремонт и ревизию производят на заводах-изготовителях.

27.3. ВЫБОР ЧИСЛА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Основными требованиями при выборе числа трансформаторов ГПП и цеховых ТП являются: надежность электроснабжения потребителей (учет категории приемников электроэнергии в отношении требуемой надежности), а также минимум приведенных затрат на трансформаторы с учетом динамики роста электрических нагрузок.

При проектировании подстанции учитывают требования, исходя из следующих основных положений. Надежности электроснабжения потребителей I категории достигают за счет наличия двух независимых источников питания, при этом обеспечивают резервирование питания и всех других потребителей. При питании потребителей I категории от одной подстанции необходимо иметь минимум по одному трансформатору на каждой секции шин, при этом мощность трансформаторов выбирают так, чтобы при выходе из строя одного из них второй (с учетом допустимой перегрузки) обеспечивал питание всех потребителей I категории. Резервное питание потребителей I категории вводится автоматически. Потребителей II категории обеспечивают резервом, вводимым автоматически или действиями дежурного персонала. При питании этих потребителей от одной подстанции следует иметь два трансформатора или складской резервный трансформатор для нескольких подстанций, питающий потребителей II категории, при условии, что замена трансформатора может быть произведена в течение нескольких часов. На время замены трансформатора вводят ограничение питания потребителей с учетом допустимой перегрузки оставшегося в работе трансформатора. Потребители III категории получают питание от однотрансформаторной подстанции при наличии «складского» резервного трансформатора.

При выборе числа трансформаторов исходят из того, что сооружение однотрансформаторных подстанций не всегда обеспечивает наименьшие затраты. Если по условиям резервирования питания потребителей необходима установка более чем одного трансформатора, то стремятся, чтобы число трансформаторов на подстанции не превышало двух. Двухтрансформаторные подстанции экономически более целесообразны, чем подстанции с одним или большим числом трансформаторов. При сооружении двухтрансформаторных подстанций ГПП выбирают наиболее простую схему электрических соединений со стороны высшего напряжения (рис. 27.1). Все остальные решения (подстанции с тремя и большим числом трансформаторов) являются обычно более дорогими. Однако они могут быть необходимы, когда приходится строить подстанции для питания потребителей, требующих разных напряжений. Главные понизительные подстанции, подстанции глубоких вводов (ПГВ) и цеховые ТП выполняют с числом трансформаторов не более двух. Для потребителей III и частично II категорий рассматривают вариант установки одного трансформатора с резервным питанием от соседней трансформаторной подстанции. В этом случае резервная подстанция является второй подстанцией и должна иметь запас мощности. На цеховых подстанциях с двумя трансформаторами рабочие секции шин низшего напряжения целесообразно держать в работе раздельно. При таком режиме ток КЗ уменьшается в 2 раза и облегчаются условия работы аппаратов напряжением до 1 кВ. При отключе-

нии одного работающего трансформатора второй принимает на себя нагрузку отключившегося в результате включения секционного автоматического выключателя.

В настоящее время цеховые ТП выполняют комплектными (КТП). Правильное определение числа КТП и мощности трансформаторов на них возможно только на основе технико-экономических расчетов (ТЭР) с учетом компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1 кВ. Число цеховых трансформаторов изменяется от минимально возможного N_{min} (при полной компенсации реактивных нагрузок) до максимального N_{max} (при отсутствии компенсирующих устройств) при среднем для всех ТП значении коэффициента загрузки $K_{з.т}$. На двухтрансформаторных цеховых подстанциях при преобладании нагрузок I категории $K_{з.т}$ принимают в пределах 0,65–0,7; при преобладании нагрузок II категории 0,7–0,8, а при нагрузках III категории 0,9–0,95 [3]. Минимальное и максимальное число цеховых трансформаторов определяют по выражениям [5]

$$N_{min} = \frac{P_{max}}{K_{з.т} S_{ном.т}}; \quad N_{max} = \frac{S_{max}}{K_{з.т} S_{ном.т}}, \tag{27.1}$$

где P_{max}, S_{max} – расчетная нагрузка цеха; $S_{ном.т}$ – номинальная мощность цехового трансформатора.

Изменение числа цеховых трансформаторов (при $\sum_{1}^{N} S_{ном.т} = \text{const}$) приводит к изменению приведенных затрат на РУ 6–20 кВ, на цеховые сети 0,4 кВ, на распределительные сети 6–20 кВ. При выборе числа трансформаторов на цеховых ТП учитывают, что предельная мощность трансформаторов, изготавливаемых в настоящее время заводами-изготовителями на напряжение 0,4–0,66 кВ, составляет 2500 кВ·А.

27.4. ВЫБОР МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Мощность силовых трансформаторов в нормальных условиях должна обеспечивать питание всех приемников электроэнергии промышленных предприятий. Мощность силовых трансформаторов выбирают с учетом экономически целесообразного режима работы и соответствующего обеспечения резервирования питания потребителей при отключении одного трансформатора и того, что нагрузка трансформаторов в нормальных условиях не должна (по нагреву) вызывать сокращения естественного срока его службы. Промышленные предприятия страны увеличивают свою производственную мощность за счет строительства новых цехов, освоения новых или более рационального использования существующих площадей. Поэтому предусматривают возможность расширения подстанций за счет замены установленных трансформаторов более мощными. В связи с этим аппаратуру и ошиновку в цепях трансформаторов выбирают по расчетным параметрам с учетом установки в перспективе трансформаторов следующей по шкале ГОСТ номинальной мощности. Например, если на подстанции устанавливают два трансформатора мощностью по 16000 кВ·А, то их фундаменты и конструкции предусматривают установку двух трансформаторов мощностью по 25000 кВ·А без существенных переделок подстанции.

Выбор мощности трансформаторов ГПП производят по расчетной нагрузке предприятия в целом с учетом режима энергоснабжающей организации по реактивной мощности. В зависимости от способа задания расчетной нагрузки существуют два подхода к выбору номинальной мощности трансформаторов: по известным характерным суточным графикам нагрузок нормальных и послеаварийных режимов и по расчетным максимумам нагрузок для тех же режимов.

Надежности электроснабжения предприятия достигают за счет установки на подстанции двух трансформаторов. Учитывают также, что в послеаварийном режиме (при отключении одного трансформатора) оставшийся в работе трансформатор обеспечивает необходимую нагрузку предприятия. Покрытие потребной мощности осуществляется не только за счет использования номинальной мощности трансформаторов, но и за счет их перегрузочной способности (в целях уменьшения установленной мощности трансформаторов).

Номинальной мощностью трансформатора называют мощность, на которую он может быть нагружен непрерывно в течение всего своего срока службы (примерно 20 лет) при нормальных температурных условиях охлаждающей среды согласно ГОСТ 14209–69 и 11677–75:

а) температура охлаждающей среды должна быть равна 20 °С;

б) превышение средней температуры масла над температурой охлаждающей среды должно составлять: для систем охлаждения М и Д 44 °С, для систем ДЦ и Ц 36 °С;

в) превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над средней температурой обмотки должно быть равно 13 °С;

г) отношение потерь КЗ к потерям ХХ должно быть равно пятикратному (принимают наибольшее значение для обеспечения запаса по нагреву изоляции);

д) при изменении температуры изоляции на 6 °С от среднего ее значения при номинальной нагрузке, равной 85 °С, срок службы изоляции изменяется вдвое (сокращается при повышении температуры или увеличивается при ее понижении);

е) во время переходных процессов в течение суток наибольшая температура верхних слоев масла не должна превышать 95 °С и наиболее нагретой точки металла обмотки 140 °С.

Эти условия справедливы только для эквивалентной температуры охлаждающей среды, равной 20 °С. При резком снижении этой температуры необходимо следить за нагрузкой трансформатора по контрольно-измерительным приборам и не допускать превышения нагрузки сверх 150% номинальной.

Повышенный износ изоляции трансформатора при превышении температуры охлаждающей среды над эквивалентной температурой для имеющегося графика нагрузок определяют в соответствии с зависимостью, приведенной на рис. 27.3, и решают вопрос о допустимости этого износа. Если повышенный износ недопустим, то нагрузку на трансформатор соответственно уменьшают или выбирают трансформатор большей мощности.

Пример 27.1. Трансформатор с системой охлаждения М и постоянной времени нагрева масла $\tau = 3{,}5$ ч работает при начальной нагрузке, равной 50% номинальной, и температуре охлаждающей среды $\theta_{о.с} = 20$ °С.

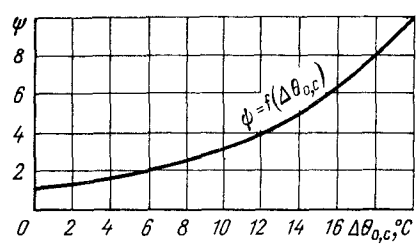


Рис. 27.3. Зависимость относительного повышенного износа изоляции трансформатора ψ от превышения температуры охлаждающей среды $\Delta\theta_{о.с}$

В послеаварийном режиме трансформатор должен нести нагрузку 140% его номинальной мощности в течение суток 5,5 ч. Эта нагрузка должна продолжаться 5 сут подряд. Следует выяснить, насколько сократится срок службы трансформатора при работе в этих условиях.

Находим, при какой температуре перегрузка на 40% в течение 5,5 ч возможна для данного трансформатора без повышенного износа изоляции. При $K_н = 0{,}5$ и $\theta_{о.с} = 0$ °С перегрузка возможна в течение 5,7 ч, разность температур $20 - 0 = 20$ °С. В соответствии с рис. 27.3 относительный износ изоляции при температуре $\theta_{о.с} = 20$ °С равен 10 вместо 1,0 при $\theta_{о.с} = 0$ °С. Отсюда следует, что за 5 сут изоляция будет изношена так, словно трансформатор работал в номинальных условиях 50 сут, или срок службы сократится, если считать срок службы 20 лет, на $\frac{50 \cdot 100}{20 \cdot 365} \approx 0{,}7\%$.

Для цеховых трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А применяют упрощенный способ определения требуемой номинальной мощности. Этот способ используют для проверки мощности трансформаторов типа ТМ при установке их открыто и температуре охлаждающей среды, изменяющейся в пределе до + 35 °С, и среднегодовой температуре + 5 °С. При этих условиях превышение температуры обмоток трансформатора над температурой окружающей среды не должно превосходить 70 °С. Отсюда наибольшая допустимая температура металла обмоток составляет 105 °С. Эта температура имеет место только при $\theta_{о.с} = 35$ °С и при совпадении ее с максимальной нагрузкой трансформатора. Максимум нагрузки приходится на зимние месяцы (декабрь – январь) и $\theta_{о.с}$ в это время намного ниже 35 °С, поэтому в зимнее время контроль за нагрузкой трансформатора ведут по измерительным приборам. В естественных условиях нагрузка не должна превышать 130% номинальной мощности трансформатора, при форсировке охлаждения – 140%. Температура верхних слоев масла – косвенный показатель. Если трансформатор будет иметь температуру верхних слоев масла 95 °С при $\theta_{о.с} = -50$ °С, то он не проработает и 2 – 3 сут, так как эти условия будут соответствовать нагреву металла обмоток приблизительно до 200 °С. В местностях, где среднегодовая температура отличается от $\theta_{сг} = 5$ °С, номинальная мощность трансформатора или снижается с повышением температур $\theta_{о.с}$ и $\theta_{сг}$, или повышается с понижением этих температур.

Номинальную мощность трансформатора определяют из выражения

$$S_{\text{ном, т}} \doteq S_{\text{ном, т, п}}\left(1 + \frac{5 - \theta_{\text{сг}}}{100}\right), \qquad (27.2)$$

где $S_{\text{ном, т, п}}$ – номинальная паспортная мощность трансформатора для $\theta_{\text{сг}} = 5\,^{\circ}\text{C}$ и $\theta_{\text{о, с}} = 35\,^{\circ}\text{C}$.

Когда $\theta_{\text{о, с}} > 35\,^{\circ}\text{C}$, номинальную мощность трансформатора дополнительно снижают на 1% на каждый градус повышения температуры охлаждающей среды в пределах $\theta_{\text{пред, о, с}} = 45\,^{\circ}\text{C}$. При дальнейшем повышении $\theta_{\text{о, с}}$ обязательно применение форсированного воздушного или водяного охлаждения.

Для ориентировочного выбора мощности цеховых трансформаторов используют удельную плотность нагрузок σ, которую определяют для каждого цеха по соотношению, кВ·А/м^2,

$$\sigma = S_{max}/F, \qquad (27.3)$$

где S_{max} – расчетная нагрузка цеха; F – площадь цеха.

Согласно [3] на крупных энергоемких предприятиях при плотности нагрузок $\sigma > 0{,}2 \div 0{,}3$ кВ·А/м^2 применяют трансформаторы 1600–2500 кВ·А. Правильное определение мощности цеховых трансформаторов производят на основании ТЭР.

Выбор номинальной мощности трансформатора с учетом их перегрузочной способности[1]. Правильность выбора номинальной мощности трансформаторов проверяют с помощью графиков нагрузочной способности по ГОСТ 14209–69*. Если не принимать во внимание перегрузочную способность трансформатора, то можно завысить его номинальную мощность. Перегрузочную способность трансформатора определяют в зависимости от заданного графика нагрузки (реальный или расчетный) потребителя. Перегрузка трансформатора – нагрузка, при которой расчетный износ изоляции обмоток, соответствующий установившимся превышениям температуры, превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы. Перегрузки трансформатора могут быть аварийные и систематические.

Аварийная перегрузка. Критерием допустимости аварийных перегрузок трансформатора служит износ изоляции, который допускается значительно выше нормального,

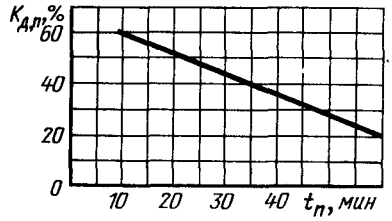


Рис. 27.4. Кривая для определения допустимых аварийных перегрузок $K_{д, п}$ для сухих трансформаторов в зависимости от длительности перегрузки $t_п$

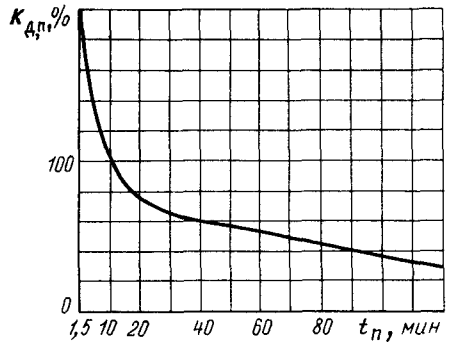


Рис. 27.5. Кривая для определения допустимой аварийной перегрузки трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц $K_{д, п}$ в зависимости от длительности перегрузки

а перегрузка ограничивается только температурой наиболее нагретой точки обмотки, которая должна быть еще безопасной для дальнейшей нормальной эксплуатации трансформатора. В настоящее время в СССР действуют нормы аварийных перегрузок. Они отличаются в своей основе от рекомендаций МЭК и комиссии по стандартизации СЭВ. Для сухих трансформаторов и трансформаторов, имеющих системы охлаждения М, Д, ДЦ и Ц, можно допускать независимо от длительности предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки кратковременную перегрузку в соответствии с зависимостями, представленными на рис. 27.4 и 27.5. Если нагрузка трансформатора до аварийной перегрузки не превышала 0,93 паспортной мощности, его можно перегружать до 5 сут на 40%. Однако при этом продолжительность перегрузки в каждые сутки не должна превышать 6 ч (суммарная продолжительность перегрузки подряд или с разрывами). В этом случае применяют все средства для форсирования охлаждения.

[1] Перегрузочную способность трансформаторов с 1.01.85 г. следует учитывать по ГОСТ 14209–85.

При проектировании номинальную мощность каждого трансформатора ГПП двухтрансформаторной подстанции принимают равной 0,7 прогнозируемого расчетного максимума нагрузки подстанции. В этом случае при аварии с одним трансформатором электроснабжение потребителей обеспечивают за счет перегрузки на 40% оставшегося в работе трансформатора.

Систематическая перегрузка. Номинальную мощность трансформаторов целесообразно определять с учетом их нагрузочной способности. При допустимых систематических перегрузках расчетный износ изоляции за установленное время (обычно за 1 сут), включающее длительность перегрузок и длительность предшествующей и последующей нагрузок, не должен превосходить нормального износа за такое же время. Все силовые трансформаторы допускают систематические перегрузки, которые зависят от характера суточного графика нагрузки, температуры охлаждающей среды и недогрузки (в летнее время, суточной, сезонной и т. п.).

Систематическая перегрузка трансформатора с масляным охлаждением типов ТМ, ТМД, ТДТ зависит от особенностей графика нагрузок, который характеризуется коэффи-

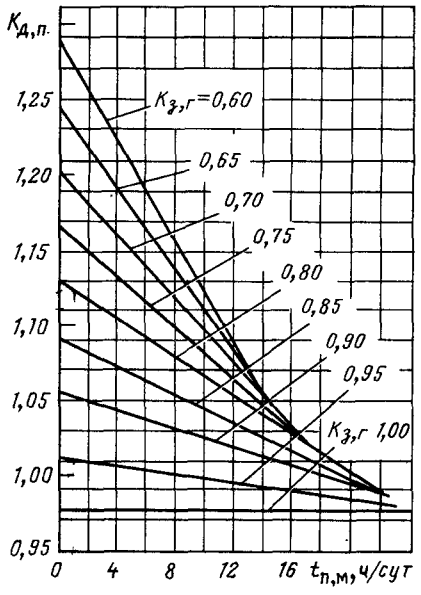


Рис. 27.6. Зависимость кратностей допустимых перегрузок $K_{д,п}$ силовых трансформаторов с масляным охлаждением от коэффициента заполнения графика нагрузки $K_{з,г}$ и продолжительности максимума $t_{п,м}$

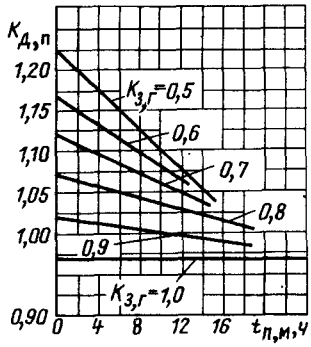


Рис. 27.7. Зависимости допустимых перегрузок $K_{д\,п}$ сухих трансформаторов от коэффициента заполнения графика $K_{з,г}$ и продолжительности максимума $t_{п,м}$

циентом заполнения графика

$$K_{з,г} = S_{ср}/S_{м}. \qquad (27.4)$$

Зная продолжительность максимальной нагрузки $t_{п,м}$, по кривым рис. 27.6 определяют допустимую перегрузку, которая возможна для трансформатора ежедневно в часы максимума его нагрузки. Трансформаторы с воздушным охлаждением (сухие) можно перегружать в соответствии с кривыми зависимостей, приведенных на рис. 27.7. Допустимую перегрузку трансформатора в часы максимальной нагрузки сверх номинальной паспортной мощности за счет его недогрузки в остальное время суток определяют по соотношению, кВ·А,

$$S_{доп} = S_{ном,т,п}(1 - K_{з,г})\cdot 0{,}3.$$

Кроме того, трансформатор может быть перегружен зимой за счет снижения его нагрузки в летнее время, т. е. когда нагрузка снижается вообще и естественный срок службы трансформатора увеличивается за счет снижения температуры металла обмоток. В соответствии с этим допускают перегрузку в зимнее время на 1% на каждый процент недогрузки в летнее время, но всего не более чем на 15%. Общая перегрузка не должна превышать 50%, т. е.

$$S_{доп,\Sigma} \leqslant 1{,}5S_{ном,т,п}. \qquad (27.5)$$

На рис. 27.8 приведены графики допустимых систематических перегрузок трансформаторов. На этих графиках даны зависимости коэффициентов допустимой перегрузки трансформатора $K_{д,п} = K_2$ в функции: 1) коэффициента нагрузки $K_н = K_1$, имевшего место до периода времени, когда должна была последовать перегрузка трансформатора.

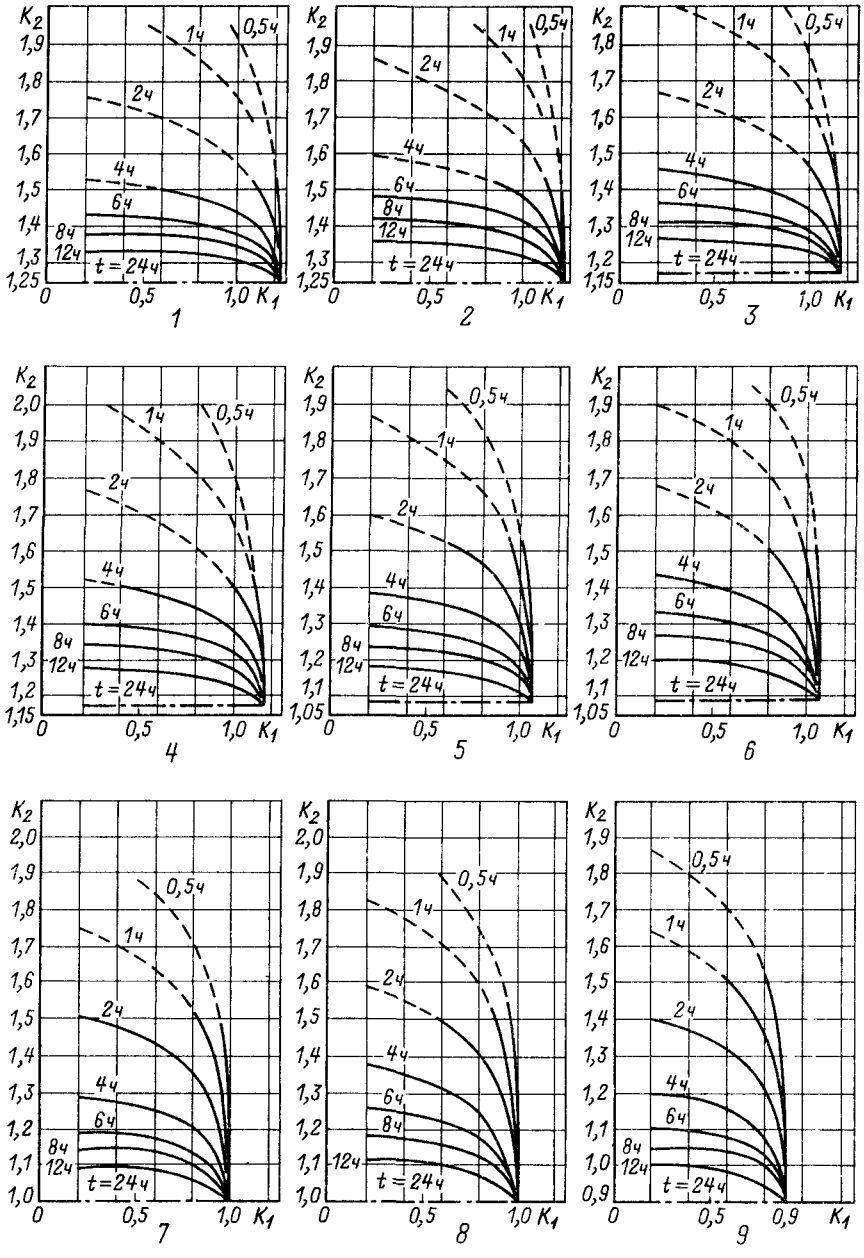


Рис 27 8 Графики допустимых систематических перегрузок силовых трансформаторов (с системами охлаждения М, Д, ДЦ, Ц)

$K_2 = K_{д\,п}$ – коэффициент допустимой перегрузки, $K_1 = K_н$ – коэффициент нагрузки трансформатора, предшествующий перегрузке (коэффициент начальной нагрузки), $t_{п,п}$ – продолжительность перегрузки

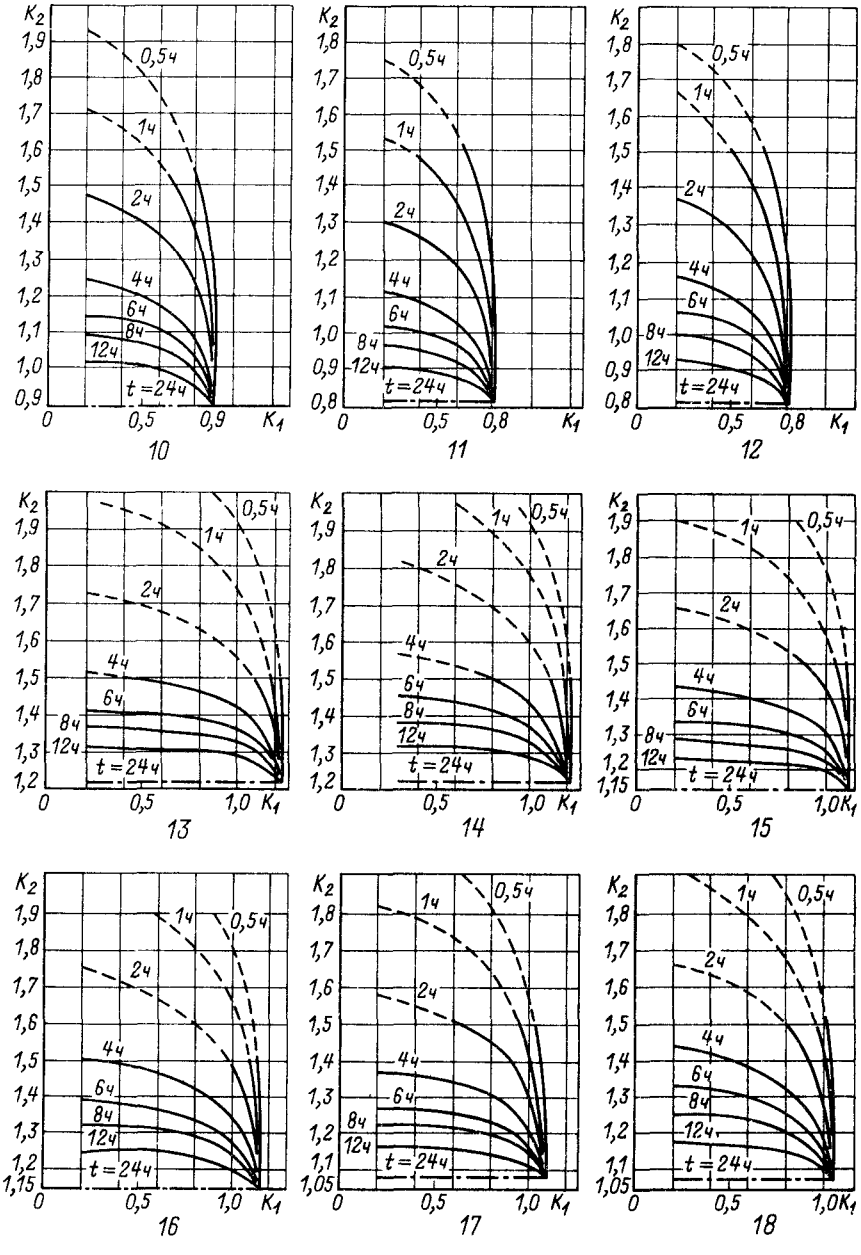


Рис. 27.8. Продолжение

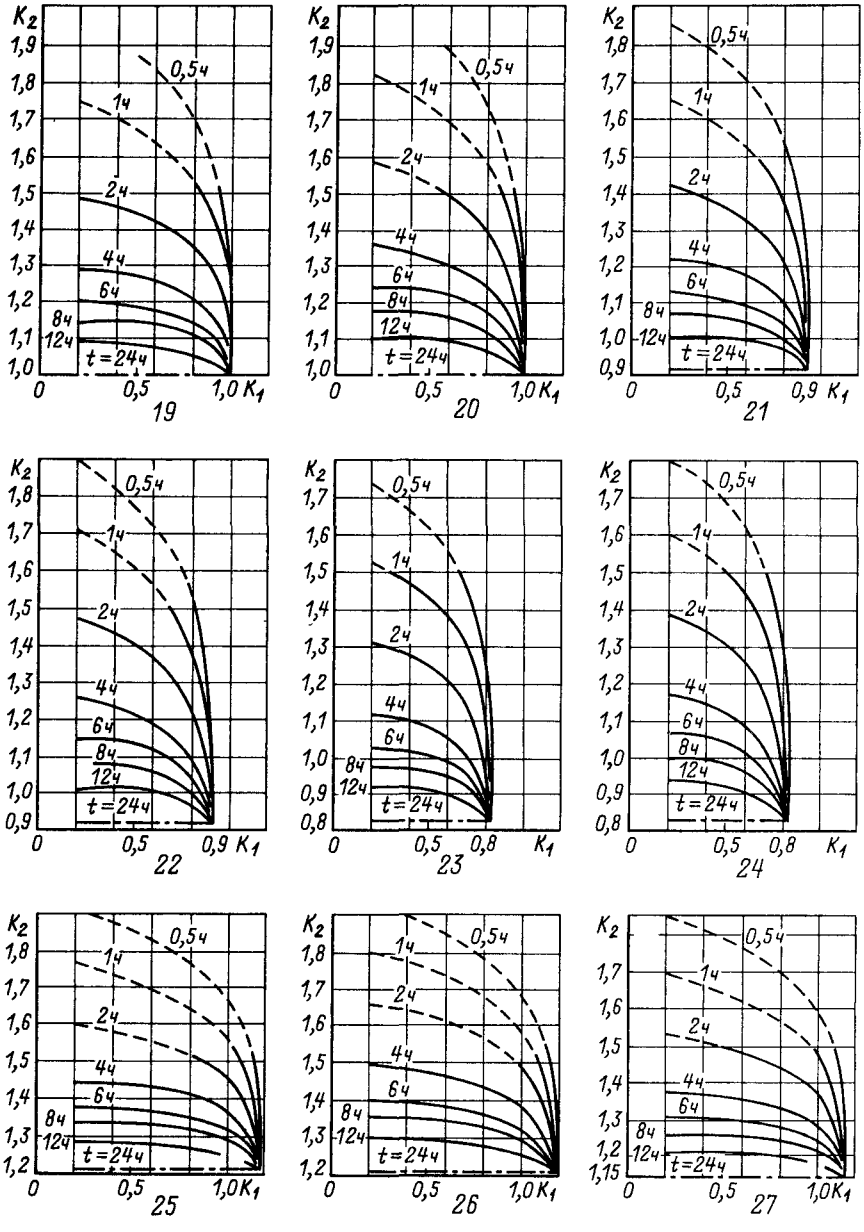


Рис. 27.8. Продолжение

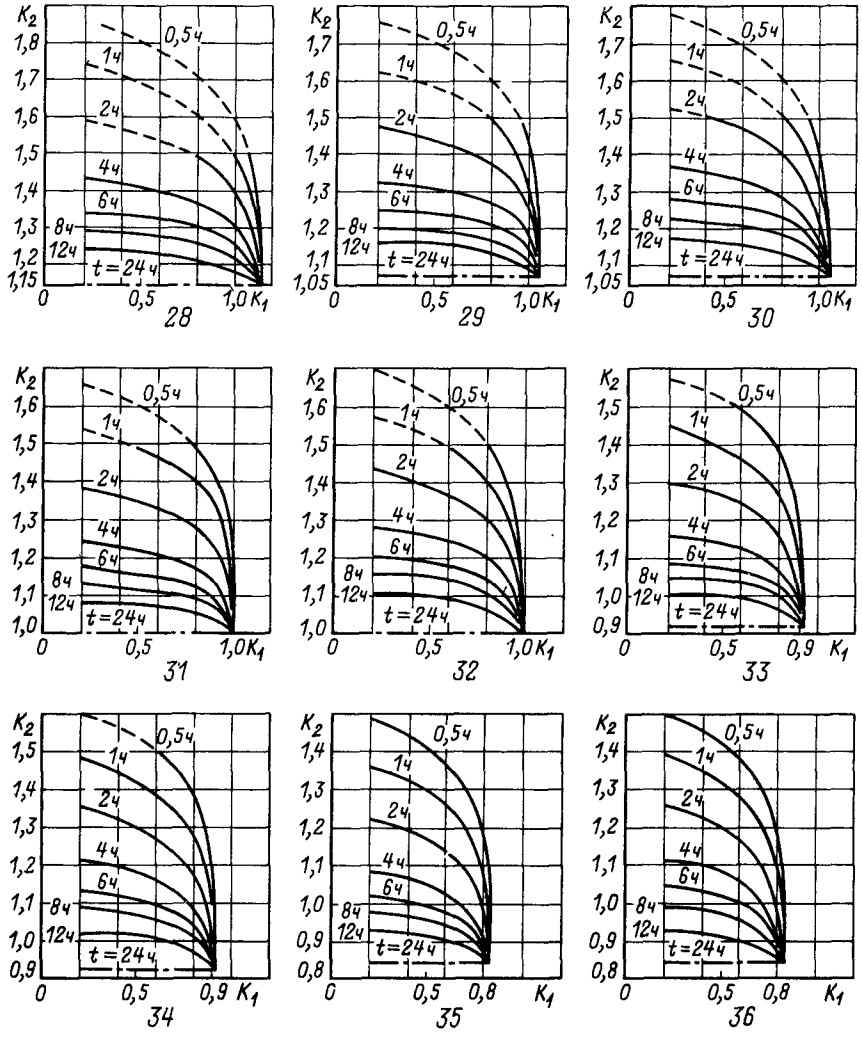


Рис. 27.8. Продолжение

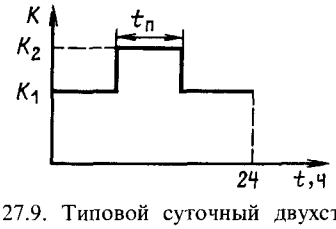


Рис. 27.9. Типовой суточный двухступенчатый прямоугольный график нагрузки трансформатора:

K_1 – коэффициент начальной нагрузки; K_2 – коэффициент максимальной нагрузки (перегрузки); $t_{п.п}$ – продолжительность перегрузки

2) длительности перегрузки $t_п$. Графики построены для суточного графика нагрузки, преобразованного в эквивалентный двухступенчатый прямоугольник, приведенный на рис. 27.9 для $t_п = 0{,}5$; 1; 2; 4; 6; 8; 12 и 24 ч; для постоянных времени нагрева трансформатора 2,5 и 3,5 ч; для эквивалентной температуры охлаждающей среды от -10 до $+40$ °С. Определение ориентировочной постоянной времени нагрева трансформатора с разными системами охлаждения приведено в табл. 27.1.

Таблица 27.1. **Определение ориентировочной постоянной времени нагрева трансформаторов**

Система охлаждения	Постоянная времени нагрева трансформатора, ч	Эквивалентная температура охлаждающей среды, °С						Мощность трансформатора, кВ·А
		−10	0	10	20	30	40	
		Номер графика по ГОСТ 14209–69*						
М	2,5	1	3	5	7	9	11	1–1000
	3,5	2	4	6	8	10	12	1000–32 000
Д	2,5	13	15	17	19	21	23	6300–32 000
	3,5	14	16	18	20	22	24	32 000–63 000
ДЦ, Ц	2,5	25	27	29	31	33	35	100 000–125 000
	3,5	26	28	30	32	34	36	Выше 125 000

Примечания: 1. Шкала мощностей трансформаторов указана только для определения ориентировочной постоянной времени нагрева.

2. При промежуточных, не кратных 10 °С, температурах и промежуточных значениях длительности перегрузки коэффициент допустимой перегрузки и длительности ее определяют интерполяцией. При значениях $K_2 = K_н > 1{,}5$ кривые графиков нанесены пунктиром. Эти участки кривых используют только при разрешении завода-изготовителя.

Пример 27.2. Трансформатор с естественным масляным охлаждением (М) работает при температуре охлаждающей среды 20 °С с коэффициентом начальной нагрузки $K_1 = 0{,}8$; постоянная времени нагрева $\tau = 2{,}5$ ч. Определить, допустима ли работа трансформатора в течение 2 ч с перегрузкой на 135% или $1{,}35S_{ном.\,г}$.

По графику *7* на рис. 27.8 $K_2 = 1{,}36$ в течение $t_п = 2$ ч, следовательно, указанный режим работы трансформатора допустим.

Пример 27.3. Трансформатор с естественным масляным охлаждением (М) работает с коэффициентом начальной нагрузки $K_1 = 0{,}8$. Эквивалентная температура охлаждающей среды 14 °С, $\tau = 2{,}5$ ч. Какова допустимая перегрузка трансформатора во время максимума нагрузки длительностью 3 ч?

По графику *5* на рис. 27.8 определяем перегрузку для эквивалентной температуры 10 °С. При длительностях перегрузки 2 ч $K_2 = 1{,}44$, а 4 ч $K_2 = 1{,}32$. Перегрузку при длительности 3 ч определяем как среднюю для перегрузки длительностью 2 и 4 ч; $K_2 = (1{,}44 + 1{,}32) : 2 = 1{,}38$.

По графику *7* на рис. 27.8 определяем перегрузку для эквивалентной температуры 20 °С; $K_2 = 1{,}28$. Допустимую перегрузку для эквивалентной температуры 14 °С определяем из условия, что перегрузка линейно уменьшается с увеличением температуры в интервале между 10 и 20 °С. Таким образом, перегрузка составляет:

$$K_2 = 1{,}38 - (1{,}38 - 1{,}28)\frac{4}{10} = 1{,}34.$$

2 под ред. А. А. Федорова, т. 2

Проверка нагрузочной способности трансформатора по ГОСТ 14209-69

Определение постоянной времени трансформатора. Постоянную времени трансформатора τ определяют из выражения, ч,

$$\tau = \frac{c\theta_{м.в.с}}{\Delta P_х + \Delta P_к},$$

где c – теплоемкость трансформатора, Вт·ч/°С; $\Delta P_х$ – потери ХХ, Вт; $\Delta P_к$ – потери КЗ, Вт; $\theta_{м.в.с}$ – превышение температуры верхних слоев масла над температурой охлаждающей среды, °С.

Теплоемкость трансформаторов с обмотками из меди определяют из выражения $G_{мд} = 132G_0 + 108G_{б.р} + 545G_{тм} + 133G_{маг}$; для трансформаторов с обмотками из алюминия $G_{ал} = 288G_0 + 108G_{б.р} + 545G_м + 133G_{маг}$, где $G_{маг}$ – масса магнитопровода, т; $G_м$ – масса масла, т; $G_{б.р}$ – масса бака с радиаторами, т; G_0 – масса обмоток, т.

Определение эквивалентной температуры охлаждающей среды. Эквивалентную температуру для определения допустимого режима нагрузки трансформатора для длительного периода работы его, когда температура охлаждающей среды существенно изменяется (например, в течение нескольких месяцев или в течение всего года), рассчитывают по формуле

$$\theta_{о.с.э} = 20\lg\frac{2^{\theta_{о.с\,1}/6} + 2^{\theta_{о.с\,2}/6} + \ldots + 2^{\theta_{о.с\,n}/6}}{N},$$

где $\theta_{о.с1}$, $\theta_{о.с2}$, ..., $\theta_{о.с\,n}$ – месячные эквивалентные температуры, °С, которые допу-

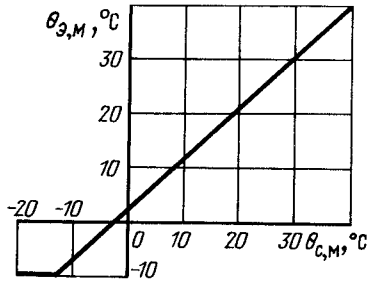


Рис. 27.10. График эквивалентных месячных температур $\theta_{э,м}$ в зависимости от среднемесячных температур $\theta_{см}$

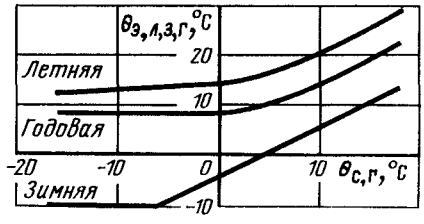


Рис. 27.11. График эквивалентных месячных температур $\theta_{э,м}$ в зависимости от среднегодовых температур $\theta_{сг}$

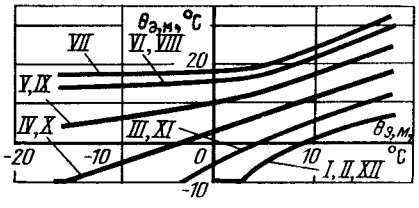


Рис. 27.12. График эквивалентных летних, зимних и годовых температур $\theta_{э,л,з,г}$ в зависимости от среднегодовых температур $\theta_{сг}$

скается принимать равными среднемесячным температурам; N – число месяцев.

Эквивалентные годовые и месячные температуры, а также эквивалентные летние (апрель – август) и осенне-зимние температуры воздуха определяют приближенно по графикам рис. 27.10 – 27.12.

Преобразование заданного графика нагрузки трансформатора в эквивалентный двухступенчатый график. Чтобы использовать графики нагрузочной способности, необходимо суточный график нагрузки трансформатора (реальный или расчетный), имеющий обычно сложную форму (рис. 27.15), преобразовать в эквивалентный по износу изоляции трансформатора двухступенчатый прямоугольный график (рис. 27.9) с начальной нагрузкой $I_{э.н} = K_1 I_{ном}$ и перегрузкой $I_{э,max} = K_2 I_{ном}$ в течение времени $t_п$. Здесь $I_{э.н} = f(K_1)$ – ток эквивалентной начальной нагрузки, А; $I_{э,max} = f(K_2)$ – ток перегрузки, А; K_1 – коэффициент начальной нагрузки; K_2 – коэффициент максимальной нагрузки (перегрузки); $I_{ном}$ – номинальный ток трансформатора.

Ток эквивалентной нагрузки определяют по выражению

$$I_э = \sqrt{\frac{I_1^2 t_1 + I_2^2 t_2 + \ldots + I_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \ldots + t_n}}, \qquad (27.6)$$

где I_1, I_2, ..., I_n – нагрузки трансформатора на различных ступенях заданного графика; t_1, t_2, ..., t_n – длительности этих нагрузок. В заданном (реальном или расчетном) графике нагрузки различают максимумы (перегрузку) и начальную нагрузку.

При преобразовании заданного графика в эквивалентный могут быть следующие случаи, когда график нагрузки имеет:

а) один явно выраженный максимум (например, график на рис. 27.15);

б) два максимума, но бóльший максимум является вторым по времени суток;

в) два максимума, но бóльший максимум является первым по времени суток.

Для случая «а» эквивалентную начальную нагрузку $I_{э.н}$ определяют по (27.6) длительностью 10 ч, предшествующей максимуму нагрузки для рассматриваемого суточного графика, а $I_{э,max}$ определяется по (27.6) для длительности перегрузки $t_п$. Если окажется, что полученное значение $I_{э,max} > 0{,}9 I_{max,гр}$ (наибольшее значение нагрузки по заданному графику), то обеспечивается удовлетворительная точность преобразования графика. Если же $I_{э,max} < 0{,}9 I_{max,гр}$, то принимают $I_{э,max} = 0{,}9 I_{max,гр}$, а расчетную длительность перегрузки определяют по выражению

$$t'_п = \frac{I_{э,max}^2 t_п}{(0{,}9 I_{э,max})^2}, \qquad (27.7)$$

где $t_п$ – длительность перегрузки, определяемая по точкам пересечения заданного графика нагрузки с прямой $I(t) = I_{ном}$.

Для случая «б» первый максимум учитывают в эквивалентной начальной нагрузке 10-часового периода, предшествующего второму (бóльшему) максимуму. Значение и длительность перегрузки находят аналогично случаю «а».

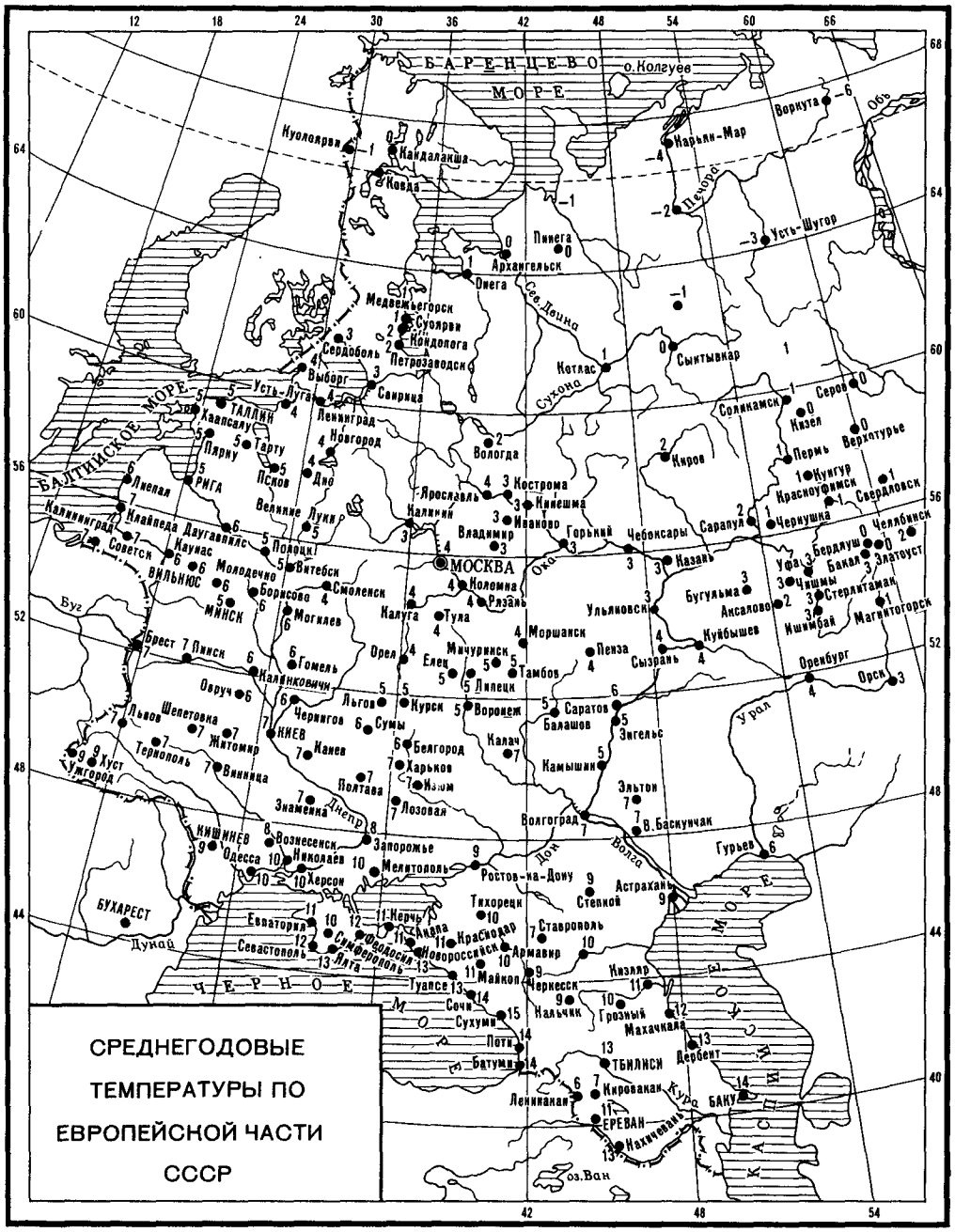


Рис. 27.13. Карта среднегодовых температур европейской части СССР

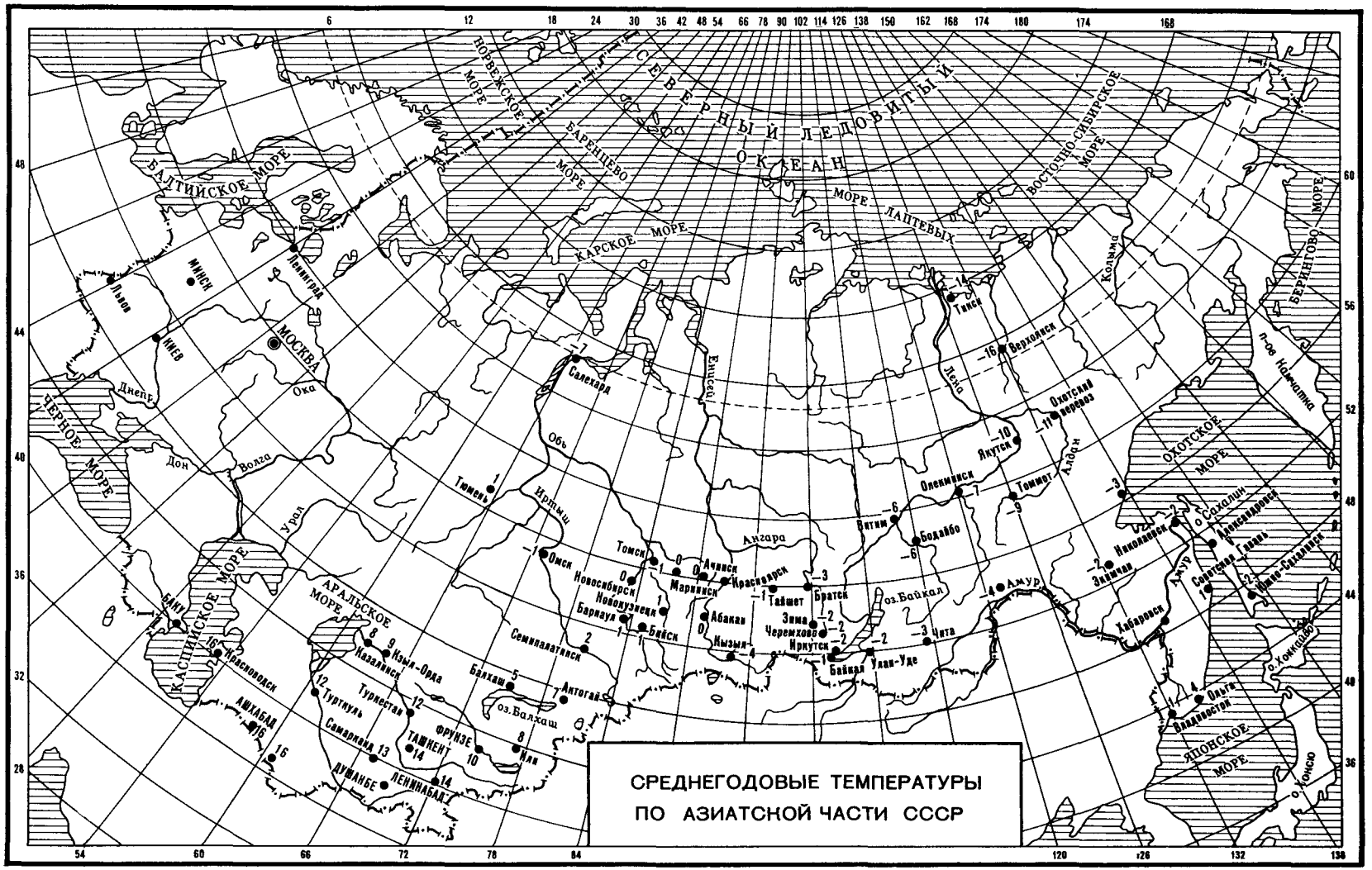


Рис. 27.14. Карта среднегодовых температур азиатской части СССР

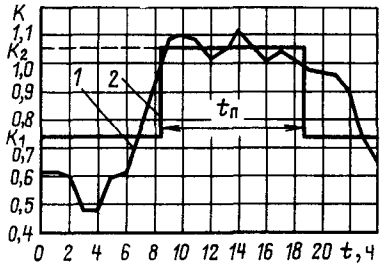


Рис. 27.15. Преобразование типового графика промышленной нагрузки:

1 – заданный график нагрузки; *2* – эквивалентный график нагрузки

Для случая «в» значение и длительность перегрузки находят аналогично случаю «б», а эквивалентную начальную нагрузку $I_{э,н}$ условно определяют за 10 ч после конца первого максимума (после перегрузки), т. е. меньший максимум учитывают в $I_{э,н}$.

По найденным значениям $I_{э,н}$, $t_п = 10$ ч и $I_{э,max}$, $t'_п$ определяют коэффициенты

$$K_1 = \frac{I_{э,н}}{I_{ном}}; \quad K_2 = \frac{I_{э,max}}{I_{ном}}. \qquad (27.8)$$

По параметрам τ и $\theta_{о,с}$ с учетом системы охлаждения трансформатора выбирают один из 36 графиков нагрузочной способности на рис. 27.8. На этом графике по K_1 и $t_п$ находят значение $K'_2 = K_{д,п}$. Трансформатор может систематически перегружаться по заданному графику, если $K_{д,п} \geqslant K_2$. При $K_{д,п} < K_2$ необходимо выбрать трансформатор большей мощности ($I_{ном} = I_{э,max}/K_{д,п}$) или в послеаварийном режиме предусмотреть меры по разгрузке трансформатора.

Когда при перегрузке график нагрузки неизвестен и нельзя воспользоваться графиком нагрузочной способности масляных трансформаторов, для определения допустимых перегрузок силовых трансформаторов используют табл. 27.2, 27.3. Согласно этим таблицам систематические перегрузки, допустимые вслед за нагрузкой ниже номинальной, устанавливают в зависимости от превышения температуры верхних слоев масла перед наступлением перегрузки. При таких перегрузках превышения температуры отдельных частей трансформатора не выходят за пределы значений, допустимых нормами. Допустимые перегрузки по табл. 27.2, 27.3 в меньшей мере используют перегрузочную способность трансформаторов, чем по графикам нагрузочной способности.

Таблица 27.2. **Допустимая длительность перегрузки трансформаторов с системами охлаждения М и Д**

Нагрузка в долях номинальной	Допустимая длительность перегрузки, ч-мин, при превышении температуры верхних слоев масла над температурой окружающего воздуха перед перегрузкой, °С					
	18	24	30	36	42	48
1,05	Длительно					
1,1	3-50	3-25	2-50	2-10	1-25	0-10
1,15	2-50	2-25	1-50	1-20	0-35	—
1,2	2-05	1-40	1-15	0-45	—	—
1,25	1-35	1-15	0-50	0-25	—	—
1,3	1-10	0-50	0-30	—	—	—
1,35	0-55	0-35	0-15	—	—	—
1,4	0-40	0-25	—	—	—	—
1,45	0-25	0-10	—	—	—	—
1,5	0-15	—	—	—	—	—

Таблица 27.3. **Допустимая длительность перегрузки трансформаторов с системами охлаждения ДЦ и Ц**

Нагрузка в долях номинальной	Допустимая длительность перегрузки, ч-мин, при превышении температуры верхних слоев масла над температурой окружающего воздуха перед перегрузкой, °С					
	13,5	18	22,5	27	31,5	36
1,05	Длительно					
1,1	3-50	3-25	2-50	2-10	1-25	0-10
1,15	2-50	2-25	1-50	1-20	0-35	—
1,2	2-05	1-40	1-15	0-45	—	—
1,25	1-35	1-15	0-50	0-25	—	—
1,3	1-10	0-50	0-30	—	—	—
1,35	0-55	0-35	0-15	—	—	—
1,4	0-40	0-25	—	—	—	—
1,45	0-25	0-10	—	—	—	—
1,5	0-15	—	—	—	—	—

Экономически целесообразный режим работы трансформатора. При проектировании и в условиях эксплуатации предусматривают экономически целесообразный режим работы трансформаторов, сущность которого состоит в следующем. При наличии на подстанции нескольких трансформаторов, могущих работать на общие шины, число включенных трансформаторов определяется условием минимума потерь мощности в этих трансформаторах при работе их по заданному графику нагрузки. При этом учитывают не только потери активной мощности в самих трансформаторах, но и потери активной мощности, возникающие в системе электроснабжения по всей цепочке питания от генераторов электростанции до рассматриваемых трансформаторов из-за потребления трансформаторами реактивной мощности. Эти по-

тери называют приведенными в отличие от потерь в самих трансформаторах, определяемых по выражению $\Delta P_т = \Delta P_х + K_з^2 \Delta P_к$, их подсчитывают согласно выражению

$$\Delta P'_т = \Delta P'_х + K_з^2 \Delta P'_к, \qquad (27.9)$$

где $\Delta P'_х = \Delta P_х + K_{и.п} \Delta Q_х$ – приведенные потери ХХ трансформатора, учитывающие потери активной мощности как в самом трансформаторе, так и создаваемые им в элементах всей системы электроснабжения в зависимости от реактивной мощности, потребляемой трансформатором; $\Delta P'_к = \Delta P_к + K_{и.п} \Delta Q_к$ – приведенные потери КЗ; $\Delta P_х$ – потери мощности ХХ (в расчете их приближенно полагают равными потерям в стали трансформаторов); $\Delta P_к$ – потери мощности КЗ (приближенно они равны потерям в меди обмоток трансформатора); $K_{и.п}$ – коэффициент изменения потерь; $K_з = S_{нг}/S_{ном.т}$ – коэффициент загрузки; $S_{нг}$ – фактическая или расчетная нагрузка трансформатора; $S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора; $\Delta Q_х = S_{ном.т} I_х/100$ – реактивная мощность ХХ трансформатора; $\Delta Q_к = S_{ном.т} u_к/100$ – реактивная мощность, потребляемая трансформатором при номинальной паспортной нагрузке; $I_х$ – ток ХХ трансформатора, %; $u_к$ – напряжение КЗ трансформатора, %.

Кривые приведенных потерь мощности трансформаторов в зависимости от изменения нагрузки $S_{нг}$ показаны на рис. 27.16.

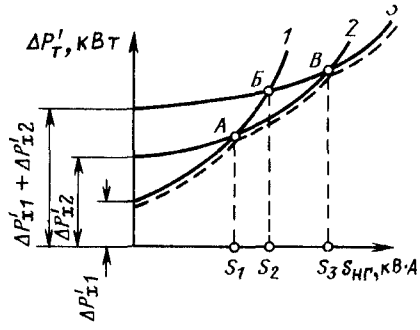


Рис. 27.16. Зависимость приведенных потерь активной мощности $\Delta P'_т$ в силовых трансформаторах от изменений нагрузки $S_{нг}$:

1 и *2* – кривые потерь активной мощности в трансформаторах *1* и *2* при раздельной работе; *3* – кривая суммарных потерь активной мощности в трансформаторах *1* и *2* при параллельной работе; $\Delta P'_{х1}$ и $\Delta P'_{х2}$ – приведенные потери ХХ в трансформаторах *1* и *2*

Выражение (27.9) можно представить в иной форме:

$$\Delta P'_т = \Delta P'_х + \frac{\Delta P_к}{S^2_{ном.т}} S^2_{нг}.$$

Для упрощения дальнейшей записи обозначим:

$$\Delta P'_х = a \text{ и } \frac{\Delta P_к}{S^2_{ном.т}} = b,$$

тогда $\Delta P'_т = a + b S^2_{нг}$.

Это уравнение параболы, и поэтому на рис. 27.16 точки пересечения *А*, *Б* и *В*, соответствующие нагрузкам S_1, S_2, S_3, лежащие каждая одновременно на двух параболах (например, точка *А*), имеют координаты, удовлетворяющие совместному решению уравнений $\Delta P'_{т1} = a_1 + b_1 S^2_{нг}$ и $\Delta P'_{т2} = a_2 + b_2 S^2_{нг}$. В общем случае это может быть любая пара подобных кривых, причем каждая соответствует определенному количеству параллельно включенных трансформаторов.

Для точки *А* справедливо равенство $\Delta P'_{т1,А} = \Delta P'_{т2,А}$, т. е. $a_1 + b_1 S^2_{нг,А} = a_2 + b_2 S^2_{нг,А}$, откуда

$$S_{нг,А} = \sqrt{\frac{a_2 - a_1}{b_1 - b_2}},$$

или, что равносильно,

$$S_{нг,А} = \sqrt{\frac{a_1 - a_2}{b_2 - b_1}}. \qquad (27.10)$$

Из (27.10) для *n* трансформаторов одинаковой мощности получаем

$$S_{нг,А} = S_{ном.т} \sqrt{n(n-1)\frac{\Delta P'_х}{\Delta P'_к}}.$$

Точку *А* и соответствующую ей нагрузку $S_{нг,А}$ определяют графическим и аналитическим способами. Аналитический способ является более удобным, так как обычно в расчетах интересуются только точками *А*, *Б* и *В* и соответствующими им нагрузками S_1, S_2, S_3.

Выражением (27.10) пользуются для установления экономически целесообразного режима работы двух параллельно работающих трансформаторов, а также для решения вопроса об экономической целесообразности присоединения к группе трансформаторов дополнительно еще одного трансформатора.

Для группы трансформаторов величины *a* и *b* в общем виде определяют

$$a_Σ = \sum_1^n \Delta P'_{х,i}; \quad b_Σ = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta P'_{к,i}}{\left(\sum_{i=1}^n S_{ном,i}\right)^2},$$

где n – количество трансформаторов в группе; $i = 1, 2, 3, \ldots, n$ – порядковый номер трансформатора; Σ – индекс, означающий, что величины в данном случае являются общими для всей группы, состоящей из n трансформаторов.

Задачу целесообразности добавления к группе работающих трансформаторов еще одного трансформатора удобнее решать вычислением разности приведенных потерь $\Delta P_р$ после присоединения дополнительного трансформатора по формуле

$$\Delta P_р = \Delta P'_{\Sigma+1} - \Delta P'_{\Sigma} = a_{\Sigma+1} - a_{\Sigma} + (b_{\Sigma+1} - b_{\Sigma}) S^2_{нг},$$

или

$$\Delta P_р = a_{n+1} + (b_{\Sigma+1} - b_{\Sigma}) S^2_{нг}. \quad (27.11)$$

Здесь индекс Σ означает отношение b к группе, состоящей из n трансформаторов, индекс $\Sigma + 1$ – к группе, состоящей из $n + 1$ трансформаторов. Индекс $n + 1$ означает отношение величины только к $(n + 1)$-му, т. е. добавляемому, трансформатору. Разность $b_{\Sigma+1} - b_{\Sigma}$ всегда отрицательна, в соответствии с чем величина $\Delta P_р$ принимает положительные или отрицательные значения. Во втором случае присоединение дополнительного трансформатора является целесообразным.

27.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В АВТОТРАНСФОРМАТОРАХ

Для автотрансформаторов в каталогах указывают потери в металле обмоток при КЗ на обмотках высшего и среднего напряжений $\Delta P_{к, ВН-СН}$, аналогично $\Delta P_{к, ВН-НН}$ и $\Delta P_{к, СН-НН}$. При этом потери $\Delta P_{к, ВН-СН}$ при КЗ относят к номинальной мощности трансформатора $S_{ном, т}$, а $\Delta P_{к, ВН-НН}$ и $\Delta P_{к, СН-НН}$ – к типовой мощности, равной $S_{тип} = \alpha S_{ном, т}$, причем

$$\alpha = \frac{U_{ВН} - U_{СН}}{U_{ВН}},$$

где $U_{ВН}$, $U_{СН}$ – высшее и среднее напряжение автотрансформатора соответственно.

Потери мощности в каждой обмотке находят по формулам

$$\Delta P_{к, ВН} = \frac{\Delta P_{к, ВН-СН} + \frac{\Delta P_{к, ВН-НН}}{\alpha^2} - \frac{\Delta P_{к, СН-НН}}{\alpha^2}}{2}; \quad (27.12)$$

$$\Delta P_{к, СН} = \frac{\Delta P_{к, ВН-СН} + \frac{\Delta P_{к, СН-НН}}{\alpha^2} - \frac{\Delta P_{к, ВН-НН}}{\alpha^2}}{2}; \quad (27.13)$$

$$\Delta P_{к, НН} = \frac{-\Delta P_{к, ВН-СН} + \frac{\Delta P_{к, ВН-НН}}{\alpha^2} + \frac{\Delta P_{к, СН-НН}}{\alpha^2}}{2}. \quad (27.14)$$

Потери мощности $\Delta P_{к, ВН-НН}$ и $\Delta P_{к, СН-НН}$ отнесены к типовой мощности автотрансформатора. Поэтому для приведения к номинальной мощности их делят на α^2. Полные потери мощности в металле автотрансформатора с учетом коэффициентов загрузки каждой обмотки определяют для любого периода времени из выражения

$$\Delta P_к = K^2_{з, ВН} \Delta P_{к, ВН} + K^2_{з, СН} \Delta P_{к, СН} + K^2_{з, НН} \Delta P_{к, НН}. \quad (27.15)$$

27.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРА ПРИ НЕСИММЕТРИЧНОЙ НАГРУЗКЕ

В системах промышленного электроснабжения довольно часто имеет место несимметричная нагрузка трансформаторов. Если мощность трансформатора при работе в таком режиме выбрана по наиболее загруженной фазе, то будет явное недоиспользование его мощности. Поэтому трансформатор выбирают с учетом его возможной перегрузки, что позволяет сократить потребную мощность. Исследования показали, что ток в наиболее загруженной фазе допускают выше номинального. Коэффициент перегрузки, допустимой в несимметричном режиме, определяют по формуле

$$K_{п, н, р} = \frac{I_A}{I_{ном, т}} =$$

$$= \frac{1{,}53}{\sqrt{1 + 0{,}45\left[1 + \left(\frac{I_B}{I_A}\right)^2 + \left(\frac{I_C}{I_A}\right)^2\right]}}, \quad (27.16)$$

где I_A – ток наиболее загруженной фазы; $I_{ном,т}$ – номинальный ток фазы трансформатора; I_B и I_C – токи в двух других фазах, нагруженных меньше фазы A.

Пример 27.4. Выбрать число и мощность трансформаторов ГПП машиностроительного завода. Суточный график нагрузок наиболее загруженного дня этого завода и его годовой график нагрузок по продолжительности даны на рис. 27.17. Приемники электроэнергии I категории на заводе потребляют мощность 10 МВ·А. Завод в будущем подлежит расширению.

а) Выбираем число трансформаторов, установленных на ГПП завода. На заводе имеются потребители I категории, поэтому на ГПП устанавливаем два силовых трансформатора.

б) Намечаем два возможных варианта мощности трансформаторов ГПП завода с учетом допустимых перегрузок.

Из суточного графика нагрузок завода (рис. 27.17) имеем максимальную нагрузку за наиболее загруженный день $S_{max} = 25$ МВ·А и продолжительность этой нагрузки за те же сутки $t_п = 2$ ч.

Определяем коэффициент заполнения графика нагрузки в наиболее загруженные сутки

$$K_{з,г} = \frac{S_{ср}}{S_{max}} = \frac{8{,}5\cdot 7 + 17{,}5\cdot 1 + 25\cdot 2 + 20\cdot 2 + 12{,}5\cdot 1 + 8{,}5\cdot 1 + 22{,}5\cdot 2 + 17{,}5\cdot 1 + 20\cdot 6 + 85\cdot 1}{24\cdot 25} = 0{,}67.$$

По номограмме (см. рис. 27.6) при $K_{з,г} = 0{,}67$ и $t_п = 2$ ч определяем допустимую систематическую перегрузку трансформаторов в соответствии с суточным графиком нагрузки

$$S'_{д,п} = 0{,}2S_{ном,т}.$$

За счет неравномерности годового графика нагрузки (недогрузки в летние месяцы) может быть допущена дополнительная перегрузка трансформаторов $S''_{д,п} = 15\%$, или $S''_{д,п} = 0{,}15S_{ном,т}$.

Определяем сумму допустимых перегрузок трансформаторов в нормальном режиме при максимальной нагрузке завода

$$S_{д,п} = S'' + S' = 0{,}15S_{ном,г} + 0{,}2S_{ном,т} =$$

$$= 0{,}35S_{ном,т}.$$

Так как допустимая перегрузка должна составлять не более 50%, принимаем $S_{д,п} = 0{,}5S_{ном,т}$.

Намечаем два варианта мощности трансформаторов.

Первый вариант: два трансформатора по 16 тыс. кВ·А ($2S_{ном,т} = 2\cdot 16 = 32$ МВ·А). В нормальном режиме трансформаторы работают с неполной загрузкой. Коэффициент загрузки их в часы максимума равен

$$K_з = \frac{S_{max}}{2S_{ном,т}} = \frac{25}{2\cdot 16} = 0{,}78.$$

Второй вариант: два трансформатора по 10 тыс. кВ·А ($2S_{ном,т} = 2\cdot 10 = 20$ МВ·А). С учетом нормальной перегрузки, определенной выше, оба трансформатора в нормальном режиме пропускают всю потребляемую мощность во время максимальной нагрузки завода, поскольку допустимая максимальная мощность двух трансформаторов равна

$$S_{м,т} = 1{,}5\cdot 2S_{ном,т} = 1{,}5\cdot 2\cdot 10 = 30 \text{ МВ·А}.$$

С точки зрения работы в нормальном режиме оба варианта приемлемы.

в) Проверяем возможность перегрузки намеченных трансформаторов при отключении одного из них.

Первый вариант. При отключении одного трансформатора 16 МВ·А оставшийся в работе пропустит мощность $1{,}4S_{ном,т} = 1{,}4\cdot 16 = 22{,}4$ МВ·А, т. е. 90% всей потребляемой заводом мощности, что приемлемо. Коэффициент 1,4 учитывает допустимую предельную перегрузку трансформатора в аварийном режиме.

Второй вариант. При отключении одного трансформатора 10 МВ·А оставшийся в работе трансформатор пропустит мощность $1{,}4\cdot 10 = 14$ МВ·А. С учетом того, что в этом режиме питание потребителей I категории не нарушается, а потребители II и III категории допускают на некоторое время перерыв в питании, считаем второй вариант также приемлемым.

г) Определяем экономически целесообразный режим работы трансформаторов.

Технические данные трансформаторов ТДН-16000/110 и ТДН-10000/110:

Первый вариант: $S_{ном,т} = 16$ МВ·А; $\Delta P_х = 19$ кВт; $\Delta P_к = 85$ кВт; $u_к = 10{,}5\%$; $I_х = 0{,}7\%$; $K_{16} = 42$ тыс. руб.

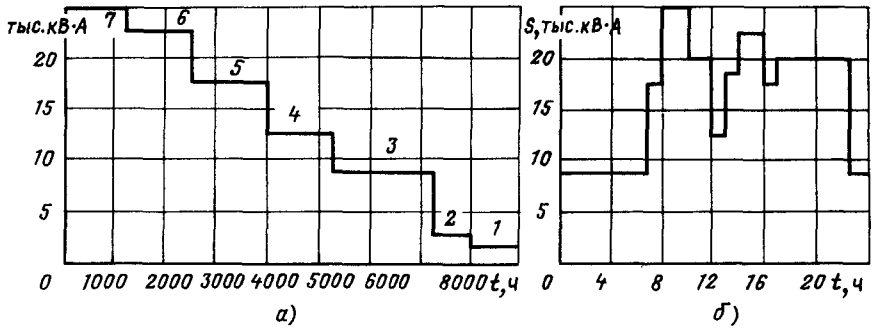


Рис. 27.17. Графики нагрузки машиностроительного завода:
а – годовой график по продолжительности; *б* – суточный график

Второй вариант: $S_{\text{ном, т}} = 10$ МВ·А; $\Delta P_{\text{х}} = 15$ кВт; $\Delta P_{\text{к}} = 58$ кВт; $I_{\text{х}} = 0{,}75\%$; $u_{\text{к}} = 10{,}5\%$; $K_{10} = 36{,}5$ тыс. руб.

Определяем потери мощности и энергии в трансформаторах за год при работе их в экономически целесообразном режиме. Коэффициент $K_{\text{и, п}}$ задан энергосистемой для данного завода в соответствии с его местоположением и равен 0,05 кВт/квар.

Первый вариант:

$$\Delta Q_{\text{х}} = S_{\text{ном, т}} \frac{I_{\text{х}\%}}{100} = 16\,000 \frac{0{,}7}{100} = 112 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{\text{к}} = S_{\text{ном, т}} \frac{u_{\text{к}\%}}{100} = 16\,000 \frac{10{,}5}{100} = 1680 \text{ квар};$$

$$\Delta P'_{\text{х}} = \Delta P_{\text{х}} + K_{\text{и, д}} \Delta Q_{\text{х}} = 19 + 0{,}05 \cdot 112 = 24{,}6 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{\text{к}} = \Delta P_{\text{к}} + K_{\text{и, п}} \Delta Q_{\text{к}} = 85 + 0{,}05 \cdot 1680 = 169 \text{ кВт}.$$

Приведенные потери мощности в одном трансформаторе, кВт,

$$\Delta P'_{1\cdot 6} = \Delta P'_{\text{х}} + K_{\text{з}}^2 \Delta P'_{\text{к}} = 24{,}6 + K_{\text{з}}^2 \cdot 169.$$

В двух параллельно работающих трансформаторах

$$\Delta P'_{2\cdot 16} = 2\Delta P'_{\text{х}} + 2K_{\text{з}\,0{,}5}^2 \Delta P_{\text{к}} = 49{,}2 + K_{\text{з}\cdot 0{,}5^2}^2 \cdot 169 = 49 + K_{\text{з}\cdot 0{,}5}^2 \cdot 338 \text{ кВт}.$$

Здесь $K_{\text{з}\cdot 0{,}5}$ – новый коэффициент загрузки за счет разделения пополам нагрузки между двумя одинаковыми трансформаторами.

Второй вариант:

$$\Delta Q_{\text{х}} = 10\,000 \frac{0{,}75}{100} = 75 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{\text{к}} = 10\,000 \frac{10{,}5}{100} = 1050 \text{ квар};$$

$$\Delta P'_{\text{х}} = 15 + 0{,}05 \cdot 75 \approx 19 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{\text{к}} = 58 + 0{,}05 \cdot 1050 \approx 110 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{1\cdot 0} = 19 + K_{\text{з}}^2 \cdot 110 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{2\cdot 10} = 38 + K_{\text{з}\,0{,}5}^2 \cdot 220 \text{ кВт}.$$

Находим нагрузку, при которой необходимо переходить на работу с двумя трансформаторами:

для трансформатора 16 000 кВ·А

$$S_A = S_{\text{ном, т}} \sqrt{n(n-1)\frac{\Delta P'_{\text{х}}}{\Delta P'_{\text{к}}}} = 16 \sqrt{2\frac{24{,}6}{169}} \approx 8{,}6 \text{ МВ·А};$$

для трансформаторов 10 000 кВ·А

$$S_{\text{Б}} = 10 \sqrt{2\frac{19}{110}} \approx 5{,}8 \text{ МВ·А}.$$

На рис. 27.18 показано графическое определение S_A и $S_{\text{Б}}$. Совпадение результатов расчета получается достаточно удовлетворительным. Расчеты по определению годовых потерь мощности и энергии сведены

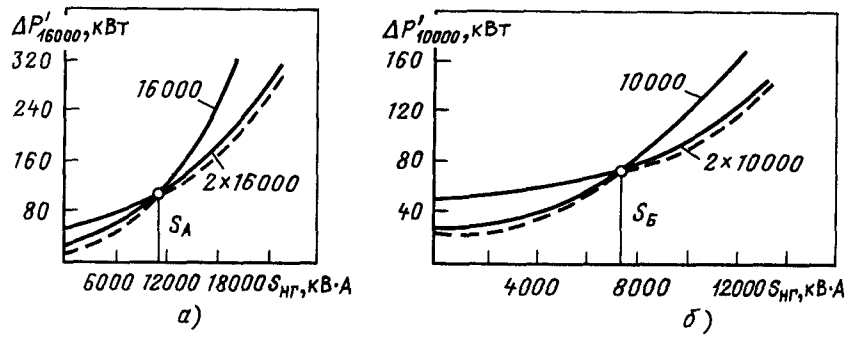


Рис. 27.18. Кривые зависимости приведенных потерь для одного и двух трансформаторов:

а – для двух трансформаторов по 16 МВ·А; *б* – для двух трансформаторов по 10 мВ·А

Таблица 27.4. **Потери электроэнергии в трансформаторах**

№ ступени нагрузки	Нагрузка, кВ А	$K_з$	$K_{з\ 0,5}$	Продолжительность ступени нагрузки, ч/год	Потери мощности в трансформаторах, кВт	Потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч/год
			2 × 16 МВ·А			
1	1250	0,078	–	760	28	21 900
2	2500	0,156	–	750	32	23 900
3	8750	0,547	–	2000	78,5	157 000
4	12 500	–	0,39	1250	113	141 000
5	17 500	–	0,547	1500	157	236 000
6	22 500	–	0,703	1250	223	278 000
7	25 000	–	9,782	1250	262	327 000
					Всего за год $\Delta Э_{а16}$ = 1 185 000 кВт·ч	
			2 × 10 МВ·А			
1	1250	0,125	–	760	24,2	18 400
2	2500	0,25	–	750	29,5	22 100
3	8750	–	0,438	2000	88,2	176 000
4	12 500	–	0,625	1250	132	165 000
5	17 500	–	0,875	1500	217	326 000
6	22 500	–	1,125	1250	329	412 000
7	25 000	–	1,25	1250	396	495 000
					Всего за год $\Delta Э_{а10}$ = 1 615 000 кВт·ч	

в табл. 27.4. Технико-экономическое сопоставление вариантов трансформаторов приведено ниже.

Первый вариант. Капитальные затраты: $K_1 = 2K_{16} = 2 \cdot 42 = 84$ тыс. руб.

Годовые эксплуатационные и амортизационные расходы: $C_{а16} = k_а K_1 = 0,1 \cdot 84 = 8,4$ тыс. руб/год.

Стоимость потерь при $c_0 = 0,02$ руб/(кВт·ч)

$$C_{п16} = c_0 \Delta Э_{а16} = 0,02 \cdot 1\,185\,000 \approx 23,7 \text{ тыс. руб/год.}$$

Суммарные годовые расходы

$$C_{э16} = C_{а16} + C_{п16} = 8,4 + 23,7 = 32,1 \text{ тыс. руб/год.}$$

Второй вариант. Капитальные затраты: $K_2 = 2K_{10} = 2 \cdot 36{,}5 = 73$ тыс. руб.

Годовые эксплуатационные и амортизационные расходы: $C_{a2} = k_a K_2 = 0{,}1 \cdot 73 \approx 7{,}3$ тыс. руб/год.

Стоимость потерь электроэнергии: $C_{п2} = c_0 \Delta Э_{a,г} = 1\,615\,000 \cdot 0{,}02 = 32{,}3$ тыс. руб/год.

Суммарные годовые эксплуатационные расходы

$$C_{э,г} = 7{,}3 + 32{,}3 = 39{,}6 \text{ тыс. руб/год.}$$

Определяем срок окупаемости

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_2 - C_1} = \frac{84 - 73}{39{,}4 - 32{,}1} = 1{,}5 \text{ года.}$$

Срок окупаемости значительно меньше нормативного $T_н = 7 \div 8$ лет, поэтому первый вариант по экономическим соображениям является более рациональным. Учитывая заданные условия о будущем расширении завода, окончательно останавливаемся на варианте установки двух трансформаторов по 16 МВ·А.

Пример 27.5. Определить число и мощность трансформаторов, питающих завод черной металлургии. Расчетная мощность завода 22 МВ·А. График равномерный, его коэффициент заполнения практически равен единице. В будущем завод будет расширяться.

а) Определяем число трансформаторов на ГПП завода. Нагрузки завода по требованиям надежности электроснабжения относятся к I категории, поэтому на ГПП устанавливаем два трансформатора.

б) Намечаем два варианта мощности трансформатора.

Первый вариант. Два трансформатора по 16 МВ·А каждый. Загрузка трансформатора в нормальном режиме

$$K_{з,н,р} = \frac{22}{2 \cdot 16} = \frac{22}{32} = 0{,}69.$$

Второй вариант. Два трансформатора по 25 МВ·А. Загрузка трансформатора в нормальном режиме

$$K_{з,н,р} = \frac{22}{2 \cdot 25} = \frac{22}{50} = 0{,}44.$$

в) Проверяем возможность работы намеченных трансформаторов при отключении одного из них.

Первый вариант. При отключении трансформатора мощностью 16 тыс. кВ·А оставшийся в работе трансформатор с учетом допустимой 40%-ной аварийной перегрузки пропустит $1{,}4 S_{ном,т} = 1{,}4 \cdot 16 \approx 22{,}4$ МВ·А, т. е. всю потребляемую заводом мощность.

Второй вариант. При отключении трансформатора мощностью 25 МВ·А оставшийся в работе трансформатор пропустит без перегрузки всю потребляемую мощность

$$S_{ном,т} = 25 > 22 \text{ МВ·А.}$$

г) Определяем годовые потери мощности и энергии в трансформаторах.

Первый вариант. Трансформатор ТДН-16000/35. $\Delta P_х = 21$ кВт; $\Delta P_к = 90$ кВт; $I_х = 0{,}6\%$; $u_к = 8\%$; $K_{16} = 18{,}6$ тыс. руб. Принимаем $K_{и,п} = 0{,}05$ кВт/квар; $\Delta Q_х = 16\,000 \frac{0{,}7}{100} = 112$ квар; $\Delta Q_к = 16\,000 \frac{8}{100} = 1280$ квар; $\Delta P'_х = 21 + 0{,}05 \cdot 112 = 27$ кВт; $\Delta P'_к = 90 + 0{,}05 \cdot 1280 = 154$ кВт; $\Delta P'_{2 \cdot 16} = 54 + 308 K^2_{з \cdot 0{,}5}$, кВт.

При круглосуточной работе завода с нагрузкой 22 МВ·А потери мощности и энергии в обоих трансформаторах составят:

$$\Delta P'_{16} = 54 + 308 (0{,}69)^2 = 54 + 146{,}6 = 200{,}6 \text{ кВт;}$$

$$\Delta Э_{п16} = 200{,}6 \cdot 8760 \approx 1\,752\,000 \text{ кВт·ч.}$$

Второй вариант. Трансформатор ТДН-25000/35; $\Delta P_х = 29$ кВт; $\Delta P_к = 125$ кВт; $I_х = 0{,}7\%$; $u_к = 8\%$; $K_{25} = 17{,}2$ тыс. руб.

$$\Delta Q_х = 25\,000 \frac{0{,}7}{100} = 175 \text{ квар;}$$

$$\Delta Q_к = 25\,000 \frac{8}{100} = 2000 \text{ квар;}$$

$$\Delta P'_х = 29 + 0{,}05 \cdot 175 = 37{,}8 \text{ кВт;}$$

$$\Delta P'_к = 125 + 0{,}05 \cdot 2000 = 225 \text{ кВт;}$$

$$\Delta P_{2 \cdot 25} = 2 \cdot 37{,}8 + (0{,}44)^2 \cdot 2 \cdot 225 = 162{,}5 \text{ кВт;}$$

$$\Delta Э_{п25} = 162{,}5 \cdot 8760 = 1\,422\,000 \text{ кВт·ч.}$$

д) Проведем технико-экономическое сопоставление намеченных вариантов.

Первый вариант:

$$K_1 = 2 \cdot 18{,}6 = 37{,}2 \text{ тыс. руб.;}$$

$$C_{a1} = k_a K_1 = 0{,}1 \cdot 37{,}2 = 3{,}72 \text{ тыс. руб/год;}$$

$$C_{п1} = 0{,}02 \cdot 1\,752\,000 = 35{,}04 \text{ тыс. руб/год;}$$

$$C_{э1} = 3{,}72 + 35{,}04 = 38{,}76 \text{ тыс. руб/год.}$$

Второй вариант:

$$K_2 = 2 \cdot 17{,}2 = 34{,}4 \text{ тыс. руб.};$$

$$C_{а2} = 0{,}1 \cdot 34{,}4 = 3{,}44 \text{ тыс. руб/год};$$

$$C_{п2} = 0{,}02 \cdot 1\,422\,000 = 28{,}4 \text{ тыс. руб/год};$$

$$C_{э2} = 3{,}4 + 28{,}4 = 31{,}8 \text{ тыс. руб/год.}$$

Так как $K_1 > K_2$ и $C_{э1} > C_{э2}$, а также с учетом предполагаемого расширения завода выбираем вариант с двумя трансформаторами ТДН-25000/35.

Пример 27.6. Дан трехфазный трансформатор с соединением обмоток звезда – треугольник. Нагрузка на стороне треугольника двухфазная (междуфазная). При этом на стороне звезды нагрузка равна:

$$I_B = I_C = 0{,}5 I_A,$$

тогда

$$I_A = I_{ном,т} \frac{1{,}525}{\sqrt{1 + 0{,}45\,[1 + (0{,}5)^2 + (0{,}5)^2]}} = 1{,}18 I_{ном,т}.$$

Пример 27.7. Дан трансформатор с соединением обмоток звезда – звезда. Нагрузка на стороне низшего напряжения трансформатора присоединена между фазами A и B; следовательно, на стороне высшего напряжения получаем $I_C = 0$; $I_A = I_B$, отсюда $I_A = I_{ном,т} \frac{1{,}525}{\sqrt{1 + 0{,}45\,(1 + 1)}} = 1{,}1 I_{ном,т}$.

27.7. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Условные обозначения типов трансформаторов включают буквенное обозначение, характеризующее тип трансформатора, число фаз, вид охлаждения, число обмоток, вид переключения ответвлений, а также обозначение номинальной мощности и класса напряжения.

Буквенное обозначение трансформатора содержит следующие данные в указанном порядке: число фаз – для однофазных О; для трехфазных Т; вид охлаждения (табл. 27.5), число обмоток (для обозначения трехобмоточного трансформатора применяют букву Т), выполнение одной обмотки с устройством РПН обозначают дополнительной буквой Н.

Для обозначения автотрансформатора впереди добавляют букву А.

Трансформатор с естественным масляным охлаждением с азотной защитой, без расширителя, обозначают буквой З после вида охлаждения, например ТМЗ.

Трансформатор с расщепленной обмоткой НН обозначают буквой Р после числа фаз, например ТРДН.

Исполнение трансформатора для собственных нужд электростанций обозначают буквой С, например ТРДНС.

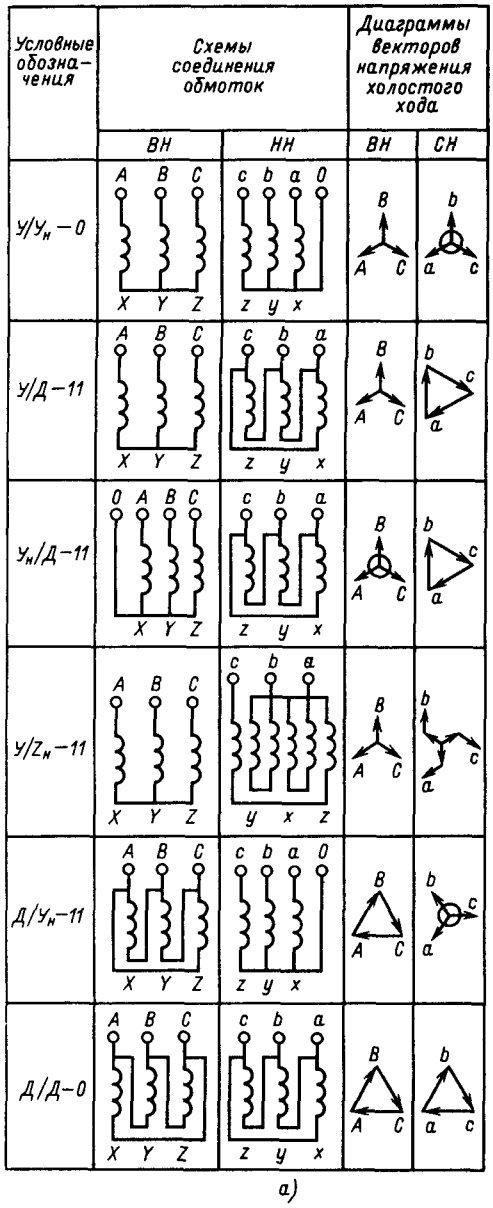
Пример условного обозначения трансформатора: ТРДН-25000/110 – трехфазный двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения, с масляным охлаждением, с дутьем и естественной циркуляцией масла, с РПН, номинальной мощностью 25000 кВ·А, напряжением 110 кВ.

Таблица 27.5. **Условные обозначения систем охлаждения трансформаторов и автотрансформаторов**

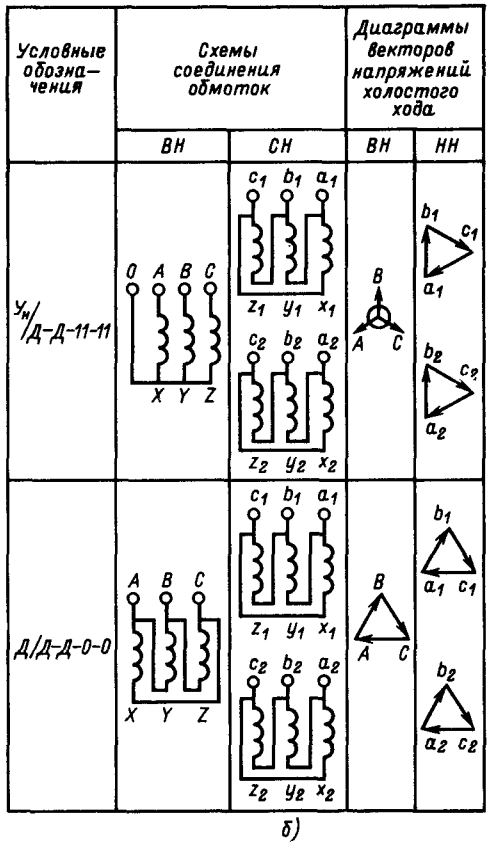
Система охлаждения	Условные обозначения
Масляные трансформаторы	
Естественная циркуляция воздуха и масла	М
Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла	Д
Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла	МЦ
Принудительная циркуляция воздуха и масла	ДЦ
Принудительная циркуляция воды и естественная циркуляция масла	МВ
Принудительная циркуляция воды и масла	Ц
Сухие трансформаторы	
Естественное воздушное при открытом исполнении	С
Естественное воздушное при защищенном исполнении	СЗ
Естественное воздушное при герметичном исполнении	СГ
Воздушное с дутьем	СД
Трансформаторы с заполнением негорючим жидким диэлектриком (совтол)	
Естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком	Н
Охлаждение негорючим жидким диэлектриком с дутьем	НД

Схемы и группы соединений обмоток трансформаторов высшего напряжения (ВН), среднего напряжения (СН) и низшего напряжения (НН) приведены на рис. 27.19. Условные обозначенияя $У/У_н$-0, $У_н/Д$-11 и т. д. указывают схемы соединения обмоток трансформаторов и угловое смещение векторов линейных ЭДС обмоток СН и НН по отношению к векторам ЭДС обмоток ВН. Группу соединения (угловое смещение) обозначают числом, которое при умножении на 30° дает угол отставания в градусах (например, 11 соответствует углу 330°).

В табл. 27.6–27.24 приведены технические данные трансформаторов.



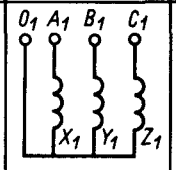
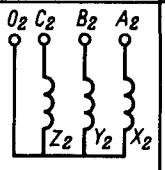
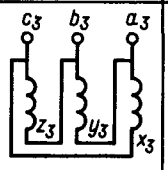
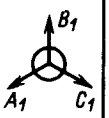
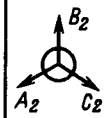
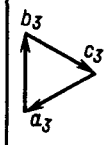
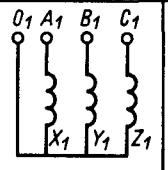
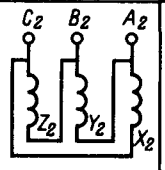
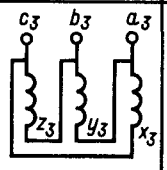
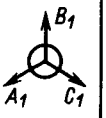
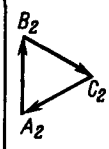
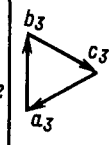
а)



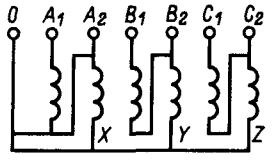
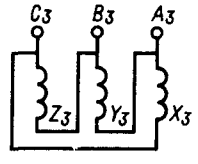
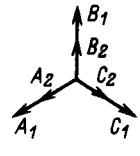
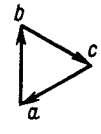
б)

Рис. 27.19. Схемы и группы соединений обмоток трансформаторов:

а – двухобмоточных; *б* – трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения; *в* – трехобмоточных; *г* – автотрансформаторов

Условные обозначения	Схемы соединения обмоток			Диаграммы векторов напряжения холостого хода		
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
$У_н/У_н/Д-0-11$						
$У_н/Д/Д-11-11$						

в)

Условные обозначения	Схемы соединения обмоток		Диаграммы векторов напряжений холостого хода	
	ВН и СН	НН	ВН и СН	НН
$У_н/Д-0-11$				

г)

Рис. 27.19. Продолжение

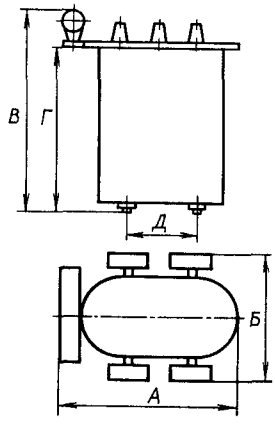


Рис. 27.20. Габарит масляных трансформаторов

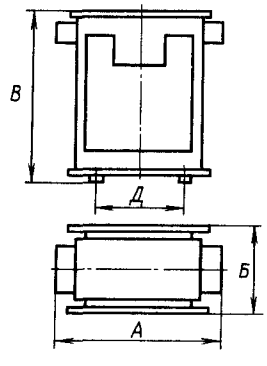


Рис. 27.21. Габарит сухих трансформаторов

Таблица 27.6 **Технические данные трехфазных масляных двухобмоточных трансформаторов**

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %	Схема и группа соединения обмоток	Цена, руб.
		ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания				
С высшим напряжением до 35 кВ включительно									
ТМ-25/10	25	6 или 10	0,4	0,13	0,6 (0,69)	4,5 (4,7)	3,2	$У/У_н$-0; $У/Z_н$-11	230
ТМ-30/6*	30	6,3	0,4	0,25	0,85	5,5	8	$У/У_н$-0	150
ТМ-30/10*	30	10	0,4	0,3	0,85	5,5	9	$У/У_н$-0	200
ТМ-40/10	40	6 или 10	0,4	0,175	0,88 (1)	4,5 (4,7)	3	$У/У_н$-0; $У/Z_н$-11	270
ТМ-50/6*	50	6,3	0,525	0,35	1,325	5,5	7	$У/У_н$-0	180
ТМ-50/10*	50	10	0,4	0,44	1,325	5,5	3	$У/У_н$-0	230
ТМ-63/10	63	6 или 10	0,4	0,24	1,28 (1, 47)	4,5 (4,7)	2,8	$У/У_н$-0; $У/Z_н$-11	310
ТМ-63/20*	63	20	0,4	0,245	1,28 (1,47)	5 (5,3)	4,43	$У/У_н$-0	580
ТМ-100/6*	100	6,3	0,525	0,6	2,4	5,5	6,5	$У/У_н$-0	257
ТМ-100/10*	100	10	0,525	0,73	2,4	5,5	7,5	$У/У_н$-0	300
ТМ-100/10	100	6 или 10	0,4	0,33	1,97 (2,27)	4,5 (4,7)	2,6	$У/У_н$-0; $У/Z_н$-11	405
ТМ-100/35	100	35	0,4	0,42	1,97 (2,25)	6,5 (6,8)	2,6	$У/У_н$-0; $У/Z_н$-11	760
ТМ-160/10	160	6 или 10	0,4	0,51	2,65 (3,1)	4,5 (4,7)	2,4	$У/У_н$-0; $У/Z_н$-0	550
			0,69		3,1	6,5 (6,8)		$Д/У_н$-11	
ТМФ-160/10	160	6 или 10	0,4	0,51	2,65 (3,1)	4,5 (4,7)	2,4	$У/У_н$-0; $У/Z_н$-11	550
			0,69		3,1	4,5		$Д/У_н$-11	
ТМ-160/35	160	35	0,4	0,62	2,65 (3,1)	6,5 (6,8)	2,4	$У/У_н$-0; $У/Z_н$-11	1150
			0,69		3,1	6,5		$Д/У_н$-11	
ТМ-180/6*	180	6,3	0,525	1	4	5,5	6	$У/У_н$-0	385
ТМ-180/10*	180	10	0,525	1,2	4,1	5,5	7	$У/У_н$-0	410

Продолжение табл. 27.6

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %	Схема и группа соединения обмоток	Цена, руб.
		ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания				
ТМ-250/10	250	6 или 10	0,4	0,74	3,7 (4,2)	6,5 (6,8)	2,3	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	750
			0,69		4,2	6,5		Д/$У_н$-11	
ТМФ-250/10	250	6 или 10	0,4	0,74	3,7 (4,2)	6,5 (6,8)	2,3	У/$У_н$-0; У/$Z_н$-11	780
			0,69		4,2	6,5		Д/$У_н$-11	
ТМ-250/35	250	35	0,4	0,9	3,7 (4,2)	6,5	2,3	У/$У_н$-0; У/$Z_н$-11	1440
			0,69		4,2	6,5		Д/$У_н$-11	
ТМ-320/6*	320	6,3	0,525	1,6	6,07	5,5	6	У/$У_н$-0	510
ТМ-320/10*	320	10	0,525	1,9	6,02	5,5	7	У/$У_н$-0	540
ТМ-400/10	400	6 или 10	0,4	0,95	5,5 (5,9)	4,5	2,1	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	1080
			0,69		5,9			Д/$У_н$-11	
ТМФ-400/10	400	6 или 10	0,4	0,95	5,5 (5,9)	4,5	2,1	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	1110
			0,69		5,9			Д/$У_н$-11	
ТМН-400/10	400	6 или 10	0,4	0,95	5,5 (5,9)	4,5	2,1	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	–
			0,69		5,9			Д/$У_н$-11	
ТМ-400/35	400	35	0,4	1,2	5,5	6,5	2,1	У/$У_н$-0	1830
			0,69		5,9			Д/$У_н$-11	
ТМН-400/35	400	35	0,4	1,2	5,5	6,5	2,1	У/$У_н$-0	–

			0,69		5,9			Д/$У_н$-11	
ТМ-560/35*	560	35	10,5	3,35	9,4	6,5	6,5	У/Д-11	1000
ТМ-560/35*	560	35	0,4	6	10,5	6,5	6,5	У/$У_н$-0	1000
ТМ-630/10	630	6 или 10	0,4	1,31	7,6 (8,5)	5,5	2	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	1600
			0,69		8,5			Д/$У_н$-11	
ТМФ-630/10	630	6 или 10	0,4	1,31	7,6 (8,5)	5,5	2	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	1650
			0,69		8,5			Д/$У_н$-11	
ТМН-630/10	630	6 или 10	0,4	1,31	7,6 (8,5)	5,5	2	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	–
			0,69		8,5			Д/$У_н$-11	
ТМ-630/35	630	35	0,4	1,31	7,6 (8,5)	5,5	2	У/$У_н$-0	2200
			0,69		8,5			Д/$У_н$-11	
			11,0	1,6	7,6 (8,5)	6,5		У/Д-11	
ТМН-630/35	630	35	0,4	1,31	7,6 (8,5)	5,5	2	У/$У_н$-0;	–
			0,69		8,5			Д/$У_н$-11	
			6,3; 11	1,6	7,6 (8,5)	6,5		У/Д-11	
ТМ-1000/10	1000	6 или 10	0,4	2,45	12,2	5,5	1,4	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	2320
			0,525					У/Д-11	
			0,69					Д/$У_н$-11	
			3,15; 6,3		11,6			У/Д-11	

Продолжение табл. 27.6

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %	Схема и группа соединения обмоток	Цена, руб.
		ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания				
ТМН-1000/10	1000	6 или 10	0,4	2,45	12,2	5,5	1,4	$У/У_н$-0; $Д/У_н$-11	–
			0,69					$Д/У_н$-11	
ТМС-1000/10	1000	3,15; 10,5	0,4	2,75	12,2	8	1,5	$У/У_н$-0; $Д/У_н$-11	–
		6,3	0,525					У/Д-11	
ТМ-1000/35	1000	20	0,4	2,75	12,2	6,5	1,5	$У/У_н$-0; $Д/У_н$-11	2320
			0,69					$Д/У_н$-11	2990
			6,3; 10,5		11,6			У/Д-11	
ТМ-1000/35	1000	35	0,4; 0,69	2,2	12,2	6,5	1,4	$У/У_н$-0	2990
			3,15; 6,3		11,6			У/Д-11	–
			11						
ТМ-1600/10	1600	6 или 10	0,4;	3,3	18	5,5	1,3	$У/У_н$-0; $Д/У_н$-11	3200
			0,69		18			$Д/У_н$-11	
			3,15;		16,5			У/Д-11	
			6,3						
ТМН-1600/10	1600	6 или 10	0,4	3,3	18	5,5	1,3	$У/У_н$-0; $Д/У_н$-11	–
			0,69					$Д/У_н$-11	

		10	6,3		16,5			У/Д-11	
ТМН-1600/35	1600	13,8; 15,75	0,4	3,3	18	5,5	1,3	Д/$У_н$-11	9600
			0,4					У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	
		20	0,69					Д/$У_н$-11	
			6,3; 11					У/Д-11	
		35,0	0,4; 0,69	2,9	18	6,5	1,3	У/$У_н$-0;	
			6,3; 11		16,5			У/Д-11	
ТМ-1800/10*	1800	10	6,3	8	24	5,5	4,5	Д/Д=0	2380
ТМ-1800/35*	1800	35	10,5	8,3	24	6,5	5	У/Д-11	2450
ТМН-1800/35*	1800	35	10,5	9	24	6,5	5	У/Д-11	5440
ТМ-2500/10	2500	6 или 10	0,4; 0,69 3,15	4,6	26	5,5	1	Д/$У_н$-11	4600
		10	6,3; 10,5		23,5			У/Д-11	
ТМН-2500/10	2500	6 или 10	0,4; 0,69	4,6	23,5	5,5	1	Д/$У_н$-11	—
		10	6,3					У/Д-11	
ТМ-2500/35	2500	20	0,69	4,3	26	6,5	1	Д/$У_н$-11	5150
		35	3,15					У/Д-11	
		20; 35	6,3; 10,5		23,5				
ТМН-2500/35	2500	13,8; 15,75	6,3	4,3	26	6,5	1,1	У/Д-11	11 600
		20	0,69					Д/$У_н$-11	
		35	0,69; 6,3					У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	
		20; 35	11		23,5			У/Д-11	

Продолжение табл. 27.6

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %	Схема и группа соединения обмоток	Цена, руб.
		ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания				
ТМ-3200/10*	3200	10	6,3	11	37	5,5	4	Д/Д-0	3140
ТМ-3200/35*	3200	35	10,5	11,5	37	7	4,5	У/Д-11	3370
ТМН-3200/35*	3200	35	10,5	13,2	34	7	4,5	У/Д-11	6250
ТМ-4000/10	4000	6 или 10	3,15; 6,3	6,4	33,5	6,5	0,9	У/Д-11	6400
ТМН-4000/10	4000	10	6,3	6,4	33,5	6,5	0,9	У/Д-11	–
ТМ-4000/35	4000	35	3,15	5,7	33,5	7,5	1	У/Д-11	6750
		20 или 35	6,3; 10,5						
ТМН-4000/35	4000	13,8; 15,75	6,3	5,7	33,5	7,5	1	У/Д-11	13 600
		20; 35	6,3; 11						
ТМ-5600/10*	5600	10	6,3	18	56	5,5	4	Д/Д-0	4400
ТМ-5600/35*	5600	38,5	10,5	18,5	57	7,5	4,5	У/Д-11	4850
ТМН-5600/35*	5600	35	10,5	19,5	57	7,5	4,5	У/Д-11	–
ТМ-6300/10	6300	10	3,15; 6,3	9	46,5	6,5	0,8	У/Д-11	8500
			10,5						
ТМН-6300/10	6300	10	6,3	9	4,6; 5	6,5	0,8	У/Д-11	–
ТМНС-6300/10	6300	10,5	6,3	9,4	46,5	8	1,5	У/Д-11	–
ТМ-6300/35	6300	35	3,15	8	46,5	7,5	0,6	У/Д-11	8550
		20 или 35	6,3; 10,5						

ТМН-6300/35	6300	13,8; 15,75	6,3				0,6	У/Д-11	16 100
		20; 35	6,3; 11	8	46,5	7,5			
ТМ-7500/35*	7500	38,5	11	24	75	7,5	3,5	У/Д-11	5800
ТД-10000/35	10 000	38,5	6,3; 10,5	14,5	65	7,5	0,8	У/Д-11	12 350
ТДН-10000/35*	10 000	38,5	11	24	90	14,4	4	У/Д-11	11 000
ТДНС-10000/35*	10 000	10,5; 36,75						$У_н$/Д-11; $У_н$/У-0	
		13,8; 15,75	3,15; 6,3					$У_н$/У-0	19 500
		18		14,5	85	14	0,8		
		36,75	10,5					$У_н$/Д-11; $У_н$/У-0	
ТД-15000/35*	15 000	38,5	11	39	122	8	3	У/Д-11	8800
ТДН-15000/35*	15 000	38,5	6,6	40	120	8,2	4	У/Д-11	13 900
ТДНС-15000/35*	15 000	38,5	6,6	40	125	8,2	4	У/Д-11	–
ТД-16000/35	16 000	38,5	6,3; 10,5	21	90	8	0,6	У/Д-11	18 600
ТДНС-16000/35	16 000	36,75	10,5	18	85	10	0,55	У/Д-11; $У_н$/У-0	
		10,5; 36,75	6,3	18	85	10	0,55	$У_н$/Д-11; $У_н$/У-0	26 000
		13,8; 15,75; 18	6,3	18	85	10	0,55	$У_н$/У-0	
ТД-20000/35*	20 000	38,5	11	48	148	2,5	1,5	У/Д-11	10 400
ТДН-20000/35*	20 000	38,5	6,6	50	130	8,3	3,5	У/Д-11	15 600
ТДН-25000/35*	25 000	36,75	10,5	29	125	8	0,7	У/Д-11	–
ТД-31500/35	31 500	38,5	11	73	180	8	2	У/Д-11	16 000
ТДН-31500/35*	31 500	38,5	10,5	73	160	8	3,5	У/Д-11	–
ТДНС-31500/35*	31 500	38,5	10,5	73	200	8	3,5	У/Д-11	–
ТД-40000/35	40 000	38,5	6,3; 10,5	36	170	8,5	0,4	У/Д-11	–

Продолжение табл. 27.6

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %	Схема и группа соединения обмоток	Цена, руб.
		ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания				
ТД-40 500/35*	40 500	38,5	11	94	220	8,5	2,3	У/Д-11	19 600
ТД-75000/35*	75 000	38,5	10,5	130	222	8,5	3	У/Д-11	—
ТДЦ-80000/35	80 000	38,5	6,3; 10,5	62	300	12,7	0,3	У/Д-11	73 660
С высшим напряжением 110 кВ									
ТМН-2500/110	2500	110	6,6; 11	6,5	22	10,5	1,5	$У_н$/Д-11	21 000
ТДН-2500/110*	2500	110	11	16	23	10	6	$У_н$//Д-11	—
ТАМН-2500/110*	2500	110	11	16	23	10	6	$У_н$/Д-11	—
ТМГ-5600/110*	5600	121	38,5	25,5	62,5	10,5	4,5	$У_н$/У-0	8400
ТМН-6300/110	6300	115	6,6; 11	11	44	10,5	1	$У_н$/Д-11	28 700
ТМГ-7500/110*	7500	121	38,5	33	77	10,5	4	$У_н$/У-0	96 000
ТДН-10000/110	10 000	115	6,6; 11	15	58	10,5	0,75	$У_н$/Д-11	36 500
ТДГ-10000/110	10 000	121	38,5	38,5	97,5	10,5	3,5	$У_н$/У-0	11 000
ТАМН-10000/110*	10 000	115	11	37	74	10,5	4	$У_н$/Д-11	—
ТДНГ-10000/110*	10 000	121	11	38	95	13,2	5,5	$У_н$/Д-11	18 900
ТДГ-15000/110*	15 000	121	38,5	50	133	10,5	3,5	$У_н$/У-0	13 500
ТДН-15000/110*	15 000	115	6,6; 11	40	130	10,5	4,5	$У_н$/Д-11	32 000
ТДНГ-15000/110*	15 000	112	6,6	50	115	10,7	4,5	$У_н$/Д-11	23 000
ТАМН-15000/110*	15 000	115	11	50	130	10,5	4,5	$У_н$/Д-11	—
ТДН-16000/110	16 000	115	6,6; 11	19	85	10,5	0,7	$У_н$/Д-11	42 000
ТД-16000/110	16 000	121	6,3; 10,5	58	104	10,5	2,8	$У_н$/Д-11	27 000
ТДГ-20000/110*	20 000	121	38,5	60	163	10,5	3	$У_н$/У-0	16 300
ТДН-20000/110*	20 000	112	11	62	153	10,5	4,5	$У_н$/Д-11	—
ТДНГ-20000/110*	20 000	112	11	62	150	11,6	4,5	$У_н$/Д-11	25 600
ТДН-25000/110	25 000	113	38,5	27	120	10,5	0,65	$У_н$/Д-11	58 300
ТДГ-31500/110*	31 500	121	38,5	86	200	10,5	2,7	$У_н$/У-11	19 800
ТДН-31500/110*	31 500	115; 110	11; 6,6	57	195	11,6	4	$У_н$/Д-11	48 000
ТДНГ-31500/110*	31 500	112	10,5	95	195	11,6	4	$У_н$/Д-11	33 000
ТДН-32000/110*	31 500	115	38,5	35	145	10,5	0,7	$У_н$/У-0	—
ТДН-40000/110	40 000	115	38,5	36	170	10,5	0,55	$У_н$/Д-11	—

ТДН-40000/110*	40 000	115	6,6; 11	80	215	10,5	4	$У_н$/Д-11	58 300
ТДГ-40 000/110*	40 000	121	38,5	115	222	10,5	2,6	$У_н$/У-0	24 400
ТДН-40 500/110*	40 500	115	11	125	220	10,5	3,6	$У_н$/Д-11	–
ТДГ-60 000/110*	60 000	121	38,5	150	300	11,5	3,6	$У_н$/У-0	32 800
ТДН-60 000/110*	60 000	115	11	150	275	10,5	4	$У_н$/Д-11	–
ТДНГ-60000/110*	60 000	115; 112	6,3; 11	110	275	10,5	4	$У_н$/Д-11	62 000
ТДЦН-63000/110	63 000	115	38,5	51	245	10,5	0,5	$У_н$/Д-11	–
ТДНГ-63000/110*	63 000	115	6,6; 11	59	260	10,5	0,65	$У_н$/Д-11	65 000
ТДГ-70 000/110*	70 000	121	13,8	135	390	13,2	3,5	$У_н$/Д-11	–
ТДНЦ-80000/110	80 000	115	38.5	60	310	10,5	0,45	$У_н$/Д-11	–
ТДЦ-80000/110*	80 000	121	3,15; 6,3	70	310	10,5	0,55	$У_н$/Д-11	–
ТДЦНГУ-80000/110*	80 000	115	6,3; 10,5	130	350	10,5	0,55	$У_н$/Д-11	82 000
ТДЦ-125000/110*	125 000	121	10,5; 13,8	120	400	10,5	0,5	$У_н$/Д-11	–
ТДЦГ-180000/110*	180 000	121	18	420	680	10,5	3,2	$У_н$/Д-11	–
ТДЦ-200000/110*	200 000	121	13,8; 15,75	140	550	10,5	0,5	$У_н$/Д-11	–
ТДЦ-250000/110*	250 000	121	15,75	160	640	10,5	0,5	$У_н$/Д-11	–
ТДЦ-400000/110*	400 000	121	20	260	900	10,5	0,45	$У_н$/Д-11	220 000
С высшим напряжением 150 кВ									
ТДН-2500/150*	2500	150	11	17	26,5	11	6	$У_н$/Д-11	–
ТАМН-2500/150*	2500	150	11	17	26,5	11	6	$У_н$/Д-11	–
ТМН-4000/150*	4000	158	6,6; 11	8,4	35	10,5	1,2	$У_н$/Д-11	–
ТДГ-10000/150*	10 000	154	3,3	42	95	14,6	4	$У_н$/Д-11	–
ТДГ-15000/150*	15 000	154	3,3; 6,6	63	127	11,5	4,6	$У_н$/Д-11	30 600
ТДН-16000/150*	16 000	158	6,6; 11	21	88	11	0,8	$У_н$/Д-11	42 000
ТДГ-70000/150*	70 000	169	13,8	178	362	14	3,3	$У_н$/Д-11	–
ТДЦ-250000/150	250 000	165	13,8; 15,75	200	640	11	0,55	$У_н$/Д-11	227 000
ТДЦ-400000/150*	400 000	165	20	240	930	11	0,5	$У_н$/Д-11	–
С высшим напряжением 220 кВ									
ТДГ-31500/220*	31 500	220	11	115	220	14	4,2	$У_н$/Д=11	–
ТДГ-40500/220*	40 500	220	11	125	350	14	4,2	$У_н$/Д=11	–
ТДГ-60000/220*	60 000	242	13,8	125	390	14	4	$У_н$/Д=11	–
ТД-70000/220*	70 000	230	10,5	75	260	10,6	0,6	$У_н$/Д=11	–

Продолжение табл. 27.6

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %	Схема и группа соединения обмоток	Цена, руб
		ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания				
ТДЦ-80000/220	80 000	242	6,3; 10,5; 13,8	80	320	11	0,6	$У_н$/Д-11	90 000
ТДЦГ-90000/220*	90 000	242	6,3; 10,5; 13,8	255	400	12,2	3,8	$У_н$/Д-11	108 000
ТДЦ(ТЦ)-125000/220	125 000	242	10,5; 13,8	115	380	11	0,5	$У_н$/Д-11	162 000
ТДЦГ-180000/220*	180 000	242	18; 15,75	320	760	12	3,2	$У_н$/Д-11	152 000
ТДЦ-200000/220	200 000	242	13,8; 15,75; 18	170	580	11	0,45	$У_н$/Д-11	181 000
ТДЦ(ТЦ)-250000/220	250 000	242	13,8; 15,75	210	650	11	0,45	$У_н$/Д-11	320 000
ТДЦГ-275000/220*	275 000	242	15,75	435	1050	11	3	$У_н$/Д-11	–
ТДЦГ-360000/220*	360 000	242	20	475	1450	13	2,5	$У_н$/Д-11	233 000
ТДЦ(ТЦ)-400000/220	400 000	242	13,8; 15,75	280	880	11	0,4	$У_н$/Д-11	–
ТЦ-630000/220	630 000	242	15,75; 20	320	1300	11	0,35	$У_н$/Д-11	505 000
С высшим напряжением 330 кВ									
ТДН-32000/330	32 000	330	38,5	70	170	11	0,85	$У_н$/Д-11	–
ТДН-63000/330	63 000	330	38,5	103	265	11	0,7	$У_н$/Д-11	–
ТДЦ-125000/330	125 000	347	10,5; 13,8	125	360	11	0,5	$У_н$/Д-11	–
ТДЦ-200000/330	200 000	347	13,8; 15,75; 18	187	560	11	0,45	$У_н$/Д-11	–
ТДЦ-250000/330	250 000	347	13,8; 15,75	205	605	11	0,45	$У_н$/Д-11	–
ТДЦ-400000/330	400 000	347	15,75; 20	310	810	11	0,4	$У_н$/Д-11	–
ТЦ-630000/330	630 000	347	15,75; 20	345	1380	11	0,3	$У_н$/Д-11	–
ТЦ-1000000/330	1 000 000	347	24	480	2200	11	0,3	$У_н$/Д-11	–
ТЦ-1250000/330	1 250 000	347	27	–	–	–	–	$У_н$/Д-11	–

С высшим напряжением 500 кВ

ТДЦ(ТЦ)-206000/500	206 000	525	15,75, 20	145	700	13	0,35	$У_н$/Д-11	261 000
ТДЦ(ТЦ)-250000/500	250 000	525	13,8, 15,75, 20	205	600	13	0,45	$У_н$/Д-11	—
ТДЦ(ТЦ)-400000/500	400 000	525	13,8, 15,75, 20	320	800	13	0,4	$У_н$/Д-11	398 000
ТЦ-630000/500	630 000	525	13,8, 15,75, 20	420	1300	14	0,35	$У_н$/Д-11	—

* Трансформаторы старого типа и при проектировании на перспективу их не применяют

Примечания 1 По заказу потребителя допускается изготовлять а) трансформаторы мощностью 25—400 кВ А с НН 0,23 кВ со схемой и группой соединения обмоток $У У_н$-0, б) трансформаторы мощностью 25—100 кВ А с сочетанием напряжений 6,3/0,23 и 10,5/0,25 кВ, мощностью 160—630 кВ А с сочетанием напряжений 6,3/0,4 и 10,5/0,4 кВ со схемой и группой соединения обмоток $У/У_н$-0 и мощностью 630 кВ А с сочетанием напряжений 6/3,15 кВ со схемой и группой соединения обмоток У/У-0

2 По согласованию потребителя и изготовителя допускается изготовлять а) трансформаторы мощностью 100—630 кВ А с ВН 20 кВ (с ПБВ), б) трансформаторы мощностью 2500, 4000, 6300 кВ А с сочетанием напряжений 10/6,3 кВ со схемой и группой соединения обмоток У/У-0

3 Трансформаторы с напряжением обмотки НН 0,525 предназначены только для существующих установок

4 Трансформаторы с ПБВ имеют регулирование напряжения на стороне ВН $\pm 2 \times 2{,}5\%$

5 Трансформаторы с РПН мощностью 1000—6300 кВ А имеют регулирование напряжения на стороне ВН а) при ВН 6 и 10 кВ $\pm 10\%$ (не менее ± 8 ступеней), б) при ВН 13,8, 15,75, 20 и 35 кВ $\pm 9\%$ (не менее ± 6 ступеней)

Таблица 27.7. **Технические данные однофазных двухобмоточных трансформаторов**

Тип	Мощность, кВ·А	Напряжение обмотки, кВ		Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток XX, %	Цена, руб.
		ВН	НН	XX	КЗ			
ОДГ-10500/110*	10500	121	11	29,5	81,5	3,3	10,5	9500
ОДГ-10500/110*	10500	110	6,6; 11	29,5	81,5	3,3	10,5	—
ОДГ-20000/110*	20000	121	11	47	129	2,85	10,5	14200
ОДГ-20000/150*	20000	160	10,5	63,2	119,7	2,9	11,4	—
ОДГ-20000/220*	20000	242	6; 11	71	128	3,25	13	—
ОДГ-30000/150*	30000	165	13,8	92,55	150,55	2,9	10,5	—
ОДГ-40000/110*	40000	121	13,8	84	216	2,5	10,5	24500
ОДГ-40000/220*	40000	242	13,8	105,6	202,4	2,32	13,6	—
ОДГ-50000/110*	50000	121	13,8	107	222	2	10,5	28700
ОДГ-50000/220*	50000	242	10,5	146	217	2,94	12,3	—
ОДГ-60000/220*	60000	242	18	145	279,75	2,4	13,82	—
ОД-66667/220	66667	230	11	—	—	—	12,6	83000
ОДЦГ-135000/500*	135000	500	13,8	600	4	4	13,4	—
ОДЦ-150000/400	150000	20/3	15/15	120	485	0,5	12,5	—
ОДЦГ-210000	210000	525	15,75; 20	—	—	—	13,3	170000
ОЦ-417000/500	417000	525/3	15,75	290	1200	0,4	13	326000

* При проектировании на перспективу не применяются.

Таблица 27.8. **Технические данные трансформаторов с расщепленной обмоткой НН**

Тип	Мощность, кВ·А	Номинальные напряжения, кВ		Потери, кВт		Напряжение КЗ на номинальной ступени, %	Ток XX, %	Схема и группа соединений обмоток	Цена, руб.
		ВН	НН	XX	КЗ				
ТРДНС-25000/35	25000	10,5	6,3 – 6,3	25	125	ВН – НН 9,5	0,5	Д/Д-Д-0-0	30500
		15,75; 18; 20	6,3 – 6,3; 6,3 – 10,5			$НН_1 - НН_2$ 15		$У_н$/Д – Д-11-11 Д/Д – Д-0-0	
		36,75	10,5 – 10,5						

ТРДН-25000/110	25 000	115	6,3 – 6,3 10,5 – 10,5; 6,3 – 10,5	30	120	ВН – $НН_1$ или ВН – $НН_2$ 20 $НН_1$ – $НН_2$ 30	0,75	$У_н$/Д-Д-11-11	60 050
ТРДН-31500/110*	31 500	115	22; 38,5; 6,3	95	195	ВН – НН 10,5 $НН_1$ – $НН_2$ 20	4	$У_н$/Д-Д-11-11	–
ТРДНС-32000/35	32 000	15,75; 18; 20; 24	6,3 – 6,3; 6,3 – 10,5	30	145	ВН – НН 12,7	0,45	Д/Д-Д-0-0	38 500
		36,75	10,5 – 10,5			$НН_1$ – $НН_2$ 20		$У_н$/Д-Д-11-11 Д/Д-Д-0-0	
ТРДН-32000/35*	32 000	36,75	10,5 – 10,5	28	–	ВН – НН 11,5 $НН_1$ – $НН_2$ 20	0,7	$У_н$/Д-Д-11-11 Д/Д-Д-0-0	37 000
ТРДН-32000/110*	32 000	115	6,3 – 6,3; 10,5 – 10,5	32	145	ВН – НН 10,5 $НН_1$ – $НН_2$ 15	0,7	$У_н$/Д-Д-11-11	67 500
ТРДН-32000/150	32 000	158	6,3 – 6,3; 10,5 – 10,5; 6,3 – 10,5	72	175	ВН – НН 20 $НН_1$ – $НН_2$ 32	3,5	$У_н$/Д-Д-11-11	55 000
ТРДН-32000/220	32 000	230	6,6 – 6,6; 11 – 11; 6,6 – 11; 38,5	43	167	ВН – НН 12	0,9	$У_н$/Д-Д-11-11	85 000
ТРДН-32000/220*	32 000	230	10,5 – 10,5; 6,3 – 6,3; 38,5	125	215	ВН – НН 12	4,5	$У_н$/Д-Д-11-11	–
ТРДНГ-32000/220*	32 000	230	10,5 – 10,5; 6,3 – 6,3; 6,3 – 10,5; 38,5	125	215	ВН – НН 12	4,5	$У_н$/Д-Д-11-11	69 000

Продолжение табл. 27.8

Тип	Мощность, кВ·А	Номинальные напряжения, кВ		Потери, кВт		Напряжение КЗ на номинальной ступени, %	Ток XX, %	Схема и группа соединений обмоток	Цена, руб.
		ВН	НН	XX	КЗ				
ТРДН-32000/330	32 000	330	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	82	170	ВН–НН 11 $НН_1$–$НН_2$ 19	0,85	$У_н$/Д-Д-11-11	100 000
ТРДНС-40 000/35	40 000	15,75; 18 20; 24	6,3–6,3; 10,5–10,5;	36	170	ВН–НН 12,7 $НН_1$–$НН_2$ не менее 40 ВН–$НН_1$ или	2	Д/Д-Д-0-0	48 800
		27	6,3–10,5						
		36,75				ВН–$НН_2$ 23		$У_н$/Д-Д-11-11 Д/Д-Д-0-0	
ТРДН-40000/35*	40 000	36,75	6,3–6,3; 10,5–10,5; 6,3–10,5	33	225	ВН–НН 9,5 $НН_1$–$НН_2$ 15	2	$У_н$/Д-Д-11-11 Д/Д-Д-0-0	47 100
ТРДН-40000/110	40 000	115	6,3–6,3; 10,5–10,5; 6,3–10,5	42	175	ВН–НН 20 $НН_1$–$НН_2$ 30	0,65	$У_н$/Д-Д-11-11	74 800
ТРДНС-63000/35	63 000	20; 24; 27	6,3–6,3; 6,3–10,5	50	250	ВН–НН 12,7 $НН_1$–$НН_2$ не менее 40	0,35	Д/Д-Д-0-0	90 700
		36,75	6,3–6,3; 10,5–10,5; 6,3–10,5			ВН–$НН_1$ или ВН–$НН_2$ 23		$У_н$/Д-Д-11-11; Д/Д-Д-0-0	
ТРДН-63000/35*	63 000	36,75	10,5–10,5	48	280	ВН–НН 11,5 $НН_1$–$НН_2$ 20	–	$У_н$/Д-Д-11-11; Д/Д-Д-0-0	–
ТРДЦН-63000/110	63 000	115	6,3–6,3; 10,5–10,5; 6,3–10,5	70	245	ВН–НН 20 $НН_1$–$НН_2$ 30	0,6	$У_н$/Д-Д-11-11	93 760

ТРДН-63000/150	63 000	158	6,3 – 6,3; 10,5 – 10,5; 6,3 – 10,5	52	235	ВН – НН 20 $НН_1 – НН_2$ 32	0,65	$У_н$/Д-Д-11-11	91 000
ТРДН-63000/110*	63 000	115	6,3 – 6,3; 10,5 – 10,5; 6,3 – 10,5; 22; 38,5	73	260	ВН – НН 10,5	0,65	$У_н$/Д-Д-11-11	–
ТРДЦН-63000/220	63 000	230	6,6 – 6,6; 11 – 11; 6,6 – 11; 38,5	67	300	ВН – НН 12	0,8	$У_н$/Д-Д-11-11	109 000
ТРДЦНГ-63000/220	63 000	230	6,3 – 6,3; 10,5 – 10,5; 22; 38,5	137	360	ВН – НН 12,2	4	$У_н$/Д-Д-11-11	111 000
ТРДН-63000/330	63 000	330	6,3 – 6,3; 6,3 – 10,5; 10,5 – 10,5	120	265	ВН – НН 11	0,7	$У_н$/Д-Д-11-11	–
ТРДНС-80000/35 или ТРДЦНС-80000/35	80 000	24; 27	6,3 – 6,3; 6,3 – 10,5	62	300	ВН – НН 12,7	0,3	Д/Д-Д-0-0 $У_н$/Д-Д-11-11 Д/Д-Д-0-0	–
		36,75	6,3 – 6,3; 6,3 – 10,5; 10,5 – 10,5			$НН_1 – НН_2$ не менее 40 $ВН – НН_1$ или $ВН – НН_2$ 23			
ТРДЦН-80000/110	80 000	115	6,3 – 6,3; 10,5 – 10,5; 6,3 – 10,5	70	310	ВН – НН 20 $НН_1 – НН_2$ 30	0,55	$У_н$/Д-Д-11-11	–

Продолжение табл. 27.8

Тип	Мощность, кВ·А	Номинальные напряжения, кВ		Потери, кВт		Напряжение КЗ на номинальной ступени, %	Ток XX, %	Схема и группа соединений обмоток	Цена, руб.
		ВН	НН	XX	КЗ				
ТРДН-80000/110	80 000	115	6,3 – 6,3; 10,5 – 10,5	100	520	ВН – НН 10,5	0,55	$У_н$/Д-Д-11-11	–
ТРДЦН-100000/220	100 000	230	11 – 11; 38,5	94	360	ВН – НН 12	0,7	$У_н$/Д-Д-11-11	–
ТРДЦН-125000/110	125 000	115	10,5 – 10,5	100	400	ВН – НН 11 $НН_1 – НН_2$ 30 $ВН – НН_1$ или $ВН – НН_2$ 21	0,55	$У_н$/Д-Д-11-11	–
ТРДН-125000/330	125 000	330	10,5 – 10,5	155	420	ВН – НН 11 $НН_1 – НН_2$ 19	0,5	$У_н$/Д-Д-11-11	–
ТРДЦН-160000/220	160 000	230	11 – 11; 38,5	140	525	ВН – НН 12	0,6	$У_н$/Д-Д-11-11	–
ТРДЦН-200000/330	200 000	330	10,5 – 10,5	–	–	–	–	$У_н$/Д-Д-11-11	–

* Трансформаторы старого типа и при проектировании на перспективу не применяются.

Примечания: 1. Условные обозначения типа силовых трансформаторов см. табл. 27.7.

2. Трансформаторы типа ТРДНС имеют мощность обмоток: ВН – 100%, $НН_1$ и $НН_2$ – по 50%.

3. Для трансформаторов мощностью 25000 – 80000 кВ·А напряжение КЗ отнесено к мощности, равной половине номинальной (при включении одной части обмотки НН), при обеих закороченных обмотках НН напряжение КЗ ВН ($НН_1 – НН_2$) увеличивается на 10%.

Таблица 27.9. **Габариты и масса двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой НН**

Тип	Габариты, м, не более				Масса, т, не более		
	Длина *А*	Ширина *Б*	Высота		полная	масла	транспортная
			Полная *В*	До крышки *Г*			
С высшим напряжением до 35 кВ включительно							
ТМ-25/10	1,12	0,46	1,225	0,775	0,38	—	—
ТМ-40/10	1,12	0,48	1,27	0,82	0,485	—	0,5
ТМ-50/10	1,27	0,79	1,495	1,065	0,75	—	0,75
ТМ-63/10	1,12	0,56 (0,68)	1,4	0,95	0,6 (0,62)	—	—
ТМ-63/20	0,992	0,775	1,68	1,16	0,7	—	0,711
ТМ-100/6*	1,17	0,85	1,485	1,055	0,89	—	0,89
ТМ-100/10	1,2	0,8 (0,85)	1,47	1,02	0,72 (0,74)	—	—
ТМ-100/35	1,33	0,9	2,2	1,4	1,3	0,46	1,325
ТМ-160/10	1,22	1,02	1,6	1,19	1,1 (1,15)	—	—
ТМФ-160/10	1,22	1,02	1,6	1,19	1,1 (1,15)	—	—
ТМ-160/35	1,4	1	2,26	1,6	1,7	—	—
ТМ-180/6*	1,62	1,05	1,5	1,06	1,23	—	1,23
ТМ-180/10	1,57	0,91	0,695	1,22	1,36	—	1,36
ТМ-250/10	1,31 (1,55)	1,05	1,76	1,29	1,425 (1,475)	—	—
ТМФ-250/10	1,31 (1,55)	1,05	1,76	1,29	1,425 (1,475)	—	—
ТМ-250/35	1,5	1,25	2,32	1,67	2	0,7	—
ТМ-320/6*	1,86	1,21	1,695	1,22	1,73	—	1,73
ТМ-400/10	1,4	1,08	1,9	1,44	1,9	—	—
ТМФ-400/10	1,72	1,08	1,9	1,44	1,9	—	—
ТМ-400/35	1,65	1,35	2,5	1,75	2,7	0,8	—
ТМ-560/35*	2,38	1,27	2,45	1,69	3,93	—	3,93
ТМН-560/35	3,72	1,28	3,47	2,265	6,65	—	6,65
ТМ-630/10	1,75/1,46	1,275	2,15/1,91	1,635/1,425	3/2,78	—	—
ТМФ-630/10	1,75	1,275	2,15	1,635	3	—	—
ТМ-630/35	2,1	1,45	2,7	2	3,5	1000	—
ТМ-1000/10	2,7	1,75	3	1,7	5	—	—
ТМН-1000/10	3,45	1	3,4	1,85	8	—	—
ТМС-1000/10	2,7	1,57	3,15	1,86	6	2	—
ТМ-1000/35	2,56	1,92	2,83	1,545	3,9	—	—
ТМН-1000/35	3,7	1,85	3,8	1,86	8,1	2,9	—
ТМ-1600/10	2,45	2,3	3,4	2,15	7	—	—
ТМН-1600/10	3,7	1,85	4	2,15	9,6	—	—
ТМ-1600/35	2,7	1,92	2,99	1,7	4,9	—	—
ТМ-1800/10*	2,96	1,74	3,43	2,42	8,91	—	8,91
ТМ-1800/35*	2,96	1,74	3,43	2,42	9,07	—	—
ТМН-1800/35	4	1,75	3,89	2,72	11,61	—	11,61
ТМ-2500/10	3,5	2,26	3,6	2,33	8	—	—
ТМН-2500/10	3,65	2,23	4	2,25	12,2	—	11,7
ТМ-2500/35	2,83	2,01	3,215	1,92	6,6	—	—
ТМН-2500/35	3,7	3,5	4	2,25	12,3	4,02	—
ТМ-3200/10*	4,15	2,6	4	2,83	13,13	—	—
ТМ-3200/35*	4,15	2,6	4	2,83	13,36	—	11,96
ТМН-3200/35*	4,23	3,7	3,99	2,82	17,26	—	15,52
ТМ-4000/10	3,9	3,65	3,9	2,45	13,2	—	—
ТМН-4000/10	3,88	3,58	4	2,45	16	—	—
ТМ-4000/35	3,355	2,085	3,28	1,98	8,9	—	—
ТМН-4000/35	3,95	3,6	4,2	2,45	16,3	—	—
ТМ-5600/10*	4,3	3,76	4	2,83	18,96	—	16,44

Продолжение табл. 27.9

Тип	Габариты, м, не более				Масса, т, не более		
	Длина *А*	Ширина *Б*	Высота		полная	масла	транспортная
			Полная *В*	До крышки *Г*			
ТМ-5600/35*	4,3	3,76	4	2,83	19,2	—	16,68
ТМН-5600/35*	5,1	3,8	4,05	2,88	22,3	—	19,78
ТМ-6300/10	4,3	3,7	4,05	2,55	1,73	—	—
ТМН-6300/10	4,1	3,65	4,2	2,55	19	—	—
ТМНС-6300/10	4,125	3,61	4,2	4,35	18,2	—	—
ТМ-6300/35	3,64	2,11	3,42	2,15	11,7	—	—
ТМН-6300/35	4,15	3,65	4,4	2,55	19,6	—	—
ТМ-7500/35*	5,05	3,74	4,19	2,995	22,5	—	15
ТД-10000/35	3	3,76	4,35	2,96	21,8	5,2	16,9
ТДН-10000/35*	5,23	3,99	5,1	3,51	29,6	—	23,6
ТДНС-10000/35	5,4	2,98	5	2,99	28,8	—	—
ТД-15000/35*	4,27	3,9	4,615	3,235	31,1	8,7	23,2
ТДН-15000/35*	5,33	3,93	5,46	3,86	42	11,5	32,6
ТДНС-15000/35*	5,33	3,93	5,7	3,9	42,4	—	33
ТД-16000/35	3,95	3,97	4,86	3,25	31,3	8,2	24,7
ТДНС-16000/35	6,1	3,08	5,25	3,24	35,8	—	—
ТДН-20000/35*	5,59	4,03	5,965	4,125	50,5	12,8	40,2
ТД-31500/35*	5,4	4,14	5,5	3,9	54	14,5	39,8
ТДН-31500/35*	5,92	5	5,73	4,17	54,6	13	42
ТД-40000/35	5,3	4,4	5,7	3,97	52,3	—	—
ТД-40500/35*	6	4,3	6,225	4,38	66	16,1	50,9
ТДЦ-80000/35	5,95	4,55	6,1	4,25	78,8	11,9	67,4
С высшим напряжением 110 кВ							
ТМН-2500/110	4,15	2,575	4,09	—	18,5	—	—
ТАМН-2500/110	5,115	2,81	3,7	2,07	21,5	6,15	21
ТМГ-5600/110*	5	4,43	4,69	2,815	35,3	10,5	26
ТМН-6300/110	5,8	4,15	5	2,9	28,4	—	—
ТМГ-7500/110*	5,5	4,4	4,955	3,08	40,3	11,7	30,3
ТДН-10000/110	5,9	4,27	5,38	2,8	38	12,9	31,4
ТДГ-10000/110	5,36	4,4	5,105	3,23	40	10,5	32,5
ТДНГ-10000/110	4,9	4,94	6,24	4,365	53	14,5	43,3
ТДГ-15000/110*	5,12	4,45	5,94	3,8	52	12,5	41,7
ТДН-15000/110*	4,83	4,93	7,12	4,58	63,5	18,22	50,1
ТДНГ-15000/110*	4,7	5,03	6,83	4,58	61,4	—	48
ТДН-16000/110	6	3,5	5,5	—	41,5	—	—
ТДГ-20000/110*	5,6	4,45	5,43	3,58	59,6	15,1	45,9
ТДНГ-20000/110*	5,6	4,97	6,74	4,88	65,5	18	56,5
ТДН-25000/110	6,58	4,65	5,82	3,38	67,2	20	57
ТДГ-31500/110*	6,45	4,6	5,95	4,11	72	18	55,9
ТДН-31500/110*	7,68	4,82	6,386	3,876	84,5	—	67
ТДН-40000/110	6,93	4,85	6,19	3,58	91,2	27	79
ТДГ-40500/110*	6,84	4,69	6,58	4,54	90,5	23,1	70,6
ТДГ-60000/110*	6,51	4,98	6,87	4,6	115	29	66,5
ТДНГ-60000/110*	9,32	5,42	6,145	4,11	115	28,4	89,8
ТДЦН-63000/110	8,3	4,4	6,5	4,2	107,2	28,5	97,4
ТДНГ-63000/110*	8,36	5,06	6,88	4,37	113,1	—	91,69
ТДГ-70000/110*	8,44	4,98	7,22	4,95	122,3	34	66,5
ТДЦ-80000/110	7,8	5,4	7	4,5	110	23	70
ТДЦ-125000/110	13	4,4	7	—	131,5	—	—

Продолжение табл. 27.9

Тип	Габариты, м, не более				Масса, т, не более		
	Длина *А*	Ширина *Б*	Высота		полная	масла	транспортная
			Полная *В*	До крышки *Г*			
ТДЦ-200000/110	14,31	5,5	7	–	187	–	–
ТДЦ-250000/110	13,96	5,56	6,76	–	203	–	–
ТДЦ-400000/110	15,5	6,712	7,14	–	323,2	–	–
С высшим напряжением 150 кВ							
ТАМН-2500/150*	5,96	3,67	4	2,91	30,3	8,9	28
ТДГ-10000/150*	6,59	4,71	6,46	4,22	61,3	16,5	49
ТДГ-15000/150*	7,48	4,8	6,65	4,43	72,3	18,1	60,6
ТДН-16000/150	6,9	4,5	6,56	3,7	51,75	18	48,5
ТДГ-70000/150*	6,3	3,8	7,05	–	122	21,5	112
ТДЦ-250000/150	15,9	6,17	7,4	–	261	–	–
ТДЦ-400000/150	10,6	3,8	7,2	4,4	297	55	220
С высшим напряжением 220 кВ							
ТД-70000/220*	8,85	5,19	6,88	4,17	159,3	–	95,5
ТДЦГ-90000/220*	7,85	5,2	6,97	4,91	155,2	25,5	101,5
ТДЦ(ТЦ)-125000/220	9,5	5,6	7,14	–	169,7	–	–
ТДЦГ-180000/220*	9,8	5,82	6,99	4,68	252,5	–	152
ТДЦ-200000/220	12,6	6,34	7,36	–	195	39	–
ТДЦ(ТЦ)-250000/220	11,7	5,65	8,8	–	248 (245)	41,7	–
ТДЦГ-380000/220	10,6	5	7,74	5,64	380	49	225
ТДЦ(ТЦ)-400000/220	12,55	4,48	7,97	–	352 (345)	–	–
ТЦ-630000/220	12,2	5,19	8,1	–	374,2	75	–
С высшим напряжением 330 кВ							
ТДЦ-400000/330	13,14	4,11	9,45	–	361	63	–
ТЦ-630000/330	14,81	5,2	9,08	–	450	–	365
ТЦ-1000000/330	14,71	5,2	9,28	–	515	–	400
С высшим напряжением 500 кВ							
ТДЦ(ТЦ)-206000/500	10,9	6,8	10,25	–	285	67	–
ТДЦ(ТЦ)-400000/500	16,2 (12,8)	7,3	9,9	–	410	–	–
ТЦ-630000/500	13,75	7,07	10,3	–	484	–	–
С расщепленной обмоткой НН							
ТРДНС-25000/35	6,6	4,3	5,35	3,34	55	–	–
ТРДН-25000/110	6,58	4,65	5,82	3,38	67,2	–	–
ТРДНС-32000/35	6,6	4,3	5,35	3,34	61	–	–
ТРДН-32000/35*	5,88	4,56	6,33	4,26	60	14,2	48
ТРДН-32000/150	7,6	4,59	6,68	4,1	83	–	–
ТРДН-32000/220	8,9	5,5	8,35	5	150	–	–
ТРДНГ-32000/220*	8,9	5,5	8,35	5	150	–	–

Продолжение табл 27 9

Тип	Габариты, м, не более				Масса, т, не более		
	Длина *А*	Ширина *Б*	Высота		полная	масла	транспортная
			Полная *В*	До крышки *Г*			
ТРДНС-40000/35	6,8	4,5	5,5	3,5	70	—	—
ТРДН-40000/35*	6	4,33	5,45	3	67	—	55
ТРДН-40000/110	6,5	4,75	6,01	3,45	71,11	—	—
ТРДНС-63000/35	7	4,6	6,1	3,9	91	—	—
ТРДН-63000/110	6,7	5,15	6,2	—	87,5	—	—
ТРДЦН-63000/110	8,3	4,4	6,5	4,2	107,2	—	—
ТРДН-63000/150	8,65	4,8	7,25	—	130,8	—	—
ТРДЦН-63000/220	8	5,55	8,6	4,1	145	—	—
ТРДЦНГ-63000/220*	8,9	5,55	8,6	4,1	145	—	—
ТРДЦН-80000/110	7,32	5,07	6,72	—	105	—	—
ТРДЦН-125000/110	8,23	3,2	7,26	—	159,6	—	—

* Трансформаторы старого типа и при проектировании на перспективу не применяются

Примечания 1 Указанные в скобках габариты и масса относятся к трансформаторам со схемой и группой соединения обмоток $У/Z_н$-11

2 Для трансформаторов мощностью 400 и 630 кВ А с установленным газовым реле допускается увеличение габаритов по длине и высоте на 200 мм

3 Для трансформаторов мощностью 1000—6300 кВ А полная высота и масса даны без применения трансформаторов тока (ТТ) При применении ТТ, установленных на крышке, полная высота трансформаторов увеличивается на 500 мм, масса — на 400 кг

Таблица 27 10 **Масса и размеры однофазных двухобмоточных трансформаторов**

Тип	Габариты, м, не более				Масса, т		
	Длина *А*	Ширина *Б*	Высота		полная	масла	транспортная
			Полная *В*	До крышки *Г*			
ОДГ-10500/110*	5,44	3,565	4,39	4,06	31,5	13,5	25,5
ОДГ-20000/110*	6,1	3,85	5,55	4,7	47	20,5	35
ОДГ-20000/150*	6,34	—	4,75	4,62	64	28	53
ОДГ-20000/220*	7,94	—	5,38	4,9	85	30,6	69,6
ОДГ-30000/150*	7,135	—	6.62	4,59	76,3	31,95	60,5
ОДГ-40000/110*	7,1	—	6,4	4,5	72	35	57
ОДГ-40000/220*	8,005	—	6,82	5,2	112	45	60,5
ОДГ-50000/110*	7,41	—	6,05	4,69	85,1	39	66,1
ОДГ-50000/220*	7,865	—	6,9	5,5	130,4	55,9	70,3
ОДГ-60000/220*	8	—	7,75	5,5	133,8	55,4	59,8
ОДЦГ-135000/500*	10,05	—	11,6	6,2	235	140	165
ОДЦ-150000/400	9,75	4700	8,5	5,5	198	109,5	160
ОЦ-417000/500	10,2	—	11,4	4,7	361	230	271

* Трансформаторы старого типа и при проектировании на перспективу не применяются

Таблица 27.11. **Технические данные, масса и размеры трансформаторов с естественным и воздушным охлаждением**

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Сочетания напряжений, кВ		Потери, Вт			Напряжение КЗ, %	Ток XX, %	Габариты, мм			Масса трансформатора, кг	Цена, руб.
		ВН	НН	холостого хода		короткого замыкания			Длина	Ширина	Высота		
				Уровень А	Уровень Б								
Мощностью 10–160 кВ·А на напряжение до 660 В (ГОСТ 18619–80Е)													
ТСЗ-10/0,66	10	0,38; 0,5; 0,66	0,23; 0,4	75	90	280	4,5	7	700	440	650	150	–
ТСЗ-16/0,66	16	0,38; 0,5; 0,66	0,23; 0,4	100	125	400	4,5	5,8	760	480	680	180	–
ТСЗ-25/0,66	25	0,38; 0,5; 0,66	0,23; 0,4	140	180	560	4,5	4,8	820	520	720	240	–
ТСЗ-40/0,66	40	0,38; 0,5; 0,66	0,23; 0,4	200	250	800	4,5	4	890	540	820	320	–
ТСЗ-63/0,66	63	0,38; 0,5; 0,66	0,23; 0,4	280	355	1090	4,5	3,3	970	580	920	440	–
ТСЗ-100/0,66	100	0,38; 0,5; 0,66	0,23; 0,4	400	500	1500	4,5	2,7	1060	620	980	580	–
ТСЗ-160/0,66	160	0,38; 0,5; 0,66	0,23; 0,4	570	710	2060	4,5	2,3	1150	680	1150	880	–
Мощностью 160–1600 кВ·А на напряжение 6–15,75 кВ (ГОСТ 14074–76)													
ТСЗ-160/10	160	6,3; 10,5	0,23; 0,4	700	–	2700	5,5	4	1800	950	1700	1400	2800
ТС-180/10*	160	10,5	0,525	1600	–	3000	5,5	4	1800	950	1790	1790	2000

Продолжение табл. 27.11

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Сочетания напряжений, кВ		Потери, Вт			Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %	Габариты, мм			Масса трансформатора, кг	Цена, руб.
		ВН	НН	холостого хода		короткого замыкания			Длина	Ширина	Высота		
				Уровень *А*	Уровень *Б*								
ТСЗ-250/10	250	6,3; 10,5	0,23; 0,4 0,69	1000	–	3800	5,5	3,5	1850	1000	1850	1800	3500
ТСЗ-250/15	250	13,8; 15,75	0,4	1100	–	4400	8	4	2300	1200	1850	2200	–
ТС-320/10*	320	10,5	0,525	2600	–	4900	5,5	3,5	–	–	–	2407	2400
ТСЗ-400/10	400	6,3; 10,5	0,23; 0,4; 0,69	1300	–	5400	5,5	3	2250	1000	2160	2400	5000
ТС-560/10*	560	10,5	0,525	3500	–	7400	5,5	3	2250	1000	2160	3488	3400
ТСЗ-630/10	630	6,3; 10,5	0,4; 0,69	2000	–	7300	5,5	1,5	2250	1000	2300	3400	6800
ТСЗ-630/15	630	13,8; 15,75	0,4	2300	–	8700	8	2	2450	1350	2350	4000	–
ТСЗС-630/10	630	6,3; 10,5	0,4	2000	–	8500	8	2	2250	1100	2300	3800	6800
ТС-750/10*	750	10,5	0,525	4900	–	8800	5,5	2,5	2250	1100	2300	4483	3900
ТСЗ-1000/10	1000	6; 10	0,4; 0,69	3000	–	11 200	5,5	1,5	2400	1350	2550	4600	9300
ТСЗ-1000/15	1000	13,8; 15,75	0,4	3200	–	12 000	8	2	2550	1350	2750	5000	–
ТСЗС-1000/10	1000	6; 10	0,4	3000	–	12 000	8	2	2400	1350	2550	5600	–
ТСЗ-1600/10	1600	6; 10	0,4; 0,69	4200	–	16 000	5,5	1,5	2650	1350	3200	6500	13 000
ТСЗ-1600/15	1600	13,8; 15,75	0,4	4300	–	16 000	8,0	2	2600	1350	3200	6800	–

* Трансформаторы старого типа и при проектировании на перспективу не применяются.

Примечания: 1. Трансформаторы с ВН 500 В изготовляют по согласованию между предприятием-изготовителем и потребителем для существующих установок.

2. По заказу потребителя для существующих электроустановок на напряжение 3 кВ допускается изготовлять трансформаторы мощностью 400, 630 и 1000 кВ·А с сочетанием напряжений 3,15/0,4.

3. Уровень *Б* относится к трансформаторам, в которых использована электротехническая сталь толщиной 0,35 мм марки Э-330 с жаростойким покрытием.

Таблица 27 12 **Технические данные трансформаторов герметичных масляных и с негорючим жидким диэлектриком (совтолом) (ГОСТ 16555–75)**

Условное обозначение	Номинальная мощность, кВ А	Номинальные напряжения, кВ		Потери, Вт			Ток XX, %	Напряжение КЗ, %	Цена, руб
				холостого хода		короткого замыкания			
		ВН	НН	Уровень *А*	Уровень *Б*				
ТМЗ, ТНЗ	250	6, 10	0,4, 0,69	660	780	3700	2,3	4,5	2160
ТМЗ, ТНЗ	400	6, 10	0,4, 0,69	920	1080	5500	2,1	4,5	3000
ТМЗ, ТНЗ	630	6, 10	0,4, 0,69	1420	1680	7600	1,8	5,5	3990
ТМЗ, ТНЗ	1000	6, 10	0,4, 0,69	2200	2450	10600	1,4	5,5	2950
ТМЗ, ТНЗ	1600	6, 10	0,4, 0,69	2800	3300	18000	1,3	5,5*	9350
ТМЗ, ТНЗ	2500	6, 10	0,4, 0,69	3900	4600	24000	1	5,5	–

Примечание Уровень *А* потерь XX относится к трансформаторам, изготовленным из электротехнической стали с удельными потерями $P_{15/50}$ не более 0,9 Вт/кг, уровень *Б* – не более 1,1 Вт/кг

Таблица 27 13 **Габариты и полная масса трансформаторов герметичных масляных и с негорючим жидким диэлектриком (ГОСТ 16555–75)**

Условное обозначение типа трансформатора по ГОСТ 11677–75	Номинальная мощность, кВ А	Габариты, мм, не более			Полная масса, кг, не более
		Полная высота	Длина	Ширина	
ТМЗ	250	1750	1800	1400	1700
ТНЗ					2000
ТМЗ	400	1860	2000	1400	2100
ТНЗ					2600
ТМЗ	630	2000	2190	1400	2900
ТНЗ					3400
ТМЗ	1000	2300	2320	1500	4170
ТНЗ					5600
ТМЗ	1600	2700	2650	1600	6500
ТНЗ					8000
ТМЗ	2500	2900	2900	1800	10000
ТНЗ					12000

Примечание Для трансформаторов с негорючим жидким диэлектриком полная масса указана при заполнении совтолом 10

Таблица 27.14. **Технические данные трехфазных трехобмоточных трансформаторов**

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальные напряжения, кВ			Потери, кВт		Напряжение КЗ, %			Ток ХХ, %	Схема и группа соединения обмоток	Цена, руб.
		ВН	СН	НН	ХХ	КЗ	ВН – СН	ВН – НН	СН – НН			
С высшим напряжением 35 кВ												
ТМТН-6300/35	6300	35	10,5; 13,8 15,75	6,3	12	55	7,5	7,5	16	1,2	$У_н$/Д-Д-11-11	20 600
ТМТН-10000/35 или ТДТН-10000/35	10000	36,75	10,5; 13,8 15,75	6,3	19	75	8,0 (16,5)	16,5 (8,0)	7,0	1,0	$У_н$/Д-Д-11-11	–
ТМТН-16000/35 или ТДТН-16000/35	16000	36,75	10,5; 13,8 15,75	6,3	28	115	8,0 (16,5)	16,5 (8,0)	7,0	0,95	$У_н$/Д-Д-11-11	34 500
ТДТН-25000/35* или ТДТНГ-25000/35* или ТДТНГЭ-25000/35*	25000	36,75	6,3	6,3	62	145	9,5	9,5	1,5	2,5	$У_н$/Д-Д-11-11	–
С высшим напряжением 110 кВ												
ТМТГ-5600/110*	5600	121	38,5	11	30	69,5	17 (10,5)	10,5 (17)	6	5	$У_н/У_н$/Д-0-11	11 700
ТМТ-6300/110*	6300	110; 121	38,5	6,6; 11	32	65	17 (10,5)	10,5 (17)	6	4,8	$У_н/У_н$/Д-0-11	20 000
ТМТН-6300/110	6300	115	38,5	6,6; 11	13	52	10,5	17	6	1,0	$У_н/У_н$/Д-0-11	31 535
ТМТГ-7500/110*	7500	121	38,5	11	35	82	17 (10,5)	10,5 (17)	6	4,6	$У_н/У_н$/Д-0-11	14 000

ТМТН-10000/110*	10 000	115	22	6,6	23	80	10,5	17	6	1,1	$У_н/Д/Д$-11-11	–
ТДТН-10000/110 ТДТНШ-10000/110	10 000 10 000	115 115	38,5 6,3	6,6; 11 6,6	17 17	76 76	10,5 10,5	17 17	6 6	0,8 0,8	$У_н/У_н/Д$-0-11 $У_н/Д/Д$-11-11	46 000 –
ТДТГ-10000/110*	10 000	121	38,5	11	45	97	17 (10,5)	10,5 (17)	6	4,4	$У_н/У_н/Д$-0-11	16 200
ТДТНГ-10000/110*	10 000	145	38,5	11	47	72	17 (10,5)	10,5 (17)	6	5	$У_н/У_н/Д$-0-11	23 200
ТДТНГЭ-10000/110*	10 000	115	38,5	11	47	72	17 (10,5)	10,5 (17)	6	5	$У_н/У_н/Д$-0-11	23 200
ТДТГ-15000/110*	15 000	121	38,5	11	63	132	17 (10,5)	10,5 (17)	6	4	$У_н/У_н/Д$-0-11	19 600
ТДТН-15000/110*	15 000	115	38,5	11	65	140	10,5 (17)	17 (10,5)	6	5	$У_н/У_н/Д$-0-11	–
ТДТНГ-15000/110*	15 000	112	38,5	11	65	137	10,8 (18,2)	18,2 (10,8)	6	5	$У_н/У_н/Д$-0-11	27 500
ТДТНГ-15000/110* или ТДТНГЭ-15000/110*	15 000	115	38,5	11	65	140	10,5 (17)	17 (10,5)	6	5	$У_н/У_н/Д$-0-11	–
ТДТН-16000/110	16 000	115	38,5	6,6; 11	23	100	10,5	17,5	6,5	0,75	$У_н/У_н/Д$-0-11	50 000
ТДТГ-20000/110*	20 000	121	38,5	11	76	163	17 (10,5)	10,5 (17)	6	3,5	$У_н/У_н/Д$-0-11	28 880
ТДТН-20000/110* или ТДТНГ-20000/110*	20 000	115	38,5	6,6; 11	45	127	17 (10,5)	10,5 (17)	6	2,5	$У_н/У_н/Д$-0-11	48 000
ТДТНГ-20000/110*	20 000	112	38,5	6,3	78	181	11,7 (18,4)	19 (11,2)	6,7 (6,5)	5	$У_н/У_н/Д$-0-11	32 000
ТДТНГЭ-20000/110*	20 000	115	38,5	11	45	127	10,5 (17)	17 (10,5)	6	2,5	$У_н/У_н/Д$-0-11	–

Продолжение табл. 27.14

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальные напряжения, кВ			Потери, кВт		Напряжение КЗ, %			Ток XX, %	Схема и группа соединения обмоток	Цена, руб.
		ВН	СН	НН	XX	КЗ	ВН – СН	ВН – НН	СН – НН			
ТДТН-25000/110 ТДТНШ-25000/110	25 000 25 000	115 115	38,5 6,3	6,6; 11 6,6	31 31	140 140	10,5 10,5	17,5 17,5	6,5 6,5	0,7 0,7	$У_н/У_н/Д$-0-11 $У_н/У_н/Д$-0-11	62 000 –
ТДТГ-31500/110*	31 500	121	38,5	11	105	233	17 (10,5)	10,5 (17)	6	3	$У_н/У_н/Д$-0-11	30 830
ТДТН-31500/110*	31 500	115	38,5	11	75	225	17,4	10,5	6,2	5	$У_н/У_н/Д$-0-11	58 000
ТДТН-31500/110* или ТДТНГ-31500/110* или ТДТНГЭ-31500/110	31 500	115	6,3	6,3	95	195	10,5	10,5	20	4	$У_н/Д/Д$-11-11	–
ТДТНГ-31500/110* или ТДТНГЭ-31500/110*	31 500	115	38,5 27,5	11	125	260	17,4	10,5	6,2	5	$У_н/У_н/Д$-0-11 $У_н/Д/Д$-11-11	39 760
ТДТН-40000/110	40 000	115	38,5 11	6,6; 11 6,6	43	200	10,5	17,5	6,5	0,6	$У_н/У_н/Д$-0-11 $У_н/Д/Д$-11-11	81 000
ТДТНШ-40000/110	40 000	115	6,3	6,3	43	200	10,5	17,5	6,5	0,6	$У_н/Д/Д$-11-11	–
ТДТГ-40500/110*	40 500	121	38,5	11	130	300	17 (10,5)	10,5 (17)	6	3	$У_н/У_н/Д$-0-11	32 000
ТДТН-40500/100*	40 500	112	38,5	11	130	300	17 (10,5)	10,5 (17)	6	3	$У_н/У_н/Д$-0-11	32 000
ТДТНГ-40500/110*	40 500	112	38,5	11	135	300	17	10,5	6	4	$У_н/У_н/Д$-0-11	61 000
ТДТНГ-40500/110*	40 500	112	38,5	10,5; 11	145	305	18,4; 10,6	10,9; 18,2	7; 6,9	4	$У_н/У_н/Д$-0-11	37 800
ТДТНГЭ-40500/110*	40 500	112	38,5; 27,5	11	135	300	17 (10,15)	10,5 (17)	6	4	$У_н/У_н/Д$-0-11	–

ТДГ-60000/110* ТДТН-60000/110*	60 000 60 000	121 115	38,5 38,5	13,5 13,5	150 190	410 355	17 17,5	10,5 10,5	6 7	3 4	$У_н/У_н/Д$-0-11	43 800 80 000
ТДТНГЭ-60000/110*	60 000	115	38,5	13,8; 6,6	190	355	17,5; 12,5; 19,5	10,5; 19,5; 12,5	7 6	4	$У_н/У_н/Д$-0-11	–
ТДТН-63000/110	63 000	115	11 38,5	6,6 6,6; 11	56	290	10,5	17,5	7	0,55	$У_н/Д/Д$-11-11 $У_н/У_н/Д$-0-11	104 000
ТДТГ-75000/110*	75 000	121	38,5	10,5	170	530	17	10,5	6	4	$У_н/У_н/Д$-0-11	–
ТДТН-75000/110* или ТДТНГ-75000/110* или ТДТНГЭ-75000/110*	75 000	115	38,5	10,5 6,6	210	450	20	12	7,5	4	$У_н/У_н/Д$-0-11	90 000
ТДТН-80000/110 или ТДЦТН-80000/110	80 000	115	11 38,5	6,6 6,6; 11	65	365	11,0	18,5	7	0,5	$У_н/Д/Д$-11-11 $У_н/У_н/Д$-0-11	114 000
ТДТНГ-80000/110*	80 000	115	38,5	6,6; 11	115	390	11	18	6,5	1,6	$У_н/У_н/Д$-0-11	–

С высшим напряжением 150 кВ

ТДТГ-15000/150* ТДТН-16000/150	15 000 16 000	150 158	38,5 38,5	11 6,6; 11	83 25	122 96	12,5 10,5	17,5 18	5 6	6 1	$У_н/У_н/Д$-0-11 $У_н/У_н/Д$-0-11	47 000 53 000
ТДТН-25000/150	25 000	158	38,5	6,6; 11	34	145	10,5 18	18 11,5	6 5,8	0,9 6	$У_н/У_н/Д$-0-11 $У_н/У_н/Д$-0-11	64 000 –
ТДТНГЭ-25000/150*	25 000	154	38,5	27,5	120	190						

Продолжение табл. 27.14

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальные напряжения, кВ			Потери, кВт		Напряжение КЗ, %			Ток XX, %	Схема и группа соединения обмоток	Цена, руб.
		ВН	СН	НН	XX	КЗ	ВН – СН	ВН – НН	СН – НН			
ТДТГ-31500/150*	31 500	150	38,5	6,3 6,6; 11	135	245	12,5 (17,5)	17,5 (12,5)	5	4,5	$У_н/У_н/Д$-0-11	–
ТДТН-40000/150	40 000	158	38,5	6,6; 11	53	220	10,5	18	6	0,8	$У_н/У_н/Д$-0-11	81 500
ТДТГ-60000/150*	60 000	150	38,5	11	190	355	12,5 (19,5)	19,5 (12,5)	6	4,5	$У_н/У_н/Д$-0-11	–
ТДТГ-60000/150* ТДТН-63000/150	60 000 63 000	154 158	38,5 38,5	6,6 6,6; 11	214 70	386 290	19,5 10,5	12,5 18	6 6	5 0,7	$У_н/У_н/Д$-0-11 $У_н/У_н/Д$-0-11	81 000 106 000
С высшим напряжением 220 кВ												
ТДТНГ-20000/220*	20 000	230	38,5	11; 6,6	95	145; 154 (ВН – СН)	12,5	18,9 19,1	6,1 6,3	5,5 5,7	$У_н/У_н/Д$-0-11	66 000
ТДТН-25000/220	25 000	230	22; 38,5	6,6; 11	41	135	12,5	20	6,5	1,2	$У_н/У_н/Д$-0-11	101 700
ТДТН-40000/220	40 000	230	22; 38,5	6,6; 11	54	240	12,5	22	9,5	1,1	$У_н/У_н/Д$-0-11	127 600
ТДЦТН-63000/220	63 000	230	22; 38,5	6,6; 11	75	320	12,5	24	10,5	1	$У_н/У_н/Д$-0-11	–

* При проектировании на перспективу не применяются

Примечание. В скобках указано напряжение КЗ при изменении расположения обмоток СН и НН относительно стержня магнитопровода.

Таблица 27.15. **Технические данные однофазных трехобмоточных трансформаторов**

Тип	Мощность, кВ·А	Верхний предел номинального напряжения обмоток, кВ			*Напряжение КЗ при номинальных напряжениях*, %			Потери, кВт		Ток XX, %	Цена, руб.
		ВН	СН	НН	ВН–СН	ВН–НН	СН–НН	XX	КЗ		
ОМТГ-5000/110*	5000	121	38,5	11	17	10,5	6	20,5	54,5	4,2	10 500
ОМТГ-5000/110*	5000	121	38,5	11	10,5	17	6	20,5	54,5	4,2	10 500
ОМТГ-6667/110*	6667	121	38,5	11	17	10,5	6	27	66	4	–
	6667	121	38,5	11	10,5	17	6	25	66	4	10 700
ОДТГ-10500/110*	10 500	121	38,5	11	17	10,5	6	35,5	96,5	3,6	12 800
		121	38,5	11	17	10,5	6	32,5	96,5	3,6	
ОДТГ-13500/110*	13 500	121	38,5	11	17	10,5	6	41	116	3	14 600
		121	38,5	11	10,5	17	6	38,5	116	3	
ОДТГ-20000/110*	20 000	121	38,5	11	17	10,5	6	59	147	2,8	16 300
		121	38,5	11	10,5	17	6	55	147	2,8	–
ОДТГ-30000/220*	30 000	220	115	38,5	13,45	22	8,1	110,8	192,3	3,1	–
ОДТГ-33333/220*	33 333	220	115	15,75	14,04	22,24	7,7	112	215,63	4,7	–
ОДТГ-33333/220*	33 333	242	66	16,5	20	13	7	125	205,95	3,9	–
ОДТГ-40000/220*	40 000	242	121	13,8	22	14	8	130	242,75	4,5	–
ОДТГ-40000/220*	40 000	242	121	13,8	22,4	14,16	8	130	175,4	3,47	–
ОДТГ-46667/220*	46 667	242	121	13,8	21	13	8	157	27,9	3,7	–
ОДТГ-60000/220*	60 000	220	115	11	14,5	23	7,4	198	280,2	3,51	–
ОЦТГ-82500/220*	82 500	242	121	13,8	22	14	8	274	435	3,7	–

* Старого выпуска.

Таблица 27.16. **Масса и габариты трехобмоточных трансформаторов**

Тип	Габариты, м, не более				Масса, т, не более		
	Длина *А*	Ширина *Б*	Высота *В*	Высота до крышки *Г*	полная	масла	транспортная
С высшим напряжением 35 кВ							
ТМТН-6300/35	5,2	4,3	4,5	2,8	26,5	7,3	20
ТМТН-10000/35	6	4,3	5,2	3,05	35	9,85	26,4
ТМТН-16000/35	6,5	4,5	5,5	3,48	47	12,63	34,62
С высшим напряжением 110 кВ							
ТМТГ-5600/110*	5,49	4,54	5,09	3,215	43	17,9	35,5
ТМТ-6300/110*	7	4,5	4,95	–	38,95	14,26	29,6
ТМТН-6300/110	6,05	4,36	5,08	3	34,5	–	–
ТМТГ-7500/110*	6,46	4,64	5,21	3,37	48,6	18,1	37,3
ТМТН-10000/110*	7,147	3,37	5,86	3,59	57	22,34	48,37
ТДТН-10000/110 или ТДТНШ-10000/110	6,39	3,69	5,43	–	43,3	–	–
ТДТГ-10000/110*	5,735	4,59	5,24	3,39	51,2	18,5	41,6
ТДТНГ-10000/110*	5,1	5,18	6,35	4,47	71	27,0	60
ТДТГ-15000/110*	5,88	4,7	5,4	3,51	60,8	20,7	50,1
ТДТНГ-15000/110*	5,85	5,28	6,64	4,77	77	27,2	63,5
ТДТН-16000/110	6,34	4,32	5,2	–	55	–	–
ТДТГ-20000/110*	6	4,7	5,55	3,7	70	22,5	57
ТДТН-20000/110*	7,4	4,44	6,16	3,62	72	24	59
ТДТНГ-20000/110*	5,84	5,27	6,64	4,78	85	28,0	68,5
ТДТН-25000/110 или ТДТНШ-25000/110	6,6	4,6	6	–	65	–	–
ТДТГ-31500/110*	7,1	4,85	6,07	4,04	98,7	29,5	78,4
ТДТН-31500/110*	8,55	5,11	6,43	4,06	117,5	35,2	61,6

Продолжение табл. 27.16

Тип	Габариты, м, не более				Масса, т, не более		
	Длина *А*	Ширина *Б*	Высота *В*	Высота до крышки *Г*	полная	масла	транспортная
ТДТНГ-31500/110*	8,9	5,1	6,43	4,2	117,5	35,2	95
ТДТНГЭ-31500/110*	8,9	5,1	6,43	4,2	119,44	35,3	95
ТДТН-40000/110 *или*							
ТДТНШ-40000/110	6,75	4,68	6,37	–	81,0	–	–
ТДТГ-40500/110*	6,92	4,99	7,06	5	116	35,7	63
ТДТНГ-40500/110*	8,71	5,06	6,48	4,27	119	33,8	71,2
ТДТГ-60000/110*	8,12	5,13	7,66	5,35	144	39,1	80
ТДТНГ-60000/110*	10,83	5,86	7,3	4,65	156,5	50	84,5
ТДТН-63000/110	8,2	4,7	7	4,7	131	35	109
ТДТНГ-75000/110*	9,77	5,85	7,18	4,96	170,5	51,7	94,7
ТДТН-80000/110	9,4	4,9	7,3	4,6	148,16	37	125
С высшим напряжением 150 кВ							
ТДТГ-15000/150*	7,2	5,04	6,6	4,08	80	31,3	65,6
ТДТН-16000/150	7,9	4,84	6,07	4	64,1	–	–
ТДТН-25000/150	8	4,66	6,42	–	76,5	–	–
ТДНГЭ-25000/150*	8	5,48	6,82	4,05	114	36,7	87,1
ТДТГ-31500/150*	8,04	5,2	7,01	4,76	130,6	45,3	67,1
ТДТН-40000/150	8	4,86	6,77	–	100,7	–	–
ТДТГ-60000/150*	9,3	5,69	7,67	4,7	159,7	50,49	86,65
ТДТН-63000/150	8	4,935	7,4	–	130,8	–	–
С высшим напряжением 220 кВ							
ТДТНГ-20000/220*	9,5	5,5	8	–	133	50	65
ТДТН-25000/220	10,16	5,12	8,4	–	114,3	50	–
ТДТН-40000/220	11,1	5,4	7,51	–	169,8	61,9	–

* Трансформаторы старого типа и при проектировании на перспективу не применяются.

Таблица 27.17. **Технические данные автотрансформаторов**

Тип	Мощность, кВ·А	Верхний предел номинального напряжения обмоток, кВ			Напряжение КЗ при номинальных ступенях, %			Потери, кВт					Ток XX, %	$S_{ни}$, кВ·А	Цена, руб.
								XX		КЗ					
		ВН	СН	НН	ВН–СН	ВН–НН	СН–НН	Варианты материала магнитопровода А	Б	ВН–СН	ВН–НН	СН–НН			
Трехфазные автотрансформаторы с высшим напряжением 150 кВ															
ТДТГА-180000/150*	180 000	165	121	10	6,2	4,71	38,6	183,4	–	–	–	316	0,82	–	–
АТДТГ-180000/150*	180 000	150	121	10; 6,3	3,62	42	37,6	183	–	–	–	226	0,82	–	–
С высшим напряжением 220 кВ															
АТДТНГ-30000/220*	30 000	230	121	6,6; 11; 38,5	10,2	15	9,9	60	–	100	190	115	2,8	–	73 000
АТДТН-32000/220	32 000	230	121	6,6; 11; 38,5	11	34	21	27	32	145	–	–	0,6	16 000	81 500
АТДНГ-60000/220*	60 000	220	121	11; 38.5; 6,3	9,35	34	22,9	82,9	–	–	–	–	2	–	94 000
АТДЦТНГ-63000/220*	63 000	230	121	10,5; 38,5	12,5; 12,1	18,85; 18,9	12,81; 12,8	85	–	380	–	–	2,3	–	92 000
АТДЦТН-63000/220	63 000	230	121	6,6, 11; 38,5	11	35	22	37	45	215	–	–	0,5	32 000	108 700

АТДТГ-90000/220*	90 000	220	121	11; 6,3	8; 10,5	27,2	17,4	150	–	–	–	260	3	–	–
АТДЦТН-100000/220	100 000	230	121	6,6; 11; 38,5	11	36,3; 31	23; 19	65	75	260	–	–	0,5	50 000	–
АТДЦТГ-120000/220*	120 000	220	121	11; 38,5	10,5; 11,2	36,3; 39,5	23; 25	150	–	–	–	500**	3	–	109 000
АТДЦТН-125000/220	125 000	230	121	6,6; 11; 13,8; 38,5	11	31	19	75	85	290	–	0,5	0,5	63 000	185 000
АТДЦТН-160000/220	160 000	230	121	6,6; 11; 13,8; 15,75; 38,5	11	32	20	85	100	380	–	–	0,5	80 000	–
ТДЦТГА-180000/220*	180 000	242	121	10,5; 18	12,4	11,85	17,7	350	–	–	–	490	3	–	150 000
АТДЦТГ-180000/220*	180 000	230	121	38,5; 11	11; 10,2	36	22	250	–	–	–	650**	2		–
АТДЦТН-200000/220	200 000	230	121	6,6; 11; 13,8; 15,75; 38,5	10,5	32	19,5	105	125	430	–	–	0,5	10 000	228 000
АТДЦТГ-240000/220*	240 000	230	121	38,5; 10,5	10,65	35,5	22,8	380	–	–	–	730**	3	–	159 000
ТДЦТГА-240000/220*	240 000	242	121	13,8; 10,5	13,5	12,5	18,8	460	–	–	–	500***	3	–	175 000
АТДЦТН-250000/220	250 000	230	121	11; 13,8; 15,75; 38,5	11	32	20	120	145	520	–	–	3,5	125 000	–

Продолжение табл. 27.17

Тип	Мощность, кВ·А	Верхний предел номинального напряжения обмоток, кВ			Напряжение КЗ при номинальных ступенях, %			Потери, кВт					Ток XX, %	$S_{нн}$, кВ·А	Цена, руб.
								XX		КЗ					
		ВН	СН	НН	ВН–СН	ВН–НН	СН–НН	Варианты материала магнитопровода		ВН–СН	ВН–НН	СН–НН			
								А	Б						
Однофазные автотрансформаторы															
ОДТГА-40000/220* повышающий	40 000	220	121	11	10,5	32,8	21,8	53	–	–	–	173,1	1,68	–	–
ОДТГА-40000/220* повышающий	40 000	242	121	6,3	10,8	30,5	18,6	77	–	–	–	173,1	1,68	–	–
АОДТГ-40000/220*	40 000	220	121	6,3	8,2	30,5	18,6	77	–	–	–	116	2,7	–	–
АОДТГ-60000/220*	60 000	220	121	11	8,5	27,4	18,4	84				162	2	–	–
ОДТГА-80000/220* понижающий	80 000	220	110	11	13	34	23	113	–	–	–	319	2,5	–	–
ОДТГА-80000/220* повышающий	80 000	242	121	13,8	12	11,7	18	120	–	–	–	370	1,5	–	–
АОДТГ-80000/220*	80 000	220	121	11	6,2	22,4	15,8	129	–	–	–	210	4,5	–	–
АОДЦТН-95000/220	95 000	$230/\sqrt{3}$	$138/\sqrt{3}$	11	10	–	–	–	80	310	–	–	0,5	38 000	–
ОДГТА-138000/220*	138 000	242	121	13,8	15,5	14,2	21	208	–	–	–	306	2,8	–	–

* Старого типа.
** Потери КЗ даны для расчета ВН–СН.
*** Потери КЗ даны для режима ВН–НН–СН.

Примечание. Источники – каталог 03.02.38–75 и Прейскурант № 15–05 с дополнениями.

Таблица 27.18. **Масса и размеры автотрансформаторов**

Тип	Габариты, м, не более				Масса, т, не более		
	Длина *А*	Ширина *Б*	Высота полная *В*	Высота до крышки *Г*	полная	масла	транспортная
Трехфазные автотрансформаторы с высшим напряжением 150 кВ							
ТДТГА-180000/150*	10,46	6	6,78	–	160	47	127
АТДТГ-180000/150*	10,46	6	6,78	–	158	47,8	127
С высшим напряжением 220 кВ							
АТДТНГ-30000/220*	11,6	5,7	7,6	4,2	145,6	61	66,1
АТДТН-32000/220	11,6	5,7	7,6	–	145,6	61	–
АТДНГ-60000/220*	9,41	6,887	8,386	–	166,3	66,2	75,67
АТДЦТНГ-63000/220*	10,75	5,3	7,65	–	150,2	57	79,9
АТДЦТН-63000/220	10,75	5,3	7,65	–	150	57	–
АТДТГ-90000/220*	12,58	7,685	7,61	–	192,7	54	99,8
АТДЦТН-100000/220	–	–	–	–	–	–	–
АТДЦТГ-120000/220*	7,7	6,1	7,35	–	162,5	44,6	94
АТДЦТН-125000/220	13,1	6	8,05	–	187	–	–
АТДЦТН-160000/220	–	–	–	–	–	–	–
АТДЦТГ-180000/220*	9,305	3,74	7,565	4,805	197	49	123,1
ТДЦТГА-180000/220*	9,11	6	6,83	4,24	242	60	162,1
АТДЦТН-200000/220	13,6	6	8,15	–	255	–	–
АТДЦТГ-240000/220*	10,36	6,01	6,80	–	248,9	6,2	153,5
ТДЦТГА-240000/220*	11,5	6,5	6,65	4,2	29,04	62,5	196,5
Однофазные автотрансформаторы с высшим напряжением 220 кВ							
ОДТГА-40000/220*	6,65	5,5	7,45	–	92	34,8	75
ОДТГА-40000/220*	6,34	5,25	7,45	–	86,5	33	74
АОДТГ-40000/220*	6,34	5,24	7,553	–	91,5	35,3	74,3
АОДТГ-60000/220*	7,1	5,5	7,62	–	128,7	44,3	66,3
ОДТГА-80000/220*	8,12	5,8	7,62	–	131	45,1	66,5
ОДТГА-80000/220*	7,5	5,8	8,3	–	150	48	123
АОДТГ-80000/220*	7,81	6,23	8,175	–	153	51	76,2
АОДЦТН-95000/220	9,3	5,82	8,3	–	143	–	–
ОДТГА-138000/220*	9,45	6,25	8,65	–	188,5	63,2	90,3

* Трансформаторы старого типа и при проектировании на перспективу не применяются.

Таблица 27.19. **Технические данные трансформаторов для шахтных и буровых установок**

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Верхний предел номинального напряжения обмоток, В		Потери, Вт		Ток XX, %	Напряжение КЗ, %	Цена, руб.
		ВН	НН	XX	КЗ			
ТСШ-2,5/0,66	2,5	380; 660	133; 230	65	70	16	4,5	90
ТСШ-4,0/0,5	4	220; 380	133; 230	90	90	20	4,5	104
ТСШ-4,0/0,7	4	660; 370	133; 230	90	90	20	4,5	110
ТМШ-50/6	50	6000	525	350	1325	7	5,5	310
ТМШ-75/6	75	6000	525	490	1875	6,5	5,5	330
ТМШ-100/6	100	6000	525	600	2400	6,5	5,5	385
ТМШ-100/6	100	6000	525	600	2400	6,5	5,5	385
ТСШВ-100/6	100	6000	83,3; 144,3	—	—	—	—	3185
ТСШВ-160/6	160	6000	400; 690	—	—	—	—	3200
ТМШ-180/6	180	6000	525	1000	4000	6	5,5	570
ТМШ-320/6	320	6000	525	1600	6070	6	5,5	530
ТМРШ-180/6	132,6	6000	380	1000	3520	8	4,3	750
ТМБ-320/6	300	6000	525	1600	5400	6	4,8	—
ТСШВ-400/6	400	6000	400; 690	—	—	—	—	4200
ТСШВ-630/6	630	6000	690	—	—	—	—	6610
ТСШВ-630/6/6	630	6000	6200	—	—	—	—	7500
ТКШВ-40	40	6000	400; 690	275	805	5,2	3,45	—
ТКШВ-75/6	75	6000	400; 690	600	850	—	2,4	—
ТКШВ-100/6	100	6000	400; 690	620	1385	—	3	—
ТКШВС-200/6	200	6000	400; 690	875	2530	—	2,425	—
ТКШВС-250/6	250	6000	400; 690	815	3430	—	2,57	—
ТКШВС-160/6	160	6000	400; 690	730	2190	—	2,9	—
ТКШВС-320/6	320	6000	400; 690	1100	3685	—	3	—
ТСШВ-400/6	400	6000	690	2100	2900	4,5	3,7	—
ТМЭ-40/10—3	40	10000; 6300; 3000	400; 230	240	880	4,5	4,5	—
ТМЭ-63/10—3	63	10000; 6300; 3000	400; 230	360	1280	4,5	4,5	—
ТМЭ-100/10—3	100	10000; 6300; 3000	400; 230	490	1970	4,5	4,15	—
ТМЭ-160/10—3	160	10000; 6300; 3000	400; 230	730	2650	4,5	3,85	—
ТМЭ-250/10—3	250	10000; 6300; 3000	400; 230	1050	3700	4,5	3,7	—
ТМБ-250/6	250	6000	400	1050	3700	4,5	3,7	—
ТМЭ(Б)-400/6	400	6000	400	1080	5500	2,1	4,5	—
ТМЭ(Б)-630/6	630	6000	525	1680	7600	2	5,5	—
Трансформаторные подстанции[1]								
ТСШВП-100/6	100	6000±5%	400; 690	—	—	—	—	4650
ТСШВП-160/6	160	6000±5%	400; 690	—	—	—	—	5000
ТСШВП-250/6	250	6000±5%	400; 690	—	—	—	—	5200
ТСШВП-400/6	400	6000±5%	400; 690	—	—	—	—	6800
ТСШВП-630/6	630	6000±5%	400; 690	—	—	—	—	7750

[1] Для питания трехфазным током приемников электроэнергии угольных и сланцевых шахт, опасных по газу (метану) и угольной пыли.

Таблица 27.20. **Масса и размеры трансформаторов для шахтных и буровых установок**

Тип	Габариты, мм, не более				Масса, кг, не более		
	Длина *А*	Ширина *Б*	Высота		полная	масла	выемной части
			полная *В*	до крышки *Г*			
ТСШ-2,5/0,66	—	—	—	—	115	55	60
ТСШ-4,0/0,5	—	—	—	—	115	—	—
ТСШ-4,0/0,7	555	415	650	—	136	—	—
ТМШ-50/6	1140	810	1355	955	650	190	250
ТМШ-75/6	1310	840	1395	1035	820	240	345
ТМШ-100/6	1440	845	1395	1035	910	250	385
ТМШ-180/6	1580	960	1740	1380	1480	520	540
ТМШ-320/6	1870	1060	1815	1140	2000	650	770
ТМРШ-180/6	1580	935	1740	1380	1480	520	540
ТМБ-320/5	1870	1060	1970	1440	2050	750	780
ТКШВС-40	590	900	1300	—	960	—	—
ТКШВ-75/6	1130	1250	2160	—	2330	—	—
ТКШВ-100/6	1130	1250	2160	—	2350	—	—
ТКШВС-250/6	1130	1300	2300	—	2900	—	—
ТКШВС-320/6	1130	1475	2750	—	3600	—	—
ТКШВС-160/6	1130	1300	2300	—	2500	—	—
ТСШВ-400	2630	1130	1530	—	3400	—	—
ТМЭ-40	1075	670	1250	815	485	—	205
ТМЭ-63	1075	670	1350	930	575		270
ТМЭ-100	1150	810	1425	1005	730		350
ТМЭ-160	1230	1040	1540	—	1015		490
ТМЭ-250	1265	1140	1675	1190	1340		645
ТМБ-250	1265	1140	1675	1190	1340		645
ТМЭ(Б)-400	1780	1120	1770	—	2100		—
ТМЭ(Б)-630	2130	1256	2000	—	3100		—

Таблица 27.21. **Технические данные электропечных трансформаторов с естественным масляным охлаждением**

Тип	Мощность, кВ А	Напряжение, кВ		Потери, кВт		Масса, г				Цена, тыс руб
		ВН	НН	ХХ	КЗ	полная	масла	выемной части	кожуха	
Трехфазные трансформаторы для питания дуговых сталеплавильных печей										
ЭТМПК-650/10	400	6, 10	0,11 – 0,213	3	10, 10,5	5,5	2	2,55	0,95	4
ЭТМПК-1000/10	630 – 308	6, 10	0,216 – 0,098	—	—	6,4	—	—	—	5,6
ЭТМНК-1100/10	485 – 200	6	0,078 – 0,0292	—	—	8,14	—	—	—	6
ЭТМП-1250/10	1000 – 200	10	—	—	—	6,4	—	—	—	—
ЭТМПК-1600/10	1000 1000	6, 10	0,118 – 0,225	5,3	20,5, 21,5	9,3	3,5	4,1	1,67	5,9
ЭТМН-1600/10	1200 – 807	10	0,01 – 0,068, 0,203 – 0,136, 0,117 – 0,079	—	—	9,9	—	—	—	7,8
ЭТМН-2000/10	1600 – 335	6, 10	1,057 – 0,211, 1,02 – 0,204	—	—	10,5	—	—	—	12
ЭТМПК-2000/10	1250 – 610	6, 10	0,225 – 0,103	—	—	8,5	—	—	—	6,9
ЭТМПК-2700/10	1800	6, 10	0,1235 – 0,2445	8,2, 8,1	28,1; 28,4	12,4	4,3	5,8	2,34	7,62
ЭТДЦН-3200/10	2500 – 500	6, 10	2,034 – 0,406, 1,957 – 0,389	—	—	12,7	—	—	—	11,74

Продолжение табл 27 21

Тип	Мощность, кВ А	Напряжение, кВ		Потери, кВт		Масса, т				Цена, тыс руб
		ВН	НН	ХХ	КЗ	полная	масла	выемной части	кожуха	
ЭТМПК-3200/10	2000 – 963	6, 10	0,243 – 0,116	–	–	13	–	–	–	9,5
ЭТМПК-4200/10	2800	6, 10	0,1485 – 0,257	13,5	41,5, 40,8	18,7	5,9	8,8	3,9	9,5
ЭТДЦПК-6300/10	4000 – 1680	6, 10	0,281 – 0,118	–	–	15	–	–	–	14,2
ЭТЦПК-7500/10	5000	6, 10	0,278	17,5	84,6, 82,6	19,5	5,7	11,4	2,3	–
ЭТЦПК-12500/10	8000 – 3020	6, 10	0,318 – 0,12	18	–	24,98	–	–	–	14,2
ЭТЦПК-13500/10	9000	6, 10	0,1385, 0,3175	32,7	114,4	35	11,6	18,8	3,8	23,7
ЭТЦНК-20000/10	12500 – 3054	10	0,37 – 0,09	–	–	65	–	–	–	60
ЭТЦНК-20000/35	12500 – 4323	35	0,37 – 0,128	–	–	65	–	–	–	60
ЭТЦНК-24000/36	15000	35	0,126 – 0,368	59,5	139	56,05	16,7	32,2	7,4	42,6
ЭТЦН-32000/35	20000 – 7100	35	0,407 – 0,144	–	–	65,5	–	–	–	57
ЭТЦНК-40000/35	25000	35	0,417	85,6	217	89,1	27	49	7,4	44
ЭТЦН-52000/35	32000 – 10950	35	0,465 – 0,159	–	–	70,56	–	–	–	71
ЭТЦНК-90000/35	45000 – 12490	35	0,591 – 0,164	70,5	285	41	12	21,8	7,2	–
ЭТДЦН-63000/110	50000 – 25000	110	38,6 – 19,3	–	–	–	–	–	–	–

Таблица 27 22 **Технические данные трансформаторов для дуговых электрических печей**

Тип трансформаторного агрегата	Мощность, кВ А	Номинальное значение		Потери, кВт		Ток ХХ агрегата, % номинального	Напряжение КЗ, % номинального		Цена, руб
		ВН	НН	КЗ агрегата	ХХ при номинальном первичном токе агрегата		трансформатора	агрегата	
Однофазные трансформаторы для питания дуговых медеплавильных печей									
ЭПОМ-175/10	175	3, 6,3, 10,5	0,1	–	–	–	–	–	484
ЭПОМ-350/10	285 – 400	3,6, 3, 10,5, 11	0,296 – 0,415	–	–	–	–	–	1800
ЭПОМ-390/10	250	3, 6,3, 10,5	0,11	–	–	–	–	–	1800
ЭОМК-390/10	250	6 6 10 10	0,117 0,095 0,118 0,095	5,2 6,7 5,2 6,7	1,8 1,1 1,8 1,1	8,2 – 8,2 –	5,2 6,6 5,3 6,8	30,2 31,6 30,3 31,8	2000
ЭПОМ-500/10	400 – 294	10	0,411 – 0,302 0,248 – 0,182 0,124 – 0,091	–	–	–	–	–	2800

Продолжение табл. 27.22

Тип трансформаторного агрегата	Мощность, кВ А	Номинальное значение		Потери, кВт		Ток XX агрегата, % номинального	Напряжение КЗ, % номинального		Цена, руб
		ВН	НН	КЗ агрегата	XX при номинальном первичном токе агрегата		трансформатора	агрегата	
ЭОМК-600/10	400	6 6 10 10	0,131 0,102 0,131 0,102	9,1 12 9,1 13	2,3 1,3 2,3 1,2	7,3 — 7,3 —	5,4 7,2 5,3 7,1	25,4 27,2 25,3 27,1	2850

Однофазные трансформаторы для электропечей различного назначения

ЭОМН-1500/10	1300	6, 10	1,16	22	4,1	3	9,2	—	4500
ЭОМН-2000/10	1000 1000	6 10	0,0937 0,0714	18 29	6,1	6	4,5	—	7670
ЭОМН-2700/10	1600—400	6, 10	0,527—0,105 1,054—0,21	—	—	—	—	—	8700
ЭОМН-3500/10	2500; 1200	10	1,175; 0,686	21	6	3,5	7,7	—	—
ЭОМН-4200/10	2500	6 10	0,211—1,05 0,422—2,1	—	6,1	—	—	—	11 000

Таблица 27.23 **Характеристика однофазных трансформаторов для питания электропечей по выплавке корунда, цинковых концентратов, возгонки желтого фосфора, наплавления закиси никеля**

Тип	Мощность, кВ А	Напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток XX, %	Масса, кг				Цена, руб
		ВН	НН	XX	КЗ			полная	масла	выемной части	кожуха	
ЭОЦН-8200/10	4000 5500	10	0,408 0,205	22,5 22,5	26,5 56	3,2 4,75	5,5	17 600	5230	10 070	1755	17 500
ЭОЦН-14000/35	8000	35	0,12 0,24	28	155 86	6,2 4,93	3,5	27 360	8680	13 340	4200	23 480
ЭОЦН-25000/35	16 667	35	0,36, 0,8	46,5	78,5	5,25	3,5	38 375	11 140	20 280	4652	25 000
ЭОЦНК-27000/110	13 333—9341	110	0,247—0,147	—	—	—	—	71 770	—	—	—	—
ЭОЦН-30000/35	16 667	35	0,5	32,5	75,5	4,6	1,25	42 300	11 300	23 350	7650	—
ЭОЦНК-40000/150	21 000	154/3	0,23 0,188 0,137	32 40 —	250 — —	11,9 19 37	3	82 250	24 500	42 200	14 850	86 600
ЭОЦНК-54000/110	26 700—7971	110	0,649—0,149	40—45	225	7,4	—	82 230	—	—	—	86 000

Таблица 27.24. **Комплектные трансформаторные подстанции**

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Напряжение, кВ		Габариты, мм, не более			Масса, кг	Цена, руб.
		ВН	ПН	Длина	Ширина	Высота		
Однотрансформаторные								
КТП-25-6/0,4	25	6	0,4	1300	1300	2740	740	255
КТП-25-10/0,4	25	10	0,4	1300	1300	2740	740	255
КТП-40-6/0,4	40	6	0,4	1300	1300	2740	845	255
КТП-40-10/0,4	40	10	0,4	1300	1300	2740	845	255
КТП-63-6/0,4	63	6	0,4	1300	1300	2740	995	320
КТП-63-10/0,4	63	10	0,4	1300	1300	2740	995	320
КТП-100-6/0,4	100	6	0,4	1300	1300	2740	1100	330
КТП-100-10/0,4	100	10	0,4	1300	1300	2740	1100	330
КТП-100-10/0,4	100	10	0,4	1300	1300	2740	1100	330
КТП-160-6/0,4	160	6	0,4	1300	1300	1385	1385	340
КТП-160-10/0,4	160	10	0,4	1300	1300	2740	1385	340
КТП-250-10/0,4	250	10	0,4	1500	2100	2900	1850	585
КТП-100-35/0,4	100	35	0,4	5300	–	11980	2190	600
КТП-400-6/0,4	400	6	0,4	–	–	–	2310	1778 – 1940
КТП-400-10/0,4	400	10	0,4	–	–	–	2310	1778 – 1940
КТП-630-6/0,4	630	6	0,4	–	–	–	–	2823 – 2985
КТПМ-630-6/0,4	630	6; 10	0,4	–	–	–	–	3018 – 3180
КТПН-400	400	6; 10	0,4	–	–	–	2865	–
КТПН-630	630	6; 10	0,4	–	–	–	2865	280
КТПН-1000	1000	6; 10	0,4	–	–	–	–	280
Двухтрансформаторные								
КТП-250-6/0,4	2×250	6; 10	0,4	–	–	–	–	3041 – 3365
КТП-400-6/0,4	2×400	6; 10	0,4	–	–	–	–	4031 – 4355
КТП-630-6/0,4	2×630	6	0,4	–	–	–	–	5496 – 6820
КТП-630-6/0,4	2×630	10	0,4	–	–	–	–	6648 – 6972
КТПМ-630-10/0,4	630	6	0,4	–	–	–	–	6886 – 7210
КТПМ-630-10/0,4	630	10	0,4	–	–	–	–	7038 – 7362

Примечание. Буква М в обозначении типа трансформатора означает магистральные КТП, а Н – КТП наружной установки.

РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ВОСЬМОЙ

ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ И СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

28.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

При проектировании современных систем электроснабжения решать задачи определения числа, мест расположения источников питания, распределения приемников электроэнергии по источникам питания становится все сложнее. Это объясняется тем, что проектировщикам при решении этих задач приходится оперировать большим количеством исходных данных, объем которых увеличивается. В первую очередь это относится к числу приемников электроэнергии.

В настоящее время для решения перечисленных выше задач с помощью вычислительной техники необходимы такие характеристики, которые позволили бы анализировать и описывать особенности распределения нагрузок приемников электроэнергии проектируемого объекта.

28.2. КАРТОГРАММА НАГРУЗОК

Картограмма нагрузок дает первое представление о распределении нагрузок по территории объекта. Картограммой нагрузок называют план, на котором тем или иным способом изображена картина распределения нагрузок приемников электроэнергии. Картограмму нагрузок строят как на плане расположения приемников электроэнергии в цехах, так и на генеральном плане всего промышленного предприятия. Если картограмму строят на генеральном плане промышленного предприятия, то в качестве приемников электроэнергии рассматривают цехи. Геометрические изображения средней интенсивности распределения нагрузок на картограмме выполняют различными способами. Наиболее простой из них состоит в изображении интенсивности распределения нагрузок приемников при помощи кругов. Он состоит в следующем. В качестве центра круга выбирают центр электрической нагрузки (ЦЭН) приемника электроэнергии, а радиус круга связывают с расчетной мощностью приемника электроэнергии; значение его находят из условий равенства расчетной мощности P_i в некотором масштабе площади круга

$$P_i = \pi r_i^2 m, \qquad (28.1)$$

где r_i – радиус круга; m – масштаб; $\pi = 3{,}14$, откуда

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}}. \qquad (28.2)$$

Каждый круг разделяют на секторы, центральные углы которых пропорциональны осветительной и силовой нагрузкам. В этом случае картограмма дает представление не только о значении нагрузки, но и об ее структуре.

На рис. 28.1 приведена картограмма активных нагрузок для промышленного предприятия, состоящего из 10 цехов. Пунктиром показаны цехи, которые должны быть построены с учетом перспективы развития и картограммы электрических нагрузок при расширении производства на определенный срок: точка A – ЦЭН без учета расширения, A_1 – ЦЭН с учетом расширения.

Поскольку при проектировании систем промышленного электроснабжения определяются также места расположения источников питания для реактивных нагрузок, то рекомендуется иметь две картограммы нагрузок: одну для активных, а другую для реактивных нагрузок. Картограмма реактивных нагрузок приведена на рис. 28.2.

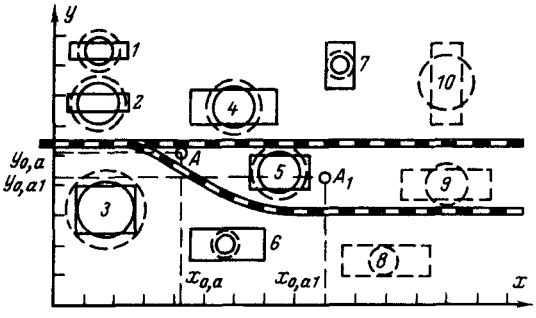


Рис. 28.1. Генеральный план промышленного предприятия с картограммой и ЦЭН:
1 – 10 – цехи

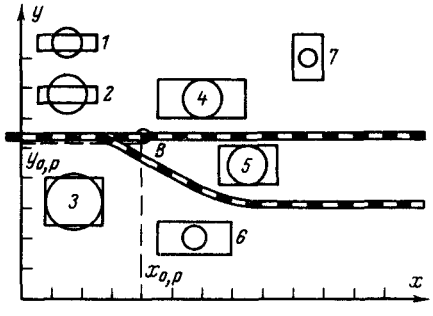


Рис. 28.2. Генеральный план промышленного предприятия с картограммой реактивных электрических нагрузок:
1 – 7 – цехи

Центр реактивных электрических нагрузок найден для случая, когда вопрос о компенсации реактивной мощности решается централизованно (с использованием синхронных компенсаторов).

Питание активных нагрузок обеспечивают как от собственных электростанций промышленного предприятия, так и от подстанции энергосистемы. Питание реактивных нагрузок осуществляют от конденсаторных батарей, располагаемых в местах потребления реактивной мощности (индуктивного характера), от синхронных компенсаторов и от перевозбужденных синхронных двигателей, которые, как правило, располагают вблизи мест потребления реактивной мощности. В этом случае находят центры потребления реактивной мощности. Неправильный выбор мест установки источников реактивной мощности вызывает необоснованные перетоки реактивной мощности по элементам системы электроснабжения промышленного пред-

приятия и служит причиной возникновения дополнительных потерь электроэнергии. Картограмма активных нагрузок необходима для выбора рационального места расположения питающих подстанций (ГПП или ГРП), помогает определить рациональное размещение компенсирующих устройств в конкретной системе электроснабжения промышленного предприятия.

Наглядную картину о закономерностях распределения нагрузок приемников электроэнергии, о разделении заданного множества приемников на группы, каждая из которых должна получать питание из своего центра, о нахождении области расположения ЦЭН в этих группах можно получить на картограмме с помощью метода потенциальных функций [6]. Сущность этого метода заключается в следующем. Проводится аналогия между нагрузками P_i приемников объекта, расположенных в точках x_i; y_i, и потенциалами некоторых источников энергии, расположенных в тех же точках. Будем считать, что потенциалы этих источников в точках их расположения равны нагрузкам P_i приемников. При переходе в любую другую точку $(x; y)$ потенциалы их убывают и в некоторых точках, удаленных от мест расположения приемников, близки к нулю. Существуют эквипотенциальные контуры, которые описываются значениями функции, определенной суммой потенциалов всех источников энергии. Такие контуры разделяют заданное множество G приемников на группы; вершины графика потенциальной функции определяют области расположения ЦЭН в этих группах. Потенциальные функции нагрузок приемников электроэнергии выражают различными формулами [6]. Для построения картограммы нагрузок выберем показательную форму потенциальной функции

$$\Pi(x, y) = \sum_{i=1}^{n} P_i e^{-\alpha[(x-x_i)^2+(y-y_i)^2]}, \quad (28.3)$$

где α – параметр контрастности рельефа графика потенциальной функции; задается проектировщиком.

Число групп, на которые разделяется множество приемников электроэнергии эквипотенциальными контурами, зависит от значения параметра контрастности α. При достаточно большом значении этого параметра множество приемников разделяется на группы, содержащие по одному приемнику.

Пример 28.1. Построим с помощью потенциальной функции (28.3) картограмму нагрузок для 29 приемников электроэнергии, исходные данные которых: координаты мест расположения $(x_i; y_i)$ и нагрузки P_i даны в табл. 28.1 в условных единицах измерения.

Выберем параметр контрастности $\alpha = 0{,}5$ и запишем потенциальную функцию нагрузок этих приемников

$$\Pi(x, y) = \sum_{i=1}^{29} P_i e^{-0{,}5[(x-x_i)^2+(y-y_i)^2]}.$$

На плане расположения приемников электроэнергии нанесем прямоугольную сетку координат с шагом h_x по оси Ox, равным шагу h_y по оси Oy. С уменьшением шага сетки точность изображения картины распределения нагрузок повышается, но и увеличивается объем вычислительных работ. В узлах сетки вычислим значения потенциальной функции нагрузок приемников. Точки равных

Таблица 28.1. **Исходные данные для примера 28.1**

Номера приемников	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Координаты:													
x_i	3,8	1,5	4,4	2,2	4,2	2,6	2,9	0,7	1,7	2	2,8	3,5	2,5
y_i	9,4	11	11,6	13,3	10,7	12,1	9,8	5,3	6,3	5,2	4,3	7,1	7,2
Нагрузки P_i	19,1	9,2	18,5	13,9	23	4,1	7	25,3	6,7	12,8	6,7	5,3	1,6

Продолжение табл. 28.1

14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
4,1	6,8	8	9,8	8,7	10,4	8,8	6,7	8,6	10,9	10,5	11,9	8,3	10,1	12,5	8,3
7,1	9,1	7	7	9,1	7,2	10,6	7,2	7,2	4	2,4	4	5,3	5,6	5,5	2,1
20,5	25,5	7,9	7,9	4,3	1,6	1,8	12	8,5	23,1	6,8	4,8	7,2	6,5	6,5	1,6

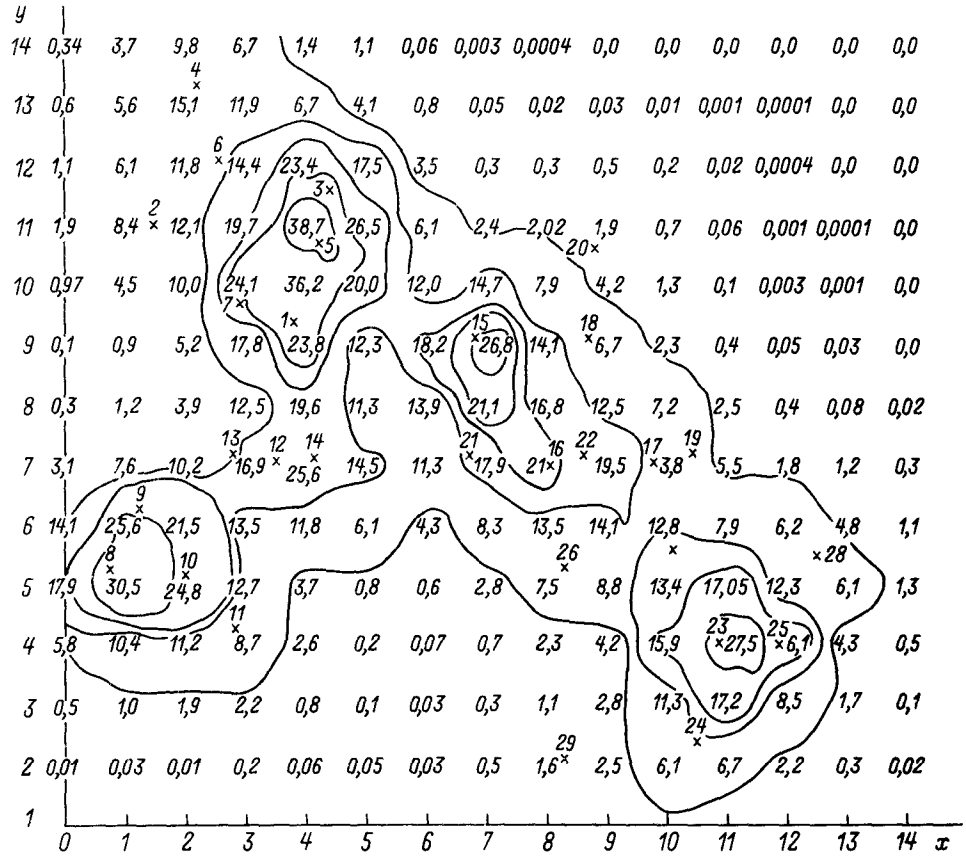


Рис. 28.3. Потенциальная функция при $\alpha = 0{,}5$:

1 – 29 – приемники электроэнергии

значений потенциальной функции соединим плавными линиями, которые будут представлять эквипотенциальные контуры функции $П(x, y)$. На рис. 28.3 изображена картограмма нагрузок приемников, построенная этим методом. Места расположения приемников показаны точками и обозначены их номера. В узлах сетки координат записаны значения потенциальной функции. Из рис. 28.3 видно, что эквипотенциальные контуры разбили план территории объекта на «плато», над которыми возвышается холмообразная поверхность потенциальной функции $П(x, y)$ с вершинами над точками расположения приемников электроэнергии. Соседние «плато» разделены «долинами», в точках которых значения потенциалов наименьшие. Окрестность точек с наибольшим значением потенциальной функции в каждом «плато», которое отделено «долиной» от соседнего, определяет возможное место расположения источника питания. В нашем примере образовались четыре «плато» с вершинами в окрестностях точек (1,0; 5,0); (4,0; 11,0); (7.0; 9,0); (11,0; 4,0). Каждое «плато» определяет группу приемников, которые будут запитаны от своего источника. Таких групп четыре:

$$A_1 = \{1, 2, 3, 4, 5, 6, 7\};$$

$$A_2 = \{8, 9, 10, 11, 12, 13, 14,\};$$

$$A_3 = \{15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22\};$$

$$A_4 = \{23, 24, 25, 26, 27, 28, 29\}.$$

Группы образовались такие, что каждый приемник, входящий в ту или иную группу, расположен ближе к вершине своего «плато», чем к другим.

Для описания закономерностей распределения нагрузок и геометрии взаимного

расположения приемников объекта, для постановки и решения задач оптимизации систем электроснабжения промышленных предприятий одной только картограммы нагрузок недостаточно, нужны специальные характеристики, которые описаны ниже.

28.3. РАЗБРОС НАГРУЗОК

Рассмотрим распределение нагрузок четырех приемников электроэнергии, представленное планом и эпюрами на рис. 28.4. Длина стрелок эпюр в выбранном масштабе равна нагрузкам приемников. Это распределение можно изучать относительно произвольной точки $(\xi; \eta)$ территории объекта, а также вдоль осей координат Ox и Oy – относительно проекций ξ и η точки $(\xi; \eta)$ на эти оси. Сравнивая между собой эпюры распределений нагрузок вдоль осей, видим, что они отличаются друг от друга качеством, которое можно назвать разбросом нагрузок вдоль этих осей относительно точек ξ и η. Требуется количественно описать это качество. Такое описание можно произвести различными способами: важно, чтобы вклад каждого приемника, входящего в характеристику, которая будет описывать разброс нагрузок, был бы пропорционален расстояниям от его места расположения до точек ξ и η, взвешенным по его же нагрузке. В соответствии с этим требованием для произвольной группы приемников с номерами $i = 1, 2, \ldots, n$, нагрузки P_i и координаты $(x_i; y_i)$ мест расположения которых известны, введем две характеристики

$$R_x = \sum_{i=1}^{n} P_i (x_i - \xi)^2; \quad R_y = \sum_{i=1}^{n} P_i (x_i - \eta)^2 \tag{28.4}$$

Эти характеристики назовем показателями разброса нагрузок приемников электроэнергии относительно точек ξ и η вдоль осей Ox и Oy соответственно. Важным при определении показателей разброса является то, что R_x и R_y не зависят от начала отсчета мест расположения приемников электроэнергии. В самом деле, перенесем начало системы координат в произвольную точку $(a; b)$, тогда координаты мест расположения приемников и точки $(\xi; \eta)$ преобразуем по формулам

$$\left.\begin{aligned} x' &= x - a; \\ y' &= y - b; \end{aligned}\right\} \tag{28.5}$$

Величины R_x и R_y сохраняют свои значения;

$$R'_x = R_x; \quad R'_y = R_y. \tag{28.6}$$

Однако при повороте системы координат на угол α они изменяют свои значения. Координаты мест расположения приемников электроэнергии и точки $(\xi; \eta)$ преобразуем по формулам

$$\left.\begin{aligned} x' &= x\cos\alpha + y\sin\alpha; \\ y' &= -x\sin\alpha + y\cos\alpha, \end{aligned}\right\} \tag{28.7}$$

а показатели разброса преобразуем по правилам

$$\left.\begin{aligned} R'_x &= \sum_{i=1}^{n} P_i (x_i - \xi)^2 \cos^2\alpha + \sum_{i=1}^{n} P_i (x_i - \xi)(y_i - \eta)\sin 2\alpha + \sum_{i=1}^{n} P_i (y_i - \eta)^2 \sin^2\alpha; \\ R'_y &= \sum_{i=1}^{n} P_i (x_i - \xi)^2 \sin^2\alpha - \sum_{i=1}^{n} P_i (x_i - \xi)(y_i - \eta)\sin 2\alpha + \sum_{i=1}^{n} P_i (y_i - \eta)^2 \cos^2\alpha. \end{aligned}\right\} \tag{28.8}$$

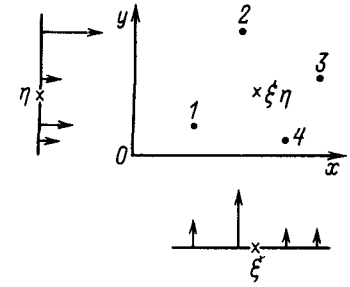


Рис. 28.4. Группа приемников, использованная для иллюстрации вывода показателя разброса нагрузок

Следовательно, значения показателей разброса нагрузок вдоль различных направлений различны, эти значения могут быть вычислены и их изменения изучены при помощи соотношений (28.8).

Кроме показателей разброса R_x и R_y вдоль осей Ox и Oy, для изучения закономерностей распределения нагрузок требуется знать показатели разброса нагрузок относительно самой точки $(\xi; \eta)$. Такой показатель получим, если сложим значения R_x и R_y:

$$R^2 = R_x + R_y. \tag{28.9}$$

Значение R^2 зависит от состава приемников в группе: их нагрузок P_i, координат

$(x_i; y_i)$ мест их расположения и выбора точки $(\xi; \eta)$, относительно которой изучаются закономерности распределения нагрузок, но оно не зависит от поворота осей координат. Таким образом, показатель R^2 разброса нагрузок является инвариантной характеристикой группы приемников относительно произвольной точки $(\xi; \eta)$.

28.4. ЦЕНТР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Из (28.4) и (28.9) видно, что R_x, R_y и R^2 являются значениями функций координат ξ и η точки $(\xi; \eta)$. Выясним, существует ли такая точка $(\xi_0; \eta_0)$, в которой функции R_x, R_y и R^2 достигают наименьших значений.

Найдем необходимые и достаточные условия минимума

$$\left.\begin{aligned} &\frac{\partial R^2}{\partial \xi} = 0;\ \frac{\partial R^2}{\partial \eta} = 0;\ d^2R^2 > 0; \\ &\frac{\partial R_x}{\partial \xi} = 0;\ d^2R_x > 0; \\ &\frac{\partial R_y}{\partial \eta} = 0;\ d^2R_y > 0. \end{aligned}\right\} \qquad (28.10)$$

Из-за этих условий функции R_x, R_y и R^2 достигают наименьших значений в точке, координаты которой выражаются формулами

$$\xi_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i x_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i};\quad \eta_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i y_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i}. \qquad (28.11)$$

Эту точку называют центром электрических нагрузок (ЦЭН) группы приемников. Понятие это введено в теорию электроснабжения промышленных предприятий [7] по аналогии с понятием центра тяжести системы материальных точек. Теперь в связи с изучением распределения нагрузок в группе приемников это понятие получило иное обоснование. ЦЭН группы приемников будем называть точку с координатами $(\xi_0; \eta_0)$, относительно которой показатели разброса нагрузок R_x, R_y и R^2 наименьшие. Показатели разброса нагрузок и центр электрических нагрузок являются взаимосвязанными простейшими характеристиками распределения нагрузок группы приемников.

28.5. ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ

Постановка задачи оптимизации зависит от математических средств, которыми располагает исследователь. Ниже показано, как, располагая двумя характеристиками распределения нагрузок (показателем разброса R^2 и ЦЭН), можно корректно поставить задачу выбора места расположения источника питания. Задачу сформулируем следующим образом. Для заданной группы приемников с номерами $i = 1, 2, \ldots, n$, нагрузки P_i и координаты $(x_i; y_i)$ мест расположения которых известны, найти такое место расположения источника питания, чтобы целевая функция

$$R^2 = \sum_{i=1}^{n} P_i[(x_i - \xi)^2 + (y_i - \eta)^2]$$

приняла наименьшее значение.

При постановке этой задачи исходим из предположения, что поиск места расположения источника питания, минимизирующий показатель разброса R^2, приводит к уменьшению затрат на сооружение и эксплуатацию системы электроснабжения. Это предположение можно обосновать как математически, так и экспериментально. Выше показано, что целевая функция задачи принимает наименьшее значение в ЦЭН, координаты которого определены по формулам (28.11). Следовательно, разброс нагрузок приемников электроэнергии относительно источника питания, расположенного в ЦЭН, наименьший. В [8] показано, что при расположении источника питания в центре электрических нагрузок затраты на систему электроснабжения достигают наименьшего значения, когда нагрузки приемников распределены симметрично относительно этого центра. В этом случае расположение источника питания в центре электрических нагрузок является по затратам наивыгоднейшим. При распределении нагрузок, отличном от симметричного, наивыгоднейшее по затратам на сеть место расположения источника питания незначительно смещается относительно ЦЭН.

28.6. РАЗЛОЖЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ РАЗБРОСА НАГРУЗОК НА СОСТАВЛЯЮЩИЕ

Пусть имеется множество G приемников z_i, $i = 1, 2, \ldots, n$, которое разобьем на s произвольных групп, $j = 1, 2, \ldots, s < n$. Запишем показатель разброса нагрузок всего множе-

ства G приемников относительно точки, имеющей координаты $(a; b)$:

$$R^2 = \sum_{i=1}^{n} P_i[(x_i - a)^2 + (y_i - b)^2] = \\ = \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} P_i[(x_i - a)^2 + (y_i - b)^2], \quad (28.12)$$

где m_j – количество приемников электроэнергии в j-й группе.

Разложение этого показателя производим при помощи следующего преобразования:

$$R^2 = \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} P_i \{[(x_i - \xi_{0j}) + (\xi_{0j} - a)]^2 + \\ + [(y_i - \eta_{0j}) + (\eta_{0j} - b)]^2\}. \quad (28.13)$$

Раскроем в (28.13) все квадраты разностей $(x_i - \xi_{0j})$, $(\xi_{0j} - a)$, $(y_i - \eta_{0j})$ и $(\eta_{0j} - b)$, произведем группировку слагаемых относительно них и, приняв во внимание, что $(\xi_{0j}; \eta_{0j})$ – координаты ЦЭН j-й группы приемников

$$\xi_{0j} = \frac{\sum_{i=1}^{m_j} P_i x_i}{\sum_{i=1}^{m_j} P_i}; \quad \eta_{0j} = \frac{\sum_{i=1}^{m_j} P_i y_i}{\sum_{i=1}^{m_j} P_i}, \quad (28.14)$$

получим

$$R^2 = \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} P_i[(x_i - \xi_{0j})^2 + (y_i - \eta_{0j})^2] + \\ + \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} P_i[(\xi_{0j} - a)^2 + (\eta_{0j} - b)^2]. \quad (28.15)$$

Условие (28.14) определяет, что суммы

$$2 \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} P_i (x_i - \xi_{0j})(\xi_{0j} - a)$$

и

$$2 \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} P_i (y_i - \eta_{0j})(\eta_{0j} - b)$$

равны нулю. В правой части равенства (28.15) в первом слагаемом под знаком суммы $\sum_{j=1}^{s}$ выражение

$$R_j^2 = \sum_{i-1}^{m_j} P_i[(x_i - \xi_{0j})^2 + (y_i - \eta_{0j})^2] \quad (28.16)$$

является показателем разброса нагрузок приемников в группе с номером j относительно своего ЦЭН. А второе слагаемое под знаком суммы

$$R_{0j}^2 = \sum_{i=1}^{m_j} P_i[(\xi_{0j} - a)^2 + (\eta_{0j} - b)^2]$$

является показателем разброса нагрузки $\sum_{i=1}^{m_j} P_i$, j-й группы относительно исходной точки (a, b).

Таким образом, показатель разброса нагрузок всего множества G приемников, вычисленный относительно заданной точки, разлагается на сумму показателей разброса нагрузок групп приемников относительно их ЦЭН и сумму показателей разброса нагрузок самих групп $j = 1, 2, \ldots, s$ относительно исходной точки с координатами (a, b)

$$R^2 = \sum_{j=1}^{s} R_j^2 + \sum_{j=1}^{s} R_{0j}^2. \quad (28.17)$$

Для фиксированной точки (a, b) значение разброса R^2 постоянно и не зависит ни от числа групп приемников, ни от способов распределения приемников электроэнергии по ним. Разбиение приемников электроэнергии, минимизирующее суммарный разброс $\sum_{j=1}^{s} R_j^2$, равносильно максимизации величины $\sum_{j=1}^{s} R_{0j}$. С увеличением числа групп первое слагаемое (28.17) уменьшается, а второе возрастает, и когда число групп будет равно числу приемников электроэнергии, т. е. $s = n$, то $\sum_{j=1}^{s} R_j^2 = 0$, а $\sum_{j=1}^{s} R_{0j}^2 = R^2$.

Теперь допустим, что приемники электроэнергии должны быть связаны по группам распределительной сетью, передающей электроэнергию напряжением U_1 от источников питания, расположенных в ЦЭН групп, а источники питания должны быть связаны питающей сетью, передающей электроэнергию напряжением U_2 $(U_2 > U_1)$ от источника питания, расположенного в точке (a, b). Тогда распределение приемников на группы по заданному числу s источников питания, минимизирующее суммарный показатель разброса нагрузок $\sum_{j=1}^{s} R_j^2$, приводит к уменьшению затрат на распределительную сеть и увеличению затрат на питающую сеть. Но снижение затрат $\Delta 3_1$ на распределительную сеть больше увеличения затрат $\Delta 3_2$ $(\Delta 3_1 > \Delta 3_2)$ на питающую сеть. Следовательно, (28.17) и его слагаемые могут быть ис-

пользованы в качестве целевых функций для постановки и решения задач:

1) об оптимальном распределении приемников электроэнергии промышленного объекта по заданному числу источников питания с определением мест расположения последних в центрах нагрузок групп;

2) об оптимальном числе источников питания для заданного множества приемников электроэнергии промышленного объекта.

28.7. ЗАДАЧА ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИЕМНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ОБЪЕКТА ПО ИСТОЧНИКАМ ПИТАНИЯ

При проектировании систем промышленного электроснабжения такая задача возникает и ее решают, когда требуется заданное множество приемников электроэнергии промышленного объекта разбить на s групп по источникам питания или узлам распределения электроэнергии так, чтобы удовлетворить некоторые критерии оптимальности. Для постановки и решения этой задачи необходима целевая функция, с помощью которой можно измерять качество группировки любой части множества G приемников электроэнергии. В качестве такой функции выберем суммарный показатель разброса нагрузок в группах

$$\Phi = \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} P_i[(x_i - \xi_j)^2 + (y_i - \eta_j)^2], \quad (28.18)$$

где ξ_j и η_j $-j = 1, 2, \ldots, s$ – искомые координаты мест расположения источников питания.

Разбиение приемников электроэнергии на группы по заданному числу источников питания, минимизирующее целевую функцию (28.18), приводит к уменьшению суммарных затрат на построение и эксплуатацию системы электроснабжения этих групп. Когда найдена целевая функция, разбиение становится корректно поставленной задачей оптимизации.

Требуется заданное множество G приемников электроэнергии z_i с номерами $i = 1, 2, \ldots, n$, нагрузки P_i и координаты $(x_i; y_i)$ мест расположения которых известны, разбить на s непересекающихся групп A_j, $j = 1, 2, \ldots, s$, $s < n$ по заданному числу источников питания так, чтобы целевая функция (28.18) приняла наименьшее значение. Для решения этой задачи необходимо рассмотреть правила выбора центров распределения, критерий принадлежности каждого приемника электроэнергии одному центру распределения, а также алгоритм распределения. На начальной стадии выбор центров распределения может быть произвольный. Однако, приняв во внимание свойство показателя разброса нагрузок всего множества приемников, описанное в § 28.6, начальные центры распределения выбираем так, чтобы они были удалены друг от друга на наибольшие расстояния. Кроме того, при выборе начальных центров распределения может быть использована другая информация об особенностях распределения нагрузок (места скопления приемников, места возможного расположения источников питания и картограммы нагрузок).

В качестве критерия принадлежности приемника z_i с координатами $(x_i; y_i)$ группе A_j с центром $(\xi_j; \eta_j)$ распределения используем следующее правило:

$$z_j \in A_j, \quad (28.19)$$

если $(x_i - \xi_j)^2 + (y_i - \eta_j)^2 < (x_i - \xi_l)^2 + (y_i - \eta_l)^2$, $l = 1, 2, \ldots, s$, $l \neq j$, т. е. приемник z_i с номером i относится к группе A_j, расстояние до центра $(\xi_j; \eta_j)$ которой от места расположения $(x_i; y_i)$ приемника наименьшее.

К хорошим результатам распределения приводит следующий алгоритм, минимизирующий целевую функцию (28.18). На 1-м шаге его работы выберем исходные центры $(\xi_j; \eta_j)$ $j = 1, 2, \ldots, s$ разбиения; по правилу (28.19) приемники электроэнергии разносим по выбранным центрам. Для каждой группы вычисляем по (28.11) ЦЭН, которые принимаем за центр разбиения на 2-м шаге. На k-м шаге вычислительную процедуру 1-го шага повторяем, при этом целевая функция (28.18) не возрастает. Если на любом $(k+1)$-м шаге работы алгоритма по всем группам ЦЭН остались неизменными, то функция (28.18) достигла минимума, а разбиение заданного множества на группы оптимума. Работа алгоритма прекращается.

Пример 28.2. Исходные данные 14 приемников электроэнергии даны в табл. 28.2 в условных единицах измерения. Требуется разбить эти приемники по трем источникам питания и найти координаты мест расположения их так, чтобы целевая функция

$$\Phi = \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} P_i[(x_i - \xi_i)^2 + (y_i - \eta_j)^2]$$

приняла наименьшее значение Процедура разбиения осуществлена по предложенному алгоритму. За исходные центры разбиения приняты координаты мест расположения приемников с номерами 5, 14, 2. Результаты работы алгоритма даны в табл. 28.3. Каче-

Таблица 28.2. **Исходные данные для примера 28.2**

Номера приемников	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Координаты:														
x_i	3,6	8,1	8,3	6,5	1	4	2,4	8,4	7,6	5	1,3	4,6	1,3	3,2
y_i	7,3	8,3	7,8	8,5	8,6	5,9	6,9	6,6	6,6	5,1	5,8	4,9	4	0,6
Нагрузки P_i	7,1	20,1	18,1	21,1	9,1	11,3	13,6	12,1	6,2	9,2	5,7	30,1	9,1	6,8

Таблица 28.3. **Результаты расчета по алгоритму**

Номер шага	Номер источника питания	Состав группы	ξ_j	η_j	Φ
1	1	5, 7, 11, 6, 1	2,56	6,92	498,8
	2	14, 13, 12	3,78	4,09	
	3	10, 9, 8, 3, 4, 2	7,43	7,6	
2	1	5, 7, 11, 6, 1	2,56	6,92	378,6
	2	14, 13, 12, 10	3,95	4,26	
	3	9, 8, 4, 3, 2	7,72	7,84	
3	1	5, 7, 11, 1	2,11	7,24	361,1
	2	13, 14, 12, 10, 6	3,96	4,54	
	3	9, 8, 4, 3, 2	7,72	7,84	

ство работы алгоритма зависит от выбора исходных центров разбиения и геометрии взаимного расположения приемников. Например, при выборе за исходные центры приемников с номерами 1, 9, 10 число итераций возрастает до 5, но алгоритм приведет к тому же решению. На этом примере можно убедиться, что найденное разбиение заданных приемников электроэнергии по трем источникам питания является наивыгоднейшим по затратам на систему электроснабжения.

28.8. ЗАДАЧА О ЧИСЛЕ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

Для заданного множества приемников электроэнергии требуется найти наивыгоднейшее число s источников питания. Для решения этой задачи разбиваем приемники электроэнергии на группы по найденному числу источников питания и в каждой группе определяем место расположения источника питания. Таким образом, здесь оптимизируется такой новый параметр системы электроснабжения, как число источников питания. При помощи критериев оптимизации, которые были уже использованы ранее, эта задача не может быть решена. Постановка и решение задачи о выборе оптимального числа источников питания сводится к поиску условия, определяющего этот параметр. При традиционном подходе к проектированию систем электроснабжения эту задачу решают методом вариантного сопоставления и отбора варианта с числом источников питания, при котором суммарные приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию системы электроснабжения будут наименьшими. Это условие используем в качестве критерия отбора варианта с наивыгоднейшим числом источников питания. Если бы были известны удельные приведенные затраты $з_1$ и $з_2$, т. е. затраты на единицу разброса нагрузок на распределительные и питающие сети соответственно, то целевую функцию затрат для поиска оптимального числа источников питания можно было бы составить из показателей разброса нагрузок приемников по группам относительно места расположения источников питания и показателя разброса нагрузок проектируемых источников питания относительно места расположения заданного источника питания

$$З = з_1 \sum_{j=1}^{s} R_j^2 + з_2 \sum_{j=1}^{s} R_{0j}^2. \qquad (28.20)$$

Но такие исходные данные не введены в проектную практику. Поэтому целевую функцию составим из затрат на сети. Для сокращения записей таких целевых функций будем считать, что распределительные и питающие сети радиально-лучевые. Для таких сетей целевая функция затрат имеет вид:

$$З = \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} з_i \sqrt{(x_i - \xi_j)^2 + (y_i - \eta_j)^2} + \\ + \sum_{j=1}^{s} з_j \sqrt{(\xi_j - a)^2 + (\eta_j - b)}, \qquad (28.21)$$

где $з_i$ и $з_j$ – удельные приведенные затраты на единицу длины линий распределительных и питающих сетей соответственно; s – искомое число источников питания; ξ_j и η_j – искомые координаты их мест расположения; a и b – координаты мест расположения заданного источника питания.

Первое слагаемое (28.21) представляет собой затраты на распределительные сети, связывающие проектируемые источники питания с приемниками электроэнергии по группам; второе слагаемое – затраты на питающие сети, соединяющие заданный источник питания, расположенный в точке (a, b), с проектируемыми. При необходимости целевая функция (28.21) может быть дополнена слагаемым, учитывающим стоимость $\bar{З}_j$ самих источников питания $\sum_{j=1}^{s} \bar{З}_j$.

Тогда целевая функция принимает вид:

$$З = \sum_{j=1}^{s} З_j + З_0 + \sum_{j=1}^{s} \bar{З}_j, \qquad (28.22)$$

где $З_j$ – затраты на распределительную сеть группы приемников с номером j; $З_0$ – затраты на питающую сеть.

При изменении числа источников питания от $s = 1$ до $s = k$ функции (28.21) и (28.22) изменяют свои значения, причем первое слагаемое убывает, второе и третье возрастают. Следовательно, существует такое значение $s = k$ числа источников питания, при котором функции (28.21) и (28.22) принимают наименьшее значение. Поиск их осуществляется методом вариантного сопоставления затрат, рассчитанных по (28.21) и (28.22) разбиением заданного множества приемников на две, три и большее число групп (по алгоритму предыдущего пункта).

28.9. ПОКАЗАТЕЛЬ СВЯЗИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗОК

Формулы (28.8) преобразования показателей разброса нагрузок R_x и R_y при повороте системы координат показывают, что эти показатели в новой системе координат выражаются через исходные показатели и третью новую величину $\sum_{i=1}^{n} P_i(x_i - \xi)(y_i - \eta)$, смысл которой раскрывается при помощи следующей геометрической интерпретации: наборы произведений

$$\left.\begin{aligned} \bar{A} &= [\sqrt{P_1}(x_1 - \xi),\ \sqrt{P_2}(x_2 - \xi), \ldots, \sqrt{P_n}(x_n - \xi)]; \\ \bar{B} &= [\sqrt{P_1}(y_1 - \eta),\ \sqrt{P_2}(y_2 - \eta), \ldots, \sqrt{P_n}(y_n - \eta)] \end{aligned}\right\} \qquad (28.23)$$

будем рассматривать как векторы в n-мерном евклидовом пространстве. Тогда показатели разбросов R_x и R_y по осям могут быть интерпретированы как квадраты длин этих векторов. Векторы эти в рассматриваемом пространстве в зависимости от распределения нагрузок приемников в группе имеют такое взаимное расположение, которое определяется косинусом угла между ними

$$\cos\varphi = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i(x_i - \xi)(y_i - \eta)}{\sqrt{R_x}\sqrt{R_y}}. \qquad (28.24)$$

Существование этой величины обосновано известным неравенством Коши-Буняковского [9], которое для данной задачи имеет вид:

$$\left|\sum_{i=1}^{n} P_i(x_i - \xi)(y_i - \eta)\right| \leqslant \sqrt{R_x}\sqrt{R_y}. \qquad (28.25)$$

Знак равенства в этом соотношении имеет место в том и только в том случае, когда векторы $\bar{A}$ и $\bar{B}$ параллельны

$$\lambda\sqrt{P_i}(x_i - \xi) = \sqrt{P_i}(y_i - \eta),\ i = 1, 2, \ldots, n, \qquad (28.26)$$

т. е. когда приемники электроэнергии расположены на отрезке прямой $y = \lambda x$, проходящей через точку $(\xi; \eta)$. В этом случае $\cos\varphi = \pm 1$ в зависимости от знака коэффициента пропорциональности. При уменьшении $\cos\varphi$ от 1 до нуля при одних и тех же длинах векторов $\bar{A}$ и $\bar{B}$ величина $\sum_{i=1}^{n} P_i(x_i - \xi)(y_i - \eta)$ убывает до нуля. Расположение нагрузок в группе изменяется: они заполняют некоторую область, и в пределе, когда $\cos\varphi = 0$, векторы $\bar{A}$ и $\bar{B}$ ортогональны. Этот факт будем интерпретировать как уменьшение линейной связи распределения нагрузок вдоль отрезка прямой, а величину

$$R_{xy} = \sum_{i=1}^{n} P_i(x_i - \xi)(y_i - \eta) \qquad (28.27)$$

как показатель связи распределения нагрузок. Эта величина обладает свойством

$$R_{xy} = \sum_{i=1}^{n} P_i(x_i - \xi)(y_i - \eta) =$$

$$= \sum_{i=1}^{n} P_i(y_i - \eta)(x_i - \xi) = R_{yx}, \quad (28.28)$$

т. е. она не изменяется при перестановке сомножителей $(x_i - \xi)$ и $(y_i - \eta)$. При повороте системы координат на угол α показатель связи преобразуется по формуле

$$R'_{xy} = \frac{1}{2}(R_y - R_x)\sin 2\alpha + R_{xy}\cos 2\alpha. \quad (28.29)$$

При изучении разброса нагрузок относительно точки $(\xi; \eta)$ мы воспользовались тензором, состоящим из трех компонент

$$R_x = \sum_{i=1}^{n} P_i(x_i - \xi)^2, \; R_y = \sum_{i=1}^{n} P_i(y_i - \eta)^2,$$

$$R_{xy} = \sum_{i=1}^{n} P_i(x_i - \xi)(y_i - \eta), \quad (28.30)$$

который в каждых двух взаимно перпендикулярных направлениях, фиксированных осями координат, описывает разбросы нагрузок и связи распределения нагрузок относительно этих осей. Аналитическим признаком тензора являются формулы преобразований его компонент при повороте системы координат на угол α

$$R'_x = \sum_{i=1}^{n} P_i(x_i - \xi)^2\cos^2\alpha + \sum_{i=1}^{n} P_i(x_i - \xi)(y_i - \eta)\sin 2\alpha + \sum_{i=1}^{n} P_i(y_i - \eta)^2\sin^2\alpha;$$

$$R'_y = \sum_{i=1}^{n} P_i(x_i - \xi)^2\sin^2\alpha - \sum_{i=1}^{n} P_i(x_i - \xi)(y_i - \eta)\sin 2\alpha + \sum_{i=1}^{n} P_i(y_i - \eta)^2\cos^2\alpha;$$

$$R'_{xy} = \frac{1}{2}(R_y - R_x)\sin 2\alpha + R_{xy}\cos 2\alpha. \quad (28.31)$$

Следовательно, существуют два таких взаимно перпендикулярных направления, в которых показатель связи достигает как наибольшего, так и наименьшего значений.

28.10. ТЕНЗОРНАЯ ПРИРОДА ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗОК ПРИЕМНИКОВ

В задачах проектирования систем промышленного электроснабжения, в которых приемники электроэнергии рассматривают как точки, характеризующиеся удельными приведенными затратами на элементы системы электроснабжения, активными и реактивными нагрузками, координатами мест расположения и другими параметрами, свойства распределения этих величин имеют тензорную природу и с наибольшей полнотой могут быть описаны тензорами. Тензор является обобщенным понятием вектора как физической величины, которая в каждой точке характеризуется числом и направлением. В отличие от вектора тензор как физическая величина в каждой точке по каждому направлению характеризуется своим числовым значением [9].

По этим формулам по каждым двум взаимно перпендикулярным направлениям могут быть вычислены показатели разброса нагрузок и момент их связи. Эти показатели допускают и другую геометрическую интерпретацию.

В системе координат xOy рассмотрим линию, определенную радиусом-вектором $\vec{r}$ с координатами $(x; y)$.

Из рис. 28.5 следует

$$\cos\alpha = \frac{x}{r}; \; \sin\alpha = \frac{y}{r} \quad (28.32)$$

Внесем, например, во второе равенство (28.31) вместо тригонометрических функций их выражения через координаты $(x; y)$ и длину радиуса-вектора $\vec{r}$ рассматриваемой линии

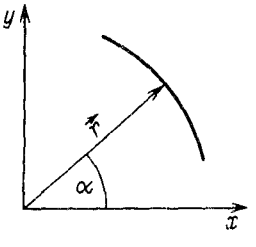


Рис. 28.5. Линия, определенная радиусом - вектором $\vec{r}$, использованная для вывода уравнения эллипса

из (28.32), будем иметь:

$$R_x x^2 - 2R_{xy}xy + R_y y^2 = R_y' r^2. \quad (28.33)$$

Если положить, что $R_y' r^2 = \lambda$ – величина постоянная, то полученное уравнение определяет линию 2-го порядка. Поскольку величины $R_x > 0$ и $R_y > 0$ положительны по определению, то эта линия является эллипсом рассматриваемого тензора. Эллипс несет существенную информацию о распределении нагрузок в группе и об их разбросах относительно его центра и главных осей. Эта информация раскрывается при помощи инвариантов тензора – величин, не зависящих от выбора системы координат. Тензор (28.30) имеет два независимых инварианта, при помощи которых можно построить любое число других инвариантов, описывающих характеристические свойства распределения нагрузок в изучаемой группе приемников. В качестве независимых инвариантов тензора выберем два инварианта

$$R^2 = R_x + R_y \quad (28.34)$$

и

$$I^2 = (R_x - R_y)^2 + 4R_{xy}^2. \quad (28.35)$$

28.11. ПОКАЗАТЕЛИ ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГРУППЫ ПРИЕМНИКОВ

Выразим через независимые инварианты R^2 и I^2 тензора (28.30) показатели некоторых характеристических свойств, описывающих любую группу приемников. Описать группу приемников при помощи показателей характеристических свойств – это значит получить необходимую информацию о закономерностях распределения нагрузок и геометрии взаимного расположения приемников в группе относительно возможного центра их питания. Такая информация приобретает важное значение при решении задач автоматизированного проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий. Дело в том, что в процессе автоматизированного формирования и отбора вариантов систем электроснабжения возникает необходимость оценивать эти варианты, не прибегая к фиксации их на планах. Такая задача может быть решена только с помощью формализованных показателей, раскрывающих свойства групп приемников, распределенных по источникам питания, а следовательно, и самих вариантов, от которых зависят технико-экономические показатели проекта. В § 28.10 рассмотрены простейшие показатели характеристических свойств группы приемников – это центр электрических нагрузок (ЦЭН) и показатели разброса нагрузок вдоль осей координат и относительно произвольной точки $(\xi; \eta)$ и ЦЭН. Все эти показатели связаны с инвариантом R^2 тензора (28.30). Теперь стоит задача описать размеры областей распределения нагрузок и расположения самих приемников в группе. Показатель размера области распределения нагрузок мы получим, если инвариант R^2 разделим на суммарную нагрузку приемников группы

$$\rho^2 = \frac{R^2}{\sum_{i=1}^{n} P_i}. \quad (28.36)$$

Этот показатель представляет собой квадрат средних расстояний, взвешенных по нагрузкам мест расположения приемников в группе от точки $(\xi; \eta)$, относительно которой вычислен разброс R^2, до места расположения приемников. Этот показатель зависит от выбора точки $(\xi; \eta)$. Наименьшее значение он принимает, когда разброс R^2 вычислен относительно центра электрических нагрузок. Показатель размера области распределения нагрузок остается неизменным при повороте осей системы координат. Следовательно, он является инвариантом тензора (28.30). Показатель (28.36) имеет размерность квадрата длины. Для наглядной характеристики размера области распределения нагрузок удобнее пользоваться показателем, размерность которого совпадает с длиной. Для этого из (28.36) извлечем корень квадратный

$$\rho = \frac{R}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n} P_i}}. \quad (28.36а)$$

Чтобы получить геометрические характеристики расположения приемников в группе, в (28.11) и (28.36), (28.36а) положим все нагрузки приемников равными единице, тогда получим формулы для расчетов:

а) геометрического центра расположения приемников в группе

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_i}{n}; \quad \bar{y} = \frac{\sum_{i=1}^{n} y_i}{n}; \quad (28.36б)$$

б) среднего квадрата размера области расположения приемников в группе относительно точки $(\xi_0; \eta_0)$

$$\rho_0^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n} [(x_i - \xi_0)^2 + (y_i - \eta_0)^2]}{n};$$

в) среднего размера области расположения приемников в группе относительно той же точки

$$\rho_0 = \sqrt{\rho_0^2}.$$

Эти показатели необходимы при решении, например, задачи, описанной в § 28.7, так как при разбиении некоторого множества приемников на группы стремятся к тому, чтобы потери мощности в каждой группе были меньше заданных. Для этого надо собрать такие группы, чтобы ρ_0 не превышало допустимых значений. Кроме того, эти показатели войдут в другие показатели, один из которых рассмотрен ниже.

Для группы приемников, изображенной на рис. 28.6, ЦЭН и геометрический центр (28.36б) совпадают. Но стоит изменить нагрузку или место расположения любого приемника, как сразу же происходит смещение одного центра относительно другого. Следовательно, всякие неравномерности распределения приемников и их нагрузок в группе влекут за собой смещение ЦЭН относительно геометрического центра. Такое свойство будем называть асимметрией распределения нагрузок относительно ЦЭН, а измерять его будем при помощи безразмерной величины

$$\varepsilon = \frac{1}{\rho_0}[(\xi_0 - \bar{x})^2 + (\eta_0 - \bar{y})^2]^{1/2}, \quad (28.37)$$

которую будем называть показателем асимметрии распределения нагрузок относительно геометрического центра. Если ЦЭН совмещен с геометрическим центром, то $\varepsilon = 0$, распределение нагрузок симметричное. При смещении ЦЭН на границу участка области расположения приемников показатель асимметрии $\varepsilon = 1$.

Из (28.8) видно, что при повороте системы координат на угол α показатели разброса нагрузок R_x и R_y вдоль осей системы координат изменяют свои значения, следовательно, найдутся два таких направления, в одном из которых показатель разброса нагрузок будет наибольшим, а в другом – наименьшим. Поиск таких направлений осуществляется исследованием на экстремум функции (28.8) разброса нагрузок в зависимости от угла α поворота осей системы координат. Производные первого порядка от той и другой функции, например

$$\frac{\partial R_x'}{\partial \alpha} = -2R_x \sin 2\alpha + 2R_{xy}\cos 2\alpha + R_y \sin 2\alpha = 0, \quad (28.38)$$

приводят к одному и тому же условию, определяющему эти направления,

$$\operatorname{tg} 2\varphi = \frac{2R_{xy}}{R_x - R_y}. \quad (28.39)$$

Каждому значению тангенса соответствуют два угла

$$\varphi = \frac{1}{2}\operatorname{arctg}\frac{2R_{xy}}{R_x - R_y} + \frac{\pi}{2}n, \quad n = 0, 1, \quad (28.39а)$$

отличающиеся друг от друга на $\pi/2$.

Один из этих углов определяет направление наибольшего разброса нагрузок, а другой – наименьшего разброса нагрузок приемников в группе. Эти направления будем называть главными осями разброса нагрузок. Для однозначного определения угла, составленного осью Ox и главной осью наибольшего разброса нагрузок, руководствуемся правилом: если $R_{xy} > 0$ и $R_x > R_y$ или $R_{xy} < 0$ и $R_x > R_y$, то в этой формуле следует положить $n = 0$; если же $R_{xy} < 0$ и $R_x < R_y$ или $R_{xy} > 0$ и $R_x < R_y$, то $n = 1$. При повороте системы координат на этот угол ось Ox будет совмещена с осью наибольшего разброса. Легко убедиться, что в главных осях разброса нагрузок показатель связи $R_{xy} = 0$. Для этого нужно в третью формулу из (28.31) подставить значения $\sin 2\alpha$ и $\cos 2\alpha$, найденные из (28.39).

Рассмотрим свойства второго независимого инварианта I^2, определенного по (28.35). Сопоставим изменение R_x, R_y и R_{xy} в правой части формулы (28.35б) с поведением уравнения (28.33) эллипса тензора. Если $R_x = R_y$ и $R_{xy} = 0$, то уравнение эллипса вырождается в уравнение окружности

$$R_y x^2 + R_x y^2 = R_j' r^2. \quad (28.40)$$

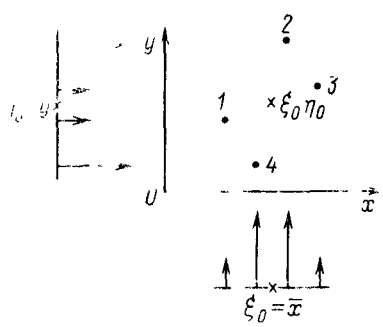


Рис. 28.6. Группа приемников, использованная для иллюстрации характеристики ε

Следовательно, область разброса нагрузок группы приемников – круг, и по любым направлениям разбросы нагрузок одинаковы. Предполагая, что одна компонента тензора равна, например, $R_y = 0$, из формулы

$$R_y = \sum_{i=1}^{n} P_i (y_i - \eta)^2 = 0 \qquad (28.41)$$

получим, что $y_i - \eta = 0$, для всех $i = 1, 2, \ldots, n$ номеров приемников электроэнергии момент связи $R_{xy} = 0$ и уравнение эллипса тензора вырождается в пару уравнений прямых

$$R_x y^2 = R_y' r^2, \qquad (28.42)$$

параллельных оси Ox. В направлении одной из них разброс нагрузок равен R_x. Следовательно, область разброса нагрузок – отрезок прямой, а инвариант I^2 достигает наибольшего значения. Доказательство последнего утверждения проводится при помощи неравенства Коши-Буняковского (28.35). Во всех остальных случаях, когда $R_x \neq 0$, $R_y \neq 0$ и $R_{xy} \neq 0$, область разброса нагрузок группы приемников – эллипс, вытянутость которого с возрастанием I^2 увеличивается. Для описания формы области разброса нагрузок удобнее использовать безразмерный показатель, построенный из инвариантов R^2 и I^2 и выраженный формулой

$$\nu = I^2/R^2 \qquad (28.43)$$

Этот показатель изменяется от 0 до 1. Он равен нулю, когда $R_x = R_y$ и $R_x = 0$, а область разброса – круг. Если же область разброса нагрузок – отрезок прямой, то R_x, R_y и R_{xy} в общем случае связаны соотношением

$$R_{xy}^2 = R_x R_y, \qquad (28.44)$$

следующим из неравенства (28.35) Коши-Буняковского. Из этого соотношения

$$\nu = \frac{\sqrt{(R_x - R_y)^2 + 4R_{xy}^2}}{R_x + R_y} = 1. \qquad (28.45)$$

Во всех остальных случаях $0 < \nu < 1$ область разброса нагрузок – эллипс, вытянутость которого увеличивается с возрастанием ν. Главные оси эллипса выражают через показатель разброса и инвариант I^2 при помощи соотношений

$$\left.\begin{aligned} 2R_1 &= R^2 + I; \\ 2R_2 &= R^2 - I. \end{aligned}\right\} \qquad (28.46)$$

Чтобы получить эти соотношения, надо в формулы (28.31), выражающие преобразование компонент тензора при повороте системы координат на угол α, вместо $\sin 2\alpha$ и $\cos 2\alpha$ подставить их выражения из (28.39), определяющие направление главных осей разброса нагрузок. Тогда получим, что главные оси разброса нагрузок равны

$$\left.\begin{aligned} 2R_1 \\ 2R_2 \end{aligned}\right\} = R_x + R_y \pm \sqrt{(R_x - R_y)^2 + 4R_{xy}^2}, \qquad (28.47)$$

откуда следуют соотношения (28.46).

Отношение главных осей разброса нагрузок выражают через показатель формы области разброса нагрузок. Поделив первое равенство из (28.46) на второе, получим

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{R^2 + I}{R^2 - I} \qquad (28.48)$$

и далее, поделив числитель и знаменатель правой части этого равенства на R^2, получим

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{1 + \dfrac{I}{R^2}}{1 - \dfrac{I}{R^2}} = \frac{1 + \nu}{1 - \nu}, \qquad (28.49)$$

например, если $\nu = 0{,}5$, то отношение главных осей разброса нагрузок равно:

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{1 + 0{,}5}{1 - 0{,}5} = 3.$$

28.12. ОБОБЩЕНИЕ ТЕНЗОРА РАЗБРОСА НАГРУЗОК

Определим компоненты тензора разброса нагрузок P_i приемников с номерами $i = 1, 2, \ldots, n$ соотношениями

$$G_x = \sum_{i=1}^{n} P_i^k (x_i - \xi)^2; \quad G_y = \sum_{i=1}^{n} P_i^k (y_i - \eta)^2;$$

$$G_{xy} = \sum_{i=1}^{n} P_i^k (x_i - \xi)(y_i - \eta). \qquad (28.50)$$

В этих соотношениях произведения координат $(x_i - \xi)(y_i - \eta)$ мест расположения приемников относительно точки $(\xi; \eta)$ и их квадраты взвешены по нагрузкам в степени k, где k – любое положительное действительное число. При $k = 1$ компоненты (28.50) совпадают с компонентами (28.30) тензора, рассмотренного выше. Следовательно, тен-

зор (28.50) является обобщением изученного тензора. Координаты ξ_0 и η_0 точки, в которой компоненты G_ξ и G_η достигают наименьшего значения, выражают формулами

$$\xi_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i^k x_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i^k}; \quad \eta_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i^k y_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i^k}. \tag{28.50а}$$

Показатель степени k для заданной группы приемников определяем из дополнительных условий так, что при $k > 1$ приемники с бóльшими нагрузками в среднем ближе расположены к точке $(\xi_0; \eta_0)$, чем с меньшими, и при $k < 1$ приемники с меньшими нагрузками в среднем ближе расположены к этой точке, чем с бóльшими. При помощи обобщенного тензора нагрузок решения задач, рассмотренные в предыдущих параграфах, уточняются и могут быть поставлены новые задачи. Проиллюстрируем использование этого тензора на примере, который рассмотрен в [11].

Заданы два приемника электроэнергии; нагрузка первого $P_1 = 200$ кВ·А, второго $P_2 = 800$ кВ·А, расположены они друг от друга на расстоянии l. Требуется найти наивыгоднейшее место расположения источника питания по затратам на сооружение и эксплуатацию сети. Решение проведем при помощи обобщенного тензора (28.50).

Координаты места расположения источника питания в системе координат, ось Ox которой проходит через точки расположения этих приемников, определены формулами (28.50а)

$$\xi_0 = \frac{800^k l}{800^k + 200^k}; \quad \eta_0 = 0$$

при $k = 1$; $\xi_0 = \dfrac{800l}{800 + 200} = 0{,}80l$;

$$k = 2; \ \xi_0 = \frac{800^2 l}{800^2 + 200^2} = 0{,}94l;$$

$$k = 3; \ \xi_0 = \frac{800^3 l}{800^3 + 200^3} = 0{,}99l.$$

Таким образом, с любой степенью точности источник питания может быть приближен к приемнику с большей нагрузкой

Более подробно со свойствами этого тензора и постановками задач оптимизации можно ознакомиться в [8]

28.13. ЗОНА РАССЕЯНИЯ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРОМЫШЛЕННОГО ОБЪЕКТА

До сих пор все рассуждения по определению ЦЭН, наивыгоднейшего места расположения источника питания, изучению распределения нагрузок на территории проектируемого объекта велись при условии, что нагрузки приемников являются фиксированными величинами. Поэтому ЦЭН определялся как некоторая стабильная точка. Однако каждый приемник электроэнергии, цех и промышленное предприятие работают в соответствии с графиком нагрузок, причем нагрузки приемников с течением времени (например, смены, суток) изменяются в соответствии с технологическим процессом производства. Поэтому при таких условиях не имеет смысла говорить о ЦЭН как о стабильной точке, координаты ЦЭН в каждый момент времени будут принимать значения, определенные нагрузками графика.

Рассмотрим приемники электроэнергии промышленного предприятия.

Пусть для каждого приемника электроэнергии заданы графики нагрузок $P_i(t)$, где $i = 1, 2, \ldots, n$; $t = 1, 2, \ldots, T$, тогда координаты ЦЭН промышленного объекта являются значениями функции времени

$$\xi(t) = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i(t)\, x_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i(t)}; \quad \eta(t) = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i(t)\, y_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i(t)}. \tag{28.51}$$

Для сокращения записей введем обозначения

$$\alpha_i(t) = \frac{P_i(t)}{\sum_{i=1}^{n} P_i(t)}.$$

Величина $\alpha_i(t)$ представляет собой отношение нагрузки приемника с номером i к суммарной нагрузке всех приемников объекта в один и тот же момент времени t. Эту величину будем называть относительной нагрузкой приемника с номером i в момент времени t. На основании этого обозначения значения функции координат ЦЭН равны

$$\xi(t) = \sum_{i=1}^{n} x_i \alpha_i(t); \quad \eta(t) = \sum_{i=1}^{n} y_i \alpha_i(t). \tag{28.52}$$

Эти функции описывают перемещение ЦЭН; значения их, вычисленные в дискретные моменты времени $t = 1, 2, \ldots, T$, образуют множество точек G, заполняющих некоторую область (рис. 28.7), которую называют зоной рассеяния ЦЭН. Размеры, форма зоны рассеяния, ее центр определяют область наивыгоднейшего расположения источника питания на территории промышленного предприятия. Положения ЦЭН в зоне рассеяния зависят от координат мест расположения приемников в группе и от их относительных нагрузок в данный момент времени.

Следовательно, зона рассеяния ЦЭН является геометрической характеристикой взаимного расположения приемников объекта и измерений их нагрузок во времени, а функция (28.52) ее аналитическим выражением.

Центр зоны рассеяния определим соотношениями

$$\left.\begin{aligned} \bar{\xi} &= \frac{1}{T}\sum_t \xi(t) = \sum_{i=1}^{n} x_i \bar{\alpha}_i; \\ \bar{\eta} &= \frac{1}{T}\sum_t \eta(t) = \sum_{i=1}^{n} y_i \bar{\alpha}_i, \end{aligned}\right\} \qquad (28.53)$$

где $\bar{\alpha}_i = \frac{1}{T}\sum_t \alpha_i(t)$ – осредненное по времени значение относительной нагрузки i-го приемника. Простейшими характеристиками зоны рассеяния являются отклонения координат ЦЭН от центра зоны в каждый момент времени t

$$\delta\xi(t) = \xi(t) - \bar{\xi};\ \delta\eta(t) = \eta(t) - \bar{\eta}. \qquad (28.54)$$

Внесем в (28.54) выражения для $\xi(t)$, $\bar{\xi}$ и $\eta(t)$, $\bar{\eta}$ из (28.52) и (28.53), найдем, что

$$\delta\xi(t) = \sum_{i=1}^{n} x_i \delta P_i(t);\ \delta\eta(t) = \sum_{i=1}^{n} y_i \delta P_i(t), \qquad (28.55)$$

где $\delta P_i(t) = \alpha_i(t) - \bar{\alpha}_i$ – отклонения относительных нагрузок приемников с номерами $i = 1, 2, \ldots, n$ от средних значений.

Величины $\delta\xi(t)$ и $\delta\eta(t)$ могут быть как положительными, так и отрицательными, они не зависят от параллельного сдвига системы координат, так как

$$\sum_{i=1}^{n} \delta P_i(t) = 0. \qquad (28.56)$$

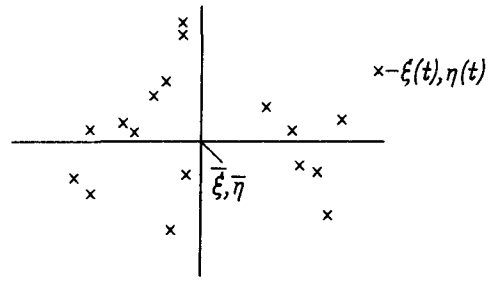


Рис. 28.7. Множество точек ЦЭН

Дальнейшее изучение зоны рассеяния связано с рассмотрением центральных моментов 2-го порядка отклонений

$$\left.\begin{aligned} N_{xx} &= \frac{1}{T}\sum_t \delta\xi^2(t); \\ N_{yy} &= \frac{1}{T}\sum_t \delta\eta^2(t); \\ N_{xy} &= \frac{1}{T}\sum_t \delta\xi(t)\,\delta\eta(t). \end{aligned}\right\} \qquad (28.57)$$

Моменты N_{xx} и N_{yy} измеряют осредненные по времени квадраты отклонений ЦЭН от центра зоны вдоль осей Ox и Oy; они являются показателями разброса координат ЦЭН нагрузок вдоль осей. Смысл величины N_{xy} раскрывается аналогично тому, как был раскрыт в § 28.8 смысл компоненты R_{xy} тензора (28.30). Величина N_{xy} является моментом связи отклонений $\delta\xi(t)$ и $\delta\eta(t)$.

Внесем в правые части равенств (28.57) вместо отклонений их выражения из (28.55), получим

$$\left.\begin{aligned} N_{xx} &= \sum_{i,j=1}^{n} x_i x_j \operatorname{cov}(i, j); \\ N_{yy} &= \sum_{i,j=1}^{n} y_i y_j \operatorname{cov}(i, j); \\ N_{xy} &= \sum_{i,j=1}^{n} x_i y_j \operatorname{cov}(i, j). \end{aligned}\right\} \qquad (28.58)$$

В этих формулах символом $\operatorname{cov}(i, j)$ обозначены ковариации относительных нагрузок приемников с номерами i и j

$$\operatorname{cov}(i, j) = \frac{1}{T}\sum_t \delta P_i(t)\,\delta P_j(t). \qquad (28.59)$$

При $i = j$ ковариация $\operatorname{cov}(i, i)$ является дисперсией относительной нагрузки i-го приемника. Далее заметим, что центральные мо-

менты (28.58) обладают следующими свойствами:

а) при параллельном сдвиге исходной системы координат xOy вдоль осей Ox и Oy на величины a и b соответственно координаты ЦЭН группы приемников преобразуют по формулам (28.5), а величины N_{xx}, N_{yy} и N_{xy} остаются неизменными:

$$N'_{xx} = N_{xx},\ N'_{yy} = N_{yy},\ N'_{xy} = N_{xy}; \tag{28.60}$$

б) при повороте исходной системы координат на угол α координаты ЦЭН группы приемников преобразуют по (28.7), а эти же величины по формулам

$$\left.\begin{aligned} N'_{xx} &= N_{xx}\cos^2\alpha + N_{xy}\sin 2\alpha + N_{yy}\sin^2\alpha;\\ N'_{yy} &= N_{yy}\sin^2\alpha - N_{xy}\sin 2\alpha + N_{yy}\cos^2\alpha;\\ N'_{xy} &= \frac{1}{2}(N_{yy} - N_{xx})\sin 2\alpha + N_{xy}\cos 2\alpha. \end{aligned}\right\} \tag{28.61}$$

Оба свойства устанавливают подстановкой соответствующих формул (28.5) или (28.7) в (28.58). Из второго свойства следует, что моменты (28.58) являются компонентами симметрического тензора 2-го порядка. Они выражаются в любой системе координат через исходные по (28.61), которые положены в определение [9] этого тензора. По этим формулам вычисляют показатели разброса отклонений вдоль осей Ox и Oy и момент связи этих отклонений в любой системе координат. Тензор (28.58) будем называть тензором отклонений ЦЭН группы приемников.

В § 28.10 показано, что тензор геометрически иллюстрируется эллипсом. Уравнение эллипса тензора отклонений ЦЭН группы приемников имеет вид:

$$N_{yy}\delta\xi^2 - 2N_{xy}\delta\xi\delta\eta + N_{xx}\delta\eta^2 = N'_{yy}r^2, \tag{28.62}$$

которое получаем подстановкой (28.33) во второе равенство (28.58). Надо иметь в виду, что в (28.33) координаты x и y текущей точки линии заменены соответственно на $\delta\xi$ и $\delta\eta$.

Зона рассеяния ЦЭН приемников электроэнергии имеет форму, подобную эллипсу тензора. Таким образом, зона рассеяния ЦЭН цеха или промышленного предприятия при соответствующем подборе величины $N'_{yy}r^2$ ограничена эллипсом тензора.

28.14. ХАРАКТЕРИСТИКА ЗОНЫ РАССЕЯНИЯ ЦЭН

Обобщенными характеристиками будем называть такие, которые инвариантны относительно любого преобразования координат. Эти характеристики вводят аналогично тому, как были введены характеристики тензора разброса нагрузок. В качестве независимых инвариантов в этом случае выберем следующие:

$$\rho^2 = \frac{1}{2}(N_{xx} + N_{yy}); \tag{28.63}$$

$$\Delta = N_{xx}N_{yy} - N_{xy}^2. \tag{28.64}$$

Инвариант ρ^2 является средним арифметическим осредненных по времени квадратов отклонений $\delta\xi^2(t)$ и $\delta\eta^2(t)$ координат ЦЭН от центра зоны и, следовательно, определяет средний квадрат радиуса зоны рассеяния. Другие показатели размеров зоны рассеяния ЦЭН связаны с преобразованием (28.62) в каноническую форму. Второй инвариант Δ введен вместо инварианта I^2. Этот инвариант является дискриминантом квадратической формы, записанной в левой части (28.62). Из-за неравенства Коши-Буняковского

$$\Delta = \frac{1}{T}\left[\sum_t \delta\xi^2(t)\sum_t \delta\eta^2(t) - \left(\sum_t \delta\xi(t)\,\delta\eta(t)\right)^2\right], \tag{28.65}$$

записанного для (28.64) через компоненты (28.57), инвариант неотрицательный ($\Delta \geqslant 0$). Он описывает форму зоны рассеяния ЦЭН, кроме того, выявляет некоторые особенности распределения нагрузок в группе, связанных с частными формами зоны рассеяния. Если $\Delta > 0$, то зона рассеяния представляет собой эллипс или круг. Отличить одну форму от другой можно при помощи компонент тензора, если $N_{xx} = N_{yy}$, а $N_{xy} \neq \neq 0$, то из (28.62) следует, что зона рассеяния – круг, если же $N_{xx} \neq 0$, $N_{yy} \neq 0$ и $N_{xy} \neq \neq 0$ – то эллипс. С уменьшением Δ эллипс зоны рассеяния вытягивается, и в пределе при $\Delta = 0$ эллипс стягивается в отрезок прямой или точку. По (28.65) $\Delta = 0$ в том случае, когда отклонения $\delta\xi(t)$ и $\delta\eta(t)$ пропорциональны ($\delta\eta(t) = k\delta\xi(t)$) или (28.55),

$$\sum_{i=1}^{n} \delta P_i(t)(y_i - kx_i). \tag{28.66}$$

Условие (28.66) выполняется:

1) при любых мощностях приемников электроэнергии, если ордината каждого приемника пропорциональна своей абсциссе. В этом случае зона рассеяния – отрезок прямой;

2) при любом расположении приемников электроэнергии, если отклонения относительных нагрузок $\delta P_i(t)$ равны нулю. В этом случае ковариации относительных нагрузок всех приемников равны нулю, тензор (28.58) – нулевой и зона рассеяния стягивается в точку. Из выражения $\delta P_i(t) = \alpha_i(t) - \bar{\alpha}_i$, определяющего отклонение относительной нагрузки среднего значения. вытекает, что $\delta P_i(t) = 0$, если $P_i(t) = \text{const}$ или если $P_i(t) = \bar{\alpha}_i \sum_{i=1}^{n} P_i(t)$. Таким образом, ЦЭН группы приемников неподвижен не только в случае неизменных нагрузок приемников, но и в случаях, в которых нагрузки графика каждого приемника в момент времени t пропорциональны нагрузкам группового графика с коэффициентом пропорциональности, равным среднему значению относительной нагрузки i-го приемника. Если первый случай очевиден, то второй можно получить на основании предлагаемой теории. Пусть нагрузки трех приемников в моменты времени $t = 1, 2, 3, 4$ имеют значения $P_1(t) = 3, 5, 11, 13$; $P_2(t) = 4{,}5; 7{,}5; 16{,}5; 19{,}5$; $P_3(t) = 6, 10, 22, 26$. Мощность группового графика нагрузок $\sum_{i=1}^{3} P_i(t) = 13{,}5; \quad 22{,}5; \quad 49{,}5; \quad 55{,}5$. Относительные нагрузки приемников в любой момент времени равны одним и тем же значениям $\alpha_1 = 0{,}222$; $\alpha_2 = 0{,}333$; $\alpha_3 = 0{,}444$. При любых произвольных значениях координат $(x_1; y_1)$; $(x_2; y_2)$; $(x_3; y_3)$ приемников координаты ЦЭН в любой момент времени одни и те же:

$$\xi_0 = 0{,}222x_1 + 0{,}333x_2 + 0{,}444x_3;$$

$$\eta_0 = 0{,}222y_1 + 0{,}333y_2 + 0{,}444y_3,$$

а отклонения от центра зоны равны нулю: $\delta\xi(t) = 0$; $\delta\eta(t) = 0$. С увеличением значений инварианта Δ зона рассеяния ЦЭН вырождается в круг. Наибольшего значения инвариант Δ достигает при условиях, если $N_{xy} = 0$, $N_{xx} = N_{yy}$. Тогда зона рассеяния ЦЭН – круг.

Из (28.61) видно, что если зона рассеяния ЦЭН не является кругом: $N_{xy} \neq 0$ и $N_{xx} = N_{yy}$, то найдутся два таких направления, в одном из которых показатель разброса координат ЦЭН нагрузок будет наибольший, а в другом – наименьший. Эти направления будем называть главными направлениями показателей. Главные направления показателей разброса определяются первой и второй компонентами тензора из условий $\frac{\partial N'_{xx}}{\partial\alpha} = 0$, $\frac{\partial N'_{yy}}{\partial\alpha} = 0$ равенством

$$\operatorname{tg} 2\varphi = \frac{2N_{xy}}{N_{xx-N_{yy}}}. \qquad (28.67)$$

Из этого равенства следует, что главные направления показателей разброса ЦЭН взаимно перпендикулярны

$$\varphi_2 = \varphi_1 + \pi/2. \qquad (28.68)$$

Если в (28.61) вместо углов α введем φ из (28.67), то найдем выражения показателей через исходные компоненты тензора

$$\left.\begin{matrix} N_{11} \\ N_{22} \end{matrix}\right\} = \frac{N_{xx} + N_{yy}}{2} \pm \pm \frac{1}{2}\sqrt{(N_{xx} - N_{yy})^2 + 4N_{xy}^2}, \qquad (28.69)$$

а также, что момент связи в главных направлениях показателей разброса $N_{xy} = 0$. В главных направлениях показателей разброса уравнение эллипса (28.62) принимает вид:

$$\frac{\delta\xi^2}{N_{11}} + \frac{\delta\eta^2}{N_{22}} = \lambda, \qquad (28.70)$$

где $\lambda = \frac{N'_{yy}r^2}{N_{11}N_{22}}$, и полуоси его равны

$$a = \sqrt{\lambda N_{11}}; \quad b = \sqrt{\lambda N_{22}}. \qquad (28.71)$$

28.15. АЛГОРИТМ ПОСТРОЕНИЯ ЗОНЫ РАССЕЯНИЯ ЦЭН

1) Исходные данные для построения зоны рассеяния ЦЭН сводят в табл. 28.4.

2) Вычисляют относительные нагрузки $\alpha_i(t)$, их средние значения $\bar{\alpha}_i$ и координаты центра зоны $(\bar{\xi}; \bar{\eta})$.

Расчетные формулы $\alpha_i(t) = \frac{P_i(t)}{\sum_{i=1}^{n} P_i(t)}$;

$\bar{\alpha}_i = \frac{1}{T}\sum_t \alpha_i(t)$; $\quad \bar{\xi} = \sum_{i=1}^{n} x_i\bar{\alpha}_i$; $\quad \bar{\eta} = \sum_{i=1}^{n} y_i\bar{\alpha}_i$.

Данные для расчета $\bar{\xi}$ и $\bar{\eta}$ приведены в табл. 28.5.

3) Вычисляют отклонения $\delta P_i(t)$ относительных нагрузок приемников с номерами $i = 1, 2, 3, \ldots, n$ от средних значений. Расчетная формула $\delta P_i(t) = \alpha_i(t) - \bar{\alpha}_i$ (табл. 28.6).

Таблица 28.4. **Координаты мест расположения приемников электроэнергии и их графики нагрузок**

Номера приемников	Координаты		Нагрузки приемников в моменты				
	x_i	y_i	1	2	3	...	T
1	x_1	y_1	P_1 (1)	P_1 (2)	P_1 (3)	...	P_1 (T)
2	x_2	y_2	P_2 (1)	P_2 (2)	P_2 (3)	...	P_2 (T)
3	x_3	y_3	P_3 (1)	P_3(2)	P_3 (3)	...	P_3 (T)
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
n	x_n	y_n	P_n (t)	P_n (2)	P_n (3)	...	P_n (T)
Суммарная нагрузка		$\sum_{i=1}^{n} P_i(t)$	$\sum_{i=1}^{n} P_i(1)$	$\sum_{i=1}^{n} P_i(2)$	$\sum_{i=1}^{n} P_i(3)$	...	$\sum_{i=1}^{n} P_i(T)$

Таблица 28.5. **Данные для расчета $\bar{\xi}$ и $\bar{\eta}$**

Номера приемников	α_i (t) в моменты t					Средние значения	Произведения	
	1	2	3	. .	T	$\bar{\alpha}_i$	$x_i\bar{\alpha}_i$	$y_i\bar{\alpha}_i$
1	α_1 (1)	α_1 (2)	α_1 (3)	...	α_1 (T)	$\bar{\alpha}_1$	$x_1\bar{\alpha}_1$	$y_1\bar{\alpha}_1$
2	a_2 (1)	α_2 (2)	α_2 (3)	...	α_2 (T)	$\bar{\alpha}_2$	$x_2\bar{\alpha}_2$	$y_2\bar{\alpha}_2$
3	α_3 (1)	α_3 (2)	α_3 (3)	...	α_3 (T)	$\bar{\alpha}_3$	$x_3\bar{\alpha}_3$	$y_3\bar{\alpha}_3$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
n	α_n (1)	α_n (2)	α_n (3)	...	α_n (T)	$\bar{\alpha}_n$	$x_n\bar{\alpha}_n$	$y_n\bar{\alpha}_n$

Таблица 28.6. **Отклонения δP_i (t) относительных нагрузок**

Номера приемников	Отклонения δP_i (t) в моменты t				
	1	2	3		T
1	δP_1 (1)	δP_1 (2)	δP_1 (3)	..	δP_1 (T)
2	δP_2 (1)	δP_2 (2)	δP_2 (3)	...	δP_2 (T)
3	δP_3 (1)	δP_3 (2)	δP_3 (3)	...	δP_3 (T)
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
n	δP_n (1)	δP_n (2)	δP_n (3)	...	δP_n (T)

4) Вычисляют отклонения $\delta\xi(t)$ ЦЭН от центра зоны $\bar{\xi}$ и компоненту N_{xx}. Расчетные формулы $\delta\xi(t) = \sum_{i=1}^{n} x_i \delta P_i(t)$; $N_{xx} = \frac{1}{T}\sum_t \delta\xi^2(t)$. Данные для вычисления N_{xx} приведены в табл. 28.7.

Вычисления компонент тензора N_{yy} и N_{xy} производят по аналогичным таблицам, в которых сомножители x_i заменены на y_i и на их произведения $x_i y_i$.

5) Вычисляют главные направления показателей разброса координат ЦЭН

$$\operatorname{tg} 2\varphi = \frac{2N_{xy}}{N_{xx} - N_{yy}};$$

каждому значению тангенса соответствуют два угла

$$\varphi = \frac{1}{2}\operatorname{arctg}\frac{2N_{xy}}{N_{xx} - N_{yy}} + \frac{\pi}{2}n, \quad n = 0, 1.$$

Для однозначного определения угла, составленного осью Ox и осью, вдоль которой показатель разброса координат наибольший, руководствуются правилом, рассмотренным в § 28.11.

6) Вычисляют главные показатели разброса координат ЦЭН

$$\left.\begin{matrix} N_{11} \\ N_{22} \end{matrix}\right\} = \frac{N_{xx} + N_{yy}}{2} \pm \pm\frac{1}{2}\sqrt{(N_{xx} - N_{yy})^2 + 4N_{xy}^2}.$$

7) Строят эллипс $\frac{\delta\xi^2}{N_{11}} + \frac{\delta\eta^2}{N_{22}} = \lambda$ зоны рассеяния в системе координат, начало которой совмещено с центром зоны рассеяния ЦЭН, а оси ее направлены вдоль осей

Таблица 28.7. **Данные для вычисления компоненты тензора**

Номера приемников	Произведения $x_i\delta P_i(t)$ в моменты t				
	1	2	3	..	T
1	$x_1\delta P_1(1)$	$x_1\delta P_1(2)$	$x_1\delta P_1(3)$	...	$x_1\delta P_1(T)$
2	$x_2\delta P_2(1)$	$x_2\delta P_2(2)$	$x_2\delta P_2(3)$	...	$x_2\delta P_2(T)$
3	$x_3\delta P_3(1)$	$x_3\delta P_3(2)$	$x_3\delta P_3(3)$	...	$x_3\delta P_3(T)$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
n	$x_n\delta P_n(1)$	$x_n\delta P_n(2)$	$x_n\delta P_n(3)$		$x_n\delta P_n(T)$
Отклонения $\delta\xi(t)$	$\sum_{i=1}^{n} x_i\delta P_i(1)$	$\sum_{i=1}^{n} x_i\delta P_i(2)$	$\sum_{i=1}^{n} x_i\delta P_i(3)$	..	$\sum_{i=1}^{n} x_i\delta P_i(T)$
Квадрат отклонений $\delta\xi^2(t)$	$\delta\xi^2(1)$	$\delta\xi^2(2)$	$\delta\xi^2(3)$	...	$\delta\xi^2(t)$
Компонента тензора	$N_{xx} = 1/T\,[\delta\xi^2(1) + \delta\xi^2(2) + \delta\xi^2(3) + ... + \delta\xi^2(T)]$				

главных показателей разброса. Вдоль этих осей в масштабе откладывают значения $\sqrt{\lambda N_{11}}$ и $\sqrt{\lambda N_{22}}$.

28.16. ВЛИЯНИЕ ЗОН РАССЕЯНИЯ ЦЭН ЦЕХОВ НА ЗОНУ РАССЕЯНИЯ ЦЭН ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Задача состоит в том, чтобы изучить формирование зоны рассеяния ЦЭН всего предприятия в зависимости от распределения нагрузок по цехам и от зон рассеяния ЦЭН цехов. При решении этой задачи необходимо прежде всего выяснить, можно ли координаты ЦЭН всего предприятия, а стало быть, и их отклонения от центра зоны выразить через координаты ЦЭН цехов. Если этот вопрос решается положительно, то выражение любых характеристик зоны рассеяния предприятия через характеристики зон рассеяния цехов не представит принципиальных затруднений. И тогда все задачи оптимизации систем электроснабжения, связанные с зонами рассеяния ЦЭН предприятия и цехов, могут быть решены. Чтобы отличить принадлежность каждого приемника с номером i цеху с номером j, исходные данные будем снабжать двумя индексами: первый индекс i наряду с порядковыми номерами $i = 1, 2, 3, \ldots, n$ приемников электроэнергии всего предприятия будет обозначать порядковые номера приемников по цехам $i = 1, 2, \ldots, m_1$; $1, 2, \ldots, m_2$; $1, 2, \ldots, m_j$, а второй индекс j – порядковые номера цехов. В соответствии с этим определением символ $P_{ij(t)}$ означает: «нагрузка i-го приемника предприятия» или «нагрузка i-го приемника j-го цеха в момент времени t». Это определение распространяется и на координаты x_{ij} и y_{ij} мест расположения приемников.

Разложение показателя разброса нагрузок. Формулы координат ЦЭН любой группы приемников получают минимизацией показателя разброса нагрузок приемников этой группы. Решение задачи связано с разложением показателя разброса нагрузок приемников предприятия на показатели разброса нагрузок приемников, распределенных по цехам.

Запишем выражение показателя разброса нагрузок приемников всего предприятия относительно его ЦЭН $(\xi_0; \eta_0)$ в момент времени t

$$R^2(t) = \sum_{i=1}^{n} P_{ij}\left[(x_{ij} - \xi_0)^2 + (y_{ij} - \eta_0)^2\right], \tag{28.72}$$

где ξ_0 и η_0 определены из (28.52):

$$\xi_0 = \sum_{i=1}^{n} x_{ij}\alpha_{i0};\quad \eta_0 = \sum_{i=1}^{n} y_{ij}\alpha_{i0};$$

$$\alpha_{i0} = \frac{P_{ij}}{\sum_{i=1}^{n} P_{ij}}. \tag{28.73}$$

Координаты ЦЭН цехов в тот же момент времени t равны:

$$\xi_j = \sum_{i=1}^{m_j} x_{ij}\alpha_{ij};\quad \eta_j = \sum_{i=1}^{m_j} y_{ij}\alpha_{ij};$$

$$\alpha_{ij} = \frac{P_{ij}}{\sum_{i=1}^{m_j} P_{ij}}. \tag{28.74}$$

Известно (см. § 28.6), что показатель разброса R^2 нагрузок всего промышленного предприятия разлагается на сумму

$$R^2(t) = \sum_{j=1}^{s} R_j^2(t) + \sum_{j=1}^{s} R_{0j}^2(t), \tag{28.75}$$

где

$$R_j^2(t) = \sum_{i=1}^{m_j} P_{ij}[(x_{ij} - \xi_j)^2 + (y_{ij} - \eta_j)^2]; \; j = 1, 2, \ldots, s \tag{28.76}$$

– показатель разброса нагрузок приемников j-го цеха, а

$$R_{0j}^2(t) = P_j[(\xi_j - \xi_0)^2 + (\eta_j - \eta_0)^2] \tag{28.77}$$

– показатель разброса нагрузок самих цехов относительно ЦЭН предприятия в момент времени t. Здесь s – множество цехов промышленного предприятия, а $P_j = \sum_{i=1}^{m_j} P_{ij}$ – нагрузка j-го цеха.

Отметим, что координаты ЦЭН всего предприятия связаны с координатами ЦЭН цехов равенствами

$$\xi_0 = \sum_{j=1}^{s} \xi_j\beta_j; \; \eta_0 = \sum_{j=1}^{s} \eta_j\beta_j;$$

$$\beta_j = \frac{P_j}{\sum_{j=1}^{s} P_j} \tag{28.78}$$

в любой момент времени t.

Формирование отклонений ЦЭН предприятия от центра зоны. Координаты центров зон рассеяния ЦЭН всего предприятия и цехов определяются выражениями:

для предприятия

$$\bar{\xi}_0 = \sum_{i=1}^{n} x_{ij}\bar{\alpha}_{i0}; \; \bar{\eta}_0 = \sum_{i=1}^{n} y_{ij}\bar{\alpha}_{i0};$$

$$\bar{\alpha}_{i0} = \frac{1}{T}\sum_{t} \alpha_{i0}; \tag{28.79}$$

для цехов

$$\bar{\xi}_j = \sum_{i=1}^{m_j} x_{ij}\bar{\alpha}_{ij}; \; \bar{\eta}_j = \sum_{i=1}^{m_j} y_{ij}\alpha_{ij};$$

$$\bar{\alpha}_{ij} = \frac{1}{T}\sum_{t} \alpha_{ij} \tag{28.80}$$

Теперь запишем отклонения ЦЭН предприятия от центра зоны $\bar{\xi}_0$; $\bar{\eta}_0$ в момент времени t

$$\delta\xi_0(t) = \xi_0 - \bar{\xi}_0; \; \delta\eta_0(t) = \eta_0 - \bar{\eta}_0. \tag{28.81}$$

Эти отклонения могут быть разложены

$$\left.\begin{aligned} \delta\xi_0(t) &= \sum_{i=1}^{n} x_{ij}\delta P_{ij}(t) = \sum_{j=1}^{s}\sum_{i=1}^{m_j} x_{ij}\delta P_{ij}(t); \\ \delta\eta_0(t) &= \sum_{i=1}^{n} y_{ij}\delta P_{ij}(t) = \sum_{j=1}^{s}\sum_{i=1}^{m_j} y_{ij}\delta P_{ij}(t); \end{aligned}\right\} \tag{28.82}$$

или

$$\left.\begin{aligned} \delta\xi_0(t) &= \sum_{j=1}^{s} (\xi_j - \bar{\xi}_j)\beta_j + \sum_{j=1}^{s} \xi_j\beta_j - \bar{\xi}_0; \\ \delta\eta_0(t) &= \sum_{j=1}^{s} (\eta_j - \bar{\eta}_j)\beta_j + \sum_{j=1}^{s} \eta_j\beta_j - \bar{\eta}_0. \end{aligned}\right\} \tag{28.83}$$

Из (28.82) видим, что в формирование отклонений ЦЭН от центра зоны предприятия в момент времени t каждый приемник электроэнергии с номерами $i = 1, 2, \ldots, n$ вносит свой вклад, пропорциональный $\delta P_{ij}(t) = \alpha_{ij}(t) - \bar{\alpha}_{ij}$, независимо от того, отнесен он или нет к цеху с номером j. Соотношения (28.83) несут иную, принципиально отличную информацию о закономерностях формирования зоны рассеяния ЦЭН предприятия. Они показывают, что те же самые величины $\delta\xi_0(t)$ и $\delta\eta_0(t)$ отклонений могут быть интерпретированы как суммы отклонений ЦЭН цехов от центров своих зон, взвешенных по относительным нагрузкам цехов, и суммы координат $\bar{\xi}_j$ и $\bar{\eta}_j$ центров зон, взвешенных по тем же нагрузкам.

Разложение компонент тензора отклонений ЦЭН предприятия на составляющие тензора. Подставив в правые части (28.57) вместо отклонений их выражения из (28.82), получим разложение компонент тензора отклонений ЦЭН предприятия на составляющие по цехам

$$\left.\begin{aligned} N_{0_{xx}} &= \sum_{j=1}^{s} N_{j_{xx}} + \sum_{j\neq l} K_{jl_{xx}}; \\ N_{0_{yy}} &= \sum_{j=1}^{s} N_{j_{yy}} + \sum_{j\neq l} K_{jl_{yy}}; \\ N_{0_{xy}} &= \sum_{j=1}^{s} N_{j_{xy}} + \sum_{j\neq l} K_{jS_{xy}}. \end{aligned}\right\} \tag{28.84}$$

Здесь

$$N_{j_{xx}} = \sum_{r,q=1}^{m_j} x_{rj}x_{qj}\frac{1}{T}\sum_{t}\delta P_{rj}(t)\,\delta P_{rq}(t) \tag{28.85}$$

– компонента тензора; она измеряет вклад, вносимый приемниками с номерами r, $q = 1, 2, \ldots, m_j$ цеха с номером j в формирование зоны рассеяния ЦЭН предприятия. Эта компонента в свою очередь состоит из дисперсионной части

при $r = q$

$$N_{j_{xx}} = \sum_{r=1}^{m_j} x_{rj}^2\frac{1}{T}\sum_{t}\delta P_{rj}^2(t) \tag{28.86}$$

и корреляционной части

при $r \neq q$

$$K_{j_{xx}} = \sum_{r\neq q} x_{rj}x_{qj}\frac{1}{T}\sum_{t}\delta P_{rj}(t)\,\delta P_{rq}(t). \tag{28.87}$$

Компонента же

$$K_{jl_{xx}} = \sum_{j\neq l} x_{rj}x_{ql}\frac{1}{T}\sum_{t}\delta P_{rj}(t)\,\delta P_{ql}(t) \tag{28.88}$$

измеряет вклад, вносимый в формирование зоны рассеяния ЦЭН предприятия приемниками с номерами $r = 1, 2, \ldots, m_j$ и $q = 1, 2, \ldots, m_l$ цехов с номерами j и l. Слагаемые этой компоненты представляют собой произведения координат x_{rj} и x_{ql} приемников с номерами r и q, принадлежащих различным схемам, взвешенных по ковариациям их относительных нагрузок. Эта компонента не изменяет своего значения от перестановки номеров цехов $K_{js_{xx}} = K_{sj_{xx}}$.

Составляющие разложения компоненты $N_{0_{xx}}$ могут быть представлены матрицей

$$N_{0_{xx}} = \begin{pmatrix} N_{1_{xx}} K_{12_{xx}} \ldots K_{1l_{xx}} \\ K_{21_{xx}} N_{2_{xx}} \ldots K_{2l_{xx}} \\ \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\ \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\ \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\ K_{l1_{xx}} K_{l2_{xx}} \ldots N_{l_{xx}} \end{pmatrix} \tag{28.89}$$

Составляющие $N_{j_{yy}}$, $K_{jl_{yy}}$, $N_{j_{xy}}$ и $K_{jl_{xy}}$ компонент $N_{0_{xx}}$ и $N_{0_{yy}}$ могут быть получены из выписанных формул путем замены в них координат мест расположения приемников x_{ij} на y_{ij}.

В более компактной форме соотношения (28.84) могут быть представлены равенством

$$T_0 = \sum_{j=1}^{s} T_j + \sum_{j\neq l} K_{jl}, \tag{28.90}$$

где T_0 – тензор отклонений ЦЭН предприятия; T_j и K_{jl} – его составляющие.

28.17. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ С УЧЕТОМ ТРЕХ КООРДИНАТ

Учет трех координат необходим для высотных сооружений или для подстанций подземного исполнения (шахты, рудники и т. п.). Особое значение имеет определение рациональных мест расположения питающих подстанций для предприятий, которые находятся под землей (шахты, рудники и т. п.). В этом случае неправильное размещение подстанций значительно сказывается на экономических показателях системы электроснабжения. Для рационального размещения питающих подстанций на территории подобного рода предприятий определяют зону рассеяния ЦЭН. При этом необходимо учитывать третью координату, которая характеризует глубину залегания подземных разработок.

Координаты ЦЭН группы приемников в трех измерениях определяют по формулам, аналогичным (28.52):

$$\left.\begin{aligned} \xi(t) &= \sum_{i=1}^{n} x_i\alpha_i(t); \\ \eta(t) &= \sum_{i=1}^{n} y_i\alpha_i(t); \\ \zeta(t) &= \sum_{i=1}^{n} z_i\alpha_i(t). \end{aligned}\right\} \tag{28.91}$$

Функции (28.91) описывают перемещение ЦЭН в некоторой области пространства; значения функции, вычисленные в дискретные моменты времени $t = 1, 2, \ldots, T$, образуют множество G точек в этой области. Эту область, так же как и в [7], называют зоной рассеяния ЦЭН. Центр зоны рассеяния ЦЭН определяем из соотношений

$$\bar{\xi} = \sum_{i=1}^{n} x_i\bar{\alpha}_i;\ \bar{\eta} = \sum_{i=1}^{n} y_i\bar{\alpha}_i;\ \bar{\zeta} = \sum_{i=1}^{n} z_i\bar{\alpha}_i. \tag{28.92}$$

Показатели разбросов отклонений

$$\delta\xi(t)=\sum_{i=1}^{n}x_i\delta P_i(t);\quad \delta\eta(t)=\sum_{i=1}^{n}y_i\delta P_i(t);$$

$$\delta\zeta(t)=\sum_{i=1}^{n}z_i\delta P_i(t) \qquad (28.93)$$

вдоль осей Ox, Oy и Oz и моменты связи этих отклонений определяем по формулам

$$\left.\begin{aligned}
N_{xx}&=\sum_{r,q=1}^{n}x_rx_q\operatorname{cov}(r,q);\\
N_{yy}&=\sum_{r,q=1}^{n}y_ry_q\operatorname{cov}(r,q);\\
N_{zz}&=\sum_{r,q=1}^{n}z_rz_q\operatorname{cov}(r,q);\\
N_{xy}&=\sum_{r,q=1}^{n}x_ry_q\operatorname{cov}(r,q);\\
N_{xz}&=\sum_{r,q=1}^{n}x_rz_q\operatorname{cov}(r,q);\\
N_{yz}&=\sum_{r,q=1}^{n}y_rz_q\operatorname{cov}(r,q).
\end{aligned}\right\} \qquad (28.94)$$

Показатели (28.94) являются компонентами симметрического тензора. Этот тензор геометрически интерпретируется поверхностью, уравнение которой имеет вид:

$$N_{xx}\delta\xi^2+N_{yy}\delta\eta^2+N_{zz}\delta\zeta^2+2N_{xy}\delta\xi\delta\eta+$$
$$+2N_{xz}\delta\xi\delta\eta+2N_{zy}\delta\xi\delta\eta=\lambda. \qquad (28.95)$$

Уравнение (28.95) является уравнением эллипсоида тензора. Форма его подобна форме области рассеяния ЦЭН. Таким образом, в этом случае зона рассеяния ЦЭН является эллипсоидом с центром, координаты которого определяются (28.92). Уравнение (28.95) соответствующим выбором осей можно привести к виду

$$\lambda_1\bar{x}^2+\lambda_2\bar{y}^2+\lambda_3\bar{z}^2=1. \qquad (28.96)$$

Таким образом, для рационального расположения питающих подстанций предприятий указанного типа необходимо размещать их внутри эллипсоида, что обеспечивает минимальные годовые приведенные затраты и, следовательно, является экономически целесообразным.

28.18. ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИЙ МЕТОД ИЗУЧЕНИЯ ЗОНЫ РАССЕЯНИЯ ЦЭН

Если графики нагрузок приемников электроэнергии изучаемого объекта случайные, то нагрузки P_i и относительные нагрузки α_i приемников, определенные ими в любой момент времени, – случайные величины, распределенные по тому или иному закону. Следовательно, координаты ЦЭН, будучи линейными комбинациями случайных величин

$$\left.\begin{aligned}
\xi&=\sum_{i=1}^{n}x_i\alpha_i;\\
\eta&=\sum_{i-1}^{n}y_i\alpha_i,
\end{aligned}\right\} \qquad (28.97)$$

являются случайными величинами. Здесь n – число приемников электроэнергии, а $(x_i;\ y_i)$ – координаты мест их расположения. В этом случае для описания зоны рассеяния ЦЭН необходимо прежде всего установить закон распределения системы двух случайных координат ξ и η этих центров. Исследования показали, что случайные координаты ЦЭН подчиняются нормальному закону.

Запишем функцию плотности вероятности этого закона

$$f(x,y)=\frac{1}{2\pi\sigma_\xi\sigma_\eta\sqrt{1-r^2}}e^{-\lambda^2}. \qquad (28.98)$$

В этой формуле величину λ^2 выражают формулой

$$\lambda^2=\frac{1}{2(1-r^2)}\left[\frac{(x-m_\xi)^2}{\sigma_\xi^2}-\right.$$
$$\left.-\frac{2r(x-m_\xi)(y-m_\eta)^2}{\sigma_\xi\sigma_\eta}+\frac{(y-m_\eta)^2}{\sigma_\eta^2}\right]. \qquad (28.99)$$

Параметры этого закона запишем в терминах рассматриваемой задачи: m_ξ, m_η – математические ожидания координат ЦЭН, они определяют центр зоны рассеяния ЦЭН приемников; σ_ξ, σ_η – средние квадратические отклонения случайных координат ЦЭН от центра зоны; r – коэффициент кор-

реляции этих координат, который выражают формулой

$$r = \frac{K_{\xi\eta}}{\sigma_\xi \sigma_\eta}, \qquad (28.100)$$

где $K_{\xi\eta}$ – корреляционный момент случайных координат ξ и η.

Для того, чтобы сопоставить результаты анализа зоны рассеяния ЦЭН при вероятностно-статистическом подходе с предыдущими, форму записи нормального закона распределения системы случайных величин (28.98) преобразуем к виду

$$f(x, y) = \frac{1}{2\pi\sqrt{\sigma_\xi^2\sigma_\eta^2 - K_{\xi\eta}^2}} e^{-\lambda^2} \qquad (28.101)$$

и

$$\lambda^2 = \frac{1}{2(\sigma_\xi^2\sigma_\eta^2 - K_{\xi\eta}^2)} [\sigma_\eta^2(x - m_\xi)^2 - K_{\xi\eta}(x - m_\xi)(y - m_\eta) + \sigma_\xi^2(y - m_\eta)^2]. \qquad (28.102)$$

Параметры закона плотности распределения случайных величин оценивают экспериментальным путем. Однако в экспериментах непосредственно не могут наблюдаться случайные ЦЭН. Наблюдения могут быть произведены только над случайными нагрузками приемников электроэнергии, на основании которых, а затем по (28.97) вычисляем и сами координаты ЦЭН. Запишем в табл. 28.8 результаты наблюдений над случайными нагрузками.

Таблица 28.8. **Нагрузки приемников электроэнергии**

Номера приемников	Наблюдения					
	1	2		q		k
1	P_{11}	P_{12}	...	P_{1q}	...	P_{1k}
2	P_{21}	P_{22}	.	P_{2q}	.	P_{2k}
.	:	:	.		:	
i	P_{i1}	P_{i2}	.	P_{iq}	...	P_{ik}
.	.	:	.		:	
n	P_{n1}	P_{n2}	.	P_{nq}	.	P_{nk}

Данные этой таблицы являются реализациями случайных графиков нагрузок приемников. При проведении новой серии экспериментов результаты наблюдений изменяются. Задача оценки параметров распределения будет решена, если удастся выразить их через результаты экспериментов. Найдем оценки для математических ожиданий случайных координат. По определению [10] этих оценок имеем

$$\bar{m}_\xi = \frac{1}{k}\sum_{q=1}^{k} \xi_q; \quad \bar{m}_\eta = \frac{1}{k}\sum_{q=1}^{k} \eta_q. \qquad (28.103)$$

Приняв во внимание (28.97), получим искомые оценки, выраженные через результаты экспериментов

$$\bar{m}_\xi = \sum_{i=1}^{n} x_i\bar{\alpha}_i; \quad \bar{m}_\eta = \sum_{i=1}^{n} y_i\bar{\alpha}_i, \qquad (28.104)$$

где $\bar{\alpha}_i = \frac{1}{k}\sum_{q=1}^{k} \alpha_{iq}$ – среднее значение относительной нагрузки i-го приемника.

Теперь оценим дисперсии и корреляционный момент. В соответствии с [10] имеем

$$\left.\begin{aligned} \sigma_\xi^2 &= \frac{1}{k-1}\sum_{q=1}^{k}(\xi_q - \bar{m}_\xi)^2; \\ \sigma_\eta^2 &= \frac{1}{k-1}\sum_{q=1}^{k}(\eta_q - \bar{m}_\eta)^2; \\ \bar{K}_{\xi\eta} &= \frac{1}{k-1}\sum_{q=1}^{k}(\xi_q - \bar{m}_\xi)(\eta_q - \bar{m}_\eta). \end{aligned}\right\} \qquad (28.105)$$

Подставим в эти формулы вместо ξ_q, η_q, $\bar{m}_\xi$ и $\bar{m}_\eta$ их значения, выраженные через экспериментальные данные из (28.97) и (28.104); после преобразований получим:

$$\left.\begin{aligned} \bar{\sigma}_\xi^2 &= \sum_{i,j}^{n} x_i x_j \operatorname{cov}(i, j); \\ \bar{\sigma}_\eta^2 &= \sum_{i,j}^{n} y_i y_j \operatorname{cov}(i, j); \\ \bar{K}_{\xi\eta} &= \sum_{i,j}^{n} x_i y_j \operatorname{cov}(i, j). \end{aligned}\right\} \qquad (28.106)$$

В этих формулах символом $\operatorname{cov}(i, j)$

$$\operatorname{cov}(i, j) = \frac{1}{k-1}\sum_{i,j}^{n}\delta P_i \delta P_j = \frac{1}{k-1}\sum_{i,j}^{n}(\alpha_i - \bar{\alpha}_i)(\alpha_j - \bar{\alpha}_j) \qquad (28.107)$$

обозначены ковариации – моменты связи случайных относительных нагрузок приемников электроэнергии с номерами i и j; $i, j = 1, 2, \ldots, n$.

Оценки параметров нормального распределения (28.104) и (28.106) являются состоятельными, так как при увеличении числа наблюдений они приближаются по вероятности к параметрам m_ξ, m_η, σ_ξ, σ_η и $K_{\xi\eta}$ нормального распределения. Они являются несмещенными, так как математические ожидания их равны самим параметрам. Смещенность оценок параметров σ_ξ^2, σ_η^2 и $K_{\xi\eta}$ устранена введением в (28.105) поправочного коэффициента $\frac{k}{k-1}$. И, наконец, эти оценки являются эффективными, так как дисперсия их минимальна.

Сопоставим формулы (28.104) и (28.106) оценок параметров нормального распределения с формулами центра зоны рассеяния (28.53) и компонентов (28.58) тензора отклонений ЦЭН приемников. Видим, что структура формул (28.104) и (28.53) одна и та же, а структура (28.106) отличается от структуры (28.58) только поправочным коэффициентом $\frac{k}{k-1}$ смещенности. Дело в том, что параметры σ_ξ^2, σ_η^2 и $K_{\xi\eta}$ нормального распределения случайных координат ЦЭН и их оценок сами являются компонентами тензора. Они преобразуются при повороте системы координат на угол α по формулам, положенным в определение тензора. Поэтому все формулы показателей характеристик зоны рассеяния, рассмотренные в предыдущих параграфах, сохраняют силу и при вероятностно-статистическом подходе к изучению зоны рассеяния, если в них символы компонентов тензора разброса заменить символами оценок параметров нормального закона распределения случайных координат этих центров. Но сущность этих характеристик различная. Оценки параметров нормального распределения – случайные величины, и все показатели характеристик зоны рассеяния, полученные при помощи этих оценок, также являются случайными величинами. Они описывают зону рассеяния ЦЭН приемников с той или иной доверительной вероятностью; для каждой из них известными из [10] методами может быть вычислен доверительный интервал. При вероятностно-статистическом подходе к изучению зоны рассеяния ЦЭН форма ее определяется поверхностью нормального распределения – графиком функции (28.101), которая возвышается над зоной рассеяния. Чтобы наглядно представить эту поверхность, проведем преобразование уравнения (28.101). Приняв $x = m_\xi$; $y = m_\eta$, найдем что апликата графика этой функции в центре зоны равна:

$$f(m_\xi, m_\eta) = \frac{1}{2\pi\sqrt{\sigma_\xi^2\sigma_\eta^2 - K_{\xi\eta}^2}}. \tag{28.108}$$

Запишем выражение функции (28.101) через эту апликату

$$f(x, y) = f(m_\xi, m_\eta)e^{-\lambda^2}. \tag{28.109}$$

Видим, что при увеличении параметра λ апликата графика этой функции убывает сначала очень быстро, а затем медленнее, стремясь к нулю при безграничном возрастании этого параметра. При любом фиксированном значении этого параметра ($\lambda = \lambda_0$) выражение его из (28.102) определяет линию уровня, в точках которой апликаты этой функции сохраняют постоянные значения, равные

$$H = f(m_\xi, m_\eta)e^{-\lambda_0^2}. \tag{28.110}$$

Эти линии уровня имеют форму, подобную границе зоны рассеяния случайных ЦЭН приемников. Уравнение этой границы из (28.102) имеет вид:

$$\sigma_\eta^2\delta\xi^2 - 2K_{\xi\eta}\delta\xi\delta\eta + \sigma_\xi^2\delta\eta^2 = 2\lambda_0^2(\sigma_\xi^2\sigma_\eta^2 - K_{\xi\eta}^2), \tag{28.111}$$

где

$$\delta\xi = x - m_\xi;\ \delta\eta = y - m_\eta. \tag{28.112}$$

Параметр λ_0 из (28.110) выражается через значения апликат H поверхности нормального распределения в точках этой границы

$$\lambda_0^2 = -\ln\frac{H}{f(m_\xi, m_\eta)}. \tag{28.113}$$

Линия (28.111) ограничивает область попадания случайных ЦЭН, плотность вероятности которых $f(x, y) \geqslant H$. Сомножитель $\sigma_\xi^2\sigma_\eta^2 - K_{\xi\eta}^2$ в правой части (28.111) является дискриминантом квадратичной формы, записанной в левой части этого уравнения. Он определяет вид линии, которую описывают этим уравнением, а следовательно, форму зоны рассеяния.

Если $\sigma_\xi^2\sigma_\eta^2 - K_{\xi\eta}^2 > 0$, то эта зона эллипс, при $\sigma_\xi = \sigma_\eta$ и $K_{\xi\eta} = 0$ эллипс вырождается в круг, при $\sigma_\xi^2\sigma_\eta^2 = K_{\xi\eta}^2$ зона рассеяния – отрезок прямой. Направление осей эллипса (28.111) определяется (28.67). В этих осях дис-

персии случайных координат достигают наибольшего σ_1^2 и наименьшего σ_2^2 значений, определенных (28.69), а корреляционный момент $K_{\xi\eta} = 0$ и (28.111) принимает вид

$$\sigma_2^2 \delta\xi^2 + \sigma_1^2 \delta\eta^2 = 2\lambda_0^2 \sigma_1^2 \sigma_2^2. \quad (28.114)$$

Поделив обе части этого уравнения на выражение $2\lambda_0\sigma_1^2\sigma_2^2$, получаем каноническое уравнение эллипса

$$\frac{\delta\xi^2}{2\lambda_0\sigma_1^2} + \frac{\delta\eta^2}{2\lambda_0\sigma_2^2} = 1, \quad (28.115)$$

описывающего форму зоны рассеяния. Полуоси этого эллипса равны

$$a = \sqrt{2}\lambda_0\sigma_1^2; \; b = \sqrt{2}\lambda_0\sigma_2^2. \quad (28.116)$$

Вероятность попадания случайных ЦЭН в эллипс заданных размеров может быть вычислена в конечном виде по формуле

$$P = \iint_s f(x, y)\,dxdy = 1 - e^{-\lambda_0^2}, \quad (28.117)$$

где s – область, ограниченная эллипсом.

Из этого равенства видно, что вероятность попадания случайных ЦЭН увеличивается с возрастанием параметра. Соотношение (28.117) используем для вычисления вероятности попадания случайных ЦЭН в зону, если задан ее параметр λ_0. Вычислим вероятность попадания случайных ЦЭН в зону, ограниченную единичным эллипсом. Такой эллипс имеет параметр $\lambda^2 = 1/2$, а его полуоси равны $a = \sigma_1$ и $b = \sigma_2$. По (28.117) находим, что вероятность попадания ЦЭН в зону, ограниченную этим эллипсом, равна

$$P = 1 - e^{-1/2} = 0{,}393.$$

Если задана вероятность P попадания случайных ЦЭН в зону рассеяния, то из (28.117) определяем параметр λ_0 и по (28.116) вычисляем полуоси эллипса. Например, пусть вероятность попадания в зону рассеяния $P = 0{,}95$. Из уравнения $0{,}95 = 1 - e^{-\lambda_0^2}$ находим, что $\lambda^2 = 3$, и по (28.116) вычисляем полуоси эллипса $a = \sqrt{6}\sigma_1$, $b = \sqrt{6}\sigma_2$, ограничивающего эту зону.

Пример 28.3. Для промышленного предприятия, генплан которого приведен на рис. 28.8, построить зону рассеяния ЦЭН.

Координаты мест расположения цехов следующие: $x_1 = 55$; $y_1 = 50$; $x_2 = 60$; $y_2 = 193$; $x_3 = 114$; $y_3 = 161$; $x_4 = 124$; $y_4 = 104$; $x_5 = 184$; $y_5 = 197$; $x_6 = 188$; $y_6 = 50$; $x_7 = 272$; $y_7 = 90$; $x_8 = 274$; $y_8 = 169$; $x_9 = 311$; $y_9 = 208$; $x_{10} = 326$; $y_{10} = 139$.

Для сокращения записей реализации суточных графиков электрических нагрузок не приведены. Запишем лишь их значения в первый момент времени: $P_1 = 57$; $P_2 = 124$; $P_3 = 238$; $P_4 = 203$; $P_5 = 298$; $P_6 = 300$; $P_7 = 92$; $P_8 = 48$; $P_9 = 254$; $P_{10} = 320$.

1) Вычисляем координаты ЦЭН по формулам

$$\xi_{01} = \frac{55\cdot 57 + 60\cdot 124 + 114\cdot 238 + 124\cdot 203 + \ldots}{1934} \rightarrow$$
$$\rightarrow \ldots \frac{+ 184\cdot 298 + 188\cdot 300 + 272\cdot 92 + \ldots}{} \rightarrow$$
$$\rightarrow \ldots \frac{+ 274\cdot 48 + 311\cdot 254 + 326\cdot 320}{} = 204{,}55;$$

$$\eta_{01} = \frac{50\cdot 57 + 193\cdot 124 + 161\cdot 238 + 104\cdot 203 + \ldots}{1934} \rightarrow$$
$$\rightarrow \ldots \frac{+ 197\cdot 298 + 50\cdot 300 + 90\cdot 92 + \ldots}{} \rightarrow$$
$$\rightarrow \ldots \frac{+ 169\cdot 48 + 208\cdot 254 + 139\cdot 320}{} = 141{,}47.$$

Остальные точки ЦЭН находят аналогично.

2) Вычисляем оценки параметров нормального закона распределения по (28.101) и (28.102)

$$\bar{m}_\xi = 202{,}29; \; \bar{m}_\eta = 140{,}55;$$
$$\bar{\sigma}_\xi^2 = 22{,}72; \; \bar{\sigma}_\eta^2 = 4{,}76;$$
$$\bar{\sigma}_\xi = 8{,}74; \; \bar{\sigma}_\eta = 2{,}95;$$
$$\bar{K}_{\xi\eta} = 2{,}36.$$

3) Вычисляем направления осей эллипса по (28.67)

$$\operatorname{tg} 2\alpha = 0{,}34; \; \alpha = 9°.$$

4) Вычисляем по (28.116) полуоси эллипса при условии, что вероятность попадания ЦЭН в зону, ограниченную этим эллипсом, равна 0,95: $a = 11{,}7$; $b = 7{,}0$.

Для построения зоны рассеяния, ограниченной эллипсом, необходимо перенести начало системы координат в точку $\bar{m}_\xi = 202{,}29$; $\bar{m}_\eta = 140{,}55$, повернуть ее на угол $\alpha = 9°$ и по осям этой системы координат отложить значения полуосей эллипса $a = 11{,}7$ и $b = 7{,}0$. На рис. 28.8 изображена зона рассеяния ЦЭН, ограниченная этим эллипсом.

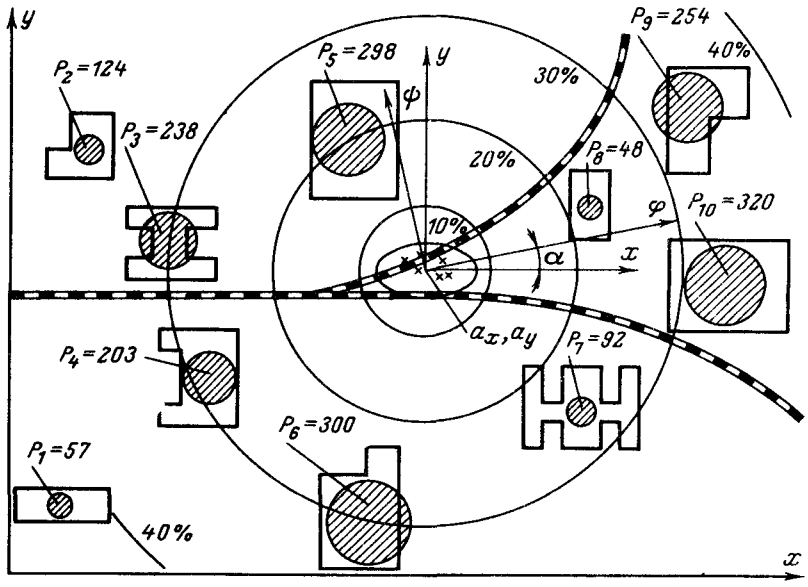


Рис. 28.8. Генеральный план предприятия с зоной рассеяния ЦЭН

28.19. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОН УВЕЛИЧЕНИЯ ПРИВЕДЕННЫХ ГОДОВЫХ ЗАТРАТ ПРИ СМЕЩЕНИИ ПОДСТАНЦИИ ИЗ ЗОНЫ РАССЕЯНИЯ ЦЭН

Как показала практика проектирования и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий, расположить подстанцию в зоне рассеяния ЦЭН не всегда возможно по многим причинам. Так, например, зона рассеяния ЦЭН может попасть на генплане на территорию какого-либо цеха или другого производственного помещения, на линию железных дорог и т. д. Иногда расположить подстанцию в зоне рассеяния ЦЭН нельзя по техническим условиям производства, геологическим условиям, архитектурным соображениям. Таким образом, определение зоны рассеяния ЦЭН не решает полностью вопроса о выборе местоположения ГПП или ГРП. Исследования показали, что смещение подстанции из зоны рассеяния ЦЭН приводит к ухудшению технико-экономических показателей системы электроснабжения. При невозможности расположения ГПП или ГРП в зоне рассеяния ЦЭН необходимо оценить, к чему приводит смещение из этой зоны, и на основании этого окончательно решить вопрос о месте расположения подстанции. С этой целью всю территорию проектируемого объекта на генплане разбивают на отдельные зоны, которые называют зонами увеличения приведенных годовых затрат. Для описания таких зон используем материал § 28.18, где изложен вероятностно-статистический подход к изучению зоны рассеяния ЦЭН. Если принять $\sigma_\xi = \sigma_\eta$; $\sigma_\eta = 0$, то эллипс преобразуется в круг, радиус которого при доверительной вероятности, равной 0,95, равен

$$R = \sqrt{6}\,\sigma_1, \qquad (28.118)$$

где σ_1 вычисляют по (28.69).

Такое допущение справедливо в том случае, если погрешность замены эллипса кругом не превышает 10%. В противном случае такая замена является недопустимой и зоны определяют в виде эллипсов. Так как зона рассеяния ЦЭН представляет собой круг, то при определении зон удобнее их представить также в виде кругов с радиусами R_1, R_2, R_3, ..., R_n. Как показали исследования, смещение подстанции на одно и то же расстояние в любом направлении при прочих одинаковых условиях дает практически одинаковое увеличение приведенных годовых затрат. Круг радиусом R_1 является кругом рассеяния координат ЦЭН, и для него выполняется неравенство $0 \leqslant \Delta \leqslant 0{,}05$, где Δ – увеличение приведенных годовых затрат при расположении подстанции вне зоны ЦЭН.

Для следующей зоны, ограниченной окружностью с радиусами R_1 и R_2, выполняется неравенство $0{,}05 \leqslant \Delta \leqslant 0{,}10$, т. е. увеличение приведенных годовых затрат в этой зоне не превышает 10%; в следующей зоне R_2, R_3 выполняется неравенство $0{,}10 \leqslant \Delta \leqslant 0{,}20$ и т. д. Продолжая анализ далее, получаем для каждой зоны соответствующие неравенства, характеризующие предел изменения приведенных годовых затрат. Радиусы R являются функцией Δ. Анализ зависимости $R = f(\Delta)$ показал, что наиболее простым аналитическим выражением, соответствующим полученным данным исследования, является функция вида

$$f(\Delta) = \frac{k\Delta}{1-\Delta}, \qquad (28.119)$$

где $k > 1$ – коэффициент пропорциональности, характеризующий меру вогнутости кривой.

Коэффициент k определяют из условия, что при нахождении зоны рассеяния координат ЦЭН $R_1 = \sqrt{6}\sigma_1$; $\Delta = 0{,}05$, откуда

$$k = 32{,}8\sqrt{2}\sigma_1; \qquad (28.120)$$

$$R = 46\sigma_1 \frac{\Delta}{1-\Delta}. \qquad (28.121)$$

Пользуясь (28.121), получаем искомые значения радиусов зон. Выражения (28.120) и (28.121) позволяют определить зону рассеяния координат ЦЭН и зоны увеличения приведенных затрат. На рис. 28.8 зоны увеличения приведенных годовых затрат показаны в виде окружностей.

Пример 28.4. Определить зоны увеличения приведенных годовых затрат промышленного предприятия, зона рассеяния которого определена в примере 28.3.

1) Из данных примера 28.3 $\sigma_1 = 3{,}7$.

2) Вычислим радиусы зон увеличения приведенных годовых затрат соответственно для

$$0 \leqslant \Delta \leqslant 0{,}05;\ R_1 = \frac{46 \cdot 3{,}7 \cdot 0{,}05}{1-0{,}05} \approx 9;$$

$$0{,}05 \leqslant \Delta \leqslant 0{,}1;\ R_2 = \frac{46 \cdot 3{,}7 \cdot 0{,}1}{1-0{,}1} \approx 19;$$

$$0{,}10 \leqslant \Delta \leqslant 0{,}20;\ R_3 = \frac{46 \cdot 3{,}7 \cdot 0{,}2}{1-0{,}2} \approx 43;$$

$$0{,}20 \leqslant \Delta \leqslant 0{,}30;\ R_4 = \frac{46 \cdot 3{,}7 \cdot 0{,}3}{1-0{,}3} \approx 73;$$

$$0{,}30 \leqslant \Delta \leqslant 0{,}40;\ R_5 = \frac{46 \cdot 3{,}7 \cdot 0{,}4}{1-0{,}4} \approx 114.$$

28.20. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ГПП (ГРП) С УЧЕТОМ ДИНАМИКИ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий без учета перспективы роста электрических нагрузок приводит к тому, что вскоре после введения предприятия в эксплуатацию питающие и распределительные сети не отвечают изменившимся условиям. Многочисленные работы этого направления подтверждают данное положение. Принимать завышенные мощности трансформаторов, линий и другого электрооборудования с перспективой использования через 10–15 лет нецелесообразно. Производить реконструкцию систем электроснабжения в условиях эксплуатации довольно сложно. В то же время изменение (увеличение) потребляемой мощности приводит к тому, что условие экономической и технической целесообразности системы электроснабжения применительно к новому, повышенному потреблению мощности нарушается. Обычно главным затруднением при реконструкции системы электроснабжения промышленных предприятий является необходимость изменения положения ГПП (ГРП) и перехода на другое напряжение. Ниже рассмотрен один вопрос – положение ГПП (ГРП) на территории промышленного предприятия с учетом развития системы электроснабжения. Для построения рациональной системы промышленного электроснабжения необходимо уже при проектировании учитывать ее возможное развитие. Для оптимального выбора места расположения ГПП или ГРП с учетом роста электрических нагрузок на генплан промышленного предприятия наносят следующие зоны рассеяния ЦЭН, соответствующие:

1) статическому состоянию системы электроснабжения промышленного предприятия;

2) развитию предприятия на планируемый срок (обычно 15–20 лет) без учета изменения геометрии генплана предприятия (строительства новых цехов и освоения прилежащих к территории предприятия новых площадей);

3) перспективному развитию и росту электрических нагрузок при условии изменения геометрии генплана предприятия.

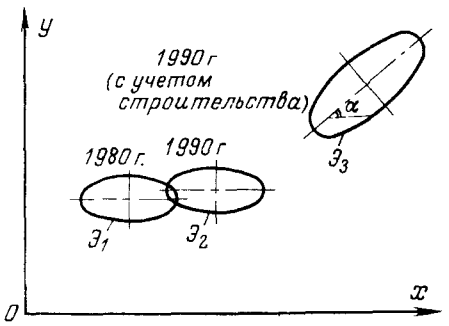


Рис. 28.9. Зоны рассеяния на территории промышленного предприятия:

эллипс $Э_1$ – зона рассеяния электрических нагрузок за определенный период (1970); эллипс $Э_2$ – зона рассеяния нагрузок с учетом роста потребления электроэнергии на определенное время (10 лет) без учета строительства; эллипс $Э_3$ – зона рассеяния с учетом строительства новых цехов

Методика построения указанных зон рассеяния ЦЭН приведена в § 28.14. Нанесение зон рассеяния ЦЭН на генплан проектируемого предприятия позволяет не только определить место расположения ГПП (ГРП), но и наметить их количество. Чем больше расстояние между зонами рассеяния на генплане, тем больше вероятность экономической и технической целесообразности сооружения двух и более ГПП (ГРП). Изменение геометрии генплана промышленного предприятия может привести к изменению ориентации осей симметрии эллипса рассеяния, соответствующего динамике роста электрических нагрузок предприятия. Как видно из рис. 28.9, оси симметрии эллипса рассеяния ЦЭН $Э_3$ для уровня нагрузок 1990 г. (с учетом изменения геометрии генплана) образуют с осями симметрии эллипсов рассеяния ЦЭН для уровня нагрузок 1980 г. $Э_1$ и уровня нагрузок $Э_2$ 1990 г. (без учета изменения геометрии генплана) некоторый угол α. Это связано с изменившейся конфигурацией генплана, учитывающего намеченное строительство новых цехов.

Таким образом, определение местоположения ГПП (ГРП) необходимо производить с учетом динамики развития как отдельных цехов, так и всего промышленного предприятия.

РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ДЕВЯТЫЙ

СИЛОВЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

29.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В системах электроснабжения промышленных предприятий повышается удельный вес приемников электроэнергии на постоянном токе и на переменном токе нестандартной частоты, поэтому интенсивно разрабатывают и внедряют преобразовательные устройства на основе силовых полупроводниковых вентилей, предназначенные для использования в электроприводе, электротехнологических установках и т. п. Происходит дальнейшее расширение областей применения полупроводниковых преобразовательных устройств. Они нашли применение в различных отраслях промышленности, транспорте и сельском хозяйстве. Это связано прежде всего с экономичностью и надежностью работы полупроводниковых преобразовательных устройств, их компактностью, быстродействием, высокими энергетическими характеристиками, простотой конструкции и обслуживания. Полупроводниковые устройства применяют также в качестве бесконтактной коммутационной аппаратуры и регуляторов напряжения, имеющих по сравнению с электромеханическими большие надежность и срок службы. Частота включения тиристорных ключей на несколько порядков выше, чем электромеханических. Ниже приведены области применения силовых преобразовательных установок.

Выпрямление переменного тока в постоянный ток. Более 1/3 вырабатываемой электроэнергии потребляется на постоянном токе. Часть промышленных потребителей электроэнергии может работать только на постоянном токе: электрохимические и электрометаллургические электролизные ванны, сварочные устройства, зарядные устройства аккумуляторных батарей и т. п. Другие промышленные потребители (электропривод промышленных механизмов, электрический транспорт) имеют на постоянном токе лучшие регулировочные характеристики, чем на переменном токе.

Преобразование переменного тока частотой 50 Гц в переменный ток нестандартной частоты необходимо для питания таких про-

мышленных потребителей, как тиристорный электропривод с частотным управлением станков, машин, инструмента, установки индукционного нагрева и плавки металлов, ультразвуковые установки и т. п.

Регулирование переменного напряжения у промышленных приемников электроэнергии с помощью полупроводниковых устройств. Регулирование напряжения у асинхронного электропривода общепромышленных механизмов, электропечных установок и других потребителей обеспечивает заданные режимы работы электрооборудования с экономичным потреблением электроэнергии.

29.2. РАСЧЕТ И ВЫБОР ПОЛУПРОВОДНИКОВЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Полупроводниковые выпрямительные установки осуществляют выпрямление электрического тока с обеспечением регулирования выпрямленного напряжения в широких пределах. В состав полупроводниковых выпрямительных установок входят преобразовательный трансформатор и выпрямительный блок. В управляемом выпрямителе имеются еще система управления вентилями и система автоматического регулирования; для защиты выпрямителя от повреждений в аварийных режимах применяют защиту и сигнализацию. Соотношения между напряжениями и токами на стороне сети переменного тока и в нагрузке определяются схемой выпрямления (табл. 29.1).

Целесообразность использования конкретной схемы выпрямления зависит от мощности преобразователя, обеспечения заданных выходных параметров тока и напряжения. Для получения больших выходных токов и высоких напряжений преобразовательных установок применяют комбинированные схемы (последовательное и параллельное соединение трехфазных мостовых схем, параллельное соединение шестифазных схем с уравнительным реактором и т. п.).

Для оценки режимов работы промышленных приемников постоянного тока необходимо учитывать основные характеристики полупроводниковых преобразовательных установок.

Характеристики преобразовательных установок. В зависимости от нагрузки и ее характера, а также требуемого напряжения выбирают определенный тип и количество преобразовательных установок. При этом учитывают схему соединения вентилей. Для анализа работы преобразователей в различных режимах в системах электроснабжения промышленных предприятий необходимо знать гармонический состав тока и напряжения при работе преобразовательных установок, коэффициент мощности преобразовательной установки, коэффициент полезного действия, регулировочную характеристику установки, а также внешнюю характеристику установки.

В кривой тока питающей сети, кроме основной гармоники, имеют место гармоники более высоких порядков. Порядок гармоник, содержащихся в первичном токе преобразовательных установок, определяют по формуле

$$n = km \pm 1, \qquad (29.1)$$

где n – порядок гармоник; k – последовательный ряд целых чисел; m – число фаз выпрямления.

При выборе схемы выпрямления учитывают, что преобразовательные установки являются генераторами высших гармоник. Так, преобразовательные установки, имеющие трехфазную мостовую схему или шестифазную схему с уравнительным реактором, выдают в сеть 5, 7, 11, 13-ю и более высокие гармоники, искажая кривую первичного тока. Искажение напряжения сети обусловлено наличием таких нелинейных сопротивлений, как преобразовательные установки.

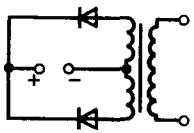
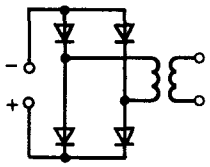
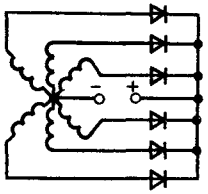
Высшие гармоники тока и напряжения сети ухудшают коэффициент мощности преобразовательных установок и других потребителей сети. При этом возможны явления резонанса тока в сети, что является аварийным состоянием системы. При увеличении числа фаз преобразователя возрастает порядок гармоник, но уменьшается их процентное содержание. Это обеспечивается увеличением фазности преобразовательного трансформатора или применением условных многофазных схем преобразования (первичные или вторичные обмотки преобразовательных трансформаторов соединяют равным числом звезд или треугольников).

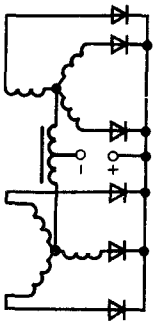
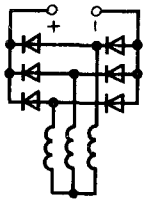
При отсутствии несимметрии напряжения в питающей сети порядок гармоник в выпрямленном напряжении определяют выражением

$$n = km. \qquad (29.2)$$

При шестифазном выпрямлении возникают 6, 12, 18, 24-я и другие высшие гармоники. В случае несимметрии напряжения питающей сети возможны появления 2, 4, 8-й,

Таблица 29.1. **Соотношения между токами и напряжениями некоторых схем выпрямления**

Схема		U_{d0}/U_2	$U_{обр}/U_{d0}$	$I_{2ср}/I_d$	I_2/I_d	I_1/I_d	A	$S_т/P'_d$	ν
Однофазная двухполупериодная со средней точкой		0,9	3,14	0,5	0,71	1	–	1,34	–
Однофазная мостовая		0,9	1,57	0,5	0,785	1,11	–	1,23	–
Трехфазная со средней точкой		1,17	2,1	0,33	0,577	0,471	0,87	1,35	0,826
Шестифазная со средней точкой		1,35	2,1	0,167	0,408	0,577	0,583	1,55	0,955

Шестифазная с уравнительным реактором		1,17	2,1	0,167	0,289	0,408	0,5	1,26	0,955
Трехфазная мостовая		2,34	1,05	0,33	0,577	0,817	0,5	1,05	0,955

Примечание U_{d0} – выпрямленное напряжение, U_2 – фазное напряжение вторичной обмотки трансформатора (действующее значение), $U_{обр}$ – максимальное значение обратного напряжения, $U_{2ср}$ – среднее значение вторичного тока трансформатора, I_d – выпрямленный ток (среднее значение), I_2 – действующее значение вторичного тока трансформатора, A – коэффициент наклона внешней характеристики, $S_т$ – типовая мощность трансформатора, P'_d – условная мощность на стороне постоянного тока, $P'_d = U_{d0}I_d$, ν – коэффициент искажения

а при работе выпрямителей с неполным числом фаз – 3-й гармонической составляющей. Большинство приемников постоянного тока (электролизные установки, аккумуляторные батареи и т. д.) используют постоянную составляющую выпрямленного тока, переменная составляющая вызывает лишь потери в таких потребителях. Уменьшение искажений выпрямленного напряжения достигается применением многофазной схемы выпрямления, а также сглаживающих фильтров (реакторов и резонансных контуров).

Коэффициент мощности преобразовательной установки определяют по выражению

$$\lambda = \nu \cos \varphi, \tag{29.3}$$

где $\nu = I_{1(1)}/I_1$ – коэффициент искажения, определяемый отношением основной гармоники $I_{1(1)}$ к действующему значению первичного тока I_1; $\cos\varphi$ – косинус угла сдвига фаз первичного тока и напряжения.

В результате процесса коммутации вентилей число высших гармоник в первичной сети снижается на 30–50%. Однако при тиристорном регулировании число высших гармоник в первичной сети возрастает Коэффициент искажения для шестифазных схем выпрямлений $\nu = 0{,}955$ На угол сдвига фаз φ влияют намагничивающий ток трансформатора, угол коммутации вентилей γ и угол регулирования α. При тиристорном регулировании выпрямленного напряжения угол коммутации вентилей уменьшается.

С учетом угла регулирования

$$\cos\varphi = \cos\left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right)\cos\frac{\gamma}{2} \tag{29.4}$$

или с учетом выпрямленного напряжения $U_{d\alpha}$ и выпрямленного напряжения ХХ выпрямителя U_{d0}

$$\cos\varphi = U_{d\alpha}/U_{d0}. \tag{29.5}$$

Коэффициент мощности является основным показателем работы преобразовательной установки; он определяет загрузку сети реактивной мощностью Рекомендуют следующие способы улучшения коэффициента мощности преобразовательных установок:

1) включение вентилей по многофазной схеме для уменьшения высших гармоник в первичном токе;

2) регулирование выпрямленного напряжения комбинированным способом: при помощи регулировочного трансформатора, в пределах ступени регулирования задержки отпирания тиристоров;

3) применение силовых резонансных фильтров (реакторов в сочетании с конденсаторами), настроенных на определенную частоту, или компенсационных выпрямительных агрегатов, работающих с искусственной коммутацией тока.

Коэффициент полезного действия выпрямительной установки определяется отношением мощности, выдаваемой на стороне постоянного тока, к активной мощности, потребляемой из питающей сети:

$$\eta = \frac{U_d I_d}{U_d I_d + \Delta P_{тр} + \Delta P_{ш} + \Delta P_{в,у} + \Delta P_{в,с}}, \quad (29.6)$$

где U_d и I_d – выпрямленные напряжения и ток установки; $\Delta P_{тр}$ – потери в трансформаторе, которые слагаются из потерь в стали $\Delta P_с$ и потерь в меди $\Delta P_м$, $\Delta P_{тр} = \Delta P_с + \Delta P_м$; $\Delta P_{ш}$ – потери в ошиновке агрегата со стороны переменного и постоянного тока; $\Delta P_{в,с}$ – потери во вспомогательных устройствах и собственных нуждах; $\Delta P_{в,у}$ – потери в выпрямительном устройстве; $\Delta P_{в,у} = m\Delta U_в I_{в,ср}$; m – количество вентилей в выпрямительной установке; $\Delta U_в$ – потери напряжения в вентилях, которые составляют в кремниевом вентиле $\Delta U_в = 0{,}5 \div 1{,}5$ В; $I_{в,ср}$ – среднее значение тока вентиля.

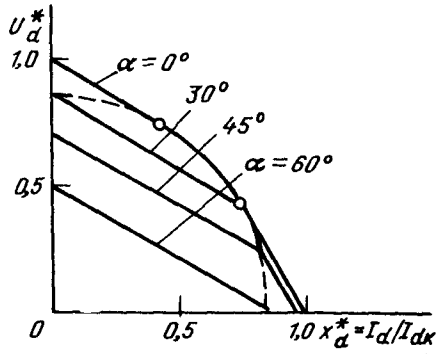


Рис. 29.1. Внешние характеристики трехфазного мостового выпрямителя при различных углах управления

С повышением напряжения установки относительное значение потерь уменьшается, что приводит к повышению КПД агрегата. Коэффициент полезного действия преобразовательной установки изменяется в зависимости от режима работы установки, но является максимальным при $I_{нагр} = 0{,}7 \div 0{,}8$ номинальной за счет уменьшения потерь в силовом трансформаторе и шинах.

Регулировочная характеристика управляемого выпрямителя устанавливает зависимость выпрямленного напряжения от угла регулирования α.

Выпрямленное напряжение определяют:

при непрерывном токе

$$U_d = U_{d0}\cos\alpha, \quad (29.7)$$

где U_{d0} – выпрямленное напряжение XX при $\alpha = 0$;

при наличии разрывов в токе

$$U_d = \frac{1 - \sin\left(\alpha - \frac{\pi}{m}\right)}{2\sin\frac{\pi}{m}} U_{d0}, \quad (29.8)$$

где m – количество фаз выпрямления.

В результате регулирования выпрямленного напряжения в полупроводниковых выпрямителях дросселями или с помощью тиристоров изменяется коэффициент мощности установки. Независимо от схемы выпрямления, ее управляемости нагрузки обеспечи-

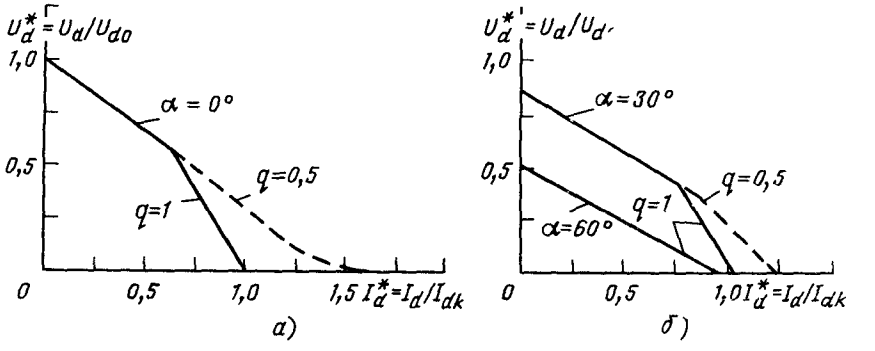


Рис. 29.2. Внешние характеристики шестифазного с уравнительным реактором выпрямителя при различных углах управления:
а – $\alpha = 0$; *б* – $\alpha = 30°$; $\alpha = 60°$

вают различные режимы работы. Выпрямительные установки работают в различных режимах (от ХХ до КЗ), которые отражаются на их внешних характеристиках. Известно, что с увеличением нагрузки выпрямителя его выпрямленное напряжение уменьшается за счет падения напряжения при коммутации вентилей ΔU_x, падения напряжения в вентилях ΔU_a и в активных сопротивлениях схемы ΔU_c.

На рис. 29.1 и 29.2 показаны внешние характеристики выпрямителя с трехфазной мостовой схемой выпрямления и шестифазной схемой с уравнительным реактором соответственно при различных углах управления и индуктивности $L_d = \infty$. В зависимости от количества вентилей, проводящих одновременно ток нагрузки, выпрямители работают в различных режимах. Внешние характеристики выпрямителей построены в относительных единицах. В качестве базисной величины для относительного значения выпрямленного тока принят ток КЗ схемы. Вид внешних характеристик в режимах перегрузки (рис. 29.2, *а* и *б*) существенно зависит от *распределения потоков рассеяния первичной* и вторичной обмоток силового трансформатора.

29.3. СИЛОВЫЕ ПОЛУПРОВОДНИКОВЫЕ ПРИБОРЫ

Современные преобразовательные устройства включают в себя в качестве основных элементов силовые полупроводниковые приборы (полупроводниковые вентили – диоды, транзисторы и тиристоры). Тиристоры и силовые транзисторы, работающие как переключатели электрического тока, при незначительных внутренних потерях могут управлять огромными мощностями, подводимыми к нагрузке. Это создает возможность применять их для различных промышленных приемников электроэнергии, где требуется регулирование режимов работы электрооборудования. Перспективно применение силовых транзисторов вместо тиристоров в устройствах низкого напряжения, работающих при высоких скоростях переключения. Серийно выпускают силовые полупроводниковые вентили – диоды и тиристоры, которые изготовляют в двух исполнениях: штыревом и таблеточном.

Силовые кремниевые вентили и тиристоры предназначены для применения в статических силовых преобразователях электроэнергии, а также в цепях постоянного и переменного тока частотой 500 Гц различных силовых установок. Эти приборы пригодны для работы при температуре охлаждающей воздушной среды от −50 до 40° С и при охлаждении водой от 1 до 30 °С, при максимально допустимой температуре электронно-дырочного перехода 140 °С.

Полупроводниковые приборы в зависимости от технологии их изготовления имеют различные области применения.

Полупроводниковые приборы – вентили типа ВЛ (ВЛВ) и тиристоры ТЛ (ТЛВ) имеют лавинную характеристику, в результате чего исключаются специальные средства защиты их от перенапряжений (*RC*-цепи).

Высококачественные приборы – вентили серии ВЧ и тиристоры серии ТЧ применяют в цепях постоянного и переменного тока частотой до 25 кГц различных установок; эти приборы отличаются способностью работать при повышенных скоростях нарастания анодного тока и напряжения.

Полупроводниковые приборы специального изготовления (роторные) предназначены для вращающихся выпрямителей систем бесщеточного возбуждения синхронных двигателей, компенсаторов и мощных турбогенераторов.

Импульсные тиристоры серии ТИ применяют в преобразовательном режиме с частотой до 10 кГц, они отличаются способностью работать при повышенных скоростях нарастания анодного тока и напряжения, а также меньшими значениями времени включения и выключения.

Симметричные тиристоры (симисторы) серии ТС используют для регулирования мощности в цепях переменного тока, в выпрямителях с реверсированием тока, в преобразователях для реверсивных приводов и т. д. Двухпроводные тиристоры типа ТС проводят ток в обоих направлениях, поэтому они не боятся перенапряжения и соответственно не требуют специальных средств защиты.

Ниже рассмотрены конструктивные особенности кремниевых вентилей и тиристоров.

Конструкция кремниевых вентилей (рис. 29.3). Основу вентиля составляет электронно-дырочный переход в виде кремниевого диска, который впаивают между молибденовыми и вольфрамовыми пластинами, обладающими примерно таким же коэффициентом линейного расширения, как кремний, и хорошей теплопроводностью.

Типовое обозначение вентилей расшифровывают следующим образом:

а) серия В, например, В200: В – вентиль кремниевый, 200 – прямой (предельный) ток, А; ВВ2-1250: В – вентиль кремниевый, В – с

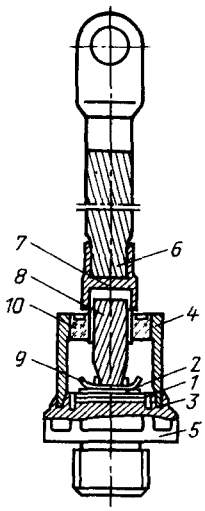


Рис. 29.3. Разрез кремниевого вентиля штыревого типа:

1 – электронно-дырочный переход; *2*, *3* – молибденовые или вольфрамовые диски; *4* – стальной корпус; *5* – медное основание; *6* – наружный вывод; *7* – внутренняя втулка; *8* – внутренний гибкий вывод; *9* – контактная чашечка; *10* – стеклянный изолятор

водяным охлаждением, 2 – отличительная особенность прибора, 1250 – прямой (предельный) ток, А; ВЛВ320: В – вентиль кремниевый, Л – с лавинной характеристикой, В – с водяным охлаждением, 320 – прямой (предельный) ток, А;

б) серия Д, например, Д141-100: Д – диод, 1 – порядковый номер модификации конструкции, 4 – обозначение модификации по размеру шестигранника под ключ по ГОСТ 20859.1 – 79*, 1 – обозначение конструктивного исполнения корпуса по ГОСТ 20859.1 – 79 *, 100 – прямой (предельный) ток, А.

Важной характеристикой полупроводникового вентиля является его вольт-амперная характеристика (рис. 29.4), выражающая зависимость тока через вентиль от среднего значения приложенного прямого напряжения и амплитудного значения обратного напряжения в определенном диапазоне температур.

Повторяющееся напряжение – наибольшее мгновенное значение напряжения, прикладываемое к вентилю в обратном или закрытом (для тиристора) направлении. Этот параметр определяет класс прибора, который численно равен повторяющемуся напряжению, деленному на 100.

Полупроводниковые вентили чувствительны к перегрузкам. Это связано с тем, что масса активной части вентиля (кремниевой пластины) мала, поэтому ее температура быстро достигает критической, в результате чего может наступить пробой вентиля.

Технико-экономические данные силовых неуправляемых кремниевых вентилей приведены в табл. 29.2.

Конструкция тиристоров (рис. 29.5). Основу тиристоров составляет четырехслойная *p-n-p-n* структура, вмонтированная в герметичный металлический корпус, предохраняющий ее от влияния внешних воздействий и обеспечивающий необходимый теплоотвод при работе тиристора. Анодом тиристора является основание корпуса, имеющее резьбовую часть для ввинчивания прибора в охладитель для воздушного или водяного охлаждения. Катодом является гибкий медный вывод с наконечником. Катодный вывод припаян к втулке, изолированной от корпуса стеклянным изолятором. Управляющий электрод выведен в сторону катода. Он припаян к втулке корпуса прибора и изолирован стеклянным изолятором.

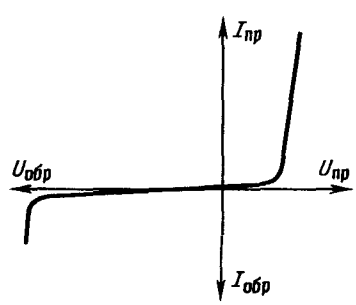


Рис. 29.4. Вольт-амперная характеристика кремниевого вентиля:

$U_{пр}$ – прямое напряжение, В; $I_{пр}$ – прямой ток, А; $U_{обр}$ – обратное напряжение, В; $I_{обр}$ – обратный ток, мА

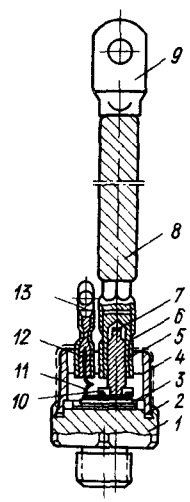


Рис. 29.5. Разрез силового тиристора штыревого типа:

1 – основание корпуса; *2* – фторопластовая прокладка; *3* – вентильный элемент; *4* – крышка; *5* – стеклянный изолятор; *6* – внутренняя втулка; *7* – внутренний гибкий вывод; *8* – внешний гибкий вывод; *9* – наконечник; *10* – чашечка; *11* – вывод управляющего электрода; *12* – изолированная стальная стулка; *13* – наконечник управляющего электрода

Таблица 29.2. **Технико-экономические показатели силовых неуправляемых кремниевых вентилей**

Тип	Прямой (предельный) ток, А	Повторяющееся напряжение, В	Прямое падение напряжения (амплитудное значение), В	Обратный ток (амплитудное значение), А	Габариты, мм	Масса, кг		Цена, руб.-коп.
						без охладителя	с охладителем	
Вентили штыревые								
В10*	10	150–1400	До 1,35	До 5	72×72×119	0,045	0,131	2-20–2-50
В25*	25	150–1400	До 1,35	До 5	90×90×149	0,084	0,224	3-05–4-80
В50	50	150–1400	До 1,35	До 5	∅35,5×175	0,19	0,53	3-85–6-00
В200	200	150–1400	До 1,6	До 8	∅45,5×275	0,5	1,27	4-60–8-30
В320	320	100–1400	До 1,7	До 20	∅60×280	1,1	2,2	6-60–12-50
ВВ320	320	100–1400	До 1,7	До 40	∅58×352	0,53	1,18	5-20–14-10
ВВ500	500	150–1400	До 1,8	До 28	∅58×358	1	1,6	7-50–20-10
Д141-100	100	300–1600	До 1,45	До 20	∅30,5×150	0,1	0,52	3-90–7-60
Д151-125	125	300–1600	До 1,35	До 20	∅30,5×182	0,18	0,68	4-10–8-70
Д151-160	160	300–1600	До 1,35	До 20	∅30,5×182	0,18	0,6	4-40–10-30
Д161-200	200	300–1600	До 1,35	До 40	∅35,5×200	0,298	1,098	4-80–12-20
Д161-250	250	300–1600	До 1,35	До 40	∅35,5×200	0,298	1,098	5-20–14-50
Д161-320	320	300–1600	До 1,35	До 50	∅35,5×200	0,298	1,098	5-80–17-80
Д171-400	400	300–1600	До 1,5	До 50	∅45,5×250	0,510	2,26	6-50–21-50
Вентили лавинные штыревые								
ВЛ10*	10	600–1200	До 1,35	До 4	72×72×119	0,045	0,331	2-90–3-60
ВЛ25*	25	600–1200	До 1,35	До 8	90×90×149	0,084	0,224	4-10–5-10
ВЛ50*	50	600–1200	До 1,35	До 12	44×75×258	0,19	0,53	5-40–6-70
ВЛ200	200	600–1200	До 1,35	До 12	∅45,5×27,5	0,50	1,27	6-30–8-80
ВЛ300	300	600–1200	До 1,35	До 12	∅60×280	1,10	–	9-30–11-50
ВЛ320	320	400–1500	До 1,6	До 20	110×114×364	1,0	2,2	9-30–11-90
ВЛВ320	320	600–1300	До 1,7	До 12	∅58×352	0,53	1,18	11-90–20-40
ДЛ161-200	200	400–1400	До 1,45	До 25	∅35,5×200	0,298	2,298	6-90–14-90
ДЛ171-320	320	400–1400	До 1,45	До 25	∅45,5×250	0,510	2,51	9-30–23-30
ДЛ123-320	320	400–1400	–	–	∅42×14	0,07	2,07	14-00–26-70
ДЛ133-500	500	400–1400	–	–	∅54×20	0,20	3,20	16-60–33-90
Вентили таблеточные								
В8-200*	200	100–4200	До 1,85	До 30	104×150×169	0,155	1,6	6-30–41-20
В8-250*	250	100–4200	До 1,9	До 30	110×114×172	0,155	2,2	6,30–41-20
В2-320	320	150–4000	До 1,9	До 20	∅56×19	0,15	3,8	11-70–29-10
В500	500	150–3800	До 2	До 30	∅73×22	0,31	6,2	18-30–47-70
В800	800	150–2400	До 1,85	До 20	∅73×22	0,31	6,2	18-50–40-00
ВВ1 000*	1 000	150–2400	До 2,0	До 20	130×130×135	0,316	2	29-00–125-30
ВВ2-1 250*	1 250	150–1400	До 2,1	До 20	130×130×152	0,316	2,4	31-00–77-90
В2-1 600	1 600	300–1600	До 1,50	До 100	∅38×24	0,4	6,4	160-00–120-00
Д133-400	400	1000–4000	–	–	∅54×20	0,2	3,2	17-40–41-40
Д133-500	500	1000–2800	–	–	∅54×20	0,2	3,2	19-25–36-90
Д143-630	630	1000–4000	–	–	∅60×20		6,08	14-70–31-10
Д133-800	800	400–1400	–	–	∅54×20	0,2	6	22-40–59-50
Д143-800	800	1800–2800	–	–	∅60×20	0,28	6,08	34-50–48-20
Д143-1 000	1 000	400–1600	–	–	∅60×20	0,28	6,08	17-80–41-80
Д253-1600	1 600	400–2000	–	–	∅75×20	0,55	6,55	41-80–135-00
Вентили роторные								
В6-200	200	400–1600	До 1,5	До 8	∅58×50	0,29	–	5-00–8-30
В2-500	500	400–1600	До 1,8	До 20	65×65×50	0,47	–	20-30–38-80
В3-500	500	1000–3000	До 2,15	До 30	76×100×58	0,3	0,93	57-00–132-00
Вентили высокочастотные								
ВЧ160	160	100–1000	До 1,75	–	70×80×348	0,46	1,1	5-60–8-00
ВЧ2-160	160	100–1000	До 1,75	–	–	0,42	–	5-60–8-00
ВЧ200	200	100–1000	До 1,55	–	70×80×348	0,46	1,1	5-70–8-80
ВЧ2-200	200	100–1000	До 1,55	–	–	0,42	–	5-70–8-80

*Габариты вентилей с учетом охладителей.

Примечание. Цены на приборы даны без учета стоимости охладителей.

Таблица 29.3. **Технико-экономические показатели силовых управляемых кремниевых вентилей-тиристоров**

Тип	Прямой (предельный) ток, А	Повторяющееся напряжение, В	Прямое падение напряжения (амплитудное значение), В	Обратный ток (амплитудное значение), мА	Отпирающий ток управления, А	Отпирающее напряжение управления, В	Габариты, мм	Масса, кг		Цена, руб.-коп
								без охладителя	с охладителем	
Тиристоры штыревые										
Т25	25	100 – 1400	1,9	До 10	0,15	5	∅35,5 × 150	0,12	0,26	5-20 – 8-50
Т50	50	100 – 1400	До 1,75	До 15	0,3	7	∅35,5 × 175	0,16	0,93	5-20 – 9-70
Т100	100	100 – 1400	До 1,95	До 20	0,3	6	∅45,5 × 27,5	0,46	1,2	6-90 – 10-10
Т160	160	100 – 1400	До 1,74	До 40	0,3	6	∅45,5 × 275	0,46	1,2	8-10 – 12-20
Т3-160	160	600 – 2200	До 1,95	До 50	0,4	8	∅55 × 250	0,65	1,45	–
Т151-100	100	300 – 1600	До 1,85	До 15	–	–	∅30,5 × 165	0,18	0,6	6-50 – 17-90
Т161-125	125	300 – 1600	До 1,75	До 15	–	–	∅35,5 × 215	0,298	1,098	6-80 – 19-30
Т161-160	160	300 – 1600	До 1,76	До 15	–	–	∅35,5 × 215	0,298	1,098	7-20 – 21-30
Т171-200	200	300 – 1600	До 1,75	До 30	–	–	∅45,5 × 265	0,51	2,26	7-60 – 23-60
Т171-250	250	300 – 1600	До 1,75	До 30	–	–	∅45,5 × 265	0,51	2,26	8-10 – 26-50
Т171-320	320	300 – 1600	До 1,6	До 30	–	–	∅45,5 × 265	0,51	2,26	8-90 – 30-40
ТВ2-320	320	100 – 1400	До 1,83	До 60	0,4	8	∅62 × 358	0,85	1,45	53-73 – 83-37
Тиристоры лавинные штыревые										
ТЛ160*	160	800 – 900	До 1,9	До 40	0,3	5	70 × 80 × 188	0,46	1,1	12-90 – 14-20
ТЛ2-160*	160	600 – 900	До 1,9	До 40	0,3	5	70 × 80 × 188	0,46	1,1	12-90 – 14-20
ТЛ200*	200	600 – 900	До 1,6	До 40	0,3	5	70 × 80 × 188	0,46	1,1	14-70 – 16-90
ТЛ2-200	200	600 – 900	До 1,6	До 40	0,3	5	–	0,47	–	14-70 – 16-90
ТЛ250*	250	400 – 1000	До 1,8	До 40	0,4	8	110 × 114 × 364	0,87	2,05	14-70 – 21-50
Тиристоры таблеточные										
Т9-100*	100	400 – 2200	До 1,95	До 30	0,3	5	150 × 104 × 169	0,15	1,6	16-60 – 52-00
Т9-160*	160	400 – 2200	До 1,9	До 30	0,3	5	150 × 104 × 169	0,15	1,6	16-60 – 52-00
Т9-200*	200	400 – 2200	До 1,9	До 30	0,3	5	110 × 114 × 172	0,15	2,2	16-60 – 52-00
Т9-250	250	400 – 1600	До 1,85	До 15	0,3	5	∅56 × 19	0,15	2,2	14-70 – 23-40
Т2-320	320	100 – 1400	До 2,1	До 20	0,6	8	∅73 × 22	0,31	3,8	13-10 – 29-80
Т3-320	320	1600 – 2400	До 2,36	До 40	0,4	7	∅73 × 22	0,31	–	54-10 – 64-10
Т500	500	100 – 1600	До 2,1	До 20	0,4	6	∅73 × 22	0,31	6,2	7-90 – 38-20
Т630	630	1600 – 2400	До 2,3	До 50	–	–	∅82 × 23,5	0,345	6,345	103-00 – 137-00

Т800	800	1000 – 1800	До 2,1	До 50	–	–	∅ 82 × 23,5	0,345	6,345	101-00 – 115-00
Т2-800	800	1800 – 2400	До 2,3	До 70	–	–	∅ 82 × 23,5	0,375	6,375	141-00 – 177-00
Т1000	1 000	1000 – 1800	До 2,1	До 70	–	–	∅ 82 × 23,5	0,375	6,375	123-00 – 155-00
Т123-200	200	400 – 1600	До 1,9	До 15	–	–	∅ 42 × 14	0,07	2,07	13-60 – 29-10
Т123-250	250	400 – 1200	До 1,75	До 15	–	–	∅ 42 × 14	0,07	2,07	14-60 – 26-90
Т123-320	320	400 – 800	До 1,65	До 15	–	–	∅ 42 × 14	0,07	2,07	17-00 – 25-60
Т133-320	320	900 – 2000	До 200	До 35	–	–	∅ 54 × 20	0,2	3,2	23-00 – 37-50
Т133-400	400	400 – 1600	До 1,75	До 30	–	–	∅ 54 × 20	0,2	3,2	17-80 – 37-20
Т143-400	400	1800 – 2400	До 2,15	До 50	–	–	∅ 60 × 20	0,28	6,08	47-80 – 59-50
Т143-500	500	400 – 1600	До 1,8	До 30	–	–	∅ 60 × 20	0,28	6,08	22-90 – 57-70
Т143-630	630	400 – 1200	До 1,75	До 30	–	–	∅ 60 × 20	0,28	6,08	22-80 – 43-80
Т153-630	630	1300 – 2400	До 2,1	До 50	–	–	∅ 75 × 26	0,55	6,55	89-90 – 148-20
Т153-800	800	1000 – 1800	До 1,9	До 50	–	–	∅ 75 × 26	0,55	6,55	72-40 – 114-40
Т253-800	800	2000 – 2400	До 2,1	До 70	–	–	∅ 75 × 26	0,55	6,55	
Т253-1000	1 000	1000 – 1800	До 1,8	До 70	–	–	∅ 75 × 26	0,55	6,55	99-80 – 161-20
Т253-1250	1 250	400 – 1200	До 1,6	До 70	–	–	∅ 75 × 26	0,55	6,55	67-60 – 158-20
Тиристоры роторные										
Т2-160	160	400 – 1000	До 1,6	До 20	0,3	6	∅ 58 × 50	0,292	1,16	8-30 – 11-90
Т3-500*	500	1000 – 2000	До 2,35	До 50	0,4	7	100 × 76 × 58	0,3	0,9	119-00 – 210-00
Тиристоры быстродействующие										
ТБ2-160	160	300 – 1200	До 2	До 30	0,35	5,5	∅ 65 × 96	0,48	–	16-40 – 32-40
ТБ200	200	300 – 1200	До 2,4	До 30	0,35	5,5	∅ 58 × 24	0,23	–	19-30 – 44-00
ТБ3-200*	200	300 – 1200	До 1,7	До 30	0,35	5,5	120 × 120 × 171	–	2,8	19-30 – 38-50
ТБ250*	250	300 – 1200	До 2	До 30	0,35	5,5	125 × 150 × 210	0,42	–	2-90 – 50-60
ТБ320	320	300 – 1200	До 2,8	До 40	0,4	5,5	∅ 76 × 24	0,42	–	28-60 – 67-30
ТБ400*	400	300 – 1200	До 2,1	До 40	0,4	5,5	210 × 125 × 150	5,3	–	32-70 – 72-20
Тиристоры высокочастотные штыревые										
ТЧ25*	25	300 – 900	До 3,05	До 30	0,8	3	80 × 94 × 107	0,12	0,72	8-40 – 11-70
ТЧ40*	40	300 – 900	До 1,95	До 30	0,8	3	80 × 94 × 107	0,12	0,72	9-30 – 13-00
ТЧ50*	50	300 – 900	До 2,9	До 40	0,9	3	70 × 80 × 150	0,2	0,8	9-80 – 13-70
ТЧ63*	63	300 – 900	До 2,35	До 40	0,9	3	70 × 80 × 150	0,2	0,8	10-30 – 14-70
ТЧ80*	80	100 – 1000	До 2,6	До 40	1	2,5	70 × 80 × 185	0,35	0,95	10-90 – 15-20
ТЧ100*	100	300 – 900	До 2	До 35	1	2,5	70 × 80 × 185	0,35	0,95	11-50 – 16-80
ТЧ125*	125	300 – 900	До 1,85	До 40	1	2,5	70 × 80 × 185	0,35	0,95	12-10 – 17-70

Продолжение табл. 29.3

Тип	Прямой (предельный) ток, А	Повторяющееся напряжение, В	Прямое падение напряжения (амплитудное значение),В	Обратный ток (амплитудное значение), мА	Отпирающий ток управления, А	Отпирающее напряжение управления, В	Габариты, мм	Масса, кг		Цена, руб.-коп.
								без охладителя	с охладителем	
Симметричные тиристоры — симисторы										
ТС2-10*	10	100 — 1100	До 2	До 5	0,15	5	72 × 80 × 54	0,012	0,175	3-50 — 28-00
ТС2-16*	16	100 — 1100	До 2	До 5	0,15	5	72 × 80 × 54	0,012	0,175	3-15 — 28-00
ТС2-25*	25	100 — 1100	До 2	До 5	0,15	5	72 × 80 × 94	0,012	0,175	3-15 — 28-00
ТС2-40*	40	100 — 1100	До 2	До 10	0,2	7	75 × 85 × 93	0,045	0,35	3-15 — 28-00
ТС2-50*	50	100 — 1100	До 2	До 10	0,2	7	75 × 85 × 93	0,045	0,35	3-15 — 28-00
ТС2-63*	63	100 — 1100	До 2	До 10	0,2	7	75 × 85 × 93	0,045	0,35	3-15 — 28-00
ТС80	80	100 — 1200	До 2,3	До 20	0,4	5	∅ 45,5 × 275	0,44	1,3	8-80 — 16-00
ТС2-80*	80	100 — 1100	До 2,0	До 10	0,2	7	75 × 85 × 93	0,045	0,35	3-15 — 28-00
ТС125	125	100 — 1200	До 1,46	До 20	0,4	5	∅ 45,5 × 275	0,44	1,3	8-90 — 17-40
ТС160	160	100 — 1200	До 1,45	До 20	0,4	5	∅ 45,5 × 275	0,44	1,3	39-00 — 18-60
ТС151-100	100	200 — 1200	До 1,45	До 15	—	—	∅ 35,5 × 215	0,298	1,098	6-80 — 20-00
ТС151-125	125	200 — 1200	До 1,45	До 15	—	—	∅ 35,5 × 215	0,298	1,098	6-80 — 20-00
ТС161-125	125	200 — 1200	До 1,45	До 15	—	—	∅ 35,5 × 215	0,298	1,098	7-30 — 22-60
ТС161-160	160	200 — 1200	До 1,45	До 15	—	—	∅ 35,5 × 215	0,298	1,098	7-90 — 26-30
ТС171-200	200	200 — 1200	До 1,45	До 15	—	—	∅ 45,5 × 265	0,51	2,26	8-60 — 30-50
ТС171-250	250	200 — 1200	До 1,35	До 15	—	—	∅ 45,5 × 265	0,51	2,26	9-40 — 35-70

*Габариты тиристоров указаны с учетом охладителей.

Примечание. Цены на приборы даны без учета стоимости охладителей.

Типовое обозначение тиристора расшифровывают следующим образом: ТС160: Т – тиристор с воздушным охлаждением, С – симметричный, 160 – прямой (предельный) ток, А; ТЛВ320: Т – тиристор, Л – с лавинной характеристикой, В – с водяным охлаждением, 320 – прямой (предельный) ток, А; Т9-100: Т – тиристор с воздушным охлаждением, 9 – отличительная особенность прибора, 100 – прямой (предельный) ток, А; Т171-250: Т – тиристор, 1 – порядковый номер модификации конструкции; 7 – обозначение модификации по размеру под ключ по ГОСТ 20859.1-79*, 1 – обозначение конструктивного исполнения корпуса по ГОСТ 20859.1-79*, 250 – прямой (предельный) ток, А.

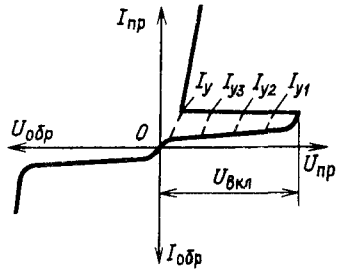


Рис. 29.6. Вольт-амперная характеристика тиристора:

$U_{пр}$ – прямое напряжение, В; $I_{пр}$ – прямой ток, А; $U_{обр}$ – обратное напряжение, В; $I_{обр}$ – обратный ток, мА; $U_{вкл}$ – напряжение включения тиристора

Обратная ветвь вольт-амперной характеристики тиристора (рис. 29.6) ничем не отличается от обратной ветви характеристики неуправляемого вентиля. Рассматривая прямую ветвь характеристики, видим, что тиристор может быть открыт двумя способами: подачей на анод тиристора напряжения большего, чем напряжение включения, или пропусканием через управляющий электрод – катод положительного управляющего тока. Тиристоры, как и неуправляемые вентили, чувствительны к перегрузкам; поэтому нагрузка тиристора должна соответствовать условиям их охлаждения по информационным данным заводов-изготовителей. Технико-экономические данные силовых тиристоров даны в табл. 29.3.

29.4. ПОЛУПРОВОДНИКОВЫЕ ВЫПРЯМИТЕЛИ

Серии неуправляемых и управляемых статических полупроводниковых агрегатов освоены и выпускаются промышленностью. Схема соединения неуправляемых кремниевых вентилей и тиристоров в преобразовательных установках на напряжение выше 300 В преимущественно трехфазная мостовая. Однако в установках низкого и среднего напряжения и большого тока применяют шестифазную нулевую схему с уравнительным реактором. Для создания полупроводниковых преобразовательных установок большой мощности используют параллельное и последовательное соединения выпрямительных блоков.

Полупроводниковые преобразовательные установки имеют различные системы охлаждения: естественное воздушное, принудительное воздушное или жидкостное (преимущественно водяное) охлаждение по разомкнутому и замкнутому циклам. В преобразователях небольшой мощности применяется естественное воздушное охлаждение, средней мощности – принудительное воздушное и большой мощности – в основном жидкостное охлаждение.

Конструктивное исполнение. Конструктивно полупроводниковые преобразователи представляют собой шкафы с двухсторонним обслуживанием и содержат следующие узлы: блоки (панели) силовых кремниевых вентилей (тиристоров); систему охлаждения; блоки (панели) управления; блоки (панели) защиты, а также коммутирующую аппаратуру, аппаратуру сигнализации и измерительные приборы.

Полупроводниковые преобразовательные устройства имеют блочное и блочно-панельное исполнения. Преобразователи малой и средней мощности выполняются преимущественно блочной конструкции (как силовая часть, так и система управления). Преобразователи большой мощности имеют блочно-панельное исполнение, причем силовая часть выполняется в большинстве панельно из-за сложности системы охлаждения.

Щиты управления выпрямительных агрегатов (рис. 29.7) представляют собой металлоконструкцию каркасного типа. Щит управления – двухстороннего обслуживания, выполнен в виде вертикальной панели, на которой расположены приборы измерения и сигнализации, коммутационная аппаратура и аппаратура управления выпрямительным агрегатом.

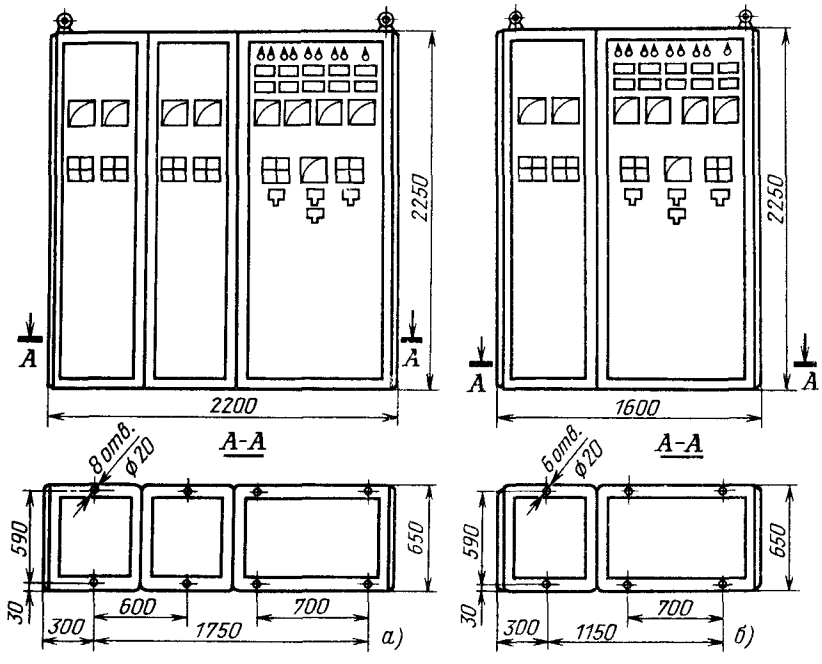


Рис. 29.7. Общий вид щитов управления полупроводниковых выпрямительных агрегатов:

а – на ток 25 000 А и напряжение 300, 450, 600, 850 В; *б* – на ток 12 500 А и напряжение 300, 450, 600, 850 В

В панели стабилизации тока установлена аппаратура системы автоматической стабилизации тока.

29.5. ТИРИСТОРНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ЧАСТОТЫ

Разработка и внедрение статических преобразователей частоты расширили применение асинхронного привода, обеспечив возможности регулирования частоты вращения по сравнению с приводом постоянного тока. Распространение получили два вида статических преобразователей частоты: автономный инвертор со звеном постоянного тока, выходная частота которого может достигать больших значений (несколько тысяч герц), и преобразователь с непосредственной связью, выходная частота которого обычно ниже частоты сети. Автономный инвертор в основном применяют для индукционного нагрева, плавки металлов, закалки, кузнечного нагрева и ультразвуковых устройств; преобразователь применяют для тиристорного асинхронного электропривода станков, машин, инструмента.

Тиристорные преобразователи частоты серии ТПЧ предназначены для питания асинхронных электродвигателей в нереверсивном электроприводе общепромышленных механизмов трехфазным напряжением регулируемой амплитуды и частоты. Это позволяет плавно регулировать скорость в диапазоне 1 : 12 при постоянном моменте, равном начальному моменту двигателя. Точность стабилизации напряжения и частоты составляет до 20% в номинальном режиме. Преобразователи частоты могут работать с двигателями типов 4А, МТК, ВАО и др. Преобразователи обеспечивают плавный пуск и частотное торможение без рекуперации энергии в сеть.

Тиристорный преобразователь частоты (рис. 29.8) состоит из понижающего трансформатора $Тр_1$, блока управляемого выпрямителя $Т_1 - Т_6$, автономного инвертора напряжения $Т_7 - Т_{12}$ с разделяющими диодами $Д_7 - Д_{12}$, коммутирующих конденсаторов с дросселями $Др_1 - Др_3$, моста вентилей обратного (реактивного) тока на диодах $Д_1 - Д_6$.

Для искусственного воздушного охлаждения преобразователя применяют вентилятор с асинхронным двигателем *М1*. Схема управления ТПЧ содержит: *БСУВ* – блок системы управления выпрямителем;

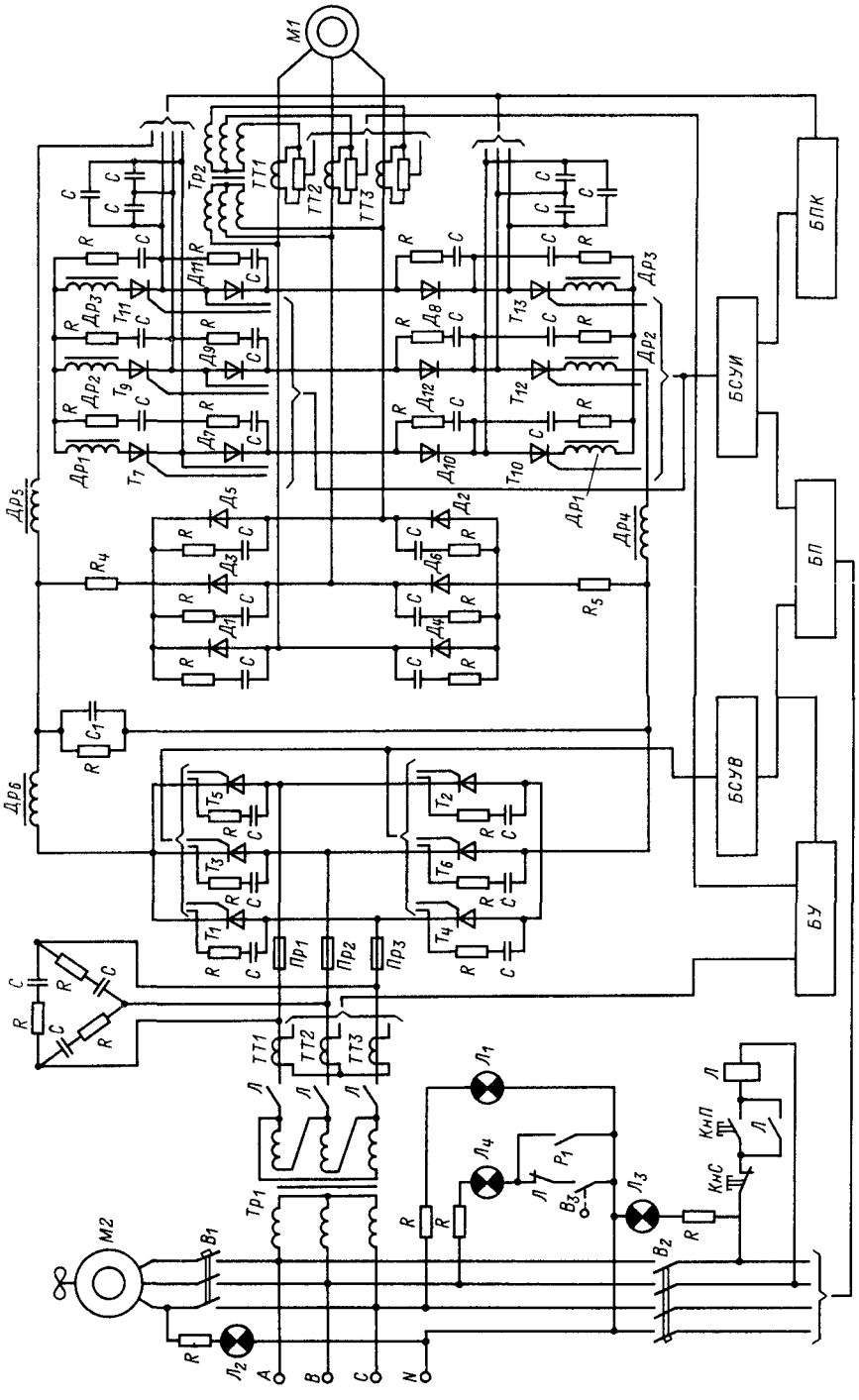


Рис. 29.8. Принципиальная электрическая схема тиристорного преобразователя типа ТПЧ-40

БСУИ – блок системы управления инвертором; *БУ* – блок управления с датчиком тока *ТТ1 – ТТ3* и $Тр_2$; *БПК* – блок подзаряда конденсаторов; *БП* – блок питания.

В системе привода осуществлена замкнутая система автоматического регулирования, построенная на принципе сравнения задающего сигнала по частоте и напряжению с сигналом, пропорциональным ЭДС двигателя. В схеме электропривода применены максимальная токовая ($В_1$, $В_2$ и $Пр_1 - Пр_3$) и нулевая защиты (контактор *Л*), защита от перенапряжения на стороне переменного и постоянного тока (*RC*-цепи). Сигнализацию обеспечивают лампами $Л_1 - Л_4$.

Тиристорный преобразователь частоты типа ТПЧ представляет собой металлический шкаф двухстороннего обслуживания. Преобразователь имеет блочное исполнение. Вверху шкафа над блоками вентилей и тиристоров установлен вентилятор, а в нижней части – силовой трансформатор.

29.6. ТИРИСТОРНЫЕ ПУСКАТЕЛИ И РЕГУЛЯТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ

Безыскровая коммутация, отсутствие подвижных частей и высокая надежность делают перспективным применение тиристорных пускателей и регуляторов напряжения для промышленных потребителей электроэнергии. Это в первую очередь асинхронный электропривод, работающий с большим числом включений, во взрывоопасных и агрессивных средах или в условиях тряски и вибраций.

Тиристорные пускатели типа ПТ обеспечивают включение, отключение и реверс электродвигателей. Нереверсивные пускатели могут использоваться для включения и отключения других видов трехфазных активных перегрузок. Пускатели предназначены для работы в продолжительном и повторно-кратковременном режимах с продолжительностью включения не более 60% (ПВ – 60%) при частоте до 600 включений в час с номинальными токами нагрузки. Пускатели типа ПТ имеют максимальную токовую и тепловую защиты от перегрузок. Время срабатывания тепловой защиты от перегрузок является функцией тока перегрузки и температуры окружающей среды.

Пускорегулирующие бесконтактные устройства типа ПРБУ применяют для пуска, реверса, торможения и бесступенчатого регулирования скорости асинхронных двигателей с фазным ротором.

В настоящее время разработана серия тиристорных переключающих устройств серии ПН для асинхронных двигателей, электропечных и водонагревательных установок и т. д. Тиристорные переключающие устройства позволяют осуществить бесконтактное включение, отключение, а при изменении нагрузки – переключение обмоток статора асинхронного двигателя приводов различных механизмов, а также включение, переключение и отключение других видов активно-индуктивных нагрузок (рис. 29.9). Данное устройство обладает высоким быстродействием и обеспечивает значительное ограничение ударных моментов при пуске и переключении нагрузки. Схемой предусмотрены максимальная токовая защита, защита от перегрузок и нулевая. При исчезновении напряжения устройства отключаются.

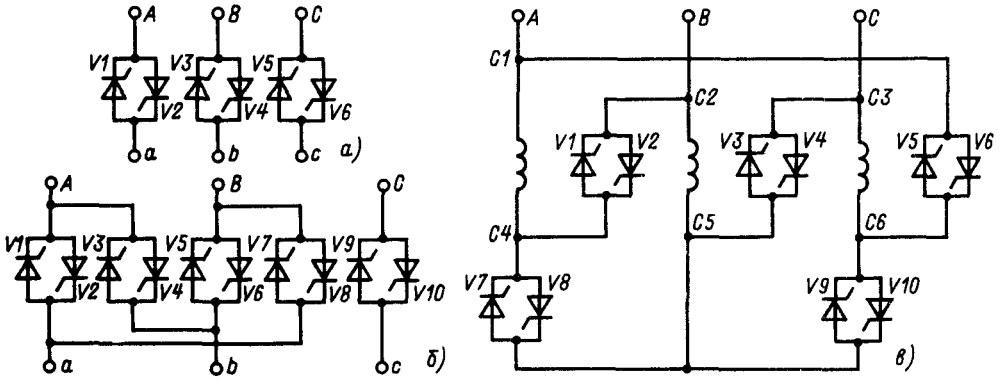


Рис. 29.9. Схемы соединений тиристоров силовых блоков пускателей и регуляторов напряжения:
а – нереверсивная; *б* – реверсивная; *в* – переключений «звезда – треугольник»

29.7. ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛУПРОВОДНИКОВЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

К основным потребителям электроэнергии, питающимся от полупроводниковых преобразовательных установок, в промышленности относят электролизные установки цветной металлургии и химической промышленности, установки для гальваники и электрохимической обработки металлов, индивидуальный электропривод машин и механизмов, цеховые сети постоянного тока, электрифицированный промышленный транспорт и установки для зарядки аккумуляторных батарей.

Из перечисленных видов приемников постоянного тока наиболее энергоемкими являются электролизные установки, применяемые в цветной металлургии и химической промышленности. Полупроводниковые выпрямители применяют в цветной металлургии для питания установок электролиза алюминия, магния, никеля, меди, цинка и других металлов. В химической промышленности основным потребителем постоянного тока является электролиз аммиака и воды. Внедрение в эти области промышленности полупроводниковых выпрямительных устройств дает значительную экономию электроэнергии. Технико-экономические показатели полупроводниковых выпрямительных устройств для электролизных установок цветной металлургии и химической промышленности приведены в табл. 29.4.

В машиностроении значительное место занимают гальваническое покрытие и электрохимическая обработка металлов. Особенностью гальванических процессов является применение низкого напряжения (до 48 В) и постоянного тока до нескольких десятков тысяч ампер при автоматическом поддержании заданной плотности тока. Для улучшения процессов производства применяют автоматическое реверсирование тока. В полупроводниковых установках применяют тиристорное регулирование выпрямленного напряжения с установкой тиристоров на низкой стороне преобразовательного трансформатора, что обеспечивает бесконтактное реверсирование тока. Выпрямительные агрегаты, питающие ванны для гальваники и электрохимической обработки металлов, работают в двух режимах: при увеличенном напряжении и увеличенном токе.

Технико-экономические показатели данных выпрямительных агрегатов приведены в табл. 29.5.

Таблица 29.4. **Технико-экономические показатели полупроводниковых выпрямительных агрегатов электролизных установок цветной металлургии и химической промышленности**

Тип выпрямительного агрегата	Номинальная мощность, кВт	Напряжение		Номинальный выпрямленный ток, А	КПД, %	Коэффициент мощности	Цена, руб.
		питающей сети, кВ	выпрямленного тока, В				
ТДЕ-400/75Т	30	0,38	75	400	93	0,89	—
ТДЕI-1 250/60Т	75	0,38	60	1 250	92	0,89	—
ТДВI-1 250/115Т	144	0,38	115	1 250	94	0,89	—
ТДВ1-1 250/230Т1	287	6;10	230	1 250	96	0,89	—
ТДВ-1 250/230Т2	287	0,38	230	1 250	96	0,89	—
ТДВ1-1 600/230Т	368	6;10	230	1 600	96,5	0,89	—
ВАКВ2-12 500/75	937,5	6;10	75	12 500	94,5	0,92	7 900
ВАКВ2-12 500/150	1 875	6;10	150	12 500	92,5	0,92	8 100
ВАКВ2-12 500/300	3 750	6;10;35	300	12 500	97	0,93	14 800
ВАКВ2-12 500/450	5 625	6;10;35	450	12 500	97,2	0,93	15 300
ВАКВ2-12 500/600	7 500	6;10	600	12 500	97,7	0,95	18 600
ВАКВ2-12 500/850	10 625	6;10;35	850	12 500	98,2	0,95	19 300
ВАКВ2-25 000/300	7 500	6;10;35	300	25 000	97,2	0,93	26 200
ВАКВ2-25 000/450	11 250	6;10;35	450	25 000	97,5	0,93	27 000
ВАКВ2-25 000/600	15 000	10;35	600	25 000	98	0,95	34 000
ВАКВ2-25 000/850	21 250	10;35	850	25 000	98,5	0,95	35 000
ВАКД-12 500/300	3 750	6;10;35	300	12 500	97	0,93	16 000
ВАКД-12 500/450	5 625	6;10;35	450	12 500	97,2	0,93	16 300
ВАКД-12 500/600	7 500	6;10	600	12 500	97,7	0,95	19 700
ВАКД-12 500/850	10 625	6;10;35	850	12 500	98,2	0,95	20 300

Таблица 29.5. **Технико-экономические показатели полупроводниковых выпрямительных агрегатов для гальваники и электрохимической обработки металлов**

Тип выпрямительного агрегата	Номинальная мощность, кВт	Выпрямленное напряжение, В		Выпрямленный ток, А		КПД	Коэффициент мощности	Вид охлаждения	Габариты, мм	Масса, кг	Цена, руб.
		минимальное	номинальное	минимальный	номинальный						
ВАКГ-12/6-1600-У4	19,2	9	12	400	1600	72	0,7	Общее — воздушное	1667 × 800 × 708	650	1000
	9,6	3	6			65	0,68	Вентилей — водяное			
ВАКГ-12/6-3200-У4	38,4	9	12	750	3200	75	0,7	То же	1667 × 800 × 842	850	1300
	19,2	3	6			70	0,68	То же			
ВАК-100-12У4	1,2	6	12	10	100	78	0,82	Естественное	600 × 360 × 1000	135	580
	0,6	3	6			72	0,81	То же			
ВАК-100-24У4	2,4	12	24	10	100	84	0,82	То же	600 × 360 × 1000	175	610
	1,2	3	12			80	0,81	То же			
ВАК-320-18У4	—	9	18	32	320	79	0,82	То же	926 × 600 × 1600	220	597
ВАК-630	—	12	24	63	630	82	0,9	Общее — воздушное	926 × 600 × 1600	250	696
ВАК-630-24У4	15,1	12	24	63	630	88	0,9	То же	900 × 400 × 1710	481	1115
	7,5	3	12			85	0,9				
ВАК-630-48У4	30,2	24	48	63	630	89	0,91	То же	1085 × 400 × 1825	730	3295
	15,1	3	24			85	0,91				
ВАК-1600-12У4	19,4	6	12	160	1600	82	0,92	То же	1980 × 1275 × 840	670	2010
ВАК-1600-24У4	38,4	12	24	160	1600	87	0,91	То же	1700 × 1765 × 800	980	2800
	19,2	3	12			82	0,91				
ВАК-1600-48У4	76,8	24	48	160	1600	89	0,91	То же	1900 × 2315 × 900	2220	4080
	38,4	3	24			83	0,91				
ВАК-3200-12У4	38,4	6	12	320	3200	83	0,92	То же	1980 × 1275 × 840	930	2710
ВАК-3200-24У4	76,8	12	24	320	3200	89	0,9	То же	1900 × 2315 × 900	2340	4495
ВАК-3200-48У4	153,6	6	48	320	3200	88	0,91	То же	1400 × 1200 × 2200	2000	2700
ВАК-6300-12У4	75,6	3	12	630	6300	88	0,45	То же	1785 × 1860 × 2200	2497	3400
ВАК-6300-24У4	151,2	6	24	630	6300	88	0,89	То же	1400 × 1450 × 2200	2000	—
ВАК-12500-12У4	150	3	12	1250	12 500	84	0,89	Трансформаторасовтоловое	2375 × 2945 × 2400	1630	6230
ВАК-12500-24У4	300	6	24	1250	12 500	88	0,87	Вентилей — водяное	3300 × 2650 × 3000	820	6290

ВАКР-100-12У4	1,2	6	12	10	100	78	0,82	Естественное	1000 × 850 × 570	145	700
ВАКР-320-18У4	5,76	9	18	32	320	79	0,82	Воздушное — принудительное	1600 × 870 × 530	230	615
ВАКР-630-12У4	7,56	3	12	63	630	82	0,83	Воздушное — принудительное	1600 × 870 × 530	250	730
	3,78	2	6			73	0,83				
ВАКР-1600-12У4	19,2	3	12	160	1600	82	0,91	Общее — естественное, вентилей — водяное	1980 × 1275 × 840	900	2910
	9,6	2	6			70	0,86				
ВАКР-3200-12У4	38,4	3	12	320	3200	83	0,91	То же	1980 × 1275 × 840	1150	4240
	19,2	2	6			71	0,86				
ВАКР-6300-12У4	75,6	3	12	630	6300	84	0,89	Трансформаторов — совтоловое, вентилей — водяное	1980 × 2510 × 2460	1405	6500
	37,8	2	6			70					
ВАС-600/300	9,0	15	30	300	600	75	0,8	Воздушное — принудительное	1000 × 530 × 612	170	290
	7,2	12	24	300	600	72	0,8				
	8,1	—	27	—	300	82	0,93				

Примечания: 1. Напряжение питающей сети ВАКР-6300-12У4, ВАК-12500-12У4, ВАК-12500-24У4, ВАК-25000-24У4, ВАКР-25000-48У4 6 кВ, остальных выпрямительных агрегатов — 0,38 кВ.

2. Расход охлаждающего воздуха ВАКР-320-18У4, ВАКР-630-12У4 — 2000 м³/ч, расход охлаждающей воды ВАКГ-12/6-1600-4, ВАКГ-12/6-3200-4, ВАК-630-24У4, ВАК-1600-24У4 — 8 л/мин; ВАК-3200-24У4, ВАКР-3200-12У4, ВАКР-6300-12У4 — 16 л/мин, ВАК-12500-12У4, ВАК-12500-24У4 — 5 м³/ч.

Тиристорный электропривод применяют во многих отраслях промышленности (прокатные станы металлургических заводов, подъемные краны общего назначения, различные станки в машиностроении, легкой промышленности и т. д.). Особенностью электропривода постоянного тока является наличие пиковой нагрузки, а в реверсивных схемах — еще и знакопеременной нагрузки. Все это налагает высокие требования к преобразовательным установкам, питающим электрические двигатели постоянного тока. Технико-экономические показатели преобразовательных установок для питания индивидуального электропривода постоянного тока даны в табл. 29.6.

Для питания асинхронного электропривода все шире внедряются тиристорные преобразовательные установки. Это прежде всего наиболее экономичный тиристорный асинхронный электропривод с частотным управлением (табл. 29.7) станков, прядильных машин, электроинструмента и т. д. Преобразователи частоты применяют также для питания электротермических устройств.

Тиристорный асинхронный электропривод с фазовым управлением (табл. 29.8) находит широкое применение для машин и механизмов с большим числом включений, во взрывоопасных и агрессивных средах и в условиях тряски и вибраций.

Таблица 29.6. **Технико-экономические показатели тиристорных преобразовательных агрегатов для питания индивидуального электропривода постоянного тока**

Тип	Номинальная мощность, кВт	Напряжение		Номинальный выпрямленный ток, А	КПД, %	Коэффициент мощности	Габариты, мм	Масса, кг	Цена, руб.
		питающей сети, кВ	выпрямленного тока, В						
Нереверсивные преобразовательные агрегаты									
ТЕ4-63/230Н-1-2УХЛ4	14,5	0,22	230	63	95	—	600 × 600 × 1600	180	—
ТЕ4-63/460Н-2-2УХЛ4	29	0,38	460	63	95	—	600 × 600 × 1600	180	—
ТЕ4-100/230Н-1-2УХЛ4	23	0,22	230	100	95	—	600 × 600 × 1600	180	—
ТЕ4-100/460Н-2-2УХЛ4	46	0,38	460	100	95	—	600 × 600 × 1600	180	—
ТЕ4-160/230Н-1-2УХЛ4	36,8	0,22	230	160	95	—	600 × 600 × 1600	220	—
ТЕ4-160/460Н-2-2УХЛ4	73,6	0,38	460	160	95	—	600 × 600 × 1600	220	—
ТЕ4-200/230Н-1-2УХЛ4	46	0,22	230	200	95	—	600 × 600 × 1600	220	—
ТЕ4-200/460Н-2-2УХЛ4	92	0,38	460	200	95	—	600 × 600 × 1600	220	—
АТЕ3-50/230Р-У4	11,5	0,19; 0,22	230	50	95	—	700 × 655 × 1080	250	950
АТЕ3-50/230Р-2У4	11,5	0,19; 0,22	230	50	95	—	800 × 800 × 1900	350	1 100
АТЕ3-50/460Р-У4	23	0,38	460	50	95	—	700 × 655 × 1080	250	950
АТЕ3-50/460Р-2У4	23	0,38	460	50	95	—	800 × 800 × 1900	350	1 100
АТЕ3-100/230Р-У4	23	0,19; 0,22	230	100	95	—	700 × 655 × 955	250	1 100
АТЕ3-100/230Р-2У4	23	0,19; 0,22	230	100	95	—	800 × 800 × 1900	350	1 200
АТЕ3-100/460Р-У4	46	0,38	460	100	95	—	700 × 655 × 955	250	1 200
АТЕ3-100/460Р-2У4	46	0,38	460	100	98	—	800 × 800 × 1900	350	1 220
АТЕ3-200/230Р-У4	46	0,19; 0,22	230	200	95	—	700 × 655 × 1340	350	1 450
АТЕ3-200/230Р-2У4	46	0,19; 0,22	230	200	95	—	800 × 800 × 1900	400	1 600
АТЕ3-200/460Р-У4	92	0,38	460	200	95	—	700 × 655 × 1340	350	1 500
АТЕ3-200/460Р-2У4	92	0,38	460	200	95	—	800 × 800 × 1900	400	1 600
АТК-100/230М-1У2	23	0,38	230	100	85	0,81	800 × 750 × 1700	900	—
АТК-100/460М-2У2	46	0,38	460	100	87	0,83	800 × 750 × 1760	900	—
АТК-100/230М-1У2	38,8	0,38	230	160	86	0,83	800 × 750 × 1760	900	—
АТК-160/460М-2У2	73,6	0,38	460	160	87	0,84	800 × 750 × 1760	900	—
АТК-250/230М-1У2	57,5	0,38	230	250	91	0,84	800 × 750 × 1760	900	—
АТК-250/460М-2У2	115	0,38	460	250	94	0,85	800 × 750 × 1760	900	—

Продолжение табл. 29.6

Тип	Номинальная мощность, кВт	Напряжение		Номинальный выпрямленный ток, А	КПД, %	Коэффициент мощности	Габариты, мм	Масса, кг	Цена, руб
		питающей сети, кВ	выпрямленного тока, В						
Реверсивные преобразовательные агрегаты									
ТЕР4-63/230Н-1-2УХЛ	14,5	0,22	230	63	95	–	600 × 600 × 1800	200	–
ТЕР4-63/460Н-2-2УХЛ4	29	0,38	460	63	95	–	600 × 600 × 1800	200	–
ТЕР4-160/230-1-2УХЛ4	36,8	0,22	230	160	95	–	600 × 600 × 1800	240	–
ТЕР4-160/460Н-2-2УХЛ4	73,6	0,38	460	160	95	–	600 × 600 × 1800	240	–
ТЕР4-200/230Н-1-2УХЛ4	46	0,22	230	200	95	–	600 × 600 × 1800	240	–
ТЕР4-200/460Н-2-2УХЛ4	92	0,38	460	200	95	–	600 × 600 × 1800	240	–
АТЕР3-50/230Р-У4	11,5	0,19; 0,22	230	50	95	–	700 × 655 × 1430	300	1 300
АТЕР3-50/230Р-2У4	11,5	0,19; 0,22	230	50	95	–	800 × 800 × 1900	400	1 360
АТЕР3-50/460Р	23	0,38	460	50	95	–	700 × 655 × 1430	300	1 250
АТЕР3-50/460Р-2У4	23	0,38	460	50	95	–	800 × 800 × 1900	400	1 350
АТЕР3-100/230Р-У4	23	0,19; 0,22	230	100	95	–	700 × 655 × 1300	300	1 500
АТЕР3-100/230Р-2У4	23	0,19; 0,22	230	100	95	–	800 × 800 × 1900	400	1 360
АТЕР3-100/460Р-У4	16	0,38	460	100	95	–	700 × 655 × 1300	300	1 500
АТЕР3-100/460Р-2У4	46	0,38	460	100	95	–	800 × 800 × 1900	400	1 600
АТЕР3-200/230Р-У4	46	0,19; 0,22	230	200	95	–	700 × 660 × 2135	400	2 000
АТЕР3-200/230Р-2У4	46	0,19; 0,22	230	200	95	–	800 × 800 × 2200	500	2 200
АТЕР3-200/460Р-У4	92	0,38	460	200	95	–	700 × 660 × 2135	400	2 000
АТЕР3-200/460Р-2У4	92	0,38	460	200	95	–	800 × 800 × 2200	500	2 100
АТРК-100/230-1У2	23	0,38	230	100	85	0,81	800 × 750 × 1760	400	2 700
АТРК-100/460-2У2	46	0,38	460	100	87	0,83	800 × 750 × 1760	440	2 870
АТРК-160/230-1У2	36,8	0,38	230	160	86	0,83	800 × 750 × 1760	400	2 800
АТРК-160/460-2У2	73,6	0,38	460	160	87	0,84	800 × 750 × 1760	440	2 870
АТРК-250/230-1У2	57,5	0,38	230	250	91	0,84	800 × 750 × 1760	460	3 400
АТРК-250/460-2У2	115	0,38	460	250	94	0,86	800 × 750 × 1760	500	3 600
АТРК-500/230-1У2	115	0,38	230	500	94	0,85	2000 × 750 × 1760	910	5 650
АТРК-500/460-2У2	230	0,38	460	500	95	0,87	2000 × 750 × 1760	1 070	6 350

Примечание. В оптовую цену агрегатов серии АТРК не включена стоимость силового трансформатора.

Для питания постоянным током различных вспомогательных приводов, систем управления и сигнализации на промышленных предприятиях не требуется изменение напряжения сети постоянного тока. Сеть постоянного тока напряжением 220 В питается от полупроводниковых выпрямительных устройств, технико-экономические данные которых приведены в табл. 29.9.

Электрифицированный промышленный транспорт применяют как для внутрицеховых, так и для открытых и подземных горных разработок. Это рудничные электровозы, троллейвозы, питающиеся от сети постоянного тока напряжением до 1650 В. Особенностью сети питания электрифицированного транспорта является наличие пиковых изменений нагрузок. Поэтому полупроводниковые преобразовательные установки, питающие контактную сеть, рассчитаны на значительные кратковременные перегрузки (табл. 29.10).

Таблица 29.7. **Технико-экономические показатели тиристорных преобразователей частоты**

Тип	Номинальная потребляемая мощность, кВ·А	Выходная частота, Гц	Выходное напряжение, В	Габариты, мм	Масса, кг	Цена, руб.
ТПЧ-15	15	6–60	20–230	700×990×1970	560	–
ТПЧ-40	40	6–60	20–30	700×920×2060	820	–
ТПЧ-63-11	80	5–60	20–230	1000×1100×2540	1200	–
ТПЧ-100-11	125	5–60	38–380	1950×1000×2540	1300	–
ТПЧ-160/380-У4	100	5–80	380	1250×1000×2530	1500	–
СЧИ-100-2,4-У4	100	2400	400–800	1845×1120×1700	1700	10640
ПЧТ-1У2	600*	162/3	1000	800×700×1100	330	3760
ТПЧ-160-4У4	160*	400	800	–	–	15000
ТПЧ-250-2,4-2У4	250*	2400	400–1000	2000×800×2200	1500	12250
ТПЧ-320-1,0-2У4	320*	1000	400–1000	2000×8000×2200	1500	12250
ТПЧ-500-2,4-2У4	500*	2400	400–800	4000×800×2200	2650	21055
ТПЧ-800-1,0-2У4	800*	1000	400–1000	4000×8000×2200	2750	21800
ТПЧ-1600-1,0-2У4	1600*	100	400–1000	2×(3250×800×2200)	5500	50000
СПЧС-190-380-У4	–	–	380	4400×800×2900	4500	38700
ПЧС-4,0-150/200/400-36А	4	150, 200, 400	36	940×610×888	230	–
ПЧС-4,0-150/200,/400-36П	4	150, 200, 400	36	650×568×987	230	–
ПЧС-4,0-150/200/400-230А	4	150, 200, 400	230	940×615×888	230	–
ПЧС-4,0-150/200/400-230П	4	150, 200, 400	230	650×568×987	230	–
ПЧС-10-150/200/400-36А	10	150, 200, 400	36	1110×698×1018	350	–
ПЧС-10-150/200/400/36П	10	150, 200, 400	36	760×678×1198	350	–
ПЧС-10-150/200/400-230А	10	150, 200, 400	230	1110×698×1018	350	–
ПЧС-10-150/200/400-230П	10	150, 200, 400	230	760×678×1196	350	–

* Номинальная мощность на выходе, кВт.

Примечания: 1. Напряжение питающей сети тиристорных преобразователей частоты 0,38 кВ.

2. Преобразователи частоты типов ПЧС и ТПЧ-15 имеют естественное охлаждение, ТПЧ-500-2, 4-2У4 – водяное принудительное, остальные – воздушное принудительное.

3. Преобразователи частоты типа ПЧС выпускаются для работы в помещениях (исполнение П) и на открытом воздухе (исполнение А).

Таблица 29.8. **Технико-экономические показатели тиристорных пускателей и регуляторов напряжения**

Тип	Напряжение питающей сети, кВ	Номинальный ток, А	Габариты, мм	Масса, кг	Цена, руб.
ПТ-16-380-У5	0,38	16	239×190×388	18	153
ПТ-16-380Р-У5	0,38	16	348×190×388	24	246
ПТ-40-380-У5	0,38	40	314×190×388	25	175
ПТ-40-380Р-У5	0,38	40	374×190×388	37	288
ПРБУ-380-50	0,38	50	800×800×2400	500	2960
ТДЕР2-100-380	0,38	100	–	–	–
АТДЕ2-50/380Р-2У4	0,38	50	800×800×2200	500	2024
АТДЕ2-100/380Р-2У4	0,38	100	800×800×2200	550	2227
ПТО-1600-380	0,38	1600	1000×800×2020	480	–
ПТО-1600-1000	1	1600	1000×800×2020	550	–
ПТО-3200-380	0,38	3200	1000×800×2020	700	–
ПТО-3200-1000	1	3200	1000×800×2420	880	–
ПТО-6300-380	0,38	6300	1000×800×2420	1450	–

Продолжение табл. 29.8

Тип	Напряжение питающей сети, кВ	Номинальный ток, А	Габариты, мм	Масса, кг	Цена, руб.
ПТО-6300-1000	1	6300	1960 × 800 × 2650	1800	—
РТПТФ-1000/360	0,38	1000	800 × 740 × 2200	550	—
РНТТ-330-63	0,38	63	500 × 360 × 1200	85	412
РНТТ-330-100	0,38	100	500 × 360 × 1200	90	476
РНТТ-330-160	0,38	160	500 × 360 × 1200	95	630
РНТТ-330-250	0,38	250	670 × 425 × 930	95	650
РНТТ-330-600	0,38	600	670 × 425 × 930	95	800
ПАВК-400-0630-У4	0,38	630**	1550 × 800 × 2600	950	5450
ПАВК-400 × 2-0630-У4	0,38 × 2*	630**	3050 × 800 × 2600	1620	9200
ПАВК-400-1250-У4	0,38	1250**	3050 × 800 × 2600	1550	8900
ПАВК-400 × 2-1250-У4	0,38 × 2*	1250**	5300 × 800 × 2600	2900	17900

* Преобразователи получают питание от двух гальванически не связанных на низкой стороне трансформаторов.

** Номинальный ток фазы роторной цепи.

Таблица 29.9. **Технико-экономические показатели полупроводниковых выпрямительных установок для питания цеховых сетей постоянного тока**

Тип	Номинальная мощность, кВт	Выпрямленное напряжение, В	Номинальный выпрямленный ток, А	КПД, %	Габариты, мм	Масса, кг	Цена, руб.
КВПП-1600-230-Т4	420	230	1600	96,0	—	—	—
КВПП-2000-230-У4	460	230	2000	95,0	1350 × 1100 × 2600	550	3300
КВПП-3200-230-Т4	736	230	3200	96,0	—	—	—
КВПП-4000-230-У4	920	230	4000	960	900 × 1100 × 2400	1070	6000

Примечания: 1. Напряжение питающей сети 6 и 10 кВ.

2. Охлаждение выпрямительных установок — воздушное принудительное.

Таблица 29.10. **Технико-экономические показатели полупроводниковых выпрямительных агрегатов для питания электрифицированного промышленного транспорта**

Тип	Номинальная мощность, кВт	Выпрямленное напряжение, В	Номинальный выпрямленный ток, А	КПД, %	Коэффициент мощности	Габариты, мм	Масса, кг	Цена, руб.
АТП-500/275М	137,5	275	500	96,0	0,94	1100 × 740 × 1950	402	1740
ПВЭ-3У2*	9900	3300	3000	98	—	2800 × 900 × 3000**	2100	9870
ПВЭ3МУ2***	9900	3300	3000	98	—	2800 × 900 × 3000**	2100	9900
ПВЭ-5АУ1*	9900	3300	3000	99	—	6(1400 × 1000 × × 2820)**	6245	12600
ПВЭ-5АМУ1***	9900	3300	3000	99	—	6(1400 × 1000 × × 2820)**	6245	13200
ВАКЛЕ-1000-600Н	600	600	1000	—	—	—	—	1500
ВАКЛЕ-2000-600Н	—	600	2000	—	—	—	—	2400
ВИПЕ-2000-600Н	—	3300	2500	99	—	—	—	56708

* Схема выпрямления — две обратные звезды с уравнительным реактором.

** Указаны размеры и масса только выпрямительного шкафа.

*** Схема выпрямления — мостовая трехфазная.

Примечания: 1. Напряжение питающей сети АТП-500/275М 6 кВ, ПВЭ — 35 или 6(10) кВ.

2. Охлаждение выпрямительных агрегатов воздушное принудительное.

Таблица 29.11. **Технико-экономические показатели полупроводниковых выпрямительных агрегатов для зарядки аккумуляторных батарей**

Тип	Номинальная мощность, кВт	Выпрямленное напряжение, В	Номинальный выпрямленный ток, А	КПД, %	Коэффициент мощности	Габариты, мм	Масса, кг	Цена, руб.
ЗУК-75/120М-У5	9	120	75	86	0,82	600×630×1070	248	570
ЗУК-155/230М-У5	40	230	155	88–93	0,82	730×710×1660	520	1075
ВАЗП-380/260-40/80--УХЛ4-1	30,4	220–260 260–380	4–80 4–40	91 –	– –	850×600×1900 850×600×1900	430 430	1100 1100
УЗА-60-32-У4	1,92	24–32	24–60	82	0,79	–	–	440
УЗА-150-80-У4	12	32–80	55–150	85	0,81	600×600×1600	300	830
УЗА-80-110-У4	7,7	110	32–80	86	0,75	600×600×1600	265	800
УЗА-250-100-УХЛ4	26	50–100	100–250	85	0,82	800×600×1900	440	970
ЗПУ-2УЗ	63,3	110–210	20–200	–	–	800×800×2200	750	1760

Примечания: 1. Напряжение питающей сети ЗУК-75/120 и ЗУК-155/230М 0,6 и 0,38 кВ, остальных агрегатов – 0,38 кВ.

2. Охлаждение ЗУК-75/120, ВАЗП-380/260-40/80, УЗА-80-110, ЗПУ естественное; остальных агрегатов – воздушное принудительное.

Полупроводниковые зарядные устройства широко применяют для зарядки различных щелочных и кислотных аккумуляторных батарей шахтных электровозов, электропогрузчиков, автомобилей и т. д. Номинальные параметры (зарядный ток и напряжение) определяются типом аккумуляторной батареи и числом заряжаемых элементов. Зарядные устройства работают при стабилизации зарядного тока на нескольких ступенях напряжения питания в зависимости от типа аккумуляторной батареи. Для зарядки аккумуляторных батарей применяют полупроводниковые диодные и тиристорные выпрямительные устройства, технико-экономические показатели которых даны в табл. 29.11.

РАЗДЕЛ ТРИДЦАТЫЙ

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

30.1. НЕАВТОМАТИЧЕСКАЯ КОММУТИРУЮЩАЯ АППАРАТУРА

Неавтоматическая коммутирующая аппаратура имеет значительный удельный вес в электрооборудовании напряжением до 1 кВ. Наибольшее применение в распределительных сетях низкого напряжения находят рубильники, среди которых различают переключающие рубильники и блоки предохранитель – выключатель и рубильник – выключатель.

Рубильники предназначены для нечастых (не более шести в час) неавтоматических замыканий и размыканий силовых электрических цепей переменного частотой 50 (60) Гц и постоянного тока в устройствах распределения электроэнергии, в том числе в комплектных устройствах. Предохранитель – выключатель, кроме того, размыкает электрическую цепь при КЗ и перегрузках выше допустимых. Врубные переключатели общего исполнения предназначены для работы на высоте над уровнем моря не более 2000 м, при температуре воздуха от минус 50 до плюс 60 °С (для исполнений УХЛ – от минус 60 до плюс 60 °С), в окружающей среде, не содержащей газов, жидкости и пыли

в концентрациях, нарушающих работу устройства. Рабочее положение выключателя — на вертикальной плоскости с горизонтальным расположением вала. Допускается отклонение от рабочего положения до 15° в любую сторону. Выключатели собирают на общем валу из однотипных пакетов, стянутых шпильками. Число пакетов равно числу полюсов выключателя. Выключатели бывают одно-, двух- и трехполюсными.

В сетях до 1 кВ применяют рубильники серии Р, рубильники переключающие серии РП, выключатели, разъединители и переключатели серий В2000, Р2000, П2000, Р3000, П3000. Основные технические данные рубильников приведены в табл. 30.1.

Рубильники серии Р и рубильники переключающие серии РП выпускают в соответствии с ТУ 16-525.005—74, ГОСТ 2327—76, 12434—83Е. В условном обозначении рубильника две первые цифры отражают вид рукоятки: 11 — боковая (рис. 30.1), 15, 16, 17, 18 — боковая вынесенная (рис. 30.2), 19 — передняя

Таблица 30.1. **Основные технические данные рубильников**

Тип	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Предельный сквозной ток КЗ, кА (амплитуда)	Термическая стойкость при КЗ, $кА^2$, °С	Число полюсов
Р, РП	380, 660	100 250 400 630	20 40 65 80	50 120 240 512	1, 2, 3
	220, 440	100 250 400 630	20 40 — —	50 120 — —	1,2
Р, П РПЦ, ППЦ	380 380, 660, 220, 440	100 100 250 400 630	— 10 20 30 40	— 16 64 144 256	1, 2, 3 1, 2, 3
РО, ПО, П, РП, РПО	660, 440	100, 250, 400, 600	10, 20, 30, 40	16, 64, 144, 256	1, 2, 3
Р2000, Р2000Т, П2000, П2000Т	400, 500 постоянный ток 380, 220	800, 600 1500, 1200 2500, 2000 4000, 3200 800, 630, 600 1600, 1500, 1200 3000, 2400 5000, 4000	50 50 60 110 50 50 60 110	900 900 2000 3600 900 900 2000 3600	1, 2, 3
ППО, ППЦ	500, 400	1000	40	Не испытывался	1, 2, 3
РПЦ	380	100, 250, 400, 630	10, 20, 30, 40	16, 64, 144, 256	1, 2, 3
РПП	До 500	100, 250	—	—	2,3
БПВ	380 500	100, 250, 400 100, 200, 350	— —	— —	2,3
ППВ	380 220	100, 250 100, 250	— —	— —	3 2

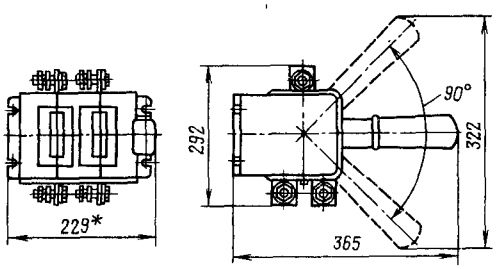


Рис. 30.1. Габарит рубильника типа РП11-39261-0000

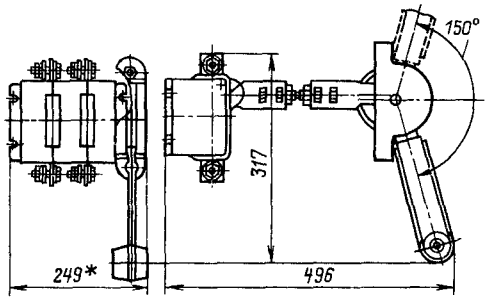


Рис. 30.2. Габарит рубильника типа Р15-39281-000

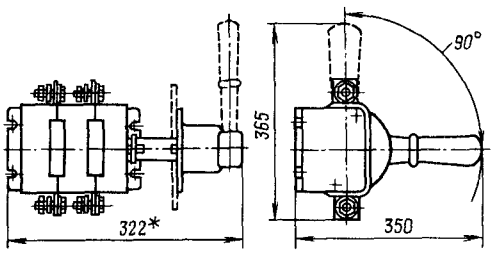


Рис. 30.3. Габарит рубильника типа Р19-39241-0000

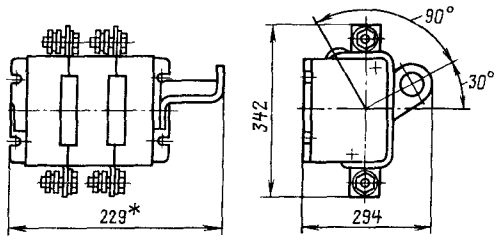
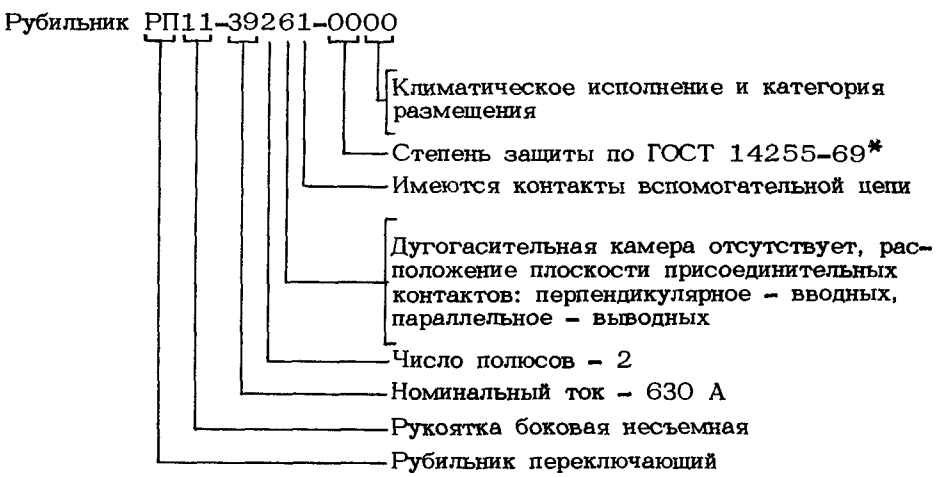


Рис. 30.4. Габарит рубильника типа Р20-39241-0000. Размеры, обозначенные *, определяются числом полюсов выключателя

рукоятка (рис. 30.3), 20 – рычаг (рис. 30.4). Следующие две цифры – обозначение номинального тока выключателя. Кроме того, в обозначении указывают число полюсов, наличие дугогасительной камеры, степень защиты по ГОСТ 14255–69* и климатическое исполнение. Пример обозначения:

Рубильники серий В2000, Р2000, В2000, Р3000, П3000 выпускают в соответствии с ТУ 16-520.220–79*. В условном обозначении указывают вид аппарата: В – выключатель, Р – разъединитель, П – переключатель; номер серии: 2 – с задним присоединением внешних проводов, 3 – с передним присоединением внешних проводов; род и значение тока: 1–630 А, 3–1600 А,



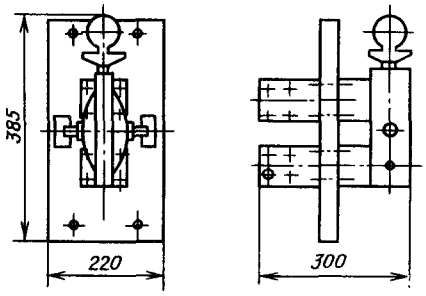


Рис. 30.5. Габарит рубильника типа Р2511

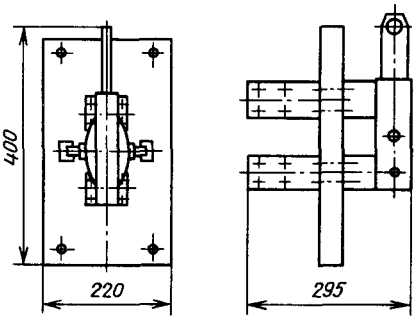


Рис. 30.7. Габарит рубильника типа Р2541

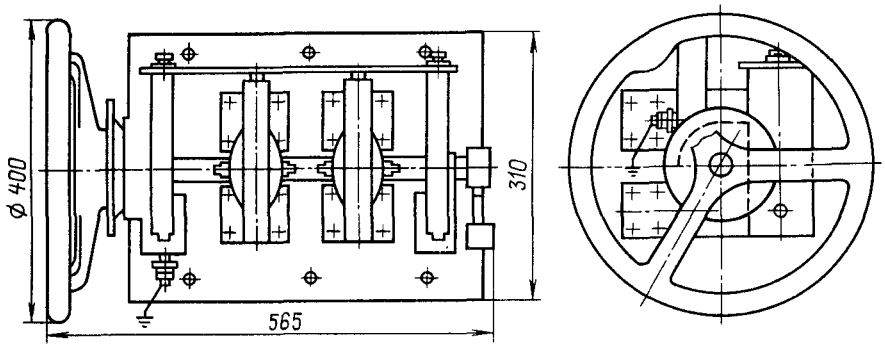


Рис. 30.6. Габарит рубильника типа Р2523

5–2500 А, 7–4000 А (переменный ток) и вид ручного привода: 1 – центральная установка (рис. 30.5), 2 – маховик (рис. 30.6), 4 – съемная штанга (рис. 30.7). Кроме того, в обозначении указывают число полюсов, наличие дугогасительной камеры, наличие контактов вспомогательной цепи, климатическое исполнение и категорию размещения по ГОСТ 15150–69* и 15543–70*.

Пример обозначения:

Рубильник Р 2541/0Т2

- Категория размещения–2 по ГОСТ 15150–69* и ГОСТ 15543–70*
- Климатическое исполнение: тропическое
- Контакты вспомогательной цепи отсутствуют
- Число полюсов – 2, дугогасительных контактов нет
- Вид ручного привода: съемная штанга
- Номинальный ток – 2000 А
- Присоединение внешних проводов – заднее
- Разъединитель

Общий вид и габариты блока предохранитель – выключатель приведены на рис. 30.8 и рубильник – предохранитель – на рис. 30.9. Предельный ток, при котором аппарат размыкает цепь, зависит от типа применяемого предохранителя. Технические данные предохранителей приведены в табл. 30.2.

Таблица 30.2 **Основные технические данные предохранителей**

Серия или тип	Номинальный ток, А		Предельное значение отключаемого тока, кА, при напряжении, В					
	предохранителя	плавкой вставки	переменного тока			постоянного тока		
			220	380	500(550)	200	440	660
ПР-2	15 60	6, 10, 15 15, 20, 25, 35, 45, 60	1,2 5,5	0,8–8 1,8–4,5	7 3,5	1,2 5,5	– –	– –
ППТ-10	До 10	6, 10	1	–	–	1	–	–
ПП21	16 63 100, 160, 250 400	1, 2, 5, 6, 10, 16 25, 40, 63 100, 160, 250 400	1,2 5,5 14 11	0,8–8 1,8–4,5 6–11 6–13	7 3,5 10 11	– – – –	– – – –	– – – –
ПРС	6 25 63 100	1, 2, 4, 6 4, 6, 10, 16, 20, 25 20, 25, 40, 63 40, 60, 80, 100	– – – –	2 60 60 60	– – – –	– – – –	2 30 30 30	– – – –
ПП22	63	25, 40, 63	30*	30	–	–	–	–
ПП	63 160 630	25, 40, 50, 63 100, 160 250, 400, 630	– – –	3,2–30 3,2–15 42, 50, 60	– – –	– – –	– – –	– – –
ПП31	63 160 250 630 1 000	32, 40, 50, 63 50, 63, 80, 100 125, 160, 200, 250 200, 250, 320, 400, 500, 630 500, 630, 800, 1000	–	–	100	–	100	–
ПП41	250 400 630	100, 160, 250 320, 400 400, 630	–	–	–	–	25	25
ПП51	160 250 320 400	160 250 320 400	–	100	–	–	–	–
ПП61	40 63 100 160	40 63 100 160	–	100	–	–	–	–
ПП173900	1 000	500, 630, 800, 1000	–	110	64	100	60	–

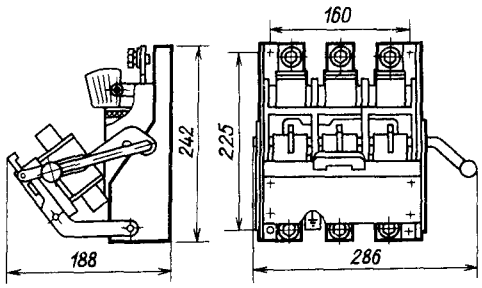


Рис. 30.8. Общий вид и габариты блока предохранитель – выключатель типа ППВ11-31600

←

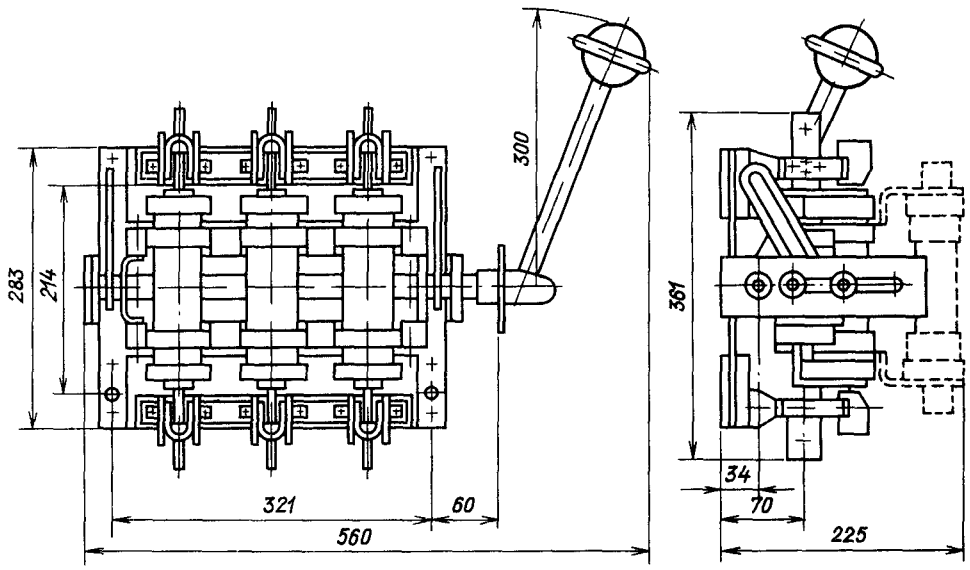


Рис. 30.9 Общий вид и габариты блока предохранитель – выключатель типа БПВ-34

Пакетные переключатели применяют в качестве коммутационных аппаратов в силовых цепях и цепях управления двигателями, в комплектных распределительных устройствах, для переключения без нагрузки ступеней трансформаторов, а также в осветительных щитках. Основные технические данные наиболее употребляемых переключателей приведены в табл. 30.3, а внешний вид и габариты – на рис. 3.10–3 13.

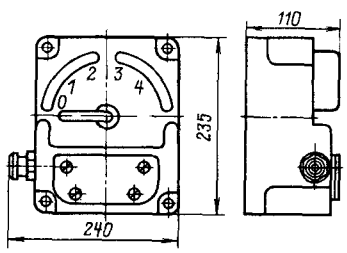


Рис. 30.10. Габарит переключателя типа ПУ12-34

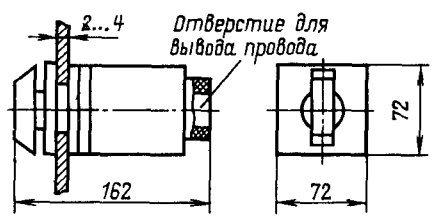


Рис. 30.11. Габарит переключателя типа ПМО

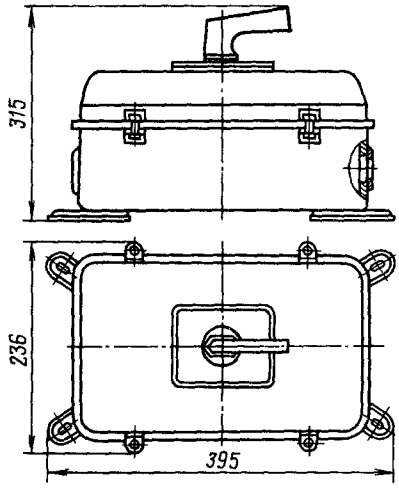


Рис. 30.12. Габарит переключателя типа ПВП11

←

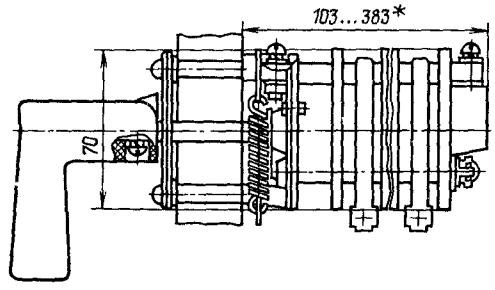


Рис. 30.13. Габарит переключателя УП5300 с самовозвратом

Таблица 30.3 **Основные технические данные пакетных переключателей**

Тип, серия, код ОКП	Документ на поставку	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Сквозной ток КЗ не менее, кА	Число коммутируемых цепей
ПУ 12-34 ОКП 342829	ТУ 16-526.383-75 ГОСТ 16708-84Е	440	200	2,4 в течение 1 с	4
ПВП 11 ОКП 342472	ТУ 16-526.468–80 ГОСТ 16708–84Е ГОСТ 17412–72* ГОСТ 19348–82	380, 660	25...100	0,5...2 в течение 1 с	Не более 24
УП 5300 (открытое исполнение) ОКП 342821 УП 5400 (защищенное исполнение) ОКП 342822	ТУ 16-526.074–75	380	16	0,25 в течение 3 с	24
ПМО ОКП 342801	ТУ 16-526.128–78	380 (переменный) 220 (постоянный)	1,6...6,3	0,08 в течение 1 с	24

В условиях механизации и автоматизации производственных процессов увеличивают применение путевых выключателей и микропереключателей, предназначенных для коммутации электрических цепей управления переменного и постоянного тока под действием управляющих упоров в определенных точках пути контролируемого объекта. Выключатели устанавливают на подвижных и неподвижных частях стационарных установок или встраивают в комплектные устройства. Условия эксплуатации выключателей аналогичны условиям эксплуатации рубильников, положение в пространстве – любое. Основные технические данные путевых выключателей общепромышленного применения приведены в табл. 30.4.

Таблица 30.4. **Основные технические данные путевых выключателей и микропереключателей**

Тип, код ОКП	Документ на поставку	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Коммутационная износостойкость при ПВ = 40...80 %, циклов ВО*	Масса, кг, не более
Выключатель путевой	ТУ16-526.458—79	Переменный ток			
ВП 61-19	ГОСТ 14272—77	380, 220, 40	0,4, 0,6, 1,6	$0{,}4 \cdot 10^6$	0,0094
		Постоянный ток			
ОКП342835	ГОСТ 17467—79	220, 110, 27	0,1, 0,16, 0,4	$0{,}1 \cdot 10^6$	
Выключатель путевой	ТУ16-526.454—79	Переменный ток			
ВПК4000, ОКП342834	ГОСТ 9601—84Е	12, 40, 110, 127, 220, 380, 660	69,3; 44; 27,5; 17,6; 17,6; 11; 8,8	$4 \cdot 10^6$	0,765
		Постоянный ток			
		12, 24, 110, 220, 440	5,5; 2,75; 0,66; 0,33; 0,13	$0{,}25 \cdot 10^6$	
Выключатель путевой		Переменный ток			
ВК200Г, ВК300Г, ОКП342835	ТУ16-526.351—79	24...500	не более 6	$1{,}6 \cdot 10^6$	1,2
		Постоянный ток			
		24...220	не более 4		
Выключатель путевой	ТУ 16-526.433—78	Переменный ток			
ВПК2000, ОКП342834		24...500	6,3	$2 \cdot 10^6$	0,433
		Постоянный ток			
		24...220	4		
Микропереключатель	ТУ 16-526.322—78	Переменный ток			
МП2000,	ГОСТ 14272—77*	24, 40, 220, 380, 660	1,6; 1,6; 1; 0,6; 0,25	$1 \cdot 10^6$	0,5
ОКП342839		Постоянный ток			
		24, 27, 110, 220, 440	0,6; 0,25; 0,16; 0,06	$0{,}6 \cdot 10^6$	

* ВО — цикл «включение — отключение».

30.2. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ

Предохранители предназначены для защиты электрических цепей и электрооборудования от токов, превышающих допустимые по условиям нагрева с учетом перегрузочной способности. Основные технические данные предохранителей приведены в табл. 30.2.

30.3. АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Автоматические выключатели (рис 30 14) с естественным воздушным охлаждением предназначены для отключения тока при КЗ, перегрузках и недопустимых снижениях напряжения, для оперативных включений и отключений электрических цепей (в том числе электродвигателей) на напряжение до 1 кВ

Выключатели рассчитаны для работы в продолжительном режиме и предназначены для эксплуатации в следующих условиях

установка на высоте не более 1000 м над уровнем моря (для выключателей серий АП50 и АЕ1000 не более 2000 м),

температура окружающей среды от минус 40 (без выпадения росы и инея) до плюс 40 °С (для выключателей серии АЕ1000 – от плюс 5 до плюс 40 °С),

относительная влажность не более 90% при 20 °С и не более 50% при 40 °С,

окружающая среда – невзрывоопасная, не содержащая проводящую пыль в количестве, нарушающем работу выключателя, и агрессивные газы и пары в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию,

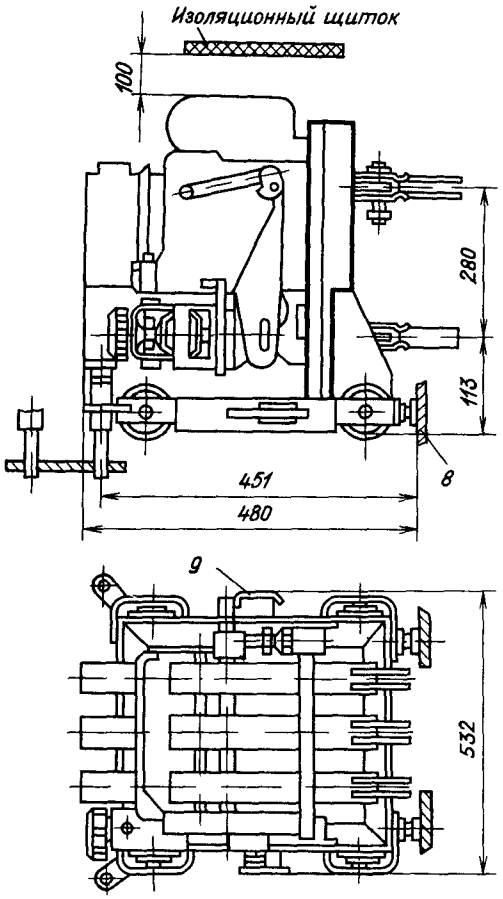
место установки выключателя защищено от попадания воды, масла, эмульсии и т п ,

отсутствие непосредственного воздействия солнечной и радиоактивной радиации,

отсутствие резких толчков (ударов) и сильной тряски,

вибрация мест крепления выключателей с частотой до 100 Гц при ускорении не более 0,7 *g*

Краткие сведения об основных автоматических выключателях приведены в табл 30 5 Основные технические данные выключателей приведены в табл 30 6



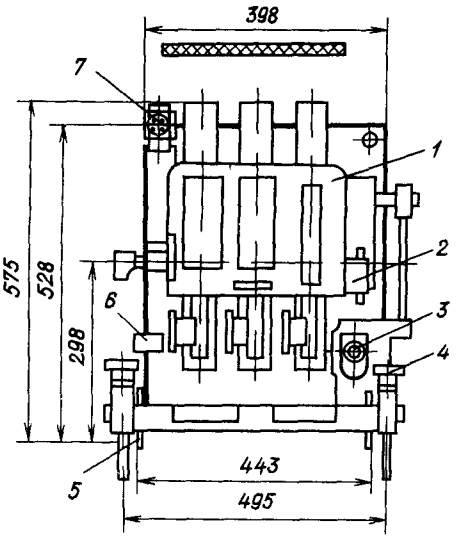


Рис 30 14 Общий вид, габариты и установочные размеры выдвижных автоматических выключателей АВМ4 и АВМ10

1 – панель управления, *2* – расцепитель независимый *3* – электромеханический привод, *4* – фиксатор *5* – ролик тележки каркаса напряжения *6* – штепсельный разъем *7* – расцепитель минимального напряжения *8* – упор в ячейке распредустройства, *9* – контакт скользящий для заземления

Таблица 30.5. **Краткие сведения об основных автоматических выключателях**

Серия	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Род тока цепи управления			Род защиты по току				Область применения				ГОСТ, ТУ
			постоянный	переменный, 50 и 60 Гц	переменный, 400 Гц	неизбирательная и нетокоограничивающая	токоограничивающая	избирательная	без защиты	для осветительных сетей	защита электрических силовых цепей, защита и пуск	защита электрических силовых цепей	редкие коммутации защиты	
АВМ	До 660	400, 750, 800, 1000, 1150, 1500, 2000, 2300	Да	Да	–	Да	–	Да	Да	–	Да	–	Да	ТУ 16-522.010 – 73
«Электрон» (Э)	До 660	630, 1000, 1600, 2500, 3200, 4000, 5000, 6300	Да	Да	–	Да	–	Да	–	–	Да	Да	–	ТУ 16-522.022 – 79
А63	До 240	25	Да	Да	–	Да	–	–	–	–	–	Да	–	ТУ 16-522.110 – 74
АК50	До 400	50	Да	Да	Да	Да	–	–	Да	–	Да	–	Да	ТУ 16-522.140 – 78
АП50	До 500	50												ТУ 16-522.054 – 82
АК63		63												ОСТ 16-0.522.000 – 73
А3100	До 660	50, 60, 100, 200, 220, 600	Да	Да	Да	Да	–	–	Да	–	–	Да	Да	ТУ 16-526-010 – 73
А3700	До 500	160, 200, 250, 400, 630,	Да	Да	Да	–	Да	Да	Да	–	Да	Да	Да	ТУ 16-522.028 – 74
АЕ1000	240	25	–	Да	–	Да	–	–	–	Да	–	–	–	ТУ 16-522.021 – 78
АЕ2000	До 500	25, 63, 100	Да	Да	–	Да	–	–	Да	–	Да	–	Да	ТУ 16-522.064 – 82
АСТ	380	25	–	Да	–	Да	–	–	–	–	Да	–	–	ТУ 16-522.009 – 71

Таблица 30.6. **Основные технические данные автоматических выключателей**

Тип автоматического выключателя	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Число полюсов	Вид расцепителя максимального тока		Номинальные токи расцепителя, А	Уставка срабатывания расцепителя		Время выдержки (срабатывания), с			Предельная отключающая способность, кА	Вид привода	Масса, кг
				в зоне перегрузки	в зоне КЗ		в зоне перегрузки	в зоне КЗ	при токе 1,05 $I_{ном}$	при токе 6 $I_{ном}$	к зоне КЗ			
АВМ4	230	400	2	Электромагнитный с часовым замедлителем	Электромагнитный	120, 150, 200, 250	1,25; 2; 5	2, 5, 8, 11	10	–	0,25–0,6	40	Ручной, электромеханический	25–63
	440											30		
	400 660		3									42		
АВМ10	230	750, 800, 1000	2			500, 600, 800, 1000						40		29–64
	440											30		
	400, 660		3									42		
АВМ15	230	1150, 1500	2			800, 1000 1200, 1500	1,25; 2	5; 8; 10–12,5	10	–	0,25–0,6	45		50–65 111
	440											30		
	400 660		3									42		
АВМ20	230	2000 (2300)	2			1000; 1200; 1500; 2000 (2300)	1,25; 2	4–10	10	–	0,25–0,6	30		66–84 132
	440											30		
	400 600		3									75		90–108

ЭО6	220	800, 1000	2	Полупроводниковый	Полупроводниковый	250, 400, 630, 800	0,8, 1,25, 2	3, 5, 7, 10	100, 150, 200	4, 8, 16	0,25, 0,45, 0,7	35	Ручной, электромеханический	105
	400											25		
	380, 660		3									60		90
Э16	440	1600	2			630, 1000, 1600						45	Электромеханический	260
	660		3									63		
Э25	220 440	2500, 3200 4000	2			1600, 2500 (3200)		3, 5, 7				60		254
	660		3									75		
Э40	440	4000, 5000, 6300	3			2500, 4000, 6300		3, 5				55		263 – 434
	660											105 – 140		
А63	110	25	2	Электромагнитный с гидравлическим замедлением срабатывания, тепловой	Электромагнитный	0,63, 0,8, 1, 1,25, 1,6 2, 2,5, 3.2, 4, 6,3, 8, 10, 12,5, 16, 20, 25	1,35	1,3, 2, 5, 10, 13	Не срабатывает	1 – 20	0,05	2,5	Ручной	0,2, 0,27
	240		1						14			3,0		
АК50	220	50	2	Электромагнитный с гидравлическим замедлением срабатывания	Электромагнитный без замедлителя	0,6, 0,8, 1, 1,2, 1,5, 2, 2,5, 4, 5, 6, 8, 10, 12,5, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50	–	5	–	3 – 20	–	4,5		0,9
	400		2, 3				1,35	5, 7, 10	Не срабатывает	–	0,2 – 0,4	9(12)		0,9, 1,2

Продолжение табл. 30.6

Тип автоматического выключателя	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Число полюсов	Вид расцепителя максимального тока		Номинальные токи расцепителя, А	Уставка срабатывания расцепителя		Время выдержки (срабатывания), с			Предельная отключающая способность, кА	Вид привода	Масса, кг
				в зоне перегрузки	в зоне КЗ		в зоне перегрузки	в зоне КЗ	при токе $1{,}05I_{ном}$	при токе $6I_{ном}$	к зоне КЗ			
АК63	240	63	1,2			0,63; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63	—	5	—	3–20	—	3.0–5,0	Ручной	0,65; 1,2
	500		2,3				1,3	3; 14				6,0		1.2; 1,5
АП50	220	50	2	Тепловой	Электромагнитный	1,6; 2,5; 4; 6,4; 10; 16; 25; 40; 50;	1,25	3,5; 10	—	1,5–10	—	1–2,5		1
	500		2; 3									1,53–4,25		1; 1,3
А3160	110	50	1		—	15; 20; 25; 30; 40; 50		—	Не срабатывает	—	—	3,6		0,48
	220		2									5		
	380		3											1,2
А3110 А3120	220	100	2		Электромагнитный	15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 80; 100		10				15		2,3; 2,6; 3,6; 4
	220		2; 3											
	500											10; 18		
	380	60				15; 20; 25; 30; 40; 50; 60		До 9				4,5		
А3130	220	200; 220	2			120; 150; 200; 220		6; 7	—	—	—	28		6,3; 8,2; 9,3; 14,8
	500		2; 3									25		
	380	170; 200				100; 170; 200		7				30		8,2; 9,1
А3140	220	600	2			250; 300; 400; 500; 600	—	7	—	—	—	50		17,4
	500		2; 3									40		17,4; 19,4
А3710	440	160	2	Полупро-		16; 20; 25;	1,15;	2,5–6	Не сра-	—	—	100	Ручной,	4,5; 4,9;
								2,5–10						

	380		2, 3	водниковый, термобиметаллический		32, 40, 50, 63, 80, 110, 125, 160	1,25		батывает			75	электромеханический	5,5
	660											40		4,5–6,1
	380						1,5	4,10				25		4,9, 5,8
А3720	440	250	2			160, 200, 250	1,15, 1,25	2–10		—	—	100		6,3, 6,9, 7,7
	380		2, 3					3–10				75		
	660						1,25	6–10				40		6,3, 8,4
	380	200				170, 200	1,15	10				30		6,9, 7,7
А3730	440	400	2			160–400	1,15, 1,25	6		—	—	100		16,2–18,2
	380		2, 3					3–10				55		16,2–19,7
	660													
А3740	400	630	2			250–630		6		—	—	100		21,3–23,8
	380		2, 3											
	660							3–10				55		21,3–26,7
АЕ1000	240	25	1	Тепловой		6, 10, 16, 25	1,5	12–18		—	—	2	Ручной	0,16–0,2
АЕ2030	110	25	1, 2			0,6, 0,8, 1, 1,25, 1,6, 2, 2,5, 3,2, 4, 5; 6, 8, 10, 12,5, 16, 20; 25	1,25	3, 12		—	—	2,5		0,38, 0,64
	220											2		
	220		3									3		0,9
	380													
	500													
АЕ2040	110	63	1, 2			10, 12,5, 16; 20, 25, 32, 40, 50, 63				—	—	5		0,52, 0,96
	220											4		
	220		3									6		1,4
	500											5		
АЕ2050	110	100	1, 2			16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100			Не срабатывает в течение 2 ч	5–20	—	12		0,9, 1,55
	220											4		
	220		3									9		2,2
	380											6		
	500											5		

Продолжение табл. 30.6

Тип автоматического выключателя	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Число полюсов	Вид расцепителя максимального тока		Номинальные токи расцепителя, А	Уставка срабатывания расцепителя		Время выдержки (срабатывания), с			Предельная отключающая способность, кА	Вид привода	Масса, кг
				в зоне перегрузки	в зоне КЗ		в зоне перегрузки	в зоне КЗ	при токе $1{,}05I_{ном}$	при токе $6I_{ном}$	к зоне КЗ			
АСТ	380	25	2; 3	Электромагнитный с гидравлическим замедлением срабатывания		0,32; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,6; 3,2; 4; 5; 6; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	1,2	17	–	6–15	–	2,5	Ручной	0,55; 0,75

30.4. ПУСКАТЕЛИ

Пускатели (рис. 30.15) предназначены для дистанционного управления (пуска, останова, реверса) трехфазными асинхронными электродвигателями. В исполнении с тепловым реле пускатели осуществляют функцию защиты электродвигателей от длительных перегрузок и от токов, возникающих при обрыве одной фазы. Нереверсивные пускатели используют для включения и отключения других видов трехфазных нагрузок. Основные технические данные приведены в табл. 30.7.

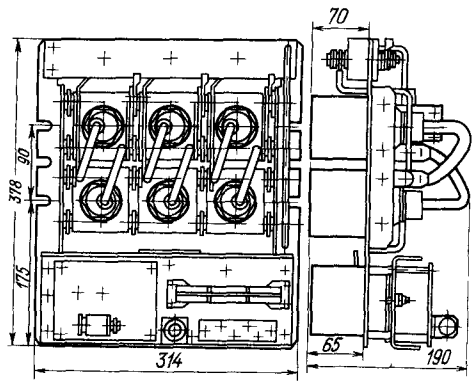


Рис. 30.15. Общий вид, габариты и установочные размеры тиристорного пускателя типа ПТ-40-380-У5

30.5. КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Комплектные распределительные устройства предназначены для распределения электроэнергии и защиты электрических установок и цепей при перегрузках и КЗ, а также для нечастых (не более шести в час) включений и отключений электрических цепей. Комплектные устройства промышленного исполнения предназначены для работы на высоте не более 1000 м над уровнем моря, в невзрывоопасной окружающей среде, не содержащей газы и пары, разрушающие изоляцию, не насыщенной токопроводящей пылью. Температура окружающей среды может меняться для различных климатических исполнений в довольно широких пределах, но в основном лежит в диапазоне от +1–5 до 40 °С. Комплектные устройства проектируют в соответствии

Таблица 30.7. **Основные технические данные пускателей**

Серия	Техническое исполнение	Наибольшая мощность управляемого электродвигателя, кВт, при напряжении, В						Номинальный ток, А
		36	127	220	380	500	660	
ПНВ, ПНВС, ПНВ-Т, ПНВС-Т	Магнитный, нереверсивный	–	1,7	2,8	4,5	4,5	–	12,5
		–	0,6	0,6	0,6	–	–	5
ПА, ПА...Т	Магнитный, реверсивный и нереверсивный	1,5	4	10	17	17	–	30; 40; 26
		2,2	10	17	28	282	–	56; 63; 44
		4	17	30	55	55	–	106; 110; 78
		5	22	45	75	75	–	140; 146; 105
ПМЕ111, ПМЕ113, ПМЕ111Т, ПМЕ113Т		0,27	1,1	2,2	4	4	–	6, 10
ПМЕ200, ПАЕ		0,8	3	5,5	10	10	–	14; 23; 25
		1,5	4	10	17	17	–	26; 36; 40
		2,2	10	17	30	22	–	35; 60; 63
		4	17	30	55	40	–	61; 106; 110
		5	22	40	75	55	–	80; 140; 146
ПМА		–	–	0,8	1,5	1,5	–	4
		–	–	2,2	4	4	–	10
		–	–	5,5	10	10	10	25
		–	–	10	17	22	22	40
		–	–	17	30	40	40	63
		–	–	30	55	55	55	100
		–	–	40	75	100	100	160
ПВИ	Магнитный, взрывозащищенный, нереверсивный	–	–	–	32	–	55	25; 63; 125
		–	–	–	125	–	200	250
ПТ	Тиристорный, реверсивный и нереверсивный	–	–	–	4,5	–	–	16
		–	–	–	17	–	–	40
ПТУ	Тиристорный, нереверсивный с динамическим торможением, реверсивный с динамическим торможением	–	–	34	60	–	–	63
		–	–	38	65	–	–	100
		–	–	60	105	–	–	160
		–	–	95	164	–	–	250
		–	–	–	–	–	–	400

с типовыми схемами электроснабжения цехов и размещают в них наиболее часто применяемую аппаратуру. Применение комплектных устройств повышает надежность электроснабжения, сокращает сроки и стоимость монтажных работ. Промышленностью выпускаются комплектные распределительные устройства в виде щитов, распределительных пунктов, шкафов, панелей и ящиков. В последнее время широкое применение получили серии сборных комплектных устройств, состоящие из отдельных блоков и панелей, монтируемых на специальных стойках. Сборные комплектные устройства позволяют вследствие гибкости схем наиболее полно использовать установленное в них электрооборудование.

Щиты осветительные (рис. 30.16) предназначены для приема и распределения электроэнергии, защиты от перегрузок и токов КЗ в осветительных сетях трехфазного переменного тока с глухозаземленной нейтралью. Щиты используют также для нечастых (до шести в час) оперативных вклю-

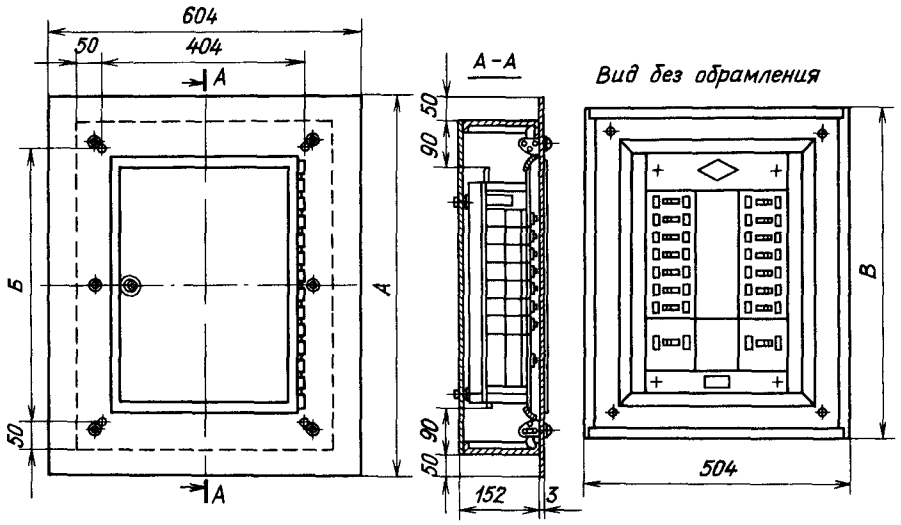


Рис. 30.16. Общий вид осветительного щитка типа СУ445

чений и отключений цепей. Основные технические данные осветительных щитов приведены в табл. 30.8.

Таблица 30.8. **Технические данные осветительных щитов на напряжение 380/220 В**

Тип	Номинальный ток, А	Количество встраиваемых автоматических выключателей	
		вводных	линейных
ЩО	До 100	0,1	6, 12, 18, 24
ЩОВ	100	2	6
	80	0	12
СУ9400	До 150	0	2–30
ЩО41	До 160	0	4, 8, 10, 12, 14, 16, 20
ОПМ	До 100	0	1, 3, 9

Пункты распределительные серии ПР9000 (рис. 30.17) изготовляют в соответствии с ТУ 16-536.035–75 с встроенными в них автоматическими выключателями серии А3100; они предназначены для распределения электроэнергии и защиты электрических установок постоянного до 220 В или переменного до 500 В тока при перегрузках и КЗ и выпускаются в общепромышленном и тропическом исполнениях. Технические данные распределительных пунктов промышленного исполнения приведены в табл. 30.9 и 30.10.

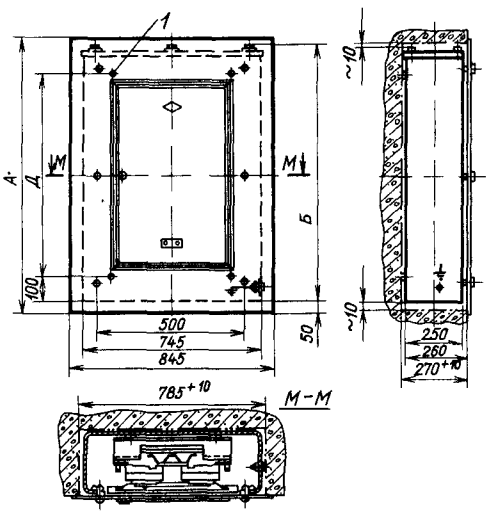


Рис. 30.17. Общий вид РУ пункта типа ПР9141:
1 – отверстия для крепления распределительного пункта

Распределительные пункты ПР11, ПР21, ПР22, ПР23, ПР24, ПР41 (рис. 30.18) предназначены для распределения электроэнергии и защиты электрических установок напряжением до 220 В постоянного тока и до 660 (380) В переменного тока частотой 50 и 60 Гц при перегрузках и КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью, для нечастых (до шести в час) оперативных коммутаций электрических цепей и пуска асинхронных двигателей.

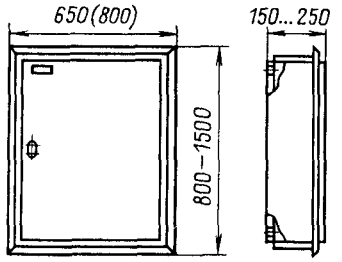


Рис. 30.18. Габарит распределительного пункта типа ПР11

Таблица 30.9. **Технические данные распределительных пунктов промышленного назначения с линейными выключателями А3161 и А3163**

Тип распределительного пункта при вводе трубами в исполнении		Номер схемы	Количество встраиваемых выключателей линейных	
утопленном	навесном		А3161	А3163
ПР9111	ПР9212	101	–	2
		102	3	1
		103	6	–
ПР9121	ПР9222	104	–	4
		105	3	3
		106	6	2
		107	9	1
		108	12	–
		109	–	6
ПР9121	ПР9222	110	3	5
		111	6	4
		112	9	3
		113	12	2
		114	15	1
		115	18	–
ПР9131	ПР9232	116	–	8
		117	3	7
		118	6	6
		119	9	5
		120	12	4
ПР9131	ПР9232	121	15	3
		122	18	2
		123	21	1
		124	24	–
		125	–	10
		126	3	9
		127	6	8
		128	9	7
		129	12	6
		130	15	5

Продолжение табл. 30.9

Тип распределительного пункта при вводе трубами в исполнении		Номер схемы	Количество встраиваемых выключателей линейных	
утопленном	навесном		А3161	А3163
ПР9131	ПР9232	131	18	4
		132	21	3
		133	24	2
		134	27	1
		135	30	–
ПР9121	ПР9222	201	–	2
ПР9131	ПР9232	202	3	1
		203	6	–
		204	–	4
		205	3	3
		206	6	2
		207	9	1
		208	12	–
ПР9121	ПР9222	301	–	2
		302	3	1
		303	6	–
ПР9131	ПР9232	304	–	4
		305	3	3
		306	6	2
		307	9	1
		308	12	–
		309	–	6
		310	3	5
		311	6	4
		312	9	3
		313	12	2
		314	15	1
		315	18	–
ПР9141	ПР9242	316	–	8
		317	3	7
		318	6	6
		319	9	5
		320	12	4
		321	15	3
		322	18	2
		323	21	1
		324	24	–
		325	–	10
		326	3	9
		327	6	8
		328	9	7
		329	12	6
		330	15	5
		331	18	4
		332	21	3
		333	24	2
		334	27	1
		335	30	–

Таблица 30.10. **Технические данные распределительных пунктов промышленного назначения с линейными выключателями А3120, А3130**

Распределительный пункт в исполнении		Номер схемы		Количество встраиваемых линейных выключателей	
навесном	напольном	для постоянного тока	для переменного тока	А3120	А3130
ПР9262	–	151	136	4	–
ПР9262	–	152	137	6	–
ПР9272	ПР9322	153	138	8	–
ПР9282	ПР9332	154	139	10	–
–	ПР9332	155	140	12	–
ПР9272	ПР9322	156	141	–	3
ПР9282	ПР9332	157	142	–	4
ПР9262	–	158	143	2	1
ПР9272	ПР9332	159	144	2	2
ПР9282	ПР9332	160	145	2	3
ПР9272	ПР9323	161	146	4	1
ПР9282	ПР9332	162	147	4	2
ПР9272	ПР9322	163	148	6	1
ПР9282	ПР9332	164	149	6	2
ПР9282	ПР9332	165	150	8	1
ПР9262	–	211	209	4	–
ПР9272	ПР933	212	210	6	–
ПР9272	ПР9322	342	336	4	–
ПР9272	ПР9322	343	337	6	–
ПР9282	ПР9332	344	338	8	–
–	ПР9332	345	339	10	–
–	ПР9332	346	340	12	–
ПР9272	ПР9322	347	341	2	1
ПР9272	ПР9322	416	401	4	–
ПР9272	ПР9322	417	402	6	–
ПР9282	ПР9332	418	403	8	–
–	ПР9332	419	404	10	–
–	ПР9332	420	405	12	–
ПР9282	ПР9332	421	406	–	3
–	ПР9332	422	407	–	4
ПР9272	ПР9322	423	408	2	1
ПР9282	ПР9332	424	409	2	2
–	ПР9332	425	410	2	3
ПР9282	ПР9332	426	411	4	1
–	ПР9332	427	412	4	2
ПР9282	ПР9332	428	413	6	1
–	ПР9332	429	414	6	2
–	ПР9332	430	415	8	1

Распределительные пункты ПР41 используют для компенсации реактивной мощности в осветительных сетях с лампами типа ДРЛ, для чего они могут комплектоваться четырьмя конденсаторами КС1-038-18У3.

Распределительные пункты серии ПР21 изготовляют в соответствии с ТУ 16-536.432–74, ПР22, ПР23, ПР24 – ТУ 16-536.431–74, ПР41 в соответствии с ТУ 16-536.346–73.

Технические данные пунктов приведены в табл. 30.11–30.14. Вид установки распределительного пункта и характеристика внешних проводников: 3 – навесное, ввод сверху и снизу проводниками и кабелями в резиновой или пластмассовой изоляции, снизу кабелями в бумажной изоляции; 4 – напольное, ввод провода и кабеля сверху; 5 – навесное, ввод сверху и снизу проводами, кабелями в резиновой или пластмассовой изоляции, снизу кабелями в бумажной изоляции; 7 – напольное, ввод сверху или снизу проводами, кабелями в резиновой или пластмассовой изоляции, снизу кабелями в бумажной изоляции; 8 – напольное, ввод проводом или кабелем в резиновой или пластмассовой изоляции; 9 – напольное, ввод кабелем сечением 1000 мм^2.

Обозначение габарита распределительного пункта и прибора для контроля напряжения: 1 – первый, 2 – второй, 3 – третий, 4 – первый с вольтметром, 5 – второй с вольтметром, 6 – третий с вольтметром.

Распределительные пункты выполняют с вводным выключателем и без него. Вводный выключатель – избирательный с выдержкой времени в зоне КЗ 0,1 с или неавтоматический. В структуре условного обозначения распределительного пункта буквы ПР – пункт распределительный, первые две цифры – номер разработки серии, следующая цифра – вид установки пункта, следующая цифра – обозначение габарита пункта, следующие две цифры – номер схемы, далее степень защиты оболочки по ГОСТ 14255–69*, климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15543–70*.

Распределительные шкафы ШР11 предназначены для распределения электроэнергии и служат для защиты силовых и осветительных сетей напряжением 380 и 660 В. Номинальный ток устройств 400 А. Шкафы рассчитаны для работы при температуре окружающей среды от –40 до +40 °С, на высоте не более 2000 м над уровнем моря. Рабочее положение – вертикальное с допустимыми отклонениями от вертикали до 5° в любую сторону. Номинальный рабочий режим – продолжительный. Шкафы устанавливают на полу. В качестве вводных в шкафах ШР11 используют врубные выключатели (рубильники) типа Р18, предохранители РН2-400 и ПП31, на питающих линиях

Таблица 30.11. **Технические данные распределительных пунктов серии 21 трехполюсного (переменный ток) и двухполюсного (постоянный ток) исполнения**

Типоисполнение				Длительно допустимый ток распределительного пункта, А	Встраиваемые выключатели											
		номер схемы			вводные				линейные							
									переменного тока			постоянного тока				
									А3724Б	А3714Б	А3714Б	А3723Б	А3713Б	А3713		
									пределы тока расцепителя, А							
вид установки	габарит	переменный ток	постоянный ток		переменного тока	постоянного тока	количество	ток расцепителя, А	160—250	20—160	20—80	160—250	20—160	20—80		
									номинальный ток, А							
									200, 220	130, 150	80	200, 220	130, 150	80		
3, 5,7	1,4	01	34	630, 700	—	—	—	—	2	2	—	2	2	—		
		02	35	630, 700	—	—	—	—	—	4	—	—	4	—		
		03	36	630, 700	—	—	—	—	2	2	—	2	4	—		
		04	37	630, 700	—	—	—	—	—	2	4	—	2	4		
		05	38	630, 700	—	—	—	—	—	6	—	—	6	—		
	2,5	06	39	630, 700	—	—	—	—	2	—	—	2	2	—		
		07	40	630, 700	—	—	—	—	—	4	4	—	4	4		
		08	41	630, 700	—	—	—	—	—	6	2	—	6	2		
3	3,6	09	42	630, 700	—	—	—	—	—	—	12	—	—	12		
5, 7	2,5	10	43	630, 700	—	—	—	—	—	2	10	—	2	10		
		11	44	630, 700	—	—	—	—	—	4	8	—	4	8		
3, 5, 7	2,5	12	45	550, 600	А3744С	А3743С	1	400—630	2	2	—	2	2	—		
		13	46	420	13734С	А3733С	1	250—400	—	2	2	—	2	2		
		14	47	550, 600	А3744С	А3743С	1	400—630	—	4	—	—	4	—		
		15	48	550, 600	А3744С	А3743С	1	400—630	2	2	2	2	2	2		
		16	49	420	А3734С	А3733С	1	250—400	—	—	6	—	—	6		
3, 5, 7	2,5	17	50	550, 600	А3744С	А3743С	1	400—630	—	2	4	—	2	4		
		18	51	550, 600	А3744С	А3743С	1	400—630	—	6	—	—	6	—		
3	3,6	19	52	420	А3734С	А3733С	1	250—400	—	—	8	—	—	8		
5, 7	2,5	20	53	550, 600	А3744С	А3743С	1	400—630	—	—	8	—	—	8		
		21	54	550, 600	А3744С	А3743С	1	400—630	—	2	6	—	2	6		
5, 7	2,5	22	55	550, 600	А3744С	А3743С	1	400—630	—	4	4	—	4	4		
3, 5, 7	2,5	23	56	550, 600	А3748Н	А3747Н	1	—	2	2	—	2	2	—		
		24	57	480, 520	А3738Н	А3737Н	1	—	—	2	2	—	2	2		
		25	58	550, 600	А3748Н	А3747Н	1	—	—	4	—	—	4	—		
		26	59	550, 600	А3748Н	А3747Н	1	—	2	2	2	2	2	2		
		27	60	480, 520	А3738Н	А3737Н	1	—	—	—	6	—	—	6		
		28	61	550, 600	А3748Н	А3747Н	1	—	—	2	4	—	2	4		
		29	62	550, 600	А3748Н	А3747Н	1	—	—	6	—	—	6	—		
3	3,6	30	63	480, 520	А3738Н	А3737Н	1	—	—	—	8	—	—	8		
5, 7	2,5	31	64	550, 600	А3748Н	А3747Н	1	—	—	—	8	—	—	8		
		32	65	550, 600	А3748Н	А3747Н	1	—	—	2	6	—	2	6		
		33	66	550, 600	А3748Н	А3747Н	1	—	—	4	4	—	4	4		

Таблица 30.12. **Технические данные распределительных пунктов серий 23 и 41 трехполюсного исполнения (переменный ток)**

Типоисполнение				Длительно допустимый ток распределительного пункта, А	Встраиваемые выключатели					
					вводные		линейные			
номер серии	вид установки	габарит	номер схемы		тип	количество	тип	количество	длительно допустимый ток, А	ток расцепителя, А
23	8,9	2	01	1000	—	—	А3744С	1	550, 600	400—630
							А3734С	2	420	250—400
41	4	3	01	250	А3728Н	1	АЕ2043	4	63	10—67
			02	250	—	—	АЕ2043	4	63	10—63
			03	250	А3728Н	1	АЕ2041	3	63	10—63
							АЕ2043	5	63	10—63
			04	250	А3728Н	1	АЕ2041	3	63	10—63
							АЕ2043	7	63	10—63
			05	250	А3728Н	1	АЕ2043	9	63	10—63

Примечание. В распределительных пунктах серии 41 могут быть установлены выключатели типа А3163 (длительно допустимый ток 50А, ток расцепителя 15—50 А).

установлены предохранители НПН2-60, ПН2-100, ПН2-250, ПП31-160, ПП32-250. Шкафы допускают установку предохранителей с указателем срабатывания и без него. Ввод питающих и вывод отходящих проводников сверху и снизу осуществляют через съемные крышки. Габариты 500 × 1600 × 300 и 700 × 1600 × 300 мм, масса 80—96 кг.

Ящики распределительные предназначены для подключения, нечастого замыкания и размыкания электрических цепей передвижных приемников электроэнергии; *их применяют во всех отраслях народного* хозяйства; они рассчитаны для работы от сети трехфазного переменного тока напряжением 380 В при частоте 50 Гц или до 440 В при частоте 50 и 60 Гц, а также от сети постоянного тока напряжением до 220 В.

Ящики серии ЯВШ выпускают для работы на высоте не более 2000 м над уровнем моря как в обычном, так и в тропическом исполнении, они соответствуют ТУ 16-536.007—72. Ящики выпускают на номинальные токи 25, 63 и 100 А.

Сечение внешних проводников, присоединяемых к контактным зажимам ящиков на одну фазу: на ток 25 А — 2,5—10 мм², на ток 63 А — 6—25 мм², на ток 100 А — 5—50 мм².

Ящики серии ЯРП11 (рис. 30.19) применяют для работы как в условиях окружающей среды, не содержащей примесей, разрушающих изоляцию, так и в химически активных средах (пары азотной, соляной, серной кислоты и т. д.). Ящики соответствуют ТУ 16-526.315—73. Основные технические данные ящиков приведены в табл. 30.15.

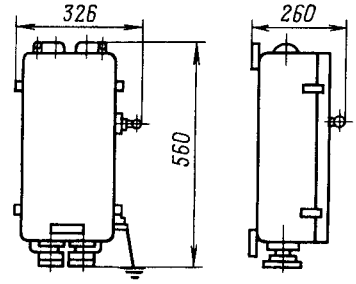


Рис. 30.19. Габарит ящиков серии ЯРП11-301-32У3

Панели распределительные серии ПАР11 (рис. 30.20) предназначены для комплектования распределительных

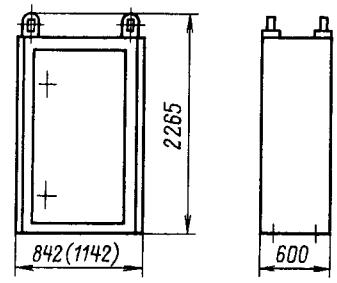


Рис. 30.20. Габариты панелей распределительных серий ПАР11

Таблица 30.13. **Технические данные распределительных пунктов серий 22 и 24 трехполюсного исполнения (переменный ток)**

Типоисполнение			Длительно допустимый ток распределительного пункта, А	Встраиваемые выключатели								
				вводные			линейные для пунктов					
							ПР22	ПР24	ПР22	ПР24	ПР22	ПР24
							выключателей					
							А3726Б, А3722Б	А3726ФУЗ, А3722ФУЗ	А3711Б, А3721Б	А3716ФУЗ, А3712ФУЗ	А3716Б	А3716ФУЗ
							при токе расцепителя					
							160–250 А		16–160 А		16–80 А	
							при номинальном токе					
вид установки	габарит	номер схемы		тип	количество	ток расцепителя, А	250 А		160 А		80 А	
3, 5, 7	1,4	01	630, 700	–	–	–	2		2		–	
		02	630, 700	–	–	–	–		4		–	
		03	630, 700	–	–	–	2		4		–	
		04	630, 700	–	–	–	–		2		4	
		05	630, 700	–	–	–	–		6		–	
	2,5	06	630, 700	–	–	–	2		2		4	
		07	630, 700	–	–	–	–		4		4	
		08	630, 700	–	–	–	–		6		2	
3	3,6	09	630, 700	–	–	–	–		–		12	
5, 7	2,5	10	630, 700	–	–	–	–		2		10	
		11	630, 700	–	–	–	–		4		8	
3, 5, 7	2,5	12	550, 600	А3744С	1	400–630	2		2		–	
		13	420	А3734С	1	250–400	–		2		2	
		14	550, 600	А3744С	1	400–630	–		4		–	
		15	550, 600	А3744С	1	400–630	2		2		2	
		16	420	А3734С	1	250–400	–		–		6	
		17	550, 600	А3744С	1	400–630	–		2		4	
		18	550, 600	А3744С	1	400–630	–		6		–	
3	3,6	19	420	А3734С	1	250–400	–		–		6	
5, 7	2,5	20	550, 600	А3744С	1	400–630	–		–		8	
		21	550, 600	А3744С	1	400–630	–		2		6	
		22	550, 600	А3744С	1	400–630	–		4		4	
3, 5, 7	2,5	23	550, 600	А3748Н	1	–	2		2		–	
		24	480, 520	А3738Н	1	–	–		2		2	
		25	550, 600	А3748Н	1	–	–		4		–	
		26	550, 600	А3748Н	1	–	2		2		2	
		27	480, 520	А3738Н	1	–	–		–		6	
		28	550, 600	А3748Н	1	–	–		2		4	
		29	550, 600	А3748Н	1	–	–		6		–	
3	3,6	30	480, 520	А3738Н	1	–	–		–		6	
5, 7	2,5	31	550, 600	А3748Н	1	–	–		–		8	
		32	550, 600	А3748Н	1	–	–		2		6	
		33	550, 600	А3748Н	1	–	–		4		4	

Таблица 30.14. **Технические данные распределительных пунктов серий 22 и 24 двухполюсного исполнения (постоянный ток)**

Типоисполнение			Длительно допустимый ток распределительного пункта, А	Встраиваемые выключатели									
				вводные			линейные для пунктов						
							ПР22	ПР24	ПР22	ПР24	ПР22	ПР24	
							тип выключателей						
вид установки	габарит	номер схемы		тип	количество	ток расцепителя, А	А3725Б, А3712Б	А3725ФУЗ, А3712ФУЗ	А3715Б, А3711Б	А3715ФУЗ, А3711ФУЗ	А3715Б	А3715ФУЗ	
							при токе расцепителя						
							160–250 А		16–160 А		16–80 А		
							при номинальном токе						
							250 А		160 А		80 А		
3, 5, 7	1,4	34	630, 700	–	–	–	2		2		–		
		35	630, 700	–	–	–	–		4		–		
		36	630, 700	–	–	–	2		4		–		
		37	630, 700	–	–	–	–		2		4		
		38	630, 700	–	–	–	–		6		–		
3, 5, 7	2,5	39	630, 700	–	–	–	2		2		4		
		40	630, 700	–	–	–	–		4		4		
		41	630, 700	–	–	–	–		6		2		
3	3,6	42	630, 700	–	–	–	–		–		12		
5, 7	2,5	43	630, 700	–	–	–	–		2		10		
3	3,6	44	630, 700	–	–	–	–		4		8		
5, 7	2,5	45	550, 600	А3743С	1	400–630	2		2		–		
3, 5, 7	2,5	46	420	А3733С	1	250–400	–		2		2		
		47	550, 600	А3743С	1	400–630	–		4		–		
		48	550, 600	А3743С	1	400–630	2		2		2		
		49	420	А3733С	1	250–400	–		–		6		
		50	550, 600	А3743С	1	400–630	–		2		4		
		51	550, 600	А3743	1	400–630	–		6		–		
3	3,6	52	420	А3733С	1	250–630	–		–		8		
5, 7	2,5	53	550, 600	А3743С	1	400–630	–		–		8		
		54	550, 600	А3743С	1	400–630	–		2		6		
		55	550, 600	А3743С	1	400–630	–		4		4		
3, 5, 7	2,5	56	550, 600	А3747Н	1	–	2		2		–		
		57	480, 520	А3737Н	1	–	–		–		2		
		58	550, 660	А3747Н	1	–	–		4		–		
		59	550, 600	А3747Н	1	–	2		2		2		
		60	480, 600	А3737Н	1	–	–		–		6		
		61	550, 600	А3747Н	1	–	–		2		4		
		62	550, 600	А3747Н	1	–	–		6		–		
3, 5, 7	3,6	63	480, 550	А3737Н	1	–	–		–		8		
	2,5	64	550, 600	А3747	1	–	–		–		8		
		65	550, 600	А3747Н	1	–	–		2		6		
		66	550, 600	А3747	1	–	–		4		4		

Таблица 30 15 **Основные технические данные ящиков распределительных серии ЯРП11**

Типоисполнение ящика	Номинальный ток ящика А	Номинальный ток плавкой вставки предохранителя, А	Номинальное напряжение, В	Тип встраиваемых аппаратов	Число полюсов
ЯРП11-301-32У3 ЯРП11-301-54У1 ЯРП11-301-Х54У1	100	30, 40, 50, 60, 80, 100	380 переменного тока частотой 50, 60 Гц	Рубильник Р26-31370-00У3 Предохранители ПН2-100-10	3
ЯРП11-302-32У3 ЯРП11-302-54У1 ЯРП11-302Х54У1	100	30, 40, 50, 60, 80, 100	220 постоянного тока	Рубильник Р26-31270-00У3 Предохранители ПН2-100-10	2
ЯРП11-341-32У3 ЯРП11-341-54У1 ЯРП11-341Х54У1	250	80, 100, 120, 150, 200, 250	380 переменного тока частотой 50, 60 Гц	Рубильник Р26-35370-00У3 Предохранители ПН2-250-10	3
ЯРП11-342-32У3 ЯРП11-342-54У1 ЯРП11-342Х54У1	250	80, 100, 120, 150, 200, 250	220 постоянного тока	Рубильник Р26-35270-00У3 Предохранители ПН2-250-10	2

Примечания 1 Ящики с предохранителями ПН2 допускают работу в сетях напряжением до 500 В переменного тока частотой 50 и 60 Гц

2 Номинальный ток ящика и плавкой вставки снижается для ящиков степени защиты IP32 – на 10% для ящиков степени защиты IP54 – на 20%

щитов трехфазного тока напряжением до 500 В частоты 50 или 60 Гц Панели изготовляют в следующих климатических исполнениях У3, Т3, Т4, ХЛ3, ХЛ4 По назначению панели классифицируются на линейные, вводные, секционные, вводно-линейные, секционно-линейные и панели с аппаратурой АВР В структуре обозначения первая цифра обозначает вид установки и характеристику ввода 5 – напольное, ввод снизу, 8 – напольное, ввод сверху или сбоку, две следующие цифры – условное обозначение размеров 2 – высота 2200 мм, 2 – ширина 1100 мм, 5 – ширина 800 мм, две следующие – номер схемы 01 – 52 Номер схемы определяет устанавливаемую аппаратуру и ее соединение Перечень устанавливаемой аппаратуры приведен в табл 30 16 и 30 17

Нормальный режим работы панелей – продолжительный Шины панелей выдерживают без повреждения сквозной ток 50 кА Вся коммутационная и коммутационно-защитная аппаратура установлена на рамках внутри шкафа Электроизмерительные приборы размещают на фронтальных панелях шкафа Вводные и секционные панели снабжают местной световой сигнализацией о включении вводных и секционных аппаратов Щитки учета активной и реактивной энергии устанавливают вне панелей

Панели распределительные собственных нужд серии ПСН предназначены для приема и распределения электроэнергии переменного трехфазного тока частотой 50 Гц при номинальном напряжении 380 В

Панели применяют для комплектации щитов собственных нужд тепловых электростанций, а также щитов других электрических установок, которым могут удовлетворять схемы первичных и вторичных цепей отдельных панелей

Распределительные панели ПСН шириной 900, глубиной 800, высотой 2400 мм представляют собой металлическую сварную конструкцию, на которой установлены коммутационные (автоматические выключатели АВМ4 – АВМ15) и защитные (автоматические выключатели АВМ4 – АВМ15, А3100, АП50) аппараты

Устройства распределительные серии РУС-Е предназначены для применения в качестве распределительных пунктов силовых, осветительных сетей и устройств управления электроприводами Условное обозначение изделия отражает его основные характеристики первая цифра – ток силовой цепи (0 – до 25 А, 1 – до 63 А, 2 – до 100 А, 3 – до 160 А, 4 – до 250 А, 5 – до 400 А, 6 – до 630 А),

Таблица 30.16. **Неавтоматические коммутационные аппараты в распределительные панели серии ПАР**

Тип аппарата	Номинальный ток, А	Количество														
		Рубильники						Рубильник предохранитель ВРП11	Предохранитель выключатель	Предохранитель ПН2	Выключатель ВР31	Трансформаторы тока			Амперметр	Вольтметр
		Р27-31341-00	Р27-35341-00	Р27-37341-00	Р27-39341-00	РЕ11-45	Р20-37000					ТК-20-0,5	ТШ-20-0,5	ТНШЛ-0,66		
Линейные панели																
ПАР11-52501	100; 200	4	—	—	—	—	—	—	—	4	—	4	—	—	4	—
ПАР11-52502	250	—	—	—	—	—	—	—	—	4	—	4	—	—	4	—
ПАР11-52503	250; 400	—	4	(4)	—	—	—	—	—	4	—	4	—	—	4	—
ПАР11-52504	600	—	—	—	1	—	—	—	—	1	—	—	1	—	1	—
ПАР11-52509	100	—	—	—	—	—	—	—	6	—	—	6	—	—	6	—
ПАР11-52510	250; 400	—	—	—	—	—	—	—	4	—	—	4	—	—	4	—
ПАР11-52511	250; 630	—	—	—	—	—	—	—	3	—	—	3	—	—	3	—
ПАР11-52512	600	—	—	—	—	—	—	—	2	—	—	2	—	—	2	—
ПАР11-52543	100; 250	—	—	—	—	—	—	4	—	—	—	4	—	—	4	—
ПАР11-52544	250	—	—	—	—	—	—	4	—	—	—	4	—	—	4	—
ПАР11-52545	250; 400	—	—	—	—	—	—	4	—	—	—	4	—	—	4	—
ПАР11-52546	600	—	—	—	—	—	—	1	—	—	—	—	1	—	1	—
Вводные панели																
ПАР11-52515	600	—	—	—	1	—	—	—	—	1	—	—	3	—	3	1
ПАР11-52516	1000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	—	3	—	3	1
ПАР11-52552	2500	—	—	—	—	1	—	—	—	—	—	—	—	3	3	1
ПАР11-82517*	600	—	—	—	—	—	1	—	—	1	—	—	3	—	3	1
ПАР11-85518*	1000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	—	3	—	3	1
ПАР11-82552*	2000	—	—	—	—	1	—	—	—	—	—	—	—	3	3	1
Вводно-линейные панели																
ПАР11-52527	400	—	—	—	—	—	—	—	3	—	—	—	3	—	3	1
ПАР11-52528	600	—	—	—	—	—	—	—	3	—	—	—	3	—	3	1
ПАР11-52529	1000	—	—	—	—	—	—	—	2	—	1	—	3	—	3	1
Секционные панели																
ПАР11-52530	630	—	—	—	1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ПАР11-52531	1000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	—	—	—	—	—
ПАР11-82550	2500	—	—	—	—	1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Секционно-линейные панели																
ПАР11-82532	630	—	—	—	—	—	—	—	3	—	—	2	—	—	—	—
ПАР11-82533	1000	—	—	—	—	—	—	—	3	—	—	2	—	—	—	—

* Панели выполнены шинными по вводу, остальные — кабельными

Примечание. Количество аппаратов дано для одной фазы.

Таблица 30.17. **Автоматические коммутационные аппараты, устанавливаемые в распределительные панели серии ПАР**

Тип аппарата	Номинальный ток, А	Количество																
		Рубильники				Автоматические выключатели							Трансформаторы тока			Амперметр	Вольтметр	Счетчик активной энергии	Лампа сигнализации
		Р20-37000	Р20-39000	Р-3545	РОШ-5-1000	АЕ-2056	АВМ10	АВМ15	АВМ20	А3726Ф	А3736Ф	А3144	ТК-20-0,5	ТК-20-0,5	ТНШЛ-0,66				
Линейные панели																			
ПАР11-52505	100	2	—	—	—	6	—	—	—	—	—	—	6	—	—	6	—	—	—
ПАР11-52506	250	2	—	—	—	—	—	—	4	—	—	—	4	—	—	4	—	—	—
ПАР11-52507	600	—	2	—	—	—	—	—	—	—	—	2	—	2	—	2	—	—	—
ПАР11-52508	400	1	—	—	—	4	—	—	—	—	—	—	—	3	—	3	—	3	—
ПАР11-52513	400	1	—	—	—	—	—	—	—	—	1	—	—	1	—	1	—	—	—
ПАР11-52514	1000	—	—	—	1	—	1	—	—	—	—	—	—	1	—	1	—	—	—
ПАР11-52547	600	—	2	—	—	—	—	—	—	—	2	—	—	2	—	2	—	—	—
Вводные панели																			
ПАР11-52520	1000	—	—	—	1	—	1	—	—	—	—	—	—	3	—	3	—	—	—
ПАР11-52521	1500	—	—	1	—	—	—	1	—	—	—	—	—	—	3	3	—	—	—
ПАР11-52522	2000	—	—	1	—	—	—	—	1	—	—	—	—	—	3	3	—	—	—
ПАР11-82548*	600	—	1	—	—	—	—	—	—	—	1	—	—	3	—	3	1	—	—
ПАР11-82524*	1000	—	—	—	1	—	1	—	—	—	—	—	—	3	—	3	1	—	—
ПАР11-82225*	1500	—	—	1	—	—	—	1	—	—	—	—	—	—	3	3	1	—	—
ПАР11-82226*	2000	—	—	1	—	—	—	—	1	—	—	—	—	—	3	3	1	—	—
ПАР11-52523	600	—	1	—	—	—	—	—	—	—	1	—	—	3	—	3	1	—	—
Секционные панели																			
ПАР11-82535	1000	—	—	—	2	—	1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1
ПАР11-82536	1500	—	—	1	—	—	—	1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1
ПАР11-82549	630	—	2	—	—	—	—	—	—	—	1	—	—	—	—	—	—	—	1

* Панели выполнены шинными по вводу, остальные – кабельными.

Примечание. Количество дано для одной фазы.

Таблица 30.18 **Коммутационные аппараты, устанавливаемые в силовых блоках серии РУС-Е**

Тип аппарата	Номинальный ток А	Количество												
		Рубильники		Переключатели		Предохранитель – выключатель ПВП11	Предохранители		Автоматические выключатели			ВПС и вилка розетка РПС	Блок выводов КБ	Гайка барашковая
		Р15	РП15	ПКП	ПКУ		ПН2	ПРС	АЕ	А37	А3			
РУС 8101	63, 100	–	–	–	–	–	–	3	–	–	–	–	–	–
РУС 8102	100 250 400, 630	–	–	–	–	–	3	–	–	–	–	–	–	–
РУС 8103	100, 250 400 630	1	–	–	–		–	–	–	–	–	–	–	–
РУС 8104	100, 250, 400, 630	1	–	–	–	–	3	–	–	–	–	–	–	–
РУС 8105	100, 250, 400 630		1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
РУС 8106	100 250, 400, 630				–	1	–	–	–	–	–	–	–	–
РУС 8107	100, 160	–	–	–	–	1	–	–	–	–	–	1	–	–
РУС 8108	250, 400	–		–	–	1	–	–	–	–	–	–	3	3
РУС 8109	25, 63, 100	– 1	–	1		–	–	–	–	–	–	1	1	–
РУС 8110	100	1	–		–	–		–	–	–	–	1	–	–
РУС 8111	250, 400						–	–	–	–	–	–	–	3
РУС 8112	100	–	–	–		–	–	–	1	–	–	–	–	–
РУС 8113	100	–	–		–		–	–	–	–	1	–	–	
РУС 8114	100, 200, 600	–	–	–	–		–		–	–	1	–	–	–
РУС 8115, РУС 8116	160 250, 400, 600	–	–		–		–	–	–	1	–	–	–	–
РУС 8117	20	–	–	–	–	–	–	4	–	–	–	–	–	–
РУС 8118	20	–	–	–		–	–	8	–	–	–	–	–	–
РУС 8119	20	–	–	–	–	–	–	12	–	–	–	–	–	–
РУС 8120	20	–	–	–	3		–	3	–	–	–	–	4	–
РУС 8121	20		–	–	6	–		6	–	–	–	–	8	–
РУС 8122	20		–	–	12	–	–	12	–	–	–	–	16	–
РУС 8123	63	–	–	3	–	–	–	3	–	–	–	–	4	–
РУС 8124	63	–	–	6	–	–		6	–	–	–	–	8	–
РУС 8125	63	–	–	12	–		–	12	–	–	–	–	16	–
РУС 8126, РУС 8129	20	–	–	–	1	–	–	3	–	–	–	–	4	–
РУС 8127 РУС 8130	20	–	–	–	2	–	–	6	–	–	–	–	8	–
РУС 8128, РУС 8131	20		–	–	4	–	–	12	–	–	–	–	16	–
РУС 8129	63	–	–	1	–	–	–	3	–	–	–	–	4	–
РУС 8130	63		–	2	–	–	–	6	–	–	–	–	8	–
РУС 8131	63		–	4	–	–	–	12	–	–	–	–	16	–
РУС 8132, РУС 8135	25, 63	–			–	–		–	3		–		–	–
РУС 8133, РУС 8136	25, 63		–		–	–	–	–	6	–	–	–	–	–
РУС 8134, РУС 8137	25, 63	–	–	–	–	–	–	–	12	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 30.18

Тип аппарата	Номинальный ток, А	Количество												
		Рубильники		Переключатели		Предохранитель – выключатель ПВП11	Предохранители		Автоматические выключатели			Вилка ВПС и розетка РПС	Блок выводов КБ	Гайка барашковая
		Р15	РП15	ПКП	ПКУ		ПН2	ПРС	АЕ	А37	А3			
РУС 8135, РУС 8142	25, 63	—	—	—	—	—	—	—	1	—	—	—	—	—
РУС 8139, РУС 8143	25, 63	—	—	—	—	—	—	—	2	—	—	—	—	—
РУС 8140, РУС 8144	25, 63	—	—	—	—	—	—	—	3	—	—	—	—	—
РУС 8141, РУС 8145	25, 63	—	—	—	—	—	—	—	4	—	—	—	—	—
РУС 8146	50	—	—	—	—	—	—	—	—	1	—	—	—	—
РУС 8147	50	—	—	—	—	—	—	—	—	2	—	—	—	—
РУС 8148	50	—	—	—	—	—	—	—	—	3	—	—	—	—
РУС 8149	50	—	—	—	—	—	—	—	—	4	—	—	—	—
РУС 8150	50	—	—	—	—	—	—	—	—	6	—	—	—	—
РУС 8151	50	—	—	—	—	—	—	—	—	8	—	—	—	—

Таблица 30.19. **Аппараты управления, устанавливаемые в блоках серии РУС-Е**

Тип аппарата	Номинальный ток, А	Количество						
		Предохранители		Контактор КТ61	Магнитные пускатели		Кнопка КЕ-121	Сигнальная арматура АСЛ
		ПН2	ПРС		ПАЕ	ПМЕ		
РУС 5101	100, 160, 250	—	—	1	—	—	—	—
РУС 5102, РУС 5103	10, 25	—	—	—	—	3	—	—
РУС 5104, РУС 5105, РУС 5106	36, 60, 106, 140	—	—	—	1	—	—	—
РУС 5107, РУС 5108	10, 25	—	3	—	—	1	—	—
РУС 5109, РУС 5110	56, 60	—	3	—	1	—	—	—
РУС 5111, РУС 5112	106, 140	3	—	—	1	—	—	—
РУС 5113	100, 160, 250	3	—	1	—	—	—	—
РУС 9501, РУС 9502	10	—	—	—	—	—	4	4

Таблица 30.20. **Измерительные приборы и устройства, устанавливаемые в силовых и дополнительных блоках серии РУС-Е**

Тип прибора	Номинальный ток, А	Количество											
		Трансформатор 220/12–36 В ГОСТ 16710–76Е	Трансформатор тока ТК-20-0,5	Амперметры		Вольтметры		Счетчик СА4-И67214	Переключатель ПКУ	Предохранитель ПРС	Автоматический выключатель АЕ	Выключатель А3144	Выключатель А3716
				Э-377	Э-8003	Э-377	Э-8003						
РУС 8112	100	—	—	—	1	—	(1)	—	—	—	1	—	—
РУС 8113	100	—	—	1	(1)	1	(1)	—	—	—	—	1	—
РУС 8114	100, 200, 600	—	—	1	(1)	1	(1)	—	—	—	—	1	—

Продолжение табл. 30.20

Тип прибора	Номинальный ток, А	Количество											
		Трансформатор 220/12–36 В ГОСТ 16710–76Е	Трансформатор тока ТК-20-0,5	Амперметры		Вольтметры		Счетчик СА4-И67214	Переключатель ПКУ	Предохранитель ПРС	Автоматический выключатель АЕ	Выключатель А3144	Выключатель А3716
				Э-377	Э-8003	Э-377	Э-8003						
РУС 8115, РУС 8116	160, 250, 400, 630	–	–	1	(1)	1	(1)	1	–	–	1	–	1
РУС 8152	20	1	–	–	–	–	–	–	3	3	–	–	–
РУС 8153	25	1	–	–	–	–	–	–	–	–	3	–	–
РУС 8154	30	–	–	–	–	–	–	1	–	–	–	–	–
РУС 9503, РУС 9507	–	–	1	1	–	–	–	–	–	–	–	–	–
РУС 9504	–	–	1	–	1	–	–	–	–	–	–	–	–
РУС 9505, РУС 9508	–	–	–	–	–	1	–	–	–	–	–	–	–
РУС 9506	–	–	–	–	–	–	1	–	–	–	–	–	–

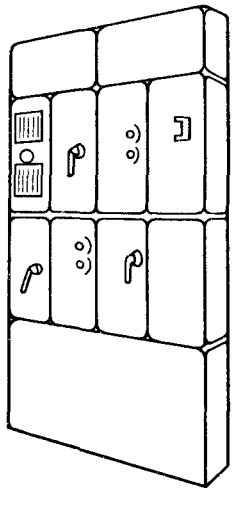


Рис. 30.21. Внешний вид сборного РУ типа РУС-Е

вторая цифра – напряжение силовой цепи (1 – до 110 В, 2 – до 220 В, 3 – до 380 В, 4 – до 440 В, 5 – до 500 В, 6 – до 660 В), следующая буква – модификация исполнения: А – металлический химический, Б – пластмассовый химический, В – пластмассовый нехимически стойкий. Следующая цифра означает напряжение цепи управления: О – отсутствие цепи управления, 1 – до 110, 127, 133 В, 2 – до 220, 230, 240 В, 3 – до 380, 400, 415 В. Следующая буква – модификация по току в зависимости от тока уставки (А соответствует минимальному). Последние знаки – степень защиты по ГОСТ 14255–69, климатическое исполнение.

Серия представляет собой набор блоков (ящиков) с установленными в них электрическими аппаратами, соединительными проводниками, устройствами ввода и вывода. Сборки комплектуют из типовых ящиков со сборными шинами и без них и аппаратами по любой электрической схеме. Ящики при комплектовании соединяют между собой болтами. Общий вид устройства приведен на рис. 30.21. Перечень аппаратов, устанавливаемых в блоках, дан в табл. 30.18–30.20.

РАЗДЕЛ ТРИДЦАТЬ ПЕРВЫЙ

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

31.1. СИЛОВЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Силовые выключатели рассчитаны на включение, отключение и переключение рабочих токов при нормальном режиме и токов короткого замыкания при аварийных режимах, которые обычно сопровождаются большим увеличением токов. В зависимости от дугогасительной среды выключатели разделяют на жидкостные и газовые. Основное применение получили масляные, воздушные, электромагнитные и вакуумные выключатели.

В масляных выключателях (табл. 31.1) дугогасительной средой является трансформаторное масло. Вследствие высокой температуры, возникающей между контактами, масло разлагается и дуговой разряд происходит в газовой среде, поэтому масляные выключатели относятся к группе газогенерирующих выключателей (автогазовых). Различают многообъемные и малообъемные масляные выключатели, отличающиеся количеством масла и изоляцией токоведущих частей.

Многообъемные или баковые масляные выключатели с большим объемом масла, в которых масло используют не только для гашения дуги, но и для изоляции токоведущих частей друг от друга и от земли, в основном для наружных распределительных устройств станции и подстанции энергетических систем напряжением 35—220 кВ. Характерным для многообъемных выключателей является наличие общего для трех полюсов стального заземленного бака или отдельных баков для каждого полюса.

Выключатель ВМЭ – экскаваторный, рассчитан на номинальное напряжение 6 кВ и номинальный ток 220 А с ручным приводом ПМ; не имеет специального устройства для гашения дуги. Все три полюса выключателя помещены в один общий бак. Дугогасительным приспособлением являются фибровые втулки с отверстиями. Гашение дуги происходит в дугогасительной камере за счет энергии, выделяемой дугой. Дуга восстанавливается и гаснет несколько раз, поэтому время выключения этих выключателей составляет 0,14—0,15 с, что является недостатком и ограничивает их применение. Выключатели имеют малые габариты и могут успешно применяться в комплектных распределительных устройствах высокого напряжения, а также в передвижных электроустановках. Из-за достаточно длительного включения (0,14—0,15 с) их не применяют для установок с частыми включениями и отключениями (электрические печи). Вследствие большого объема масла выключатели ВМЭ относят к пожароопасным. Для ускорения гашения дуги, повышения отключаемой мощности в многообъемных масляных выключателях применяют специальные устройства для гашения дуги.

Выключатель МКП – камерный подстанционного типа, управляемый электромагнитным приводом, имеющий встроенные трансформаторы тока; его устанавливают в распределительных устройствах станций и подстанций энергосистем напряжением 35—110 кВ. Выключатель состоит из трех отдельных полюсов. Все полюсы связаны между собой и управляются приводом. Выключатель имеет два разрыва на полюс. Подвижные контакты в виде стержней устанавливают на траверсе, связанной через изоляционную штангу с приводным механизмом в крышке выключателя. Полюс представляет собой бак цилиндрической формы, в крышке каждого бака смонтированы проходные маслонаполненные вводы, приводной механизм с газоотводом, коробки со встроенными трансформаторами тока. В каждом полюсе имеются два дугогасительных устройства, представляющих собой камеру многократного разрыва с шунтом, работающую по принципу масляного дутья от многих генерирующих промежутков. К каждому дугогасительному устройству прикреплен шунт, включенный параллельно контактам камеры.

Выключатели типа С-35 в настоящее время применяют на промышленных предприятиях. Их выпускают на номинальные токи 630, 2000, 3200 А, выполняют со встроенными трансформаторами тока и электромагнитным приводом. В случае отсутствия электромагнитного привода выключатели серии С на месте установки соединяют с пружинным приводом.

Выключатель У серии «Урал» (рис. 31.1) устанавливают на открытых частях станций и подстанций энергетических систем на напряжение 110, 220 кВ. Выключа-

Таблица 31.1. **Технические данные масляных выключателей**

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Предельный сквозной ток, кА		Номинальный ток включения, кА		Предельный ток термической стойкости/ допустимое время его действия	Время отключения (с приводом), с	Время включения (с приводом), с	Размеры, мм			Тип привода	Масса выключателя и масла, кг	Цена, руб.
				Амплитудное значение	Действующее значение периодической составляющей	Амплитудное значение	Действующее значение периодической составляющей				высота	ширина	глубина			
Выключатели масляные многообъемные																
С-35М-630-10У1	35	630	10	26	10	26	10	10/4	0,08	0,34 – 04	1940	1795	930	ШПЭ-12 (ПП-67)	1126	1400
С-35М-630-10Б(А)Т1	35	630	10	26	10	26	10	10 4	0,08	0,34	1940	1795	930	ШПЭ-12 (ПП-67)	1126	–
С-35М-630-10Б(А)ХЛ1	35	630	10	26	10	26	10	10/4	0,08	0.34	1940	1795	930	ШПЭ-12 (ПП-67)	1126	–
С-35-2000-50БУ1	35	2000	50	127	50	127	50	50/4	0.08	0.7	4100	3850	1114	ШПЭ-38	5180	–
С-35-3200-50БУ1	35	3200	50	127	50	127	50	50,4	0,08	0,7	4100	3850	1114	ШПЭ-38	5180	–
МКП-35-1000-25АУ1	35	1000	25	64	25	64	25	25 4	0,08	0,4	3000	3115	700	ШПЭ-31	3120	1800
МКП-110Б-630-20У1	110	630	20	52	20	52	20	20,3	0,055 – 0 08	0,6	5000	4000	2360	ШПЭ-33	16 400	–
МКП-110Б-1000-20У1	110	1000	20	52	20	52	20	20/3	0,055 – 0,08	0,6	5000	4000	2360	ШПЭ-33	16 400	–
МКП-110М-630-20У1	110	630	20	52	20	52	20	20/3	0,055 – 0,08	0,5	–	–	–	ШПЭ-33	15 500	–
МКП-110М-1000-20У1	110	1000	20	52	20	52	20	20,3	0,55 – 0,08	0,5	–	–	–	ШПЭ-33	16 900	8000
МКП-110-630-20У1	110	630	20	52	20	52	20	20/3	0,055 – 0,08	0,5	–	–	–	ШПЭ-33	15 500	8000
МКП-110-1000-20У1	110	1000	20	52	20	52	20	20,3	0,055 – 0,08	0 5	–	–	–	ШПЭ-33	16 900	–
У-110-2000-50У1	110	2000	50	135	50	135	50	50/3	0,08	0,3	5420	3800	2030	ШПВ-47	15 200	16 000
У-110-2000-50У1	110	2000	50	135	50	102	40	50/3	0,08	0,7	3420	3800	2030	ШПЭ-46	15 200	16 000
У-110-2000-40У1	110	2000	40	102	40	102	40	40/3	0,08	0,8	5000	4800	2360	ШПЭ-44У1	18 400	10 000
У-220-2000-40У1	220	2000	40	102	40	102	40	40 3	0,06 – 0,08	0,45	8100	8000	3100	ШПВ-46	52 500	40 000
У-220-2000-40У1	220	2000	31,5	102	40	80	31,5	40/3	0,06 – 0,08	0,9	8100	8000	3100	ШПЭ-46	52 500	40 000
У-220-1000-25У1	220	1000	25	64	25	64	25	25/3	0,08	0,45	8100	–	3500	ШПВ-45	51 500	25 000
У-220-2000-25У1	220	2000	25	64	25	64	25	25/3	0,08	0,45	8100	–	3500	ШПВ-45	51 500	26 000
У-220-2000-25ХЛ1	220	2000	25	64	25	64	25	25/3	0,08	0,8	8100	–	3500	ШПЭ-44	51 500	26 000
Выключатели масляные малообъемные																
ВМПП-10-630-20У2	10	630	20	52	20	52	20	20/4	0,1	0,2	950	670	650	ППВ пружинный	230	570
ВМПП-10-1000-20У2	10	1000	20	52	20	52	20	20/4	0,1	0,2	950	670	650	ППВ	230	580
ВМПП-10-1600-20У2	10	1600	20	52	20	52	20	20.4	0,1	0,2	950	670	650	ППВ пружинный	230	600
ВМПП-10-630-31,5У2	10	630	31,5	52	20	52	20	20/4	0,1	0,2	950	670	650	ППВ пружинный	230	600
ВМПП-10-1000-31,5У2	10	1000	31,5	52	20	52	20	20/4	0,1	0,2	950	670	650	ППВ пружинный	230	610
ВМПП-10-1600-31,5У2	10	1600	31,5	52	20	52	20	20/4	0,1	0,2	950	670	650	ППВ пружинный	230	630
ВМПП-10-630-20Т3	11	630	20	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,1	0,2	950	670	650	ППВ пружинный	230	1 102

ВМПП-10-1250-20Т3	11	1250	20	80	31,5	80	31,5	31,5 4	0,1	0,2	950	670	650	ППВ пружинный	230	1140
ВМПП-10-630-31,5Т3	11	630	31,5	80	31,5	80	31,5	31 5/4	0 1	0,2	950	670	650	ППВ пружинный	230	1159
ВМПП-10-1250-31,5Т3	11	1250	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,1	0,2	950	670	650	ППВ пружинный	230	1197
ВМПП-10-630-20У3	10	630	20	52	20	–	–	20,8	0 12	0,3	955	630	670	ПЭВ-11А	240	570
ВМПЭ-10-1000-20У3	10	1000	20	52	20	–	–	20 8	0 12	0,3	955	630	670	ПЭВ-11А	240	580
ВМПЭ-10-1600-20У3	10	1600	20	52	20	–	–	20/8	0 12	0,3	955	630	670	ПЭВ-11А	245	600
ВМПЭ-10-630-31,5У3	10	630	31,5	80	31,5	–	–	31,5/4	0,12	0 3	955	630	670	ПЭВ-11А	240	600
ВМПЭ-10-1000-31,5У3	10	1000	31,5	80	31,5	–	–	31.5/4	0 12	0,3	955	630	670	ПЭВ-11А	240	610
ВМПЭ-10-1600-31,5У3	10	1600	31,5	80	31,5	–	–	31 5 4	0,12	0,3	955	630	670	ПЭВ-11А	245	630
ВМПЭ-10-3200-31,5У3	10	3200	31,5	80	31,5	-	–	31 5 4	0,12	0,3	1320	850	1000	ПЭВ-11А	248	1000
ВМПЭ-11-630-20Т3	11	630	20	52	20	–	–	20/8	0,12	0,3	955	630	670	Встроенный	240	–
ВМПЭ-11-1250-20Т3	11	1250	20	52	20	–	–	20/8	0,12	0,3	955	630	670	Встроенный	245	–
ВМПЭ-11-630-31,5Т3	11	630	31,5	80	31,5	-	–	31,5/4	0,12	0,3	955	630	670	Встроенный	240	–
ВМПЭ-11-1250-31,5Т3	11	1250	31,5	80	31,5	–	–	31,5/4	0.12	0,3	955	630	670	Встроенный	245	–
ВМПЭ-11-2500-31,5Т3	11	2500	31,5	80	31,5	-	–	31,5/4	0.12	0,3	1320	850	1000	ППВ пружинный	248	–
ВММ-10-400-10У2	10	400	10	25,5	10	25,5	10	10 3	0,1	0.2	920	565	452	ППВ пружинный	93,5	400
ВММ-10-630-10У2	10	630	10	25,5	10	25,5	10	10 3	0,1	0,2	920	565	452	ППВ пружинный	–	–
ВММ-10А-400-10У2	10	400	10	25,5	10	25	10	10/4	0.12	0,2	920	565	452	ППВ пружинный	93,5	400
ВММ-10А-400-10ЭУ2	10	400	10	25	10	25	10	10 4	0,12	0,2	920	565	452	ППВ пружинный	93.5	400
ВММ-10-320-10Т3	11	320	10	25	10	25	10	10/4	0,12	0,2	920	565	452	ППВ пружинный	93,5	400
ВММ-10А-320-10Т2	11	320	10	25	10	25	10	10/4	0,12	0,2	920	565	452	ППВ пружинный	93,5	400
ВМГ-10-630-20У3*	10	630	20	52	20	52	20	20 4	0,14	0,3	1140	795	515	ПП-67	134,5	210
ВМГ-10-630-20У3*	10	630	20	52	20	52	20	20,4	0,12	0,3	1140	795	515	ПЭ-11	134.5	210
ВМГ-10-1000-20У3*	10	1000	20	52	20	52	20	20/4	0,12	0,3	1140	795	515	ПЭ-11	149,5	210
ВМГП-10-630-20У3	10	630	20	52	20	–	–	20/4	-	0,3	1140	660	515	ППВ-10	144,5	–
ВМГП-10-1000-20У3	10	1000	20	52	20	–	–	20/4	–	0,3	1140	660	515	ППВ-10	149,5	–
ВПМ-10-20/630У3	10	630	20	52	20	52	16	20 4	0,11	0.3	–	–	–	ПЭ-11, ПП-67	134	–
ВПМ-10-20/630У2	10	630	20	52	20	52	16	20/4	0,11	0,3	1050	660	528	ПЭ-11, ПП-67	139	–
ВПМП-10-20/630У3	10	630	20	52	20	52	16	20/4	0,14	0,3	–	–	–	ППВ-10	129	–
ВПМ-10-20/1000У3	10	1000	20	52	20	52	16	20/4	0,11	0 3	–	–	–	ПЭ-11, ПП-67	139	–
ВПМ-10-20/1000У2	10	1000	20	52	20	52	16	20/4	0,11	0,3	1050	660	528	ПЭ-11, ПП-67	144	–
ВПМП-10-20/1000У3	10	1000	20	52	20	52	16	20/4	0,14	0,3	–	–	–	ППВ-10	134	–
ВМК-35В-1/1**	35	1000	16	45	26	–	–	16,5 4	0,08	0.11	2010	1970	740	ВП пневматический электромагнитный	810	–
ВМК-35Э-1/1**	35	1000	16	45	26	–	–	16,5/4	0,11	0,19–	3130	1820	888	ПЭ-31Н	730	–
ВМК-27, 5Э-1000/15**	27,5	1000	15	40	–	–	–	15/5	0,1	0,24	3090	934	888	ПЭ-31Н	780	–
ВМК-27, 5П-1000/10**	27,5	1000	10	27	–	–	–	10/5	0,09	0,095	2510	785	730	Пружинный	465	–
ВК-10-630-20У2	10	630	20	–	–	52	20	20/4	0,07	0,075	1158	590	626	Пружинный	174	–
ВК-10-1000-20У2	10	1000	20	–	–	52	20	20,4	0.07	0,075	1158	590	626	Пружинный	175	–
ВК-10-1600-20У2	10	1600	20	–	–	52	20	20/4	0,07	0,075	1158	590	626	Пружинный	204	–
ВК-10-630-31,5У2	10	630	31,5	-	–	80	31,5	31,5/4	0,07	0,075	1158	590	626	Пружинный	177	–
ВК-10-1000-31,5У2	10	1000	31.5	–	–	80	31,5	31,5/4	0,07	0.075	1158	590	626	Пружинный	177	-
ВК-10-1600-31,5У2	10	1600	31,5	–	–	80	31,5	31,5/4	0,07	0,075	1158	590	626	Пружинный	204	–

Продолжение табл. 31.1

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Предельный сквозной ток, кА		Номинальный ток включения, кА		Предельный ток термической стойкости/допустимое время его действия	Время отключения (с приводом), с	Время включения (с приводом) с	Размеры, мм			Тип привода	Масса выключателя и масла, кг	Цена, руб
				Амплитудное значение	Действующее значение периодической составляющей	Амплитудное значение	Действующее значение периодической составляющей				высота	ширина	глубина			
ВК-10-630-20Т3	10	630	20	–	–	52	20	20/4	0,07	0,075	1158	590	626	Пружинный	180	–
ВК-10-1250-20Т3	10	1250	20	–	–	52	20	20/4	0,07	0,075	1158	590	626	Пружинный	204	–
ВК-10-630-31,5Т3	10	630	31,5	–	–	80	31,5	31,5/4	0,07	0,075	1158	590	626	Пружинный	182	–
ВК-10-1250-31,5Т3	10	1250	31,5	–	–	80	31,5	31,5/4	0,07	0,075	1158	590	626	Пружинный	204	–
МГГ-10-3200-45У3	10	3200/2000	45	120	45	120/80	45/30	45/4	0,14	0,4	1845	980	800	ПЭ-21У3	40	1300
МГГ-10-4000-45У3	10	4000/3200	45	120	45	120/80	45/30	45/4	0,14	0,4	1845	980	800	ПЭ-21У3	40	1400
МГГ-10-5000-45У3	10	5600/5000	45	120	45	120/80	45/30	45/4	0,14	0,4	1845	980	800	ПЭ-21У3	40	1650
МГГ-10-5000-63КУ3	10	5000/4000	63/58	170	64	140/100	64/38	64/4	0,14	0,4	2060	980	800	ПЭ-21АУ3	40	2000
МГГ-10-5000-63У3	10	5600/5000	63/58	170	64	170/100	64/38	64/4	0,14	0,4	1845	980	800	ПЭ-21АУ3	40	–
МГГ-10-2000-45Т3	10	2000/2000	45	120	45	120/80	45/30	45/4	0,14	0,4	1845	980	800	ПЭ-21Т3	40	–
МГГ-10-3200-45Т3	10	3200	45	120	45	120/80	45/30	45/4	0,14	0,4	1845	980	800	ПЭ-21Т3	40	–
МГГ-10-4000-45Т3	10	4000	45	120	45	120/80	45/4	45/4	0,14	0,4	1845	980	800	ПЭ-21Т3	40	–
МГГ-11-3500/1000Т3	11	3500	45	170	64	170/100	64/38	64/4	0,14	0,4	2060	980	914	ПЭ-21Т3	40	–
МГ-10-5000/1800*	10	5000	105	300	175	–	–	70/10	0,2	0,75	2490	1840	1234	ПС-31	2155	2050
МГ-10-5000/1800*	10	5000	105	300	175	–	–	70/10	0,2	0,7	2490	1840	1234	ПВ-30	2155	2050
МГ-10-9000/1800*	10	9000	90	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2800	2130
МГ-20-6000/3000*	20	6000	87	300	175	–	–	85/10	0,2	0,7	3100	2040	1234	ПС-31	2455	2170
МГ-20-6000/3000*	20	6000	87	300	175	–	–	85/10	0,2	0,65	3100	2040	1234	ПВ-30	2170	2170
МГ-20-9500/3000*	20	9500	100	300	175	–	–	87/4	0,2	0,7	3100	2040	1234	ПС-31	2170	–
МГУ-20/6300	20	6300	90	300	105	70	35	90/4	0,2	0,8	3250	2030	2093	ПВ-30	2250	2250
														ПС-31	2950	

ВГМ-20/90/11200У3	20	11 200	90	320	125	10	30	105/4	0,2	0,7	3140	2030	1224	ПС-31	3100	—
ВМТ 220	220	1000	20	52	—	—	—	20/3	0,08	0,2	600	4600	6400	ППК-1500	7140	—

* Снят с производства

** В новых разработках не применять

Примечания 1. Обозначение типа выключателя первая буква В – выключатель М – масляный (МКП) или маломасляный вторая буква М – многообъемный (ВМЭ), малообъемный, маломасляный (ВМПП ВММ, ВМТ), Г – генераторный или с горшковым исполнением полюсов (ВГМ, МГГ), К – камерный (МКП), третья буква К – колонковый (ВМК), П – подстанционный (МКП) П – с подвесными полюсами Э – экскаваторный, четвертая буква П или Э – с пружинным или электромагнитным приводом первое число – номинальное напряжение, кВ, буквы после числа Б – категория изоляции, Э – с электромагнитным приводом В – с пневматическим приводом М – с отдельными баками (МКП-110 М) второе и третье число – соответственно номинальный ток А, и номинальный ток отключения кА (у некоторых выключателей наоборот) буквы после этих чисел У – для работы в районах с умеренным климатом, ХЛ – с холодным климатом Т – с тропическим климатом, К – для установки в шкафах КРУ последняя цифра 1 – для работы на открытом воздухе, 2 – для работы в помещениях со свободным доступом наружного воздуха 3 – для работы в закрытых помещениях с естественной изоляцией

2 Выключатели МКП-110-1000/630-20У, МКП-110М-1000/630-20У заменены на МКП 110Б-1000/630-20У

тель управляется подвесными пневматическими и электромагнитными приводами и снабжен встроенными трансформаторами тока Выключатель представляет собои аппарат, состоящий из трех отдельных полюсов (баков), заполненных трансформаторным маслом Дугогасительное устройство аппарата представляет собои камеру многократных разрывов, шунтированных сопротивлениями Масло в многообъемных баковых выключателях является дугогасящеи средой и изоляцией от заземленных частей и между разомкнутыми контактами Принцип действия выключателя основан на гашении дуг, возникающих между контактами при коммутации токов в трансформаторном масле При отключении выключатель работает по двухступенчатому циклу сначала размыкаются контакты дугогасительных камер и при этом происходит гашение основного тока выключателя, а затем в открытом разрыве гасится ток, протекающии через шунты

Малообъемные масляные (горшковые) выключатели – выключатели, в которых масло служит только газогенерирующим веществом и используется как дугогасящая среда По техническим и конструктивным параметрам их встраивают в комплектные распределительные и стационарные устройства (КРУ и КСО) наружной и внутреннеи установки

Выключатели ВМПП и ВМПЭ (рис 31 2) – с подвесным исполнением полюсов, со встроенными пружинными или электромагнитными приводами Их выпускают на номинальные токи 630, 1000, 1250, 1600 А, отличаются друг от друга сечением токопровода и размерами вводов Конструкция дугогасительных камер и мощность привода выключателя определяются током отключения Выключатели выпускают на номинальные токи отключения 20, 31,5 кА Гасительное устройство имеет центральное отверстие для подвижного контактного стержня и поперечные щели на разной высоте В процессе отключения подвижный контактный стержень перемещается вверх и в нижней части бачка зажигается дуга, разлагающая масло В начале движения контактный стержень продолжает закрывать поперечные каналы, давление в камере быстро увеличивается Как только стержень откроет первую поперечную щель, создается газовое дутье При дальнейшем движении контактного стержня открываются вторая и третья поперечные щели и дуга гаснет Выключатели состоят из рамы, пружинного или электромагнитного привода, блока релеиной за-

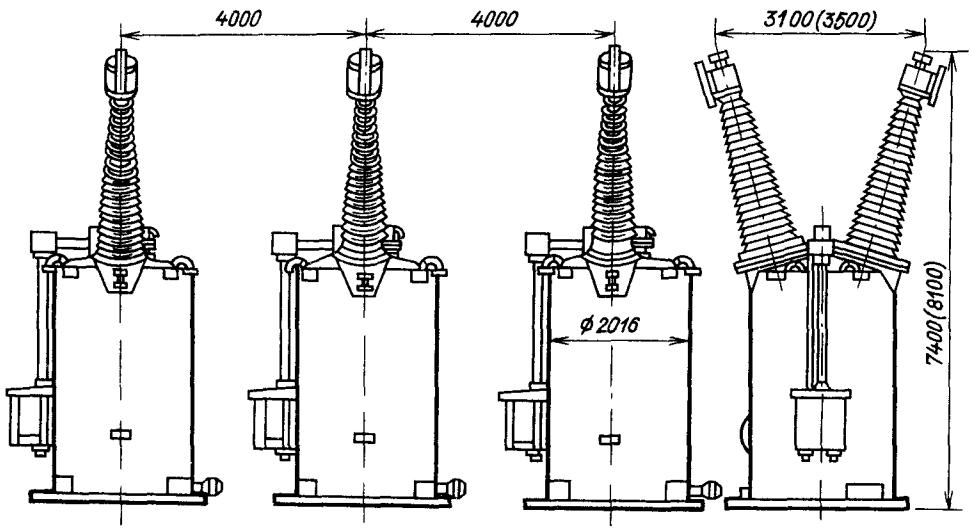


Рис 31 1 Выключатель У-220-2000-4-У1 (в скобках размер с вводами категории Б)

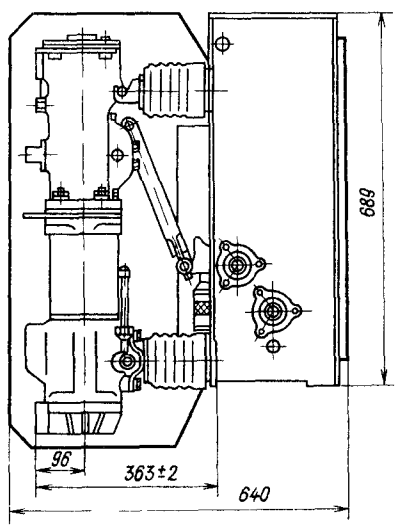


Рис 31 2. Выключатель ВМПЭ-10

щиты, трех полюсов, каждый из которых подвешен на опорных изоляторах и связан изоляционной тягой с валом выключателя. В раме предусмотрена возможность встраивания механизма вкатывания выкатной тележки КРУ, его указателей и блокировок

Выключатель ВПМ – выключатель с подвесным исполнением полюсов, предназначен для работы в электрических установках переменного тока напряжением 10 кВ. Выключатель приспособлен для встраивания в металлические оболочки комплектных распределительных устройств (КРУН) и стационарные камеры закрытых распределительных устройств (КСО-272). Выключатель представляет собой трехполюсный коммутационный аппарат, управляемый отдельно стоящим приводом Включение выключателей типа ВПМ-10 происходит за счет энергии привода (ПЭ-11 и ПП-67), типа ВПМП – приводом ППВ-10, а отключение за счет энергии отключающих пружин выключателя. Внутри цилиндра полюса расположены дугогасительная камера поперечного масляного дутья и неподвижный контакт розеточного типа. Принцип работы выключателя основан на гашении электрической дуги потоком газомасляной смеси, образующейся в результате интенсивного разложения трансформаторного масла под действием высокой температуры горения дуги.

Выключатель ВММ-10 относится к жидкостным трехполюсным выключателям, его применяют в шкафах КРУ внутренней и наружной установки на номинальное напряжение 10 и 11 кВ, в электрических сетях с изолированной нейтралью Принцип действия выключателя основан на гашении дуги потоком газомасляной смеси. Управляется выключатель встроенным пружинным приводом. Выключатели типа ВММ-10А предназначены для работы в шкафах экскаваторных КРУ на номинальное напряжение 10 кВ.

Выключатель серии МГГ-10 (рис 31 3) – генераторный горшковый с номинальным током до 5000 А и током отключения 45 кА, представляет собой трехполюсный коммутационный аппарат, управляемый отдельно стоящим электромагнитным приводом постоянного тока типа ПЭ21 Работа выключателя основана на принципе разделения токопровода выключателя на две параллельные ветви главную и дугогасительную Дугогасительным устройством является камера встречно-поперечного дутья

Выключатель типа ВГМ-20 – генераторный, предназначен для работы в цепях генераторов трехфазного переменного тока напряжением до 20 кВ, номинальным током 11,2 кА и номинальным отключающим током 90 кА

Выключатель ВК-10 высокого напряжения трехполюсный, номинальный ток до 1600 А, ток отключения 20, 31,5 кА, колонкового типа с пружинным приводом, предназначен для работы в шкафах КРУ внутренней и наружной установки

Выключатели серии ВМК – колонковые, их применяют на тяговых подстанциях электрифицированных железных дорог в наружных установках В новых разработках не применяют

Выключатель ВМТ-220Б выключатель, управляемый пружинным приводом типа ППК-1500, предназначен для эксплуатации в электрических сетях напряжением 220 кВ

Воздушные выключатели (табл 31 2) Выключатели с опорожняющими камерами и отделителями относятся к ранним конструкциям В них отделитель представляет собой коммутационное устройство (типа разъединителя), включенное последовательно с гасительным устройством выключателя Такие выключатели снабжены постоянно включенными резисторами, шунтирующими разрывы

Выключатель типа ВВГ-20 – генераторный, предназначен для коммутационных операции при заданных условиях в нормальных и аварийных режимах в цепях генераторов трехфазного переменного тока Дугогасительный контур состоит из последовательно соединенных ножом отделителя ду-

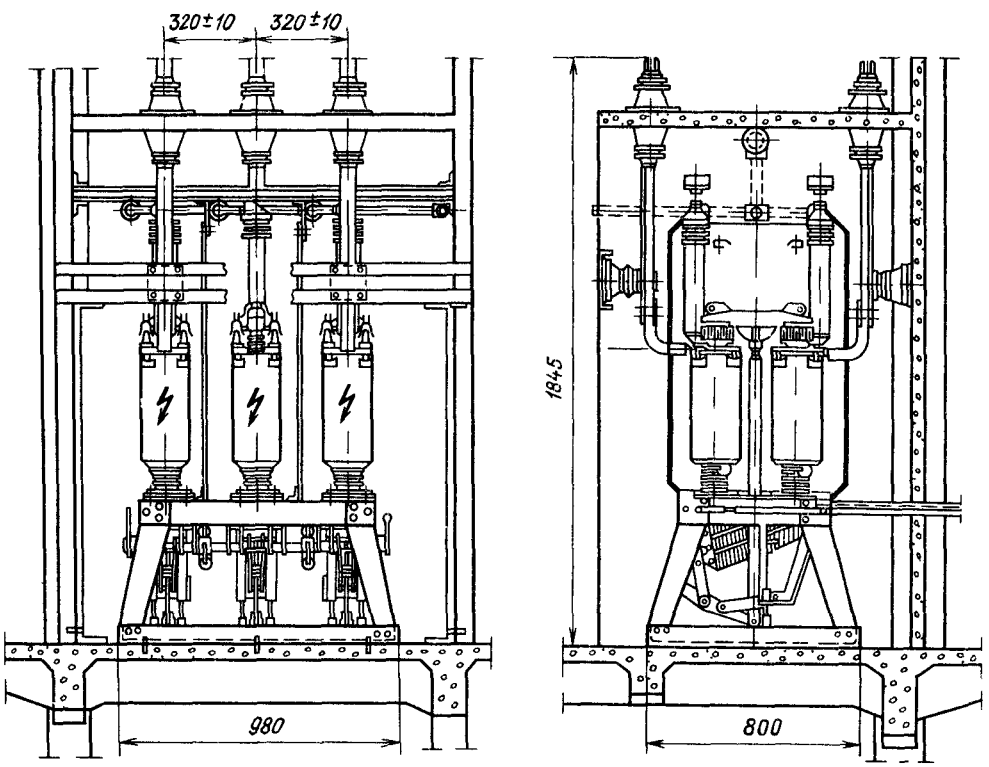


Рис 31 3 Выключатель МГГ-10455

Таблица 31.2. **Технические данные воздушных выключателей**

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Предельный сквозной ток, кА		Номинальный ток включения, кА		Предельный ток термической стойкости/допустимое время его действия, кА/с	Время отключения (с приводом), с	Время включения (с приводом), с	Расход воздуха на одно отключение/минимальное давление воздуха, гарантирующее номинальную мощность, л/ат	Размеры, мм			Масса выключателя, кг	Цена, руб
				амплитудное значение	действующее значение периодической составляющей	амплитудное значение	действующее значение периодической составляющей					высота	ширина	глубина		
ВВЗ-16-160У3	13,8	—	160	450	175	—	—	175/1	0,14	—	—	273	1010	4660	9150	—
ВВ-20*	20	12000	115	300	118	300	118	118/4	0,17	0,1	—	3135	4260	2730	9310	22000
ВВ-20СТС*	15	8000	74	190	74	190	74	74/4	0,14	0,15	—	3135	4460	2730	7970	—
ВВ-35-20/1250У3*	35	1250	20	52	20	52	20	20/4	0,08	0,28	—	2735	1900	1400	—	—
ВВГ-20-160/125000У3	20	125000	160	410	160	385	150	160/4	0,168	0,1	—	3205	7060	2730	9150	22500
ВВГ-20-160/20000У3	20	20000	160	410	160	385	150	160/4	0,168	0,1	—	3205	7060	2730	9150	22800
ВОВ-25-4МХЛ1	25	400	10	25	—	250	—	—	0,03—0,06	0,18	—	780	1250	750	200	—
ВОВ-25А-10/630	25	630	10	25	—	—	—	—	0,012	—	—	780	1260	750	2500	—
ВВН-35-2*	35	2000	33	84	33	84	33	33/4	0,08	0,17	—	3600	2700	1900	—	4850
ВВ-330Б-2000-25У1	330	2000	26	65	26	—	—	26/5	0,08	0,23	—/16	6700	—	8200	35000	39500
ВВ-500Б-2000-25У1	500	2000	29	73	29	—	—	29/5	0,08	0,26	—/16	11000	—	9660	48350	57000
ВВ-500ТС-1800-17,5	500	1800	17,5	45	26	—	—	17,5/3	0,08	0,3	—/16	11000	—	9660	48350	—
ВВМ-500Б-2000-25У1	500	2000	29	73	29	—	—	29/5	0,08	0,26	—/16	11000	—	9660	48000	5800
ВВШ-110-31,5/2000	110	2000	25	64	25	—	—	25/3	0,05	—	11000/—	5300	3560	2200	3200	
ВВШ-150Б-31,5/2000	150	2000	25	64	25	64	25	25/3	0,06	0,25	—	6700	—	5000	13200	—
ВВЭ-35-20/1600У3	35	1600	20	52	20	52	20	20/4	0,08	0,28	2700/—	3500	2450	1480	1500	—
ВВЭ-110Б-16/1600У1	110	1600	16	67	26	67	26	26/3	0,06	0,2	4500/—	2960	3860	5900	—	—
ВВЭ-220Б-20 1600У1	220	1600	20	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,06	0,25	9000/—	7383	1120	8560	14850	—
ВВУ-35-40/2000У(ХЛ)1	35	2000	40	102	40	102	40	40/3	0,07	0,15	4000/—	2700	1300	3800	7500	14700
ВВУ-35-40/3200У(ХЛ)1	35	3200	40	102	40	102	40	40/3	0,07	0,15	4000/—	2700	1300	3800	7500	16100
ВВУ-110Б-40/2000У1	110	2000	40	102	40	102	40	40/3	0,08	0,2	—	6080	1760	3900	5200	30000
ВВБМ-110Б-31,5/2000У(ХЛ)1	110	2000	31,5	90	35	90	35	35/3	0,07	0,15	4500/—	3860	1300	3860	2500	20000
ВВБ-150Б-31,5/2000У(ХЛ)1	150	2000	25	90	35	90	35	35/3	0,07	0,15	4500/—	4100	1400	4100	9600	—

ВВБ-150Б-31,5/3200У(ХЛ)1	150	3200	31,5	90	35	90	35	35/3	0,07	0,2	7000/–	4100	1400	4100	9600	–
ВВБ-220-31,5/2000	220	2000	31,5	80	31,5	102	40	31,5/3	0,08	0,2	9000/–	7560	1760	4000	16 170	32 000
ВВБ-220-31,5/3200	220	3200	315	80	31,5	102	40	31,5/3	0,08	0,2	–	7560	1760	4000	–	–
ВВД-220Б-31,5/2000ХЛ1	220	2000	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,08	0,24	9000/–	7560	1760	4000	16 200	–
ВВД-220Б-31,5/3200ХЛ1	220	3200	315	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,08	0,24	14 400/–	7560	1760	4000	–	–
ВВД-220Б-40/2000ХЛ	220	2000	40	102	40	102	40	40/3	0,08	0,24	–	7560	1760	4000	–	38 000
ВВД-220Б-40/3200ХЛ	220	3200	40	102	40	102	40	40/3	0,08	0,24	–	7560	1760	4000	–	–
ВВБ-330Б-35,5/2000У1*	330	2000	35,5	100	40	90	35	40/3	0,08	0,25	18 000/–	9285	3860	8000	39 380	72 000
ВВД-330Б-40/3200У1	330	3200	40	102	40	102	40	40/2	0,08	0,25	24 000/–	9290	4100	8500	35 350	86 000
ВВБ-400Б-31,5/2000У1	400	2000	315	80	31,5	80	31,5	31,5/2	0,08	0,24	54 000/–	10 500	3900	13 450	42 000	–
ВВБ-500-35,5/2000У(ХЛ)1	500	2000	35,5	90	35,5	90	35,5	35,5/2	0,08	0,25	27 000/–	10 500	3900	13 950	63 000	12 000
ВВБ-750-40/3200У1	750	3200	40	102	40	102	40	40/2	0,06	0,11	42 000/–	11 500	4100	19 100	91 200	60 000
ВВБТ-110Б	110	1600	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,06	0,2	4500/–	3600	3860	5900	8000	–
ВВБТ-132Б	132	1600	25	80	31,5	80	3,5	31,5/3	0,06	0,2	4500/–	4250	4350	7000	9600	–
ВВБТ-220Б	220	1600	31,5	80	31,5	80	3,5	31,5/3	0,08	0,25	9000/–	7560	4000	8560	16 700	–
ВВБТ-400Б	400	1600	31,5	80	31,5	80	3,5	31,5/3	0,08	0,25	18 000/–	10 500	9100	17 000	42 000	–
ВВБК-110-50/3200	110	3200	50	–	–	–	–	–	0,04	0,1	–	3860	1300	3800	–	–
ВВБК-110-50/4000	110	4000	50	–	–	–	–	–	0,04	0,1	–	3860	1300	3800	–	–
ВВБК-110-63/3200	110	3200	63	–	–	–	–	–	0,04	0,1	–	3860	1300	3800	–	–
ВВБК-110-63/4000	110	4000	63	–	–	–	–	–	0,04	0,1	–	3860	1300	3800	–	–
ВВБК-220-50/2000	220	2000	50	–	–	–	–	–	0,04	0,1	–	7560	1760	4000	14 000	–
ВВБК-220-50/3200	220	3200	50	–	–	–	–	–	0,04	0,1	–	7560	1760	4000	14 000	–
ВВБК-220-50/4000	220	4000	50	–	–	–	–	–	0,04	0,1	–	7560	1760	4000	14 000	–
ВВБК-220-63/2000	220	2000	63	–	–	–	–	–	0,04	0,1	–	7560	1760	4000	14 000	–
ВВБК-220-63/3200	220	3200	63	–	–	–	–	–	0,04	0,1	–	7560	1760	4000	14 000	–
ВВБК-220-63/4000	220	4000	63	–	–	–	–	–	0,04	0,1	–	7560	1760	4000	14 000	–
ВВБК-330-31,5/2000	330	2000	31,5	–	–	–	–	–	0,04	0,1	–	7560	1760	4000	18 000	–
ВВБК-330-31,5/3200	330	3200	31,5	–	–	–	–	–	0,04	0,1	–	9285	1760	4000	18 000	–
ВВБК-330-40/2000	330	2000	40	–	–	–	–	–	0,04	0,1	–	9285	1760	4000	18 000	–
ВВБК-330Б-40/3200У1	330	3200	40	128	50	–	–	50/2	0,04	0,075	16 500/–	9285	1760	4000	18 000	–
ВВБК-330-63/3200	330	3200	63	–	–	–	–	–	0,04	0,1	–	9285	1760	4000	18 000	–
ВВБК-330-63/4000	330	4000	63	–	–	–	–	–	0,04	0,1	–	9285	1760	4000	18 000	–

Продолжение табл. 31.2

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Предельный сквозной ток, кА		Номинальный ток включения, кА		Предельный ток термической стойкости/допустимое время его действия, кА/с	Время отключения (с приводом), с	Время включения (с приводом), с	Расход воздуха на одно отключение/минимальное давление воздуха, гарантирующее номинальную мощность, л/ат	Размеры, мм			Масса выключателя, кг	Цена, руб.
				амплитудное значение	действующее значение периодической составляющей	амплитудное значение	действующее значение периодической составляющей					высота	ширина	глубина		
ВВБК-500-50/3200У1	500	3200	50	128	50	—	—	50/2	0,04	0,1	36000/—	8965	1500	7900	—	—
ВВБК-750-40/3200	750	3200	40	—	—	—	—	—	0,04	0,1	—	11500	4100	9000	45000	—
ВВБК-750-40/4000	750	4000	40	—	—	—	—	—	0,04	0,1	—	11500	4100	9000	45000	—
ВНВ-220А-63/3150У	220	3150	63	—	—	—	—	—	0,04	0,1	—/12,3	8600	5100	8000	16000	—
ВНВ-330А-40/3150У	330	3150	40	—	—	—	—	—	0,04	0,1	—/20	8900	9100	12500	25400	110000
ВНВ-500-40/3150	500	3150	40	—	—	—	—	—	0,04	0,1	—/20	10300	9600	15550	26600	150000
ВНВ-750-63/4000	750	4000	63	—	—	—	—	—	0,04	0,1	—/39	13500	14100	21750	37200	—

* Снят с производства.

Примечание. Обозначение типа выключателя: В — выключатель; вторая буква: В — воздушный; Б — баковый; У — усиленный по скорости восстанавливающегося напряжения (ВВУ); М — холодоустойчивое исполнение (ВВМ); Э — для электротермических установок; Д — с повышенным давлением; первое число — номинальное напряжение, кВ; буквы после этого числа: Б — категория изоляции; второе и третье числа — соответственно номинальный ток отключения, кА, и номинальный ток, А; буквы после этих чисел: У — работа в районах с умеренным климатом; ХЛ — с холодным климатом; Т — с тропическим климатом; последняя цифра: 1 — для работы на открытом воздухе; 3 — для работы в закрытых помещениях с естественной изоляцией.

гогасительных контактов, основных разрывов, а также из последовательно соединенных тем же ножом сопротивлений и дугогасительного контакта вспомогательного разрыва. Во включенном положении основная часть тока протекает через главный токоведущий контур. При отключении выключателя сначала размыкается нож разъединителя и весь ток переходит в дугогасительный контур, затем размыкаются дугогасительные контакты основных разрывов.

Выключатель ВОВ-25-4МХЛ1 однополюсный, его устанавливают на магистральных электровозах и моторных вагонах электропоездов переменного тока с напряжением контактной сети 25 кВ, частотой 50 Гц и применяют как главный выключатель для аварийных и оперативных отключений оборудования.

Выключатель ВВЗ-16 предназначен для работы в качестве защитного аппарата при испытаниях аппаратов высокого напряжения на коммутационную способность и устойчивость при сквозных токах КЗ.

Выключатели ВВ-330Б, ВВ-500Б, ВВ-500ТС, ВВМ-500Б – с закрытым отделителем (воздухонаполненным в отключенном положении) наружной установки, предназначены для коммутационных операций и аварийных режимов в электрических цепях.

Принцип действия выключателей основан на расхождении контактов – камеры и отделителя – и гашении возникающей при этом электрической дуги сжатым воздухом. Выключатели обеспечивают как пополюсное, так и трехполюсное дистанционное управление. Гасительная камера состоит из двух одинаковых вертикальных колонок, расположенных на концах правого резервуара. Каждая колонка имеет несколько (в зависимости от напряжения выключателя) элементов (разрывов) – четыре у выключателей на 330 кВ и пять у выключателей на 500 кВ. Воздухонаполненный отделитель предназначен для создания постоянного изоляционного промежутка в отключенном положении выключателя. Отделитель состоит из двух одинаковых вертикальных колонок, каждая из которых имеет несколько (в зависимости от напряжения выключателей) элементов (разрывов): три у выключателя на 330 кВ и четыре у выключателя на 500 кВ. Делители напряжения – омический и емкостный – служат для равномерного распределения напряжения по разрывам гасительной камеры и отделителя. Элементы омического делителя напряжения включены параллельно каждому элементу камеры. В качестве емкостного делителя напряжения применяют масляные конденсаторы, включаемые параллельно каждому элементу отделителя.

Выключатели типов ВВШ-10, ВВШ-150Б – с шунтирующим сопротивлением предназначены для коммутационных операций в нормальных и аварийных режимах. Выключатель ВВШ состоит из трех полюсов и распределительного шкафа ШРНМ, связанных между собой воздухопроводами. Основанием полюса служит резервуар для сжатого воздуха, на котором смонтированы дутьевые клапаны, шкаф управления, опорная изоляция, гасительная камера и отделитель. На шинах полюса устанавливают шунтирующее сопротивление. В новых разработках данный тип выключателя не применяют.

Выключатели без отделителей отличаются тем, что гасительное устройство с контактной системой (обычно с двумя разрывами) помещено в металлический бачок, изолированный от земли и соединенный через воздухоотвод с ресивером. Бачок находится под полным давлением как в положении «отключено», так и в положении «включено». При отключении размыкаются дугогасительные контакты и одновременно открывается выхлопной клапан. Дуга, образующаяся на разрывах, сдувается потоком воздуха на вспомогательные электроды. Гашение дуги в таких выключателях происходит эффективнее.

Выключатели серий ВВБ, ВВУ, ВВД, ВВЭ – наружной установки с металлическими гасительными камерами, предназначены для включения и отключения при заданных условиях в нормальных и аварийных режимах линий электропередачи трехполюсного переменного тока. Выключатель воздушный ВВУ – усиленный по скорости восстанавливающегося напряжения; ВВБ – баковый, ВВЭ – для электротермических установок, ВВД – с повышенным давлением, ВВМ – малогабаритный, ВВБГ – баковый, исполнение конструктивное – Г. Выключатель имеет двухразрывные дугогасительные устройства одностороннего дутья, помещенные в металлические камеры (резервуары), постоянно заполненные сжатым воздухом и находящиеся под высоким потенциалом. Главные разрывы камер выключателей шунтируются во время отключения линейными сопротивлениями. Вспомогательные разрывы служат для отключения тока, протекающего через шунтирующее сопротивление после гашения дуги на главных разрывах. Делительные конденсаторы пред-

назначены для выравнивания напряжения по разрывам в отключенном положении выключателей. Камеры выключателей на 330, 400, 500 и 750 кВ отличаются от камер выключателей на 110 и 220 кВ лишь тем, что в них отсутствуют шунтирующие сопротивления и вспомогательные контакты (рис. 31.4) В настоящее время выключатели серии ВВБ реконструированы. В новой серии ВВБК давление воздуха повышено до 3,2--4 МПа, одностороннее дутье заменено двухсторонним, модернизирована система управления. Уменьшено число разрывов на полюс, что упрощает конструкцию выключателя и снижает его стоимость. Номинальный ток отключения увеличен до 63 кА, время отключения уменьшено до 0,04 с. Выключатель состоит из трех полюсов и распределительного шкафа. Каждый полюс имеет самостоятельное управление, осуществляемое электромагнитами, расположенными в шкафах управления. Кроме основного дутья, при гашении дуги при отключении выключателя имеется дополнительное дутье через неподвижные контакты.

Выключатель типов ВВБК-300Б, ВВБК-500Б – высокого напряжения, трехполюсный с металлической дугогасительной камерой – баком, крупномодульный, предназначен для коммутации в нормальных и аварийных режимах в сетях переменного тока с заземленной нейтралью. В настоящее время выпускают воздухонаполненные воздушные выключатели серии ВНВ для напряжений 110–750 кВ.

Выключатель типа ВНВ – наружной установки, состоит из трех полюсов и распределительного шкафа. Полюс выключателя состоит из дугогасительного устройства с двухсторонним дутьем, расположенного в металлическом бачке, постоянно заполненном сжатым воздухом На дугогасительном устройстве установлены конденсаторы, служащие для распределения напряжения по разрывам дугогасительного устройства при расхождении главных контактов в процессе отключения и в отключенном положении. Дугогасительное устройство управляется с помощью изоляционной тяги, проходящей внутри опорной колонки и разводящей главные контакты через систему рычагов. Количество дугогасительных устройств зависит от класса напряжения; так, при напряжении 220 кВ - одно, при напряжении 330 и 500 кВ – два, при напряжении 750 кВ – три. Размыкание контактов, гашение электрической дуги выключателя и переключение схем вторичной коммутации производят с помощью сжатого воздуха при наличии механической системы управления контактами дугогасительного устройства.

Электромагнитные выключатели (табл. 31.3) с электромагнитным гашением дуги в основном применяют при напряжении 10--15 кВ. Они имеют ряд преимуществ, не требуют масла для гашения дуги и компрессорной установки для воздушного дутья, пожаро- и взрывобезопасны, создают низкий уровень коммутационных перенапряжений, имеют повышенную износоустойчивость дугогасящих частей выключателя Однако стоимость их довольно высока. Электромагнитные выключатели выпускают с номинальными токами отключения до 40 кА при напряжении 6 кВ и 20 кА при напряжении 10 кВ; они получили применение в установках с частыми отключениями, в электропечных, тяговых, выпрямительных подстанциях, в системах собственных нужд мощных электростанций. Действие электромагнитных выключателей основано на гашении электрической дуги при отключении в дугогасящей камере, содержащей решетку из керамических пластин, в которую дуги затягиваются магнитным полем, возбуждаемым током дуги. При отключении выключателя сначала отключаются главные, затем дугогасительные контакты

Выключатели ВЭМ (рис 31 5) – трехполюсные на номинальное напряжение 6 и 10 кВ, с электромагнитным приводом ПЭ-22 и ПЭГ-7, рассчитанные на номинальные токи 1000- 3200 А, при номинальных токах отключения 12,5; 20 и 40 кА, применяют в малогабаритных КРУ внутренней установки и в стационарных распределительных устройствах

Выключатель ВЭМ-6Э выпускают только в экспортном исполнении, ВЭМ-10Э-1000/12,5У3, ВЭМ-10Э-1000/20У3, ВЭМ-6Э-1000/20Т3 устанавливают в КРУ, ВЭМ-10Э-1250/12,5У3 ВЭМ-10Э-1250/20У6 – в стационарных установках.

Выключатель ВЭ-10 предназначен для работы в КРУ внутренней установки, имеет встроенный пружинный привод.

Выключатель ВЭС-10 - сейсмостойкий, с пружинным приводом, предназначен для шкафов КРУ внутренней установки атомных электростанции на номинальное напряжение 6 и 6,6 кВ трехфазного тока с частотой 50 и 60 Гц.

Вакуумные выключатели (табл. 31.4) изготовляют на напряжение 6–10 кВ, номинальные токи до 1600 А. Вакуумные выключатели являются относительно новыми аппаратами, область применения их расширяется по мере совершенствования конструк-

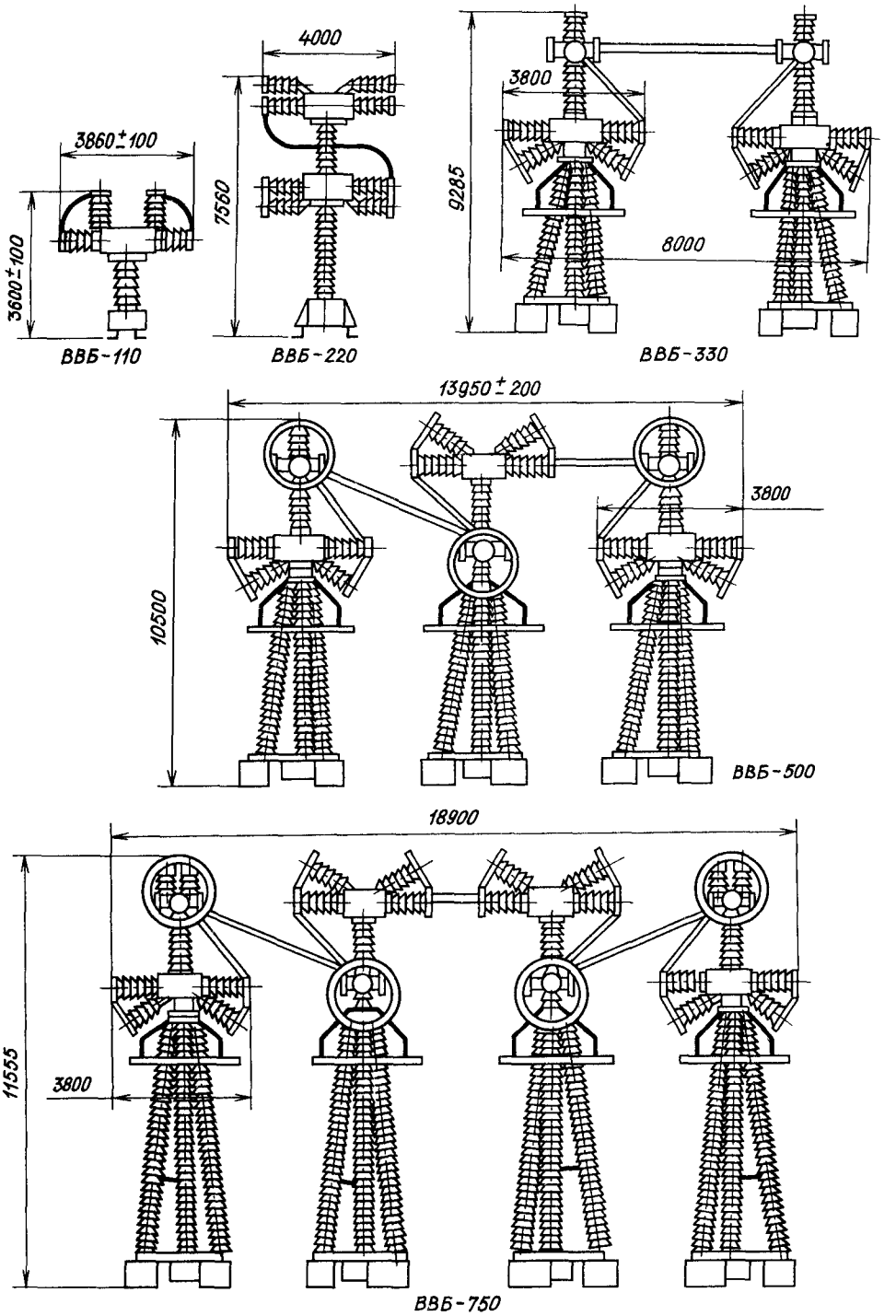


Рис 31 4 Выключатели серии ВВБ

Таблица 31.3. **Технические данные электромагнитных выключателей**

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Предельный сквозной ток, А		Номинальный ток включения, кА		Предельный ток термической стойкости/допустимое время его действия, кА/с	Время отключения (с приводом), с	Время включения (с приводом), с	Размеры, мм			Тип привода	Масса выключателя, кг	Цена, руб.
				амплитудное значение	действующее значение периодической составляющей	амплитудное значение	действующее значение периодической составляющей				высота	ширина	длина			
ВЭМ-10Э-1000/12, 5У3	10	1000	12,5/20	52	20	52	20	20/5	0,07	0,25	1600	748	1970	Электромагнитный	610	1920
ВЭМ-10Э-1250/12, 5У3	10	1250	12,5/20	52	20	52	20	20/5	0,07	0,25	1600	700	1970	Электромагнитный	600	–
ВЭМ-6Э-1000/20Т3	6,6	1000	20	52	20	–	20	20/5	0,075	0,25	1600	748	1970	Электромагнитный	620	–
ВЭМ-10Э-1000/20У3	10	1000	20	52	–	52	–	20/4	0,07	0,25	1600	748	1970	Электромагнитный	600	–
ВЭМ-10Э-1250/20У3	10	1250	20	52	–	52	–	20/4	0,07	0.25	1600	748	1970	Электромагнитный	599	–
ВЭМ-6-2000/40-125	6	2000	40	125	–	125	–	40/4	0,08	0,35	2070	860	1200	ПЭ-22	1000	2000
ВЭМ-6-3200/40-125	6	3200	40	125	–	125	–	40/4	0,1	0,35	2070	1140	12 000	ПЭ-22	1236	2500
ВЭС-6-40/1600У3	6	1600	40	128	40	128	40	40/4	0,075	0,075	1605	630	1000	Пружинный	580	–
ВЭС-6-40/1600Т3	6,6	1600	40	128	40	128	40	40/4	0,075	0,075	1605	630	1000	Пружинный	580	–
ВЭС-6-40/20000У3	6	2000	40	128	40	128	40	40/4	0,075	0,075	1605	630	1000	Пружинный	580	–
ВЭС-6-40/2000Т3	6,6	2000	40	128	40	128	40	40/4	0,075	0,075	1605	630	1000	Пружинный	580	–
ВЭС-6-40/3200У3	6	3200	40	128	40	128	40	40/4	0,075	0,075	1605	630	982	Пружинный	610	–
ВЭС-6-40/3200Т3	6,6	3200	40	128	40	128	40	40/4	0,075	0,075	1605	630	982	Пружинный	610	–
ВЭ-10-1250-20У3	10	1250	20	51	20	51	20	20/4	0,075	0,075	1605	1005	618	ППВ	522	–
ВЭ-10-1600-20У3	10	1600	20	51	20	51	20	20/4	0,075	0,075	1605	1005	618	ППВ	522	–
ВЭ-10-2500-20У3	10	2500	20	51	20	51	20	20/4	0,075	0,075	1605	1005	618	ППВ	533	–
ВЭ-10-3600-20У3	10	3600	20	51	20	51	20	20/4	0,075	0,075	1605	982	618	ППВ	565	–
ВЭ-10-1250-31,5У3	10	1250	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,075	0,075	1605	1005	618	ППВ	563	–
ВЭ-10-1600-31,5У3	10	1600	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,075	0,075	1605	1005	618	ППВ	563	–
ВЭ-10-2500-31,5У3	10	2500	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,075	0,075	1605	1005	618	ППВ	574	–
ВЭ-10-3600-31,5У3	10	3600	31,5	80	31,5	80	31.5	31,5/4	0,075	0,075	1605	982	618	ППВ	606	–

Таблица 31.4. **Технические данные вакуумных выключателей**

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Предельный сквозной ток, кА		Номинальный ток включения, кА		Предельный ток термической стойкости/допустимое время действия, кА/с	Время отключения (с приводом), с	Время включения (с приводом), с	Размеры, мм			Тип привода	Цена, руб.
				амплитудное значение	действующее значение периодической составляющей	амплитудное значение	действующее значение периодической составляющей				высота	ширина	длина		
ВВ-10-20/630У3	10	630	20	52	20	52	20	20/3	0,075	0,1	880	626	624	Пружинный	161
ВВ-10-20-1000У3	10	1000	20	52	20	52	20	20/3	0,075	0,1	880	626	624	Пружинный	162
ВВ-10-20-1600У3	10	1600	20	52	20	52	20	20/3	0,075	0,1	880	626	624	Пружинный	165
ВВ-10-20/630Т3	11	630	20	52	20	52	20	20/3	0,075	0,1	880	626	624	Пружинный	162
ВВ-10-20/1250Т3	11	1250	20	52	20	52	20	20/3	0,075	0,1	880	626	624	Пружинный	165
ВВТЭ-10-10/630У2	10	630	10	25	10	25	10	10/3	0,05	0,1	764	564	481	Электромагнитный	150
ВВТЭ-10-20/630ХЛ2	10	630	20	52	20	52	20	20/3	0,05	0,1	1222	536	564	Электромагнитный	143
ВВТП-10-20/630УХЛ2	10	630	20	52	20	52	20	20/3	0,05	0,1	1022	536	564	Электромагнитный	138
ВВТЭ-10-20/1000УХХ2	10	1000	20	52	20	52	20	20/3	0,05	0,1	1222	536	564	Электромагнитный	135
ВВТП-10-20/1000УХЛ2	10	1000	20	52	20	52	20	20/3	0,05	0,1	1022	536	564	Электромагнитный	130

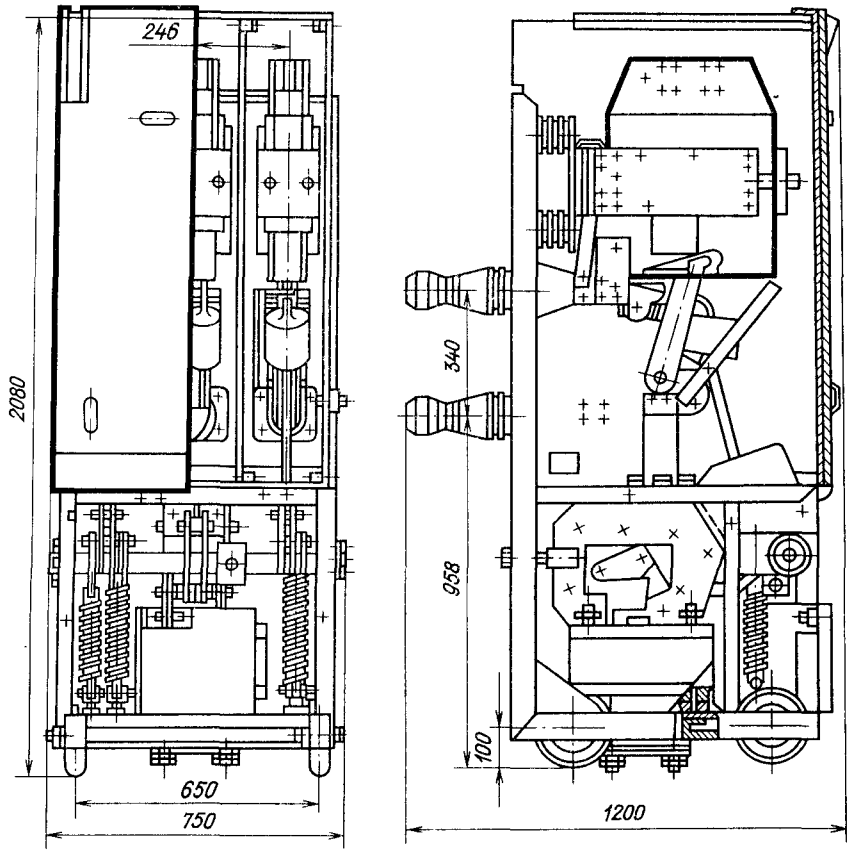


Рис. 31.5. Электромагнитный выключатель ВЭМ-6

ций вакуумных камер и увеличения их надежности и отключающей способности. Основным элементом вакуумного выключателя является вакуумная дугогасительная камера, в которой происходит гашение дуги. Вакуумные выключатели стоят дорого и поэтому имеют ограниченное применение.

Выключатели ВВ-10 - выключатели с пружинным приводом общего назначения, предназначены для сетей с частыми коммутациями и для работы в шкафах КРУ внутренней установки. Принцип действия выключателя основан на гашении электрической дуги в вакууме, возникшей при размыкании контактов. Из-за высокой электрической прочности вакуумного промежутка и отсутствия среды, поддерживающей горение дуги, время существования электрической дуги минимально. Выключатель состоит из контактов, фасадной перегородки, пружинного привода, основания и трех полюсов. Полюс выключателя состоит из изоляционного корпуса, в верхней части которого крепят вакуумную дугогасительную камеру.

Выключатель ВВТЭ – выключатель трехполюсный, исполнение Э, предназначен для коммутации под нагрузкой и защиты от КЗ электрических цепей в установках с частыми коммутациями и общепромышленных. Исполнение может быть Э и П: Э – вариант I, высота 1222; П – вариант II, высота 1022. Выключатели на номинальный ток 630 А выпускают для КРУ экскаваторов; 1000 А – для КРУ мощных экскаваторов, роторных комплексов, нефтебуровых установок и др.

Приводы к выключателям переменного тока высокого напряжения в зависимости от вида энергии, используемой для включения выключателя, делят на приводы ручного действия, электромагнитные, пружинные

и пневматические Приводы к выключателям имеют исполнения для наружной и внутренней установок Приводы для наружной установки являются приводами внутренней установки, помещенными в специальные шкафы, предохраняющие от попадания пыли и влаги К маркировке привода, предназначенного для наружной установки, добавляется буква Ш

Ручные приводы являются самыми простыми, их применяют в основном для небольших выключателей Существенным недостатком является невозможность дистанционного включения, а следовательно, АПВ, приводы не развивают необходимой скорости при включении

Привод ПРБА – блинкерный автоматический может применяться при включающем усилии на рычаге не выше 300 Н и работе включения не более 200 Дж с выключателями напряжением не выше 35 кВ, когда наибольшее значение токов КЗ в месте установки не превышает 30 кА Обычно применяют для малообъемных масляных выключателей

Привод ПРА 17 снабжен механизмом свободного расцепления, имеет электромагнит для дистанционного отключения, предназначен для управления выключателями нагрузки ВН 16, ВНП-16, ВНП 17, ВН-11У3(ТЗ), ВНТ ЭМ-10

Приводы ПР 16 и ПР-17 рычажные со свободным расцеплением, предназначены для включения и отключения выключателей нагрузки ВН-16, ВНП 16 ВНП-17, ВН-11У3(ТЗ), они заменяют приводы ПРА-16 и ПРА-17, когда не требуется дистанционное отключение

Привод серии ПМ маховичный, внутренней установки предназначен для включения выключателей серии ВМЭ 6, удержания их во включенном положении и освобождения при отключении Выключатель включается поворотом маховика привода по часовой стрелке приблизительно на 120 отключается вручную быстрым поворотом маховика против часовой стрелки или дистанционно встроенным в привод реле Количество и тип встроенных в привод реле определяются вариантом исполнения привода Привод ПМ-113 имеет два реле максимального тока и одно реле минимального напряжения Привод ПМ-300 одно реле минимального напряжения Масса приводов соответственно 31 и 23 кг

Электромагнитные приводы являются приводами прямого действия – энергия для включения потребляется непосредственно от источника большой мощности Они предназначены для дистанционного автоматического включения и отключения выключателей на электрических станциях и подстанциях

Привод ПЭ-11 имеет блокировку от самопроизвольного повторного включения на существующее КЗ и снабжен блокировочными контактами КБВ в цепи включения и КБО в цепи отключения Размыкание вспомогательных контактов КБВ и КБО происходит со скоростью, не зависящей от скорости движения механизма привода, что обеспечивается специальными пружинами, которые заводятся при включении привода и мгновенно освобождаются при расцеплении храповых механизмов тягами, связанными с валом привода Привод предназначен для дистанционного и автоматического управления включателями серий ВМП-10, ВМГ-10, ВМП-10 в закрытых установках Приводы ПЭ-11 в настоящее время заменяют приводы ПС-10

Привод ПЭ-21 имеет блокировку против «прыгания» и снабжен быстродействующими вспомогательными контактами КБВ и КБО Горизонтально расположенный отключающий электромагнит препятствует самоотключению механизма привода при повышенном напряжении

Привод ШПЭ-44 (рис 31 6) наружной установки имеет круто растущую силовую характеристику в конце хода включения Привод содержит унифицированный механизм в виде отдельного блока и сменные электромагнитные блоки, устанавливаемые соответственно типу выключателя Силовой блок электромагнитного привода состоит из выключающего электромагнита и контактора низкого напряжения Расшифровывается привод ШПЭ-44 следующим образом Ш – помещенный в шкаф, П – привод, Э – электромагнитный, 44 – номер модели (характеристика по габаритам магнитной системы)

В пружинном приводе энергия, необходимая для включения, запасается в мощной пружине, которая заводится вручную или с помощью двигателя малой мощности (менее 1 кВт) Примером таких приводов являются приводы ППМ 10, ПП-67, ПП-74, ППВ-10У2 Пружинные приводы нашли применение в малообъемных выключателях до 110 кВ

Привод ППВ-10У2 – выносной, предназначен для управления выключателями высокого напряжения ВМГП-10, ВПМП-10 в ячейках КСО-272 и ВПМП-10 Привод относится к группе двигательных приводов независимого (косвенного) действия Работа привода осуществляется за счет энергии, предварительно запасенной

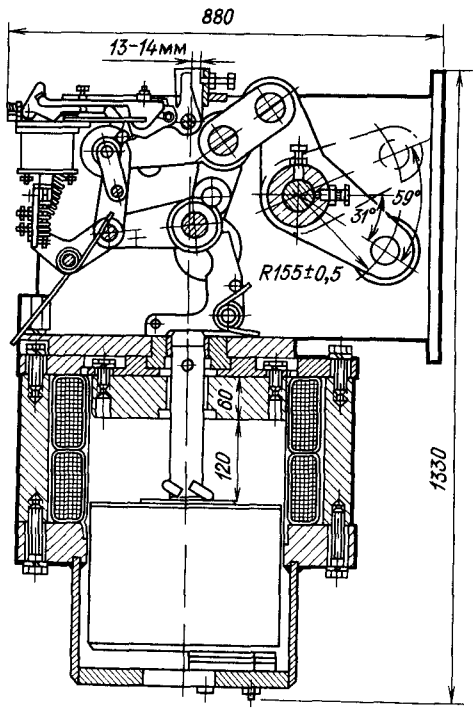


Рис 31 6 Привод ШПЭ-44

в пружинах Пружины заводятся двигателем или вручную Включение выключателя приводом осуществляется при подаче импульса на катушку включения электромагнита включения Отключение происходит при подаче импульса на катушку отключения электромагнита отключения

В пневматическом приводе энергия запасается в резервуаре со сжатым воздухом, который приводит в движение поршень в цилиндре Наиболее удачной компоновкой является расположение на выключателе цилиндра и резервуара – это позволяет избежать потерь, связанных с движением воздуха по трубам Компрессор приводится в действие двигателем мощностью менее 1 кВт Расход воздуха на одну операцию включения невелик и позволяет проводить пять-шесть операций без подкачки воздуха В случае отсутствия напряжения на двигателе компрессора или выхода из строя двигателя привод может нормально функционировать без подкачки воздуха в течение 12–14 ч

Привод ШПВ-45 – наружной установки, его применяют для управления масляными выключателями Силовой блок пневматического привода содержит пневмоцилиндр, пусковой клапан, дросселирующую приставку, резервуар и контрольно-регулирующую аппаратуру Пневмоцилиндр привода – одностороннего действия с пружинным возвратом поршня в исходное положение Пусковой клапан управляется электромагнитом Дросселирующая приставка (регулятор подачи воздуха золотникового типа) служит для обеспечения требуемых скоростей движения поршня, а следовательно, и подвижных контактов выключателя Резервуар выполняет функции аккумулятора энергии и представляет собой сварной баллон с достаточным объемом сжатого воздуха на несколько включений выключателя Приводы ШПВ-45П и ШПВ-45ХЛ имеют разные конструкции пусковых клапанов, дросселирующих приставок и переходов

31.2. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НАГРУЗКИ

В установках напряжением 6–10 кВ на распределительных пунктах и цеховых трансформаторных подстанциях применяют выключатели нагрузки (табл 31 5) с предохранителями высокого напряжения типов ВНП-16 и ВНП-17 В настоящее время выключатели типов ВНП-16 и ВНП-17 заменены на выключатели серии ВН-10

Выключатели нагрузки ВН-10 – переменного тока (типов ВНР-10-400 10з У3 ВНРп-10/400-10з У3, ВНРп-10/400-10з У3 ВНРп-10/400-10з3У3, ВНРп-10/400-10зп3У3), предназначены для работы в шкафах КРУ, камерах КСО и КТП внутренней установки на напряжение до 10 кВ для систем с заземленной и изолированной нейтралью Выключатели классифицируют по конструктивным исполнениям без предохранителей, с предохранителями, предназначенными для защиты электрических сетей от токов КЗ и расположенных сверху или снизу выключателя, с устройством для подачи команды при перегорании предохранителя, сверху или снизу расположенными заземляющими ножами Структура условного обозначения ВНРп-10/400-10зп3У3 – выключатель нагрузки, Р – вид привода (ручной), п – конструктивное исполнение – со встроенным предохранителем, 10 – номинальное напряжение, кВ, 400 – номинальный ток, А, 10 – номинальная периодическая составляющая сквозного тока КЗ, з – с заземляющими ножами, п – заземляющие ножи расположены за предохранителем, З – устройство для подачи команды на отключение при перегорании предохранителя, У3 – климатическое исполнение Типы применяемых предохранителей и номинальные токи их плавких вставок

Таблица 31.5. **Технические данные выключателей нагрузки**

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, А	Наибольший ток отключения, А	Предельный сквозной ток, кА		Ток включения, кА		Ток термической стойкости/время протекания тока, кА·с	Количество отключений токов		Размеры, мм		Масса, кг	Цена, руб
					амплитудное значение	действующее значение	амплитудное значение	действующее значение		активного	холостого хода трансформатора	ширина	длина		
ВН-11У3(Т3)	6,10	400	400	630	80	—	0,4	—	31,5 1	—	—	—	—	70	85
		200	200	400			0,2								
ВНР-10/400-10з У3	10	400	400	800	25	10	2,5	1	10,1	50	200	932	608	—	—
ВНРп-10/400-10з У3	10	400	400	800	25	10	2,5	1	10/1	50	200	932	608	72	—
ВНРп-10/400-10з У3	10	400	400	800	25	10	2,5	1	10/1	50	200	932	608	72	—
ВНРп-10/400-10зпУ3	10	400	400	800	25	10	2,5	1	10/1	50	200	932	608	78	—
ВНРп-10/400-10зп3У3	10	400	400	800	25	10	2,5	1	10/1	50	200	932	608	78	—
ВНП-16У3*	6	400	—	—	—	20,6,7	20	—	—	—	—	703	870	64	54
ВНП-17У3*	6	400	—	—	—	20/14	20	—	—	—	—	758	925	71	60
ВНПз-16У3*	10	200	—	—	—	12/5,8	9	—	—	—	—	758	925	71	60
ВНПз-17У3*	10	200	—	—	—	12/8,6	9	—	—	—	—	803	970	71	60
ВНТЭМ-10-630*	10	630	1000	—	80	31,5	80	—	31,5/1	—	—	—	—	70	—
ВНТЭМ-6/630*	6	630	1000	—	80	31,5	80	—	31,5/1	—	—	—	—	70	—
ВН-16У3	6	400	400	800	25	14,5	5	—	6/10	—	—	—	—	42	40
	10	200	200	400	25	14,5	5	—	6/10	—	-	-	—	42	40

* Снят с производства.

Таблица 31.6. **Технические данные предохранителей, применяемых с выключателями типа ВН-10**

Тип	Номинальный ток плавкой вставки $I_{п.в}$, А
ПК1-6	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 32
ПК2-6	32; 40; 50; 80
ПК3-6	80; 100; 160
ПК1-10	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 32
ПК2-10	32; 40; 50
ПК3-10	50; 80; 100

Примечание. Выключатели типа ВНРп-10/400-10з3УЗ, ВНРп-10/400-10зп3УЗ не комплектуют предохранителями типа ПК3-10, $I_{п.в} = 100$ А.

приведены в табл. 31.6. Принцип действия выключателя нагрузки ВН-10, автогазового, с ручным приводом основан на гашении дуги потоком газов, образующихся вследствие разложения вкладыша и органического стекла. При отключении выключателя сначала размыкаются главные контакты, затем дугогасительные, размещенные в дугогасительной камере. Возникающая при этом дуга воздействует на стенки вкладыша и вследствие разложения органического стекла вызывает интенсивное газообразование. В период прохождения дугогасительным контактом канала в дугогасительной камере выход газов затруднен, что повышает давление внутри камеры. Вихревые потоки газов, находящихся под давлением, гасят дугу. Управление выключателем осуществляется ручным приводом, снабженным механизмом свободного расцепления и электромагнитом отключения с питанием от независимого источника тока. Включают выключатель только вручную рукоятью привода, отключают – вручную и дистанционно электромагнитом отключения. Выключатели снабжены стационарными заземляющими ножами, которые заземляют верхние и нижние выводные контакты. Предохранители устанавливают как с верхней, так и с нижней стороны выключателя. Устройство для подачи команды на отключение при перегорании предохранителя состоит из рычажной системы, на которую воздействует указатель срабатывания предохранителя, и контактной группы, подающей сигнал на отключение.

Выключатель ВН-11У3 — автогазовый с заземляющим устройством, предназначен для коммутации под нагрузкой электрических цепей. Выключатель включается ручным приводом, отключается встроенными в него пружинами. Выпускается для малогабаритных комплектных распределительных устройств. Выключатель обеспечивает включение и отключение тока холостого хода и тока нагрузки трехфазных трансформаторов мощностью 160 – 1600 кВ · А, имеет большой ток электродинамической стойкости (80 кА).

31.3. РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ, ОТДЕЛИТЕЛИ, ЗАЗЕМЛИТЕЛИ

Разъединители внутренней установки (табл. 31.7). В системах электроснабжения применяют разъединители внутренней и наружной установки. Разъединители внутренней установки выполняют вертикально-рубящего типа. Ножи у разъединителей поворачиваются в вертикальной плоскости, перпендикулярной основанию. Разъединитель имеет два опорных изолятора на полюс. Третий изолятор предназначен для приведения в движение главных ножей. Разъединители отключают емкостный ток, определяемый напряжением сети и емкостью вводов выключателя. После отключения разъединителей выключатель заземляется с помощью заземляющих ножей. Для управления главными ножами служит вал и система рычагов. Вал приводится во вращение с помощью привода. При этом главные ножи поворачиваются. Заземляющие ножи управляются отдельными приводами. Токоведущая часть разъединителя выполняется в соответствии с номинальным продолжительным током разъединителя. У разъединителей с номинальным продолжительным током до 1000 А ножи состоят из двух медных полос, у разъединителей с номинальным током выше 1000 А – из двух и четырех частей коробчатого сечения. Контактные поверхности покрываются слоем серебра.

Разъединители РВ(З) на напряжение 20 и 35 кВ предназначены для включений и отключений обесточенных участков электрической цепи, находящейся под напряжением, для работы в сетях с малыми токами замыкания на землю. Буква З означает наличие ножей заземлений.

По конструкции разъединители вертикально-рубящего типа выполняют в виде трехполюсного аппарата, смонтированного на общей раме с общим приводным валом для трех полюсов. Разъединители состоят из рамы, опорных изоляторов, контактной си-

Таблица 31.7. **Технические данные разъединителей**

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	Предельный сквозной ток главных ножей, кА	Ток термической стойкости главных ножей/время прохождения тока термической стойкости, кА/с	Тип привода		Масса, кг	Размеры, мм			Цена, руб
					главных ножей	заземляющих ножей		высота	ширина	длина	
Для внутренней установки											
РВР(З)-10/25000У2(У3)	10	2500	125	45/4	ПДВ-1У3; ПЧ-50У3; ПР-3У3	ПР-3У3	–	545	1050	–	73, 55
РВР(З)-10/4000У3	10	4000	125	45/4	ПДВ-1У3; ПЧ-50У3, ПР-3У3	ПР-3У3	–	545	1050	–	116
РВР(З)-Ш-10/2000У3	10	2000	85	31,5/4	ПДВ-1У3; ПЧ-50У3; ПР-3У3	ПР-3У3	–	790	1100	–	110–140
РВР(З)-Ш-12/2000Т3	12	2000	85	31,5/4	ПД-1Т3; ПЧ-50Т; ПД-1Т3	ПР-3Т	–	790	1090	–	330–370
РВР(З)-12/4000Т3	12	4000	125	45/4	ПД-1Т3	ПЧ-50Т	–	545	1050	–	200–240
РВР(З)-24/6300Т3	24	6300	220	80/4	ПД-1Т3	ПЧ-50Т	–	1050	1490		700–800
РВР(З)-24/8000Т3	24	8000	300	112/4	ПД-1Т3	ПЧ-50Т	–	1050	1490	–	820–920
РВР(З)-20/6300У3	20	6300	220	80/4	ПДВ-1У3; ПЧ-50	ПЧ-50Т	155–225	1050	1400	100	–
РВР(З)-20/8000У3	20	8000	300	112/4	ПЧ-50	ПЧ-50	227–205	1050	1400	700	–
РВ-20/630У3	20	630	50	20/4	ПР-3	ПЧ-50	85	550	1200	–	50
РВ-20/10000У3	20	1000	55	20/4	ПР-3	ПЧ-50	87	550	1200	–	70
РВ-35/630У3	35	630	50	20/4	ПР-3	ПЧ-50	86	1340	1750	–	–
РВ-35/1000У3	35	1000	55	20/4	ПР-3	ПЧ-50	147	1340	1750	–	93
РВЗ-1а-20/630У3	20	630	50	20/4	ПР-3	ПР-3	95	670(775)	1200	–	65
РВЗ-1а(1б)-20/1000У3	20	1000	55	20/4	ПР-3	ПР-3	96	670(775)	1200	–	80
РВЗ-1а(1б)-35/630У3	35	630	50	20/4	ПР-3	ПР-3	97	1340	1750	–	89
РВЗ-1а(1б)-35/1000У3	35	1000	80	31,5/4	ПР-3	ПР-3	171	1340	1750	–	105
РВЗ-2-20/630У3	20	630	50	20/4	ПР-3	ПР-3	113	800	1200	–	92
РВЗ-2-20/1000У3	20	1000	55	20/4	ПР-3	ПР-3	114	800	1200	–	104
РВЗ-2-35/630У3	35	630	51	20/4	ПР-3	ПР-3	115	1340	1750	–	105
РВЗ-2-35/1000У3	35	1000	80	31,5/4	ПР-3	ПР-3	195	1340	1750	–	129
РВ(З)-33/800Т3	33	800	38	16/4	ПР-3Т	ПР-3Т	–	940	1905	1750	465

Продолжение табл. 31.7

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	Предельный сквозной ток главных ножей, кА	Ток термической стойкости главных ножей/время прохождения тока термической стойкости, кА/с	Тип привода		Масса, кг	Размеры, мм			Цена, руб.
					главных ножей	заземляющих ножей		высота	ширина	длина	
РВ(З)-33/400Т3	33	400	21	8/4	ПР-3Т	ПР-3Т	–	930	1765	1750	410
РВК-10/2000	10	2000	85	31,5/4	ПР-3У3; ПЧ-50У3; ПДВ-1У3	–	26 74	350 700	560 980	– –	27–31 58–68
РВК-35/2000	35	2000	115	45/4	ПР-3У3	–	–	1600	820	857	–
РВП(З)-20/12500У3	20	12 500	250	100/4	ПД-12У3	ПЧ-50	23	436	171	468	16,5
РВ-6/400	6	400	41	16/4	ПР-10; ПР-11	–	43	381	180	406	–
РВФ-6/400	6	400	41	16/4	ПР-10; ПР-11	–	38	391	180	437	29–35
РВФ-6/630	6	630	52	20/4	ПР-10; ПР-11	–	83	381	180	406	65
РВФ-6/1000	6	1000	100	40/4	ПР-10; ПР-11	–	44	397	180	630	44
РВФЗ-6/630	6	630	52	20/4	ПР-10; ПР-11	ПР-10; ПР-11	70	410	180	649	70
РВФЗ-6/1000	6	1000	81	31,5/4	ПР-10; ПР-11	ПР-10; ПР-11	31	191	463	498	27–38
РВЗ-10/400	10	400	41	16/4	ПР-10; ПР-11	ПР-10; ПР-11	33	191	470	733	29–40
РВЗ-10/630	10	630	52	20/4	ПР-10; ПР-11	ПР-10; ПР-11	49	221	470	773	49
РВЗ-10/1000	10	1000	81	31,5/4	ПР-10; ПР-11	ПР-10; ПР-11	45	397	200	630	45
РВФЗ-10/630	10	630	52	20/4	ПР-10; ПР-11	ПР-10; ПР-11	71	410	202	649	71
РВФЗ-10/1000	10	1000	81	31,5/4	ПР-10; ПР-11	ПР-10; ПР-11	14–17	460	486	380	14–17
РЛВОМ-10/1000	10	1000	100	40/4	ПР-10; ПР-11	–	26	191	465	468	17
РВ-10/400	10	400	41	16/4	ПР-10; ПР-11	–	28	191	470	468	20
РВ-10/630	10	630	52	20/4	ПР-10; ПР-11	–	42	210	470	484	36
РВ-10/1000	10	1000	100	40/4	ПР-10; ПР-11	–	5,9	429	468	–	5,9
РВО-40/400	10	400	41	16/4	ПР-10; ПР-11	–	6,3	433	468	–	6,3
РВО-10/630	10	630	52	20/4	ПР-10; ПР-11	–	11	440	480	–	11
РВО-10/1000	10	1000	100	40/4	ПР-10; ПР-11	–	37	381	191	406	31–41
РВФ-10/400	10	400	41	16/4	ПР-10; ПР-11	–					
РВФ-10/630	10	630	52	20/4	ПР-10; ПР-11	–	40	397	191	401	28
РВФ-10/1000	10	1000	100	40/4	ПР-10; ПР-11	ПР	65	410	175	424	83
РВЗ-11/630	11	630	52	20/4	ПР-10; ПР-11	ПР	53	–	–	–	150
РВЗ-11/1000	11	1000	81	31,5/4	ПР-10; ПР-11	ПР	61	–	–	–	190
РЛВОМ-11/1000	11	1000	100	40/4	ПР-10; ПР-11	–	20–24,7	–	–	–	20,5
РВФ-11/630	11	630	52	20/4	ПР-10; ПР-11	–	64	410	180	424	180

РВФ-11/1000	11	1000	100	40/4	ПР-10; ПР-11	–	70	412	180	466	192
РВО-11/630	11	630	52	20/4	ПР-10: ПР-11	–	11,5	441	484	–	11,5
РВО-11/1000	11	1000	100	40/4	ПР-10; ПР-11	–	14,2	455	510	–	14,2
РВФЗ-11/630	11	630	52	20/4	ПР-10; ПР-11	ПР	69	410	180	660	69
РВФЗ-11/1000	11	1000	81	31,5/4	ПР-10, ПР-11	ПР	75	412	180	660	75
РВ-15С-IУ3	15	–	450/210	90/4	ПДВ-1У3	–	–	1040	920	670 – 1660	–
Для наружной установки											
РНД(З)-35/1000У1	35	1000	63	25/4	ПР-У1; ПВ-20У2	ПР-У1; ПВ-20У2	–	715	1170	–	91
РНД(З)-35/1000ХЛ1	35	1000	63	25/4	ПР-ХЛ1-110В; ПВ-20У; ПРН-110В	ПР-ХЛ1; ПВ-20	–	715	1170	–	96
РНД(З)-35Б/1000У1	35	1000	63	25/4	ПВ-20У; ПРН-110; ПР-У1	ПР-У1; ПВ-20У	–	715	–	–	–
РНД(З)-35У/1000У1	35	1000	63	25/4	ПР-У1; ПРН-110; ПВ-20У	ПР-У1; ПВ-20У	–	1000	–	–	84
РНДЗ-35/2000У1	35	2000	80	31,5/4	ПР-У1; ПРН-110	ПР-У1	–	870	–	–	110
РНДЗ-35/2000У1	35	2000	80	31,5/4	ПР-У1; ПРН-110	ПР-У1	–	870	–	–	180
РНД(З)-35(Б)/ 2000У1(ХЛ1)	35	2000	80	31,5/4	ПР-У1; ПРН-110	ПР-У1	–	870	–	–	
РНД(З)-35У/2000У1	35	2000	80	31,5/4	ПВ-20У; ПРН-110; ПР-У1	ПВ-20У; ПР-У1	–	1140	–	–	140
РНД(З)-35/3200У1	35	3200	125	50/3	ПР-У1	ПР-У1	–	–	–	–	–
РНД(З)-33У/630ТУ	33	630	64	25/4	ПР-Т1	ПР-Т1	–	1100	855	–	–
РНД(З)-33У/1250Т1	33	1250	80	31,5/4	ПР-Т1	ПР-Т1	–	1140	870	–	–
РНД(З)-66/6300Т1	66	630	80	31,5/3	ПР-Т1; ПДВ-220Т	ПР-Т1	–	1400	1805	–	325
РНД(З)-66У/1250Т1	66	1250	100	40/3	ПР-Т1; ПДВ-220Т	ПР-Т1	–	1565	1845	–	480
РНД(З)-110/630Т1	110	630	100	40/3	ПР-Т1; ПДВ-2[illegible]	ПР-Т1	–	1556	2343	–	113

Продолжение табл. 31.7

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	Предельный сквозной ток главных ножей, кА	Ток термической стойкости главных ножей/время прохождения тока термической стойкости, кА/с	Тип привода		Масса, кг	Размеры, мм			Цена, руб
					главных ножей	заземляющих ножей		высота	ширина	длина	
РНД(З)-110/1250Т1	110	1250	1000	40/3	ПР-Т1, ПДВ-220Т	ПР-Т1	–	1644	2456	–	–
РНД(З)-132/630Т1	132	630	100	40/3	ПР-Т1, ПДВ-220Т	ПР-Т1	–	2050	2550	–	530
РНД(З)-132/1250Т1	132	1250	100	40/3	ПР-Т1, ПДВ-220Т	ПР-Т1	–	2080	2550	–	–
РНД(З)-220/630Т1	220	630	80	31,5/3	ПР-Т1, ПДВ-220Т	–	–	2650	3370	–	–
РНД(З)-220/1250Т1	220	1250	80	31,5/3	ПР-Т1, ПДВ-220Т	ПР-Т1	–	2670	3370	–	–
РНД(З)-220У/1250Т1	220	1250	80	31,5/3	ПР-Т1, ПДВ-220Т	ПР-Т1	–	4100	3980	–	–
РНД(З)-110(Б)(У)/1000У1(ХЛ1)	110	1000	80	31,5/3	ПР-У1, ПНД-1У1, ПДН-110В	ПР-У1, (ПР-ХЛ1)	–	1400	1805	–	127
РНД(З)-110(У) 2000У1(ХЛ1)	110	2000	100	40/3	ПР-У1, ПНД-1У1	ПР-У1	–	1485	1580	–	–
РНД(З)-110/3200У1	110	3200	125	50/3	ПР-У1 ПНД-1У1	ПР-У1	–	1625	2000	–	380
РНД(З)-150/1000У1	150	1000	100	40/3	ПР-У1, ПДН-1У1	ПР-У1	–	2050	2550	–	390
РНД(З)-150/2000У1	150	2000	100	40/3	ПР-У1, ПДН-1У1	ПР-У1	–	2050	2050	–	370
РНД(З)-150Р/3200У1	150	3200	112	45/3	ПР-У1, ПНД-1У1	ПР-У1	–	2080	2610	–	730
РНД(З)-220/1000У1(ХЛ1)	220	1000	100	40/3	ПР-У1, ПДН-1У1	ПР-У1	–	2560	3370	–	640

РНД(З)-220(У)/ 2000У1(ХЛ1)	220	2000	100	40/3	ПР-У1; ПДН-1У1	ПР-ХЛ1	–	2590	3970	–	820
РНД(З)-220/3200У1	220	3200	125	50/3	ПР-У1; ПДН-У1	ПР-У1	–	2590	3370	–	1075
РНД-330(У)/3200У1	330	3200	160	63/2	ПДН-1У1	ПРН-1У1	–	4300	4755	–	–
РНД-500/3200У1(ХЛ1)	500	3200	160	63/2	ПДН-1У1	ПРН-1У1	–	5400	5955	–	–
РНДЗ.1(2)-330(У)/ 3200У1	300	3200	160	63/2	ПДН-1У1	ПРН-1У1	–	4300	4755	–	–
РНДЗ.1(2)-500/ 3200У1(ХЛ1)	500	3200	160	63/2	ПДН-1У1	ПРН-1У1	–	5400	4755	–	3900
РПД-500-1(2)/3200У1	500	3200	160	63/2	Электродвигательный	–	6060	–	–	–	–
РПД-750-1(2)/3200У1	750	3200	160	63/2	Электродвигательный	–	9330	–	–	–	–
РНВ(З).1(2)-500/ 2000Т1	500	2000	45	16/2	ПДН-220Т	ПРН-1Т1	–	8450	7800	–	6300
РНВ(З).1(2)-750П/ 4000	750	4000	160	63/2	ПДН-1	ПРН-1	–	–	–	–	6400
РОН-10К/500У2	10	500	180	71/4	ПЧН	–	135	850	670	400	8000

Примечание. Обозначение типа разъединителя: Р – разъединитель; В – внутренней установки; Н – наружной установки; К – с коробчатой токоведущей системой; Д – двухколонковый, В – с вертикальным движением главных ножей (РНВ); Р – рубящего типа; Ф – фигурный; Л – линейный; О – однополюсный; З – с заземляющими ножами, У – с усиленной изоляцией; Б – с механической блокировкой главных и заземляющих ножей; П – наличие рычажной передачи для уменьшения крутящего момента на валу электродвигательного привода; цифры 1 и 2, стоящие перед первым дефисом, обозначают число заземляющих ножей с пластинами. Цифра в числителе – номинальное напряжение, кВ, цифра в знаменателе – номинальный ток, А, буквы после цифр означают климатическое исполнение (У – район с умеренным климатом; Т – с тропическим климатом; ХЛ – с холодным климатом); цифры 1 и 3 на конце обозначают категорию размещения (1 – на открытом воздухе, 3 – в закрытом помещении с естественной изоляцией, 2 – для работы в помещениях со свободным доступом наружного воздуха).

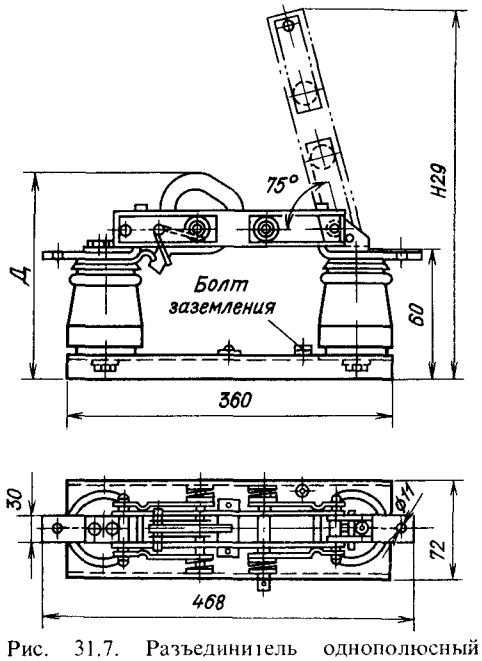


Рис. 31.7. Разъединитель однополюсный РВО-6

стемы (неподвижных контактов и подвижных контактных ножей), ножей заземления.

Разъединители РВР и РВРЗ на напряжение 10 кВ предназначены для отключения и включения участков электрической цепи с малыми токами замыкания на землю при отсутствии нагрузочного тока. По конструкции разъединители вертикально-рубящего типа выполняют в виде отдельных полюсов.

Разъединители РВР (З) на напряжение 20 кВ, номинальные токи 6300 и 8000 А, рубящего типа, выполняют в виде отдельных полюсов. Контактная система разъединителей вертикально-рубящего типа состоит из неподвижных контактов и подвижных контактных ножей. Неподвижные контакты состоят из двух швеллерообразных частей. Каждый контактный нож оснащен магнитными замками, увеличивающими контактное давление при сквозных токах КЗ.

Разъединитель РВРЗ-III-16-12/2000Т3 – рубящего типа, З – наличие заземляющих ножей; *III* – трехполюсный, 16 (1а, 2) – количество и расположение заземляющих ножей; 12(24) – наибольшее рабочее напряжение.

Разъединитель типов РВП и РВПЗ – с поступательным движением главных ножей; З – наличие заземляющих ножей. Разъединитель изготовляют с отдельными полюсами. При монтаже полюсы соединяют в двух- или трехполюсный аппарат. Разъединитель предназначен для включения и отключения под напряжением участков электрической цепи высокого напряжения при отсутствии нагрузочного тока. Устанавливают в сетях, относящихся к категории цепей с малыми токами замыкания на землю.

Разъединитель РВК имеет токоведущую систему коробчатого сечения, на напряжения 10 и 35 кВ; предназначен для отключения и включения участков электрической цепи высокого напряжения при отсутствии нагрузочного тока и с малыми токами замыкания на землю.

Разъединители серий РВ, РВО, РЛВОМ, РВФ, РВЗ, РВФЗ и приводы серии ПР предназначены для отключения и включения под напряжением 10 кВ участков электрической цепи при отсутствии электрического тока или для изменения схемы соединения; для обеспечения безопасного производства работ на отключенном участке; для включения и отключения зарядных токов воздушных и кабельных линий, токов ХХ трансформаторов небольших нагрузок.

Разъединитель РВО (рис. 31.7) – однополюсный, состоит из цоколя, опорных изоляторов и токопровода. Токопровод состоит из двух неподвижных контактов и соединяющего их подвижного ножа. Во включенном положении нож удерживают специальным магнитным замком или защипом, поэтому открытие ножа под действием электродинамических сил невозможно.

Разъединитель РЛВОМ – линейный, однополюсный, модернизированный, дальше указывается номинальный ток, номинальное напряжение, вариант, климатическое исполнение. Однополюсный разъединитель состоит из рамы с приводным валом, опорных изоляторов, контактов и ножей. Принцип действия и управления аналогичен принципу действия разъединителя РВО. Разъединитель может иметь дополнительный изолятор с неподвижным контактом, который устанавливают на опору непосредственно в КРУ и который служит для переключения электрической цепи.

Разъединитель РВ – трехполюсный, представляет собой три токопровода, смонтированные на общем валу. Токопровод состоит из двух неподвижных контактов и соединяющего их неподвижного ножа. Включение и отключение подвижных ножей осуществляют с помощью приводов ПР-11 или ПР-10 в зависимости от места их присоединения (переднее или заднее).

Разъединитель РВЗ – с двумя или одним заземляющими ножами, управляемыми от-

дельным приводом. В разъединителе предусмотрена блокировка между валом основных и заземляющих ножей, исключающая ошибочные операции.

Разъединитель РВФ — фигурный (с проходными изоляторами); отличается от разъединителей РВ наличием проходных изоляторов вместо опорных с одной или двух сторон. В зависимости от исполнения имеет три конфигурации. Разъединитель применяют в установках, где требуется выполнить изолированный переход из одного помещения в другое без дополнительных проходных изоляторов.

Разъединитель РВФЗ — с заземляющими ножами, по принципу действия, конструкции и назначению аналогичен разъединителям РВФ и РВЗ.

Разъединитель РВ-15С — внутренней установки, специальный, применяют в лабораториях больших мощностей; предназначен для включения и отключения участков шинопровода, ударных генераторов и трансформаторов при отсутствии нагрузочных токов.

Разъединители наружной установки выполняют горизонтально-поворотного типа с ножами, вращающимися в горизонтальной плоскости, параллельной основанию. Изготовляют для напряжений 35 – 500 кВ.

Разъединители РНД и РНДЗ — двухколонковые, с заземляющими ножами. Разъединители имеют две колонки изоляторов на полюс, установленные вертикально и связанные между собой. При повороте изоляторов ножи поворачиваются на угол 90°. Контакты разъединителей находятся в месте стыка ножей и состоят из ряда ламелей, укрепленных на одном ноже, и «лопатки» — на другом ноже. Ножи разъединителей приспособлены для работы в зимнее время при гололеде. Они состоят из двух пластин, соединенных шарнирно. При отключении лед «ломается» и разрушает лед, образовавший на контактах. Заземляющие ножи имеют отдельные приводы, сблокированные с приводами главных ножей. Отключение разъединителем небольших токов, особенно емкостных, связано с опасностью переброса дуги на соседние фазы и на заземленные части. По мере увеличения напряжения и отключаемого тока эта опасность увеличивается. Поэтому Правила технической эксплуатации допускают включение и отключение электрических цепей разъединителями только при определенных условиях. Способ управления главными ножами полюсов разъединителей напряжением 35 кВ — ручной или пневматический, напряжением 110, 220 кВ — ручной и электродвигательный. Ножи

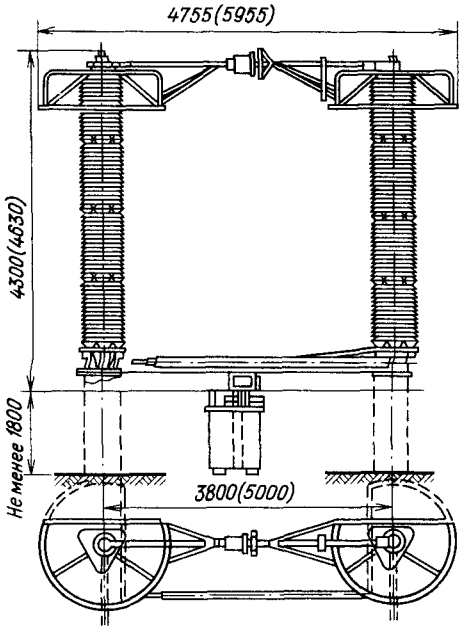


Рис. 31.8. Разъединитель РНД-330 (в скобках даны размеры РНД-500)

заземления разъединителей напряжением 35 кВ управляются ручными или пневматическими приводами, напряжением 110 кВ и выше — ручными. На рис. 31.8 приведен разъединитель РНД на напряжение 330 и 500 кВ.

Разъединитель РПД — подвесной, с двухлучевой изоляционной гирляндой, напряжением 500, 750 кВ; его устанавливают в сетях с большими токами замыкания на землю.

Разъединители РПД-500-1/3200У1 и РПД-750-1/3200У1 — с прямой тросовой системой управления; РПД-500-2/3200У1 и РПД-750-2/3200У1 с Г-образной тросовой системой управления. Разъединители представляют собой трехполюсные аппараты высокого напряжения подвесного типа, контактная система которых состоит из неподвижных и подвижных контактов. При включении барабан привода начинает вращаться, при этом замкнутая тросовая система приходит в движение, поднимая противовес вверху, а подвижные контакты под собственным весом опускаются вниз и входят в неподвижные контакты. Отключение происходит в обратном порядке.

Разъединители РНВ и РНВЗ-1-500/2000Т1 — с вертикальным движением ножей, З — с заземляющими ножами; предназначены для отключения и включения под напряжением обесточенных участков

Таблица 31.8. **Отделители, короткозамыкатели, заземлители**

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, кА	Амплитуда предельного сквозного тока, кА	Предельный ток термической стойкости/время протекания предельного тока термической стойкости, кА/с	Время отключения/включения, с/с	Тип привода		Масса, кг	Размеры, мм			Цена, руб.
						главных ножей	заземляющих ножей		высота	ширина	глубина	
Отделители												
ОД(З)-1а(1б)(2)-35/630	35	630	80	12,5/4	0,5/–	ШПОМ	ПРН-110М	69; 73; 76	850	816	–	135
ОД(З)-1а(1б)(2)-110У/630	110	630	80	22/3	0,5/–	ШПОМ	ПРН-110М	184; 180; 197; 162	1476	1466	–	205
ОД-110/1000У1	110	1000	80	31,5/3	0,38/–	ПРО-1У1	–	–	1455	1536	–	
ОД-150У/1000У1	150	1000	80	31,5/3	0.4/–	ПРО-1У1	–	–	1960	1985	–	
ОД-220/1000У1	220	1000	80	31,5/3	0,5/–	ПРО-1У1	–	–	2560	2435	–	
ОД-110/800Т1	110	800	80	31,5/3	0,32/–	ПРО-1Т1	–	–	2036	1535	–	
Короткозамыкатели												
КРН-35У1	35	–	42	12,5/4	–/0,1	ПРК-1У1	–	48	610	700–1200	–	165
КЗ-35У-Т1	35	–	42	12,5/4	–/0,12	ПРК-1У1	–	76	–	–	–	293
КЗ-110У-У1(Т1)	110	–	32	12,5/3	–/0.18	ПРК-1У1	–	210	1844	604	–	–
КЗ-150У-У1	150	–	32	12,5/3	–'0,23	ПРК-1У1	–	250	2444	604	–	–
КЗ-110У1	110	–	51	20/3	–/0,14	ПРК-1У1	–	180	1344	604	–	–
КЗ-150У1	150	–	51	20/3	–/0,2	ПРК-1У1	–	210	1844	602	–	–
КЗ-220У1	220	–	51	20/3	–/0.25	ПРК-1У1	–	250	2444	604	–	–
Заземлители												
ЗОН-110М(У)(Т)-1(11)У1	110	400	16	6,3/3	–	ПРН-11	–	104	1492	165	–	75
ЗОВ-20*	20	235	–	112/4	–	ПЧ-50	–	434	–	–	–	55
ЗР-10У3	10	235	–	90/1	–	ПЧ-50	–	37	335	600	–	–
ЗР-24У3	24	235	–	90/1	–	ПЧ-50	–	42	465	600	–	–
ЗР-35У3	35	235	–	90/1	–	ПЧ-50	–	44	570	600	–	–
ЗР-12Т3	12	235	–	90/1	–	ПЧ-50	–	37	335	600	–	–
ЗР-24Т3	24	235	–	90/1	–	ПЧ-50	–	43	465	600	–	–
ЗР-36Т3	36	235	–	90/1	–	ПЧ-50	–	46	570	600	–	–
ЗР-330-1УХЛ1	330	–	–	–	–	ПРН-1У1	–	210	6300	3405	–	–
ЗР-330-2УХЛ1	330	–	–	–	–	ПРН-1У1	–	210	6300	3405	–	–

ЗР-500-1УХЛ1	500	160	—	63/1	—	ПРН-1У1	—	275	8400	4480	—	—
ЗР-500-2УХЛ1	500	160	—	63/1	—	ПРН-ТУ1	—	265	8400	4480	—	—
ЗР-750-1УХЛ1	750	—	—	—	—	ПРН-У1	—	430	9400	6565	—	—
ЗР-750-2УХЛ1	750	—	—	—	—	ПРН-1У1	—	430	9400	6565	—	—

* Снят с производства

Примечание Обозначение типа отделителя О – отделитель, Д – двухколонковый, З – с заземляющими ножами, М – модернизированный, У – усиленное исполнение изоляции, цифры 1 и 2 после дефиса – число заземляющих ножей, число перед дробной чертой – номинальное напряжение, кВ, число за дробной чертой – номинальный ток, А, У – для работы в районах с умеренным климатом, Т – тропическое исполнение, цифра 1 (в конце) – для работы на открытом воздухе Обозначение типа короткозамыкателя и заземлителя КЗ или К – короткозамыкатель, З – заземлитель, О – однополюсный, Р – рубящего типа, В – внутренней установки, Н – наружной установки, М – модернизированный, цифра после дефиса – номинальное напряжение, кВ, У – усиленное исполнение изоляции или для работы в районах с умеренным климатом, Т – тропическое исполнение, ХЛ – для районов с холодным климатом, I и II – варианты исполнения, 1 и 3 (в конце) – категория размещения 1 – для работы на открытом воздухе, 3 – для работы в закрытых помещениях с естественной изоляцией

сети напряжением 500 кВ, а также для заземления отключенных участков при помощи заземляющих ножей.

Разъединитель РОН-10К/5000У2 – однополюсный, К – коробчатое сечение токоведущих частей; предназначен для включения и отключения обесточенных участков цепи напряжением 10 кВ По конструкции относится к разъединителям вертикально-рубящего типа, его изготовляют в виде отдельных полюсов, которые при монтаже соединяют в трехполюсный аппарат Контактные ножи выполняются из листовой меди коробчатого сечения.

Короткозамыкатели (табл. 31.8) наружной установки предназначены для создания искусственного КЗ на линии электропередачи переменного тока напряжением 35–220 кВ при повреждении в трансформаторе понижающей подстанции

Короткозамыкатели К3-110У-У1, К3-150У-У1, К3-110У1, К3-150У1 и К3-220У1 предназначены для создания искусственного КЗ на землю с целью вызвать отключение выключателя, установленного на питающем конце линии в сетях переменного напряжения.

Короткозамыкатель вертикально-рубящего типа состоит из основания, изоляционной колонки, неподвижного контакта и заземляющего ножа, на конце которого укреплена съемная контактная пластина. Нож короткозамыкателя выполнен из алюминиевой трубы с ребром жесткости и установлен в держателе. Нож соединяют гибкой связью с выводом заземляющего контура. Короткозамыкатель соединен с приводом при помощи тяги, рычага и вилок. Шину заземления, идущую от заземляющего контура короткозамыкателя, пропускают через окно трансформатора тока. Нормальное положение короткозамыкателя – отключенное. При этом нож отведен от неподвижного контакта на разрядное расстояние. Это положение фиксируется приводом. При внутреннем повреждении трансформатора или других неполадках подается сигнал на привод короткозамыкателя. Привод освобождает нож короткозамыкателя, который под действием пружины входит в неподвижный контакт, тем самым создавая КЗ на землю. Управление осуществляют приводом ПРК-1У1. В настоящее время короткозамыкатели КЗ-35 заменены на КРН-35У1.

Короткозамыкатель КРН – рубящего типа, наружной установки, предназначен для создания КЗ на землю, для отключения выключателя, установленного на питающем конце линии в сетях напряжением 35 кВ.

Короткозамыкатель КРН-35У1 представляет собой аппарат с заземляющим ножом вертикально-рубящего типа. При включении короткозамыкателя происходит двухфазное КЗ на землю.

Короткозамыкатель состоит из основания, на котором устанавливают буфер – изолятор с верхним контактом, снабженным выводом для присоединения к линии электропередачи, и ножа, выполненного из стальной трубы с медным контактом. В цепи заземляющего провода (шины) короткозамыкателя устанавливают трансформатор тока типа ТШЛ-0,5, который обеспечивает работу специального реле привода отделителя после прохождения по шине тока КЗ. Управление короткозамыкателем осуществляют приводом ПРК-1У1.

Отделители предназначены для автоматического отключения поврежденного участка линии (после искусственного замыкания короткозамыкателем) в момент отключения выключателя на питающем конце линии и повторного включения. Отделитель представляет собой обычный трехполюсный разъединитель, снабженный приводом для автоматического управления и способный производить отключение и включение участков цепи, предварительно отключенных выключателями.

Отделители серии ОД – двухколонковые, отличаются от разъединителей серии РНД устройством привода. Они снабжены пружинными приводами. Включение производят вручную. Недостатком этого типа отделителей является большое время срабатывания, иногда они отказывают при гололеде и морозе. Отделители имеют те же параметры, что и разъединители. Дополнительно указывается время срабатывания.

Отделители ОД-35/630 (рис. 31.9) *и ОД-110М/630* выполняются в виде трех отдельных полюсов, соединенных при монтаже в один трехполюсный аппарат. Отделители ОД(З)-35 и ОД(З)-110М в отличие от ОД-35 и ОД-110 М имеют заземляющие ножи. Для предотвращения неправильного включения главных и заземляющих ножей на ОД(З)-35 и ОД(З)-110М предусмотрена механическая блокировка.

Отделители ОД-110У/1000У1, ОД-150-У/ /1000У1, ОД-110/1000У1, ОД-150/1000У1 и ОД-220/1000У1 предназначены для автоматического отключения поврежденного участка линии или трансформатора после искусственного КЗ короткозамыкателем или передачи телеотключающего импульса в период времени между отключением выключателя на питающем конце линии и его повторным включением, отключения и включения участков линии или элементов схемы, находящихся без напряжения, а также для отключения и включения индуктивных токов холостого хода трансформаторов и емкостных токов ненагруженных линий. Отделители выполнены в виде однополюсных аппаратов с двумя опорно-поворотными изоляционными колонками. Три полюса отделителя на напряжение 110 кВ соединяются при монтаже в один аппарат, которым управляют одним приводом при напряжении 150 и 220 кВ, полюсы управляют отдельными приводами.

Заземлители. Заземлители серии ЗР на напряжение 10 – 35 кВ – рубящие внутренней установки, предназначены для заземления отключенных от источников питания токопроводов с экранированными фазами в цепях переменного тока на напряжение 10 – 35 кВ. Заземлители выполняют в виде отдельных полюсов и соединяют в трехполюсный аппарат, управляемый ручным приводом типа ПЧ-50 по двум вариантам: с параллельным расположением валов заземлителей и на одной оси. Движение ножа заземлителя на включение и отключение передается от вала заземлителя с рычагами регулируемой тягой механизма поворота ножей.

Заземлители серии ЗР на напряжение 330, 500, 750 кВ – рубящего типа, предназначены для обеспечения безопасного проведения ремонтных работ и профилактических осмотров в распределительных устройствах путем заземления неподвижных контактов подвесных разъединителей, устанавливаемых на шинных опорах и трансформаторах тока типа ТРН. Заземлители представляют собой ножи заземления рубящего типа, вращающиеся в вертикальной плоскости с ручным приводом.

Заземлители типа ЗОН-110 – однополюсные наружной установки, предназначены для заземления нейтралей силовых трансформаторов или шин подстанций.

Для заземления нейтралей силовых трансформаторов, имеющих в нейтрали трансформатор тока для защиты от замыканий на землю, предназначены ЗОН-110М-1У1, ЗОН-110У-1У1, ЗОН-110Т-1. Для заземления нейтралей трансформаторов, не имеющих защиты от замыканий на землю, применяются ЗОН-110У-11У1, ЗОН-110Т-11.

Заземлитель состоит из цоколя, на котором устанавливается изоляционная колонка с неподвижным контактом, снабженным выводом для присоединений к линии электропередачи. Нож заземлителя рубящего типа

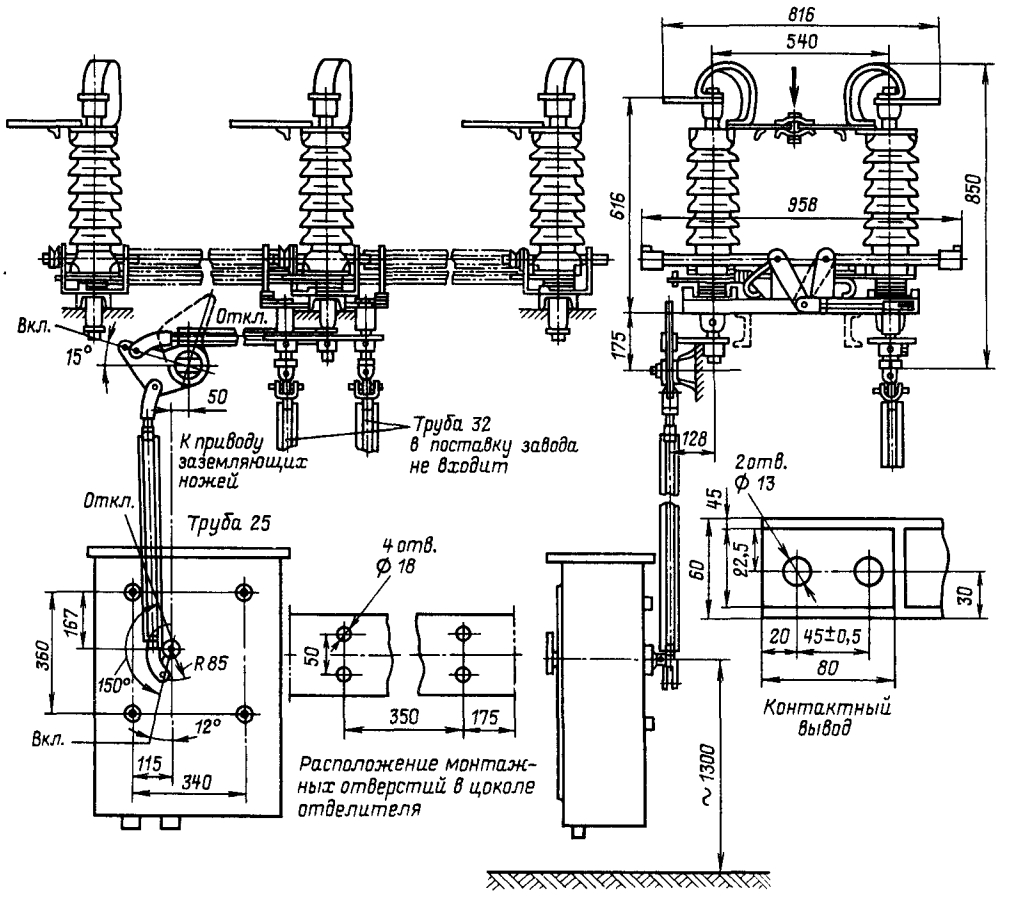


Рис. 31.9. Отделитель ОД(3)-35/630

выполнен из медной шины прямоугольного сечения, которая крепится к стальной пластине и при помощи проводника соединяется с цоколем заземлителя. Управление заземлителем осуществляется приводом типа ПРН-11.

Приводы к разъединителям внутренней установки. К ручным приводам разъединителей внутренней установки относятся приводы: червячный – ПЧ-50 и рычажный – ПР-3.

Привод ПЧ-50 – червячный, предназначен для управления ножами разъединителей серии РВК. Усилия от рукоятки привода передаются при помощи червячного зацепления. Угол поворота вала привода при включении и отключении разъединителя – 180°. Число оборотов рукоятки при угле поворота вала 180° – 12. При включении рукоятку привода поворачивают по часовой стрелке, при отключении – против часовой стрелки. Вариант исполнения привода зависит от толщины стены, на которой установлен привод. Так, для привода ПЧ-50/15 толщина стены 6–25 мм; ПЧ-50/55–45–65 мм; ПЧ-50/10 – 90–110 мм; ПЧ-50/140 – 130–150 мм. Масса привода 24, 25, 26, 27 кг соответственно.

Привод ПР-3 предназначен для оперирования разъединителями (одним или тремя полюсами разъединителя). Привод имеет два варианта исполнения: разъединитель находится за стеной, на которой установлен привод; разъединитель и привод находятся в одной плоскости. Угол поворота рукоятки привода 150°. При отключении разъединителя рукоятку привода поворачивают вниз, при включении – вверх. Рычажный механизм привода в первом исполнении передает движение от рукоятки на рычаг, связанный

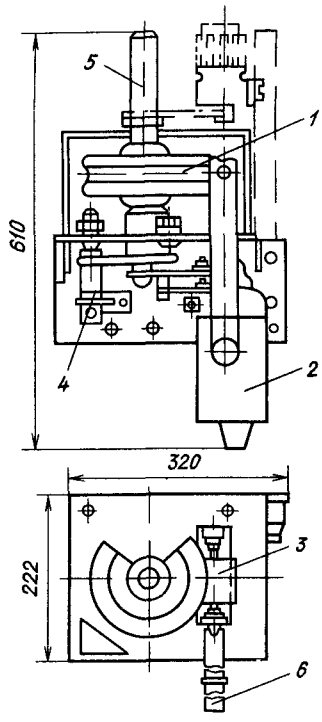


Рис 31 10 Привод ручной наружной установки ПЧН

1 – червячное колесо *2* – вспомогательные контакты, *3* – червяк *4* – защелка, *5* – вал привода, *6* – рукоятка

с разъединителем, при втором исполнении привод соединяется с разъединителем тягой Масса привода 5,3 – 6,3 кг в зависимости от варианта исполнения

Привод ПР-10, ПР-11 – рычажный, его применяют для управления разъединителями серий РВ, РВО, РЛВОМ, РВФ, РВЗ, РВФЗ

Электромагнитный привод ПД-12У предназначен для управления разъединителями На приводе предусмотрено ручное, двигательное и дистанционное оперирование разъединителем Питание двигателя и цепей управления осуществляют от сети переменного тока напряжением 220 В Коммутирующее устройство разрывает цепь управления двигателем в конце операции включения или отключения разъединителя и одновременно подготовляет электрическую схему для следующей операции Привод комплектуется с блоком управления, в котором размещается аппаратура управления двигателем, его защита, сигнализация Время включения и отключения привода не более 60 с Масса привода вместе с блоком управления 80 кг

Приводы к разъединителям наружной установки. Привод ПРН-1Т1, ПР-1ХЛ1 – ручной, предназначен для оперирования ножами заземления разъединителей и заземлителями на напряжение 330 кВ и выше Механизм привода состоит из двухступенчатого редуктора, механизма фиксации крайних положений и переключения вспомогательных контактов и механизма блокировки ошибочного оперирования

Привод ПРНЗ – ручной, предназначен для оперирования главными и заземляющими ножами разъединителей на напряжение 10 кВ

Приводы ПРН-110 ПРН-110В ПРН-110М, ПРН-220, ПРН-220М, ПЧН (рис 31 10) предназначены для оперирования главным и заземляющими ножами разъединителей высокого напряжения

Привод ПР-90/180 предназначен для оперирования главными и заземляющими ножами разъединителей Угол поворота главного вала привода 90 или 180° Угол поворота валов ножей заземления 90°

Привод ПРН-1 – ручной, предназначен для управления ножами заземления разъединителей и заземлителей напряжением 330 кВ

Привод ПД-1Т – электродвигательный, предназначен для управления разъединителями и заземляющими устройствами типа ЗРП-500У1 Привод обеспечивает включение и отключение разъединителя двигательное, дистанционное и ручное Он состоит из двух блоков исполнительного и управления Исполнительный блок включает в себя двухступенчатый редуктор, электродвигатель, механизм переключения на ручное или двигательное управление, вспомогательные контакты с механизмом их переключения В блоке управления размещена аппаратура управления электродвигателем и его защиты, аппаратура электрической блокировки и сигнализации Максимальный момент на валу 12,5 Н м Время включения или отключения при двигательном управлении 30 с Номинальная мощность двигателя 1,1 кВт

Привод ПД-2У1 – электродвигательный, предназначен для управления разъединителем подвесного типа на напряжение 330, 500, 750 и 1500 кВ Номинальная мощность двигателя 5 кВт Масса привода 880 кг, предельный крутящий момент на выходном валу 5200 Н м

Привод ПД-3У1 – электродвигательный, предназначен для управления разъединителями переменного тока Привод классифицируют по максимальному моменту на выходном валу и по частоте вращения выходного

вала. Максимальный кратковременный допустимый момент на выходном валу 11–25 Н · м. Номинальная мощность двигателя 2,8 кВт.

Привод ПД-5У – электродвигательный, предназначен для оперирования разъединителями и заземлителями на открытом воздухе.

Привод ПД-06-5У1 предназначен для оперирования разъединителями и заземлителями напряжением 10–35 кВ внутренней установки. Максимальный крутящий момент на главном валу 1280 Н · м. Время оперирования приводом 60 с. Мощность электродвигателя 0,75 кВт.

Приводы ПДН-1У1, ПД-1ХЛ1, ПДН-220Т1 (рис. 31.11) предназначены для оперирования главными и заземляющими ножами разъединителей.

Привод ПДМ-1У3 – электродвигательный для управления разъединителями распределительных устройств метрополитенов; М – *исполнение для метро.*

Привод ПВ-20У2 – воздушный, предназначен для управления разъединителями напряжением 35 и 110 кВ. Оперирование возможно, если имеется давление воздуха на вводе в блок управления и напряжение на зажимах. Включают (отключают) кнопкой. Воздух, находящийся под давлением, поступает в исполнительный блок и перемещает поршень пневмоцилиндра, при этом происходит переключение вспомогательных контактов.

Приводы к отделителям, короткозамыкателям, заземлителям. *Приводы ПРО-1У1, ПРО-1Т1, ПРК-1У1, ПРК-1Т1* – ручные, предназначены для включения отделителей и отключения короткозамыкателей от средств защиты. Отключение отделителя (включение короткозамыкателя) происходит благодаря запасенной энергии растянутых при ручном оперировании пружин аппаратов. Дистанционное управление осуществляют через встроенные в привод электромагниты. Для защиты от перегрузок и токов короткого замыкания в привод встраивается реле максимального тока мгновенного действия. Приводы типов ПРО-1У1, ПРК-1У1, ПРК-1Т1, ПРО-1Т1 конструктивно выполнены одинаково. Отличие заключается в том, что в приводы типов ПРО-1У1 и ПРО-1Т1 встраивают один оперативный электромагнит отключения, работающий от вспомогательного источника напряжения, и один электромагнит отключения, работающий от зарядного устройства, а в приводы типов ПРК-1У1 и ПРК-1Т1 встраиваются три реле типа РТМ и один оперативный

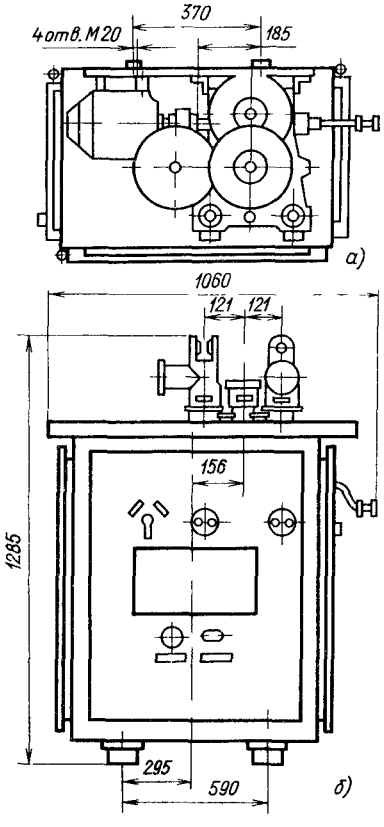


Рис. 31.11. Приводы электрдвигателей наружной установки:
а – ПДН-220, *б* – ПДН-1

электромагнит включения, работающий от вспомогательного источника напряжения. Собственное время привода 0,05 с. Масса приводов ПРО-1У1 и ПРК-1У1 80 кг, а приводов ПРО-1Т1 и ПРК-1Т1 – 85 кг.

Приводы ПРН-11(Т) – ручные, наружной установки, предназначены для управления заземлителями. Масса привода 10 кг.

31.4. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

Общие положения. Трансформаторы тока подразделяются на трансформаторы тока внутренней и наружной установки. По конструкции измерительные трансформаторы тока делятся на две группы: одновитковые и многовитковые. Одновитковые наиболее просты в изготовлении, но при токах меньше 400–600 А не обеспечивают класс точности 0,5, поэтому одновитковые трансформаторы тока на меньшие токи относят

Таблица 31.9. **Трансформаторы тока для внутренней установки**

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А		Варианты исполнения вторичных обмоток	Класс точности или обозначение вторичной обмотки	Номинальная нагрузка, В·А, в классе точности			Электродинамическая стойкость		Термическая стойкость		Масса, кг
		первичный	вторичный			0,5	1	3	кратность	$I_{дин}$, кА	кратность/ допустимое время, отн. ед/с	допустимый ток/ допустимое время, кА/с	
ТВЛМ-6-1	6	10; 20; 30; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400	5	–	–	1	15	–	–	–	3,5; 7; 10,6; 17,6; 26,6; 35,2; 52; 52; 52; 52	0,64; 1,32; 1,96; 3,6; 4,9; 6,9; 9,7; 13,8; 17,5; 20,5	5,3
ТВЛМ-10*	10	20; 30; 50; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500	5	–	0,5/Р; Р/Р	–	15; 10	–	–	–	7; 10,6; 17,6; 35,2; 52; 52; 52; 52	0,94/4; 1,45/4; 2,45/4; 4,85/4; 6,25/4; 8,75/4; 12,5/4; 15/4	20; 20,5
ТОЛК-6,05	6	20; 30; 40; 50; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500	5	–	–	1	30	–	–	–	7; 10,5; 14; 17,6; 25; 25; 25	0,66/4; 0,98/4; 1,4/4; 1,8/4	11
ТЛМ-6УТ3	6	300; 400	5	1/Р	1	10/15	–	–	–	125	–	25/4	27
	6	600; 800	5	0,5/Р	0,5	10/15	–	–	–	125	–	25/4	27
	6	1000; 1500	5	0,5/Р	0,5	10/15	–	–	–	125	–	25/4	27
ТПЛК-10	10	10; 15; 30; 50	5							2,47; 3,7; 7,4	–	0,45/4; 0,675/4; 1,35/4	47
	10	100–400	5	0,5/10Р; 10Р/10Р	0,5 10Р	10 15	–	–	–	74,5	–	2,25/4; 14,5/4	–
	10	600; 800	5							14,8	–	19/4	–
	10	1500	5							74,5	–	27/4	–
	10												
ТЛМ-10-1	10	50	5		10Р	10	–	–	–	17,6	–	2,8(3)	–
ТЛМ-10-2	10	100	5							35,2	–	6,3(3)	–
	10	150	5							52	–	7,2(3)	–
	10	200	5	0,5/10Р; 10Р/10Р	0,5	10	– –	– –	–	52,0	–	10,1(3)	–
	10	300; 400	5		0,5-10Р	15		–	–	100,0	–	18,4(3)	–

	10	600; 800	5		0,5-10P	–		–	–	100,0	–	23,3 (3)	–
	10	1000; 1500	5							100,0	–	26,3 (3)	–
ТЛ-10У3; ТЛ-10Т3	10	50	5							51	–	2,5/4	–
	10	100	5							51	–	5,0/4	–
	10	150	5							51	–	7,5/4	–
	10	200	5	0,5/P	– 0,5	10	–			51	–	10,0/4	–
	10	300	5		P	–	15			51	–	15,0/4	–
	10	400	5							51	–	20,0/4	–
	10	600; 800	5							81	–	31,5/4	–
		1000			0,5	2,0	–	–					
	10	1500	5	0,5/P	P	–	30	–	–	81	–	31,5	–
ТЛ-10У3; ТЛ-10Т3	10	2000	5	0,5/P	P	–	30	–	–	81	–	31,5/4	–
	10	2000	2,5	P/P	P	–	–	15	–	81	–	31,5/4	–
	10	3000	5	0,5/0,5	0,5	14	–	–	–	81	–	31,5/4.	–
	10	3000	2,5	P/P	P	–	–	15	–	81	–	31,5/4	–
ТПК-10	10	50;	5	–	0,5	10	–	–	–	25	–	8/1	20
	10	75; 100	5	–	10P	10	–	–	–	52	–	20/1	–
	10	150; 200	5							52	–	31,5/1	16,5
	10	300; 400	5							81	–	31,5/3	–
	10	600; 800	5							–	–	–	–
	10	1000; 1500	5							–	–	–	–
ТПОЛ-10У3	10	600; 800	5	10P;	0,5	10	–	–	81; 81	–	32 (3)	–	18
	10	1000; 1500	5	10P/10P;	10P	0,6	–	–	69	–	27 (3)	–	–
	10		5	0,5/10P		15	–	–	45	–	15 (3)	–	–
ТПОЛ-10Т3	10	600	5		0,5	10	–	–	81	–	32 (3)	–	18
		800		10P; 10P/10P	10P				81	–	32 (3)	–	–
	10	1000	5	0,5/10P		0,6	–	–	69	–	27 (3)	–	–
	10	1500	5			15	–	–	45	–	18 (3)	–	–
ТПОЛМ-10*	10	400; 600;	5		0,5	15	–	–	160		65/1	–	–
		800		0,5/P; P/P	P				–		–	–	–
	10	1000; 1500	5			15	–	–	155		65/1	–	–
ТПОЛМ-10Т*	10	400; 600	5	0,5/P; P/P	0,5	15	–	–	160	–	65/1	–	–
		800			P								
	10	1000; 1500	5			15	–	–	155	–	65/1	–	–

Продолжение табл. 31.9

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А		Варианты исполнения вторичных обмоток	Класс точности или обозначение вторичной обмотки	Номинальная нагрузка, В·А, в классе точности			Электродинамическая стойкость		Термическая стойкость		Масса, кг
		первичный	вторичный			0,5	1	3	кратность	$I_{дин}$, кА	кратность/ допустимое время, отн. ед./с	допустимый ток/ допустимое время, кА/с	
ТПШЛ-10У3	10	4000	5	10Р; 0,5/10Р	0,5	—	—	—	20	—	35/3	—	43
	10	5000		Р/10Р	10Р	—	—	—	30	—	—	—	—
ТПШЛ-10Т3	10	4000; 5000	5	10Р; 0,5/10Р; Р/10Р	0,5	—	—	—	20	—	35(3)	—	43
					10Р	—	—	—	30	—	—	—	—
ТОЛ-10У3	10	50	5						—	17,6	—	2,45/4	25
ТОЛ-10Т3	10	100	5						—	52	—	4,85/4	25
	10	150	5						—	52	—	6,25/4	25
	10	200	5	И/Р	0,5	10	—	15	—	52	—	8,75/4	25
	10	300; 400	5		3	—	—	—	—	100	—	16/4	25
	10	600; 800	5						—	100	—	20/4	25
	10	1000; 1500	5						—	100	—	31,5/4	25
		1000; 1500	5	Р/Р	3	—	—	—	—	100	—	31,5/4	25
ТШЛП-10УТ3	10; 11	1000; 200	5	0,5/Р; Р/Р	0,5	20	—	—	—	35/4	—	—	—
ТШЛПК-10УТ3	10; 11	1000; 200	5		Р	30	—	—	—	35/4	—	—	—
ТШЛ-10УТ3	10; 11	2000; 3000	5	0,5/Р; Р/Р	0,5	20	—	—	—	35/4	—	—	—
ТШЛК-10УТ3	10; 11	4000; 5000	5		Р	30	—	—	—	35/4	—	—	—
ТШЛ-6Т*	6	8000	5	0,5/Р	0,5	1,2	—	—	—	—	—	20/4	—
ТПЛ-10У3	10	5—200	5								250	34/3	10
	10	300	5	10Р;0,5/10Р;	0,5	10		—	—	—	175	34/3	16
	10	400	5	10Р/10Р	10Р	15	—	—	—	—	165	34/3	
ТПЛУ-10У3	10	10—100	5	10Р;0,5/10Р; 10Р/10Р	0,5	10	—	—	—	—	250	34/3	10
					10Р	15	—	—	—	—	—	—	16
ТПЛ-10Т3	10	50—200	5	10Р;0,5/10Р; 10Р/10Р	0,5; 10Р	10	—	—	—	—	250	34/3	10
	10	300	5			15	—	—	—	—	175	—	16
	10	400	5								165	—	—
ТПЛУ-10Т3	10	50—100	5	10Р; 0,5/10Р;	0,5; 10Р	10; 15	—	—	—	—	250	34/3	10; 16

				10/10Р					–	–	–	–	
ТЛШ-10У3 (Т3)	10	2000; 3000	5 5	Н/Р; Р/Р	0,5 –	20 –	– 30	– –	81 –	– –	31 –	26 –	– –
ТШ-20-УХЛ3 ТШ-20-Т3	20	8000; 10000; 12000	5 5 5	– – –	10Р 0,2	30 –	– –	– –	– –	160 (3) –	– –	45 49	– –
ТШ-24	24	2000	5	–	10Р 0,2	100 –	– –	– –	– –	– –	– –	– –	– 105
ТШЛО-20	20	400	5	Р	0,5; Р	20	–	–	–	82	–	7500/4	3
ТПОЛ-20	20	400	5	1/10Р; 10Р/10Р	10Р; 10Р	–	15	–	–	120	–	16 (3)	43
ТПОЛ-20	20 20 20	600 800 1000; 15000	5 5 5	0,5/10Р 10Р/10Р	0,5; 10Р 0,5; 10Р 0,5; 10Р	20 30 50	– – –	– – –	– – –	120 120 120	– – –	24 (3) 32 (3) 40 (3); 60 (3)	43 43 43
ТПОЛ-20Т	20	400; 600 800	5 5	10Р 0,5	Р –	20	– –	– –	75 –	– –	40/4 –	– –	– –
ТШВ-24	24	24000 3000	5 5	0,5	10Р 0,2	– 100	– –	– –	– –	– –	6/3 6/3	– –	– 106
ТПОЛ-27 ТПОЛ-27	27 27	1500 2500	5 5	Р/Р Р/Р	Р Р	20 –	– –	– –	70 50	– –	20/4 20/4	– –	105 95
ТПОЛ-35	35	400	5	10Р/10Р; 1/10Р	1; 10Р	15	–	–	–	100	–	16/3	55
	35	600	5	10Р/0,5; 10Р/10Р	0,5; 10Р	20	–	–	–	100	–	24 (3)	55
	35	800	5	10Р/0,5; 10Р/10Р	0,5; 10Р	30	–	–	–	100	–	32 (3)	55
	35	1000	5	10Р/0,5; 10Р/10Р	0,5; 10Р	50	–	–	–	100	–	40 (3)	55

Продолжение табл. 31.9

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А		Варианты исполнения вторичных обмоток	Класс точности или обозначение вторичной обмотки	Номинальная нагрузка, В·А, в классе точности			Электродинамическая стойкость		Термическая стойкость		Масса, кг
		первичный	вторичный			0,5	1	3	кратность	$I_{дин}$, кА	кратность/допустимое время, отн. ед./с	допустимый ток/допустимое время, кА/с	
ТПОЛ-35	35	1500	5	10Р/0,5; 10Р/10Р	0,5 10Р	50	—	—	—	100		52(3)	55

* Сняты с производства.

Примечание. Обозначение типа трансформатора: Т – трансформатор тока или в тропическом исполнении (если Т стоит после цифры); К – катушечный, для КРУ; П – проходной или для установки на плоских шинах; О – одновитковый (стержневой) или опорный (ТОЛ); Л – с литой изоляцией или лабораторный; В – втулочный или с воздушной изоляцией; У – усиленный или для районов с умеренным климатом (если У стоит после цифры); М – модернизированный или малогабаритный; ХЛ – для районов с холодным климатом; число после первого дефиса – номинальное напряжение, кВ; цифра 1 в конце – первый вариант или для работы на открытом воздухе; 2 – второй вариант или для работы в помещениях со свободным доступом наружного воздуха; 3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

к классам точности 1; 3. Одновитковые трансформаторы тока по конструкции делят на стержневые, шинные и встроенные. Стержневые трансформаторы тока изготовляют для напряжений до 35 кВ и номинальных первичных токов 40–1500 А. Это трансформаторы серии ТПОЛ. Шинные трансформаторы изготовляют для напряжений до 24 кВ и номинальных первичных токов до 30 000 А. К ним относятся трансформаторы: ТШЛ-20; ТШВ-24; ТШ-20; ТШВ-15; ТПШЛ-10; ТШЛО-20; ТШЛ-10У3 (Т3).

Встроенные трансформаторы тока предназначены для установки на вводах баковых выключателей и силовых трансформаторов напряжением 10–35 кВ и выше. Это трансформаторы типов ТВ, ТВТ, ТВМ, ТВВГ.

Трансформаторы многовитковые выполняются для всей шкалы номинальных напряжений и для номинальных первичных токов до 3000 А. Наличие нескольких витков в первичной обмотке усложняет конструкцию трансформатора. Вид изоляции и конструкция обмоток трансформаторов определяются номинальным напряжением. Для напряжений 6 и 10 кВ изготовляют катушечные и петлевые трансформаторы с эпоксидной изоляцией типов ТЛМ, ТЛ, ТОЛ, ТОЛК, ТЛК, ТПЛ, ТПЛУ, ТПЛК, ТВЛМ. В настоящее время для трансформаторов тока внутренней установки до 35 кВ и наружной установки до 10 кВ применяют в основном литую изоляцию на основе эпоксидных смол.

Трансформаторы тока внутренней установки напряжением до 35 кВ (табл. 31.9). *Одновитковый трансформатор тока ТПОЛ-10* – проходной одновитковый с литой изоляцией на номинальное напряжение 10 кВ, применяется в КРУ. Первичная обмотка – круглый стержень, к которому присоединяются шины первичной цепи. Трансформатор имеет две вторичные обмотки, каждая из которых намотана на тороидальный магнитопровод. Магнитопровод вместе с первичной и вторичной обмотками залит эпоксидным компаундом, который образует сплошной корпус, обеспечивающий изоляцию между обмотками и создающий надежную защиту внутренних частей от механических повреждений и влаги.

Трансформаторы тока ТПОЛ-20 и ТПОЛ-35 (рис. 31.12) на номинальное напряжение 20 и 35 кВ, применяют в закрытых распределительных устройствах. Трансформаторы проходные одновитковые, имеют две вторичные обмотки, выполненные из медного изолированного провода, наложенного на кольцеобразные ленточные магнито-

проводы. Первичная обмотка выполнена из медной трубы.

Трансформатор тока ТПОЛ-27 – проходной одновитковый с литой изоляцией, предназначен для передачи сигнала измерительной информации устройству поперечной дифференциальной защиты турбогенераторов мощностью 1200 МВт.

Шинные трансформаторы тока ТШЛ-20Б и ТШЛ-20 – с литой изоляцией на основе эпоксидной смолы. Первичной обмоткой трансформатора служит шина токопровода. Трансформатор тока состоит из двух магнитопроводов с намотанными на них вторичными обмотками, залитыми эпоксидным компаундом так, что образуется монолитный кольцеобразный изоляционный блок. Проходное отверстие (окно) трансформатора тоже рассчитано на установку шин. В настоящее время трансформаторы типа ТШЛ-20 заменены на ТШ-20 и ТШ-24.

Трансформаторы ТШВ-24, ТШ-24, ТШ-20 – шинные с воздушной изоляцией, предназначены для встраивания в экранированные токопроводы для передачи сигнала измерительной информации на устройство защиты и управления. Трансформатор тока встраивают в кожух токопровода на горизонтальном его участке. Магнитопровод трансформатора заключен в жесткую коробку, на которую наложена вторичная обмотка.

Трансформатор тока ТШВ-15 (ТШВ-15-Б) – шинный с воздушной изоляцией на номинальное напряжение 10 кВ, Б – без корпуса; его применяют в токопроводах генераторных распределительных устройств. Трансформаторы ТШВ-15 используют как в пофазно экранированных, так и неэкранированных токопроводах, а трансформаторы ТШВ-15Б – только в экранированных токопроводах.

Трансформатор тока ТПШЛ-10 – проходной шинный с литой изоляцией, его встраивают в КРУ. Роль первичной обмотки выполняет шина первичной цепи, пропущенная в «окно» трансформатора. Вторичные обмотки намотаны на тороидальные магнитопроводы и залиты изоляционным компаундом; трансформаторы выпускаются с двумя вторичными обмотками: одна для измерения, другая для защиты или обе для защиты.

Трансформатор тока ТШЛО-20 – шинный с литой изоляцией опорного типа, предназначен для передачи сигнала измерительной информации на схему поперечной дифференциальной защиты турбогенератора; его присоединяют к шинам генераторов.

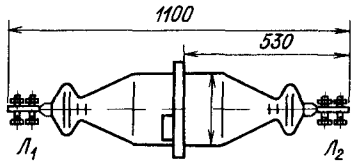


Рис. 31.12. Трансформатор тока ТПОЛ-35

Трансформатор тока ТЛШ-10У3(Т3) – литой, шинный с напряжением 10 кВ на номинальные первичные токи 2000 и 3000 А, его размещают в вводных шкафах малогабаритных КРУ типа КМ-1 и др.

Многовитковые трансформаторы тока ТЛМ-6, ТЛМ-10 с литой изоляцией, малогабаритные, на номинальные первичные токи до 1500 А, предназначены для работы в цепях переменного тока напряжением 6 и 10 кВ. Трансформатор представляет собой литой блок с изоляцией на основе эпоксидной смолы, состоящий из двух трансформаторов с различным назначением (для измерения и защиты), с одной первичной обмоткой. Трансформаторы – катушечные, на ленточном сердечнике.

Трансформатор тока ТЛ-10 – литой изоляцией, на номинальный первичный ток до 3000 А, предназначен для питания цепей измерения, для изолирования цепей вторичной коммутации от высокого напряжения. Трансформаторы предназначены для встраивания в КРУ типов КЭ-10-20 и КЭ-10-30. Трансформаторы выполнены в виде опорно-проходной конструкции. Первичная обмотка трансформатора представляет собой многовитковую катушку на токи до 600 А или одновитковую катушку на остальные токи. Вторичные обмотки намотаны на ленточный магнитопровод из электрической текстурованной стали, защиты изоляционным компаундом на основе эпоксидной смолы. Первичная и вторичные обмотки образуют монолитный блок.

Трансформатор ТОЛ-10У3 и ТОЛ-10Т3 – опорный с литой изоляцией на номинальный первичный ток до 1500 А; встраивают в малогабаритные распределительные устройства. Первичная обмотка многовитковая, выполнена в виде катушки на токи до 400 А, или одновитковая – на токи 600–1500 А.

Трансформатор тока ТОЛК-6,05 – опорный, с литой изоляцией, для КРУ; предназначен для встраивания во взрывобезопасные КРУ высокого напряжения 6 кВ угольных и сланцевых шахт и служит для измерения тока, питания устройств релейной защиты,

Таблица 31.10. **Трансформаторы тока для наружной установки**

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А		Варианты исполнения вторичных обмоток	Класс точности или обозначение вторичной обмотки	Номинальная нагрузка, В·А/Ом, в классе точности			Электродинамическая стойкость		Термическая стойкость		Масса, кг
		первичный	вторичный			0,5	1	3	кратность	$I_{дин}$, кА	кратность/ допустимое время, отн. ед/с	допустимый ток/ допустимое время, кА/с	
ТКЛН-10	10	10-200	5	0,5/Р; Р/Р	0,5 Р	–/0,4 –	– –	– 0,6	100 –	– –	50/1 –	– –	20 20
ТФНД-33Т ТФЗМ-33А-Т1	33; 35 33; 35	100–400 600; 1200	5 5	Р/Р/0,5	0,5 Р	30/1,2 30/1,2	60/2,4 60/2,4	– –	– –	14, 21 28 42; 56; 84; 169	–	4/4; 6/4 8/4; 12/4 16/4; 24/4 48/4	420 420
ТФН-35М (ТФЗМ-35А-У1; ТФЗМ-35А-ХЛ1)	35	15–800 1000	5 5	0,5/Р	0,5 Р	–/2 –/0,8	–/4 –/4	– –	150 100	– –	65/1 65/1	– –	– –
ТФНД-35М (ТФЗМ-35Б1У1)	35 35 35	15–600 800; 1000 1000; 2000	5 5 5	0,5/Р/Р	0,5 Р	–/1,2 –/1,2	–/2,4 –/2,4	– – –	150 100 50	– – –	65/4 32; 5/4 32; 5/4	– – –	– – –
ТФЗМ-35А-ХЛ1	35	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000	5	0,5 10Р	0,5 10Р	50 20	– –	– –	– –	– –	– –	– –	200 –
ТФЗМ-35М-У1	35	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600	5	–	0,5 10Р	50 20	100	–	–	3; 4; 6; 8; 10; 15; 21; 31; 42; 63; 84; 127	–	0,6/3; 0,7/3; 1,1/3; 1,5/3; 1,9/3; 2,3/3; 3,5/3; 5,8/3; 7,3; 11,6/3; 15/3; 22/3	240
ТФЗМ-35Б-IУ1	35	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150;	5	–	0,5 10Р	30 30	60	–	–	3; 4; 6; 8; 10; 15; 21; 31; 42; 63;	–	0,7/3; 1/3; 1,5/3; 2,1/3; 2,3/3; 3,5/3;	420

		200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000								3; 4; 6; 8; 10; 15; 21; 31; 42; 63; 84; 127; 107; 134; 106; 141		0,7/3; 1/3; 1,5/3; 2,1/3; 2,3/3; 3,5/3; 4,7/3; 7/3; 10,5/3; 15/3; 21,3; 31/3; 31/3; 37/3; 41/3	420
ТФЗМ-35Б-IIУ1	35	500	5	–	0,5	30	–	–	–	125	–	55/3	500
		1000	5		10P	50	–	–	–	125	–	49/3	500
		2000	5							145	–	49/3	500
		3000	5							145	–	57/3	500
		1000	1		0,5	30	–	–	–	125	–	57/3	500
		2000	1		10P	50	–	–	–	145	–	49/3	500
		3000	1							145	–	57/3	500
ТФЗМ-33А-Т1	33	100;150; 200; 300; 400; 600; 1200	5	–	0,5 10P	30 20	60 –	– –	– –	14; 21; 7; 28; 42; 56; 84; 169	–	4,6/3; 7/3; 9/3; 14/3; 18/3; 28/3; 56/3	420
ТФЗМ-66В-Т1	66	200–400	5	–	0,5	30	–	–	–	24–48	–	9/3–18/3	830
		600–1200			10P	30	–	–	–	48–96	–	18/3–36/3	830
ТФНР-35	35	500; 1000	5		0,5	–/1,2	–	–	–	125	49/4	49/4	–
(ТФЗМ-35Б-IIУ1)	35	2000; 3200	5	0,5/P/P	P	–/2	–	–	–	145	57/4	57/4	–
	35	1000;	1		0,5	30/–	–	–	–	125	49/4	49/4	–
	35	2000; 3200	1	0,5/P/P	P	50/–	–	–	–	145	57/4	57/4	–
ТФН-66СТ	66	200–400	5	P/P/0,5	0,5	–/1,2	–	–	120	–	50/3	–	–
					P	–/1,2	–	–					
ТФНУ-66СТ	66	200–400	5	P/P/0,5	0,5	–/1,2	–	–	–	24–48	–	9,4–18,8/4	–
	66	600–1200	5		P	–/1,2	–	–	–	48–96	–	–	–
ТФНД-110М	110	50–600	5	0,5/P/P	0,5	–/1,2	–	–	150	–	43,3/3	–	–
(ТФЗМ-110Б-1У1)	110	400–800	5		P	–/1,2	–	–	110	–	34,6/3	–	–
ТФНД-110М-ХЛ	110	50–600	5	0,5/P/P	0,5	–/1,2	–	–	150	–	43,3/3	–	–
	110	400–800	5		P	–/1,2	–	–	110	–	34,6/3	–	–
ТФНД-110М-II	110	750–1500	5	0,5/P/P	0,5	–/0,8	–	–	75	–	60/1	–	–
	110	1000–2000	5		P	–/0,8	–	–	75	–	60/1	–	–

Продолжение табл. 31.10

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А		Варианты исполнения вторичных обмоток	Класс точности или обозначение вторичной обмотки	Номинальная нагрузка, В·А/Ом, в классе точности			Электродинамическая стойкость		Термическая стойкость		Масса, кг
		первичный	вторичный			0,5	1	3	кратность	$I_{дин}$, кА	кратность/допустимое время, отн. ед/с	допустимый ток/допустимое время, кА/с	
(ТФЗМ-110Б-IIУ1)	110	750–1500	1	0,5/Р/Р	0,5	20/–	–	–	75	–	60/1	–	–
	110	1000–2000	1		0	20/–	–	–	75	–	60/1	–	–
ТФНД-110М-II-ХЛ	110	750–1500	5	0,5/Р/Р	0,5	–/0,8	2,0/–	–	75	–	34,6/3	–	–
	110	1000–2000	5		Р	–/0,8	2,0/–	–	75	–	34,6/3	–	–
	110	750–1500	1	0,5/Р/Р	0,5	20/–	50	–	75	–	34,6/3	–	–
	110	1000–2000	1		Р	20/–	50	–	75	–	34,6/3	–	–
ТФЗМ-110Б-1У1	110	50–100	5	–	0,5	30	100	–	–	10–20	–	2/3–4/3	540
	110	75–150	5	–	10Р	30	–	–	–	15–30	–	3/3–6/3	540
	110	100–200	5	–					–	21–42	–	4/3–8/3	540
	110	150–300	5						–	31–62	–	6/3–12/3	540
	110	200–400	5						–	42–84	–	8/3–16/3	540
	110	300–600	5						–	63–126	–	13/3–26/3	540
	110	400–800	5						–	62–124	–	14/3–28/3	540
ТФЗМ-100Б-IIУ1	110	750–1500	5	–	0,5	20/–	–	–	–	79–158	–	26/3–52/3	1120
		1000–2000			10Р	20/–	–	–	–	106–212	–	34/3–68/3	–
	110	750–1500	1	–	0,5	20/–	–	–	–	79–158	–	26/3–52/3	1120
		1000–1200			10Р	20/–	–	–	–	106–212	–	34/3–68/3	–
ТФНУ-132СТ	132	200–400	5							49–90	–	11–22	1645
	132	300–600	5		0,5	30/–	–	–	–	49–90	–	17–34	1645
	132	500–1000	5	0,5/Р/Р	Р	30/–	–	–	–	49–90	–	17–34	1645
	132	600–1200	5							49–90	–	17–34	1645
	132	750–1500	5		0,5	30/–	–	–	–	49–90	–	17–34	1645
	132	200–400	1		Р	30/–	–	–	–	49–90	–	11–22	1645
	132	200–400	1							49–90	–	17–34	1645
	132	200–400	1							49–90	–	17–34	1645
	132	200–400	1							49–90	–	17–34	1645
	132	200–400	1							49–90	–	17–34	1645
ТФНД-150-1	150	600–1200	5	0,5/Р/Р/Р	0,5	–/1,6	–	–	–	62	24,6/3	–	–

(ТФЗМ-150-IУ1)					P	–/2,0							
	150	600–1200	1	0,5/P/P/P	0,5	40/–	–	–	–	62	24,6/3	–	–
					P	50/–							
ТФНД-150-I-ХЛ	150	600–1200	5	0,5/P/P/P	0,5	1,6/–	–	–	–	62	24,6/3	–	–
					P	2,0/–							
	150	600–1200	1	0,5/P/P/P	0,5	40/–	–	–	–	62	24,6/3	–	–
					P	50/–							
ТФЗМ-150-IУ1	150	600–1200	5	0,5	0,5	40/–	–	–	–	52–104	14–	–	1060
				10P	10P	50/–	–	–	–		28(3с)		
	150	600–1200	1	0,5	0,5	40/–	–	–	–	52–104	14–	–	1060
				10P	10P	50/–					28(3с)		
ТФЗМ-150Б-IIУ1	150	1000–2000	5	0,5	0,5	30/	–	–	–	113–226	41,6–	–	1165
				10P	10P	50/					83,2		
ТФНР-150/2000	150	1000–2000	5	0,5/P/P/P	0,5	1,2/–	–	–	–	–	–	–	–
(ТФЗМ-150Б-IIУ1)					P_1	1,4/–	–	–	75	–	60/3	–	–
					P_2, P_3	1,6/–	–	–	–	–	–	–	–
	150	1000–2000	1	0,5/P/P/P	0,5	30/–	–	–	–	–	–	–	–
					P_1	31/–	–	–	75	–	60/3	–	–
					P_2, P_3	40/–	–	–	–	–	–	–	–
ТФНР-150Т	150	600–1200	5	0,5/P/P/P	0,5	40/	–	–	52; 104	–	14/3	–	1450
					P	50/	–	–	–	–	28/3	–	–
	150	600–1200	1	0,5/P/P/P	0,5	40/	–	–	52; 104	–	14/3	–	1450
					P	50/	–	–	–	–	28/3	–	–
ТФНД-220-I	220	300–600	5	0,5/P/P/P	0,5	1,2	3	–	60	–	60/1	–	–
(ТФЗМ-220Б-III)	220	1200	5	0,5/P/P/P	P_1	1,2	3	–	60	–	60/1	–	–
					P_2, P_3	2	4	–					
	220	300–600	1	0,5/P/P/P	0,5	30/–	75	–	60	–	60/1	–	–
	220	1200	1	0,5/P/P/P	P_1	30/–	75	–	60	–	60/1	–	–
					P_2, P_3	50/–	100	–					
ТФНД-220-I-ХЛ	220	300–600–	5	0,5/P/P/P	0,5	1,2	3	–	60	–	–	–	–
		1200			P_1	1,2	3	–	–	–	34,3/3	–	–
					P_2, P_3	2	4	–					
	220	300–600–	1	0,5/P/P/P	0,5	30/–	75	–	–	–	34,3/3	–	–
		1200			P_1	30/–	75	–	–	–	–	–	–
					P_2, P_3	50/–	100	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 31.10

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А		Варианты исполнения вторичных обмоток	Класс точности или обозначение вторичной обмотки	Номинальная нагрузка, В·А/Ом, в классе точности			Электродинамическая стойкость		Термическая стойкость		Масса, кг
		первичный	вторичный			0,5	1	3	кратность	$I_{дин}$, кА	кратность/допустимое время, отн. ед/с	допустимый ток/допустимое время, кА/с	
ТФНУ-220ТС	220	300–600	5	0,5/Р/Р/Р	0,5	1,2	–	–	90	–	34/3	–	–
	220	400–800	5		$Р_3$	1,2	–	–	60	–	34/3	–	–
	220	600–1200	5		$Р_1$, $Р_2$	0,8	–	–	90	–	34/3	–	–
	220	750–1500	5		0,5	30/–	–	–	60	–	34/3	–	–
	220	300–600	1		$Р_3$	30/–	–	–	90	–	34/3	–	–
	220	400–800	1		P_1, P_2	20/–	–	–	60	–	34/3	–	–
	220	600–1200	1		–	–/30	–	–	90	–	34/3	–	–
	220	750–1500	1		–	–/20	–	–	60	–	34/3	–	–
ТФНД-220-3Т	220	300–600	5	$0,5/Р_1/Р_2/Р_3$	0,5	1,2/–	–	–	–	27–54	–	10–20	3510
	220	400–800	5		$Р_1$	2,0/–	–	–	–	24–48	–	9–18	3510
	220	600–1200	5		$Р_2$	2,0/–	–	–	–	54–108	–	20–40	3510
	220	750–1500	5		$Р_3$	1,2/–	–	–	–	45–90	–	17–34	3510
	220	300–600	1		0,5	–/30	–	–	–	27–54	–	10–20	3510
	220	400–800	1		$Р_1$	–/50	–	–	–	24–48	–	9–18	3510
	220	600–1200	1		$Р_2$	–/50	–	–	–	54–108	–	20,4–40,8	3510
	220	750–1500	1		$Р_3$	–/30	–	–	–	45–90	–	17–34	3510
ТФНД-220-1У (ТФЗМ-220-IVУ1)	220	550–1000–2000	5	0,5/Р/Р/Р	0,5	1,2/–	–	–	–	–	–	–	–
					$Р_1$, $Р_2$	2,0/–	–	–	–	100	–	22,7/3	–
					$Р_3$	1,2/–	–	–	–	–	–	–	–
	220	500–1000–2000	1	0,5/Р/Р/Р	0,5	30/–	–	–	–	–	–	–	–
					$Р_1$, $Р_2$	50/–	–	–	–	100	–	22,7/3	–
					$Р_3$	30/–	–	–	–	–	–	–	–
ТФЗМ-220Б-IIIУ1	150	1000–2000	1	0,5	0,5	30/–	–	–	–	113–226	–	41,6–83,2(3с)	1165
					10Р	50/–	–	–	–	–	–	–	–
	220	300–600	5	–	0,5	–/30	–	–	–	25–50–100	–	9,8–19,6–39,2(3с)	2260
					10Р	50/50/30	–	–	–	25–50–100	–		–
	220	300–600–1200	1	–	0,5	10/50/30	–	–	–	100	–	9,8–19; 6–39; 2(3с)	–
					10Р								

ТФЗМ-220Б-IVУ1	220	500 – 1000 – 2000	5	–	0,5	30/–	–	–	–	25 – 50 – 100	–	9,8 – 19,6 – 39,2	2380
					10P	25/25/20	–	–	–	100	–	–	–
	220	500 – 1000 – 2000	1	–	0,5	30/–	–	–	–	–	–	9,8 – 19,6 – 39,2	2380
					10P	25/25/20							
							–	–	–	25 – 50 – 100	–	–	–
ТФКН-330А(Б)	330	500 – 1000 – 2000	5	0,5/P/P/P	0,5	50	50	–	70	–	36,8/2		2360
	330	500 – 1000 – 2000	1	0,5/P/P/P	10P	50	50	–	70	–	36,8/2	–	2360
ТРН-330Б-ПУТ	330	1000 – 2000			0,2	15	–	–	–	160	–	63/1	3850
		1500 – 3000	1	P/P/P/P/0,2	10P	40	–	–	–	160		63/1	3850
ТФНКД-500А(Б)-1	500	500, 1000, 2000	1	P/P/P/I(P)/0,5	0,5	30	–	–					
					10P	50	–	–	–	22 – 44	–	8/1 – 16/1	6096
						75	–	–					
ТФНКД-500Т	500	1000 – 2000	1	0,5/P/P/P	0,5	30	–	–	–	22,5 – 45	–	18/1	–
					P	75	–	–					
ТРН-500	500	1000 – 2000	1	0,5/P/P/P	0,5, P	30, 75	–	–	–	85	–	34/1	–
(ТРН-500У1)	500	1000 – 2000	1	–	0,5	30	–	–	–	120	–	47/1	–
		1500 – 3000	1	0,5/P/P/P/P	P	–	40	–	–	120	–	47/1	–
		2000 – 4000	1	–	–	–	–	–	–	120	–	47/1	–
ТРН-750У1	750	1000 – 2000	1	0,5/P/P/P/P	0,5	30	20	–	–	120	–	47/1	10 640
	750	1500 – 3000	1		P	–	–	40	–	120	–	47/1	10 640
	750	2000 – 4000	1		–	–	–	–	–	120	–	47/1	10 640

* *Снят с производства*

Примечания 1 Обозначение типа трансформатора Т – трансформатор тока или в тропическом исполнении (если Т стоит после цифры), К – с кабельно-конденсаторной изоляцией (ТФКН), каскадный (ТФНКД-500), Ф – с фарфоровой изоляцией, У – усиленный или для районов с умеренным климатом (если У стоит после цифры), Н – для наружной установки, Д – с сердечником для дифференциальной защиты, Р – с рымовидными обмотками, ХЛ – для районов с холодным климатом, число после первого дефиса – номинальное напряжение, кВ цифра 1 в конце – первый вариант или для работы на открытом воздухе, 2 – второй вариант или для работы в закрытых помещениях со свободным доступом наружного воздуха, 3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией, II, III, IV – габарит, А(Б) – категория электрооборудования по длине пути утечки внешней изоляции

2 В скобках указан запасной тип трансформатора

а также для проверки работоспособности устройств максимальной токовой защиты при отсутствии тока и напряжения в первичной цепи.

Трансформатор тока ТЛК-10 – с литой изоляцией, предназначен для КРУ на номинальный первичный ток до 1500 А, выполнен в виде опорной конструкции, имеет два варианта исполнения. Второй вариант конструктивного исполнения (на номинальные токи от 50–400 А) имеет повышенную стойкость к токам КЗ.

Трансформатор тока ТПЛ-10, ТПЛУ-10 – проходной с литой изоляцией, усиленный (с большой устойчивостью к токам КЗ), на номинальный первичный ток до 400 А; его применяют в КРУ. Трансформатор выполняют в виде катушечной опорной конструкции.

Трансформатор тока ТПЛК-10 – проходной, с литой изоляцией, для КРУ, номинальный первичный ток до 1600 А; его применяют для встраивания в КРУ типа КР-10/31,5. Трансформатор имеет опорно-проходную конструкцию. Два тороидальных ленточных токопровода, на каждый из которых намотана самостоятельная вторичная обмотка, залиты изоляционным компаундом и образуют полый цилиндр. В окно цилиндра пропущена первичная обмотка, которая вместе со вторичными катушками залита эпоксидным компаундом, образующим изоляционный корпус трансформатора.

Трансформатор тока ТВЛМ-6 и ТВЛМ-10 – встроенный, с литой изоляцией, модернизированный; предназначен для передачи сигнала измерительным приборам, устройствам защиты и управления. Трансформатор ТВЛМ-6 состоит из прямоугольного шихтованного сердечника, на верхний стержень которого надеты первичная и вторичная обмотки, которые заливают эпоксидным компаундом для образования монолитного блока.

Трансформаторы тока наружной установки напряжением 35–220 кВ. Для наружной установки выпускают трансформаторы тока с масляной изоляцией типа ТФН (табл. 31.10). Трансформаторы имеют кольцевые магнитопроводы из ленточной стали с навитыми на них вторичными обмотками. Первичная обмотка из многожильного провода проходит через отверстия магнитопровода. Эту конструкцию называют звеньевой или восьмерочной. Магнитопровод с обмотками помещен в фарфоровый изолятор, заполненный маслом. Первичная обмотка состоит из двух секций, которые переключаются параллельно или последовательно.

Трансформатор ТФНД-35М – в фарфоровой покрышке наружной установки восьмерочной конструкции с обмотками для дифференциальной защиты.

ТФНД110М – модернизированный (без металлического маслорасширителя) с обмотками для дифференциальной защиты. Первичную обмотку выполняют из двух одинаковых секций, соединяемых последовательно или параллельно после отключения трансформатора тока от сети, благодаря чему трансформатор имеет два номинальных тока, находящихся в отношении 1 : 2.

ТФНД220-1 – малогабаритный; первичная обмотка состоит из четырех секций, соединяемых параллельно (на 1200 А), параллельно-последовательно (на 600 А) или последовательно (на 300 А), вторичная обмотка состоит из четырех сердечников.

Трансформатор тока ТФКН330А(Б) – с фарфоровой крышкой, с кабельно-конденсаторной изоляцией для наружной установки; А(Б) – категория электрооборудования по длине пути утечки внешней изоляции, на номинальный первичный ток 500–1000–2000 А. В настоящее время трансформаторы тока типов ТФН, ТФНД, ТФНР заменяют на трансформаторы серии ТФЗМ в фарфоровой покрышке с обмотками звеньевого типа, маломасляные.

Трансформатор тока серии ТФЗМ-35А предназначен для передачи сигнала измерительной информации приборам и устройствам защиты и управления в сетях с изолированной нейтралью; их применяют в открытых распределительных устройствах. Трансформатор состоит из первичной и вторичной обмоток, изолированных кабельной бумагой и помещенных в фарфоровую покрышку, заполненную трансформаторным маслом. Первичная обмотка имеет форму петли и проходит через окно вторичной обмотки. Вторичные обмотки изолированы друг от друга и заключены в общую бумажную изоляцию: одна из них класса точности 10Р предназначена для защиты, другая – класса точности 0,5 – для измерения.

Трансформатор тока ТФЗМ35А-ХЛ1 – в фарфоровой покрышке с обмоткой змейкового типа, маслонаполненный, напряжением 35 кВ; предназначен для передачи сигнала измерительной информации в сетях с изолированной нейтралью; дополняет серию ТФН35М исполнением, предназначенным для эксплуатации в условиях холодного климата.

Трансформаторы тока ТФЗМ110Б, ТФЗМ150Б, ТФЗМ150А, ТФЗМ220Б на номинальные токи до 2000 А, их применяют

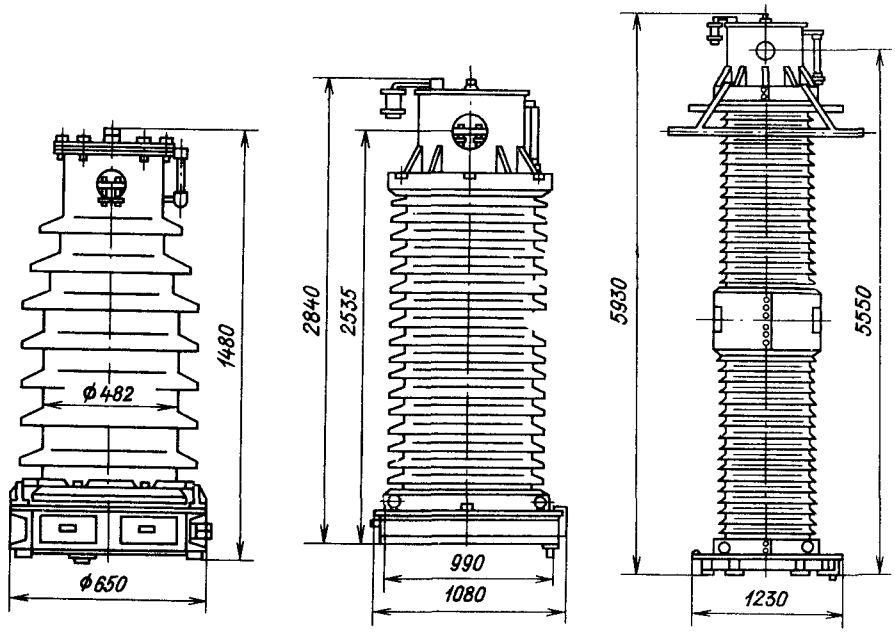


Рис. 31.13. Трансформатор тока ТФНКД-500

в открытых распределительных устройствах сетей с эффективно заземленной нейтралью. Первичная обмотка представляет собой петлю и имеет две секции при первичном напряжении 110 и 150 кВ и четыре секции на напряжении 220 кВ, соединяемые последовательно, последовательно-параллельно или параллельно, благодаря чему трансформаторы можно включать на различные токи. Вторичная обмотка при первичном напряжении 110 кВ состоит из трех обмоток, а при напряжении 150, 220 кВ – из четырех обмоток, изолированных друг от друга и заключенных в общую бумажную изоляцию. Две или три из них класса точности 10Р предназначены для защиты, одна класса точности 0,5 – для измерения. Маслорасширитель установлен на фарфоровой покрышке и обеспечивает необходимый уровень масла под обмоткой при колебаниях температуры. Для номинальных напряжений 330, 500 и 750 кВ изготовляют каскадные трансформаторы тока.

Трансформатор тока ТРНВ330Б-ПУ1 является опорным, маслонаполненным, одноступенчатым аппаратом с рымовидной бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа наружной установки, с номинальным напряжением 330 кВ, Б – категория электрооборудования по длине пути утечки внешней изоляции. Внутренняя изоляция трансформатора расположена на вторичных обмотках. Внешней изоляцией является фарфоровая покрышка. Кольцевая часть обмотки расположена в маслорасширителе трансформатора тока.

ТФНКД500 – каскадный, выполнен в виде вертикальной фарфоровой колонны, состоящей из двух конструктивно самостоятельных частей – верхней и нижней ступеней. Номинальный первичный ток 2000, 1000 А; номинальный вторичный ток 1 А (рис. 31.13).

Встроенные трансформаторы тока ТВ устанавливают в баке масляного выключателя или силового трансформатора на напряжение 10–220 кВ. Трансформатор выполняют в виде тороида. Магнитопровод – ленточный, выполнен из электротехнической стали. Роль первичной обмотки трансформатора выполняет ввод масляного выключателя высокого напряжения или силового трансформатора. Вторичная обмотка намотана равномерно на магнитопроводе. Изменение коэффициента трансформации у трансформатора тока получают изменением числа витков вторичной обмотки. Вторичные обмотки имеют четыре ответвления, основные выводы соответствуют номинальному положительному току. Погрешность увеличивает-

Таблица 31.11. **Трансформаторы тока встроенные**

Тип	Климатическое исполнение	Напряжение ввода выключателя, кВ	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Номинальная нагрузка, В·А, в классе точности				Термическая стойкость	
				первичный	вторичный	0,5	1	3	10	Ток, кА	Время, с
ТВГ-20-1 *	–	20	–	9000	5	20	–	–	–	99	4
ТВГ-20-1У *	–	20	–	18000	5	50	–	–	–	162	4
ТВВГ-24-1 *	–	24	–	12000	5	30	–	–	–	144	4
ТВ-10-1	У2	10	6000/5	6000	5	20	–	–	–	250	3
ТВ-35-I	У2	35	200/5	75–200	5	–	–	20	20	125	4
			300/5	100–300	5	–	10	20	20	20(3)	4
			600/5	200–600	5	10	10–20	20	–	40(3)	4
			1500/5	600–1500	5	10; 30	–	–	–	63(3)	4
ТВ-35-II	У2; Т2	35	150/5	50–150	5	–	–	–	10; 20; 30	8	3
	ХЛ2	–	300/5	100–300	5	–	–	30	20; 30; 40	16	3
ТВ-35-III	У2	35	200/5	75–200	5	–	–	20	20	3	–
	У2; Т2	–	300/5	100–300	5	–	10	20	20	31,5	3
	ХЛ2	–	600/5	200–600	5	–	10; 20	20	20	63	3
			1500/5	600–1500	5	10; 30	–	–	–	80	3
ТВ-35-IV	У2	35	1200/1	600–1200	1	30	30	–	–	80	3
			2000/1	1000–2000	1	30	–	–	–	125	3
			3000/1	1200–3000	1	30	–	–	–	200	3
			1200/5	600–1200	5	30	30	–	–	63	3
			2000/5	1000–2000	5	30	–	–	–	63	3
			3000/5	1200–3000	5	30	–	–	–	80	3
ТВ-35-V	У2	35	300/5	100–3000	5	–	10	20	20	31,5	3
			600/5	200–600	5	–	10	20	–	63	3
			1500/5	600–1500	5	10; 30	–	–	–	125	3
			2000/5	750–2000	5	30; 40	–	–	–	125	3
ТВ-110-I	У2	110	200/5	750–2000	5	–	–	–	10; 20; 30	20	3
			300/5	100–300	5	–	–	–	20; 30; 40	31,5	3
			600/5	200–600	5	10	20	40; 50	30; 40	63	3
			1000/5	400–1000	5	10; 20; 30	10; 20; 25; 50	30; 50; 75	–	63	3

Продолжение табл 31 11

Тип	Климатическое исполнение	Напряжение ввода выключателя, кВ	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Номинальная нагрузка, В А, в классе точности				Термическая стойкость	
				первичный	вторичный	0,5	1	3	10	Ток, кА	Время, с
ТВ-110-II	У2	110	200/5	750—200	5	—	10	20	15; 20	20	3
			300/5	100—300	5	—	10, 15	20; 30	20	31,5	3
ТВ-110-II	У2	110	600/5	200—600	5	25	15	15	—	63	3
			1000/5	500—1000	5	10; 25; 50	15; 60	—	—	100	3
			2000/5	1000—2000	5	50	60	—	—	125	3
			1000/5	500—1000	1	25	60	—	—	50	3
			2000/1	1000—2000	1	50	60	—	—	50	3
ТВ-220-I	У2; ХЛ2	220	600/5	200—600	5	10	20; 30	40; 50	40	63	3
			1000/5	400—1000	5	15; 20	20; 30; 50	30; 50	—	63	3
			2000/5	500—2000	5	20; 30; 50	50	50	—	125	3
			1000/1	400—1000	1	10; 15; 30	20; 40	40	—	80	3
			2000/1	500—2000	1	30; 40; 50	20	40	—	160	3
ТВ-220-II	У2	220	1200/5	600—1200	5	20; 30	15	—	—	125	3
			2000/5	1000—2000	5	30	—	—	—	125	3
			3000/5	1200—3000	5	30	—	—	—	200	3
			1200/1	600—1200	1	20; 30	30	—	—	100	3
			2000/1	1000—2000	1	30	—	—	—	160	3
			3000/1	1200—3000	1	30	—	—	—	250	3

* Снят с производства

Примечание. Обозначение типа трансформатора тока Т — трансформатор; В — встроенный, число — напряжение ввода выключателя или трансформатора, кВ (далее буквы Г — генераторный, В — с водяным охлаждением)

Таблица 31.12. **Трансформаторы тока нулевой последовательности**

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, кА	Наибольший внешний диаметр охватываемого кабеля, мм	Цепь подмагничивания		Ток электродинамической стойкости, кА	Ток термической стойкости, кА			Масса, кг
				Номинальное напряжение, В	Потребляемая мощность, В·А		10 с	4 с	1 с	
ТЗ*	–	–	70	–	–	–	–	–	0,14	2,8
ТЗЛ; ТЗЛТ*	–	–	70	–	–	–	–	–	0,14	3,5
ТЗРЛ-3*; ТЗРЛТ-3*	0,66	–	70	–	–	–	–	0,07	–	6,2
ТЗР-1*	–	–	65	–	–	–	–	–	0,14	9
ТЗЛМ-1У(Т)3	–	–	70	–	–	–	–	–	0,14	3,9

Примечание. Обозначение типа трансформатора: Т – трансформатор тока или тропическое исполнение (если буква Т стоит на последнем месте); З – для защиты от замыканий на землю; Л – с литой изоляцией; М – модернизированный; Р – разъемный; числа после дефиса у трансформаторов – модификация исполнения.

ся при работе трансформатора на ответвлении с неполным числом витков.

Трансформатор тока ТВМ-110 – встроенный, для работы в трансформаторном масле; применяют для установки на вводах во внутренней полости силовых трансформаторов или автотрансформаторов. Трансформатор состоит из кольцевого магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, с намотанной на него вторичной обмоткой. Первичной обмоткой является ввод силового трансформатора или автотрансформатора.

Трансформатор ТВВГ24-1 – встроенный, с водяным охлаждением, генераторный; предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления при его установке на нулевых вводах турбогенератора типа ТВВ-800-2 (табл. 31.11).

Трансформаторы тока нулевой последовательности (табл. 31.12). Для питания схем релейной защиты от замыкания на землю отдельных жил кабеля применяют трансформаторы тока внутренней установки нулевой последовательности типов ТЗ, ТЗЛ с литой изоляцией, ТЗР-1, ТЗРЛ – разъемный, с литой изоляцией. В настоящее время трансформаторы этих типов сняты с производства; выпускают трансформаторы типа ТЗЛМ-1У(Т)3.

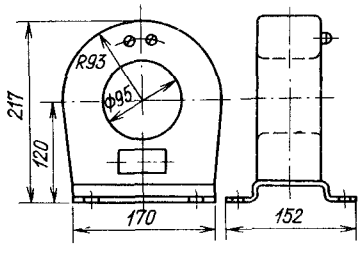


Рис. 31.14. Трансформатор тока ТЗЛМ-1У(Т)3

Трансформатор тока ТЗЛМ-1У(Т)3 (рис. 31.14) с защитой от замыканий на землю с литой изоляцией, модернизированный; предназначен для схем релейной защиты от замыканий на землю путем трансформации возникших при этом токов нулевой последовательности; встраивают в КРУ. Трансформатор выполнен в виде опорной конструкции без первичной обмотки – ее роль выполняет трехфазный кабель на напряжение до 10 кВ, пропущенный в окно трансформатора. Вторичная обмотка намотана на тороидальный магнитопровод и залита изоляционным компаундом. Трансформаторы выпускают на номинальное напряжение 0,66 кВ, односекундный ток термической стойкости – 140 А, масса – 3,2 кг.

31.5. ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ

Общие сведения. Трансформаторы применяют в наружных или внутренних электроустановках переменного тока напряжением 0,38 – 500 кВ и частотой 50 Гц. Классы точности трансформаторов устанавливают

только для основной вторичной обмотки. Для однофазных трехобмоточных трансформаторов классы точности устанавливают для обеих вторичных обмоток, причем для дополнительной вторичной обмотки – только класс точности 3. Типовое обозначение трансформаторов напряжения расшифровывают следующим образом; НОС – трансформатор напряжения однофазный, с естественным воздушным охлаждением (сухой); НОСК – трансформатор напряжения однофазный, сухой, для КРУ; НТС – трансформатор напряжения трехфазный, сухой; НОМ и НОМЭ – трансформатор напряжения однофазный с естественным масляным охлаждением; для установки на экскаватор; ЗНОМ – с заземляющим выводом первичной обмотки, трансформатор напряжения однофазный с естественным масляным охлаждением; НТМК – трансформатор напряжения трехфазный, масляный с компенсацией угловой погрешности; НТМИ – трансформатор напряжения трехфазный, масляный, с дополнительной вторичной обмоткой для контроля изоляции сети; НКФ – трансформатор напряжения, каскадный, в фарфоровой покрышке; ЗОМ – трансформатор однофазный, масляный, с заземленным выводом первичной обмотки; ЗНОГ – трансформатор напряжения однофазный, с газовой изоляцией, заземляемый; НДЕ – трансформатор напряжения с емкостным делителем. Класс точности трансформаторов напряжения характеризуется максимально допустимыми погрешностью напряжения и угловой погрешностью при определенном режиме работы трансформатора. Трансформаторы напряжения сохраняют класс точности при изменении первичного напряжения 80–120% номинального. Трансформаторы изготовляют в климатическом исполнении У или Т. Технические данные трансформаторов напряжения приведены в табл. 31.13. Трансформаторы класса напряжения до 35 кВ и типа НКФ-110-58У1 предназначены для сетей с изолированной нейтралью, трансформаторы класса напряжения 110 кВ и выше – для сетей с заземленной нейтралью. Трансформатор типа НКФ-66У1(Т1) изготовляют как для сетей с изолированной, так и для сетей с заземленной нейтралью.

Сухие трансформаторы напряжения. *Трансформаторы напряжения типа НОСК-6-66У5* предназначены для комплектования распределительных устройств высокого напряжения в угольных шахтах. При установке трансформатор заливается бетонной массой и поэтому не имеет панелей зажимов.

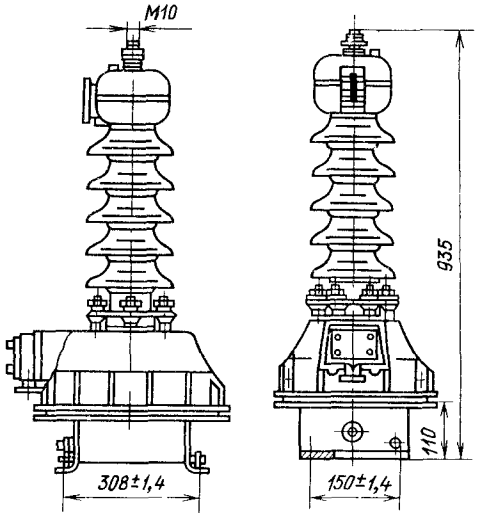


Рис. 31.15. Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-66У1(Т1)

Масляные трансформаторы напряжения. Трансформаторы напряжения типа НОМ предназначены для измерения линейного напряжения, а трансформаторы типа ЗНОМ – для измерения напряжения между проводом и землей. Магнитопроводы шихтованные, собраны из пластин электротехнической стали. Пластины изолированы лаковой пленкой. Обмотки слоевые, намотаны круглым или прямоугольным обмоточным проводом на каркасах (гильзах) из электротехнического картона. Обмотки ВН состоят из одной или двух катушек (секций) и имеют электростатические экраны для защиты от перенапряжений.

Трансформаторы напряжения типов ЗНОМ-35-65УГ и НОМ-35-66У1 (рис. 31.15) имеют маслорасширители, установленные на вводах ВН, герметичные. У трансформаторов напряжения остальных типов маслорасширители отсутствуют, уровень масла в них находится ниже крышки на 20–30 мм. Однофазные трансформаторы напряжением до 24 кВ изготовляют с литой изоляцией.

Трансформатор напряжения типа НОЛ-08 – однофазный с литой изоляцией, предназначен для питания цепей измерения, автоматики, сигнализации и защиты в установках переменного тока, в закрытых распределительных устройствах, КРУ наружной и внутренней установки. Трансформатор представляет собой литой блок, в котором залиты обмотки и магнитопровод стержне-

Таблица 31.13. **Характеристики трансформаторов напряжения**

Тип	Напряжение, кВ	Номинальное напряжение обмотки, В			Номинальная мощность В·А, в классе точности				Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки	Предельная мощность, В·А	Группа соединения	Масса, кг
		первичной	основной вторичной	дополнительной вторичной	0,2	0,5	1	3				
НОС-0,5-У4	0,5	380	100	–	–	25	50	100	–	200	1/1-0	9
		500	100	–	–	25	50	100	–	200		
НОСК-3-У5	3	3000	100	–	–	30	50	150	–	240	1/1-0	14
НОСК-6-66-У5(Т5)	6	6000	127 – 100	–	–	50	75	200	–	400	1/1-0	13
НОМ-6-У4(Т4)	6	3000	100	–	–	30	50	150	–	240	1/1-0	24
		6000	100	–	–	50	75	200	–	400	1/1-0	22
НОМЭ-6-У2(Т2)	6	6000	100	–	–	50	75	200	–	400	1/1-0	24
НОМ-10-66-У2(Т2)	10	10 000	100	–	–	75	150	300	–	630	–	35
НОМ-15-У4(Т4)	15	13 800	100	–	–	75	150	300	–	640	1/1-0	23
		15 750	100	–	–	75	150	300	–	640	1/1-0	23
		18 000	100	–	–	75	150	300	–	640	1/1-0	23
НОМ-35-66У1(Т1)	35	35 000	100	–	–	150	250	600	–	1200	1/1-0	86
ЗНОМ-15-63У2(Т2)	15	$6000:\sqrt{3}$	$100:\sqrt{3}/100:3$	–	–	50	75	200	–	400	1/1/1-0-0	64
		$10\,000:\sqrt{3}$	$100:\sqrt{3}/100:3$	–	–	75	150	300	–	640	1/1/1-0-0	63
		$13\,800:\sqrt{3}$	$100:\sqrt{3}/100:3$	–	–	75	150	300	–	640	1/1/1-0-0	63
		$15\,750:\sqrt{3}$	$100:\sqrt{3}/100:3$	–	–	75	150	300	–	640	1/1/1-0-0	63
ЗНОМ-20-63У2(Т2)	20	$18\,000:\sqrt{3}$	$100:\sqrt{3}/100:3$	–	–	75	150	300	–	640	1/1/1-0-0	85
		$20\,000:\sqrt{3}$	$100:\sqrt{3}/100:3$	–	–	75	150	300	–	640	1/1/1-0-0	77,5
ЗНОМ-24-69У1	24	$24\,000:\sqrt{3}$	$100:\sqrt{3}/100:3$	–	–	150	250	600	–	980	1/1/1-0-0	108
ЗНОМ-35-65У1	35	27 5000	127-100	–	–	150	250	600	–	1200	1/1/1-0-0	78
ЗНОМ-35-65У1(Т1)	35	$35\,000:\sqrt{3}$	$100:\sqrt{3}/100:3$	–	–	150	250	600	–	1200	1/1/1-0-0	78
ЗНОЛ.06-6У3(Т3)	6	$3000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	15	30	50	150	–	250	–	26,5
		$3300/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100								
		$6000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	–	400	–	26,5
		$6300/\sqrt{3}$										
		$6600/\sqrt{3}$										
		$6900/\sqrt{3}$										

ЗНОЛ.06-15У3(Т3)	15	13800/$\sqrt{3}$, 15750/$\sqrt{3}$	100/$\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	–	29,5
ЗНОЛ.06-10У3(Т3)	10	10000/$\sqrt{3}$ 11000/$\sqrt{3}$	100/$\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	–	28,5
ЗНОЛ.06-20У3(Т3)	20	18000/$\sqrt{3}$ 20000/$\sqrt{3}$	100/$\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	–	32,5
ЗНОЛ.06-24У3(Т3)	24	24000/$\sqrt{3}$	100/$\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	–	40,5
ЗНОЛ.09-6.02	6	3000/$\sqrt{3}$ 3300/$\sqrt{3}$ 6000/$\sqrt{3}$ 6300/$\sqrt{3}$ 6600/$\sqrt{3}$ 6900/$\sqrt{3}$	100/$\sqrt{3}$	100/3 или 100	15	30	50	150	150	250	–	28,5
					30	50	75	200	200	400	–	28,5
ЗНОЛ.09-10.02	10	10000/$\sqrt{3}$ 11000/$\sqrt{3}$	100/$\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	175	150	300	300	630	–	31,5
НОЛ.11-605	6	6000	100 – 127	–	–	–	–	250	–	–	1/1-0	–
НОЛ.08-6УТ2	6	6000 6300; 6600	100; 100; 100 или 110	–	30	50	75	200	–	400	1/1-0	28,5
НОЛ.08-10УТ2	10	6900; 10000; 11000	100; 100; 100 или 110	–	50	75	150	300	–	630	1/1-0	31,5
НТМИ-10-66У3	10	10000	100	100 : 3	–	120	200	500	–	960	$У_н/У_н/-0$	81
НТМИ-18 *	18	13800; 15750; 18000	100/100 : 3	–	–	120	200	500	–	960	300	94
НКФ-110-57У1	110	110000 : $\sqrt{3}$	100 : $\sqrt{3}$/100	–	–	400	600	1200	–	2000	1/1/1-0-0	630
НКФ-110-58У1	110	110000 : $\sqrt{3}$	100 : $\sqrt{3}$/100 : 3	–	–	400	600	1200	–	2000	1/1/1-0-0	800
НКФ-66У1(Т1)	66	66000 : $\sqrt{3}$	100 : $\sqrt{3}$/100 : 3	–	–	400	600	1200	–	2000	1/1/1-0-0	545
		66000 : $\sqrt{3}$	100 : $\sqrt{3}$/100	–	–	400	600	1200	–	2000	1/1/1-0-0	–
НКФ-132-73Т1	132	132000 : $\sqrt{3}$	100 : $\sqrt{3}$/100	–	–	400	600	1200	–	2000	1/1/1-0-0	630
НКФ-220-65Т1	220	200000 : $\sqrt{3}$	100 : $\sqrt{3}$/100	–	–	400	600	1200	–	2000	1/1/1-0-0	1325

Продолжение табл. 31.13

Тип	Напряжение	Номинальное напряжение обмотки, В			Номинальная мощность, В А, в классе точности				Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки	Предельная мощность, В А	Группа соединения	Масса, кг
		первичной	основной вторичной	дополнительной вторичной	0,2	0,5	1	3				
НКФ-330У1	330	$330000 : \sqrt{3}$	$100 : \sqrt{3}/100$	–	–	400	600	1200	–	2000	1/1/1-0-0	2125
НКФ-400-65У1	400	$400000 : \sqrt{3}$	$100 : \sqrt{3}/100$	–	–	–	500	1000	–	2000	1/1/1-0-0	4800
ЗОМ-1/20*	20	$18000 : \sqrt{3}$ $20000 : \sqrt{3}$	$100 : \sqrt{3}/127\text{-}100$	–	–	–	–	–	–	75/850	–	75,5
ЗНОЛТ-3*	3	$3000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	–	–	30	50	150	–	240	–	25
ЗНОЛТ-6*	6	$6000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	–	–	50	75	200	–	400	–	30
ЗНОЛТ-10*	10	$1000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	–	–	75	150	300	–	640	–	40
ЗНОЛТ-35*	35	$3500/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	–	–	150	250	600	–	1200	–	–
НТС-0,5У4	0,5	380	100	–	–	50	75	200	–	400	$У/У_н$-0	15
		500	100	–	–	50	75	200	–	400	$У/У_н$-0	–
НТМК-6-У4	6	3000	100	–	–	50	75	200	–	400	$У/У_н$-0	50
		6000	100	–	–	75	150	300	–	640	$У/У_н$-0	50
НТМК-10У4	10	10000	100	–	–	120	200	500	–	960	$У/У_н$-0	93
НТМИ-6-66У3	10	3000	100/3	–	–	50	75	200	–	400	$У_н/У_н$-0	59
		6000	100	–	–	75	150	300	–	640	$У_н/У_н$/-0	59
НКФ-500У1	500	$500000 : \sqrt{3}$	$100 : \sqrt{3}/100$	–	–	–	500	1000	–	2000	1/1/1-0-0	4850
НДЕ-500-72У1	500	$500000 : \sqrt{3}$	$100 \cdot \sqrt{3}/100$	–	–	300	500	1000	–	1200	1/1/1-0-0	3000
НДЕ-750-72У1	500	$750000 : \sqrt{3}$	$100 . \sqrt{3}/100$	–	–	300	500	1000	–	1200	1/1/1-0-0	3765
ЗНОГ-110-79У3	110	$110000 : \sqrt{3}$	$100 . \sqrt{3}$	100	–	400	600	1200	1200	2500	–	250
ЗНОГ-220-79У3	110	$220000 : \sqrt{3}$	$100 . \sqrt{3}$	100	–	400	600	1200	1200	2500	–	390

* Сняты с производства

Примечание Обозначение типа трансформатора напряжения Н – трансформатор напряжения, О – однофазный, Т – трехфазный или трехобмоточный (ЗНОЛТ), или тропического исполнения (если буква Т стоит после цифр), М – с естественным масляным охлаждением, Л – с литой изоляцией, С – сухой, З – с одним заземленным выводом высокого напряжения, И – для измерительных целей, К – каскадный или с компенсированной обмоткой для уменьшения угловой погрешности (НТМК, НОСК), Ф – в фарфоровой покрышке, Д – делитель, Е – емкостный, У – для работы в районах с умеренным климатом или усиленный (НКФУ), Г – с газовой защитой, число после первого дефиса – номинальное напряжение, кВ, после второго дефиса – год разработки конструкции

вого типа. Обмотки расположены на магнитопроводе концентрически.

Трансформаторы напряжения НОЛ-11 применяют для питания схем управления и приводов, взрывоопасных, КРУ высокого напряжения, а также для измерения напряжения в шахтных сетях высокого напряжения. Трансформатор предназначен для встраивания в КРУ с выключателем ВС-6400. Магнитопровод трансформатора – броневого типа, ленточный, разрезной. Обмотки расположены на среднем стержне концентрически.

Трансформаторы напряжения серии ЗНОЛ-09 предназначены для питания цепей измерения и защиты автоматики в КРУ внутренней и наружной установки. Трансформатор однофазный трехобмоточный с одним заземляющим вводом обмотки ВН представляет собой литой блок, в котором залиты обмотки и магнитопровод.

Трансформатор ЗНОЛ-06 устанавливают в КРУ и токопроводах турбогенераторов.

Трехфазные трехстержневые трансформаторы напряжения НТМК-6 и НТМК-10 с компенсирующей обмоткой имеют соединение первичной обмотки в звезду. Такое соединение компенсирует угловую погрешность трансформатора и тем самым повышает его точность. Для контроля изоляции применяют трансформатор напряжения НТМИ. НТМИ-6 дает возможность измерять междуфазное и фазное напряжения сети, осуществлять контроль за состоянием изоляции сети и отводить в землю статические заряды линии. НТМИ-6 и НТМИ-10 предназначены для питания приборов, защиты, сигнализации в электрических сетях с изолированной нейтралью.

Масляные каскадные трансформаторы напряжения состоят из одного (НКФ-110), двух (НКФ-220), трех (НКФ-330) или четырех (НКФ-400 и НКФ-500) блоков (рис. 31.16). Каждый блок состоит из стержневого магнитопровода с двумя обмоточными стержнями. Первичная обмотка (ВН) равномерно распределена по всем стержням магнитопровода. Обе вторичные обмотки НН (основная и дополнительная) расположены на нижнем стержне нижнего магнитопровода, имеющего наименьший потенциал по отношению к земле (один конец первичной обмотки заземляется). На остальных стержнях размещены также промежуточно-выравнивающая (П) и связывающая (Р) обмотки, необходимые для равномерного распределения нагрузок вторичных обмоток по всем стержням. Магнитопроводы шихтованные, собраны из пластин электротехнической стали.

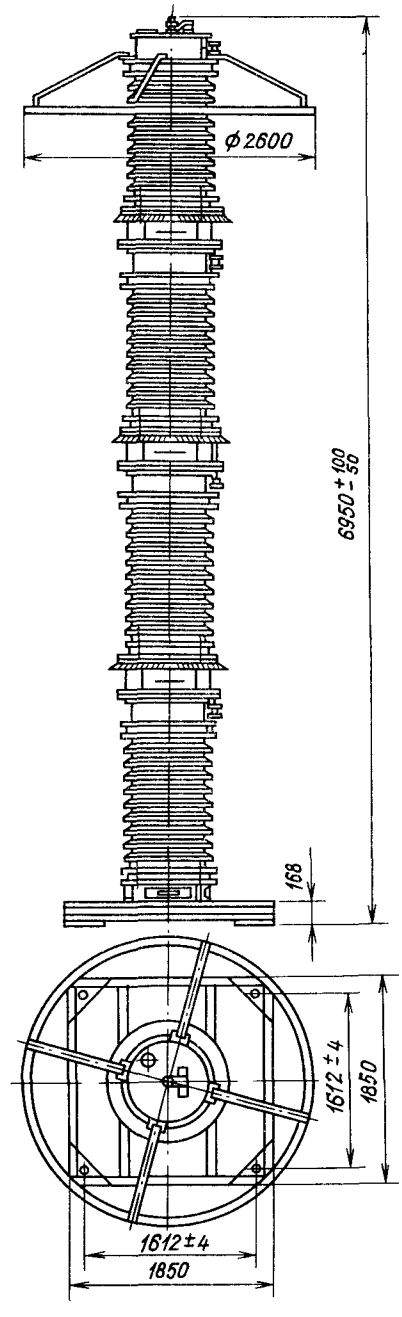


Рис. 31.16. Трансформатор напряжения НКФ-500

Пластины изолированы лаковой пленкой. Обмотки – слоевые, намотаны круглым или прямоугольным обмоточным проводом на бакелитовых цилиндрах. Сначала намотана выравнивающая обмотка, затем первичная обмотка и на нее электростатический экран. Связующие и вторичные обмотки намотаны поверх электростатического экрана. Каждый блок состоит из активной части (магнитопроводы с обмотками), установленной на основании. На активную часть надета фарфоровая покрышка, наполненная трансформаторным маслом и закрытая маслорасширителем. Линейный конец А обмотки ВН находится на крышке верхнего маслорасширителя, а заземленный конец Х и концы вторичных обмоток подведены к доске зажимов, расположенной в коробке внутри нижнего основания. Электрическое соединение блоков между собой осуществляют перемычками, соединяющими вводы на крышке маслорасширителя нижнего блока и на дне верхнего блока.

Трансформаторы серии НДЕ состоят из емкостного делителя с экраном, электромагнитного устройства, разъединителя и разрядника. Емкостный делитель напряжения состоит из конденсаторов связи и конденсатора отбора мощности, соединенных последовательно и установленных друг на друге, изолирующей подставки и экрана. Электромагнитное устройство, питаемое от емкостного делителя, состоит из реактора, однофазного трехобмоточного понижающего трансформатора и демпфера, размещенных в общем баке с масляным заполнением. Реактор служит для компенсации емкостного падения напряжения в делителе и поддержания постоянного напряжения в первичной обмотке понижающего трансформатора при изменении нагрузки. Разъединитель РНДЗ-1а-35/1000 предназначен для включения и отключения участков электрической цепи, находящихся под напряжением. Вентильный разрядник РВС-20 предназначен для защиты изоляции электромагнитного устройства от атмосферных перенапряжений.

Трансформатор напряжения ЗНОГ – заземляемый, однофазный с газовой изоляцией, предназначен для питания цепей приборов, защиты и сигнализации в КРУ на 110 кВ с элегазовой изоляцией. Принцип действия трансформатора основан на электромагнитной индукции. В качестве главной изоляции в трансформаторе используют технический элегазовый магнитопровод трансформатора бронестержневого типа.

31.6. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ

В системах электроснабжения наиболее распространены кварцевые и газогенерирующие предохранители.

Предохранители ПКТ, ПКН, ПКЭ, ПКЭН – токоограничивающие (табл. 31.14), предназначены для защиты трансформаторов, воздушных и кабельных линий (ПКТ101...ПКТ105), трансформаторов напряжения (ПКН001) в электроустановках трехфазного переменного тока на напряжении 3–35 кВ; силовых электрических цепей (ПКЭ106...ПКЭ108) и трансформаторов напряжения (ПКЭН006) в КРУ экскаваторов и передвижных электростанций на напряжение 6, 10 и 35 кВ. Предохранители ПКЭ и ПКЭН используют для защиты оборудования высокого напряжения железнодорожного транспорта. Условное обозначение предохранителя ПКХХХХ-Х-Х-ХХХ расшифровывают следующим образом: ПК – предохранитель кварцевый; Х-назначение (Т – для защиты силовых трансформаторов и линий; Э – для силовых цепей экскаваторных установок; Н – для трансформаторов напряжения; ЭН – для трансформаторов напряжения в экскаваторных установках); Х – однополюсное исполнение без цоколя (0 – отсутствие, 1 – наличие ударного устройства легкого типа); ХХ – конструкция контактов, в которых установлен патрон предохранителя; Х – номинальное напряжение (для предохранителей климатических исполнений У и ХХ) или наибольшее рабочее напряжение (для предохранителей климатического исполнения Т), кВ; Х – номинальный ток в амперах для предохранителей ПКТ и ПКЭ; Х – номинальный ток отключения в килоамперах для предохранителей ПКТ и ПКЭ; ХХ – климатическое исполнение и категория размещения. Пример обозначения предохранителей ПКТ 101-3-2-40У3.

Газогенерирующие предохранители типа ПС (табл. 31.15) с использованием твердых газогенерирующих материалов выполняют с выхлопом газа из патрона и называют стреляющими, так как срабатывание их сопровождается звуком.

Предохранители ПС-10; ПС-35; ПС-110 – стреляющие, предназначены для защиты силовых трансформаторов от токов КЗ и токов перегрузки; их устанавливают в наружных установках.

Таблица 31.14. **Технические данные токоограничивающих предохранителей ПКТ, ПКН, ПКЭ, ПКЭН**

Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА
ПКТ101-3-40У3	3	3,6	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	40
ПКТ101-6-40У3	6	7,2	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20	40
ПКТ101-6-20У3	6	7,2	31,5	20
ПКТ101-10-31,5У3	10	12	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20	31,5
ПКТ101-10-12,5У3	10	12	31,5	12,5
ПКТ101-20-12,5У3	20	24	2; 3,2; 5; 8; 10	12,5
ПКТ101-35-8У3	35	40,5	2; 3,2; 5; 8	8
ПКТ101-35-3,2У3	35	40,5	10	3,2
ПКТ102-3-40У3	3	3,6	40; 50; 80; 100	40
ПКТ102-6-31,5У3	6	7,2	31,5; 40; 50	31,5
ПКТ102-6-20У3	6	7,2	80	20
ПКТ102-10-31,5У3	10	12	31,5; 40	31,5
ПКТ102-10-12,5У3	10	12	50	12,5
ПКТ102-20-12,5У3	20	24	16	12,5
ПКТ102-20-12,5У3	20	24	20	12,5
ПКТ102-35-8У3	35	40,5	10; 16; 20	8
ПКТ103-3-30У3	3	3,6	160	40
ПКТ103-3-40У3	3	3,6	200	40
ПКТ103-6-31,5У3	6	7,2	80; 100	31,5
ПКТ103-6-20У3	6	7,2	160	20
ПКТ103-10-31,5У3	10	12	50	31,5
ПКТ103-10-20У3	10	12	80	20
ПКТ103-10-12,5У3	10	12	100	12,5
ПКТ103-20-12,5У3	20	24	31,5; 40; 50	12,5
ПКТ103-35-8У3	35	40,2	31,5; 40	8
ПКТ104-3-40У3	3	3,6	31,5; 40	40
ПКТ104-6-31,5У3	6	7,2	160; 200	31,5
ПКТ104-10-31,5У3	10	12	100	31,5
ПКТ104-10-20У3	10	12	160	20
ПКТ104-10-12,5У3	10	12	200	12,5
ПКТ101-3-31,5У3	3	3,6	2; 3,2; 5; 8; 10; 20; 16; 31,5	31,5
ПКТ101-6-20У3	6	7,2	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20	20
ПКТ101-10-12,5У3	10	12	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20	12,5
ПКТ101-6-40У3	6	7,2	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20	12,5
ПКТ101-6-31,5-20У1	6	7,2	31,5	20
ПКТ101-10-20У1	10	12	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20	20
ПКТ101-10-12,5У1	10	12	31,5	12,5
ПКТ101-20-12,5У1	20	24	2; 3,2; 5; 8; 10	12,5
ПКН001-10У3	10	12	—	—
ПКН001-20У3	20	24	—	—
ПКН001-35У3	35	40,5	—	—
ПКН001-10У3	10	12	—	—
ПКН001-35У1	35	40,5	—	—
ПКН101-3,6-40Т3	3,0	3,6	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	40
ПКТ101-7,2-40Т3	6	7,2	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20;	40
ПКТ101-7,2-31,5-20Т3	6	7,2	31,5	20
ПКТ101-12-20Т3	10	12	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20	20
ПКТ101-24-12,5Т3	20	24	2; 3,2; 5; 8; 10	12,5

Продолжение табл. 31.14

Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА
ПКТ101-36-8Т3	35	36	2; 3,2; 5; 8	8
ПКТ101-36-3,2Т3	35	36	10	3,2
ПКТ102-3,6-40Т3	3	3,6	40; 50; 80; 100	40
ПКТ102-7,2-31,5Т3	6	7,2	31,5; 40; 50	31,5
ПКТ102-12-20Т3	10	12	31,5; 40	20
ПКТ102-24-12,5Т3	20	24	16; 20	12,5
ПКТ102-36-8Т3	35	36	10; 16; 20	8
ПКТ105-3,6-40Т3	3	3,6	160	40
ПКТ105-7,2-31,5Т3	6	7,2	80; 100	31,5
ПКТ105-12-20Т3	10	12	50; 80	20
ПКТ105-24-12,5Т3	20	24	31,5; 40; 50	12,5
ПКТ105-36-8Т3	35	36	31,5; 40	8
ПКН001-12Т3	10	12	—	—
ПКН001-24Т3	20	24	—	—
ПКЭ106-6-40У2	6	7,2	5; 8; 10; 16; 20	40
ПКЭ106-6-20У2	6	7,2	31,5	20
ПКЭ106-10-12,5У2	10	12	5; 8; 10; 16; 20	12,5
ПКЭ107-6-31,5У2	6	7,2	31,5; 40; 50	31,5
ПКЭ107-10-12,5У2	10	12	31,5; 40	12,5
ПКЭ108-6-31,5У2	6	7,2	80; 100	31,5
ПКЭ108-10-12,5У2	10	12	50; 80	12,5
ПКЭ106-6-20ХЛ2	6	7,2	3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	20
ПКЭ106-10-12.5ХЛ2	10	12	5; 8; 10; 16; 20	12,5
ПКЭ107-6-20ХЛ2	6	7,2	40; 50	20
ПКЭ107-10-12,5ХЛ2	10	12	31,5; 40	12,5
ПКЭ108-6-20ХЛ2	6	7,2	80; 100	20
ПКЭ108-10-31,5ХЛ2	6	7,2	100	31,5
ПКЭ108-10-12,5ХЛ2	10	12	50; 80	12,5
ПКЭ106-7,2-40Т2	6	7,2	5; 8; 10; 16; 20	40
ПКЭ106-7,2-31,5-20Т2	6	7,2	31,2	20
ПКЭ106-12-12,5Т2	10	12	5; 8; 10; 16; 20	12,5
ПКЭ107-7,2-31,5Т2	6	7,2	31,5; 40; 50	31,5
ПКЭ107-12-12,5Т2	10	12	31,5; 40	12,5
ПКЭ108-7,2-31,5Т2	6	7,2	80; 100	31,5
ПКЭ108-12-12,5Т2	10	12	50; 80	12,5
ПКЭН006-10У2	10	12	—	—
ПКЭН006-10ХЛ2	10	12	—	—
ПКЭН006-12Т2	10	12	—	—
ПКЭН006-35ХЛ2	35	40,5	—	—

Примечание. Для сокращения объема таблицы в типоисполнении предохранителя не указывается номинальный ток предохранителя, который должен идти в обозначении после напряжения.

Таблица 31.15. **Технические данные предохранителей для наружной установки типа ПС**

Размеры	Тип предохранителя		
	ПС-10У1	ПС-35МУ	ПСН-110У1
Номинальное напряжение, кВ	10	35	110
Номинальный ток, А	100	100	50
Номинальный ток отключения, кА	5	3,2	2,5
Наименьший отключаемый ток, А	15	—	10
Номинальный ток плавких вставок, А	8; 10; 16; 20; 32; 40; 50; 80; 100	8; 10; 16; 20; 32; 40; 50; 80; 100	8; 10; 16; 20; 32; 40; 50
Масса предохранителя, кг	23	65,5	804
Размеры предохранителя, мм:			
высота	490	715	1480
ширина	740	1410	2130
глубина	165	225	—

31.7. РАЗРЯДНИКИ

Разрядники предназначены для защиты от перенапряжений изоляции. Промышленность выпускает вентильные разрядники серий РН, РВН, РНК, РВО, РВС, РВТ, РВМГ, РВРД, РВМ, РВМА, РМВУ (табл. 31.16) и трубчатые.

Разрядник РН – низкого напряжения, предназначен для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования напряжением 0,5 кВ.

Разрядник РВН – вентильный, для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования.

Разрядник РНК предназначен для защиты устройств контроля изоляции вводов высокого напряжения трансформаторов.

Разрядник РВРД – вентильный, с растягивающейся дугой, предназначен для защиты изоляции электрических машин от атмосферных и кратковременных внутренних перенапряжений.

Разрядник РМВУ – вентильный, магнитный, униполярный, предназначен для защиты от перенапряжений изоляции тягового

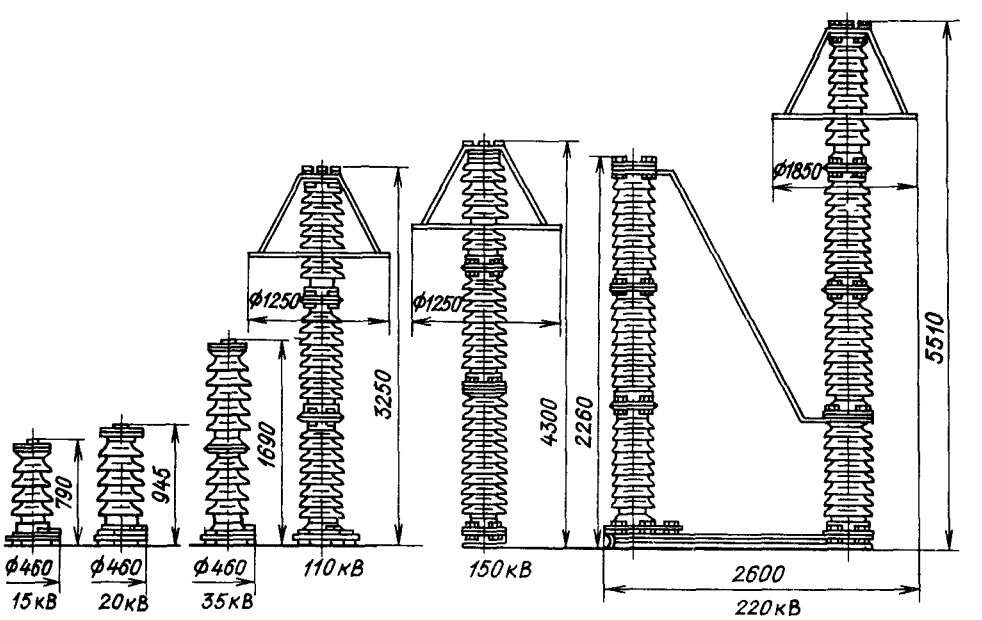


Рис. 31.17. Вентильные разрядники с магнитным гашением серии РВМГ

электрооборудования в установках постоянного тока.

Разрядник РА – серии А, предназначен для защиты от перенапряжений обмоток возбуждения крупных синхронных машин (турбогенераторов, гидрогенераторов и компенсаторов) с номинальным током возбуждения до 3000 А.

Разрядник РВО – вентильный облегченной конструкции; разрядник РВС – вентильный станционный; разрядник РВТ – вентильный, токоограничивающий; разрядник РС – вентильный для защиты электроустановок сельскохозяйственного назначения; разрядники серии РВМ, РВМГ (рис. 31.17), РВМА, РВМК – вентильные с магнитным гашением дуги, модификации Г и А, комбинированные, предназначены для защиты от атмосферных и кратковременных внутренних перенапряжений (в пределах пропускной способности разрядников) изоляции оборудования электрических станций и подстанций переменного тока номинальным напряжением 15–500 кВ.

Трубчатые разрядники РТВ и РТФ (табл. 31.17, 31.18) – винипластовые или фибробакелитовые, предназначены для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции линий электропередачи и с другими средствами защиты для защиты изоляции электрооборудования станций и подстанций напряжением 3, 6, 10, 35, 110 кВ.

Таблица 31.16. **Характеристики вентильных разрядников**

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее допустимое напряжение, кВ	Пробивное напряжение при частоте 50 Гц (в сухом состоянии и под дождем), кВ		Импульсное пробивное напряжение (при предразрядном времени 2–20 мкс и полной волне 1,5/40 мкс) не более, кВ	Наибольшее остающееся напряжение, кВ, при импульсном токе с длиной фронта 8 мкс и амплитудой, А			Масса, кг	Цена за 1 шт., руб.-коп.
			не менее	не более		3000	5000	10 000		
РВО-3У1(Т1)	3	3,8	9	11	20	13	14	–	2,3	2-80
РВО-6У1(Т1)	6	7,6	16	19	32	25	27	–	3,1	3-70
РВО-10У1(Т1)	10	12,7	26	30,5	48	43	45	–	4,2	4-70
РВС-15	15	19	38	48	67	57	61	67	49	30-00
РВС-15Т1	15	19	38	48	67	57	61	67	49	–
РВС-20	20	25	49	60,5	80	75	80	88	58	35-00
РВС-20Т1	20	25	49	60,5	80	75	80	88	58	–
РВС-33Т1	33	29	58	70	94	88	94	102	59	–
РВС-35	35	40,5	78	98	125	122	130	143	73	45-00
РВС-35Т1	35	40,5	78	98	125	122	130	143	73	–
РВС-60Т1	60	69	134	169	215	207	221	243	130	105-00
РВС-66Т1	66	75	150	186	232	226	242	264	140	–
РВС-110	110	100	200	250	285	315	335	367	230	130-00
РВС-110МТ1	110	100	200	250	285	315	335	367	230	–
РВС-132МТ1	132	116	232	267	376	352	376	408	318	–
РВС-150М	150	138	275	345	375	435	465	510	320	240-00
РВС-150МТ1	150	138	275	345	375	435	465	510	320	–
РВС-220М	220	200	400	500	530	630	670	734	405	300-00
РВС-220ТМ1	220	200	400	500	530	630	670	734	405	–
РВМГ-110МУ1	110	100	170	195	260	245	265	295	325	–
РВМГ-110-40/70ХЛ1	110	100	170	195	260	245	265	295	338	–
РВМГ-110МТ1	110	100	170	195	260	245	265	295	325	–
РВМГ-150МУ1	150	138	230	265	370	340	370	410	417	–
РВМГ-150МТ1	150	138	230	265	370	340	370	410	417	–
РВМГ-220МУ1	220	200	340	390	515	475	515	570	670	–
РВМГ-220-40/70ХЛ1	220	200	340	390	515	475	515	570	950	–
РВМГ-1-220Т1	220	200	340	390	515	475	515	570	1060	–
РВМА-220Т1	220	200	340	390	515	475	515	570	670	–
РВМГ-330МУ1	330	290	485	560	740	660	725	800	1016	–
РВМГ-400У1	400	340	590	670	920	–	900	1000	2820	–

Продолжение табл. 31.16

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее допустимое напряжение, кВ	Пробивное напряжение при частоте 50 Гц (в сухом состоянии и под дождем), кВ		Импульсное пробивное напряжение (при предразрядном времени 2 – 20 мкс и полной волне 1,5/40 мкс) не более, кВ	Наибольшее остающееся напряжение, кВ, при импульсном токе с длиной фронта 8 мкс и амплитудой, А			Масса, кг	Цена за 1 шт., руб.-коп.
			не менее	не более		3000	5000	10 000		
РВМГ-500У1	500	420	660	760	1070	985	1070	1180	3050	–
РВМА-500Т1	500	420	660	760	1070	985	1070	1180	3050	–
РВРД-3У1	3	3,8	7,5	9	7	7	8	9	18,5	–
РВРД-6У1	6	7,6	15	18	14	14	16	23,8	23,8	–
РВРД-10У1	10	12,7	25	30	23,5	23,5	26,5	35	32,3	–
РВМ-15Т1; РВМ-15У1	15	19	35	43	57	47	51	57	94	85-00
РВМ-20У1; РВМ-20Т1	20	25	47	56	74	62	67	74	104	95-00
РВМ-35У1; РВМ-35Т1	35	40,5	75	90	116	97	105	116	165	170-00
РМВУ-1,65	1,65	2,1	4,8	5,7	6,5	6	–	–	18	–
	1,65	2,1	5,7	6,5	7,2	6	–	–		–
РМВУ-3,3	3,3	4,2	9,5	12,5	12	–	–	–		–
	3,3	4,2	10,5	14,5	12	–	–	–	22,5	–
РВС-230МТ1	230	200	400	500	530	625	660	720	–	–

Примечания: 1. Обозначение типа разрядника: Р – разрядник; В – вентильный, О – облегченный; С – станционный; М – магнитный или модернизированный; Т – с токоограничивающими искровыми промежутками или тропического исполнения (если буква Т стоит после цифры); П – повышенное напряжение гашения; РД – с растягивающейся дугой, У – для работы в районах с умеренным климатом; число после дефиса – номинальное напряжение, кВ; цифра 1 – для работы на открытом воздухе.

2. Разрядники РВС-15, РВС-20, РВС-35, РВС-60, РВС-66 изготовляют для сетей с неэффективно заземленной нейтралью, а разрядники РВС-22, РВС-33, РВС-66. РВС-110, РВС-132, РВС-150, РВС-220, РВС-230 – для сетей с эффективно заземленной нейтралью

3. Назначение: а) для защиты электрооборудования от атмосферных перенапряжений (РВО, РВС, РВМГ, РВМА); б) для защиты машин и оборудования от атмосферных и кратковременных внутренних перенапряжений (РВРД, РВМ); в) для защиты тягового электрооборудования от перенапряжений (РМВУ).

Таблица 31.17. **Характеристики винипластовых трубчатых разрядников**

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Предельно отключаемые токи (действующее значение), кА	Искровой промежуток, мм		Внутренний диаметр трубки, мм	Масса, кг
			внутренний	внешний		
РТВ-$\frac{6\text{-}10}{0{,}5\text{-}2{,}5}$	6	0,5 – 2,5	60	10	6	2,35
	10	0,5 – 2,5	60	15	6	2,35
РТВ-$\frac{6\text{-}10}{2\text{-}10}$	6	2 – 10	60	10	10	2,32
РТВ-$\frac{20}{2\text{-}10}$	20	2 – 10	100	40	10	2,55
РТВ-$\frac{35}{2\text{-}10}$	35	2 – 10	140	100	10	2,85

Таблица 31.18. **Характеристики фибробакелитовых трубчатых разрядников**

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Предельно отключаемые токи, кА	Масса, кг
РТФ-3	3	0,3–5	1,38
РТФ-6	6	0,5–10	1,6
РТФ-10	10	0,2–1	1,6
РТФ-10	10	0,5–5	1,6
РТФ-35	35	0,5–2,5	2,34
РТФ-35	35	1–5	2,36
РТФ-35	35	2–10	3,97
РТФ-110	110	0,5–2,5	11,43
РТФ-110	110	1–5	11,2

31.8. РЕАКТОРЫ

Реакторы предназначены для ограничения тока КЗ и поддержания напряжения. Реактор представляет собой катушку с большим индуктивным и малым активным сопротивлением. Реакторы выполняют без стальных сердечников для того, чтобы индуктивность катушек реакторов не зависела от тока, протекающего по обмоткам.

В сетях напряжением выше 1 кВ применяют токоограничивающие, заземляющие и шунтирующие реакторы.

Токоограничивающие реакторы серий РБА, РБАМ, РБАС, РБАСМ – бетонные, с алюминиевой обмоткой, с малыми потерями, сдвоенные, сухие, токоограничивающие, с воздушным охлаждением; предназначены для ограничения токов КЗ; их применяют в закрытых распределительных устройствах напряжением 6–10 кВ.

Заземляющие реакторы. Однофазные масляные заземляющие реакторы служат для компенсации токов на землю (дугогасящие катушки). Реакторы серии РЗДСОМ – однофазные, масляные, заземляющие, дугогасящие, со ступенчатым регулированием с помощью устройства ПБВ, с номинальным напряжением до 35 кВ, работают от сети однофазного тока в условиях умеренного и тропического климата, включаются между нейтралью и землей. Технические данные заземляющих реакторов приведены в табл. 31.19.

Таблица 31.19. **Технические данные и размеры заземляющих реакторов**

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Предельные токи реактора, А	Тип трансформатора	Полная масса, кг
ЗРОМ-175/6*	6	36	–	1150
ЗРОМ-350/6*	6	50–100	–	1825
ЗРОМ-300/10*	10	25–50	–	1825
ЗРОМ-275/35*	35	6,2–12,5	–	2000
ЗРОМ-550/35*	35	12,5–25	–	2570
РЗДСОМ-115/6У1(Т1)	$6,6/\sqrt{3}$	25–12,5	ТВ-35-25	740–805
РЗДСОМ-230/6У1(Т1)	$6,6/\sqrt{3}$	50–25	ТВ-35-25	995–1075
РЗДСОМ-460/6У1(Т1)	$6,6/\sqrt{3}$	100–50	ТВ-35-25	1370–1600
РЗДСОМ-920/6У1(Т1)	$6,6/\sqrt{3}$	200–100	ТВ-35-25	2090–2330
РЗДСОМ-190/10У1(Т1)	$11/\sqrt{3}$	25–12,5	ТВ-35-25	955–1020
РЗДСОМ-380/10У1(Т1)	$11/\sqrt{3}$	50–25	ТВ-35-25	1370–1600
РЗДСОМ-760/10У1(Т1)	$11/\sqrt{3}$	100–50	ТВ-35-25	2070–2310
РЗДСОМ-1520//10У1(Т1)	$11/\sqrt{3}$	200–100	ТПОФ-10	3610–3850
РЗДСОМ-115/15,75У1(Т1)	$15,75/\sqrt{3}$	10–5	ТВ-35-25	980–1040
РЗДСОМ-155/20У1(Т1)	$20/\sqrt{3}$	12,5–6,25	ТВ-35-25	1090–1170
РЗДСОМ-310/35У1	$38,5/\sqrt{3}$	12,5–6,25	ТВ-35-25	2100
РЗДСОМ-620/35У1	$38,5/\sqrt{3}$	25–12,5	ТВ-35-25	2670
РЗДСОМ-1240//35У1(Т1)	$38,5/\sqrt{3}$	50–25	ТВ-35-25	3640–4330

* Снят с производства.

Таблица 31.20. **Шунтирующие реакторы**

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность, кВ·А	Потери мощности, кВт	Система охлаждения	Масса, кг	Цена, руб.
РОМ-1200/10У1	$6,6/\sqrt{3}$	1100	20	М	38 000	–
	$11/\sqrt{3}$	1100	20	М	38 000	–
РТД-20000/35У1	38,5	20 000	120	Д	31 900	19 900
РОД-30000/35У1	$38,5/\sqrt{3}$	30 000	180	Д	35 100	21 300
РОД-33333/110У1	$121/\sqrt{3}$	33 333	180	Д	39 100	21 500
РОДЦ-60000/500У1	$525/\sqrt{3}$	60 000	205	ДЦ	66 000	82 000
РОДЦ-110000/750У1	$787/\sqrt{3}$	110 000 21 000	350	ДЦ	95 000	120 300
РОДЦ-20000/25	25	3300	110	ДЦ	24 000	–
РТМ-3300/6У1	6,6	3300	–	М	8780	–
РТМ-3300/10У1	11		–	М	8780	–

Примечание. Обозначение типа реактора: Р – реактор; Т – трехфазный; О – однофазный; М, Д, ДЦ – обозначение системы охлаждения; в числителе – номинальная мощность, кВ·А; в знаменателе – класс напряжения, кВ.

Таблица 31.21. **Технические данные опорных изоляторов для внутренних установок**

Тип изолятора	Напряжение, кВ		Минимальное разрушающее усилие при статическом изгибе, кг·с	Высота, м	Масса, кг
	номинальное	испытательное при плавном подъеме			
ИО-1-250У3(Т3)	1	11	250	62	0,57
ИОов-1-750У3(Т3)	1	11	750	72	2,9
ИОР-6-250У3(Т3, 05, Т5)	6	36	250	70	0,65
ИО-6-375У3	6	36	375	140	1,02
ИО-6-375-1У3	6	36	375	100	1
ИО-6-375-2У3	6	36	375	100	1
ИОР-6-375УХЛ2(Т2)	6	36	375	100	1,1
ИО-10-375У3	10	47	375	160	1,35
ИО-10-375-1У3	10	47	375	120	1,4
ИО-10-375-IIУ3	10	47	375	120	1,4
ИОР-10-375УХЛ2(Т2)	10	47	375	120	1,6
ИО-10-750У3	10	47	375	120	2,2
ИОР-10-750-IУХЛ2(Т2)	10	47	375	124	2,73
ИОР-10-750-IIУХЛ(Т2)	10	47	375	120	2,3
ИОР-10-750-IIIУХЛ2(Т2)	10	47	375	120	–
ОФР-10-750-IIУХЛ2(Т2)	10	47	375	490	5,6
ИО-10-2000У3	10	47	2000	134	6
ИОР-10-2000УХЛ2(Т2)	10	47	2000	134	6,6
ИО-10-3000У3	10	47	3000	154	7,3
ИОР-10-3000УХЛ2(Т2)	10	47	3000	150	10
ИО-20-375У3	20	75	375	210	4.3
ИОР-20-375УХЛ2(Т2)	20	75	375	210	5,5
ОФР-20-500У2(Т2)	20	75	500	175	4,2
ИОР-20-750У3(Т3)	20	75	750	160	5,7
ОФР-20-750крУХЛ2(Т2)	20	75	750	256	7,4
ОФР-20-750-IУХЛ2(Т2)	20	75	750	202	6,5
ОФР-20-750-IIУХЛ2(Т2)	20	75	750	257	8,3

Продолжение табл. 31.21

Тип изолятора	Напряжение, кВ		Минимальное разрушающее усилие при статическом изгибе, кг·с	Высота, м	Масса, кг
	номинальное	испытательное при плавном подъеме			
ИО-20-3000У3	20	75	3000	206	12,6
ИОР-20-3000УХЛ(Т2)	20	75	3000	206	14,7
ОФР-24-750крУХЛ2(Т3)	24	85	750	283	7,7
ИО-35-375У3	35	110	375	372	6,87
ИОР-35-375УХЛ2(Т2)	35	110	375	372	11,5
ОФР-35-375УХЛ2(Т2)	35	110	375	356	12
ИО-35-750-У3	35	110	750	372	10,3
ИОР-35-750-УХЛ2(Т2)	35	110	730	372	11

Таблица 31.22. **Технические данные опорно-штырьевых, опорно-стержневых и сборных колонок для наружной установки**

Тип	Напряжение, кВ			Разрушающая нагрузка на изгиб, кг·с	Масса, кг	Цена, руб.-коп.
	номинальное	сухое, разрядное	мокрое, разрядное			
ОНШ-10-500У1	10	50	34	500	4,4	2-70
ОНШ-10-2000У1	10	47	34	2000	10	5-80
ОНШ-35-1000	35	110	35	1000	32,6	12-10
ОНСМ-10-2000	10	47	34	2000	8,8	—
ОНС-10-300	10	47	34	300	2,4	1-55
ОНС-10-500	10	47	34	500	4,2	—
ОНС-10-2000	10	47	34	2000	13	9-30
КО-10	10	47	34	2000	26	—
КО-15С	15	63	45	1500	32,8	—
ОНС-20-300	20	75	55	300	7,5	8-00
ОНС-20-500	20	75	55	500	9	8-00
ОНС-20-1000	20	75	55	1000	16,1	8-10
ОНС-20-2000	20	75	55	2000	21,9	18-20
КО-20СУ	20	75	55	1200	33,6	—
ОНС-35-300	35	410	85	300	8,5	—
ОНС-35-500	35	110	85	500	14,3	8-00
НСО-35-1000	35	110	85	1000	22	13-80
ОНС-35-2000	35	110	85	2000	43,5	—
ИОСУ-35-5001	35	110	85	500	34,4	—
КО-35С	35	110	85	1000	41	—
КО-35СУ	35	110	85	900	42	—
ОНСУ-40-1000	40,5	135	90	1000	39	—
ОНС-40-1000	40,5	135	90	1000	36,5	—
ИОС-110-400	110	295	215	400	61	—
ИОС-110-600	110	295	215	600	71	45-50
КО-110-1250	110	295	215	1250	83,2	—
КО-110-1200	110	295	215	1500	106	—
КО-110-2000	110	295	215	2000	106	—
ОНС-110-1600	110	295	215	1600	94,3	—
ОНС-110-2000	110	295	215	2000	94,3	—
ОНВН-35-1000	35	110	85	1000	22,5	—
ИОО-1	3	—	—	500	4,1	—

Примечание. Условные обозначения: О – опорный; Н – наружной установки; С – стержневой; У – усиленный (усиленное исполнение по длине пути утечки тока, категория Б); ВП – с внутренней полостью; Ш – штырьевой.

Таблица 31.23. **Технические данные проходных изоляторов для внутренних установок**

Тип изолятора	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Минимальное разрушающее усилие на изгиб, даН (кгс)	Выдерживаемое напряжение (действующее) при плавном подъеме в сухом состоянии, кВ	Масса, кг
ИП-6/400-375-IV, ХЛ, Т2	6	400	375	36	3,6
ИП-6/400-375-IIУ, ХЛ, Т2	6	400	375	36	3,6
ИП-10/630-750-IУ, ХЛ, Т2	10	630	750	47	6,2
ИП-10/630-750-IIУ, ХЛ, Т2	10	630	750	47	6,2
ИП-10/630-750-IIIУ, ХЛ, Т2	10	630	750	47	6,3
ИП-10/1000-750-У, ХЛ, Т2	10	1000	750	47	7,5
ИП-10/1600-750У, ХЛ, Т2	10	1600	750	47	8,4
ИП-10/1000-750У3	10	1000	750	47	6
ИП-10/1600-750У3	10	1600	750	47	6,8
ИП-10/1000-3000У, ХЛ, Т2	10	1000	3000	47	25,9
И-10/1600-3000У, ХЛ, Т2	10	1600	3000	47	25,9
ИП-10/2000-3000У, ХЛ, Т2	10	2000	3000	47	25,9
ИП-10/3150-3000У, ХЛ, Т2	10	3150	3000	47	25,9
ИП-10/3150-4250У2	10	3150	4250	47	48,5
ИП-10/4000-4250У2	10	4000	4250	47	48,5
ИП-10/5000-4250У2	10	5000	4250	47	70,7
ИП-10/6300-4250У2	10	6300	4250	47	69,7
ИП-10/8000-4250У2	10	8000	4250	47	69
ИП-10/10000-4250У2	10	10 000	4250	47	69
ИПК-10/1600-500У, Т3	10	1600	500	47	5
ИПК-10/2000-1000У, Т3	10	2000	1000	47	9,2
ИПК-10/4000-1500У, Т3	10	4000	1500	47	16,8
ИП-20/1000-2000У, ХЛ2	20	1000	2000	75	49,5
ИП-20/1600-2000У, ХЛ2	20	1600	2000	75	49,5
ИП-20/2000-2000У, ХЛ2	20	2000	2000	75	49,5
ИП-20/3150-2000У, ХЛ2	20	3150	2000	75	49,5
ИП-20/6300-2000У, ХЛ2	20	6300	2000	75	106
ИП-20/10000У, Т2	20	10 000	—	75	61
ИП-20/16000У, Т2	20	16 000	—	75	127
ИП-20/10000-1У, ХЛ, Т2	20	10 000	—	75	70,5
ИП-24/30000-3000У, ХЛ, Т2	24	30 000	3000	85	239
ИП-35/400-750-IУ, ХЛ, Т2	35	400	750	110	37,1
ИП-35/400-750-IIУ, ХЛ, Т2	35	400	750	110	37,1
ИП-35/630-750-IУ, ХЛ, Т2	35	630	750	110	37,4
ИП-35/630-750-IIУ, ХЛ, Т2	35	630	750	110	37,4
ИП-35/630-750-IIIУ, ХЛ, Т2	35	630	750	110	37,5
ИП-35/1600-750У, ХЛ, Т2	35	1600	750	110	46,1
ИП-35/1000-750У, ХЛ, Т2	35	1000	750	110	45,1

Шунтирующие реакторы (табл. 31.20) масляные, предназначены для компенсации реактивной мощности в линиях электропередачи напряжением 10, 24, 35, 110, 330, 500, 750 кВ. Охлаждение масляное, с принудительной циркуляцией воздуха, естественной циркуляцией масла или принудительной циркуляцией воздуха и масла.

31.9. ОПОРНЫЕ ПРОХОДНЫЕ ИЗОЛЯТОРЫ И КОНДЕНСАТОРЫ

Косинусные конденсаторы (табл. 31.24) предназначены для повышения коэффициента мощности электроустановок переменного тока и для применения в конденсаторных установках (табл. 31.25).

Таблица 31.24. **Технические данные конденсаторов для $t = 40$ °С**

Тип	Напряжение, кВ	Мощность, квар	Емкость, мкФ	Высота, H, мм
I серия				
КМ1-0,38-13-3У3 (1У3, 2У3)	0,38	13	286	404
КМ1-0,50-13-3У3 (1У3, 2У3)	0,5	13	165	404
КМ1-0,66-13-3У3 (1У3, 2У3)	0,66	13	95	418
КМ1-3,15-13-2У3	3,15	13	4,2	441
КМ1-6,3-13-2У3	6,3	13	1	471
КМ1-10,5-13-2У3	10,5	13	0,4	526
КМ2-0,38-26-3У3 (1У3, 2У3)	0,38	26	572	719
КМ2-0,50-26-3У3 (1У3, 2У3)	0,5	26	330	719
КМ2-0,66-26-3У3 (1У3, 2У3)	0,66	26	190	733
КМ2-3,15-26-2У3	3,15	26	8,4	756
КМ2-6,3-26-2У3	6,3	26	2	786
КМ2-10,5-26-2У3	10,5	26	0,8	841
КС2-1,05-50-2У3	1,05	50	145	733
КС2-6,3-50-2У3	6,3	50	4	786
КС2-10,5-50-2У3	10,5	50	1,4	841
II серия				
КС1-0,23-6,5-3У3 (1У3, 2У3)	0,23	6,5	391	404
КС1-0,38-18-3У3 (1У3, 2У3)	0,38	18	397	404
КС1-0,50-18-3У3 (1У3, 2У3)	0,5	18	229	404
КС1-0,66-20-3У3 (1У3, 2У3)	0,66	20	146	418
КС2-0,23-13-3У3 (1У3, 2У3)	0,23	13	783	719
КС2-0,38-36-3У3 (1У3, 2У3)	0,38	36	794	725
КС2-0,50-36-3У3 (1У3, 2У3)	0,5	36	488	725
КС2-0,66-40-3У3 (1У3, 2У3)	0,66	40	292	733
III серия				
КС1-0,23-9-3У3 (1У3, 2У3)	0,23	9	542	410
КС1-0,38-25-3У3 (1У3, 2У3)	0,38	25	552	410
КС1-0,66-25-3У3 (1У3, 2У3)	0,66	25	183	418
КС1-1,05-37,5-2У3 (1У3)	1,05	37,5	105	418
КС1-3,15-37,5-2У3 (1У3)	3,15	37,5	12	441
КС1-6,3-37,2-2У3 (1У3)	6,3	37,5	3	471
КС1-10,5-37,5-2У3 (1У3)	10.5	37,5	1	526
КС1-0,38-3ХРЛ-1 (2ХПЛ1)	0,38	25	552	472
КС1-0,66-25-3ХПЛ1 (2ХПЛ1)	0,66	25	183	466
КС1-1,05-37,5-2ХЛ1	1,05	37,5	108	466
КС1-3,15-37,5-2ХЛ1	3,15	37,5	39,9	466
КС1-6,3-37,5-2ХЛ1	6,3	37,5	3	506
КС1-10,5-37,5-2ХЛ1	10,5	37,5	1	546
КС2-0,23-18-3У3 (1У3, 2У3)	0,23	18	1084	725
КС2-0,38-50-3У3 (1У3, 2У3)	0,38	50	1104	725
КС2-0,66-50-3У3 (1У3, 2У3)	0,66	50	336	739
КС2-1,05-75-2У3 (1У3)	1,05	75	216	739
КС2-3,15-75-2У3 (1У3)	3,15	75	24	756
КС2-6,3-75-2У3 (1У3)	6,3	75	6	786
КС2-10,5-75-2У3 (1У3)	10,5	75	2	841
КС2-0,38-50-3ХЛ1 (2ХЛ1)	0,38	50	1104	787
КС2-0,66-50-3ХЛ1 (2ХЛ1)	0,66	50	366	781
КС2-3,15-75-2ХЛ1	3,15	75	24	781
КС2-6,3-75-2ХЛ1	6,3	75	6	821
КС1-10,5-75-2ХЛ1	10,5	75	2	861
IV серия				
КСО-0,23-4-3У3 (1У3, 2У3)	0,23	4	241	259
КСО-0,38-12,5-3У3 (1У3, 2У3)	0,38	12,5	276	259
КСО-0,66-12,5 (1У3, 2У3)	0,66	12,5	91	273
КСО-3,15-25-2У3 (1У3)	3,15	25	8	296
КСО-6,3-25-2У3 (1У3)	6,3	25	2	326
КСО-10,5-25-2У3 (1У3)	10,5	25	0,7	381
КСО-3,15-50-2У3 (1У3)	3,15	50	16	441
КС1-6,3-50-2У3 (1У3)	6,3	50	4	471
КС1-10,5-50-2У3 (1У3)	10,3	50	1,4	526
КС2-3,15-100-2У3 (1У3)	3,15	100	32	756
КС2-6,3-100-2У3 (1У3)	6,3	100	8	786
КС2-10,5-100-2У3 (1У3)	10,5	100	2,8	841
V серия				
КСК1-0,38-30-3У3 (2У3)	0,38	30	662	410
КСК1-0,40-33$^1/_3$-3У3 (2У3)	0,4	33$^1/_3$	663	410
КСК1-0,66-40-3ХЛ1 (2ХЛ1)	0,66	40	292	472
КСК1-1,05-6,3-2ХЛ1	1,05	63	182	472
КСК1-3,15-75-2ХЛ1	3,15	75	24	466
КСК1-6,3-75-2ХЛ1	6,3	75	6	506
КСК1-10,5-75-2ХЛ1	10,5	75	2	546
КСК2-0,66-80-3ХЛ1 (2ХЛ1)	0,66	80	585	787
КСК2-3,15-150-2ХЛТ	3,15	150	48	787
КСК2-1,05-125-2ХЛТ	1,05	125	361	787
КСК2-6,3-150-2ХЛ1	6,3	150	12	821
КСК2-10,5-150-2ХЛ1	10,5	150	4	861

Примечание. Структура условного обозначения следующая: XXXX-тип; X – номинальное напряжение, кВ; X – номинальная мощность, квар; X – конструктивное исполнение в зависимости от качества изолированных выводов (1, 2, 3); XX – вид климатического исполнения.

Таблица 31.25. **Технические данные конденсаторных установок напряжения**

Тип	Номинальная мощность, квар	Напряжение, кВ	Количество конденсаторных ячеек	Высота, мм	Масса, кг
УКМ-6,3-400У1	400	6,3	2	2060	900
УКМ-10,5-400У1	400	10,5	2	2060	910
УКМ-6,3-600У1	600	6,3	3	2060	1185
УКМ-10,5-600У1	600	10,5	3	2060	1200
УКЛ-6,3-450У1	450	6,3	1	1800	700
УКЛ-6,3-900У1	900	6,3	2	1800	950
УКЛ-6,3-1350У1	1350	6,3	3	1800	1200
УКЛ-6,3-1800У1	1800	6,3	4	1800	1450
УКЛ-10,5-450У1	450	10,5	1	1800	700
УКЛ-10,5-900У1	900	10,5	2	1800	950
УКЛ-10,5-1350У1	1350	10,5	3	1800	1200
УКЛ-10,5-1800У1	1800	10,5	4	1800	1450
УК-6,3-300Л(П)У3	300	6,3	3	1800	670
УК-10,5-300Л(П)У3	300	10,5	3	1800	670
УК-6,3-450Л(П)У3	450	6,3	3	1800	670
УК-10,5-450Л(П)У3	450	10,5	3	1800	670
УК-6,3-675Л(П)У3	675	6,3	4	1800	915
УК-10,5-675Л(П)У3	675	10,5	4	1800	915
УК-6,3-600Л(П)У3	600	6,3	5	1800	1160
УК-6,3-900Л(П)У3	900	6,3	5	1800	1160
УК-10,5-600Л(П)У3	600	10,5	5	1800	1160
УК-10,5-900Л(П)У3	900	10,5	5	1800	1160
УК-6,3-750Л(П)У3	750	6,3	6	1800	1450
УК-10,5-750Л(П)У3	750	10,5	6	1800	1405
УК-6,3-1125Л(П)У3	1125	6,3	6	1800	1405
УК-10,5-1125Л(П)У3	1125	10,5	6	1800	1405

Примечание. УК – установка конденсаторная; М – модернизированная; Л – размещение ячеек ввода слева: номинальное напряжение, кВ; номинальная мощность, квар; климатическое исполнение и категория размещения.

РАЗДЕЛ ТРИДЦАТЬ ВТОРОЙ

ЭЛЕКТРОЛИЗНЫЕ И ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

32.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Современная металлургия является основным потребителем электроэнергии; значительная ее часть расходуется на постоянном токе или на частоте, отличной от промышленной, для получения электролитическим и электротермическим способами различных металлов, их сплавов и многих продуктов химической промышленности. Мощными приемниками электроэнергии являются электролизеры алюминия, магния, цинка, меди, никеля. Мощность приемников крупных предприятий цветной металлургии на постоянном токе составляет 1000–2500 МВт. В настоящее время наряду с электролизом растворов и расплавов на постоянном токе применяют электролиз на токе сложной формы. При нестационарном режиме работы электролизеров повышается плотность тока электролиза в сочетании с реверсированием или прерыванием постоянного тока и стабилизацией электрических параметров. Этот режим способствует интенсификации технологического процесса вследствие устранения отрицательных явлений, сопутствующих повышению плотности тока, таких как снижение качества катодного осадка, потеря благородных металлов и пассивация анодов.

Таблица 32.1. **Технико-экономические показатели полупроводниковых выпрямительных агрегатов для электролизных установок цветной металлургии и химической промышленности**

Тип	Номинальная мощность, кВт	Напряжение		Номинальный выпрямленный ток, А	КПД, %	Коэффициент мощности	Цена, руб.
		питающей сети, кВ	выпрямленного тока, В				
ВАКВ2-12500/75	937,5	6; 10	75	12 500	94,5	0,92	10 800
ВАКВ2-12500/150	1875	6; 10	150	12 500	95,2	0,92	11 000
ВАКВ2-12500/300	3750	6; 10; 35	300	12 500	97	0,93	17 000
ВАКВ2-12500/450	5625	6; 10; 35	450	12 500	97,2	0,93	17 500
ВАКВ2-12500/600	7500	6; 10	600	12 500	97,7	0,95	18 000
ВАКВ2-12500/850	10 625	6; 10; 35	850	12 500	98,2	0,95	16 500
ВАКВ2-12500/75	1875	6; 10	75	25 000	94,7	0,92	18 100
ВАКВ2-25000/150	3750	6; 10	150	25 000	95,5	0,92	18 700
ВАКВ2-2500/300	7500	6; 10; 35	300	25 000	97,2	0,93	30 000
ВАКВ2-25000/450	11 250	6; 10; 35	450	25 000	97,5	0,83	30 500
ВАКВ2-25000/600	15 000	10; 35	600	25 000	98	0,95	34 500
ВАКВ2-25000/850	21 250	10; 35	850	25 000	98,5	0,95	37 000
ВАКД-12500/300	3750	6; 10; 35	300	12 500	97	0,93	15 440
ВАКД-12500/450	5625	6; 10; 35	450	12 500	97,2	0,93	15 540
ВАКД-12500/600	7500	6; 10	600	12 500	97,7	0,95	16 000
ВАКД-12500/850	10 625	6; 10; 35	850	12 500	98,2	0,95	17 000
ВАКД-25000/300	7500	6; 10; 35	300	25 000	97,2	0,93	30 000
ВАКД-25000/450	11 250	6; 10; 35	450	25 000	97,5	0,93	30 500
ВАКД-25000/600	15 000	10; 35	600	25 000	98	0,95	31 000
ВАКД-25000/850	21 250	10; 35	850	25 000	98,5	0,95	31 500
ВАКЭЛ-1250/250	287,9	0,38	230	1250	93,5	0,86	2140
ВАКЭЛ-1000/250-2	250	0,38	250	1000	93,5	0,86	1350
ВАКЭЛ-1250/230-3	287	6; 10	230	1250	93,5	0,86	–
ВАКЭЛ-1250/115-4	144	0,38	115	1250	93,5	0,86	–

Примечания: 1. Выпрямительные агрегаты серии ВАКВ2 имеют водяное охлаждение по замкнутому циклу.

2. Выпрямительные агрегаты серии ВАКЭЛ имеют водяное охлаждение по разомкнутому циклу.

3. Выпрямительные агрегаты серии ВАКД имеют воздушное принудительное охлаждение по разомкнутому циклу.

Основными источниками питания электролизных и электротермических установок являются полупроводниковые преобразователи электроэнергии, которые снижают показатели качества электроэнергии и надежность систем электроснабжения, оказывают отрицательное воздействие на работу электрооборудования предприятия [17, 18].

32.2. ПОЛУПРОВОДНИКОВЫЕ АГРЕГАТЫ ПИТАНИЯ ЭЛЕКТРОЛИЗЕРОВ СТАЦИОНАРНЫМИ ТОКАМИ

Промышленность выпускает несколько серий неуправляемых и управляемых статических полупроводниковых агрегатов питания для установок электролиза, гальваники и электрохимической обработки металлов. Технико-экономические показатели этих агрегатов приведены в табл. 32.1 и 32.2.

В агрегатах низкого напряжения и большого выпрямленного тока применяют 6-фазную нулевую схему с уравнительным реактором, в установках на напряжение выше 300 В преимущественно 3-фазную мостовую схему. В агрегатах большой мощности используют параллельное и последовательное соединение выпрямительных 3-фазных мостов.

В преобразователях небольшой мощности применяют естественное воздушное охлаждение вентилей и тиристоров, средней мощности – принудительное воздушное и большой мощности – водяное охлаждение по замкнутому или разомкнутому циклу.

Таблица 32.2. **Технико-экономические показатели полупроводниковых выпрямительных агрегатов для гальваники и электрохимической обработки металлов**

Тип	Номинальная мощность, кВт	Выпрямленное напряжение, В		Выпрямленный ток, А		КПД, %	Коэффициент мощности	Вид охлаждения	Габариты, мм	Масса, кг	Цена, руб
		минимальное	номинальное	минимальный	номинальный						
ВАКГ-18/9-320-4	5,76	12	18	75	320	70	0,64	Воздушное принудительное	169 × 870 × 495	300	800
	2,88	3	9			67	0,67				
ВАКГ-12/6-630-4	7,56	9	12	150	630	70	0,73	То же	169 × 87 × 495	350	800
	3,78	3	6			63	0,68	» »			
ВАКГ-12/6-1600-4	19,2	9	12	400	1600	72	0,7	Общее — воздушное, вентилей — водяное	177 × 916 × 752	650	1380
	9,6	3	6			65	0,68				
ВАКГ-12/6-3200-4	38,4	9	12	750	3200	75	0,7	То же	177 × 916 × 890	850	1800
	19,2	3	6			70	0,68	» »			
ВАК-100-12-4	1,2	6	12	10	100	78	0,82	Естественное	100 × 850 × 570	180	940
	0,6	3	6			72	0,81	То же			
ВАК-100-24-4	2,4	12	24	10	100	84	0,82	» »	1565 × 765 × 515	250	1650
ВАК-630-24-4	15,1	12	24	63	630	88	0,9	Общее — воздушное, вентилей — водяное			
ВАК-1600-24-4	38,2	12	24		1600	87	—	То же	1700 × 176 × 800	1155	2700
						82					
ВАК-3200-24-2	76,8	12	24	—	3200	89	—	» »	1900 × 2315 × 900	2340	3720
						84					
ВАК-12500-12-4	150	3	12	1250	12 500	84	0,89	Трансформатора — совтоловое, вентилей — водяное	2375 × 2945 × 2400	5650	9557
ВАК-12500-24-4	300	6	24	1250	12 500	88	0,87	То же	3300 × 2650 × 3000	9700	10 000
ВАКР-100-12-4	1,2	6	12	10	100	78	0,82	Естественное	1000 × 850 × 570	190	1280
ВАКР-320-18-4	5,76	9	18	32	320	79	0,82	Воздушное принудительное	1600 × 870 × 530	230	825
	2,88	2	9			72	0,81				
ВАКР-630-12-4	7,56	3	12	63	630	82	0,83		1600 × 870 × 530	260	975
	3,78	2	6	—	—	73	0,83				
ВАКР-1600-12-4	19,2	3	12	160	1600	82	0,91	Общее — естественное, вентилей — водяное	1980 × 1275 × 840	1100	4500
						70	0,86				
ВАКР-3200-12-4	38,4	3	12	320	3200	83	0,91	То же	1980 × 1275 × 840	1300	5800
	19,2	2	6			71	0,86	» »			

Продолжение табл. 32.2

Тип	Номинальная мощность, кВт	Выпрямленное напряжение, В		Выпрямленный ток, А		КПД, %	Коэффициент мощности	Вид охлаждения	Габариты, мм	Масса, кг	Цена, руб.
		минимальное	номинальное	минимальный	номинальный						
ВАКР-6300-12-4	75,6	3	12	630	6300	84	0,89	Трансформатора – совтоловое, вентилей – водяное	1980 × 2510 × 2460	4100	10 398
	37,8	2	6			70					
ВАС-600/300	9	15	30	300	600	75	0,8	Воздушное принудительное	1000 × 530 × 612	170	290
	7,2	12	24	300	600	72	0,8				
	8,1	–	27	–	300	82	0,93				

Примечания: 1. Напряжение питающей сети выпрямителей ВАКР-6300-12-4, ВАК-12500-12-4, ВАК-12500-24-4 6 кВ, остальных выпрямительных агрегатов – 0,38 кВ.

2. Расход охлаждающего воздуха выпрямителей ВАКГ-18/9-320-4, ВАКГ-12/6-630-4, ВАКР-320-18-4, ВАКР-630-12-4 2000 м³/ч; расход охлаждающей воды ВАКГ-12/6-1600-4, ВАКГ-12/6-3200-4, ВАК-630-24-4, ВАК-1600-24-4 8 л/мин, ВАК-3200-24-4, ВАКР-3200-12-4, ВАКР-6300-12-4 16 л/мин, ВАК-12500-12-4, ВАК-12500-24-4 5 м³/ч.

32.3. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ТИРИСТОРНЫЕ СИСТЕМЫ ПИТАНИЯ ЭЛЕКТРОЛИЗЕРОВ НЕСТАЦИОНАРНЫМИ ТОКАМИ

Автоматизированные тиристорные системы серии САПТ предназначены для питания электролизеров цветных металлов нестационарными токами. Технические данные тиристорной системы этой серии приведены ниже [18]:

Технические данные тиристорной системы серии САПТ

Ряд номинальных выпрямленных токов, кА	6,3; 12,5; 25; 37,5; 50
Ряд максимальных выпрямленных напряжений, В	450; 850
Диапазон регулирования выпрямленного тока, %	5 – 100
Пределы регулирования длительности импульсов тока, с:	
прямого направления	10 – 100
обратного направления	0,2 – 2
Пределы регулирования паузы в импульсном режиме, с	0,2 – 2
Точность поддержания заданного тока нагрузки, %	± 3
КПД, не менее	0,95
Коэффициент мощности при работе в нереверсивном режиме . . .	0,82 – 0,92
Фазность пульсаций выпрямленного напряжения при номинальном токе:	
6,3 кА	6
12,5 кА и выше . . .	12

Автоматизированные тиристорные системы имеют высокий КПД (0,96 – 0,98), который на 8 – 14 % выше, чем у двигателей-генераторов, и на 4 – 6 % выше, чем у ртутных выпрямителей; малые габариты и большую комплектность; на 1 кВт преобразованной мощности приходится 1 – 2 кг массы оборудования (для двигателей-генераторов – 15 – 30 кг, а для ртутных выпрямителей – 2 – 5 кг); высокую надежность и долговечность; простоту устройства и об-

Таблица 32.3. **Технические данные СУВ**

Параметры	СУВР-Н	СУВР-М	СУВ-М	СУВ-А	СУВ-К
Номинальный выпрямленный ток, А	12 500	6300	6300	12 500	12 500
Количество тиристоров в одном плече	20	10	10	20	20
Допустимый ударный ток в течение 10 мс, 10^4 А	22	11	11	22	22
Максимально допустимое значение интеграла квадрата аварийного тока в течение 10 мс, 10^6 $А^2 \cdot с$	235	59	59	235	235

Таблица 32.4. **Технические данные тиристорных преобразователей**

Типоисполнение	Номинальный выпрямленный ток, А	Максимальное выпрямленное напряжение, В	Количество					Трансформатор	
			СУВ	УЗП	УУ	ПУ-1*	ПУ-2	тип	количество
САПТ-I-6300/450-Т-Э-У4	6 300	450	1	1	1	1	1	ТМНП-6300	1
САПТ-I-12 500/450-Т-Э-У4	12 500	450	2	1	1	1	1	ТДНПВ-12500	1
САПТ-I-12 500/850-Т-Э-У4	12 500	850	2	1	1	1	1	ТДНП-25000	1
САПТ-I-25 000/450-Т-Э-У4	25 000	450	4	2	1	1	1	ТДНП-25000	1
САПТ-I-25 000/850-Т-Э-У4	25 000	850	4	2	1	1	1	ТДНП-4000	1
САПТ-I-37 500/450-Т-Э-У4	37 500	450	6	3	3	1	3	ТДНП-12500	3
САПТ-I-37 500/850-Т-Э-У4	37 500	850	6	3	3	1	3	ТДНП-25000	3
САПТ-I-50 000/450-Т-Э-У4	50 000	450	8	4	2	1	2	ТДНП-25000	2
САПТ-I-50 000/850-Т-Э-У4	50 000	850	8	4	2	1	2	ТДНП-40000	2

* Не входят в состав систем, работающих в режиме стабилизации постоянного тока.

служивания; постоянную готовность к работе и высокую способность к автоматизации; безынерционность и отсутствие вращающихся частей. Основными системами тиристорных преобразователей являются секции управляемых выпрямителей (СУВ), устройства защиты от перенапряжений (УЗП) и управления (УУ).

В зависимости от схемы выпрямления управляемые выпрямители имеют пять типоисполнений: реверсивные с мостовой СУВР-М, нулевой СУВР-Н и встречно-параллельными схемами; нереверсивные с мостовой СУВ-М, нулевой анодной СУВ-А и нулевой катодной СУВ-К схемами. Нереверсивный мостовой выпрямитель образуется из СУВ-А и СУВ-К, реверсивный – из двух СУВР-Н. Технические данные управляемых выпрямителей приведены в табл. 32.3 [18].

Конструктивно СУВ выполнены в виде шкафа двухстороннего обслуживания, в котором размещены тиристоры типа Т-630, предохранители типа ПП-57, индуктивные делители тока, формирователи управляющих импульсов, *RC*-цепочки для защиты тиристоров от коммутационных перенапряжений, ячейки схемы бесконтактного контроля перегорания предохранителей. Тиристоры установлены на шести водоохлаждаемых шинах квадратного сечения. Применение тиристоров высокого напряжения позволило отказаться от последовательного их соединения, повысить устойчивость силовой части СУВ в аварийных режимах и существенно снизить габариты преобразовательных систем.

Устройства защиты от перенапряжений ограничивают возникающие в питающей сети или в нагрузке внешние перенапряжения до уровня, не вызывающего повреждения тиристоров секции. В УЗП установлены также фильтры для подавления радиопомех. В зависимости от максимального выпрямленного напряжения СУВ устройств имеют две модификации – УЗП-450 и УЗП-850. Устройства управления обеспечивают отработку заданной токограммы и защиту СУВ при возникновении аварийных режимов. Они также имеют две модификации – УУ-7 (для управления трехфазным мостовым выпрямителем) и УУ-6 (для управления двумя фазосмещенными мостовыми выпрямителями, под-

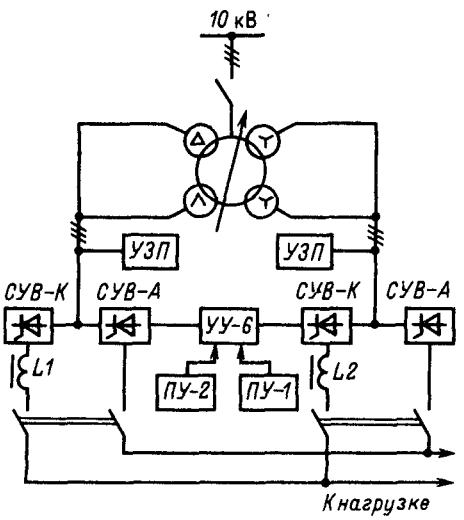


Рис. 32.1. Структурная схема тиристорных преобразователей нереверсивной серии САПТ-1-25000/850-Г-Э-У4

ключенными к вентильным обмоткам силового трансформатора, которые соединены в звезду и треугольник). Каждая модификация имеет несколько типоисполнений, отличающихся шкалами измерительных приборов. Конструктивно эти устройства (так же как и УЗП) выполнены в виде шкафа двустороннего обслуживания размером 700 × × 2500 × 800 мм. Созданы две модификации пультов управления ПУ-1 (для задания и контроля параметров токограммы в реверсивном и импульсном режимах) и ПУ-2 (для управления коммутационной аппаратурой и сигнализацией состояния узлов СУВ). Технические данные тиристорных преобразовательных агрегатов приведены в табл. 32.4.

На рис. 32.1 приведена структурная схема нереверсивной СУВ типа САПТ-1-25000/850-Т-Э-У4 для питания нагрузки постоянным или импульсным током. Реакторы *L1* и *L2* обеспечивают автономную работу фазосмещенных мостовых выпрямителей, образованных секциями СУВ-А и СУВ-К. Вентильные обмотки силового трансформатора типа ТДНП-40000/10, имеющие одну группу соединений, включены параллельно. Переключение ступеней силового трансформатора производится автоматически при выходе углов управления тиристорами из оптимальной зоны. Для выравнивания нагрузки параллельно работающих мостовых выпрямителей используют специальную схему выравнивания тока.

Системы на токи 37500 и 50000 А строят из блоков на 12500 и 25000 А соответственно, имеющих общую схему задания и регулирования тока.

Для питания электролизеров кадмия, висмута, олова, золота, редкоземельных элементов выпускают тиристорные агрегаты, в состав которых входят три типа нереверсивных СУВ и реверсивных СУВР исполнения с естественным воздушным охлаждением вентилей. Технические данные маломощных СУВ приведены в табл. 32.5.

Особенностью тиристорных преобразователей серии САПТ является наличие реакторов на выходе параллельно работающих фазосмещенных мостовых выпрямителей. Необходимость в их установке обусловливается разностью мгновенных значений выпрямленных напряжений – напряжением небаланса [18]. При отсутствии реакторов напряжение небаланса, меняющее свою полярность через 30° (электрический угол), попеременно запирает тиристоры выпрямительных мостов, вынуждая их коммутировать с двойной частотой и амплитудным током, равным току нагрузки. Это приводит к повышенному нагреву тиристоров и предохранителей, увеличению коммутационных потерь, увеличению динамических нагрузок на электрооборудование, ухудшению коэффициента мощности.

Индуктивность реактора определяют из следующего соотношения [18]:

$$L = \frac{R_{ш} + 4R_{т} + 2R_{р}}{24f \ln\left(\dfrac{I_{у}}{I_{у} - I_{н,м}}\right)} - 2L_{т}, \qquad (32.1)$$

где $R_{ш}$ – сопротивление ошиновки, Ом; $R_{т}$ – активное сопротивление фазы вентильной обмотки силового трансформатора, Ом; $R_{р}$ – активное сопротивление реактора, Ом; $L_{т}$ – индуктивность фазы вентильной обмотки силового трансформатора, Гн; f – частота напряжения сети, Гц; $I_{н,м}$ – минимальный ток нагрузки, до которого сохраняется автономная работа выпрямительных мостов, А; $I_{у}$ – установившееся значение уравнительного тока, А.

Напряжение небаланса зависит от угла управления и определяется по формуле

$$u_{нб} = 0{,}875 u_{2ф,м} \sqrt{\frac{\pi}{6} + \sin^2\left(\alpha + \frac{\pi}{6}\right)} - \sqrt{\ldots} - \sin^2\left(\alpha + \frac{\pi}{3}\right), \qquad (32.2)$$

Таблица 32.5. **Технические характеристики маломощных тиристорных преобразователей**

Параметры	СУВР-500	СУВ-1000	СУВ-1600
Номинальный ток, А	500	1000	1600
Напряжение максимальное выпрямленное, В	660	660	660
Схема выпрямления трехфазная, мостовая	Реверсивная	Нереверсивная	
Количество параллельных вентилей в плече, шт.	1	2	4
Габариты (ширина × глубина × высота), мм	900 × 450 × 2150		1050 × 525 × 2150
Масса, кг	465	475	900

где $u_{2ф,м}$ – максимальное фазное напряжение вентильной обмотки; α – угол управления тиристорами.

Рассчитанные по (32.1) реакторы обеспечивают параллельную работу тиристорных агрегатов в режиме стабилизации прямого тока и полупроводниковых агрегатов. Такая необходимость возникает в период реконструкции преобразовательной подстанции при замене полупроводниковых агрегатов тиристорными. Эффективное использование тиристоров достигается при равномерном распределении тока в параллельных ветвях. Неравномерное распределение токов в параллельных ветвях происходит в основном из-за технологического разброса параметров вольт-амперных характеристик тиристоров и асимметрии тока по фазам, обусловленной конструктивными особенностями.

Для выравнивания тока в параллельных ветвях применяют индуктивные делители тока (ИДТ) по схеме с задающим тиристором. Выравнивающую ЭДС в ветвях, обусловленную действием делителя тока, определяют по выражению, В,

$$e_k = L\frac{d(i_k - i_c)}{dt}, \qquad (32.3)$$

где L – индуктивность делителя, Г; i_k – ток k-й ветви, А; i_c – задающее значение тока, с которым сравнивается ток в параллельных ветвях:

$$i_c = \frac{1}{n}\sum_{k=1}^{n} i_k,$$

где n – число параллельных ветвей.

Последовательно с каждым тиристором установлены быстродействующие предохранители ПП-57. Параметры предохранителей выбраны таким образом, чтобы обеспечивалось отключение пробитого тиристора при несимметричном внутреннем КЗ. При протекании аварийного тока через поврежденное плечо предохранители не перегорают. Параллельно каждому тиристору установлена RC-цепь, ограничивающая коммутационные перенапряжения.

Основным элементом устройства защиты от перенапряжений является конденсаторный фильтр, подключенный к шинам переменного и постоянного тока через вспомогательный выпрямитель. Емкость конденсатора определяют с учетом наиболее неблагоприятного случая возникновения перенапряжений – отключения силового трансформатора на ХХ

$$C = \frac{\sqrt{3}\,U_{2л}I_{\mu}}{2\pi f\,(U_0^2 - 2U_{2л}^2)}, \qquad (32.4)$$

где $U_{2л}$ – линейное напряжение вентильной обмотки, В; I_{μ} – ток намагничивания, приведенный к вентильной обмотке (в расчетах принимают равным току ХХ), А; f – частота напряжения сети, Гц; U_0 – максимальный уровень напряжения ограничения, В.

Функциональная схема системы автоматического регулирования тока нагрузки приведена на рис. 32.2. В схему реверсивного трехфазного выпрямителя (блока) входят трансформаторы тока *ТТ*, датчик нуля тока *ДНТ*, формирователи импульсов *ФИ*, фазосмещающие устройства *ФСУ*, регулятор тока *РТ*, датчик тока *ДТ*, формирователь задания амплитуд импульсов тока *ФА*, формирователь задания длительностей импульсов тока *ФД*, логическое переключающее устройство *ЛПУ*. Задание длительности и амплитуды импульсов тока каждого направления вводится оператором в *ФД* согласно технологическим требованиям с помощью устройств задания, расположенных в пульте управления ПУ-1. Сформированный по длительности *ФД* и амплитуде *ФА* сигнал задания тока поступает на вход *РТ* блоков, находящихся в работе. Одновременно *ЛПУ* по сигналам *ФД* формирует сигнал на переключение выпрямительных комплектов. Переключение происходит от *ДНТ* блоков, подключенных к *ЛПУ* через логическую схему И. Кроме сигнала задания, на вход *РТ* подают сигналы отрицательной обратной связи, пропорциональные выпрямленному току СУВР. Сигналы отрицательной обратной связи по току формируются датчиками

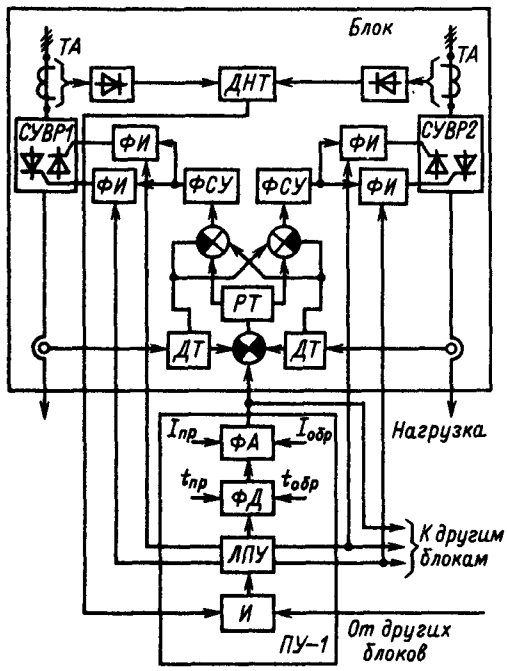


Рис. 32.2. Функциональная схема системы автоматического регулирования тока нагрузки

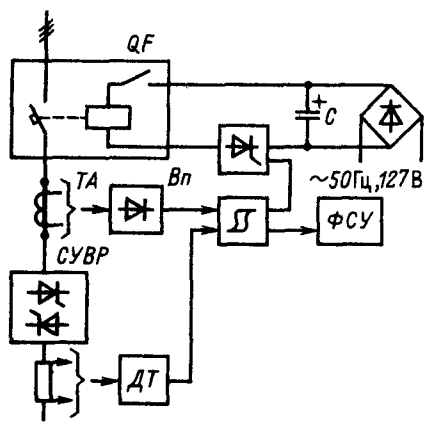


Рис. 32.3. Функциональная схема защиты от перегрузок и коротких замыканий

тока *ДТ* из напряжений, снимаемых с шунтов, установленных в цепи выпрямленного тока. Одновременно датчики тока осуществляют гальваническую развязку силовых цепей и цепей управления. Закон регулирования определяется усилителем *РТ* и параметрами нагрузки. Выравнивание токовой нагрузки блоков обеспечивается идентичностью настройки регуляторов тока.

Выравнивание нагрузок выпрямительных секций достигается путем алгебраического суммирования на входе *ФСУ* сигнала рассогласования датчиков тока *ДТ* с сигналом управления. Фазосдвигающие устройства *ФСУ* преобразуют аналоговый сигнал управления в дискретный импульс, фазовый угол которого пропорционален сигналу управления. Формирователи импульсов *ФИ* формируют импульс для одновременного управления 12 параллельно включенными тиристорами. Запирание неработающих комплектов тока прямого или обратного направлений производится наложением запрета на соответствующие *ФИ*. Формирователь длительности импульсов тока выполнен на логических элементах.

В каждом управляемом мосте (блоке) агрегата предусмотрены защиты, которые аварийно отключают блок при внешнем и внутреннем КЗ и перегрузках, достижении аварийной температуры циркуляционной воды, отсутствии потока циркуляционной воды, достижении аварийной температуры в шкафу управления, перегорании предохранителя задающего тиристора.

Функциональная схема защиты от перегрузок и КЗ приведена на рис. 32.3 При превышении на входе или выходе секции допустимого значения тока возбуждается заторможенный мультивибратор с магнитной связью. Выходным напряжением мультивибратора открывается тиристор, замыкающий цепь питания дистанционного расцепителя автоматического выключателя *QF*. Одновременно со второго выхода мультивибратора подается сигнал на *ФСУ*, сдвигающий управляющие импульсы тиристора выпрямительных секций.

Для повышения надежности защиты в серии тиристорных систем применен бесконтактный контроль перегорания предохранителей. Основным узлом этого устройства защиты является схема бесконтактного контроля количества перегоревших предохранителей (рис. 32.4). Параллельно каждому предохранителю *П1 – П10* подключены тиратроны *Л1 – Л10*. При перегорании предохранителя, например *П1*, загорается тиратрон *Л1*, обеспечивающий визуальный контроль его перегорания. Стабилизированное по амплитуде напряжение с его анода поступает на вход бесконтактного ключа *К1*, меняя его состояние таким образом, что напряжение 36 В, 1000 Гц через резистор *R1* поступает на резистор *R11* и входную обмотку трансформатора *Тр*. Напряжение с выхода *Тр* по-

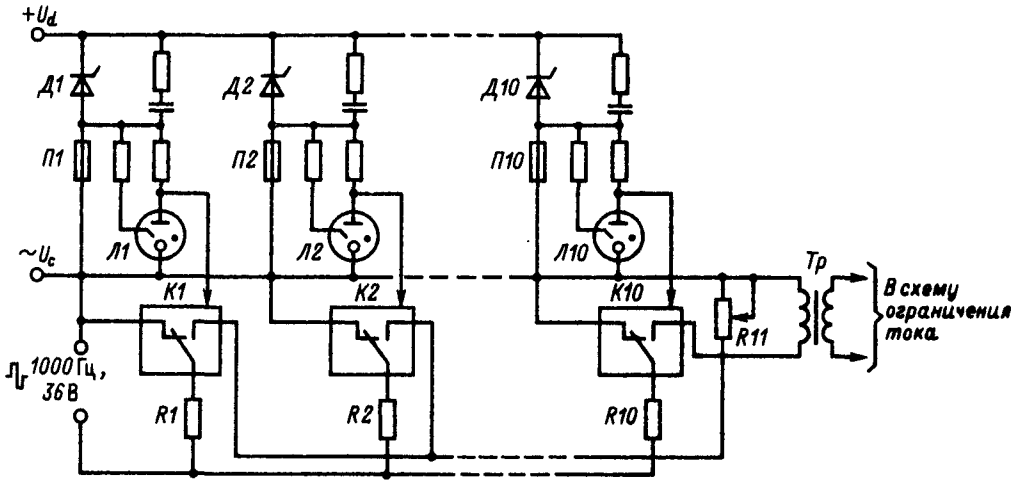


Рис. 32.4. Принципиальная электрическая схема бесконтактного контроля перегорания предохранителей

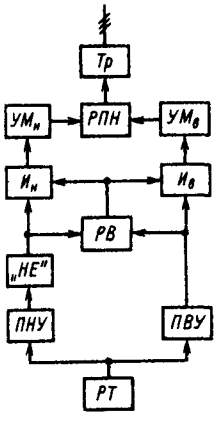


Рис. 32.5. Функциональная схема устройства автоматического переключения ступеней напряжения преобразовательного трансформатора

сле выпрямления и фильтрации подается через логический элемент ИЛИ в схему ограничения максимально возможного задания тока, остальные входы которой подключены к аналогичным трансформаторам остальных плеч мостов агрегата. Напряжение на резисторе *R11*, служащее для подстройки коэффициента трансформации, пропорционально числу перегоревших предохранителей. Трансформатор осуществляет гальваническую развязку системы управления и силовой части.

Для улучшения коэффициента мощности агрегата в системе управления введено устройство автоматического переключения ступеней напряжения силового трансформатора (УПС). Коэффициент мощности агрегата зависит от угла управления тиристорами, который пропорционален напряжению управления регулятора тока. С увеличением угла регулирования коэффициент мощности снижается.

Для обеспечения заданного тока агрегата системой автоматического регулирования устанавливают строго определенный угол управления при заданных напряжении силового трансформатора и токе нагрузки. При изменении одной из этих величин происходит изменение угла управления, а следовательно, и коэффициента мощности. Сопротивление цепи нагрузки обусловлено технологическим режимом электролиза, а напряжение силового трансформатора регулируется переключением отпаек его сетевой обмотки (переключение ступеней напряжения). Управление приводом переключателя ступеней напряжения осуществляется УПС, функциональная схема которого приведена на рис. 32.5.

С помощью пороговых элементов верхнего *ПВУ* и нижнего уровней *ПНУ* следят за уровнем напряжения управления, поступающего с *РТ*. Если напряжение управления превысит порог срабатывания *ПВУ*, соответствующий верхнему уровню оптимальной зоны угла управления, на выходе *ПВУ* появляется дискретный сигнал. Этот сигнал с выдержкой времени реле времени *РВ* через схему совпадения $И_В$ поступает на усилитель мощности $УМ_В$. Включается *РПН* и снижается напряжение трансформатора *Тр*, в результате чего угол управления тиристорами смещается в сторону точки естественной коммутации.

Если напряжение трансформатора мало и заданный ток нагрузки не может быть

обеспечен, то напряжение управления снижается. Когда оно становится меньше порога отпускания *ПНУ*, он отключается. На выходе логической схемы НЕ появляется дискретный сигнал, который с выдержкой времени реле времени *РВ* приводит к переключению *РПН*. В результате напряжение трансформатора *Тр* возрастает.

Зона оптимальных углов управления не может устанавливаться одной ступенью напряжения трансформатора, так как при этом будет непрерывно переключаться РПН, и не должна превышать двух ступеней, так как при этом не полностью используются возможности амплитудного регулирования напряжения. Выбор зоны оптимальных углов шириной в две ступени напряжения трансформатора обеспечивает запас по углу управления для стабилизации заданного тока нагрузки.

В соответствии с технологическими требованиями работа агрегата в режиме формирования импульса тока обратного направления может происходить и не в зоне оптимальных углов управления. Для исключения переключения РПН при кратковременном протекании обратного импульса длительность выдержки времени РВ должна несколько превышать наибольшее значение длительности импульса тока нагрузки обратного направления.

32.4. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ПЕЧЕЙ СОПРОТИВЛЕНИЯ, ИНДУКЦИОННЫХ И ВАКУУМНО-ДУГОВЫХ УСТАНОВОК

Преобразовательные агрегаты серии ТВ9 предназначены для питания плазменных сталеплавильных и вакуумно-дуговых печей (табл. 32.6). Схема выпрямления агрегата

Таблица 32.6. **Преобразовательные агрегаты серии ТВ9**

Тип	Номинальное выпрямленное напряжение, В	Номинальный выпрямленный ток, кА	Габариты, мм	Масса, кг
ТВ9-12 500/48Т-1У4	48	12,5	1710 × 1000 × 2000	1750
ТВ9-25 000/48Т-1У4	48	25	3010 × 1000 × 2000	2600
ТВ9-12 500/75Т-1У4	75	12,5	1710 × 1000 × 2000	1750
ТВ9-25 000/75Т-1У4	75	25	3010 × 1000 × 2000	2600
ТВ9-45 000/115Т-1У4	115	25	3010 × 1000 × 2000	4850
ТВ9-37 500/75Т-1У4	75	37,5	4620 × 1000 × 2000	3200
ТВ9-3200/230Т-2У4	230	3,2	800 × 1000 × 2000	680
ТВ9-6300/460Т-2У4	460	6,3	1710 × 1000 × 2000	1750
ТВ-10 000/825-2У4	825	10	3210 × 1000 × 2400	3000

Таблица 32.7. **Тиристорные преобразователи частоты серии ТПУ и СЧИ**

Тип	Номинальный ток на выходе, А	Номинальная мощность на выходе, кВт	Номинальная частота на выходе, кГц	Коэффициент мощности	Пределы регулирования выходного напряжения, % $U_{ном}$	КПД, %	Габариты, мм	Масса, кг
ТПЧ-800-1,0/0,5-2У4	1550	800	1	0,92	±25	94	4000 × 800 × 2200	4200
ТПЧ-500-2,4-2У4	1250	500	2,4	0,92	10 – 50	91	4000 × 800 × 2440	2650
ТПЧ-250-2,4-2У4	530	250	2,4	–	0 – 50	92	2000 × 800 × 2440	1500
ТПЧ-280-8,0-2У4	650	250	8	0,9	0 – 50	85	2800 × 800 × 2440	3000
ТПЧ-630-1У4	1300	630	0,5; 1	0,94	±25	94	5210 × 900 × 2470	4000
СЧИ-100/2,4	250	100	2,4	0,92	12,5 – 62,5	92	1845 × 1120 × 1700	1950

Примечания: 1. Напряжение трехфазной питающей сети 380 В.

2. Номинальное напряжение на выходе ТПЧ 800 В, на выходе СЧИ 400 В.

3. Точность стабилизации выходного напряжения ТПЧ-800-1,0/0,5-2У4 и ТПЧ-630-1У4 ±2 %, ТПЧ-500(250)-2,4-2У4 и ТПЧ-250-8,0-2У4 – ±1,5 %.

4. Пределы изменения частоты на нагрузке 20 % номинальной.

5. Охлаждение для ТПЧ-630-1У4 – воздушное принудительное, для всех остальных – водяное.

Таблица 32.8. **Технические характеристики тиристорных регуляторов мощности**

Параметры	РМТ-250-380У4	РМТ-630-380У4
Напряжение питающей сети, В	380	
Номинальная мощность нагрузки, кВт	250	630
Нагрузка	Активная	
Регулирование и характер цикла	Циклическое, постоянный	
Число устанавливаемых циклов	3	
Продолжительность цикла, с:		
первого	1	
второго	2	
третьего	3	
Коэффициент заполнения при регулировании	0,2...1	
КПД, %, не менее	98	
Охлаждение	Воздушное принудительное	
Расход охлаждающего воздуха, $м^3/с$	0,3	0,6
Габариты, мм	950 × 800 × 2400	1600 × 800 × 2400
Масса, кг	350	700

типа ТВ9-3200/230Т-2У4 – две обратные звезды с уравнительным реактором; ТВ9-6300/460Т-2У4 – трехфазная мостовая; агрегаты на ток 10 кА и выше выполняют по схеме последовательного соединения тиристорных и диодных мостов. Схема позволяет получить 12-фазный режим выпрямления. Охлаждение агрегатов водяное.

Тиристорные преобразователи частоты серии ТПЧ предназначены для питания электротермических установок (табл. 32.7), выполнены с промежуточным звеном постоянного тока, снабжены системой автоматической стабилизации выходного напряжения, устанавливаемого в пределах 600–1000 В. Охлаждение агрегатов воздушное.

Преобразователь частоты типа СЧИ-100/2,4 используют в качестве источника питания электрических установок для индукционного нагрева цветных и черных металлов, а также плавки и закалки. Система автоматического регулирования обеспечивает поддержание мощности с точностью ±5%. Система охлаждения полупроводниковых выпрямительных приборов водяная.

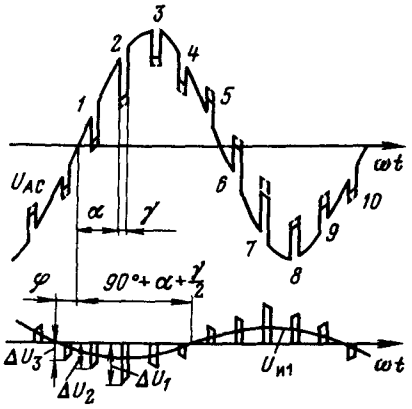
Тиристорные регуляторы мощности типа РМТ-250(630)–380У4 предназначены для циклического регулирования мощности трехфазных электропечей сопротивления мощностью 250 и 630 кВт (табл. 32.8).

32.5. ВЛИЯНИЕ СИЛОВЫХ ПОЛУПРОВОДНИКОВЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ НА ФОРМУ КРИВОЙ НАПРЯЖЕНИЯ ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ

Полупроводниковые агрегаты питания электролизеров и электротермических установок являются нелинейными цепями. На преобразовательных подстанциях имеет место перегрузка по активной мощности отдельных выпрямительных мостов агрегатов питания до 70% номинального значения. Вероятность работы агрегатов в таких режимах может достигать 0,68, т. е. очень велика [18]. Эти обстоятельства влияют на качество электроэнергии, поэтому необходимо учитывать при определении влияния агрегатов питания на форму кривой напряжения в сети. Для дальнейшего изложения примем следующие допущения: сопротивление вентилей в проводящем состоянии равно нулю; сопротивление закрытых вентилей равно бесконечности; время перехода вентилей от закрытого состояния к открытому и наоборот равно нулю; активные сопротивления источника питания, сети и трансформаторов равны нулю; все реактивные сопротивления постоянны; напряжение сети и система упра-

Рис. 32.6. Схема замещения системы электроснабжения преобразовательной установки

Рис. 32.7. Коммутационные искажения линейного напряжения при работе агрегата питания с эквивалентной 12-фазной схемой выпрямления



вления вентилями симметричны; нагрузка неизменна; индуктивность нагрузки равна бесконечности; при отключенных выпрямителях напряжение системы электроснабжения синусоидальное; емкостные проводимости элементов системы электроснабжения равны нулю. С учетом этих допущений на рис. 32.6 представлена схема замещения системы электроснабжения преобразовательной установки. Эквивалентная 12-фазная схема выпрямления полупроводникового агрегата питания обеспечивается совместным включением двух 6-фазных выпрямителей, один из которых подключен к обмоткам преобразовательного трансформатора, соединенным звездой, а другой – треугольником. Для преобразователей с соединением обмоток трансформатора по схеме «звезда–звезда» имеются два искажения в фазных напряжениях и три в линейных, а по схеме «треугольник–звезда» – три в фазных и два в линейных. Амплитуда максимального искажения фазных напряжений для схемы «треугольник–звезда» в $2/\sqrt{3}$ раз больше, чем для схемы «звезда–звезда», а искажений линейных напряжений в $2/\sqrt{3}$ раз меньше, чем амплитуда максимального искажения в схеме «звезда–звезда». Коммутационные искажения линейного напряжения, обусловленные работой полупроводникового агрегата с эквивалентной 12-фазной схемой выпрямления, представлены на рис. 32.7.

При неизменном токе нагрузки искажение напряжения системы электроснабжения происходит только в течение времени коммутации вентилей, когда коммутирующие вентили образуют двухфазное КЗ (участки *1–10* на кривой линейного напряжения). Искаженная форма линейного напряжения представляется в виде суммы неискаженной синусоиды и кривой коммутационных провалов. Основная гармоника этой кривой $U_{и1}$ по фазе не совпадает с линейным напряжением U_{AC} на угол φ, зависящий от углов управления α и коммутации γ:

$$\varphi = \alpha + \frac{\gamma}{2}. \qquad (32.5)$$

Провалы линейного напряжения на участках *2*, *4*, *5*, *7*, *9* и *10* обусловлены работой 6-фазного выпрямителя, обмотки трансформатора которого соединены по схеме «звезда–звезда», а участки *1*, *3*, *6* и *8* – выпрямителя, обмотки которого соединены по схеме «звезда–треугольник». Относительные значения импульсов коммутационных провалов определяют по формулам

$$\left.\begin{aligned}
\Delta U_1 &= \frac{X_c}{X_c + X_п}\sin\left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right);\\
\Delta U_2 &= \frac{\sqrt{3}}{2}\left(\frac{X_c}{X_c + X_п}\right)\sin\left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right);\\
\Delta U_3 &= \frac{1}{2}\left(\frac{X_c}{X_c + X_п}\right)\sin\left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right),
\end{aligned}\right\} \qquad (32.6)$$

где X_c – индуктивное сопротивление от условной точки бесконечной мощности до исследуемой точки *1* (на рис. 32.6) в системе электроснабжения; $X_п$ – индуктивное сопротивление от точки возникновения коммутационных КЗ (точка *2* на рис. 32.6) до исследуемой точки в системе электроснабжения.

При $\varphi = \alpha + \gamma/2 = 90°$ синусоиды линейного напряжения и импульсов коммутационных искажений совпадают по фазе. Величина импульсов коммутационных искажений при этом максимальна. Поэтому в дальнейшем при анализе формы кривой линейного напряжения принимают во внимание этот режим работы преобразователя.

Действующее значение коммутационных искажений за полупериод определяют из

выражения

$$U_{и12} = \sqrt{\frac{1}{\pi}\left[\int_{\alpha}^{\alpha+\gamma}\left(\sqrt{2}U_{л}\frac{X_{с}}{X_{с}+X_{п}}\right)^{2}\sin^{2}(\omega t)\,dt + \ldots \to \ldots \to + 2\int_{\alpha}^{\alpha+\gamma}\left(\frac{1}{2}\sqrt{2}U_{л}\frac{X_{с}}{X_{с}+X_{п}}\right)^{2}\sin^{2}(\omega t)\,dt + \ldots \to \ldots \to + 2\int_{\alpha}^{\alpha+\gamma}\left(\frac{\sqrt{3}}{2}\sqrt{2}U_{л}\frac{X_{с}}{X_{с}+X_{п}}\right)^{2}\sin^{2}(\omega t)\,dt\right]} = \sqrt{2}U_{л}\frac{X_{с}}{X_{с}+X_{п}}\sqrt{\frac{3}{\pi}\int_{\alpha}^{\alpha+\gamma}\sin^{2}(\omega t)\,dt}.$$

После замены $\varphi = \alpha + \gamma/2$, $\gamma \approx \sin\gamma$ и преобразования получим:

$$U_{и12} = U_{л}\frac{X_{с}}{X_{с}+X_{п}}\sqrt{\frac{6}{\pi}\gamma\sin^{2}\varphi}, \quad (32.7)$$

где $U_{л}$ – действующее значение линейного напряжения. Для углов α и γ существует следующее выражение [19]:

$$\cos(\alpha+\gamma) = \cos\alpha - \frac{2I_{d}}{U_{м}}(X_{с}+X_{п}). \quad (32.8)$$

Подставляя значения I_{d}, $X_{с}$ и $X_{п}$ в (32.8) и преобразуя, получаем выражение для определения угла коммутации при любом числе фаз выпрямления [22]:

$$\gamma \approx \frac{6}{m}\frac{K_{з}X_{\Sigma}}{\sin\varphi}, \quad (32.9)$$

где $K_{з}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление цепи коммутации, отн. ед., приведенное к базисной мощности,

$$X_{\Sigma} = X_{с} + X_{п} = X_{с} + X_{т} + X_{л}. \quad (32.10)$$

Здесь $X_{с}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление, отн. ед., от условной точки бесконечной мощности до исследуемой точки в системе электроснабжения (точка *1* на рис. 32.6), приведенное к базисной мощности; $X_{п}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление, отн. ед., приведенное к базисной мощности, от точки возникновения коммутационных КЗ (точка *2* на рис. 32.6) до исследуемой точки в системе электроснабжения; $X_{т}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление преобразовательного трансформатора; $X_{л}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление линии от преобразовательного трансформатора до исследуемой точки системы электроснабжения.

Принимаем базисные условия $S_{б} = S_{п}$, $U_{б} = U_{л}$ и, преобразуя (32.10), получаем

$$X_{\Sigma} = \frac{S_{п}}{S_{к}} + u_{к}\left(1 + \frac{K_{р}}{4}\right) + X_{л}, \quad (32.11)$$

где $u_{к}$ – напряжение КЗ преобразовательного трансформатора, отн. ед.; $K_{р}$ – коэффициент расщепления вентильных обмоток преобразовательного трансформатора.

Подставляя значения X_{Σ} и γ в (32.7) и преобразуя, получаем выражение для определения действующих значений коммутационных искажений за полупериод при любом числе фаз схемы выпрямления

$$U_{им} = U_{л}\frac{X_{с}}{X_{с}+X_{п}} \times \sqrt{\frac{36K_{з}\sin\varphi}{m\pi}\left[\frac{S_{п}}{S_{к}} + u_{к}\left(1 + \frac{K_{р}}{4}\right) + X_{л}\right]}. \quad (32.12)$$

Выражение (32.12) получено при перечисленных выше допущениях. Однако полупроводниковый выпрямительный агрегат питания серии электролизеров является существенно нелинейной цепью. С увеличением мощностей искажения и несимметрии усиливается влияние работы полупроводникового выпрямительного агрегата на форму линейного напряжения в системе электроснабжения [20]. Углы коммутации различных фаз выпрямителя становятся все более различными по значению, асимметрия их достигает 40% и более [18].

В связи с этим пренебрегать влиянием мощностей искажения и несимметрии на форму кривой линейного напряжения недопустимо. Следует учитывать выражение

$$\sin\varphi \leqslant \sqrt{1 - K_{с}^{2}K_{и}^{2}K_{н}^{2}} = \sqrt{1-\chi^{2}}, \quad (32.13)$$

где χ – коэффициент мощности полупроводникового агрегата; $K_{с}$, $K_{и}$, $K_{н}$ – соответственно коэффициент сдвига, искажения и несимметрии.

Заменяя в (32.12) индуктивные сопротивления $X_{с}$, $X_{п}$ их эквивалентными индуктивными сопротивлениями, приведенными

к базисным условиям: $S_б = S_п$, $U_б = U_л$ и учитывая неравенство (32.13), после преобразований получаем:

$$U_{им} = U_л \frac{S_п}{S_к} \sqrt{\frac{36K_з}{m\pi} \frac{\sqrt{1-\chi^2}}{S_п/S_к + u_к(1 + K_р/4) + X_{*л}}}. \quad (32.14)$$

Допустимый уровень гармоник определен ГОСТ 13109–67*, согласно которому коэффициент несинусоидальности напряжения в системе электроснабжения определяется по формуле

$$K_{нс} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{\infty} U_v^2}}{U_1} \approx \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{n} U_v^2}}{U_{ном}}, \quad (32.15)$$

где U_1, U_v – соответственно действующие значения 1-й и v-й гармоник напряжения; n – номер последней из учитываемых гармоник; $U_{ном}$ – номинальное напряжение системы электроснабжения.

Принимая действующее значение линейного напряжения $U_л$ в (32.14) равным номинальному значению линейного напряжения $U_{ном}$ и заменяя действующее значение всех высших гармоник номинального линейного напряжения действующим значением коммутационных искажений линейного напряжения, т. е. принимая

$$U_{им} \approx \sqrt{\sum_{v=2}^{n} U_v^2}, \quad (32.16)$$

получаем из (32.14)–(32.16) следующее выражение для определения коэффициента несинусоидальности напряжения в системе электроснабжения с мощным полупроводниковым агрегатом при любом числе фаз выпрямления:

$$K_{нс} = \frac{S_п}{S_к} \sqrt{\frac{36}{m\pi} \frac{K_з\sqrt{1-\chi^2}}{S_п/S_к + u_к(1 + K_р/4) + X_{*л}}}. \quad (32.17)$$

Математическая модель (32.17) позволяет определить коэффициент несинусоидальности напряжения в зависимости от эксплуатационных показателей полупроводникового агрегата, технических данных преобразовательного трансформатора, числа фаз схемы выпрямления и параметров системы электроснабжения [19].

Питание электролизеров осуществляют от нескольких полупроводниковых агрегатов, которые имеют одинаковые эквивалентные m-фазные схемы выпрямления, мощности и работают по аналогичным диаграммам управления и нагрузки. Диаграммы работы отдельных агрегатов функционально не связаны между собой. Однако из-за различия тока в системах управления, конструктивных особенностей ошиновки преобразователей, физического состояния оборудования и других параметров временные диаграммы углов управления и нагрузок агрегатов не совпадают между собой. В связи с этим усложняется анализ влияния группы полупроводниковых агрегатов на коэффициент несинусоидальности напряжения.

Рассмотрим совместную работу выпрямительных мостов, подключенных в n полупроводниковых агрегатах к вентильным обмоткам преобразовательных трансформаторов, соединенных звездой. На рис. 32.8 представлена схема замещения системы электроснабжения 6-фазных выпрямителей. Пусть полупроводниковые агрегаты работают синфазно $\alpha_1 + \gamma_1 = \alpha_2 + \gamma_2 = \ldots = \alpha_n + \gamma_n$, имеют равные коэффициенты мощности $\chi_1 = \chi_2 = \ldots = \chi_n$, а выпрямительные мосты – одинаковые токовые нагрузки $I_1 = I_2 = \ldots I_n$ и входные индуктивные сопротивления всех фаз $X_{п1} = X_{п2} = \ldots = X_{пn}$ (активными сопротивлениями пренебрегаем). В данном случае коммутационные искажения напряжения, обусловленные работой всех 6-фазных выпрямителей, накладываются друг на друга.

Уравнение коммутации при коммутации тока между фазами A и B одного выпрямителя имеет следующий вид:

$$2(X_с + X_{п1})\frac{di_{B1}}{dt} = 2X_с a_1 \frac{di_{B1}}{dt}. \quad (32.18)$$

Если принять

$$X_{п1}\frac{di_{B1}}{dt} = X_{п2}\frac{di_{B2}}{dt} = \ldots = X_{пn}\frac{di_{Bn}}{dt},$$

то для одновременной работы всех 6-фазных выпрямителей запишем следующее уравнение коммутации:

$$2X_с\frac{d(i_{B1} + i_{B2} + \ldots + i_{Bn})}{dt} + 2X_{п1}\frac{di_{B1}}{dt} =$$

$$= 2X_с\left(1 + \frac{X_{п1}}{X_{п2}} + \ldots + \frac{X_{п1}}{X_{пn}}\right)\frac{di_{B1}}{dt} +$$

$$+ 2X_{п1}\frac{di_{B1}}{dt} = 2X_c\left(a_1 + \frac{X_{п1}}{X_{п2}} + \cdots \right.$$
$$\left. \cdots + \frac{X_{п1}}{X_{пп}}\right)\frac{di_{B1}}{dt}. \qquad (32.19)$$

Здесь i_{B1}, i_{B2}, ..., i_{Bn} – соответственно мгновенное значение тока фазы B выпрямителей $B1$, $B2$, ..., Bn;

$$a_1 = \frac{X_{п1} + X_c}{X_c}.$$

Сопоставляя (32.18) и (32.19), можно установить, что наложение коммутационных процессов выпрямителей $B2$, $B3$, ..., Bn на коммутационные процессы выпрямителя $B1$ эквивалентно увеличению тока нагрузки выпрямителя $B1$ в K раз. Коэффициент K определяют по формуле

$$K = 1 + \frac{X_{п1}}{X_{п2}a_1} + \frac{X_{п1}}{X_{п3}a_1} + \ldots + \frac{X_{п1}}{X_{пп}a_1}.$$

Учитывая, что $X_п = X_{п1} = X_{п2} = \ldots = X_{пп}$, получаем:

$$K = 1 + \frac{X_c}{X_c + X_п}(n-1). \qquad (32.20)$$

При отсутствии индуктивных сопротивлений между 6-фазными выпрямителями, что практически недопустимо, имеем $K = n$. Коэффициент эквивалентной загрузки выпрямителя $B1$ представим в виде $K'_э = KK_э$, где $K_э$ – коэффициент загрузки 6-фазного выпрямителя по полной мощности.

С учетом (32.20) и (32.17) запишем выражение для определения коэффициента несинусоидальности напряжения для указанного режима работы n полупроводниковых агрегатов с эквивалентными m-фазными схемами выпрямления:

$$K_{нсп} = \frac{S_п}{S_к}\sqrt{\frac{36}{m\pi}\frac{KK_э\sqrt{1-\chi^2}}{S_п/S_к + u_к(1 + K_р/4) + X_{*л}}} =$$
$$= K_{нс}\sqrt{K}, \qquad (32.21)$$

где $K_{нс}$ – коэффициент несинусоидальности напряжения, обусловленный работой первого полупроводникового агрегата.

Пусть полупроводниковые агрегаты работают в режиме, при котором $\alpha_1 + \gamma_1 \neq \alpha_2 + \gamma_2 \neq \ldots \neq \alpha_n + \gamma_n$. В этом случае коммутационные искажения отдельных 6-фазных выпрямителей не накладываются друг на друга. Коэффициент несинусоидальности напряжения определяют по формуле

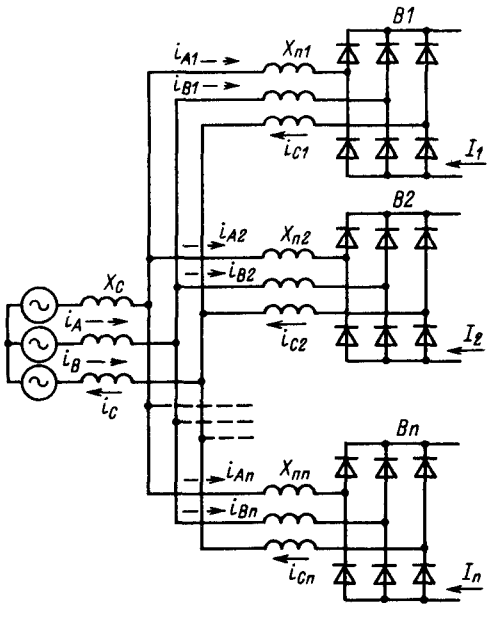


Рис. 32.8. Схема замещения электроснабжения n выпрямительных мостов преобразовательной подстанции

$$K_{нсп} \approx K_{нс}\sqrt{n}. \qquad (32.22)$$

Рассмотренные режимы работы выпрямителей являются условными. Реальный режим работы характеризуется

$$X_{п1}\frac{di_{B1}}{dt} \neq X_{п2}\frac{di_{B2}}{dt} \neq \ldots \neq X_{пп}\frac{di_{Bn}}{dt},$$

т. е. разбросом углов коммутации отдельных выпрямителей.

Разбросы углов управления и коммутации являются случайными величинами, поэтому при работе n выпрямителей происходит наложение только отдельных коммутационных искажений на форму линейного напряжения. Действительное значение коэффициента $K_{нсп}$ находится в диапазоне

$$K_{нс}\sqrt{n} \geqslant K_{нсп} \geqslant K_{нс}\sqrt{K}. \qquad (32.23)$$

Поскольку $X_c/(X_c + X_п) < 1$, то $n > K$.

На рис. 32.9 показаны зависимости $K_{нсΣ}/K_{нс} = f(n)$. Кривые $1-5$ построены по (32.21) при различном значении отношения $X_c/(X_c + X_п)$, которое соответственно принималось равным 0,5; 0,4; 0,3; 0,2; 0,1. Кривая 6 построена по (32.22).

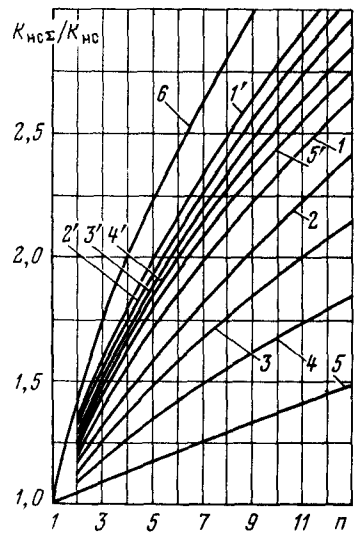


Рис. 32.9. Зависимости $K_{нс\Sigma}/K_{нс} = f(n)$

Случайную функцию можно представить в виде

$$K_{нсп}/K_{нс} = \varphi F, \qquad (32.24)$$

где F – случайная величина наложения коммутационных искажений напряжения отдельных выпрямителей; φ – неслучайная величина, коэффициент связи.

Для равномерной плотности распределения наложения коммутационных искажений напряжения отдельных выпрямителей получено уравнение математического ожидания коэффициента несинусоидальности напряжения [22]

$$K_{нс\Sigma} = K_{нс}\sqrt{\frac{n+1}{2} + \frac{n-1}{2}\frac{X_с}{X_с + X_п}}. \qquad (32.25)$$

На рис. 32.9 кривые $1' - 5'$ построены по (32.25) при тех же условиях, что и кривые $1-5$. Видно, что $X_с/(X_с + X_п)$ значительно влияет на отношение $K_{нс\Sigma}/K_{нс}$. Заменяя $X_с$ и $X_п$ эквивалентными индуктивными сопротивлениями, отн. ед., приведенными к базисной мощности $S_б = S_п$, после преобразования получаем:

$$K_{нс\Sigma} = K_{нс}\sqrt{\frac{n+1}{2} + \frac{n-1}{2}} \times \sqrt{\frac{S_п}{S_п + [u_к(1 + K_р/4) + X_л]}}. \qquad (32.26)$$

При расчете $K_{нс\Sigma}$ по этой математической модели принимают для определения $K_{нс}$ полупроводниковый агрегат, который ближе всех расположен к исследуемой точке в системе электроснабжения, т. е. имеет минимальное значение $X_л$ [21].

На отдельных предприятиях бывают случаи, когда электролизеры питаются от выпрямительных агрегатов с различным числом фаз схем выпрямления. Эти преобразователи являются однородными по мощности и однотипности диаграмм управления. Поэтому при определении математического ожидания коэффициента несинусоидальности напряжения используют результаты анализа влияния на $K_{нс\Sigma}$ параметров системы электроснабжения и режимов работы полупроводниковых агрегатов с помощью методов теории вероятностей. Математическое ожидание коэффициента несинусоидальности напряжения в системе электроснабжения, обусловленное работой полупроводниковых агрегатов с различными схемами выпрямления, рассматривают как результат воздействия отдельных групп полупроводниковых выпрямительных агрегатов с одинаковыми схемами выпрямления. Этот коэффициент определяют по формуле

$$K_{нс\Sigma} = \sqrt{K^2_{нс\Sigma 1} + K^2_{нс\Sigma 2} + \ldots + K^2_{нс\Sigma n}}, \qquad (32.27)$$

где $K_{нс\Sigma 1}$, $K_{нс\Sigma 2}$, $K_{нс\Sigma n}$ – соответственно математическое ожидание коэффициента несинусоидальности напряжения в системе электроснабжения, обусловленное работой 1, 2 и n-й групп полупроводниковых агрегатов. Значения этих коэффициентов определяют по (32.26).

Экспериментальная проверка выражений (32.17), (32.26), (32.27) показала, что математическое ожидание относительной ошибки расчетов в основном не превышает 5%.

32.6. РАСЧЕТ НОРМИРУЕМЫХ ЗНАЧЕНИЙ ОТКЛОНЕНИЯ И КОЛЕБАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С НЕЛИНЕЙНОЙ НАГРУЗКОЙ

Напряжение в системах электроснабжения предприятий с электролизными производствами и электротермическими установками не является постоянным. Во многих случаях отклонения и размах изменения напряжения превышают допустимые значения. В связи с этим возникает необходимость

определять параметры системы электроснабжения, при которых обеспечивается нормируемое значение этих показателей качества электроэнергии. Международной электротехнической комиссией (МЭК) приняты нормы, согласно которым допускается мгновенное отклонение напряжения сети (разность ординат кривых результирующего напряжения и первой гармоники) на шинах преобразователя при 6-фазной схеме выпрямления не более 5% амплитудного значения [20].

Относительное значение коммутационного провала напряжения на шинах переменного тока преобразовательной подстанции определяют по формуле

$$u_m = \frac{X_c}{X_c + X_{п\Sigma}},$$

где X_c – индуктивное сопротивление системы электроснабжения от источника питания до шин переменного тока преобразовательной подстанции; $X_{п\Sigma} = X_т + X_л$ – эквивалентное индуктивное сопротивление преобразовательных трансформаторов и линий от преобразовательных агрегатов до шин переменного тока преобразовательной подстанции.

Принимая $X_л = 0$, заменяя X_c и $X_т$ их эквивалентными индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным условиям, и преобразуя, получаем [22]:

$$u_m \approx \frac{1}{1 + \dfrac{u_к(1 + K_p/4)}{n} \dfrac{S_к}{S_{п\Sigma}} \dfrac{m}{6}}, \qquad (32.28)$$

где $S_к$ – мощность трехфазного КЗ на шинах переменного тока преобразовательной подстанции; $S_{п\Sigma}$ – полная мощность преобразовательной подстанции; $u_к$ и $K_р$ – соответственно напряжение сквозного КЗ и коэффициент расщепления обмоток i-го преобразовательного трансформатора; n – количество полупроводниковых преобразовательных агрегатов.

По (32.28) на рис. 32.10 построена зависимость допустимого значения мгновенного отклонения напряжения от жесткости системы электроснабжения, количества и технических параметров полупроводниковых выпрямительных агрегатов и числа фаз схемы выпрямления. Видно, что нормы МЭК предъявляют весьма жесткие требования к системе электроснабжения. Так, допустимое значение $u_m \leqslant 5\%$ при $u_к(1 + K_р/4) = 0{,}075 - 0{,}15$, $m = 12$ и $n = 1$ достигается, если $S_к/S_{п\Sigma} \geqslant 127 - 63$.

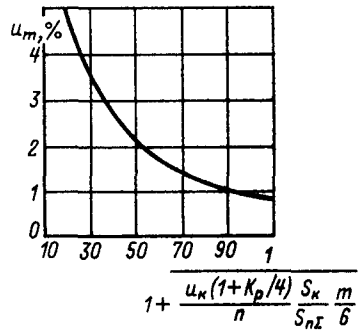


Рис. 32.10. Зависимость допустимого значения мгновенного отклонения напряжения от жесткости системы электроснабжения, количества и технических параметров полупроводниковых агрегатов и числа фаз схемы выпрямления

Однако показатели качества электроэнергии по ГОСТ 13109 – 67* отличаются от этих норм, поэтому целесообразно произвести оценку отклонения и размаха изменения напряжения в соответствии с их значениями и определить количественные критерии жесткости системы электроснабжения, при которых эти значения выполняются.

Обычно при расчете уменьшения действующего значения напряжения принимают во внимание реактивную мощность преобразователя, т. е. рассматривают преобразователь как обычный потребитель реактивного тока. Учитывая, что различие между отклонением и размахом изменения напряжения состоит в скорости изменения напряжения, эти величины рекомендуется определять по формуле

$$V = V_t \approx \frac{Q}{S_к}, \qquad (32.29)$$

где Q – реактивная мощность, потребляемая преобразователем из системы электроснабжения: $S_к$ – мощность 3-фазного КЗ.

Фактическое снижение действующего значения напряжения на шинах переменного тока преобразовательной подстанции отличается от значений, рассчитанных по (32.29). В связи с этим необходимо определить более достоверную математическую модель зависимости отклонения (колебания) напряжения от параметров системы электроснабжения и технических данных полупроводниковых выпрямительных агрегатов. С этой целью рассмотрим векторную диаграмму напряжений на шинах переменного тока преобразовательной подстанции (рис. 32.11). Эквива-

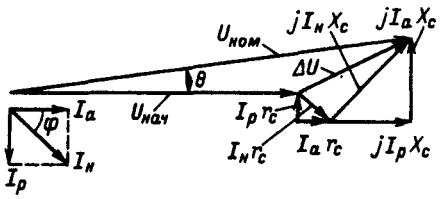


Рис. 32.11. Векторная диаграмма напряжений на шинах переменного тока преобразовательной подстанции

лентное суммарное сопротивление системы электроснабжения представлено индуктивными X_c и активным r_c сопротивлениями. Нагрузка имеет индуктивный характер, поэтому вектор тока нагрузки $I_н$ отстает от вектора напряжения на шинах преобразовательной подстанции $U_{наг}$ на угол φ. Ток нагрузки представлен векторной суммой активной $I_а$ и реактивной $I_р$ составляющих тока. При отсутствии нагрузки напряжение на шинах преобразовательной подстанции равно напряжению ХХ, а при допущении отсутствия прочих приемников электроэнергии оно совпадает с вектором номинального напряжения системы электроснабжения. При протекании тока нагрузки через сопротивления X_c и r_c возникает изменение напряжения как по фазе, так и по амплитуде. Это изменение обусловливается векторами $I_аr_c$, $jI_рX_c$, $jI_аX_c$ и $I_рr_c$.

Обычно потерю напряжения определяют алгебраической суммой модулей векторов напряжения $|I_аr_c|$ и $|I_рX_c|$. Такое допущение в нашем случае делать недопустимо.

Потеря напряжения равна разности модулей векторов напряжения

$$\Delta U = |U_{ном}| - |U_{наг}|, \qquad (32.30)$$

где $U_{ном}$ – номинальное значение, т. е. разности проекций вектора $U_{ном}$ на ось +1 и вектора $U_{наг}$, который направлен по этой оси. Угол θ между векторами $U_{ном}$ и $U_{наг}$ не превышает 10°, что позволяет определить модуль вектора следующим выражением:

$$|U_{ном}| \approx |U_{наг}| + |\Delta U|. \qquad (32.31)$$

Подставляя (32.31) в (32.30), получаем:

$$\Delta U \approx |\Delta U| = I_нZ, \qquad (32.32)$$

где Z – комплексное сопротивление системы электроснабжения.

В относительных единицах имеем:

$$V = V_t \approx \frac{I_нZ}{U_{ном}} = \frac{S_{пΣ}Z}{3U^2_{ном}},$$

где $S_{пΣ}$ – полная мощность преобразовательной подстанции.

Учитывая, что $X_c \gg r_c$, запишем:

$$V = V_t \approx \frac{S_{пΣ}X_c}{3U^2_{ном}} = \frac{S_{пΣ}}{S_к}, \qquad (32.33)$$

где $S_к$ – мощность трехфазного КЗ на шинах преобразовательной подстанции.

Математическое ожидание относительной ошибки расчетов отклонения (колебания) напряжения по этой формуле на шинах переменного тока преобразовательной подстанции, когда полупроводниковые выпрямительные агрегаты работают с коэффициентом мощности $0{,}7 \leqslant \chi \leqslant 0{,}91$, составляет около 5%. Следует отметить, что (32.33) получено в [23] методом суперпозиции и рекомендуется для определения потери напряжения в любой точке системы электроснабжения с различными приемниками электроэнергии. Физическая интерпретация полученного результата заключается в том, что отклонения и размах изменения напряжения зависят не только от реактивной мощности (мощности сдвига), но и от активной мощности, мощностей искажения и несимметрии преобразовательной установки. Этим объясняется, что отклонения (колебания) напряжения на шинах переменного тока преобразовательной подстанции электролизеров, рассчитанные по (32.29), имеют заниженные значения.

На многих предприятиях при электролизе цинка, меди и других цветных металлов нестационарными токами наблюдают колебания напряжений в системах электроснабжения с частотой $f = 1/T$, где T – период изменения тока нагрузки. Для систем электроснабжения металлургических предприятий с толчковой нагрузкой допускают колебания действующего напряжения в пределах до 1,5% номинального значения при неограниченной их частоте. В соответствии с (32.33) допустимые значения колебания напряжения в системе электроснабжения обеспечиваются при $S_к/S_{пΣ} \geqslant 67$.

РАЗДЕЛ ТРИДЦАТЬ ТРЕТИЙ

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТРАНСПОРТА

33.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКОМ ТРАНСПОРТЕ

В настоящее время электрическая тяга применяется на всех без исключения видах транспорта: магистральном, городском, промышленном, водном, сельскохозяйственном и даже воздушном. Такое широкое распространение электрической тяги вызвано высокой эксплуатационной надежностью электрического тягового двигателя, легкостью автоматизации управления, практически отсутствием вредного влияния на окружающую среду.

Электрический транспорт в нашей стране находит широкое распространение, в связи с чем из года в год растет доля потребляемой им электроэнергии (табл. 33.1).

Протяженность электрифицированных линий в СССР охарактеризована данными табл. 33.2.

Под термином электрический транспорт понимается комплекс, включающий в себя электроподвижной состав (э. п. с.) и систему электроснабжения его.

Система электроснабжения включает в себя:

линии высокого напряжения, питающие тяговые подстанции от внешних источников питания;

тяговые подстанции, на которых производится преобразование подводимой электроэнергии по роду тока и по уровню напряжения;

питающие и отсасывающие линии, связывающие контактную и рельсовую сеть с тяговой подстанцией;

контактную сеть, с помощью которой электроэнергия подводится к э. п. с.;

вспомогательные электротехнические устройства (питающие линии СЦБ, устройства защиты подземных сооружений от блуждающих токов и др.).

В зависимости от вида электрического транспорта перечисленные составляющие системы электроснабжения имеют свои особенности.

Таблица 33.1. **Потребление электроэнергии различными отраслями народного хозяйства**

Отрасли народного хозяйства	Потребление электроэнергии, млрд. кВт·ч, по годам			Удельный вес, %		
	1975	1980	1985 по плану	1975	1980	1985 по плану
Полезный отпуск потребителям	876	1082,9	1300	100	100	100
Промышленность	587,6	688	795	67,1	63,5	61,2
Строительство	21,3	26,2	29	2,4	2,4	2,2
Транспорт	74,2	102,7	128	8,5	9,5	9,8
Сельское хозяйство	73,8	111	157	8,4	10,3	12,1
Коммунально-бытовые нужды городов	119,1	155	191	13,6	14,3	14,7

Таблица 33.2. **Протяженность электрифицированных линий**

Показатели	Годы							
	1950	1955	1960	1965	1970	1975	1980	1985 (по плану)
Общая протяженность электрифицированных линий, тыс. км	31	5,4	13,8	24,9	33,9	38,9	43,7	49,7
Из них переменного тока, тыс. км	–	0,1	1,43	7,95	12,5	14,8	16,9	22,8
Протяженность электрифицированных линий, % общей протяженности сети	2,6	4,4	11	19	25	28,2	30,8	34,2

33.2. ТОК И НАПРЯЖЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТРАНСПОРТА

В СССР нашли применение две системы тока в тяговой сети: система постоянного тока и система однофазного тока промышленной частоты.

При системе постоянного тока на тяговой подстанции переменный трехфазный ток промышленной частоты с помощью статических выпрямителей преобразуется в постоянный.

При системе однофазного переменного тока на тяговой подстанции напряжение переменного трехфазного тока промышленной частоты понижается до уровня напряжения тяговой сети, при этом к тяговой сети подводится однофазное напряжение. Отдельные участки тяговой сети могут подключаться к разным фазам тягового трансформатора для выравнивания нагрузки внешней сети.

Данные о роде тока и уровнях напряжения для различных видов электрического транспорта приведены в табл. 33.3.

В этой таблице под номинальным напряжением тяговой подстанции понимается напряжение на шинах тяговой подстанции при ее номинальной нагрузке. Напряжение на шинах тяговой подстанции при отсутствии нагрузки в тяговой сети примерно на 4–6% выше номинального значения.

Под номинальным напряжением на токоприемнике э. п. с. понимается среднее значение за время прохождения участка.

Максимальное значение напряжения на токоприемнике э. п. с. определяется конструкцией э. п. с. Выше этого значения напряжение в тяговой сети не должно подниматься. При наличии рекуперации это значение несколько увеличивается. Под рекуперацией понимается режим, при котором э. п. с. отдает энергию в тяговую сеть.

Минимальное значение напряжения также определяется конструктивным исполнением э. п. с. При таком напряжении э. п. с. еще продолжает нормальную работу. Снижение напряжения в тяговой сети ниже указанного уровня недопустимо. Как следует из данных табл. 33.3, отклонения напряжения в тяговой сети лежат в пределах $\pm 25-30\%$, что значительно выше допустимых отклонений напряжений для общепромышленных сетей. Это является одной из важных особенностей системы электроснабжения электрического транспорта.

33.3. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ АВТОНОМНОГО Э. П. С.

Под автономным э. п. с. понимается транспорт, на котором имеется самостоятельный источник электроэнергии. В качестве такого источника могут использоваться:

тепловой двигатель – генератор (тепловозы, дизель-поезда, электробусы);

Таблица 33.3. **Ток и напряжение электрического транспорта**

Транспорт	Ток	Напряжения, В			
		на шинах тяговой подстанции	на токоприемнике электроподвижного состава		
		$U_{ном}$	$U_{ном}$	U_{max}	U_{min}
Городской транспорт:					
трамвай, троллейбус	Постоянный	600	550	700; 720 (при рекуперации)	400
метрополитен	»	825	750	900; 975 (при рекуперации)	600
Магистральные и пригородные железные дороги	»	3300	3000	3850; 4000 (при рекуперации)	2400
	Однофазный 50 Гц				
	»	27 500	25 000	29 000	–
Промышленный транспорт:					
подземный	Постоянный	275	250	325	–
наземный	»	3300	3000	3850	–
	»	1650	1500	1925	–
	»	600	550	700	
	Однофазный 50 Гц	11 000 (6600)	10 000 (6000)	–	–

Таблица 33.4. **Уровни напряжения аккумуляторного э.п.с.**

Вид аккумуляторного э. п. с.	Номинальное напряжение аккумуляторной батареи, В
Шахтные аккумуляторные электровозы	120; 240
Электропогрузчики, электрокары	24; 36, 72*
Электромобили	36; 72

* Производство НРБ.

топливный элемент (электромобиль);

электрический аккумулятор (аккумуляторный электровоз, электромобили, напольный электрический транспорт: электрокары, электропогрузчики).

Только третий вид автономного транспорта, а именно, аккумуляторный, требует отдельной системы электроснабжения, обеспечивающей зарядку аккумуляторов.

Аккумуляторный электрический транспорт из-за особенностей работы электрохимических источников тока – аккумуляторов выполняется на относительно низкие напряжения (не выше 275 В). Данные об уровнях напряжения аккумуляторного э. п. с. приведены в табл. 33.4.

Для зарядки аккумуляторной батареи применяют специальные зарядные устройства, из которых, как правило, комплектуют зарядные станции для аккумуляторного транспорта.

Зарядные станции должны иметь уровень напряжения на 25–30% выше номинального напряжения аккумуляторной батареи и должны допускать его регулировку.

РАЗДЕЛ ТРИДЦАТЬ ЧЕТВЕРТЫЙ

РЕЖИМЫ РАБОТЫ И СХЕМЫ ПИТАНИЯ ТЯГОВЫХ СЕТЕЙ

34.1. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТЯГОВЫХ СЕТЕЙ

Работа системы электроснабжения может характеризоваться следующими режимами: нормальным, вынужденным или аварийным.

В нормальном режиме параметры всех элементов системы электроснабжения ниже предельно допустимых по нормам значений. Система обеспечивает питание контактной сети при расчетных размерах движения и для условий наибольшего сопротивления движению э. п. с. и наибольшего потребления электроэнергии (включенное отопление, максимальное заполнение пассажирами и т. д.). В нормальном режиме система электроснабжения работает с наиболее высокими технико-экономическими показателями.

Под расчетными размерами движения понимают:

для магистрального и промышленного транспорта период наиболее интенсивного движения поездов; длительность этого периода обычно составляет 2 ч;

для городского электрического транспорта (ГЭТ) период утренних и вечерних часов интенсивной перевозки пассажиров, так называемые часы «пик».

Расчетные размеры движения определяют на основании суточных графиков движения.

В вынужденном режиме временно отключается какой-либо элемент системы электроснабжения: питающая линия, преобразовательный агрегат или источник питания собственных нужд тяговой подстанции. В этом случае нормальная работа будет обеспечиваться за счет заложенного в системе резерва.

Параметры системы электроснабжения выбираются с таким запасом, чтобы схема оставалась надежной и работоспособной и в вынужденном режиме без ограничения размеров и скоростей движения. Но так как работа системы в этом режиме протекает в более трудных условиях, то не исключается возможность временного ограничения размеров движения.

Основные показатели, характеризующие работу системы электроснабжения (электрические нагрузки, потери мощности и напряжения), в вынужденном режиме могут превышать соответствующие значения нормаль-

ного режима, но не должны выходить за пределы допустимых значений. В вынужденном режиме технико-экономические показатели системы не соответствуют оптимальным.

В аварийном режиме работа системы электроснабжения при расчетных размерах движения становится невозможной из-за нарушения технических нормативов, в связи с чем движение на линии частично или полностью прекращается.

34.2. ОБЩАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Система электроснабжения электрического транспорта, как правило, является частью энергосистемы. Энергосистема объединяет в себе несколько электростанций, подстанций, электрических и тепловых сетей, связанных в одно целое общностью режима и непрерывностью процесса производства и распределения электрической и тепловой энергии.

Задачей системы электроснабжения электрического транспорта является прием, преобразование и распределение электроэнергии, потребляемой э. п. с.

Принципиальная схема электроснабжения изображена на рис. 34.1. Электростанция *1* вырабатывает трехфазный переменный ток, напряжение которого на трансформаторной подстанции *2* повышается до уровня, необходимого для передачи электроэнергии на дальние расстояния по линиям электропередачи (ВЛ) *3* энергосистемы. Вблизи района потребления уровень напряжения снижается на трансформаторной подстанции *4*, и затем воздушными линиями или трехфазными кабельными линиями *5* энергия подается на тяговую подстанцию (ТП) *6*.

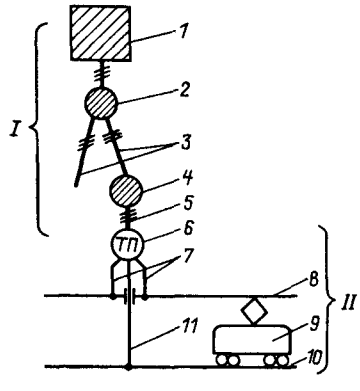


Рис. 34.1. Общая схема электроснабжения: *I* – внешнее электроснабжение; *II* – внутреннее электроснабжение

На электростанциях переменный трехфазный ток вырабатывается на напряжениях 3,15; 6,3; 10,5; 21 кВ. Уровень напряжения в ВЛ обычно составляет 35; 110; 220; 330; 500; 750 кВ.

Для питания тяговых подстанций в СССР применяют следующие напряжения (ГОСТ 721–77): 6,3; 10,5; 35; 110 (158) и 220 кВ. Напряжение до 35 кВ используется для питания выпрямительных подстанций относительно небольшой мощности (до 25 МВ · А).

Питающие вводы тяговых подстанций наземного городского электрического транспорта и метрополитена выполняются, как правило, трехфазными кабельными линиями напряжением 6,3 и 10,5 кВ.

Электроподвижной состав *9* через подвижной контакт (токоприемник) соединяется с **контактной сетью** *8*, а через колеса – с **рельсовой сетью** *10*. В системе электроснабжения метрополитена роль контактной сети выполняет контактный рельс. Контактная сеть соединяется с положительной шиной тяговой подстанции **питающей линией** *7* (для ГЭТ – положительная питающая линия).

Рельсовая сеть соединяется с отрицательной шиной тяговой подстанции **отсасывающей линией** *11* (для ГЭТ – отрицательная питающая линия).

Комплекс питающих и отсасывающих линий образует соответственно питающую и **отсасывающую сети**. Для безрельсового городского электрического транспорта (троллейбуса) вместо рельсов как проводников тока применяется второй контактный провод, и, следовательно, контактная сеть троллейбусного пути каждого направления выполняется двухпроводной.

Питающая линия в троллейбусной сети соединяет положительную шину тяговой подстанции с положительным контактным проводом, а отсасывающая линия соединяет отрицательную шину тяговой подстанции с отрицательным контактным проводом.

В системе электроснабжения электрического транспорта можно выделить две основные части: внешнее и внутреннее электроснабжение.

Внешнее электроснабжение включает в себя все устройства от электрической станции до первичных шин тяговой подстанции.

Внутреннее электроснабжение включает в себя тяговую подстанцию и тяговую сеть.

34.3. СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

По степени бесперебойности электроснабжения электрический транспорт относится к потребителям I категории, а потому схемы внешнего и внутреннего электроснабжения ГЭТ должны выбираться с учетом этого обстоятельства и отличаться довольно высокой надежностью.

Контактная сеть электрического транспорта секционируется по своей длине, т. е. разделяется на ряд изолированных участков (секций) с помощью специальных секционирующих устройств, которые обеспечивают беспрепятственный проход токоприемника э. п. с. Секционирование сети позволяет отключать в аварийных режимах и при проведении ремонтных работ только небольшой участок контактной сети, не нарушая электроснабжения всего пути. Правильно выбранные схемы питания и секционирования контактной сети повышают ее надежность.

На городском электрическом транспорте в качестве секционирующего устройства применяется секционный изолятор (СИ) с дугогашением; на магистральном транспорте секционирующим устройством служат изолирующие сопряжения и нейтральные вставки.

Рельсовая сеть не секционируется во избежание образования на рельсах опасной разности потенциалов.

Основные схемы внутреннего электроснабжения э. п. с. представлены на рис. 34.2. Эти схемы иллюстрируют электроснабжение двухпутного участка пути длиной L, км (движение туда – обратно). Контактная сеть *КС* секционирована секционными изоляторами *СИ* (на магистральном транспорте – изолирующими сопряжениями) и защищена быстродействующими автоматическими выключателями *БВ*, установленными на тяговой подстанции *ТП*. Рельсовая сеть, чтобы не загромождать рисунок, не показана.

На двухпутных участках контактная сеть обоих путей может не иметь соединений между собой – схема раздельного питания путей (рис. 34.2, *а, в*); иметь соединение в одной точке – схема с постом секционирования *ПС* (рис. 34.2, *г*); иметь соединения в нескольких точках – схема параллельного соединения путей (рис. 34.2, *б, д*).

Секция контактной сети может иметь одностороннее (консольное) (рис. 34.2, *а, б*) и двухстороннее (рис. 34.2, *в, г, д*) питание.

Поезд на участке с односторонним питанием (рис. 34,2, *а*) получает энергию всегда

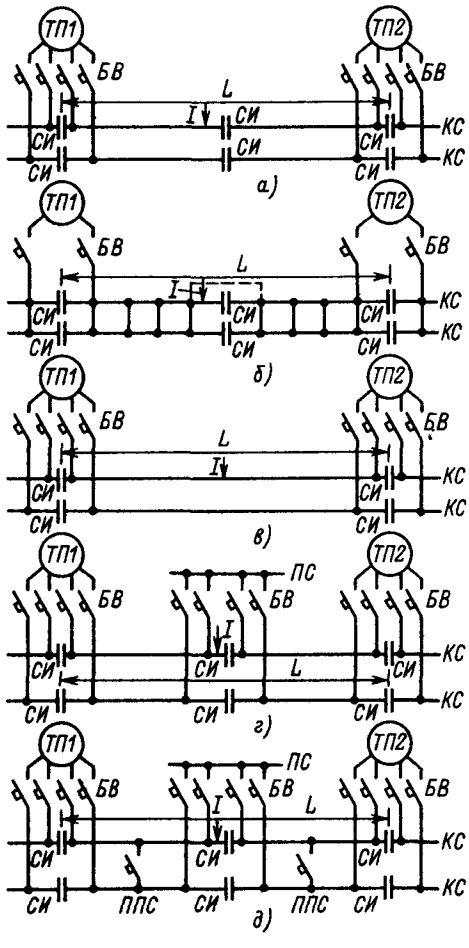


Рис. 34.2. Схемы внутреннего электроснабжения двухпутного участка

по одной питающей линии (при раздельном питании контактной сети обоих путей).

В случае повреждения питающей линии или одной из секций контактной сети в схеме выходит из строя минимальный участок сети одного направления. При повреждении тяговой подстанции обесточивается участок длиной $L/2$ обоих направлений.

В схеме консольного питания при параллельной работе контактной сети обоих путей (рис. 34.2, *б*) от одной питающей линии тяговой подстанции получают энергию две секции пути обоих направлений. В схеме по сравнению с предыдущей схемой меньше защитной аппаратуры. Потери мощности при нахождении поезда в конце секции уменьшаются в 2 раза по сравнению с предыдущей схемой.

При коротком замыкании на секции выходят из строя оба участка сети: прямой и обратный, электроснабжение которых осуществляется по одной питающей линии от одной тяговой подстанции.

При выходе из строя тяговой подстанции необходимо провести дополнительные работы на контактной сети по закорачиванию нормально разомкнутого секционного изолятора. В этом случае весь участок длиной L будет запитываться от оставшейся в работе тяговой подстанции, имеющей резерв по мощности. Несмотря на это, схема нашла широкое применение на городском транспорте, так как преимущество предыдущей схемы (при повреждении питающей линии выходит из строя секция контактной сети только одного направления) в условиях города не реализуется из-за того, что невозможно организовать нормальное движение в обоих направлениях по оставшейся в работе линии, а преимущество от увеличения суммарного сечения контактной сети дает реальные положительные результаты (меньше потери мощности).

В схеме двухстороннего питания участка сети при раздельной работе путей обоих направлений (рис. 34.2, *в*) ток к поезду поступает с двух сторон в течение всего времени нахождения на участке, т. е. подстанции и контактная сеть загружаются более равномерно во времени, чем в случае одностороннего питания. При уменьшении неравномерности нагрузки уменьшаются потери мощности в линии, нагрев проводов и трансформаторов при условии равенства напряжения на подстанциях.

Поезд, находящийся в середине участка, будет получать питание по двум параллельным путям длиной $L/2$ от двух источников, а потому потери мощности в сети в 2 раза меньше, чем в схеме рис. 34.2, *а*, и в 4 раза меньше, чем в варианте схемы одностороннего питания консольного участка длиной L при раздельной работе путей.

При выходе из строя питающей линии или тяговой подстанции электроснабжение всего участка не прерывается и будет осуществляться от другой тяговой подстанции, питающей этот участок сети.

При коротком замыкании в тяговой сети одного направления защита отключает весь участок длиной L этого направления (в схеме консольного питания рис. 34.2, *а* отключается в этом случае участок $L/2$).

При коротком замыкании в тяговой сети вблизи тяговой подстанции ток короткого замыкания может оказаться меньше уставки быстродействующего выключателя питающей линии другой подстанции, подпитывающей место аварии, поэтому для ликвидации аварии необходимо предусматривать специальные меры защиты от малых токов короткого замыкания.

Пост секционирования *ПС* устанавливается примерно в середине участка между двумя тяговыми подстанциями, питающими этот участок (рис. 34.2, *г*). Через разъединители и выключатели поста, которые замкнуты в нормальном режиме, соединяются между собой контактные сети обоих направлений. Эта схема двухстороннего питания объединяет в себе достоинства трех ранее рассмотренных схем. Во-первых, при КЗ на секции контактной сети отключается соответствующими выключателями поста секционирования и питающей линии только поврежденная секция длиной $L/2$ одного направления. Во-вторых, при выходе из строя одной тяговой подстанции питание всего участка сохраняется от другой, оставшейся в работе. В-третьих, в схеме наименьшие по сравнению с ранее рассмотренными схемами потери мощности. И, наконец, в-четвертых, схема двухстороннего питания с постом секционирования более чувствительна к малым токам короткого замыкания по сравнению со схемой рис. 34.2, *в*, так как уменьшается в 2 раза зона между быстродействующими выключателями (при одной и той же длине участка между тяговыми подстанциями).

К недостаткам схемы следует отнести увеличение капитальных затрат на установку поста секционирования и дополнительной защитной аппаратуры.

На магистральном транспорте параллельное соединение путей осуществляется на пунктах параллельного соединения (ППС на рис. 34.2, *д*). Когда повреждается контактная сеть одного пути, пункты параллельного соединения автоматически разъединяют контактные подвески, позволяя неповрежденным путям остаться в работе.

Для транспортных линий городского электрического транспорта при однопутном движении применимы схемы одностороннего (рис. 34.3, *а, б*) и двухстороннего питания (рис. 34.3, *в*) при нормально замкнутом секционном изоляторе. При расположении питающего пункта на середине участка (рис. 34.3, *а*) уменьшаются потери напряжения и энергии. Но тогда соседние секции контактной сети будут питаться по длинным кабелям (показаны штриховыми линиями) или от соседней тяговой подстанции.

Питающие линии могут быть присоединены к контактной сети непосредственно у секционного изолятора (рис. 34.3, *б*).

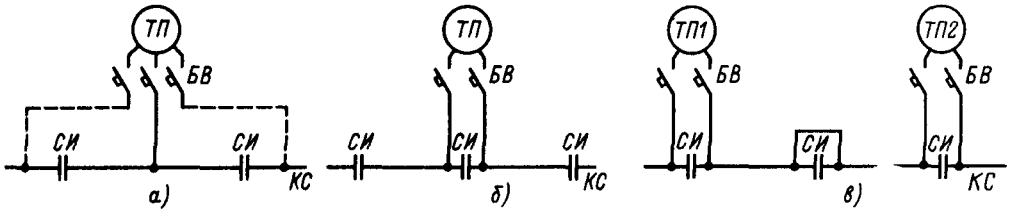


Рис. 34.3. Схемы внутреннего электроснабжения однопутного участка

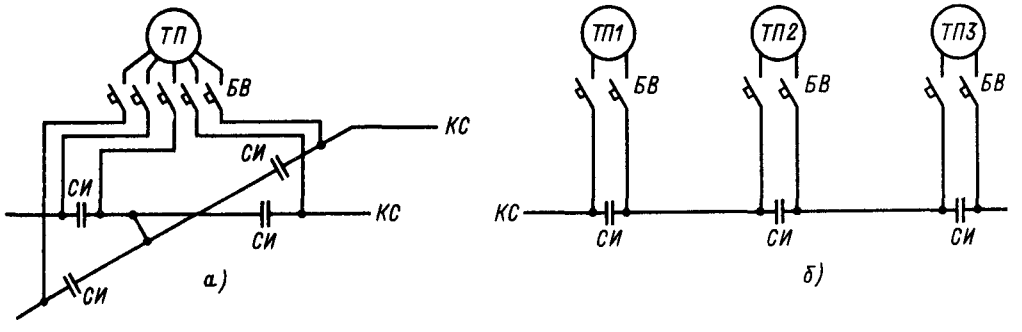


Рис. 34.4. Схемы внутреннего электроснабжения

В этом случае при выходе из строя одной питающей линии электроснабжение обеих секций может быть обеспечено при закорачивании секционного изолятора.

Питание всех рассмотренных выше схем внутреннего электроснабжения может быть отнесено к одному из двух основных принципов: централизованному и децентрализованному.

При централизованном способе электроснабжения (рис. 34.4, *а*) мощная тяговая подстанция питает несколько секций развитой транспортной сети, в том числе и находящихся на значительном расстоянии от подстанции. Как правило, это подстанция с обслуживающим персоналом, а необходимая степень надежности обеспечивается наличием резервных преобразовательных агрегатов, т. е. резервирование осуществляется по числу устройств. При таком способе электроснабжения каждая тяговая подстанция осуществляет автономное питание тяговой сети без автоматической разгрузки соседними подстанциями.

При децентрализованном способе электроснабжения (рис. 34.4, *б*) каждая секция контактной сети получает питание от двух соседних тяговых подстанций, расположенных вблизи секционных изоляторов. При выходе из строя одной подстанции ее нагрузку берут на себя соседние подстанции, имеющие определенный резерв мощности, т. е. налицо резервирование по мощности устройства. Это полное взаимное резервирование тяговых подстанций по контактной сети осуществляется без переключения в контактной сети.

Децентрализованное питание позволяет уменьшить расстояние между подстанциями, что снижает потери напряжения и энергии. Тяговые подстанции при таком способе питания, как правило, небольшой мощности, одноагрегатные, автоматизированные (без дежурного персонала), и стоимость их относительно невелика.

На практике при реализации децентрализованного принципа электроснабжения может возникнуть необходимость создания мощных опорных подстанций в наиболее напряженных транспортных узлах. Эти многоагрегатные подстанции выполняются по модульному (блочному) принципу. В качестве модуля используется одноагрегатная тяговая подстанция, являющаяся основой децентрализованной системы. Это позволяет унифицировать основное оборудование и облегчает эксплуатацию и обслуживание его.

В реальных системах электроснабжения возможны сочетания централизованного и децентрализованного способов питания.

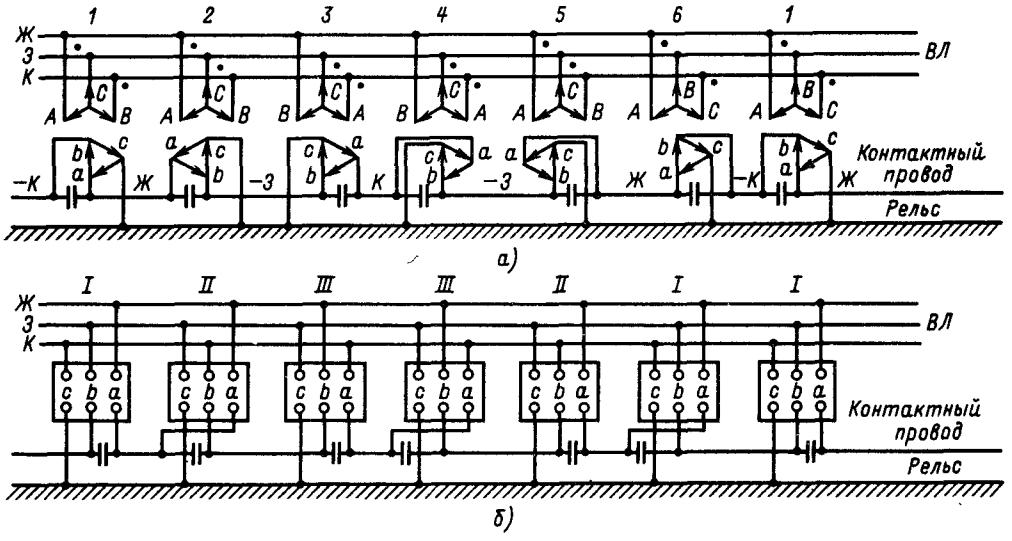


Рис. 34.5. Схема параллельной работы тяговых подстанций переменного тока при двухстороннем питании ВЛ с симметричным присоединением выводов тяговых трансформаторов подстанций относительно середины участка (для шести тяговых подстанций)

Таблица 34.1. **Схемы внешнего и внутреннего электроснабжения для различного типа э. п. с.**

Вид электроподвижного состава	Характерная схема внутреннего электроснабжения	Характерная схема внешнего электроснабжения
Трамвай, троллейбус	Рис. 34.2, *б* Рис. 34.3, *а, б, в*	Рис. 34.6, *а, б, в, г* Рис. 34.7, *а* Рис. 34.8
Метрополитен	Рис. 34.2, *в*	Рис. 34.6, *в, г*
Магистральный транспорт: постоянный ток однофазный переменный ток, 50 Гц	 Рис. 34.2, *г, д* Рис. 34.2, *а, в, г*	 Рис. 34.7, 34.9 Рис. 34.9
Промышленный транспорт: подземный наземный	 Рис. 34.3, *а* Рис. 34.4, *а*	 Рис. 34.6, *а, б* Рис. 34.6, *а, б*

Для промышленного наземного транспорта, как правило, характерны схемы магистрального транспорта, а для промышленного подземного транспорта применяют схемы питания трамвайно-троллейбусных сетей.

Применение той или иной схемы питания тяговой сети для различных типов электроподвижного состава приведено в табл. 34.1.

На магистральном транспорте однофазного переменного тока промышленной частоты возникает проблема равномерного распределения тяговой нагрузки между фазами внешнего электроснабжения. В качестве примера на рис. 34.5 представлена схема питания магистральной железной дороги переменного однофазного тока.

Схема обеспечивает параллельную работу смежных подстанций по тяговой сети при использовании трансформаторов одной группы соединений У/Д-11.

Для симметрирования нагрузки в пи-

тающей линии требуется при двустороннем питании ВЛ шесть тяговых подстанций (на *рис* 34 5, *а поз* 1–*б*)

За полный цикл чередования фаз (*I–III* на рис 34 5, *б*) от шести тяговых подстанций в контактную сеть относительно рельсов подаются четыре сдвинутых по фазе напряжения отрицательное напряжение красной фазы (–К), положительное желтой (Ж), отрицательное зеленой (–З) и положительное (К)

34.4. СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Тяговые подстанции электрического транспорта соединяются с источником питания по различным схемам Наиболее распространенными в настоящее время являются **радиальные**, **магистральные** и **кольцевые** схемы В качестве источника питания для тяговых подстанций чаще всего используют понижающие подстанции (ПП) энергосистем Выбор схемы внешнего электроснабжения диктуется рядом факторов (взаимным расположением тяговой подстанции и источника питания, требуемой степенью надежности, планом транспортных линий) и производится на основе технико-экономических расчетов

Радиальные схемы (рис 34 6) разделяют на однолучевые (рис 34 6, *а*) с параллельной работой питающих вводов (рис 34 6, *б*), с раздельной работой питающих вводов (рис 34 6, *в*), а также с одиночными кабелями связи между тяговыми подстанциями (рис 34 6, *г*)

В радиальной однолучевой схеме (рис 34 6, *а*) тяговая подстанция (ТП) получает питание по одному кабелю от одной питающей подстанции (ПП) Нарушение электроснабжения тяговой подстанции будет связано как с повреждением ввода, так и с выходом из строя самого источника питания Однако сочетание такой схемы внешнего электроснабжения с децентрализованным принципом внутреннего электроснабжения при одноагрегатных тяговых подстанциях позволяет получить систему электроснабжения электрического транспорта с довольно высокой степенью надежности, так как одновременный выход из строя двух смежных тяговых подстанций маловероятен Радиальная однолучевая схема имеет упрощенное (без выключателей высокого напряжения *ВВ*) распредустройство 6–10 кВ (вводы *ТП*), что снижает стоимость этого варианта На длинных вылетных линиях городского транспорта при наличии ряда понизительных подстанций, расположенных вдоль транспортной линии, применение радиальной однолучевой схемы позволяет сократить длину кабелей переменного тока

Технико-экономические показатели этой схемы конкуренто-способны с показателями других вариантов и за счет уменьшения стоимости кабельной сети постоянного тока

В схеме с параллельной работой вводов (рис 34 6, *б*) питание тяговой подстанции осуществляется от одной понижающей подстанции *ПП*, шины которой секционированы При повреждении на одной секции питающей подстанции или на линии, питающей эту секцию, электроснабжение тяговой подстанции будет осуществляться от оставшейся в работе неповрежденной секции *ПП* Если же выходит из строя питающая подстанция, то тяговая подстанция теряет питание

Более высокой степенью надежности обладает схема с раздельной работой вводов (рис 34 6, *в*), так как тяговая подстанция имеет два независимых источника питания *ПП1* и *ПП2*, и при выходе из строя одного из них электроснабжение тяговой подстанции не прекращается

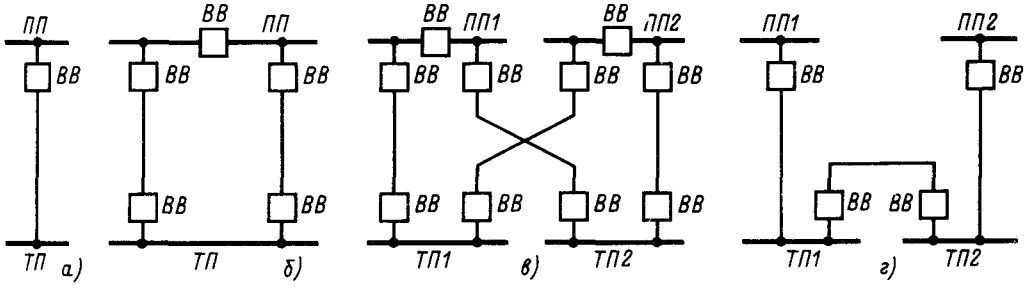


Рис 34 6 Радиальные схемы внешнего электроснабжения

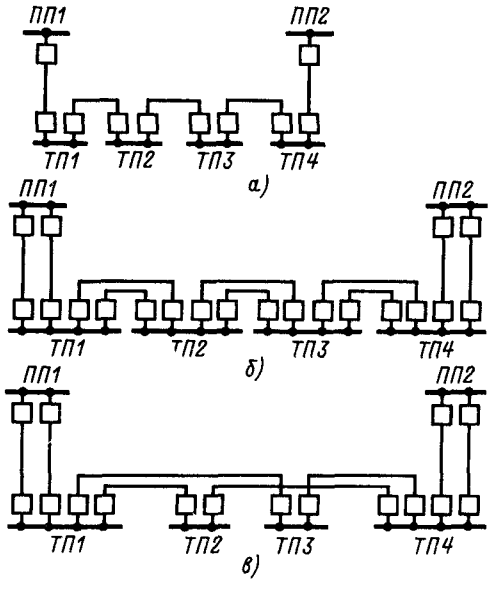


Рис. 34.7. Магистральные схемы внешнего электроснабжения

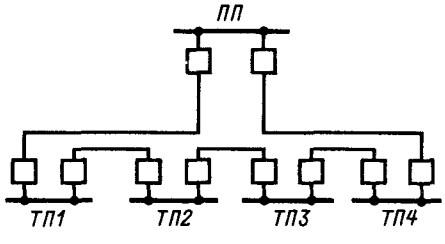


Рис. 34.8. Кольцевая схема внешнего электроснабжения

Схема с одиночными кабелями между тяговыми подстанциями (рис. 34.6, *г*) позволяет питать каждую тяговую подстанцию от двух независимых источников питания *ПП1* и *ПП2*, чем обеспечивается достаточно высокая степень надежности схемы. При выходе из строя одной питающей подстанции оставшаяся в работе осуществляет транзитное электроснабжение тяговых подстанций через связывающий их кабель.

При высокой степени надежности электроснабжения схем, изображенных на рис. 34.6, *в* и *г*, схема с кабелями между ТП имеет меньше защитной аппаратуры и меньшую протяженность кабелей переменного тока. Обе схемы рекомендуются для питания мощных многоагрегатных тяговых подстанций, обеспечивающих электроснабжение разветвленной тяговой сети.

Как правило, радиальные схемы внешнего электроснабжения (за исключением однолучевой) применяют при централизованном способе внутреннего электроснабжения.

Магистральные схемы (рис. 34.7, *а, б, в*) целесообразно использовать, когда цепь тяговых подстанций вытянута в длину. Тяговые подстанции, имеющие связи с питающими подстанциями, называют головными (*ТП1* и *ТП4*, рис. 34.7). Прочие тяговые подстанции в цепи называют промежуточными (на рис. 34.7 – *ТП2* и *ТП3*). Головные подстанции с промежуточными и промежуточные между собой соединены кабелями. Если сравнить радиальные схемы с раздельной работой вводов и с кабелями между *ТП* (рис. 34,6, *в, г*) с магистральной схемой (рис. 34.7, *а*), то они равноценны по надежности с точки зрения повреждения вводов или выхода из строя источника питания. Но повреждения в упомянутых радиальных схемах приводят к перерыву электроснабжения одной тяговой подстанции (максимум – двух), тогда как при магистральной схеме такие же повреждения лишают питания всю цепь тяговых подстанций. Однако магистральная схема имеет меньшую стоимость, чем радиальная (при питании одинакового числа *ТП*), за счет уменьшения длины кабелей переменного тока и сокращения защитной аппаратуры высокого напряжения.

Для повышения надежности магистральной схемы ее можно выполнить с двумя вводами и с попарными кабелями между *ТП* (рис. 34.7, *б*). Но это удорожает схему, так как увеличивается длина кабелей переменного тока и увеличивается количество выключателей высокого напряжения. Стоимость схемы можно снизить при сохранении высокой степени надежности, если ее выполнить, как показано на рис. 34.7, *в*.

Количество тяговых подстанций, получающих питание от одного источника питания, определяется мощностью этого источника, мощностями тяговых подстанций и пропускной способностью головного кабеля. При нескольких тяговых подстанциях в группе питающая подстанция должна быть достаточно мощной, поэтому, как правило, питание магистральных схем внешнего электроснабжения осуществляют от мощных трансформаторных подстанций энергосистем.

Кольцевые схемы (рис. 34.8) целесообразно применять в тех случаях, когда две тяговые подстанции одной группы находятся

вблизи источника питания, мощность которого определяется мощностью всех присоединенных к нему тяговых подстанций. Сравнение кольцевой схемы с радиальной (см. рис. 34.6) говорит в пользу кольцевой, так как при питании одного и того же числа тяговых подстанций кольцевая схема имеет меньшую стоимость за счет сокращения количества защитной аппаратуры высокого напряжения и уменьшения длины кабелей переменного тока. При выходе из строя источника питания (понижающей подстанции *ПП*) в кольцевой схеме прерывается электроснабжение всей группы тяговых подстанций, а в радиальной – одной тяговой подстанции. Это позволяет сделать вывод о несколько меньшей надежности кольцевой схемы по сравнению с радиальной (см. рис. 34.6, *б*), хотя степень надежности этих вариантов с точки зрения выхода из строя ввода или питающей подстанции одинакова. Кольцевая схема уступает в надежности радиальным схемам с раздельной работой вводов (см. рис. 34.6, *в*) и с кабелями между *ТП* (см. рис. 34.6, *г*). Так же, как и магистральные, кольцевые схемы применяются в основном при децентрализованном питании контактной сети.

Для тяговых подстанций магистрального транспорта наиболее типичной является схема питания от продольной линии электропередачи. При двухстороннем питании тяговых подстанций от двухцепной линии передачи (рис. 34.9) две цепи заводятся только на так называемые опорные тяговые подстанции (ОТП). Остальные тяговые подстанции (промежуточные) получают питание через отпайку – отпаечные (рис. 34.9, *а*; на рис. 34.9, *в* – ТП2; на рис. 34.9, *г* – *ТП1, ТП3, ТП5*) или включаются в рассечку линии передачи поочередно к разным цепям линии – проходные (рис. 34.9, *б*; на рис. 34.9, *в* – *ТП1* и *ТП3* на рис. 34.9, *г* – *ТП2* и *ТП4*).

Отпаечные и проходные тяговые подстанции чередуются между собой так, чтобы при любой аварии на линии передачи (даже при повреждении двух цепей линии) отключалось не более одной тяговой подстанции.

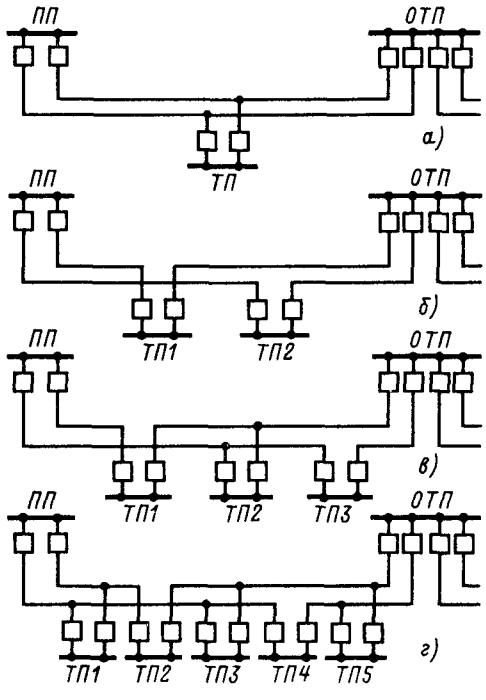


Рис. 34.9. Схема двухстороннего питания тяговых подстанций переменного и постоянного тока от двухцепной линии электропередачи:

а – при одной промежуточной ТП; *б* – при двух промежуточных ТП; *в* – при трех промежуточных ТП; *г* – при пяти промежуточных ТП

На дорогах СССР для обеспечения необходимой надежности число промежуточных подстанций, включаемых между опорными подстанциями, при электрической тяге переменного тока допускают не более трех при напряжении 110 кВ и не более пяти при напряжении 220 кВ. При электрической тяге постоянного тока также не более пяти.

Двухстороннее питание от одноцепных линий чаще всего осуществляется по схеме рис. 34.7, *а*.

РАЗДЕЛ ТРИДЦАТЬ ПЯТЫЙ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И МЕТОДЫ РАСЧЕТА ТЯГОВЫХ СЕТЕЙ

35.1. ПАРАМЕТРЫ ТЯГОВЫХ СЕТЕЙ

Для расчетов систем электроснабжения электрического транспорта необходимо знать сопротивления питающих и отсасывающих линий, контактной и рельсовой сетей.

Контактная сеть. В общем случае сопротивление на единицу длины контактной подвески, содержащей несколько проводов (один или два контактных провода, несущий трос, один или несколько усиливающих проводов), приближенно можно найти по формуле

$$\frac{1}{r_\Sigma} = \sum_{s=1}^{n} \frac{1}{r_s}, \qquad (35.1)$$

где r_Σ – суммарное сопротивление на единицу длины контактной подвески; r_s – сопротивление на единицу длины s-го провода, входящего в подвеску; n – общее число проводов.

Этим же выражением можно пользоваться при определении сопротивления на единицу длины контактной сети двух путей при параллельном соединении.

Иногда сопротивление контактной сети, состоящей из проводов разных марок, удобно определять через эквивалентную площадь сечения медного провода. Формула для определения сопротивления 1 км цепной подвески на один путь может быть представлена в виде

$$r_{к,с} = \frac{10^9 \rho_м}{\left(n_к s_к K_{изн} + s_{н,т} + \dfrac{n_у s_у}{K_п}\right)}, \qquad (35.2)$$

где $s_к$, $s_{н,т}$, $s_у$ – соответственно сечения контактного провода, несущего троса, усиливающего провода; $n_к$, $n_у$ – соответственно число контактных и усиливающих проводов в подвеске; $K_п$ – коэффициент приведения сечения к медному эквиваленту, равный отношению удельной проводимости меди и соответственно других металлов (для меди $K_п = 1$, для алюминия – 1,65); $K_{изн}$ – коэффициент износа контактного провода.

Обычно принимают $K_{изн} = 0{,}875$ для трамвая, $K_{изн} = 0{,}925$ для троллейбуса и $K_{изн} = 0{,}85 \div 0{,}9$ для магистральных дорог. Максимально допустимый износ контактного провода принимается равным 30% первоначального сечения. Сопротивление стали несущих тросов в среднем в 8 раз выше сопротивления меди, поэтому в расчетах параметров контактной сети стальные несущие тросы можно не учитывать.

Если контактная сеть путей параллельно соединена, то полученное по (35.2) значение сопротивления 1 км контактной сети следует разделить на число параллельных путей.

В табл. 35.1 приведены значения сопротивлений контактной сети однопутного участка в различном исполнении.

На метрополитене токосъем осуществляется с жесткого проводника большого сечения – контактного рельса. На современных линиях метрополитена используют контактный рельс сечением $s_{к,р} = 6600$ мм^2 массой 51,7 кг/м и удельным сопротивлением $\rho_{к,р}$, равным $(0{,}122 - 0{,}134) \cdot 10^{-9}$ Ом·м. Сопротивление 1 км контактного рельса для одного пути можно определить по формуле

$$r_{к,р} = \frac{10^9 \rho_{к,р}}{s_{к,р}}. \qquad (35.3)$$

Рельсовая сеть. Сопротивление 1 км сплошного рельса $r_р$, Ом/км, без учета влияния температуры окружающей среды, приняв удельное сопротивление рельсовой стали $\rho_с = 210 \cdot 10^9$ Ом·м, можно определить как

$$r_р = 1{,}64/m, \qquad (35.4)$$

где m – масса 1 м рельса, кг/м (табл. 35.2).

В действительности сопротивление 1 км рельсовой нити будет отличаться от найденного по (35.4) не только за счет влияния температуры, но и за счет сопротивления рельсовых стыков.

Электрическое сопротивление сборного стыка для магистральных железных дорог не должно превосходить сопротивление сплошного рельса длиной 3 м при длине рельсовой плети не менее 25 м; для трамваев сопротивление сборного стыка не должно превосходить сопротивление 2,5 м, а для метрополитена – 0,8 м целого рельса.

Обозначив через $n_{ст}$ число сборных стыков на 1 км, введем поправочный коэффициент для учета допустимого по нормам увеличения сопротивления одной рельсовой нити за счет стыков.

Таблица 35.1. **Сопротивление 1 км контактной сети $r_к$, Ом/км, для одного пути (износ контактного провода 15%)**

Подвеска контактной сети			$r_к$ при +20 °С, Ом/км	Подвеска контактной сети			$r_к$ при +20 °С, Ом/км
Несущий трос	Контактный провод	Усиливающие провода		Несущий трос	Контактный провод	Усиливающие провода	
ПБСМ1-95	МФ-100	–	0,1535	М-95	2МФ-100	–	0,069
ПБСМ1-95	МФ-100	А135	0,0808	М-95	2МФ-100	А185	0,0451
ПБСМ1-95	МФ-100	2А185	0,0548	М-95	2МФ-100	2А185	0,038
ПБСМ1-95	МФ-100	3А185	0,0415	М-95	2МФ-100	3А185	0,0311
ПБСМ1-95	2МФ-100	–	0,089	М-120	МФ-100	–	0,0904
ПБСМ1-95	2МФ-100	А185	0,0584	М-120	МФ-100	А185	0,059
ПБСМ1-95	2МФ-100	2А185	0,0435	М-120	МФ-100	2А185	0,0437
ПБСМ1-95	2МФ-100	3А185	0,0347	М-120	МФ-100	3А185	0,0348
ПБСМ2-95	МФ-100	–	0,162	2М-120	2МФ-100	–	0,0673
ПБСМ2-95	МФ-100	А185	0,083	2М-120	2МФ-100	А185	0,0461
ПБСМ2-95	МФ-100	2А185	0,0542	2М-120	2МФ-100	2А185	0,0352
ПБСМ2-95	МФ-100	3А185	0,042	2М-120	2МФ-100	3А185	0,0299
ПБСМ2-95	2МФ-100	–	0,0919	ПБСМ2-70	МФ-100	–	0,1715
ПБСМ2-95	2МФ-100	А185	0,0587	ПБСМ2-70	МФ-100	А185	0,0855
ПБСМ2-95	2МФ-100	2А185	0,0442	ПБСМ2-70	МФ-100	2А185	0,057
ПБСМ2-95	2МФ-100	3А185	0,0351	ПБСМ2-70	МФ-100	3А185	0,0426
ПБСМ1-70	МФ-100	–	0,1635	С-70	МФ-85	–	0,25
ПБСМ1-70	МФ-100	А185	0,0835	С-70	МФ-100	–	0,212
ПБСМ1-70	МФ-100	2А185	0,0562	С-70	ПКСА-85/180	–	0,21
ПБСМ1-70	МФ-100	3А185	0,0421				
М-95	МФ-100	–	0,1026	С-70	ПКСА-100/215	–	0,18
М-95	МФ-100	А185	0,064				
М-95	МФ-100	2А185	0,0465	С-70	СМ-85	–	0,53
М-95	МФ-100	3А185	0,0365	С-70	СМ-100	–	0,45

Для железных дорог

$$r'_р = \frac{1{,}64}{m}(1 + 0{,}003 n_{ст}); \qquad (35.5)$$

для трамваев

$$r'_р = \frac{1{,}64}{m}(1 + 0{,}0025 n_{ст}); \qquad (35.6)$$

для метрополитена

$$r'_р = \frac{1{,}64}{m}(1 + 0{,}0008 n_{ст}). \qquad (35.7)$$

Число стыков на 1 км пути можно определить, зная длину рельсовой плети.

На замощенных участках трамвайных путей выполняется сплошная сварка рельсов на всем протяжении. Сборные стыки монтируются только на пересечениях, стрелках и кривых малого радиуса. В этом случае можно не вводить поправочный коэффициент на сопротивление стыков и сопротивление рельсового пути рассчитывать по (35.4), т. е. $r'_р = r_р$.

При параллельном соединении рельсовых нитей путей результирующее удельное сопротивление рельсового пути, Ом/км,

$$r''_р = \frac{r'_р}{n_р}, \qquad (35.8)$$

где $n_р$ – число рельсовых нитей ($n_р = 2$ – однопутный участок, $n_р = 4$ – двухпутный участок).

Если электрические параметры рельсов параллельных путей различаются, то результирующее сопротивление можно рассчитывать так же, как и для разнотипных проводов по (35.1).

Для наиболее точных расчетов можно учитывать износ рельса непосредственно по массе 1 м в килограммах одиночного рельса или в процентах площади поперечного сечения нового сплошного одиночного рельса.

Допустимый износ принимается равным 10%.

Формула (35.8) не учитывает шунтирующего влияния грунта на результирующее сопротивление, так как это невозможно из-за большого числа трудно учитываемых факторов. С достаточной степенью точности шунтирующее действие грунта может быть учтено введением коэффициента $K_р$, меньшего единицы. В этом случае

$$r'''_р = r''_р K_р. \qquad (35.9)$$

Коэффициент $K_р$ может быть найден по кривым рис. 35.1, представляющим зависимости $K_р = f(pL)$, где p – величина, характеризующая утечку тока из рельсов в грунт; L – длина участка при одностороннем питании или расстояние до токораздела при двухстороннем питании. Значение коэффициента $K_р$ определяется: по кривой *1* – для определения потери напряжения в конце участка при одностороннем питании и в точке токораздела при двухстороннем питании; по кривой *2* – при определении средней потери напряжения и потерь мощности.

Характеристика утечки p, км$^{-1}$:

$$p = \sqrt{\frac{r_р}{r_{пер}}}, \qquad (35.10)$$

где $r_{пер}$ – переходное сопротивление между рельсами и грунтом, под которым понимают сумму контактного сопротивления между рельсом и землей и сопротивления грунта растеканию тока, стекающего с 1 км рельсового пути, Ом·км.

Окончательно сопротивление 1 км тяговой сети:

для рельсового э. п. с.

$$r_{т,с} = r_{к,с} + r_р; \qquad (35.11)$$

для троллейбуса

$$r_{т,с} = 2r_{к,с} \qquad (35.12)$$

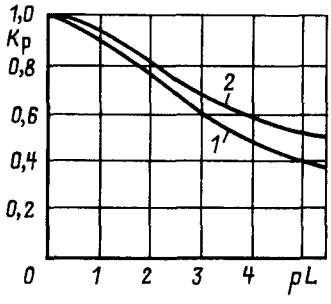


Рис. 35.1. Определение коэффициента $K_р$

Таблица 35.2. **Основные характеристики нового сплошного одиночного рельса (средние значения)**

Тип рельса	Масса рельса, кг/м	Площадь поперечного сечения в медном эквиваленте, мм^2	Сопротивление 1 км сплошной рельсовой нити постоянному току, Ом/км
Р-38	38,4	410	0,0428
Р-43	44,7	470	0,0378
Р-50	51,5	540	0,0325
Р-65	64,9	690	0,0254
Р-75	75,1	810	0,0218
ТВ-60 для прямых	60,65	640	0,0296
ТВ-65 для кривых	64,75	680	0,0276

Таблица 35.3. **Активные и индуктивные сопротивления контактных подвесок тяговой сети**

Тип контактной сети	Однопутные участки		Двухпутные участки	
	$r_а$, Ом/км	x, Ом/км	$r_а$, Ом/км	x, Ом/км
ПБСМ1-70 + + МФ-100	0,214	0,453	0,115	0,266
ПБСМ2-70 + + МФ-100	0,225	0,468	0,121	0,273
ПБСМ1-95 + + МФ-100	0,197	0,436	0,107	0,257
ПБСМ1-95 + + МФ-85	–	–	0,115	0,261
ПБСМ1-95 + + Бр-85	0,225	0,43	0,122	0,254
М-95 + МФ-100	0,134	0,411	0,076	0,246
М-95 + МФ-85	–	–	0,079	0,245
М-120 + МФ-100	0,125	0,41	0,071	0,244
АС-95 + МФ-100	0,181	0,503	0,091	0,251
АС-95 + МФ-85	–	–	0,095	0,253
АС-120 + МФ-100	–	–	0,085	0,246
АС-120 + Бр-85	0,171	0,41	0,093	0,245
АС-185 + МФ-100	0,128	0,404	0,072	0,241

(так как для троллейбуса $r_р = 0$, а учет сопротивления двух контактных проводов осуществляется введением множителя 2);

для метрополитена

$$r_{т,с} = r_{к,р} + r_р. \qquad (35.13)$$

Параметры тяговой сети электрического транспорта переменного тока зависят от взаимного расположения контактных и усиливающих проводов, несущих тросов, рельсов и расстояний между ними. Под параметрами тяговой сети переменного тока понимают активное $r_а$, индуктивное x и полное

z сопротивления петли контактная сеть – рельсы, отнесенные к 1 км линии. Индуктивное сопротивление x обусловлено взаимоиндуктивностью элементов тяговой сети. В табл. 35.3 приведены значения активного и индуктивного сопротивлений для некоторых типов контактных подвесок тяговой сети.

Активное сопротивление r_a проводов контактной сети при переменном токе можно принять равным омическому сопротивлению постоянному току, так как разница в этих величинах незначительна.

35.2. ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТНЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

Целью расчетов устройств электроснабжения электрифицированного транспорта является:

выбор схемы питания и секционирования тяговой сети;

выбор расположения тяговых подстанций, их мощности, типа и числа преобразовательных агрегатов;

определение сечений проводов тяговой сети;

выбор способов защиты от малых токов КЗ и ее расчет;

определение основных технико-экономических показателей работы системы электроснабжения.

Решение перечисленных задач позволит выяснить работоспособность системы как в нормальных, так и в вынужденных режимах.

Основные расчетные величины, которые определяются в результате расчетов, сведены в табл. 35.4.

Электрические расчеты системы электроснабжения э. п. с. могут быть проведены различными методами. Существующие методы можно подразделить на расчеты, основанные на конкретном графике движения, и расчеты, основанные на заданных размерах движения.

Размеры движения (объем перевозок) (обобщенный аналитический метод) характеризуются интенсивностью движения, которая может быть задана в виде числа поездов определенного типа за расчетный период времени (частоты движения) или временного интервала между попутными поездами на заданном участке.

Расчеты по графику движения (метод сечения графика) нашли преимущественное применение для метрополитена и пригородного движения с мотор-вагонной тягой, так как график движения на этих видах транспорта выдерживается со сравнительно небольшими отклонениями.

Для трамвая и троллейбуса из-за уличных помех имеют место значительные отклонения реальных графиков движения от запланированного расчетного. Поэтому для наземного городского транспорта большее применение нашли расчетные методы, основанные на размерах движения.

35.3. МЕТОД СЕЧЕНИЯ ГРАФИКА

Сущность метода. Исходными данными для проведения расчетов этим методом служат заданный график движения, выражающийся зависимостью $t(l)$, где t – время, l – расстояние, проходимое поездом, и диаграммы поездных токов $i(l)$, характеризующие ток, потребляемый поездом при движении. Ток на диаграмме определяется рядом факторов, в частности схемой соединения тяговых двигателей, режимом ведения единицы э. п. с. и т. д. Кроме того, известны параметры тяговой сети.

Сущность метода заключается в том, что в определенные моменты времени фиксируются расположения поездов на рассматриваемом участке движения и их токи. В результате получается ряд мгновенных схем, каждая из которых представляет собой схему электрической сети, в которой значения и места расположения нагрузок отвечают действительным значениям для данного момента времени. Затем каждая мгновенная схема рассчитывается, т. е. для нее определяется нагрузка питающей линии, потеря напряжения в конце участка, потеря мощности, потеря напряжения на токоприемнике рассматриваемого поезда. Рассматриваемым обычно называется любой поезд, для которого определяются потери напряжения на токоприемнике с учетом нагрузок других поездов, проходящих одновременно по участку. Полученные расчетные значения будут характеризовать систему внутреннего электроснабжения в данный конкретный момент времени. По результатам расчетов мгновенных схем могут быть построены графики изменения во времени нагрузок питающих линий, а по ним и тяговых подстанций, потерь напряжения и мощности в тяговой сети.

Предварительные условия и допущения. Для знакомства со способами расчета методом сечения графика движения принимают, что:

движение равномерное (график равномерный, параллельный);

Таблица 35.4. **Основные расчетные величины**

№№ п/п.	Величина	Обозначение	Что ею определяется
1	Средняя нагрузка контактных, питающих, отсасывающих линий и тяговых подстанций	I	Общий расход энергии на участке. Нагревание полупроводниковых вентилей выпрямительных агрегатов. Основа для определения соответствующих эффективных нагрузок
2	Эффективная нагрузка контактных, питающих, отсасывающих линий и тяговых подстанций	$I_{эф}$	Экономически целесообразные сечения проводов. Нагревание проводов тяговой сети, тяговых трансформаторов, силового оборудования тяговых подстанций, минимальные сечения проводов; выбор мощности трансформаторов
3	Средняя потеря напряжения до токоприемника поезда в контактной, питающей и отсасывающей линиях за время потребления энергии и за полное время нахождения поезда на участке (включая остановки)	$\Delta U_т$	Средняя скорость движения; удельный расход энергии; условия работы тяговых двигателей и вспомогательного электрического оборудования
		ΔU	Пропускная способность линии; электрическая устойчивость системы электроснабжения
4	Средняя потеря напряжения в контактной, питающей и отсасывающей линиях до конца участка	ΔU_L	Условия работы тяговых двигателей и вспомогательного электрооборудования
5	Средняя потеря мощности в контактной, питающей и отсасывающей линиях	ΔP	Общие экономические показатели системы электроснабжения; экономически целесообразные сечения проводов
6	Средняя потеря напряжения в рельсах до конца участка или до токораздела	$\Delta U_р$	Блуждающие токи
7	Максимальная нагрузка питающих линий и тяговых подстанций	I_{max}	Перегрузочная способность агрегатов тяговых подстанций; выбор уставок защит от перегрузок и токов КЗ
8	Минимальные значения токов КЗ в тяговой сети	I_{min}	Условия надежности защиты тяговой сети от перегрузок и токов КЗ
9	Минимальное значение напряжения в тяговой сети на конце участка	U_{min}	Условие обеспечения участковых скоростей, заложенных в графике движения

поезда однотипные;

интервалы времени между попутными поездами и расчетная длительность стоянок всех поездов одинаковы;

кривые движения (диаграммы токов) всех поездов одинаковы;

контактная и рельсовая сети путей обоих направлений соответственно соединены параллельно;

схемы соединения рельсов и проводов контактной сети одинаковы;

шунтирующим действием грунта пренебрегаем;

сопротивления питающих и отсасывающих линий не учитываются;

не учитывается также внешняя характеристика тяговой подстанции.

Расчет мгновенных схем при односторон-

нем питании. Обобщенная расчетная мгновенная схема приведена на рис. 35.2, *б*. На ней приняты следующие обозначения: i – мгновенные значения поездных токов; L – длина участка; l – расстояние от тяговой подстанции до соответствующих нагрузок; s – текущий порядковый номер нагрузки; k – порядковый номер нагрузки рассматриваемого поезда; n – общее число нагрузок на участке в данном сечении графика.

На рис. 35.2, *в, г* приведены соответственно диаграммы изменения токов и потерь напряжения в контактной линии участка.

Если на участке есть рекуперирующий подвижной состав, то расчеты проводят по формулам табл. 35.5 с той лишь разницей, что токи рекуперации берут с отрицательным знаком.

Расчет мгновенных схем при двухстороннем питании участка. Эквивалентная схема двухпутного участка при двухстороннем питании показана на рис. 35.3, *а*. Принимаем напряжение на шинах обеих тяговых подстанций одинаковым $U_A = U_Б$.

Расчетная обобщенная мгновенная схема изображена на рис. 35.3, *б*. Обозначения на ней те же, что и на схеме рис. 35.2, *б*. Мгновенное значение тока питающей линии от каждой тяговой подстанции можно определить как сумму мгновенных значений токов, приходящуюся на данную подстанцию от каждой нагрузки:

$$i_A = \sum_{k=1}^{n} i_{k,A} = \frac{1}{L}\sum_{k=1}^{n} i_k(L - l_k); \tag{35.14}$$

$$i_Б = \sum_{k=1}^{n} i_{k,Б} = \frac{1}{L}\sum_{k=1}^{n} i_k l_k. \tag{35.15}$$

Суммарная нагрузка на участке складывается из суммы токов питающих линий обеих тяговых подстанций. Для любой мгновенной схемы

$$i_A + i_Б = \sum_{s=1}^{n} i_s. \tag{35.16}$$

Определив по (35.14) или (35.15) мгновенное значение питающей линии от одной подстанции, можно рассчитать мгновенное значение тока питающей линии от другой подстанции по (35.16), т. е.

$$i_Б = \sum_{s=1}^{n} i_s - i_A. \tag{35.17}$$

На рис. 35.3, *в* приведена диаграмма изменения тока на участке. Точка, в которой находится нагрузка, получающая питание

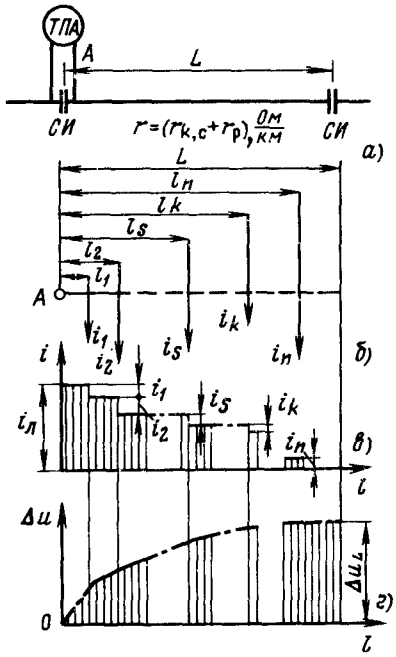


Рис. 35.2. К расчету схемы с односторонним питанием:

а – схема участка; *б* – обобщенная мгновенная схема; *в* – график изменения тока по длине участка; *г* – график изменения потери напряжения

с двух сторон, называется токоразделом. Наибольшая потеря напряжения на участке будет в точке токораздела (рис. 35.3, *г*).

Мгновенная схема разрезается по токоразделу на две части, каждая из которых рассматривается как самостоятельная с односторонним питанием от соответствующей тяговой подстанции и рассчитывается по выражениям, приведенным в табл. 35.5.

Если напряжения на выходе тяговых подстанций неодинаковы и, например, $U_A > U_Б$, то по контактной линии протекает уравнительный ток, вызванный разностью напряжений тяговых подстанций:

$$I_y = \frac{U_A - U_Б}{rL}. \tag{35.18}$$

Тогда для токов питающих линий с учетом неравенства напряжений тяговых подстанций получим:

$$i_A = \frac{1}{L}\sum_{k=1}^{n} i_k(L - l_k) + \frac{U_A - U_Б}{rL}; \tag{35.19}$$

Таблица 35.5. **Основные формулы для расчета мгновенных схем**

Величина	Расчетные формулы
Мгновенный ток питающей линии	$i_{\text{л}} = \sum_{s=1}^{n} i_s$
Мгновенная потеря напряжения до конца участка	$\Delta u_L = r \sum_{s=1}^{n} i_s l_s$, или $\Delta u_L = r \sum_{q=1}^{n} (l_q - l_{q-1}) \sum_{s=q}^{n} i_s$
Мгновенная потеря напряжения на токоприемнике k-го поезда	$\Delta u_k = r\left(\sum_{s=1}^{k} i_s l_s + l_k \sum_{s=k+1}^{n} i_s \right)$, или $\Delta u_k = r \sum_{q=1}^{k} (l_q - l_{q-1}) \sum_{s=q}^{n} i_s$
Мгновенная общая потеря мощности на участке	$\Delta p_L = r \sum_{q=1}^{n} (l_q - l_{q-1}) \left(\sum_{s=q}^{n} i_s \right)^2$, или $\Delta p_L = \sum_{k=1}^{n} i_k \Delta u_k^*$

* В качестве тока k-го поезда i_k рассматриваются поочередно все токи поездов в данной мгновенной схеме.

$$i_{\text{Б}} = \frac{1}{L} \sum_{k=1}^{n} i_k l_k - \frac{U_A - U_{\text{Б}}}{rL}. \qquad (35.20)$$

Само собой разумеется, что и в этом случае $i_A + i_{\text{Б}} = \sum_{s=1}^{n} i_s$.

Используя полученные мгновенные значения тока питающей линии, потерь мощности и напряжения для разных моментов времени, можно получить зависимости $i_{\text{л}} = f(t)$, $\Delta p_L = f(t)$ и $\Delta u_L = f(t)$. Из графика $i_{\text{л}} = f(t)$ можно получить среднее, эффективное и максимальное значения тока питающей линии, а из графиков $\Delta p_L = f(t)$ и $\Delta u_L = f(t)$ – соответственно средние значения потерь мощности и напряжения на участке за все время прохождения участка.

Для построения диаграмм изменения во времени потери напряжения на токоприемнике k-го поезда $\Delta u_k(t)$ нужно соблюдать в расчете порядок сечений графика, получающийся при последовательном обходе линий графика, отвечающем прохождению рассма-

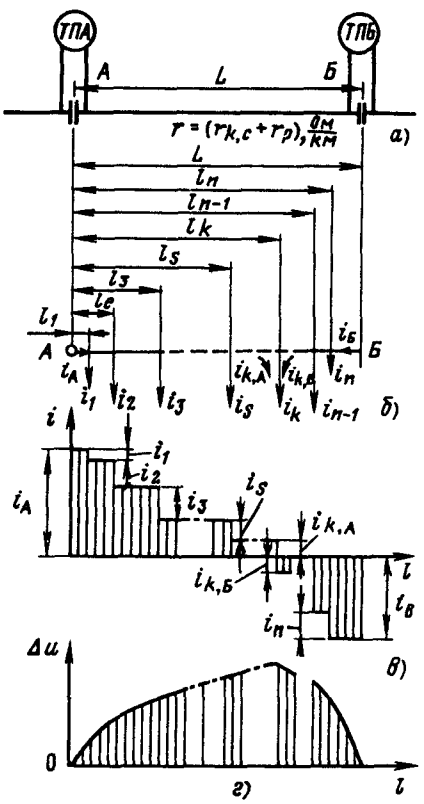


Рис. 35.3. К расчету схемы с двухсторонним питанием:

а – схема участка; *б* – обобщенная мгновенная схема; *в* – диаграмма изменения тока по длине участка; *г* – диаграмма изменения потери напряжения по длине участка

Таблица 35 6 **Формулы для расчета мгновенных схем при одностороннем питании тяговой сети переменного тока**

Величина	Расчетные формулы
Мгновенное значение активной составляющей тока поезда	$i_{s\,а} = i_s \cos \varphi_s$
Мгновенное значение реактивной составляющей тока поезда	$i_{s\,р} = i_s \sin \varphi_s$
Мгновенное значение активной составляющей тока питающей линии	$i_{л\,а} = \sum i_s \cos \varphi_s$
Мгновенное значение реактивной составляющей тока питающей линии	$i_{л\,р} = \sum i_s \sin \varphi_s$
Мгновенное значение полного тока питающей линии	$i_л = \sqrt{i^2_{л\,а} + i^2_{л\,р}}$
Мгновенная потеря напряжения от питающего пункта до конце участка	$\Delta u = r_а \sum i_{s\,а} l_s + x \sum i_{s\,р} l_s$
Мгновенная потеря напряжения от питающего пункта до токоприемника k-го поезда	$\Delta u_k = r_а \left(\sum_{s=1}^{k-1} i_{s\,а} l_s + l_k \sum_{s-k}^{n} i_{s\,а} \right) + x \left(\sum_{s=1}^{k-1} i_{s\,р} l_s + l_k \sum_{s=k}^{n} i_{s\,р} \right)$
Мгновенное значение величины потерь мощности в тяговой сети	$\Delta p = r_а \sum_{q=1}^{n} (l_q - l_{q-1}) \left[\left(\sum_{s=q}^{n} i_{s\,а} \right)^2 + \left(\sum_{s-q}^{n} i_{s\,р} \right)^2 \right]$
Реактивная составляющая мгновенного значения потерь мощности в тяговой сети	$\Delta Q = x \sum_{q=1}^{n} (l_q - l_{q-1}) \left[\left(\sum_{s-q}^{n} i_{s\,а} \right)^2 + \left(\sum_{s-q}^{n} i_{s\,р} \right)^2 \right]$
Угол сдвига тока тяговой подстанции относительно напряжения на ее шинах	$\cos \varphi_{ТП} = \dfrac{U i_{л\,а} + \Delta P}{\sqrt{(U i_{л\,а} + \Delta P)^2 + (U i_{л\,р} + \Delta Q)^2}}$

триваемым поездом всего участка туда и обратно, т е за время оборота $T_{об}$

Расчет мгновенных схем сети переменного тока. На мгновенной схеме в этом случае указываются полные значения токов нагрузки и угол сдвига φ по отношению к напряжению на токоприемнике или активные и реактивные составляющие поездных токов, соответственно $i_{s\,а}$ и $i_{s\,р}$ Основные расчетные формулы при одностороннем питании тяговой сети переменного тока сведены в табл 35 6

При двухстороннем питании участка тяговой сети определяют токораздел Расчеты токораспределения ведутся раздельно для активных и реактивных нагрузок Мгновенные значения активной и реактивной составляющих токов питающих линий от тяговых подстанций *А* и *Б* определяют по выражениям

$$i_{A\,а} = \frac{\sum i_{s\,а}(L - l_s)}{L}, \qquad (35\,21)$$

$$i_{A\,р} = \frac{\sum i_{s\,р}(L - l_s)}{L}, \qquad (35\,22)$$

$$i_{Б,а} = \frac{\sum i_{s,а} l_s}{L}; \qquad (35.23)$$

$$i_{Б,р} = \frac{\sum i_{s,р} l_s}{L}. \qquad (35.24)$$

Если найденные точки токоразделов активных и реактивных нагрузок не совпадают, то на концах полученных схем одностороннего питания появляются чисто активные и чисто реактивные нагрузки.

Результаты расчетов мгновенных схем позволяют получить зависимости средних и эффективных токов питающих линий, потерь мощности и напряжения в тяговой сети за *интересующий интервал времени.*

35.4. ОБОБЩЕННЫЙ АНАЛИТИЧЕСКИЙ МЕТОД

Сущность метода. В этом методе наиболее полно учитываются особенности работы системы электроснабжения э. п. с.: изменение тяговых нагрузок по значению и непрерывное их перемещение по участку, а также изменение во времени числа поездов, одновременно находящихся на участке. Точный учет перечисленных факторов весьма сложен.

Расчетные формулы метода опираются на некоторые положения теории вероятностей, так как колебания тяговых нагрузок и их взаимные перемещения носят в значительной степени случайный характер.

Основные допущения, положенные в основу обобщенного аналитического метода, заключаются в следующем:

в любой момент рассматриваемого периода времени на участке находится неизменное число поездов, равное среднему значению за рассматриваемый период;

поезда могут иметь какое угодно взаимное расположение, т. е. любая комбинация их взаимного расположения равновероятна;

поезда потребляют независимо друг от друга любые токи, значения которых лежат в пределах, возможных для каждого поезда.

Исходные данные. Исходными данными для расчетов рассматриваемым методом являются заданный объем движения, среднее значение поездного тока и параметры тяговой сети.

Заданный объем (размеры) движения может быть представлен или интервалом времени между попутными поездами одного направления $t_{инт}$, мин, или частотой движения N, поезд/ч.

Среднее число поездов на участке n определяют по заданным величинам $t_{инт}$ или N, используя выражения:

для одностороннего движения

$$n = \frac{NL}{v} = NT_у, \qquad (35.25)$$

или

$$n = \frac{60L}{t_{инт} v} = \frac{60T_у}{t_{инт}}; \qquad (35.26)$$

для двухстороннего движения

$$n = \frac{2NL}{v} = 2NT_у, \qquad (35.27)$$

или

$$n = \frac{120L}{t_{инт} v} = \frac{120T_у}{t_{инт}}. \qquad (35.28)$$

В выражениях (35.25)–(35.28) v – эксплуатационная скорость движения единицы э. п. с., км/ч; L – длина участка, км.

Средний ток поезда определяют по формуле

$$I = \frac{A_{уд} v M}{U}, \qquad (35.29)$$

где $A_{уд}$ – удельный расход энергии единицы э. п. с., $\frac{Вт \cdot ч}{т \cdot км}$; M – масса единицы э. п. с., т; U – *номинальное напряжение на токоприемнике* э. п. с., В.

В табл. 35.7 приведены основные расчетные формулы. В них I_q – средний ток q-го поезда; r и $R_л$ – соответственно сопротивления 1 км тяговой сети, Ом/км, и питающей линии, Ом; $\alpha = T_у/T_т$ – отношение общего времени хода поезда по участку ко времени хода под током; $K_э = I_э/I$ – отношение эффективного тока поезда к среднему.

Приведенные в табл. 35.7 расчетные выражения получены проф. В. Е. Розенфельдом («метод МЭИ»).

В МИИТ проф. К. Г. Марквардтом разработан другой вариант обобщенно-аналитического метода, подробно рассматриваемый в [28].

Более детальное ознакомление с различными расчетными методами может быть сделано по [28, 29].

Расчеты при переменном токе. Для приближенных расчетов потерь напряжения и мощности в тяговой сети принимают, что фазовые углы φ всех нагрузок одинаковы и неизменны независимо от расстояний между поездами и питающим пунктом. Тогда для определения потерь напряжения в тяговой сети допустимо пользоваться формула-

Таблица 35.7. **Основные расчетные формулы обобщенного аналитического метода**

Величина	Расчетные формулы			
	Одностороннее питание		Двухстороннее питание	
	однотипные поезда	разнотипные поезда	однотипные поезда	разнотипные поезда
Средний ток питающей линии, А	$I_{л} = In$	$I_{л} = \sum I_q n_q$	$I_{л} = In/2$	$I_{л} = 1/2 \sum I_q n_q$
Средний ток тяговой подстанции, А	$I_{ТП} = \sum I_{л}$		$I_{ТП} = \sum I_{л}$	
Эффективный ток питающей линии, А	$I_{л,э,ф} = In\sqrt{1 + \frac{K_э^2 - 1}{n}}$	$I_{л,эф} = \sqrt{(\sum I_q n_q)^2 + \rightarrow}$ $\rightarrow \overline{+ \sum I_q^2 n_q (K_э^2 - 1)}$	$I_{л,эф} = \frac{In}{2} \times$ $\times \sqrt{1 + \frac{1{,}33K_э^2 - 1}{n}}$	$I_{л,эф} = \sqrt{\left(\frac{1}{2}\sum I_q n_q\right)^2 + \rightarrow}$ $\rightarrow \overline{+ \frac{1}{4}\sum I_q^2 n_q (1{,}33K_э^2 - 1)}$
Эффективный ток тяговой подстанции, А	$I_{ТП,эф} = \sqrt{(\sum I_{л})^2 + \sum (I_{л,э}^2 - I_{л}^2)}$		$I_{ТП,эф} = \sqrt{(\sum I_{л})^2 + \sum (I_{л,эф}^2 - I_{л}^2)}$	
Средняя потеря напряжения до токоприемника поезда, В	$\Delta U = \frac{InrL}{3}\left(1 + \frac{1{,}5\alpha - 1}{n}\right)$	$\Delta U = \frac{rL}{3}[\sum I_q n_q +$ $+ I_v (1{,}5\alpha_v - 1)]$	$\Delta U = \frac{InrL}{12}\left(1 + \frac{2\alpha - 1}{n}\right)$	$\Delta U = \frac{rL}{12}[\sum I_q n_q +$ $+ I_v (2\alpha_v - 1)]$
Средняя потеря напряжения до конца участка или до токораздела, В	$\Delta U_L = \frac{InrL}{2}$	$\Delta U_L = \frac{rL}{2}\sum I_q n_q$	$\Delta U_т = \frac{InrL}{8}$	$\Delta U_т = \frac{rL}{8}\sum I_q n_q$
Средняя потеря напряжения в питающей линии, В	$\Delta U_{л} = InR_{л}$	$\Delta U_{л} = R_{л}\sum I_q n_q$	$\Delta U_{л} = \frac{InR_{л}}{2}$	$\Delta U_{л} = \frac{1}{2}R_{л}\sum I_q n_q$
Средняя потеря мощности в тяговой сети, Вт	$\Delta P = \frac{I^2 n^2 rL}{3}\left(1 + \frac{1{,}5K_э^2 - 1}{n}\right)$	$\Delta P = \frac{rL}{3}[(\sum I_q n_q)^2 +$ $+ \sum I_q^2 n_q (1{,}5K_э^2 - 1)]$	$\Delta P = \frac{I^2 n^2 rL}{12}\left(1 + \frac{2K_э^2 - 1}{n}\right)$	$\Delta P = \frac{rL}{12}[(\sum I_q n_q)^2 +$ $+ \sum I_q^2 n_q (2K_э^2 - 1)]$

Продолжение табл. 35.7

Величина	Расчетные формулы		
	Односторонее питание	Двухстороннее питание	
	однотипные поезда	однотипные поезда	разнотипные поезда
Средняя потеря мощности в питающей (отсасывающей) линии, Вт	$\Delta P_{л} = I^2 n^2 R_{л}\left(1 + \frac{K_э^2 - 1}{n}\right)$	$\Delta P_{л} = \frac{I^2 n^2 R_{л}}{4} \times \left(1 + \frac{1{,}33K_э^2 - 1}{n}\right)$	$\Delta P_{л} = R_{л}[(\sum I_q n_q)^2 + \sum I_q^2 n_q (K_э^2 - 1)]$

Величина	Расчетные формулы
	Двухстороннее питание
	разнотипные поезда
Средняя потеря мощности в питающей (отсасывающей) линии, Вт	$\Delta P_{л} = R_{л}\left[\left(\frac{1}{2} I_q n_q\right)^2 + \frac{1}{4}\sum I_q^2 n_q (1{,}33K_э^2 - 1)\right]$

ми табл. 35.7 с тем условием, что вместо омического сопротивления r в них подставляется $r_a \cos\varphi + x \sin\varphi$.

Для приближенного определения потерь мощности также допустимо использовать соответствующие выражения для постоянного тока (табл. 35.7), но вместо омического сопротивления r подставлять в них значения активного сопротивления r_a.

Приближенные значения средних и эффективных нагрузок питающих линий дорог однофазного тока можно определить также по формулам табл. 35.7. Средние значения фазовых узлов нагрузок линий можно рассчитывать при э. п. с. одной системы как средневзвешенные относительно числа поездов различных типов и их средних нагрузок по аналогии с расчетами для мгновенных схем.

Средняя потеря реактивной мощности:
при одностороннем питании

$$\Delta Q = \frac{xLI^2 n^2}{3}\left(1 + \frac{2K_э^2 - 1}{n}\right); \tag{35.30}$$

при двухстороннем питании

$$\Delta Q = \frac{xLI^2 n^2}{12}\left(1 + \frac{2K_э^2 - 1}{n}\right). \tag{35.31}$$

Значение тангенса среднего угла сдвига тока тяговой подстанции

$$\operatorname{tg}\varphi_{ТП,\,ср} = \frac{Q + \Delta Q}{P + \Delta P}, \tag{35.32}$$

где P и Q – активная и реактивная мощности, реализуемые на тягу на расчетном участке:

$$P = nIU\cos\varphi;$$

$$Q = nIU\sin\varphi.$$

Окончательно формула для среднего угла сдвига имеет вид:
при одностороннем питании

$$\operatorname{tg}\varphi_{ТП,\,ср} = \frac{3U\sin\varphi + xIL(n + 1{,}5K_э^2 - 1)}{3U\cos\varphi + r_a IL(n + 1{,}5K_э^2 - 1)}; \tag{35.33}$$

при двухстороннем питании

$$\operatorname{tg}\varphi_{ТП,\,ср} = \frac{12U\sin\varphi + xIL(n + 2K_э^2 - 1)}{12U\cos\varphi + r_a IL(n + 2K_э^2 - 1)}. \tag{35.34}$$

Определение максимальных величин. Некоторая неопределенность самого понятия максимального тока питающей линии (тяговой подстанции) дает право применять при расчете максимальных нагрузок приближенные методы и формулы менее точные, чем при расчете средних значений.

При числе поездов на участке более четырех допустимо использовать методы теории вероятностей для расчета максимальных нагрузок. На основе этой теории профессором В. Е. Розенфельдом получены приводимые ниже формулы для определения тех максимальных значений тока питающей линии $I_{л,max}$, которые соответствуют допустимой вероятности их появления $p_{доп}$.

Применительно к однотипным поездам формулы для определения максимальных токов линии имеют вид:

для одностороннего питания участка сети

$$I_{л,max} = In\left[1 + \frac{z_p\sqrt{K_э^2 - 1}}{\sqrt{n}} + \frac{z_p^2(K_э^3 - 3K_э^2 + 2)}{7{,}2n(K_э^2 - 1)}\right]; \quad (35.35)$$

для двухстороннего питания участка сети

$$I_{л,max} = \frac{In}{2}\left[1 + \frac{z_p\sqrt{1{,}33K_э^2 - 1}}{\sqrt{n}} + \frac{z_p^2(K_э^3 - 2K_э^2 + 1)}{3{,}6n(1{,}33K_э^2 - 1)}\right]. \quad (35.36)$$

При разнотипных поездах эти же формулы примут вид:

для одностороннего питания

$$I_{л,max} = \sum I_q n_q\left[1 + \frac{z_p\sqrt{\sum I_q^2 n_q(K_{э,q}^2 - 1)}}{\sum I_q n_q} + \frac{z_p^2\sum I_q^3 n_q(K_{э,q}^3 - 3K_{э,q}^2 + 2)}{7{,}2\sum I_q n_q \sum I_q^2 n_q(K_{э,q}^2 - 1)}\right]; \quad (35.37)$$

для двухстороннего питания

$$I_{л,max} = \frac{1}{2}\sum I_q n_q\left[1 + \frac{z_p\sqrt{\sum I_q^2 n_q(1{,}33K_{э,q}^2 - 1)}}{\sum I_q n_q} + \frac{z_p^2\sum I_q^3 n_q(K_{э,q}^3 - 2K_{э,q}^2 + 1)}{3{,}6\sum I_q n_q \sum I_q^2 n_q(1{,}33K_{э,q}^2 - 1)}\right]. \quad (35.38)$$

Величина z_p является функцией вероятности $p_{доп}$ и может быть определена из таблиц интеграла вероятностей, помещаемых в литературе по курсу теории вероятностей, или подсчитана по эмпирической формуле А. Х. Зильберталя

$$z_p = \sqrt{5\lg\frac{1}{p_{доп}} - 1{,}4} - 0{,}6. \quad (35.39)$$

В частности, при $p_{доп} = 10^{-3}$ величина $z_p = 3{,}1$; при $p_{доп} = 10^{-4}$ величина $z_p = 3{,}7$; при $p_{доп} = 10^{-5}$ величина $z_p = 4{,}3$.

Коэффициент $K_э$ представляет собой отношение среднекубического тока поезда к среднему

$$K_э = \frac{\sqrt[3]{\frac{1}{T}\int_0^T i^3 dt}}{\frac{1}{T}\int_0^T i\,dt}. \quad (35.40)$$

В приближенных расчетах можно опускать слагаемые, содержащие $K_э$ в (35.35)–(35.38).

Максимальный ток тяговой подстанции, содержащей M одинаковых питающих линий с однотипными поездами, приближенно определяется:

при одностороннем питании

$$I_{ТП,max} = InM\left(1 + \frac{z_p\sqrt{K_э^2 - 1}}{\sqrt{Mn}}\right); \quad (35.41)$$

при двухстороннем питании

$$I_{ТП,max} = \frac{InM}{2}\left(1 + \frac{z_p\sqrt{1{,}33K_э^2 - 1}}{\sqrt{Mn}}\right). \quad (35.42)$$

РАЗДЕЛ ТРИДЦАТЬ ШЕСТОЙ

РАСЧЕТЫ ТЯГОВЫХ СЕТЕЙ ПРИ ВЫНУЖДЕННЫХ РЕЖИМАХ

36.1. ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ТЯГОВЫХ СЕТЯХ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Короткие замыкания (КЗ) в тяговой сети могут возникнуть вследствие нарушения изоляции контактной сети, замыкания разнополярных проводов, обрыва контактного провода, неисправности в подвижном составе и т. д. в любой точке тяговой сети. Следовательно, ток КЗ будет различен и будет зависеть от характера замыкания: через металлический контакт – глухие КЗ, через электрическую дугу, через заземлитель в цепи тока при обрыве контактного провода и падении его на землю.

При протекании через контактные провода чрезмерных токов они подвергаются динамическому и термическому воздействиям. Особенно опасно КЗ, которое сопровождается возникновением электрической дуги. При постоянном токе с учетом большой индуктивности тяговой сети и напряжения в несколько сотен вольт электрическая дуга горит устойчиво. Поэтому, если не принять определенных мер к быстрому отключению места КЗ, возникнут пережоги контактного провода, разрушится оборудование (токоприемники и др.), возможно возникновение пожара, если КЗ произошло, например, на подвижном составе.

Для отключения КЗ в цепях питающих линий включаются быстродействующие автоматические выключатели для ликвидации как можно скорее КЗ во избежание термического воздействия тока КЗ на контактную сеть, а также во избежание опасного динамического воздействия на элементы тяговой сети и оборудования тяговой подстанции. Также важно быстрое отключение токов КЗ и с точки зрения селективности работы защит, т. е. чтобы поврежденная линия отключалась ранее, чем сработает защита на выпрямительных агрегатах тяговой подстанции или защита на ее вводах.

Короткое замыкание в тяговых сетях городского электрического транспорта в большинстве случаев неустойчиво, т. е. после срабатывания автоматического выключателя и прекращения протекания тока изоляционные свойства тяговой сети восстанавливаются. Для повторного включения линейных выключателей и восстановления питания используют схемы автоматического повторного включения (АПВ). Широко применяют схемы однократно-многократного АПВ с ограниченным количеством повторных включений. На практике используется принцип АПВ, при котором оценивается сопротивление отключенной линии. Если ее сопротивление мало, то это говорит о том, что КЗ устойчиво. В этом случае АПВ будет действовать только при отсутствии запрета на включение, подаваемого специальным устройством – испытателем линии.

Установившийся ток КЗ может быть определен на основании схемы замещения действительного участка тяговой сети (рис. 36.1). В этой схеме U_0 – напряжение питания, приведенное к напряжению тяговой сети; R_1, R_2 – соответственно сопротивления внешней питающей сети и трансформаторов выпрямительных агрегатов, также приведенные к вторичной стороне, т. е. напряжению тяговой сети; $R_н$ – нагрузка тяговой подстанции (в момент КЗ) от других участков; $R_в$, $R_п$, $R_о$, $r_{тс}l$ – соответственно сопротивления вентилей выпрямителя, питающей и отсасывающей линий и сопротивление тяговой сети до места КЗ; $e_д$ – потеря напряжения в электрической дуге в месте КЗ. В этом случае ток КЗ может быть определен как

$$I_к = \frac{U_{d0}(1 \pm p) - \Delta U_в - e_д - I_{dн}R_{ТП}}{R_{ТП} + R_п + R_0 + r_{тс}l}. \qquad (36.1)$$

Здесь U_{d0} – напряжение холостого хода на шинах тяговой подстанции; p – допустимое колебание питающего напряжения $\pm 0{,}05$; $\Delta U_в$ – потеря напряжения в вентилях выпрямителя, 5 – 16 В*; $e_д$ – падение напряжения в электрической дуге, 20 – 200 В*; $I_{d,н}$ – ток тяговой подстанции в момент КЗ; $R_{ТП}$ – приведенное сопротивление тяговой подстанции.

Как следует из (36.1), значение тока КЗ будет зависеть не только от расстояния до места КЗ, но и от того, какая нагрузка будет

* Большие из указанных значений характерны для магистрального транспорта.

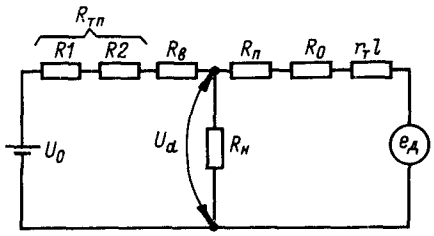


Рис. 36.1. Схема замещения участка тяговой сети

в данный момент на шинах тяговой подстанции, сколько будет одновременно включено агрегатов (т. е. какое значение будет иметь приведенное сопротивление тяговой подстанции $R_{ТП}$), какое значение будет иметь первичное напряжение (т. е. значение p), будет ли иметь место электрическая дуга или КЗ будет глухое и т. д. Поэтому следует определять два значения установившихся токов КЗ – минимальное значение $I_{к,min}$, т. е. при таком сочетании параметров, когда ток КЗ минимален и максимальное значение $I_{к,max}$, т. е. при таком сочетании параметров, когда ток КЗ максимален. Первое значение нам необходимо знать для правильного выбора уставок защиты, второе – для правильного расчета динамических воздействий токов КЗ.

Эти значения определяются выражениями

$$I_{к,min} = \frac{U_{d,ном}(1+K_1+K_2)(1-p) - \ldots \rightarrow}{R'_{ТП} + R_п + \rightarrow \ldots \frac{-\Delta U_B - e_д - I_{ном} N'_а R'_{ТП}}{+ R_0 + r_{тс} l}}; \quad (36.2)$$

$$I_{к,max} = \frac{U_{d,ном}(1+K_1+K_2)(1+p) - \Delta U_B}{R''_{ТП} + R_п + R_0 + r_{тс} l}. \quad (36.3)$$

Здесь

$$R'_{ТП} = \frac{U_{d,ном}}{I_{ном}}\left(\frac{K_1}{N'_а} + \frac{K_2 K_3}{N_а}\right); \quad (36.4)$$

$$R''_{ТП} = \frac{U_{d,ном}}{I_{ном}}\left(\frac{K_1}{N_а} + \frac{K_2}{N_а}\right); \quad (36.5)$$

$U_{d,ном}$ – номинальное выпрямленное напряжение на шинах тяговой подстанции; $I_{ном}$ – номинальный выпрямленный ток агрегата; $N_а$ – общее число агрегатов на тяговой подстанции; $N'_а$ – минимальное число работающих агрегатов; K_1 – коэффициент, учитывающий наклон внешней характеристики; K_2 – коэффициент, учитывающий потерю напряжения в ВЛ; K_3 – коэффициент, учитывающий число одновременно работающих вводов на тяговой подстанции ($K_3 = N_в/N'_в$, где $N_в$ – число вводов тяговой подстанции; $N'_в$ – число вводов, работающих в момент КЗ).

Коэффициент $K_1 \approx 0{,}04$, точно может быть определен через напряжение короткого замыкания $u_к$, %, и относительные потери в меди трансформатора $\Delta p_к$, $\% = \frac{\Delta P_к}{\Delta S_{ном}} 100$:

$$K_1 = \frac{0{,}5u_к,\% + \Delta p_к,\%}{100}. \quad (36.6)$$

Коэффициент $K_2 \approx 0{,}03$ (учет потерь напряжения в сети высокого напряжения). Точное значение K_2 может быть определено через мощность короткого замыкания на стороне высокого напряжения тяговой подстанции $S_к$, МВ·А;

$$K_2 = 0{,}5 \frac{U_{ном} I_{ном} N_а}{S_к} 10^{-6}, \quad (36.7)$$

где $U_{ном}$ и $I_{ном}$ – соответственно номинальные напряжение и ток выпрямительного агрегата.

36.2. ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ТЯГОВЫХ СЕТЯХ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Для однопутных и двухпутных участков контактной сети (при параллельной или раздельной работе последних) в расчеты тока КЗ вводят сопротивления цепи короткого замыкания, определяемые формулами

$$\left.\begin{aligned} R_к &= R_п + R_0 + r_а l; \\ X_к &= 2(X_1 + X_т) + X_п + X_0 + xl; \\ Z &= R_к + jX_к, \end{aligned}\right\} \quad (36.8)$$

где $R_п$, $X_п$ – соответственно активное и реактивное сопротивления питающей линии; R_0, X_0 – то же для отсасывающей линии; $r_а$, x – соответственно активное и реактивное сопротивления 1 км тяговой сети; X_1 и $X_т$ – сопротивления соответственно фазы внешней сети и трансформаторов, приведенные к номинальному напряжению контактной сети $U_{ном}$.

Модуль сопротивления цепи КЗ

$$Z_к = \sqrt{R_к^2 + X_к^2}. \quad (36.9)$$

Комплексный ток КЗ

$$\underline{I}_{к} = \frac{(R_{к} - jX_{к})U}{Z_{к}^{2}}. \qquad (36.10)$$

Модуль тока КЗ

$$I_{к} = \frac{U}{Z_{к}}. \qquad (36.11)$$

В (36.10) и (36.11) $U = U_{ном}(1 - p)$.

36.3. ПОНЯТИЕ МАЛОГО ТОКА КЗ И УСЛОВИЕ ВЫБОРА УСТАВКИ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Полученное по (36.2) значение установившегося тока КЗ не всегда соответствует истинному значению, получаемому в результате проведения эксперимента. Отличие вызывается тем, что возможно отклонение параметров тяговой сети вследствие ряда причин. Так, сопротивление контактной сети может быть выше расчетного за счет большого износа контактного провода или его высокой температуры, потери напряжения в дуге могут быть выше 100 В, значение p может превысить 5% и т. д. С другой стороны (36.2) не учитывает, что рельсы шунтируются проводимостью грунта, что на участке, где происходит КЗ, имеется добавочная нагрузка от поездов и т. д. В общем, как правило, эти факторы взаимокомпенсируются и значения токов КЗ, полученные экспериментально, близки к расчетным. Но так как защита должна работать надежно, то при ее расчете приходится иметь определенный запас. Поэтому принимают, что для четкого отключения тока КЗ и для определенной гарантии несрабатывания линейного выключателя от тока перегрузки необходимо выполнение условий:

для городского транспорта

$$I_{к,\,min} > 1{,}5I_{л,\,max}; \qquad (36.12)$$

для магистрального транспорта

$$I_{к,\,min} = I_{л,\,max} + 300, \qquad (36.13)$$

где $I_{л,\,max}$ – максимальное расчетное значение тока нагрузки в линии, защищаемой автоматическим линейным выключателем. Ток уставки линейного выключателя $I_{л,в}$ принимают равным $(1{,}15 - 1{,}2)I_{л,\,max}$ для городского транспорта, $I_{л,\,max} + 100$ для магистрального транспорта.

Если указанные условия не выполняются, то на участке контактной сети имеются зоны так называемых малых токов короткого замыкания, для защиты от которых необходимы специальные меры.

36.4. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ЗАЩИТ ОТ МАЛЫХ ТОКОВ КЗ

По принципу действия защиты от малых токов короткого замыкания могут быть разделены согласно рис. 36.2.

Основные сведения по отдельным видам защит приводятся ниже.

Короткозамыкатели. При защите короткозамыкателем участок тяговой сети секционируется и параллельно секционному изолятору подключается катушка короткозамыкателя (рис. 36.3).

Защита короткозамыкателем применяется на вылетных линиях городского электрического транспорта, в тяговых сетях промышленного транспорта, на магистральном транспорте однофазного тока.

Блокировка выключателей. Такая защита применяется при двухстороннем питании участка тяговой сети. В этом случае линейные выключатели двух соседних тяговых подстанций, питающих один участок тяговой сети, блокируются между собой, т. е. при аварийном отключении одного линейного выключателя одновременно отключается и сблокированный с ним линейный выключатель другой подстанции. Это естественно требует прокладки между подстанциями контрольного кабеля или воздушной линии связи, что увеличивает стоимость защиты и уменьшает ее надежность. При блокировке между собой линейных выключателей уставка каждого из них определяется уже не током КЗ в конце участка, а его значением в середине участка. Действительно, при КЗ не в середине участка возрастает ток КЗ для выключателя, расположенного ближе к этой точке, и его отключение вызовет отключение

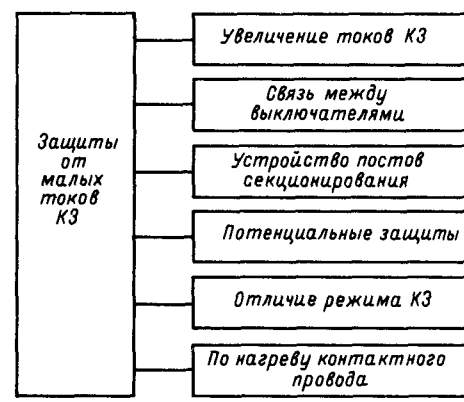


Рис. 36.2. Классификация защит от малых токов КЗ

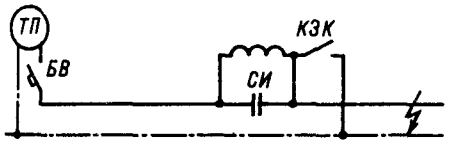


Рис 36 3 Защита от токов КЗ короткозамыкателем

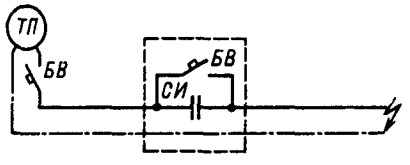


Рис 36 4 Защита от токов КЗ с помощью поста секционирования

и второго линейного выключателя, для которого мало значение тока КЗ и который бы не отключился, если бы линейные выключатели не были между собой сблокированы Такой способ защиты от тока КЗ нашел широкое применение в тяговых сетях метрополитена

Посты секционирования. Если необходимо, чтобы при возникновении короткого замыкания отключалась только часть участка, его секционируют с помощью дополнительного быстродействующего выключателя БВ, установленного на посту секционирования (рис 36 4) Автоматический выключатель поста секционирования может иметь уставку заметно ниже уставки *БВ* тяговой подстанции Такой способ защиты может применяться и при двухстороннем питании участка, но необходима установка быстродействующего автоматического выключателя ненаправленного тока (защелочного) Это надежный вид защиты, применяется на магистральных железных дорогах и на вылетных линиях ГЭТ

Потенциальная защита. В случае потенциальной защиты между контактным проводом и рельсами или между контактными проводами троллейбуса различной полярности в конце участка подключается реле напряжения При возникновении КЗ к реле напряжения не поступает питание, его контакты размыкаются и воздействуют на отключение линейного выключателя тяговой подстанции (рис 36 5, *а*) В этой схеме требуются два провода связи от реле напряжения к тяговой подстанции Реле необходимо устанавливать в конце участка, что не всегда удобно выполнить Поэтому для тяговых сетей трамвая была предложена схема с одним проводом на напряжение тяговой сети и установкой реле напряжения на тяговой подстанции (рис 36 5, *б*) Схема надежна как при коротком замыкании на участке, так и при обрыве линии связи защита отключает участок

При коротком замыкании к реле прикладывается напряжение, равное потере напряжения в рельсовой сети

Для тяговых сетей трамвая получаем, что $U_{р\ min} \approx 0{,}1 U_{ТП}$ при КЗ Для сети троллейбуса $U_{р\ min} = 0{,}5 U_{ТП}$, поэтому вариант схемы (рис 36 5, *б*) не пригоден

Защита, основанная на различии длительности времени протекания максимального тока и тока КЗ через питающую линию. Принципиальная схема защиты представлена на рис 36 6 и включает в себя реле тока, подключаемое к шунту, включенному в питающую линию, реле времени и промежуточное реле, воздействующее на отключение линейного выключателя Если такая защита выполняется на обычных реле, то из-за частого срабатывания (особенно реле времени) она быстро выходит из строя

Максимальная токовая защита с выдержкой времени, собранная на полупроводниковых реле, будет обладать необходимой надежностью в работе В то же время у защиты имеется принципиальный недостаток за время, в течение которого произойдет отключение поврежденного участка, может произойти пережог контактного провода, если КЗ сопровождается электрической дугой, или контактный провод нагреется до недопустимой температуры

Защита, основанная на отличии скорости нарастания тока короткого замыкания в питающей линии и скорости нарастания тока нагрузки (защита с помощью индуктивного шунта). Как правило, скорость нарастания тока нагрузки меньше скорости нарастания тока короткого замыкания, так как в цепи нагрузки включена индуктивность тяговых двигателей Практически такая защита осущест-

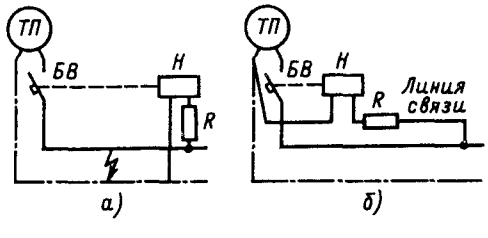


Рис 36 5 Потенциальная защита

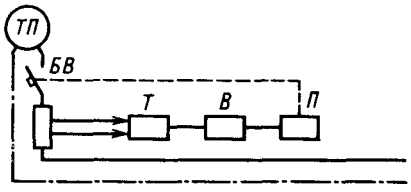


Рис. 36.6. Защита от малых токов КЗ по выдержке времени

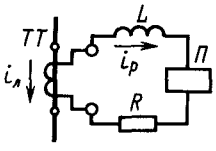


Рис. 36.7. Принцип действия защиты по скачку тока

вляется путем подключения параллельно отключающей катушке направленного быстродействующего автоматического выключателя индуктивного шунта, выполняемого в виде шины, на которую одеваются пакеты пластин из трансформаторной стали. В то же время следует отметить, что в отдельных случаях переходный процесс при удаленном КЗ и при перегрузке протекает почти одинаково, что затрудняет четкое определение аварийной ситуации. Поэтому такая защита применяется только для увеличения надежности срабатывания *БВ*. Применяется преимущественно в тяговых сетях магистральных железных дорог постоянного тока.

Защита по скачку тока основана на том, что при возникновении КЗ приращение тока бывает, как правило, выше, чем при изменении нагрузки.

Защита по скачку тока может быть выполнена по схеме рис. 36.7 с использованием трансформатора тока *ТТ* и поляризованного токового реле *П*, необходимого, чтобы защита срабатывала только на положительные скачки тока. Чтобы магнитопровод трансформатора тока не насыщался, он должен иметь воздушный зазор. При двухстороннем питании защита по броску тока, как правило, неработоспособна, так как при любом отключении питания с другой стороны участка получаем бросок тока, вызывающий ложное срабатывание защиты.

Защита, основанная на нагревании контактного провода. При малом токе КЗ и несрабатывании максимальной токовой защиты опасным является перегрев контактного провода, в результате чего провод теряет свои механические свойства, начинает удлиняться и возможен его обрыв. В основу защиты входят электронные моделирующие устройства, позволяющие обеспечить непрерывное слежение за тепловым состоянием контактного провода. Возможно и другое более простое и достаточно надежное устройство, когда в рассечку питающей линии включается отрезок контактного провода того же типа и сечения, как и контактная сеть. При нагревании происходит удлинение этого отрезка провода, и при определенном удлинении, соответствующем опасной температуре, он нажимает на микровыключатель, подающий сигнал на отключение линейного выключателя.

В настоящее время разрабатывается защита с применением микропроцессора, работающего на сравнение реального режима с допустимым. При любом отличии этих режимов система дает сигнал на отключение линейного выключателя.

36.5. ЗАЩИТА ТЯГОВОЙ СЕТИ ОДНОФАЗНОГО ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

В тяговой сети постоянного тока в качестве отключающего аппарата используют направленные быстродействующие выключатели, отключающие поврежденный участок при определенном направлении тока, превышающего уставку. В таких сетях автоматически выполняются требования по селективности действия защиты. При переменном токе говорить об определенном его направлении нельзя и для обеспечения селективной работы защиты нужно принимать специальные меры.

Если невозможно настроить максимальную токовую защиту (см. разд. 15) на подстанции, используют, как и постоянном токе, секционирование сети. Секции соединяют выключателями высокого напряжения переменного тока. Каждый выключатель поста на однопутном участке снабжается максимальной защитой, на двухпутном – максимальной направленной или дистанционной.

Максимальная токовая направленная защита. В схеме защиты (рис. 36.8) имеются орган *4*, определяющий направление вектора тока по отношению к напряжению, и логический элемент *5* (схема И). К органу *4* подводится информация о значениях как тока (от трансформатора тока *1*), так и напряжения (от трансформатора напряжения *2*). Сигнал на выходе логического элемента *5* появляется только в том случае, если на его вход одновременно поступают сигналы с органа *4* и порогового устройства *3*, контролирующего значение тока питающей линии. Сигнал

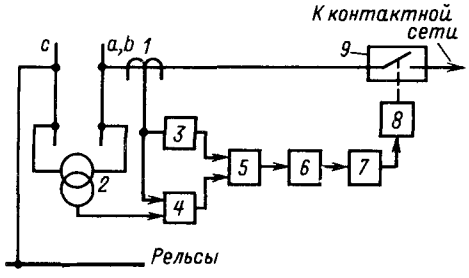


Рис. 36.8. Максимальная токовая направленная защита

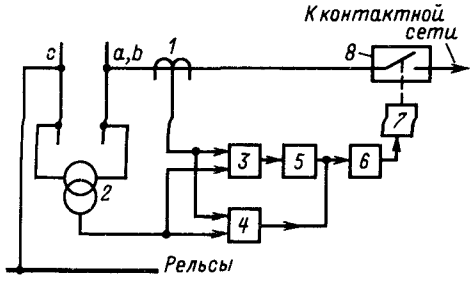


Рис. 36.9. Дистанционная защита

от органа 5 через элемент выдержки времени 6 и выходное устройство 7 воздействует на привод 8, который отключает выключатель 9.

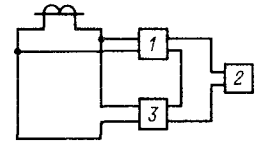
Дистанционная защита используется в питающих линиях тяговых подстанций и постов секционирования. Основными элементами ее являются реле сопротивления 3 и 4 (рис. 36.9), реагирующие на отношение напряжения между контактной сетью и рельсом к току питающей линии в месте установки защиты, т. е., другими словами, на значение сопротивления тяговой сети. В режиме КЗ это сопротивление пропорционально расстоянию от места установки защиты до точки КЗ.

Для измерения сопротивления к реле 3 и 4 подводят напряжение от трансформатора напряжения 2 и ток от трансформатора тока 1.

Реле сопротивления в тяговых сетях выполняют направленным, т. е. уставка реле по сопротивлению в этом случае зависит от угла между током и напряжением.

В комплект дистанционной защиты входят два реле сопротивления 3 и 4, имеющие разную чувствительность (разные зоны защиты тяговой сети), устройства выдержки

Рис. 36.10. Защита по третьей гармонической составляющей



времени 5, выходное устройство 6, действующее на привод 7 выключателя 8.

Реле 3 защищает всю зону питающей линии. Чтобы оно не реагировало на КЗ в зоне контактной сети другого пути, выход этого реле соединен со входом элемента выдержки времени 5. Реле 4 осуществляет защиту только части зоны питающей линии и играет роль токовой отсечки, поэтому выход его соединен со входом устройства 6. В качестве реле 4 может быть использовано ненаправленное реле (уставка его не зависит от угла между током и напряжением).

Защита по третьей гармонической составляющей. При КЗ резко снижается относительное содержание гармонических составляющих в кривой тока питающей линии, что и используется в принципе действия защиты.

Защита состоит из фильтров 1 и 3 и логического (порогового) элемента 2 (рис. 36.10). Фильтр 1 не пропускает 3-ю гармонику тока, а фильтр 3 пропускает только эту гармонику.

В защите применено тормозящее действие, оказываемое на реле тока 3-й гармонической составляющей. В случае КЗ снижается относительное содержание гармонических составляющих тока и снижается их тормозящее действие.

Логический элемент срабатывает и дает сигнал на отключение линейного выключателя, если

$$\alpha_3 I_3 < \alpha_1 I_1, \qquad (36.14)$$

где I_1, I_3 – соответственно средние значения токов на выходе фильтров 1 и 3.

36.6. НОРМЫ ДОПУСТИМОГО НАГРЕВА КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Электрический ток, протекая по проводам, нагревает их. Чрезмерная температура контактных проводов приводит к заметному снижению механической прочности проводов, к их ускоренному износу. При нагреве проводов увеличивается их длина, что приводит в ряде конструкций контактной сети к увеличению стрелы провеса. Это опасно, так как увеличивается вероятность отрыва токоприемника от контактной сети, образуется электрическая дуга, что может при-

вести к пережогу и обрыву контактного провода.

Нагревание проводов контактной сети определяется потерями энергии в них, теплоемкостью и теплоотдачей проводов, температурой окружающей среды и т. д. Все эти параметры в процессе эксплуатации изменяются.

Проведенными исследованиями было установлено, что температура медных контактных проводов не должна превышать 100 °С, что соответствует допустимому перегреву 60 °С при наибольшей температуре окружающего воздуха, равной 40 °С. Для алюминиевых проводов их температура не должна превышать 80 °С, что ограничивает их допустимый перегрев значением 40 °С.

Для бронзовых проводов допустимая температура равна 120 °С, что позволяет допускать перегрев до 80 °С.

Допустимый нагрузочный ток для проводов определяют обычно по таблицам. Для контактных проводов, применяемых на ГЭТ, данные приведены в табл. 36.1, а для магистрального транспорта постоянного и переменного тока в табл. 36.2.

Для неизолированных проводов допустимый по нагреву ток определяется в соответствии с ГОСТ 839–80Е с учетом допустимого их нагрева до 70 °С при темпера-

Таблица 36.1. **Допустимая нагрузка проводов, А, применяемых в контактной сети городского электрического транспорта**

Допустимая нагрузка	Марка контактного провода		
	МФ-85	СМ-85	ПКСА 80/180
Длительно протекающим неизменяющимся током	600/450	400/280	750/700
Эффективным током за период интенсивного движения	425/310	275/200	525/480

Примечание. В числителе – нагрузки для нового, в знаменателе – для изношенного контактного провода.

Таблица 36.2. **Допустимая нагрузка контактных подвесок**

Тип подвески	Допустимая нагрузка, А	
	Постоянный ток	Однофазный ток
ПБСМ-95 + МФ-85	760	710
ПБСМ1-95 + МФ-100	800	740
ПБСМ1-95 + 2МФ-100	1340	–
ПБСМ-95 + 2МФ-100 + + А-185	2020	–
ПБСМ1-95 + 2МФ-100 + + 2А-185	2650	–
ПБСМ-70 + МФ-100	720	670
ПБСМ1-70 + МФ-100 + + А-185	1330	–
ПБСМ1-70 + МФ-100 + + 2А-185	2010	–
М-120 + МФ-100	1280	1230
М-120 + 2МФ-100	1880	–
М-120 + 2МФ-100 + А-185	2510	–
М-120 + 2МФ-100 + 2А--185	3140	–
М-95 + МФ-85	1140	1110
М-95 + МФ-100	1200	1190
М-95 + 2МФ-100	1800	–
М-95 + 2МФ-100 + А-185	2370	–
М-95 + 2МФ-100 + 2А-185	3000	–
АСУ-150 + 2МФ-100	1710	–
АСУ-150 + 2МФ-100 + + А-185	2350	–
АСУ-150 + 2МФ-100 + + 2А-185	2970	–

Таблица 36.3. **Допустимая нагрузка неизолированных проводов**

Марка провода	Токовая нагрузка, А	Марка провода	Токовая нагрузка, А	Марка провода	Токовая нагрузка, А	Марка провода	Токовая нагрузка, А
М-70	340	А-95	320	АС-95	330	АСУ-120	375
М-95	415	А-120	375	АС-120	380	АСУ-150	450
М-120	485	А-150	440	АС-150	445	АСУ-185	515
М-150	570	А-185	500	АС-185	510		

Примечание. Для температуры воздуха 40 °С нагрузка этих проводов должна быть уменьшена в 1,23 раза.

туре воздуха 25 °С и размещении их вне помещения.

Данные приведены в табл. 36.3.

Постоянные времени при нагревании проводов контактной сети таковы, что через 15–20 мин можно считать температуру проводов установившейся. Поэтому в проектной практике расчетный ток для сравнения с длительно допустимым по нагреву берется как среднеквадратичный за 15–20 мин, соответствующий режиму наибольшей нагрузки.

РАЗДЕЛ ТРИДЦАТЬ СЕДЬМОЙ

РЕЛЬСОВЫЕ СЕТИ, РЕЖИМЫ РАБОТЫ ПУНКТОВ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ К РЕЛЬСАМ, МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ОТ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ В ТЯГОВОЙ СЕТИ

37.1. ВОЗНИКНОВЕНИЕ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ И ВЛИЯНИЕ ИХ НА ПОДЗЕМНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

На рельсовом электрическом транспорте рельсовый путь используется в качестве второго провода для питания э. п. с. Как правило, рельсы не изолированы от грунта, а имеют с землей электрический контакт через шпалы и различные металлические сооружения. Грунт является проводником электрического тока, поэтому рельсовую сеть можно рассматривать как проводник, шунтированный землей. Протекающий по рельсам тяговый ток создает в них потерю напряжения, которая через переходное сопротивление рельсы – грунт прикладывается к земле и к различным подземным сооружениям, находящимся вблизи рельсового полотна. Это приводит к протеканию тока в земле, а в случае отсутствия специальных мер – и по подземным металлическим сооружениям. Тяговый ток в этом случае будет складываться из тока, протекающего по рельсам, и тока, ответвившегося из них и протекающего по земле. Токи, ответвившиеся из рельсовой сети в землю, называют блуждающими.

На рис. 37.1 показана упрощенная схема протекания блуждающих токов в грунте и в подземном сооружении. Выделяют три характерных участка рельсовой сети. Область, где рельсы имеют потенциал выше, чем грунт, носит название анодной зоны. В этой зоне блуждающие токи ответвляются из рельсового полотна. Область, где грунт имеет потенциал выше, чем рельсы, называют катодной зоной. Блуждающие токи в этой зоне возвращаются из грунта в рельсы. Между катодной и анодной зонами образуется область, в которой потенциалы рельсовой сети и грунта одинаковы. Эта область носит название нейтральной зоны. Блуждающие токи в ней не будут ни ответвляться в землю, ни возвращаться из земли в рельсы.

Протекание блуждающих токов через подземные сооружения значительно повышает их электролитическую коррозию и сокращает срок службы.

Для расчетов шунтирующего влияния грунта представляют рельсовый путь в виде линии с распределенными продольными и переходными сопротивлениями, как это показано на рис. 37.2. Здесь $r_р$ – удельное сопротивление рельсовой сети однопутного участка, Ом/км; $r_{пер}$ – переходное сопротивление между рельсами и грунтом, Ом·км. Сам грунт принимается условно как имеющий бесконечную проводимость. Допущение бесконечной проводимости грунта не приводит к большим погрешностям в расчетах.

Продольное сопротивление $r_р$ включает в себя сопротивление рельсов, стыков и межстыковых соединителей. Переходное сопротивление $r_{пер}$ включает в себя сопротивление шпал, балластного слоя с учетом сопротивления перехода между рельсами и шпалами, шпалами и балластом, а также сопротивление растеканию тока в грунте.

Наряду с первичными параметрами $r_р$ и $r_{пер}$ в теории блуждающих токов применяют вторичные параметры – коэффициент затухания $p = \sqrt{\frac{r_р}{r_{пер}}}$, 1/км, и волновое сопротивление $m = \sqrt{r_р r_{пер}}$, Ом.

Расчетное шунтирующее действие грун-

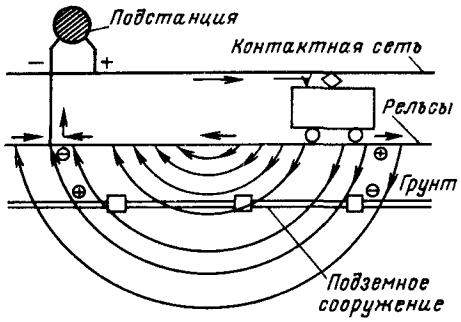


Рис. 37.1. Схема протекания блуждающих токов

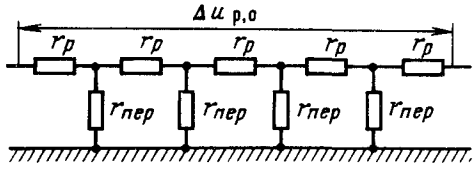


Рис. 37.2. Упрощенная электрическая схема рельсового пути электрифицированной железной дороги

та можно оценивать величиной Δu_{p0} – отношением потери напряжения в рельсах на расчетном участке, найденной с учетом шунтирующего сопротивления грунта $r_{пер}$, к потере напряжения при изолированных от земли рельсах, т. е. при $r_{пер} = \infty$. В табл. 37.1 приведены данные о наименьших и наибольших значениях $r_р$ и $r_{пер}$ для трамвайного пути и магистральной железной дороги. Величины p, m и Δu_{p0} рассчитывались для схемы рис. 37.2.

37.2. РАСЧЕТНЫЕ ВЫРАЖЕНИЯ ДЛЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СХЕМАХ ПИТАНИЯ ТЯГОВОЙ СЕТИ

Потенциал рельсов и ток в них определяются выражениями

$$U_р = Ae^{px} + Be^{-px}; \qquad (37.1)$$

$$I_р = -\frac{1}{m}(Ae^{px} - Be^{-px}), \qquad (37,2)$$

где $p = \sqrt{\frac{r_р}{r_{пер}}}$; $m = \sqrt{r_р r_{пер}}$; x – расстояние от пункта присоединения отрицательных линий к рельсам (далее просто пункт присоединения) до интересующей точки рельсового пути.

Величины A и B зависят от схемы участка электроснабжения и определяются подстановкой в (37.1) и (37.2) соответствующих граничных условий.

Расчет по этим формулам сложен, поэтому для прикидочных расчетов можно пользоваться упрощенными выражениями, предварительно приняв следующее допущение, которое не вносит серьезных погрешностей в конечные результаты расчетов. Принимают, что закон изменения потери напряжения в рельсах по длине пути определяется только тяговым током нагрузок, т. е. при условии идеальной изоляции рельсов от земли.

С учетом этого допущения расчетные выражения для схем одностороннего питания участка сети с равномерно распределенной нагрузкой $i_{р,р}$, А/км (рис. 37.3), и сосредоточенной нагрузкой I, А (рис. 37.4), представлены в табл. 37.2.

Таблица 37.1. **Значения $r_р$, $r_{пер}$, p, m, $\Delta u_{р,о}$ для различного э. п. с.**

Вид транспорта	Время года	$r_р$, Ом/км	$r_{пер}$, Ом·км	p	m, Ом	l', км	$\Delta u_{р,о}$
Трамвай	Лето	0,009	0,06	0,39	0,023	$\frac{1,5}{3}$	$\frac{0,97}{0,58}$
	Зима	0,007	4,5	0,04	1,18	$\frac{1,5}{3}$	$\frac{0,999}{0,94}$
Магистральный	Лето	0,01	0,7	0,12	0,084	$\frac{15}{30}$	$\frac{0,8}{0,27}$
	Зима	0,008	150	0,007	1,1	$\frac{15}{30}$	$\frac{0,99}{0,9}$

Примечание. В числителе – для равномерно распределенной нагрузки, в знаменателе – для сосредоточенной на конце участка.

При двухстороннем питании участка или при наличии нескольких отрицательных кабелей, подключенных к различным точкам рельсовой сети, задача определения блуждающих токов сводится к приведению общей схемы к нескольким схемам, представляющим собой обособленные консольные участки с одним пунктом присоединения, и расчету по выведенным ранее формулам.

Схема двухстороннего питания при

Таблица 37.2. **Расчетные выражения для блуждающих токов**

Расчетная величина	Схема с равномерно распределенной нагрузкой	Схема с сосредоточенной нагрузкой
Наибольшая потеря напряжения на участке рельсовой сети $\Delta U_р$, В	$\frac{1}{2} i_{р\,р} r_р L^2$	$I r_р L$
Потенциал рельса относительно земли в точке x $\Delta U_{(р-з)x}$, В	$i_{р,р} r_р (Lx - x^2/2) - i_{р,р} r_р L^2/3$	$I r_р x - I r_р L/2$
Блуждающий ток, А	$\sqrt{3} i_{р,р} p^2 L^3/27$	$I p^2 L^2/8$
Координата нейтральной зоны x_0, км	$(1 - \sqrt{3}/3)L$	$L/2$

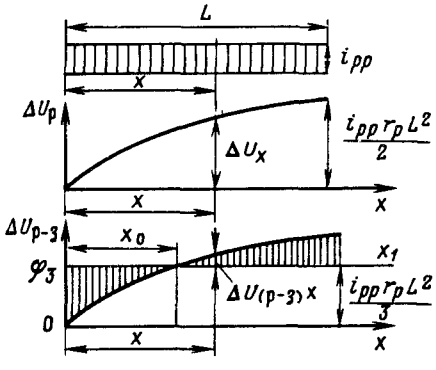


Рис. 37.3. Построение потенциальной диаграммы для равномерно распределенной нагрузки

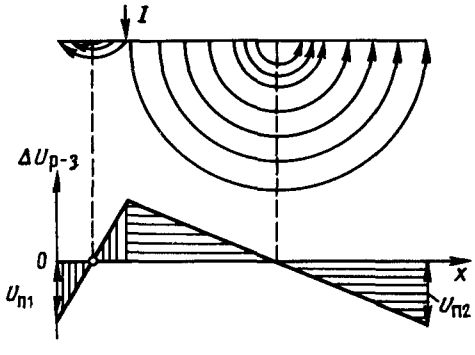


Рис. 37.5. Построение потенциальной диаграммы для двухстороннего питания при сосредоточенной нагрузке

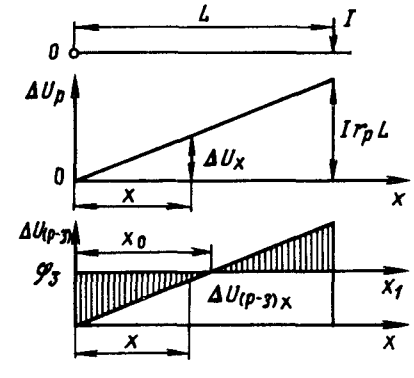


Рис. 37.4. Построение потенциальной диаграммы для сосредоточенной нагрузки

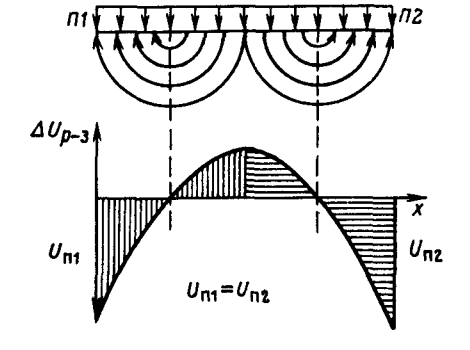


Рис. 37.6. Построение потенциальной диаграммы для двухстороннего питания при равномерно распределенной нагрузке

одной сосредоточенной нагрузке (рис. 37.5) легко приводится к двум обособленным консольным участкам, если принять, что сопротивления тяговых подстанций, а также положительных и отрицательных питающих линий равны нулю и напряжения на шинах подстанций одинаковы. При этих условиях потенциалы пунктов присоединения будут равны друг другу при любом расположении сосредоточенной нагрузки. Тогда точка токораздела будет находиться в месте приложения нагрузки, а значение сосредоточенной нагрузки разделится обратно пропорционально расстояниям до пунктов присоединения, т. е. так, что потери напряжения от точки токораздела до подстанций будут одинаковы.

Значение блуждающего тока в этом случае определяется по формуле

$$I_{бл} = \frac{I_р^2}{8} x(L - x). \qquad (37.3)$$

Схема двухстороннего питания с равномерно распределенной нагрузкой (рис. 37.6) разрезается пополам и рассчитывается по формулам табл. 37.2.

37.3. НОРМЫ ДОПУСТИМЫХ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ В РЕЛЬСОВОЙ СЕТИ. СПОСОБЫ ВЫРАВНИВАНИЯ ПОТЕНЦИАЛОВ ПУНКТОВ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ К РЕЛЬСАМ

Места присоединения отрицательных кабелей к рельсам выбираются с таким расчетом, чтобы максимальная потеря напряжения в рельсовой сети на участке питания не превышала значений, приведенных в табл. 37.3.

Неравенство потенциалов пунктов присоединения увеличивает блуждающие токи. Потенциальные диаграммы для этого случая показаны на рис. 37.7. Результирующая диаграмма получается путем наложения соответствующей диаграммы, полученной при условии эквипотенциальности пунктов присоединения кабелей к рельсам, на диаграмму, построенную только для уравнительного тока.

Заштрихованные площадки диаграмм каждой полярности больше, чем у диаграмм эквипотенциального режима. Это показывает, что неравенство потенциалов пунктов присоединения ведет к увеличению блуждающих токов.

Средняя разность потенциалов между любыми пунктами подключения отрицательных линий одной подстанции в период интенсивного графика движения не должна превышать значений 0,5 В при автоматическом регулировании потенциалов рельсовой сети и 1 В при регулировании потенциалов с помощью реостатов. Достоинствами реостатного метода регулирования потенциалов (рис. 37.8) являются простота и высокая надежность в работе. Недостатки этого способа заключаются в значительных потерях энергии, теряющейся в резисторах, и в том, что уравниваются не мгновенные, а средние значения потенциалов пунктов присоединения кабелей. Последнее обстоятельство приводит к тому, что во всех случаях отклонения режима работы отрицательных линий от расчетного не будет обеспечиваться равенство потенциалов их пунктов присоединения, а значит, возрастет утечка токов из рельсовой сети в землю. Кроме того, при изменении интенсивности движения или схемы питания может изменяться соотношение нагру-

Таблица 37.3. **Допустимые потери напряжения в рельсах**

Основание рельсового пути трамвая	Максимально допустимая потеря напряжения при количестве месяцев в году со среднемесячной температурой выше −5 °С, В				
	3–4	5–6	7–8	9–10	11–12
Бетонное с рельсами, утопленными в бетон	1,2	0,8	0,6	0,5	0,4
Песчаное с замощением	6	4	3	2,5	2
Щебеночное с замощением или песчаное со слоем битуминизированного песка	9,6	6,4	4,8	4	3,2
Бетонное с электроизоляцией корыта слоем битуминизированного песка 10–12 мм; шпально-песчаное или шпально-щебеночное без замощения	12	8	6	5	4

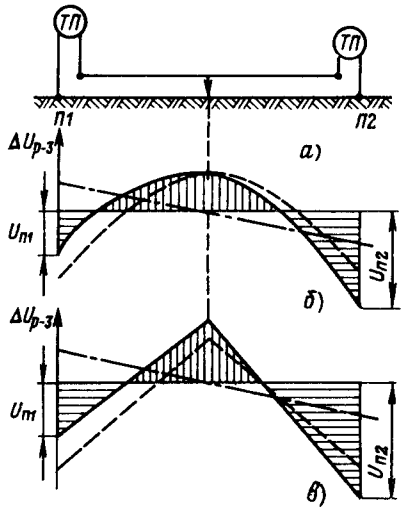


Рис. 37.7. Построение потенциальных диаграмм при неравенстве потенциалов пунктов присоединения:

а – схема участка цепи; *б* – потенциальные диаграммы при равномерно распределенной нагрузке; *в* – потенциальные диаграммы при сосредоточенной нагрузке

зок отдельных отрицательных линий, что повлечет за собой необходимость изменения и величин сопротивлений регулирующих резисторов.

Существенно лучшие результаты выравнивания потенциалов пунктов присоединения, а значит, и уменьшение блуждающих токов достигаются при применении вольтодобавочных устройств, которые обеспечивают компенсацию потери напряжения в длинном кабеле с помощью источника ЭДС, включенного последовательно в этот кабель. В качестве источника ЭДС используются генераторы последовательного возбуждения или статические преобразователи.

На рис. 37.9 приведена схема электромашинного способа выравнивания потенциалов пунктов *П1* и *П2* для случая двух кабельных линий. Генератор последовательного возбуждения *Г*, вращаемый трехфазным асинхронным двигателем *АД*, включен последовательно в цепь более длинной отрицательной линии с полярностью, как это указано на рисунке. Параметры генератора подбираются таким образом, чтобы при максимальном рабочем токе отрицательной линии его магнитная система не насыщалась. В этом случае при условии неизменности скорости вращения генератора величина напряжения на его зажимах будет пропорциональна току, а значит, и потере напряжения в отрицательной линии. Таким образом, автоматически будет поддерживаться заданная разность потенциалов между пунктом *П2* и отрицательной шиной тяговой подстанции.

Применение статических преобразователей позволяет добиться лучшего качества защиты подземных сооружений от блуждающих токов за счет более эффективного поддержания равенства потенциалов пунктов присоединения. Кроме того, статические преобразователи по сравнению с электромашинными удобнее в эксплуатации и обладают более высокой надежностью.

На рис. 37.10 приведена принципиальная схема выравнивания потенциалов пунктов присоединения при помощи статического преобразователя. В длинную кабельную линию пункта *П2* включен управляемый выпрямительный мост, получающий питание от трансформатора $T_р$. Эквипотенциальность пунктов присоединения поддерживается так же, как при электромашинном способе, путем компенсации потери напряжения в длинном кабеле. Регулирование напряжения на выходе выпрямителя осуществляется путем изменения угла открывания тиристоров. Потенциалы пунктов *П1* и *П2* подаются по контрольным жилам отрицательных кабелей в усилитель *У*, где происходит их сравнение. С выхода усилителя сигнал подается на блок управления *БУ*, который управляет тиристорами выпрямителя. Угол открывания тиристоров изменяется в зависимости от

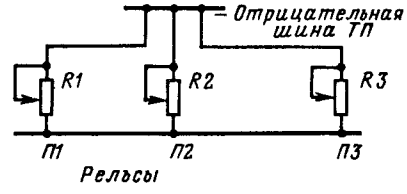


Рис. 37.8. Схема реостатного способа выравнивания потенциалов пунктов присоединения

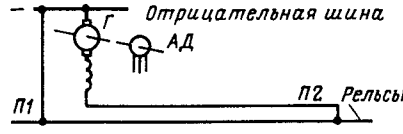


Рис. 37.9. Схема электромашинного способа выравнивания потенциалов пунктов присоединения

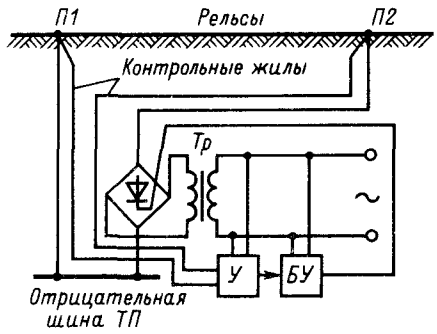


Рис. 37.10. Принципиальная схема выравнивания потенциалов пунктов присоединения при помощи статического устройства

разности потенциалов между пунктами присоединения кабелей. Вследствие высокой чувствительности электронной аппаратуры точность поддержания эквипотенциальности пунктов присоединения в этой схеме получается выше, чем в случае электромашинного регулирования.

37.4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА РЕЛЬСОВЫХ СЕТЕЙ ТРАМВАЯ

Проектирование системы электроснабжения тесно связано с проблемой защиты подземных металлических сооружений от коррозии блуждающими токами. При расчете рельсовой сети трамвая прежде всего проверяется соответствие расчетного значения потери напряжения в рельсах на участке питания установленным нормам. Так как секционные изоляторы целесообразно устанавливать в местах токораздела, то расчетным путем определяются точки токораздела в рельсовой сети. В задачу расчета входит также определение нагрузок питающих кабелей и проверка выполнения условия эквипотенциальности пунктов присоединения отрицательных кабелей к рельсам.

Основным исходным материалом для расчета являются подробный план рельсовой сети с указанием на нем длины участков и профиля пути, суточного графика движения на каждом участке с указанием типов подвижного состава, схема электроснабжения с указанием пунктов присоединения положительных и отрицательных кабелей и секционных изоляторов, данные по тяговым подстанциям и кабелям отрицательных питающих линий и о регулировании потенциалов пунктов присоединения отрицательных кабелей.

При расчете рельсовой сети применяется метод равномерно распределенной нагрузки. Для того, чтобы повысить точность расчета, вся трамвайная сеть разбивается на отдельные расчетные участки по принципу получения в пределах границ разбиения постоянного значения удельного расхода электроэнергии на движение э. п. с. Границами расчетных участков служат точки разветвления трамвайных линий, места окончания маршрутов и точки резкого изменения продольного профиля трассы.

Средний ток расчетного участка можно определить через удельный расход энергии э. п. с. $A_{уд}$ (табл. 37.4) по (35.29) или по данным табл. 37.5 (для городского электрического транспорта) через базовый ток I_0 по выражению

$$I = K_i K_y K_v K_п I_0 + I_{сн}, \qquad (37.4)$$

где K_i – поправка на уклоны $i_э > 5\%$ ($K_i = 1 + 0{,}02 i_э$); K_y – поправка на многопусковые режимы при затрудненных условиях движения ($K_y = 1{,}15$ для трамвая и 1,1 для троллейбуса при наличии кривых, спецчастей контактной сети, оживленных перекрестков; в остальных случаях $K_y = 1$); K_v – поправка на эксплуатационную скорость $v_э > 16$ км/ч для трамвая и $v_э > 17$ км/ч для троллейбуса

Таблица 37.4. **Среднее значение удельного расхода энергии $\Sigma A_{уд} = A_{уд} + A_{уд,сн}$* для различного вида транспорта**

Вид транспорта	$\Sigma A_{уд}$, $\frac{Вт \cdot ч}{Т \cdot км}$
Электровозная тяга:	
грузовые поезда на равнинных участках при невысоких скоростях	10 – 15
то же на участках с более тяжелым профилем при более высоких скоростях	До 20
Пассажирские поезда	20 – 30
Пригородные поезда	25 – 40
То же при быстроходных секциях (до 130 км/ч)	40 – 50
Метрополитен	40 – 60
Трамвай	35 – 80
То же при коротких перегонах и высоких скоростях	До 100
Троллейбус	150 – 210

* $A_{уд,сн}$ – удельный расход энергии на собственные нужды э.п.с.

Таблица 37.5. **Значения базового тока и среднего тока собственных нужд для различных типов подвижного состава**

Показатели	Тип подвижного состава							
	Трамвай				Троллейбус			
	Т-3, КТ4-СУ	КТМ-5М3	РВЗ-6М	РВЗ-7	ЗиУ-5	ЗиУ-9Б	ЗиУ-9В	Тр-9
Базовый ток I_0, А:								
зимой	78	71	80	80	74	74	92	70
летом	72	65	74	74	64	64	80	60
Средний ток собственных нужд $I_{сн}$, А:								
зимой	27	29	15	25	11	18	18	15
летом	9	11	6	7,5	4,5	7,5	7,5	6

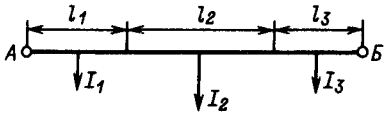


Рис. 37.11. Участок с одним пунктом присоединения

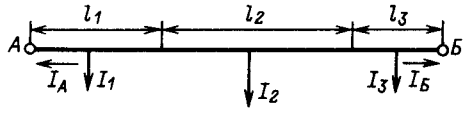


Рис. 37.12. Замкнутый участок с двумя пунктами присоединения

($K_v = 0{,}062v_э$ – трамвай и $K_v = 0{,}058v_э$ – троллейбус); $K_п$ – поправка на длину перегона $l > 350$ м ($K_п = 22/\sqrt{l} - 0{,}175$).

Поправки вводятся потому, что значения в табл. 37.5 приведены к эксплуатационной скорости трамвая $v_э = 16$ км/ч, троллейбуса $v_э = 17$ км/ч, эквивалентному уклону $i_э < 5\%$ и средней длине перегона $l = 350$ м.

Полученные нагрузки изображают вертикальными стрелками, приложенными к середине соответствующих расчетных участков.

Потерю напряжения рассчитывают до конца рельсовой консоли или до точки токораздела при двух пунктах присоединения по выражению

$$\Delta U_р = r_р \sum_{k=1}^{m} I_к l_к, \qquad (37.5)$$

где $r_р$ – удельное сопротивление рельсовой сети на единицу длины, Ом/км; $I_к$ – средняя нагрузка k-го участка, А; $l_к$ – расстояние от пункта присоединения до нагрузки $I_к$, км.

Расчетные выражения потерь напряжения в рельсовой сети для некоторых наиболее часто встречающихся случаев приведены ниже.

1. Консольный участок с одним пунктом присоединения (рис. 37.11)

$$\Delta U_р = r_р\left[I_1\frac{l_1}{2} + I_2\left(l_1 + \frac{l_2}{2}\right) + I_3\left(l_1 + l_2 + \frac{l_3}{2}\right)\right]. \qquad (37.6)$$

2. Неразветвленный участок с двумя пунктами присоединения (рис. 37.12).

Сначала определяется токораспределение между пунктами A и $Б$, т. е. находятся токи I_A и $I_Б$:

$$I_A = \frac{I_3\frac{l_3}{2} + I_2\left(l_3 + \frac{l_2}{2}\right) + I_1\left(l_3 + l_2 + \frac{l_1}{2}\right)}{l_1 + l_2 + l_3}; \qquad (37.7)$$

$$I_Б = I_1 + I_2 + I_3 - I_A. \qquad (37.8)$$

Затем определяется точка токораздела, схема разделяется на два консольных участка с одним пунктом присоединения и рассчитывается потеря напряжения от точки токораздела до пункта присоединения отрицательного кабеля к рельсам.

3. Разветвленный участок с несколькими пунктами присоединения (рис. 37.13).

Расчет такой сети ведется методом узловых уравнений для двухколейного пути и при условии эквипотенциальности пунктов присоединения отрицательных кабелей к рельсам. Определим разность потенциалов U_y между пунктом присоединения кабелей к ре-

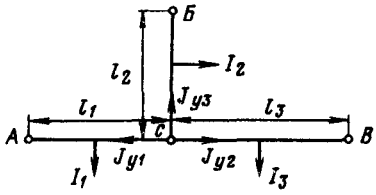


Рис. 37.13. Разветвленная схема с одним узлом и тремя пунктами присоединения

льсам и узлом C

$$U_y\left(\frac{s_1}{l_1}+\frac{s_2}{l_2}+\frac{s_3}{l_3}\right)=$$
$$=\frac{1}{\rho}\left(\frac{I_1}{2}+\frac{I_2}{2}+\frac{I_3}{2}\right), \qquad (37.9)$$

где s – эквивалентное сечение по меди, мм^2; ρ – удельная проводимость меди, м/(Ом·мм^2).

Распределение токов в узле находится из системы уравнений

$$\left.\begin{aligned} J_{y1} &= -U_y\rho\frac{s_1}{l_1}+\frac{I_1}{2};\\ J_{y2} &= -U_y\rho\frac{s_2}{l_2}+\frac{I_2}{2};\\ J_{y3} &= -U_y\rho\frac{s_3}{l_3}+\frac{I_3}{2}. \end{aligned}\right\} \qquad (37.10)$$

В уравнениях (37.10) первое слагаемое представляет собой уравнительный ток за счет неравенства потенциалов пунктов присоединения и узла. Положительное значение тока, рассчитанное по (37.10), означает, что ток J_y направлен к узлу, а при отрицательном значении ток J_y вытекает из узла. Для каждого узла должно соблюдаться условие $\sum J_y = 0$. Точки токораздела и потери напряжений в рельсах находятся так же, как и в неразветвленной схеме.

Приведенную методику расчета рельсовых сетей с допущением эквипотенциальности пунктов присоединения отрицательных кабелей к рельсам возможно использовать в случае, если кабельные линии оборудованы регулирующими устройствами. Когда этого регулирования нет, то эквипотенциальной точкой выбирается шина тяговой подстанции, а отрицательные кабели включаются в расчетную схему. При этом длину и сечение отрицательных кабелей приводят к сечению рельсов.

Вычисленные по среднесуточной нагрузке за месяцы со среднемесячной температурой выше – 5 °С максимальные потери напряжения не должны превышать значений, приведенных в табл. 37.3.

Если тяговые нагрузки определены для зимнего периода времени и наиболее интенсивного графика движения, то рассчитанная по этим нагрузкам потеря напряжения в рельсах $\Delta U_{расч}$ должна быть связана с соответствующим табличным значением $\Delta U_{табл}$ следующим выражением:

$$\Delta U_{расч} \leqslant \Delta U_{табл}\frac{24}{T_г}K_з K_{max}, \qquad (37.11)$$

где $T_г$ – среднегодовая продолжительность работы трамвая на линии в течение суток, ч; $K_з$ – отношение удельного расхода электроэнергии на движение трамвая в зимнее время к удельному расходу в летнее время ($K_з = 1{,}1 \div 1{,}15$); K_{max} – отношение удельного расхода электроэнергии в часы максимального движения к среднесуточному ($K_{max} = 1{,}1 \div 1{,}2$).

Если же на каком-либо участке не выполняется норма потерь напряжения в рельсах, то изменяют место расположения пунктов присоединения, изменяют схему питания и секционирования контактной сети и т. п. После выполнения необходимых изменений проводят повторный расчет рельсовой сети.

37.5. МЕРЫ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ ОТ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ

Опасность электрокоррозии определяется плотностью тока, стекающего с подземного сооружения в грунт (непосредственный критерий), или потенциалом относительно окружающей среды (косвенный критерий).

В табл. 37.6 – 37,8 приведены количественные показатели по обоим критериям коррозионной опасности блуждающих токов (ГОСТ 9.015 – 74).

Мероприятия по защите подземных металлических сооружений от коррозионного воздействия блуждающих токов разделяют на пассивные и активные. **Меры пассивной защиты** решают задачу ограничения тока, протекающего непосредственно в подземном сооружении. Этот ток зависит от интенсивности утечки тяговых токов с рельсового пути в землю, удельного сопротивления грунта, продольной проводимости сооружения и от качества его изоляционного покрытия. Таким образом, меры пассивной защиты могут осуществляться как на самих подземных сооружениях, так и в устройствах энергоснабжения рельсовых электрических дорог.

Таблица 37.6. **Коррозионная активность грунтов по отношению к стали**

Коррозионная активность	Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м	Потеря массы образца, г	Средняя плотность поляризующего тока, мА/см²
Низкая	Выше 100	До1	До 0,05
Средняя	20–100	1–2	0,05–0,2
Высокая	До 20	Выше 2	Выше 0,2

Таблица 37.7. **Значение максимальных поляризационных (защитных) потенциалов**

Металл сооружения	Значения минимальных поляризационных потенциалов, В, по отношению к неполяризующимся электродам		Среда
	водородному	медно-сульфатному	
Сталь	−0,55	−0,85	Любая
Свинец	−0,2	−0,5	Кислая
	−0,42	−0,72	Щелочная
Алюминий	−0,55	−0,85	Любая

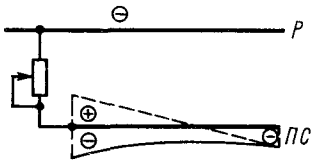
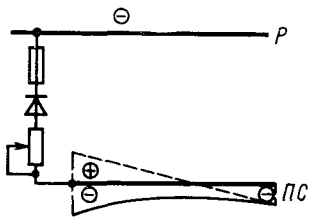
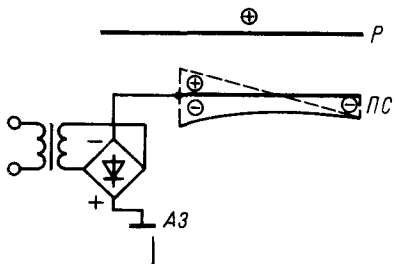
Таблица 37.8. **Значение максимальных поляризационных (защитных) потенциалов**

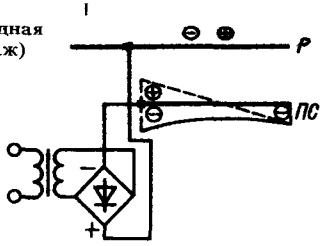
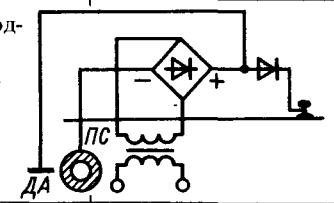
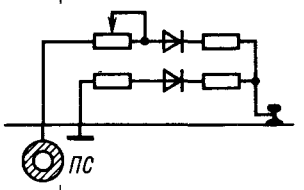
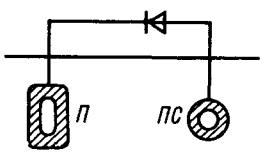
Металл сооружения	Защитные покрытия	Значения максимальных поляризационных потенциалов, В, по отношению к неполяризующимся электродам		Среда
		водородному	медно-сульфатному	
Сталь	С защитным покрытием	−0,8	−1,1	Любая
Сталь	Без защитного покрытия	Не ограничивается		Любая
Свинец	С защитным покрытием	−0,8	−1,1	Кислая
	Без защитного покрытия	−1	−1,3	Щелочная
Алюминий	С частично поврежденным покрытием	−1,08	−1,38	Любая

Таблица 37.9. **Значения переходного сопротивления трамвайных линий**

Конструкция путей	Значения $r_{пер}$, Ом·км		
	летние наименьшие	летние наибольшие	зимние наибольшие
Шпально-песчаный путь с булыжным замощением	0,06	0,23	4,5
Шпально-щебеночный путь с брусчатым замощением	0,11	0,47	23
Путь на сплошном бетонном основании (рельсы залиты в бетон)	0,023	0,025	0,4
Открытый шпально-песчаный путь на обособленном полотне	0,7	1,4	150
Открытый шпально-щебеночный путь на обособленном полотне	2	7	1000
Открытый шпально-щебеночный путь на железобетонных шпалах	1,2	5	620
Путь на сплошном бетонном основании (рельсы залиты в бетон) с обкладкой корыта слоем битуминизированного песка	0,7	1,3	65

Таблица 37.10. **Активные меры защиты подземных сооружений**

Защиты	Принципиальная схема защиты	Принцип действия	Область применения
Простая дренажная		Блуждающие токи, попавшие на подземное сооружение *ПС*, отводятся по дренажной цепи на их источник – тяговую рельсовую сеть *Р*	Катодная (преимущественно) и знакопеременная зоны потенциалов рельсовой сети
Направленная дренажная			
Катодная		Блуждающие токи, стекающие с *ПС*, нейтрализуются бóльшим встречным током от катодной станции (*АЗ* – анодное заземление)	Анодная (преимущественно) и знакопеременная зоны потенциалов рельсовой сети

Дренажно-катодная (усиленный дренаж)		Сочетание дренажной и катодной защит, но с использованием ходовых рельсов в качестве анода катодной защиты	Знакопеременная (преимущественно) и катодная зоны потенциалов рельсовой сети. Допускается применять, если включение защиты не приводит к появлению на рельсах устойчивых положительных потенциалов
Дренажно-катодная с дополнительным анодом		Дополнительный анод *ДА* позволяет осуществлять защиту, когда потенциал рельса выше напряжения катодной станции	Знакопеременная зона потенциала рельсовой сети
Унифицированный дренаж		Сочетание дренажной защиты с катодным смещением потенциала, вызванным полем тока, стекающего с заземлителя, подключенного к рельсовой сети	Знакопеременная зона потенциала сети
Протекторная		Блуждающие токи, стекающие с подземного сооружения *ПС*, нейтрализуются встречным током от протектора *П*, возникающим за счет его саморастворения	Незначительные токи утечки с подземного сооружения

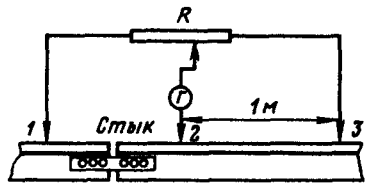


Рис. 37.14. Схема для измерения сопротивления сборного стыка

Ограничить блуждающие токи можно за счет уменьшения тока в рельсах, укорочения участка, уменьшения продольного сопротивления рельсовых сетей и повышения переходного сопротивления рельс – земля (см. табл. 37.2).

Уменьшение продольного сопротивления рельсов может быть достигнуто сваркой рельсовых звеньев в сплошные плети, установкой на всех сборных стыках и специальных частях пути (сборные стрелки, крестовины и компенсаторы) стыковых и обходных электрических соединителей и применением между нитями одного пути, а также между путями специальных поперечных электрических соединителей. Сборные рельсовые стыки соединяют накладками, туго стягиваемыми болтами с пружинными шайбами. Для улучшения контакта между накладками и рельсами применяют графитовую смазку.

Важным показателем, определяющим блуждающие токи, является переходное сопротивление между рельсами и грунтом. Как правило, наибольшую его часть (75 – 90%) составляют сопротивления токам утечки шпал, балласта и земляного полотна, и существенно меньшая часть (25 – 10%) приходится на сопротивление растеканию токов в земле. Увеличение переходного сопротивления достигается изоляцией рельсовых сетей от земли. Для этой цели применяют шпалы, пропитанные непроводящими составами.

Значения $r_{пер}$ для трамвайных линий приведены в табл. 37.9.

Переходное сопротивление не нормируется, так как его невозможно сезонно регулировать доступными в эксплуатации средствами. Исключением являются линии метрополитена, где $r_{пер}$ не должно быть менее 1,5 Ом·км для подземных участков и 0,5 Ом·км для наземных.

К пассивной защите относятся и меры по ограничению проникновения блуждающих токов из земли в металлические сооружения. Они включают изолирующие покрытия, прокладку трубопроводов и кабелей в специальных изолирующих каналах, правильный выбор трассы сооружения.

При прокладке в земле в зоне действия блуждающих токов независимо от коррозионной активности грунта стальные трубопроводы тщательно изолируют битумной массой, а кабели – преимущественно полимерным покрытием шлангового типа.

Уменьшить блуждающие токи, протекающие в трубопроводах, можно увеличением электрического сопротивления протеканию тока в них за счет разделения трубопровода на отдельные изолированные секции при помощи изолирующих муфт и вставок. Эффективность этой меры возрастает с увеличением числа изолирующих вставок. Однако это ведет к удорожанию и одновременно к снижению надежности сооружения.

Активные меры защиты подземных сооружений представлены в табл. 37.10.

Контроль состояния рельсовой сети – важное мероприятие, предусмотренное Правилами защиты подземных сооружений от коррозии. Для сборных стыков не реже 1 раза в год замеряют электрическое сопротивление. Сложность этой операции заключается в том, что измерения проводят при наличии в рельсах тяговых токов. На рис. 37.14 представлена схема стыкомера. Стыкомер контактами *1 – 3* накладывается на рельс. Изменяя положение подвижного контакта на сопротивлении *R*, добиваются такого состояния, чтобы стрелка гальванометра *Г* установилась на нуле. В таком положении сопротивление стыка вместе с отрезками рельсов между контактами *1* и *2* будет равно сопротивлению стольких метров сплошного рельса, во сколько раз доля сопротивления слева от подвижного контакта больше доли сопротивления справа от него. Деление ручки подвижного контакта градуируется в метрах сплошного рельса, так как нормы на сопротивление сборного стыка задаются в метрах.

Для городского рельсового транспорта предписывается измерять потенциалы рельсов по отношению к земле и строить потенциальные диаграммы на трамвайных линиях 2 раза в год, на линиях метрополитена 1 раз в 2 года. Для этого через каждые 200 – 300 м пути и в характерных точках: в пунктах присоединения отрицательных кабелей и электрических дренажей, под секционными изоляторами и на концах консольных участков измеряют разность потенциалов между рельсами и стальным заземляющим электродом, как это показано на рис. 37.15. Для измерения используется высокоомный вольт-

метр с внутренним сопротивлением не менее 20 кОм/В. Наиболее целесообразен двухсторонний прибор, так как на ряде участков рельсовой сети во время измерений может изменяться не только значение, но и знак потенциала относительно земли.

Измерения в каждой точке проводятся в течение 15 мин с записью показаний прибора через каждые 5–6 с. Полученные показания вольтметра усредняют за период измерения и по усредненным значениям строят потенциальную диаграмму для рельсовой сети. Обработка полученной диаграммы позволяет судить о состоянии рельсовой сети, выявить опасные в коррозионном отношении зоны и наметить наиболее целесообразные защитные мероприятия.

Переходное сопротивление $r_{пер}$ на метрополитене измеряется омметром, включаемым между ходовыми рельсами и кабельным кронштейном, находящимся в железобетонных плитах туннеля. Участок, на котором проводятся измерения, с обеих сторон отделяется от остальной рельсовой сети путем снятия межстыковых соединителей. Для получения значения переходного сопротивления на измеряемом участке показание омметра необходимо умножить на длину участка. Измерение проводится в ночные часы при отсутствии движения поездов на линии.

На трамвайных линиях схему непосредственного измерения переходного сопротивления применить нельзя, так как здесь используются несъемные междурельсовые и междупутные соединители. Поэтому приходится по специальной схеме проводить измерения косвенных величин и по ним расчетным путем определять значение переходного сопротивления. На рис. 37.16 приведена такая схема измерений. Между контуром заземления и отрицательной шиной тяговой подстанции подключается источник постоянного тока с напряжением 50–100 В и током до 200 А.

Милливольтметрами mV_1 и mV_2, расположенными на расстояниях l_1 и l_2 от пункта

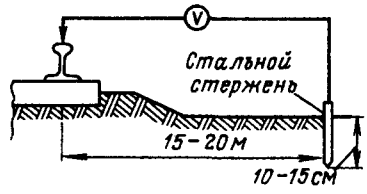


Рис. 37.15. Схема измерения разности потенциалов рельс – земля

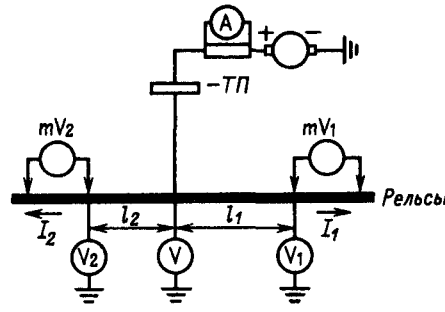


Рис. 37.16. Схема косвенного измерения переходного сопротивления между рельсом и грунтом

присоединения кабеля к рельсам, измеряют токи, протекающие в рельсах, а вольтметрами V_1 и V_2 разность потенциалов между рельсом и землей. Расстояния l_1 и l_2 обычно берут около 1 км. Переходное сопротивление определяется по выражению

$$r_{пер} = \frac{(U + U_1)l_1 + (U + U_2)l_2}{2(I - I_1 - I_2)}. \quad (37.12)$$

Измерения по указанной схеме проводятся во время ночного перерыва движения. Общая длина исследуемого участка не должна превышать 2 км при бетонном основании и 3–4 км при других типах оснований.

РАЗДЕЛ ТРИДЦАТЬ ВОСЬМОЙ

ОСОБЕННОСТИ УСТРОЙСТВА ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПОСТОЯННОГО И ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

38.1. ТИПОВЫЕ СХЕМЫ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ ДЛЯ РАЗНЫХ ВИДОВ ТРАНСПОРТА

Структурная схема тяговых подстанций постоянного тока, как правило, содержит следующие основные узлы:

распределительное устройство (РУ) переменного тока; при напряжениях до 10 кВ выполняется закрытым, при напряжениях выше 10 кВ – открытым; оно содержит вводы высокого напряжения, шинные сборки, защитную и коммутационную аппаратуру, трансформаторы преобразовательных агрегатов и собственных нужд;

полупроводниковые выпрямители и инверторы (устанавливаются в закрытой части подстанции);

РУ постоянного тока, которое размещается в закрытой части подстанции; содержит шинные сборки постоянного тока, коммутационную и защитную аппаратуру (быстродействующие выключатели), питающие и отсасывающие линии, сглаживающие фильтры;

систему собственных нужд, располагающуюся в закрытой части подстанции; содержит шины переменного тока низкого напряжения, зарядное устройство, аккумуляторную батарею, резервный ввод низкого напряжения.

Структурные схемы тяговых подстанций постоянного тока городского транспорта для централизованного способа питания показаны на рис. 38.1, для децентрализованного способа питания – на рис. 38.2.

Схема одноагрегатной подстанции (рис. 38.2) значительно проще многоагрегатной (рис. 38.1): РУ 6–10 кВ состоит всего из трех ячеек и имеет один масляный выключатель (на присоединении агрегата); существенно упрощен ввод 6 или 10 кВ, имеющий в своей цепи только разъединитель; отсутствует за ненадобностью автоматический выключатель защиты выпрямителя; РУ 600 В комплектуется из четырех ячеек. Отсутствует резервное оборудование, так как вся подстанция полностью резервируется по контактной сети.

На магистральном транспорте большой мощности РУ высокого напряжения получает питание от ВЛ 110–220 кВ, поэтому оно может включать в себя две ступени трансформации: 110/35 и 35/10. Преобразователи могут получать питание как от шин 35 кВ, так и от шин 10 кВ. Схема такого РУ выполняется аналогично РУ районных понизительных подстанций.

Схема главных электрических соединений РУ переменного тока напряжением 10 кВ тяговой подстанции постоянного гока приведена на рис. 38.3.

Схема главных электрических соединений РУ постоянного тока 3300 В тяговых подстанций магистрального транспорта приведена на рис. 38.4.

Структурная схема тяговых подстанций однофазного переменного тока 27,5 кВ содержит:

РУ 110–220 кВ открытого исполнения; в него входят вводы высокого напряжения, коммутационная и защитная аппаратура, трехобмоточные трансформаторы (рис. 38.5);

РУ 27,5 кВ открытого исполнения, содержащее шинные сборки, коммутационную и защитную аппаратуру, отходящие линии (рис. 38.6).

РУ 10 кВ закрытого исполнения, содержащее шинные сборки, защитную и коммутационную аппаратуру, трансформаторы собственных нужд, линии районной нагрузки;

систему собственных нужд; выполняется так же, как на тяговых подстанциях постоянного тока.

38.2. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБОРУДОВАНИЯ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

На тяговых подстанциях, как правило, применяется оборудование общепромышленного назначения. В табл. 38.1–38.11 приведены данные оборудования, применяемого на подстанциях электрического транспорта.

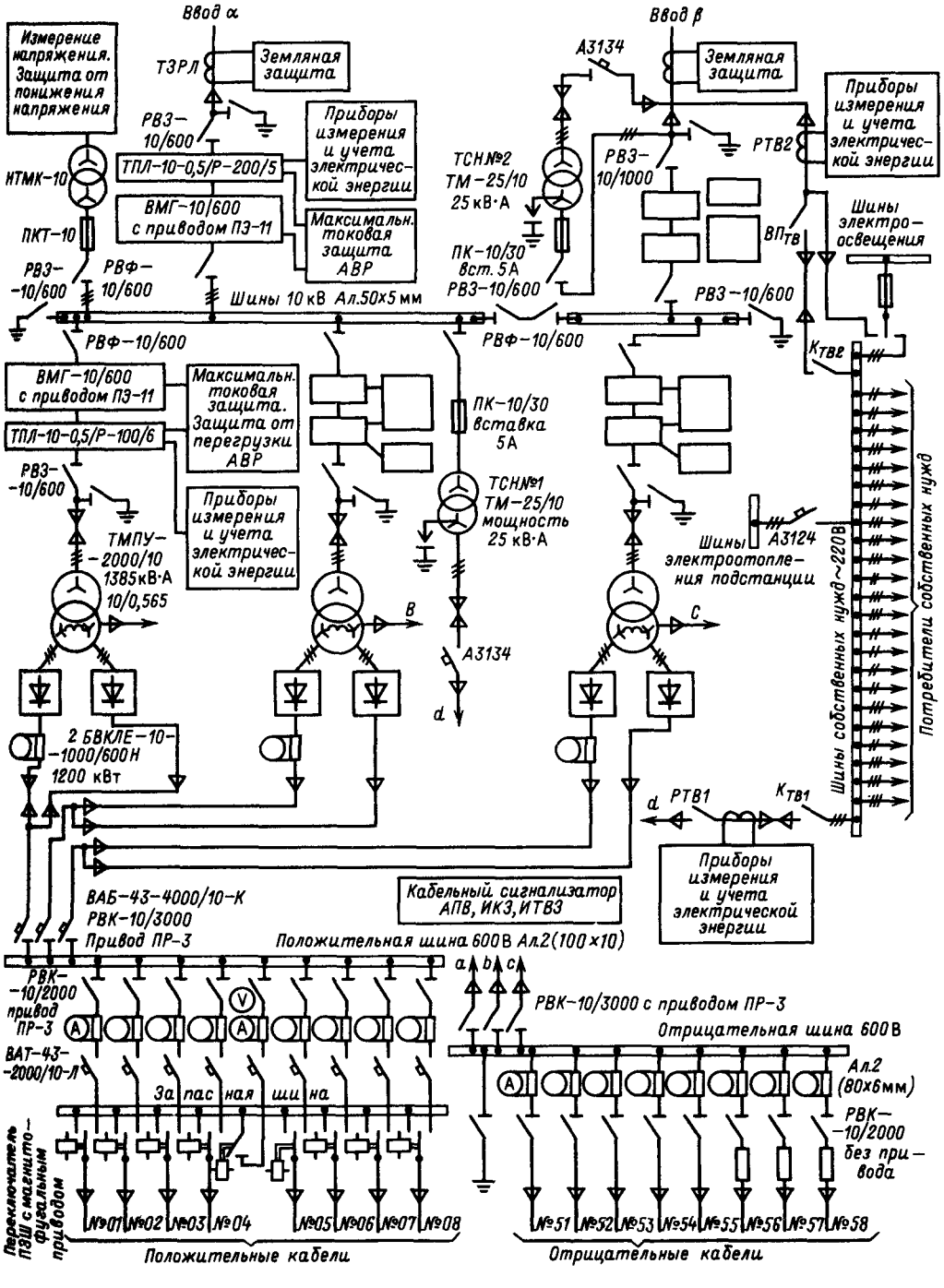


Рис. 38.1. Структурная электрическая схема трехагрегатной тяговой подстанции

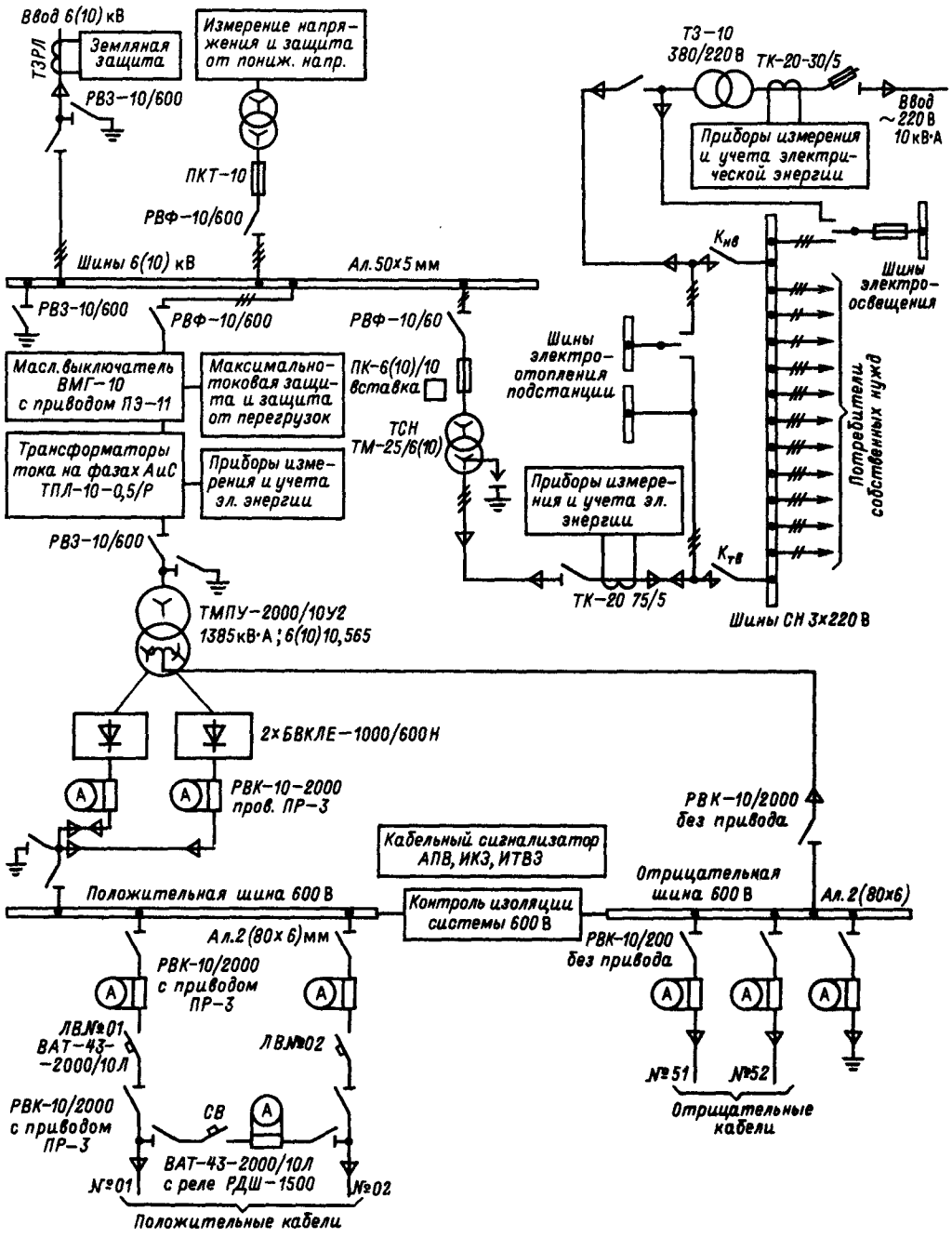
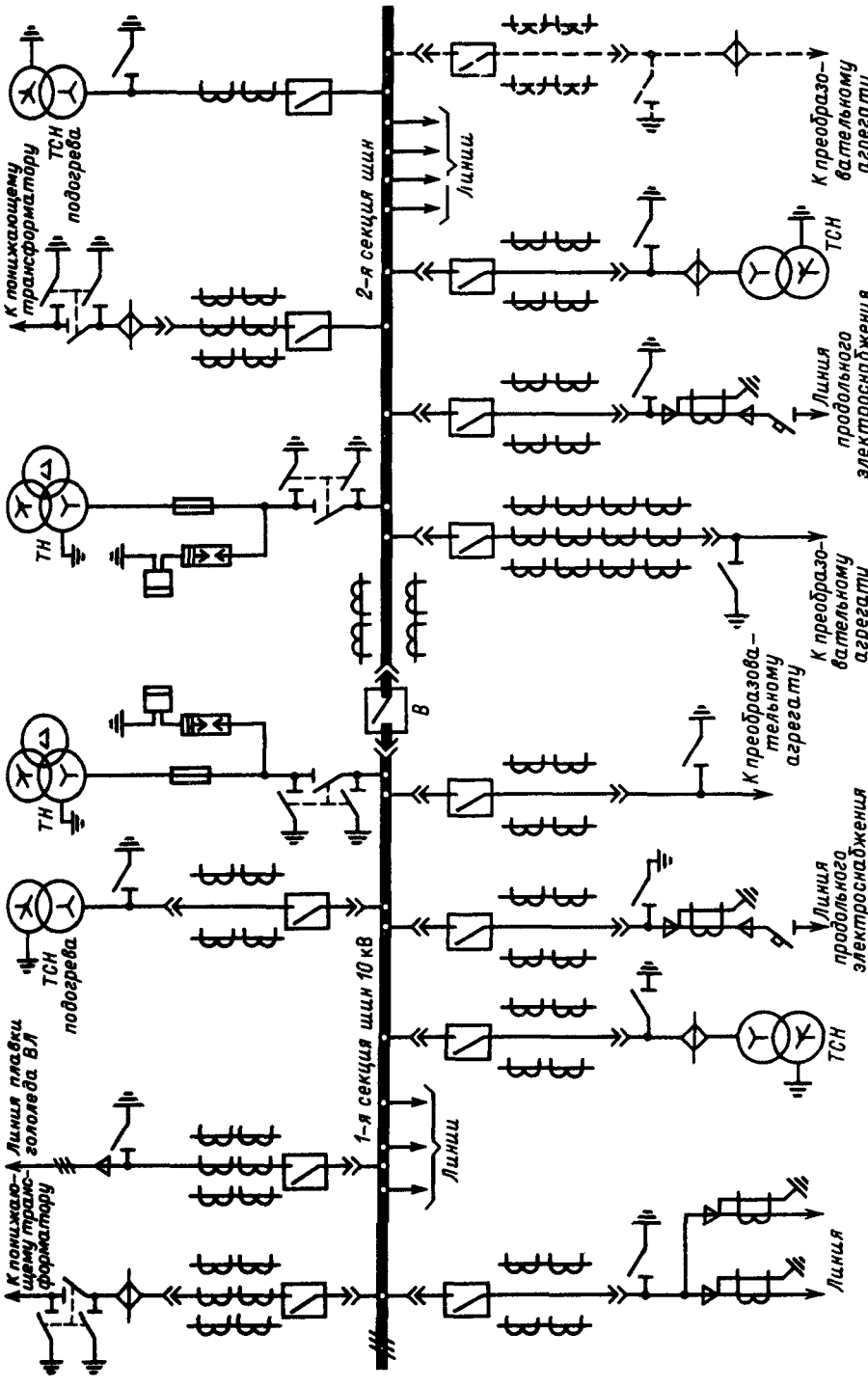


Рис. 38.2. Структурная электрическая схема одноагрегатной тяговой подстанции



38.3. Схема главных электрических соединений РУ 10 кВ переменного тока тяговой подстанции 110–220 кВ постоянного тока

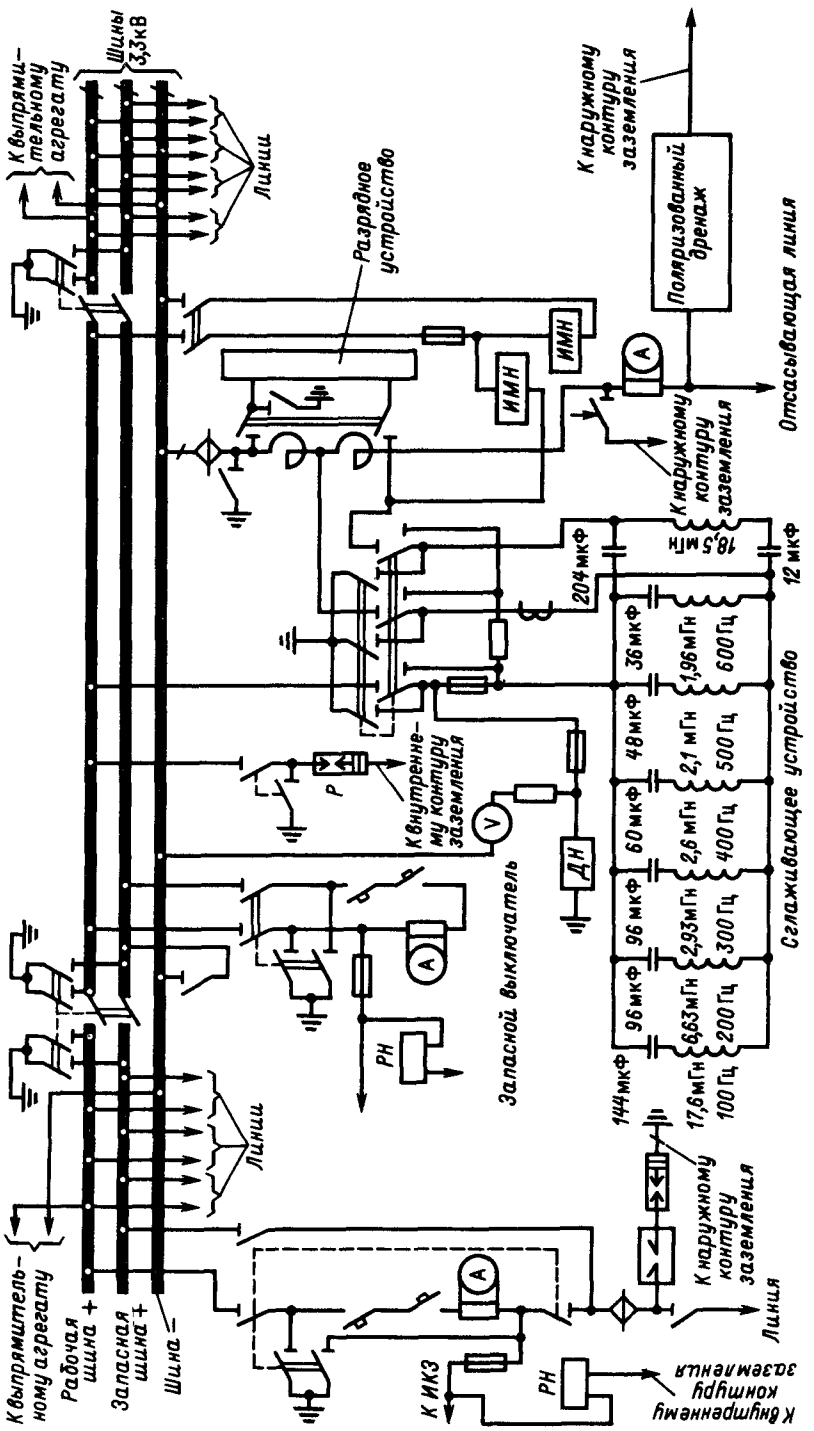


Рис. 38.4. Схема главных электрических соединений РУ 3,3 кВ тяговой подстанции постоянного тока:
РН – реле напряжения; *ДН* – датчик напряжения; *ИМН* – измеритель мешающих напряжений

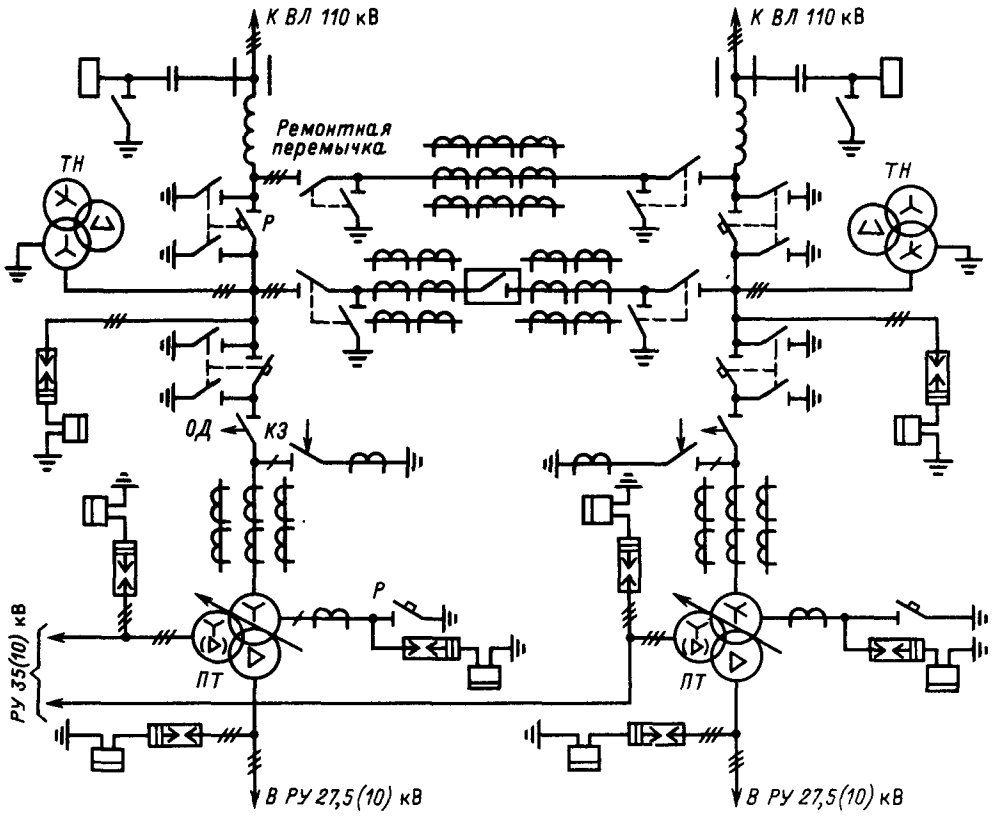


Рис 38.5. Схема главных электрических соединений РУ 110 кВ транзитной подстанции 110 кВ переменного тока

Типовое обозначение преобразовательного трансформатора расшифровывается следующим образом: трехфазный (Т), с естественным масляным охлаждением (М), с естественным воздушным охлаждением (С), для полупроводниковых преобразователей (П), с уравнительным реактором (У), для электрифицированного железнодорожного транспорта (Ж). Букву И добавляют к инверторному трансформатору.

Автоматические быстродействующие выключатели постоянного тока предназначены для защиты питающих линий постоянного тока и преобразователей от токов коротких замыканий, перегрузок и обратных токов.

Условное обозначение выключателя расшифровывается следующим образом: В – выключатель, А – автоматический, Б – быстродействующий, далее идет порядковый номер конструкции и значение номинального тока. Данные по автоматическим быстродействующим выключателям приведены в табл. 38.11.

В резонансных контурах сглаживающих устройств тяговых подстанций постоянного тока применяются специальные конденсаторы типа ФМТ-4-12 (фильтровый масляный тяговый на номинальное напряжение 4 кВ, номинальная емкость 12 мкФ). Конденсаторы допускают длительную работу в течение всего срока службы при напряжении постоянного тока до 4 кВ при одновременном наложении переменной составляющей частоты 100–1440 Гц; при этом значение гармонических составляющих не должно превышать значений, полученных при выпрямлении по шестифазной схеме трехфазного напряжения, удовлетворяющего требованиям ГОСТ 13109–67.

Технические данные конденсатора допускают отклонение емкости от номинальной

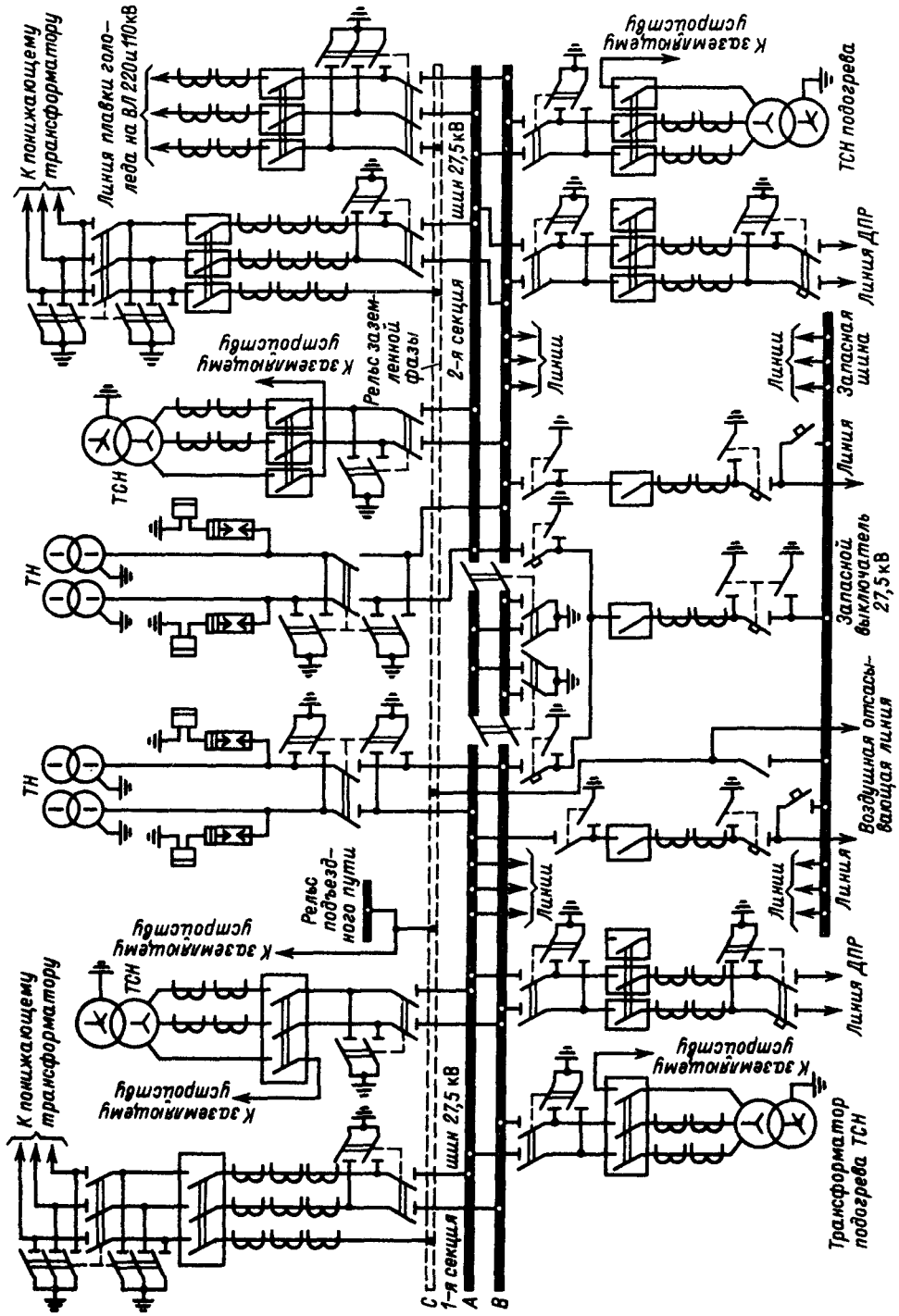


Рис. 38.6. Схема главных электрических соединений РУ 27.5 кВ тяговой подстанции переменного тока

Таблица 38.1. **Электрические характеристики силовых трансформаторов напряжением 150 и 220 кВ**

Тип	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Потери, кВт		$u_к$, %			$I_х$, %	Схема и группа соединения обмоток	Пределы РПН со стороны ВН, % $U_{ном}$
	ВН	СН	НН	$P_х$	$P_к$	ВН–СН	ВН–НН	СН–НН			
ТДТНЭ-25 000/150-70	158	27,5 или 38,5	6,6 11 27,5	34	145	10,5 10,5 18	18 18 10,5	6	0,9	$У_н$/Д/Д-11-11 $У_н/У_н$/Д-0-11	± 8 · 1,5
ТДТНЭ-40 000/150-71	158	27,5 или 38,5	6,6 11 27,5	63	200	10,5 10,5 17	17 17 10,5	6	0,9	$У_н$/Д/Д-11-11 $У_н/У_н$/Д-0-11	± 9 · 1,78
ТДТНЭ-40 000/220-70У1 ТДТНЖ-40 000/220-76У1	230	27,5 или 38,5	11 или 27,5	66	240	12,5 22	22 12,5	9,5 9,5	1,1	$У_н$/Д/Д-11-11 $У_н/У_н$/Д-0-11	± 12 · I
ТДЦТН-83 000/220-77У1	230	38,5	6,6; 11,0	91	320	12,5	24	10,5	1	$У_н/У_н$/Д-0-11	± 12 · I

Таблица 38.2. **Электрические характеристики однофазных трансформаторов и автотрансформаторов для системы тяги 2 × 25 кВ**

Тип	Номинальная мощность обмоток, МВ·А		Напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		$u_к$, % не более	$I_х$, % не более	Условное обозначение схемы и группы соединения обмоток
	ВН	НН	ВН	НН	$P_х$	$P_к$			
ОРДНЖ-16 000/220-76У1	16	8–8	230	27,5–27,5	29	95	12,5	0,6	I/I-I-0-0
ОРДНЖ-16 000/110-76У1	16	8–8	115	27,5–27,5	27	84	10,5	0,5	I/I-I-0-0
АОМНЖ-10 000/55-76У1	10	–	55	29	8,5	28	1	0,5	I-авто

Таблица 38.4. **Электрические характеристики силовых трансформаторов напряжением 35 кВ, мощностью 1000 кВ·А и выше**

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		$u_к$, %	$I_х$, %	Схема и группа соединения обмоток
		ВН	НН	$P_х$	$P_к$			
ТМН-1000/35	1000	27,5	6,3; 11	2,35/2,75	–	6,5	1,5	$У_н$/Д-11
ТМН-1600/35	1600	27,5	6,3; 11	3,10/3,65	–	6,5	1,4	$У_н$/Д-11
ТД-16000/35-74У1	16 000	38,5	6,3; 10,5	17,8/21	90	8	0,6	$У_н$/Д-11

Таблица 38.3. **Электрические характеристики трехфазных трехобмоточных трансформаторов напряжением 110 кВ**

Тип	Номинальное напряжение, кВ, обмоток			Потери, кВт		$u_к$, %			$I_х$, %	Схема и группа соединения обмоток
	ВН	СН	НН	$P_х$	$P_к$	ВН–СН	ВН–НН	СН–НН		
ТДТНЭ-20000/110-Б	115	27,5	6,6 11	45	127	10,5 17	17 10,5	6	0,8	$У_н$/Д/Д-11-11
ТДТНЭ-25000/110-67	115	27,5	6,6 11	45	145	10,5	17	6	1	$У_н$/Д/Д-11-11
ТДТНЭ-25000/110-69	115	38,5	27,5	45	145	17	10,5	6	1	$У_н/У_н$/Д-0-11
ТДТНЭ-40000/110	115	27,5 или 38,5	6,6 11 27,5	63	200	10,5 10,5 17	17 17 10,5	6	0,9	$У_н$/Д/Д-11-11 $У_н/У_н$/Д-0-11
ТДТН-40000/110-76У1	115	38,5	6,6 11	50/6	200	10,5 10,5	17 17	6	0,8	$У_н/У_н$/Д-0-11

Таблица 38.5. **Электрические характеристики выпрямительных преобразователей**

Тип	Допустимые перегрузки по току, % $I_{ном}$, в течение			Схема преобразования	Вентили кремниевые		Способ охлаждения вентилей
	15 мин	2 мин	10 с		Тип	Количество	
УВКЭ-1	25	50	100	Две обратные звезды с уравнительным реактором	ВК-2-200-8	5×24×6	Воздушное принудительное
ВКМБ-1	25	50	100	То же	ВК-2-200-8	5×23×6	Масляное принудительное
ПВКЕ-2	25	50*	–	Две обратные звезды с уравнительным реактором или трехфазная мостовая	ВЛ-200-10	5×7×2×6	Воздушное естественное
ПВЭ-3У2	50	–	100	Две обратные звезды с уравнительным реактором	ВЛ200-8Б	5×18×6	Воздушное принудительное
ПВЭ-3МУ2	50	–	100	Мостовая трехфазная	ВЛ200-8Б	10×9×6	То же
ПВЭ-5АУ1	25	75	100*	Две обратные звезды с уравнительным реактором или мостовая трехфазная	ВЛ200-10	6×18×6	Воздушное естественное

* Перегрузка в течение 1 мин.

Таблица 38.6. **Электрические характеристики выпрямительно-инверторных преобразователей**

Тип	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Допустимые нагрузки по току, % $I_{ном}$, в течение			Схема преобразования	Кремниевые вентили		Вентиляторы	
			15 мин	2 мин	10 с		Тип	Количество	Тип	Количество
ВИПЭ-1. в режиме выпрямления	3300	2000	75	—	—	Две обратные звезды с уравнительным реактором	ТЛ150-6	6×6×6	Ц9-57 №8	2
в режиме инвертирования	3300—3600	2000	75	—	—	То же	ТЛ150-8	6×9×6 общая группа 6×15×6	Ц9-57 №8	
ВИПЭ-2У: в режиме выпрямления	3300	3000	25	50	100	Два встречно-включенных трехфазных моста (инверторный и выпрямительный)	ВЛ200-8	10×9×6	Ц4-70 №6,3	2
в режиме инвертирования	3200—3800	1600	25	50	100	То же	ТД320Б-12	6×10×6	Ц4-70 №6,3	2
ШПИ-3: в режиме инвертирования	3300—4000	2000	75	—	—	Две обратные звезды с уравнительным реактором или трехфазная мостовая	ТЛ160-8	6×18×2×6	Ц9-57 №4	12

Таблица 38.7. **Технические характеристики кремниевых выпрямительных агрегатов (согласно ГОСТ 18142—80* Е)**

Характеристика	Тип		
	УВКМ-2 (УВКМ-3)	ВАКЛ-3200/825Н	ВАКЛЕ-1 000/600Н (ВАКЛЕ-2 000/600Н)
Номинальное выпрямленное напряжение, В	825	825	600
Номинальный выпрямленный ток, А	3000 (1750)	3200	1000 (2000)
Допустимые перегрузки по току (ГОСТ 18142—80*Е)	7000 А—10 с (3500 А—10 с)	7000 А—10 с	125%—2 ч 200%—1 мин

Таблица 38.8. **Электрические характеристики**

Тип	Номинальные значения							Напряжение ветви реактора, В
	напряжения сетевой обмотки, кВ	линейного тока сетевой обмотки, А	первичной мощности кВ·А	напряжения преобразователя, кВ	тока преобразователя, кА	напряжения вентильной обмотки, кВ	тока вентильной обмотки, А	
ТМПУ-6300/35ЖУ1	6 10 35	447/– 268/– 77/–	4640	3,3	1250	3,02	361	–
ТМП-6300/35ИУ1	6 10 35	449/– 268/– 44,3/–	4660	3,3	1250 1000	1,521 1,096	1020 817	– 700
ТДПУ-20000/35Ж	35	170/– (200)/ (133)	11 317 (13 351)	3,2 (3,76)	3000	3,08 (3,634)	876	(900)
ТДП-12500/10ЖУ1	6 10	1140/– 650/–	11 800	3,3	3200	1,52	2610	–
ТДП-12500/10ИУ1	6,3 10,5	1086/– 611/–		3,3	3200 2000	2,62 3,30	260 1630	–
ТМПУ-16000/10ЖУ1	6 10	1140/– 650/–	11 840	3,3	3200	3,02	924	760
ТДП-16000/10ЖУ1	10,5	638/– (731)/–	11 600 (13 300)	3,2 (3,7)	3200	–	2620	–
ТДПУ-20000/10ИУ1	10,5	651/508	11 900 9240	3,3 3,7	3200 2000	3,02 3,77	924 580	755 2138
	6,3	655/512	11 900 9310	3,3 3,7	3200 2000	3,03 3,79	924 580	–
ТДПУ-20000/10Ж	10,5	653/– (783)/ (490)	11 900 (14 300)	3,25 (3,76)	3200	3,02 (3,70)	924	758 (908)

Примечания: 1. В числителе – значения линейного тока сетевой обмотки в режиме выпрямления,
2. Для трансформаторных агрегатов с плавным бесконтактным автоматическим регулированием напряже
3. Для трансформаторов ТМП-6300/35И, ТДП-12500/10ИУ1, ТДПУ-20000/10ИУ1 в числителе приведены

Таблица 38.9. **Габариты и масса**

Тип	Высота, мм		Длина, мм	Ширина, мм	Масса,	
	полная	до крышки			полная	отправочная
ТМПУ-6300/35ЖУ1	4740	3560	3450	3420	22 400	17 900
ТМП-6300/35ИУ1	4400	3120	3200	3400	18 500	14 100
ТДПУ-20000/35Ж	5330	3730	5130	3200	44 200	37 600
ТДП-12500/10ЖУ1	4600	3100	3450	3590	24 000	–
ТДП-12500/10ИУ1	4600	3100	3450	3590	25 000	–
ТМПУ-16000/10ЖУ1	4920	–	4820	3600	42 500	31 000
ТДП-16000/10ЖУ1	4720	3460	3450	3500	28 700	26 800
ТДПУ-20000/10ИУ1	5030	3560	4330	3600	39 000	–
ТДПУ-20000/10Ж	5450	3440	4720	3610	45 500	38 000

преобразовательных трансформаторов

Напряжение $u_к$, %	Ток $I_х$, %	Потери мощности, кВт		Потери мощности в уравнительном реакторе, кВт		Схема соединения обмоток	
		$P_х$	$P_к$	в стали	в меди	сетевой	вентильной
6,7 7,2 9,5	– 1,3	10	41	1	4	Звезда или треугольник	Две обратные звезды с уравнительным реактором
8,7 8,7	1,2	9,3	36 – 38 31 – 33	–	–	Треугольник	Звезда
7,6 (6,3)	1,5 (2)	22 (34)	109 (115)	1,2 (1,4)	17	Звезда или треугольник	Две обратные звезды с уравнительным реактором
7	1,1	16	72,5	–	–	Треугольник или звезда	Треугольник
8,2 6,4	0,8	16	77	–	–	Треугольник	Звезда с отпайками
6,7	1,2	24,0	73	2,3	8	Треугольник или звезда	Две обратные звезды с уравнительным реактором
7,5 (7,5)	0,47	17,5	74	–	–	Звезда или треугольник	Треугольник
7,48/ 5,83	1,2	24	90	1	18,6	То же	Две обратные звезды с уравнительным реактором
7,37/ 5,74	1,2	24	90	1	18,6		
8,2 (6,6)	1,68 (2,27)	17,7 (28,3)	99 (106)	1,2 (1,4)	18,6	То же	То же

в знаменателе – в режиме инвертирования
ния под нагрузкой в скобках приведены данные при выведенной регулировочной обмотке
данные для выпрямительного режима, в знаменателе – для инверторного

преобразовательных трансформаторов

кг, не более					Масса масла, кг			
активной части	бака с радиаторами и арматурой	частей, отправляемых отдельно	крышки арматуры	радиаторов	полная	в радиаторе	в расширителе	доля долива
9750	5730	–	410	2430	6300	1180	340	1560
8800	3920	–	400	1920	5000	1040	210	1400
2290	–	–	–	–	11 950	–	–	2700
12 850	4740	–	460	1840	5760	960	340	1700
13 000	5160	–	550	2300	6000	1200	340	1900
20 400	–	–	–	–	11 300	–	–	3300
15 750	5700	–	800	1790	6450	950	340	1680
19 800	6210	3000	121	–	10 300	–	–	2500
24 500	8090	–	900	3470	11 950	1680	600	3000

Таблица 38.10. **Электрические характеристики преобразовательных трансформаторов тяговых подстанций городского электрического транспорта**

Тип	Тип выпрямителя ($U_{dн}$ = 600 В, $I_{dн}$ = 1000 А)	Номинальная мощность, кВ·А	Потери, кВт		Ток XX, А	Схемы соединения вентильных обмоток
			XX	КЗ		
ТМПУ-2000/10У2	2 × БВКЛЕ-1000 или 2 × АТДЕ-1000	1385	3,6 + 0,9	20 + 3,1	6	Две обратные звезды с уравнительным реактором
ТМПУ-1000/10УА	БВКЛЕ-1000 или АТДЕ-1000	685	2,1 + 0,32	10,5 + 1,3	3	То же

Таблица 38.11. **Электрические характеристики быстродействующих выключателей постоянного тока**

Тип	Номинальный ток, А	Пределы токов уставки, А, при отключении аварийного тока			Наибольшее значение отключаемого тока, А
		от размагничивающего витка	от реле РДШ-I	от реле РДШ-II	
ВАБ-28-3000/30-К	3000	200 – 400	–	–	15 000
ВАБ-28-3000/30-Л	3000	–	1600 – 4000 2400 – 6000	4000 – 8000 5000 – 12 000	15 000
ВАБ-43-4000/30-Л-У4	4000	2000 – 5000	–	–	27 000

Продолжение табл. 38.11

Тип	*Время гашения дуги при отключении аварийного тока, с*	Собственное время размыкания контактов выключателя, с, при начальной крутизне тока $0{,}6 \cdot 10^6$ А/с	*Полное время отключения выключателя в цепи с максимальным значением отключаемого аварийного тока, с, не более*	Число вспомогательных контактов	
				замыкающих	размыкающих
ВАБ-28-3000/30-К	0,033-0,037	0,007 – 0,008	0,04 – 0,045	4	4
ВАБ-28-3000/30-Л	0,035 – 0,04	0,005 – 0,008	0,04 – 0,048	4	4
ВАБ-43-4000/30-Л-У4	–	0,008 – 0,005	0,05	Не менее 4	

при температуре + 20 °С не более 20%. Тангенс угла потерь конденсаторов 0,0045; масса – 25 кг.

38.3. ТИПОВОЕ КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ ДЛЯ РАЗЛИЧНОГО ТИПА Э. П. С.

Площадки для строительства тяговых подстанций должны удовлетворять следующим требованиям: располагаться на незаселенной территории вблизи железнодорожных станций; не занимать земли, пригодные для сельского хозяйства; иметь рельеф, не требующий больших планировочных работ; находиться не в низменных и затопляемых местах; позволять совмещение тяговой подстанции с дежурным пунктом контактной сети; иметь удобные заходы для ВЛ и питающих линий контактной сети; предусматривать подвод двух железнодорожных подъездных путей и автомобильной дороги; обеспечивать возможность расширения, а в перспективе не более чем на расчетный десятый год эксплуатации перевод тяговой подстанции из одного типа в другой.

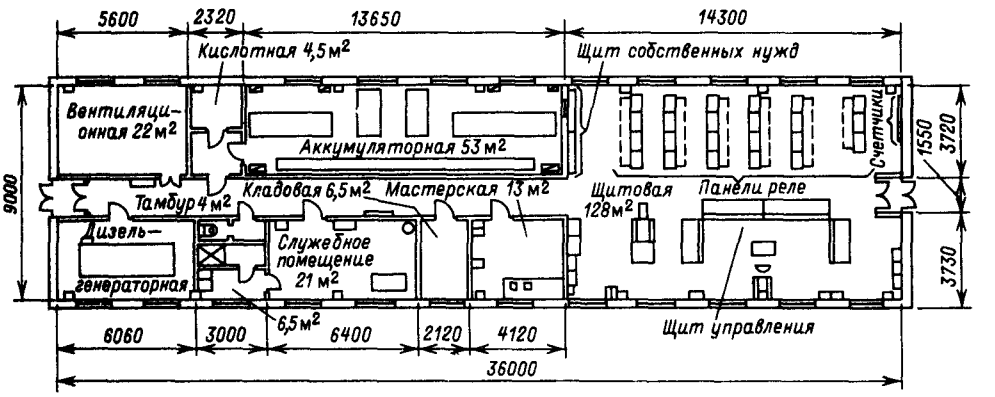


Рис. 38.7. Здание ОПУ для подстанции переменного тока

Здание общестанционного пункта управления (ОПУ) и конструкции РУ проектируют из современных строительных конструкций, предусматривая индустриальные методы строительно-монтажных работ.

Конструкция зданий ОПУ должна обеспечивать возможность блокирования с дежурными пунктами контактной сети. Располагают ОПУ по возможности в центре между РУ разных напряжений в целях минимального расхода кабелей. Взаимное расположение РУ должно обеспечивать минимум пересечений и поворотов на подходах линий высокого напряжения к подстанциям, а также минимальную длину перекидок от трансформаторов до РУ; разрывы между РУ разных напряжений не должны быть меньше высоты портала РУ высшего напряжения.

РУ напряжением 27,5 кВ и выше на тяговых подстанциях, как правило, выполняются открытого типа; РУ 6 и 10 кВ на подстанциях переменного тока – из шкафов наружной установки типа КРУН, а на подстанциях постоянного тока – из камер внутренней установки; современные РУ 3,3 кВ выполняют только внутренней установки. Применение РУ внутренней установки, например в городах или районах с загрязненной атмосферой, требует дополнительных технико-экономических обоснований.

Трансформаторы устанавливают с учетом возможности замены их на следующий типоразмер по мощности.

Ошиновка РУ напряжением 27,5 кВ и выше выполняется алюминиевыми или сталеалюминиевыми проводами, жесткая ошиновка на стороне 10(6) кВ и в некоторых случаях на стороне 27,5 и 35 кВ допускается на коротких участках, когда применение гибких токопроводов усложняет конструкцию; в этом случае необходимо учитывать возможность резонанса шин при коротких замыканиях. Все ответвления от проводов и шин, а также присоединение проводов к аппаратным зажимам производят опрессовкой или сваркой.

Контрольные и силовые кабели до 1 кВ прокладывают в наземных лотках или по конструкциям РУ; для обеспечения проезда через лотки механизмов и машин предусматривают переезды с расположением лотков в одном уровне. Кабельные линии от различных РУ прокладывают в отдельных лотках.

Стационарное масляное хозяйство на тяговых подстанциях не предусматривается.

Внутренние ограждения (разрядников, трансформаторов и т. п.) выполняют металлическими, сетчатыми высотой 2 м. Наружное ограждение территории подстанции высотой 2 м выполняется из сборных железобетонных решетчатых конструкций или металлическим сетчатым.

Расстояния между маслонаполненным оборудованием подстанций и зданиями с производственными категориями В, Г, Д вне территории подстанции, а также жилыми и общественными зданиями при степени огнестойкости этих зданий I и II; III; IV и V не должны быть меньше соответственно 16; 20; 24 м.

Размер здания ОПУ (или закрытая часть подстанции) определяется типом подстанции. Современные ОПУ проектируются одноэтажными с унифицированным набором помещений. За основу принят ОПУ для подстанций переменного тока, к которому при сооружении подстанции постоянного тока добавляются помещения РУ 3,3 кВ и 10 кВ,

выпрямительно-инверторных агрегатов и сглаживающего устройства.

ОПУ современных подстанций показано на рис. 38.7.

Для подстанций постоянного тока добавляется помещение РУ 3,3 кВ и 10 кВ (292 м^2) или помещение для РУ и выпрямительно-инверторных агрегатов (305 м^2), а также помещение для сглаживающего устройства (9 м^2).

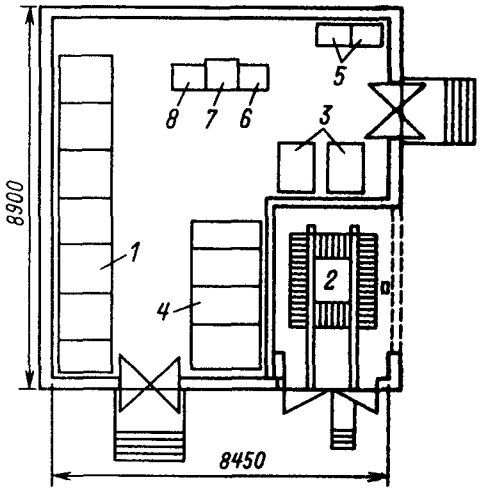


Рис. 38.8. Компоновка оборудования одноагрегатной тяговой подстанции:

1 – РУ 10 кВ; *2* – камера преобразовательного трансформатора; *3* – кремниевые выпрямители; *4* – РУ 600 В; *5* – шкафы отрицательной шины; *6* – щит управления агрегатом; *7* – щит собственных нужд; *8* – шкаф ТУ

В настоящее время в эксплуатации на городском транспорте находится большое количество разнообразных типов тяговых подстанций. Ниже приведены некоторые наиболее характерные из них.

В современной одноагрегатной тяговой подстанции все оборудование размещено в одном общем помещении и только силовой трансформатор вынесен в отдельную камеру *2* (рис. 38.8).

РУ 10 кВ позволяет присоединить подстанцию к энергосистеме по схеме «линия – шина» или по радиальной схеме. Подстанция не имеет резервного оборудования и при необходимости полностью разгружается по контактной сети.

Распредустройство 600 В *4* состоит из двух линейных выключателей и одного секционного. При работе подстанции в режиме автоматического управления без телемеханики снаружи у входа предусматривается закрытый щиток управления основными коммутационными аппаратами. При необходимости производства работ на контактной сети со снятием напряжения бригада службы контактной сети специальным ключом открывает щиток и отключает подстанцию.

Многоагрегатная подстанция (рис. 38.9) существенно отличается от одноагрегатной как схемой первичной коммутации, так и конструктивным выполнением. Предназначенная для электроснабжения крупных транспортных узлов и магистралей, она имеет распределительное устройство 600 В *4*, состоящее из нескольких линейных и одного запасного выключателей. Конструкция РУ 6 или 10 кВ *1* предусматривает присоединение не менее двух вводов от питающих центров.

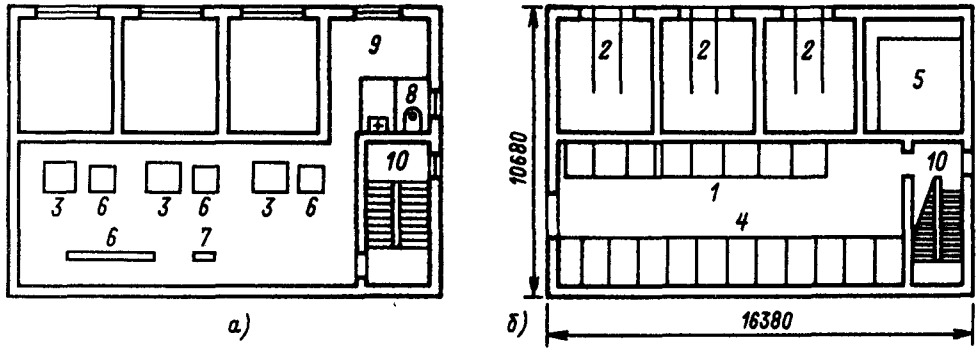


Рис. 38.9. Компоновка оборудования трехагрегатной тяговой подстанции:

а – первый этаж; *б* – второй этаж; *1* – РУ 6 или 10 кВ; *2* – трансформаторные камеры; *3* – кремниевые выпрямители; *4* – РУ 600 В; *5* – отрицательная шина; *6* – щиты управления и собственных нужд; *7* – шкаф телемеханики; *8* – санузел; *9* – служебное помещение; *10* – лестничная клетка

Двухэтажное здание удобнее для многоагрегатных подстанций, так как сокращаются размеры подстанции в плане, что очень важно при размещении ее в стесненных городских условиях. Кроме того, сокращаются внутриподстанционные кабельные коммуникации. Это позволяет также выполнить трансформаторные камеры высокими для обеспечения возможности ремонта трансформатора с выемкой сердечника внутри камеры.

38.4. СГЛАЖИВАЮЩИЕ ФИЛЬТРЫ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Для того, чтобы уменьшить мешающее влияние тяговых сетей постоянного тока на воздушные линии связи и цепи СЦБ, на выходе тяговых подстанций постоянного тока устанавливают сглаживающие фильтры для подавления пульсаций выпрямленного напряжения. Эти фильтры сглаживают гармоники шестифазной схемы выпрямления (300 Гц и кратные ей), а также гармоники, вызванные асимметрией питающего напряжения (100 Гц и кратные ей).

После фильтра пульсация напряжения тяговой сети не должна превышать 2,8 В *при двухстороннем питании. Мешающее* напряжение измеряется специальным прибором – псофометром.

Для современных тяговых подстанций магистрального транспорта предложены два типа фильтров (рис. 38.10). В этих фильтрах имеются резонансные цепочки, настроенные

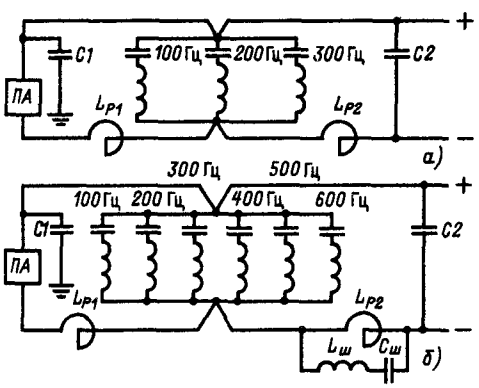


Рис. 38.10. Схема фильтров тяговой подстанции постоянного тока с преобразовательным агрегатом (ПА):

а – вариант *1* ($C1 = 10$ мкФ, $C2 = 200$ мкФ); *б* – вариант *2* ($C1 = 10$ мкФ, $C2 = 200$ мкФ, $L_ш = 23{,}15$ мГн при $L_{р2} = 5$ мГн, $C_ш = 100$ мкФ)

на соответствующие частоты. Каждая резонансная цепь включает в себя катушку индуктивности и емкости, собранные из конденсаторов типа ФМТ. Для ограничения переменной составляющей выпрямленного тока в фильтр включают сильноточные воздушные реакторы типа РБА.

38.5. КОМПЕНСАЦИОННЫЕ ПУНКТЫ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ ОДНОФАЗНОГО ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Для улучшения коэффициента мощности и поддержания уровня напряжения тяговой сети однофазного тока применяют компенсирующие устройства (КУ).

Устройства поперечной компенсации (рис. 38.11) могут быть подключены как к выходным шинам тяговой подстанции, так и на перегонах к шинам поста секционирования. Подключение производится с помощью двух масляных выключателей ВМ, один из которых зашунтирован сопротивлением. Это необходимо для того, чтобы обеспечить надежное отключение и избежать больших ударных токов при включении. В КУ применяют выключатели типов ВМО-35, ВМК-25 и МГО-25. В цепь КУ для ограничения тока третьей гармоники включен реактор РК. Применяют реакторы типов РБКА-200-75 и ФРОМ-3200/35. Конденсаторы *С*, применяемые в КУ, однофазные с бумажной изоляцией, пропитанные жидким диэлектриком (тип КПМ, КМН, КМВ, КС, КСА, КСП). Они собраны в параллельные секции, защищаемые индивидуальными плавкими предохранителями, встроенными в корпус.

По условиям корпусной изоляции конденсаторы располагаются на отдельных платформах, изолированных от земли и друг от друга. Конденсаторы соединяют параллельно и последовательно в соответствии с мощностью и общим напряжением батареи. Изоляция платформ выполняется с помощью подвесных или опорных изоляторов. Конденсаторы всех типов, кроме КПМ и КСП, имеют изоляцию корпуса того же класса, что и их обкладки, поэтому на одной платформе располагается не более двух рядов конденсаторов. Конденсаторы каждого ряда соединяются параллельно, а среднюю перемычку присоединяют к платформе. Параллельно батарее конденсаторов подключается трансформатор напряжения ТН типа НОМ-35 для разряда конденсаторов после отключения установки.

Устройства продольной компенсации

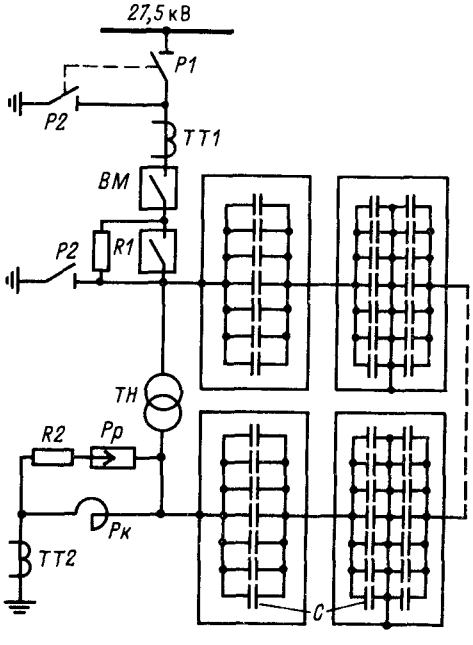


Рис. 38.11. Схема установки поперечной компенсации

включаются, как правило, в питающие линии тяговой подстанции (рис. 38.12). В них используются специальные конденсаторы типов КПМ и КСП, допускающие значительные перегрузки.

Защита конденсаторов от перегрузок и коротких замыканий в тяговой сети осуществляется с помощью разрядников *Рр1*, *Рр2* и шунтирующего выключателя *ВМш*. Основное назначение разрядников – шунтировать конденсаторы с первого полупериода возникшей перегрузки до включения шунтирующего выключателя, который включается при протекании тока через трансформатор *ТТ2*. Для уменьшения тока разряда конден-

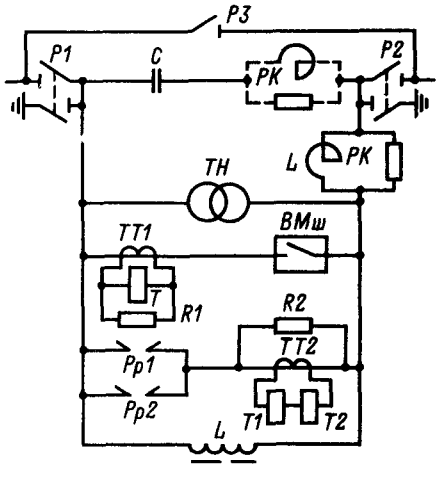


Рис. 38.12. Схема установки продольной емкостной компенсации

саторов при их шунтировании служит разрядный контур *РК*. В случае установки КУ на межподстанционной зоне контур *РК* должен быть размещен в силовой цепи (на рис. 38.12 показан штриховыми линиями), чтобы уменьшить разряд конденсаторов при шунтировании их токоприемниками э. п. с.

Ток разряда конденсаторов высокочастотный, поэтому трансформатор *ТТ2* должен быть защищен от перенапряжений резистором *R2*. Для разряда конденсаторов и контроля напряжения на них служит трансформатор напряжения *ТН*. Возникновение субгармонических колебаний предотвращается дросселем *L*. Вывод КУ из работы осуществляется включением шунтирующего разъединителя *Р3* и отключением разъединителей *Р1* и *Р2* с последующим заземлением установки с двух сторон заземляющими ножами разъединителей.

РАЗДЕЛ ТРИДЦАТЬ ДЕВЯТЫЙ

КОНТАКТНЫЕ СЕТИ. МЕТОДИКА РАСЧЕТА И ВЫБОР ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

39.1. КЛАССИФИКАЦИЯ КОНСТРУКЦИЙ КОНТАКТНЫХ ПОДВЕСОК ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ Э. П. С.

Контактная сеть может быть подвешена на специальных устройствах на безопасной высоте над токоприемником э. п. с. – воздушная контактная сеть (трамвай, троллейбус, магистральные и пригородные железные дороги, промышленный транспорт) и может быть выполнена в виде контактного рельса (метрополитен) и размещена сбоку от ходовых рельсов, несколько выше их уровня.

Система подвешивания воздушной контактной сети называется контактной подвеской. В зависимости от того, как поддерживается натяжение контактного провода, как он подвешивается и закрепляется, различают простую, цепную и сложную подвески.

Простая подвеска. В такой подвеске контактный провод закрепляется на поддерживающих конструкциях (рис. 39.1). В жесткой простой подвеске (рис. 39.1, *а*) токоприемник, проходя место закрепления контактного провода на поддерживающем устройстве, испытывает удар. Чтобы избежать этого, между контактным проводом и поддерживающим устройством вводят дополнительное упругое звено – рессорную (эластичную) струну. Такая простая подвеска называется эластичной (рис. 39.1, *б*).

Длина пролетов l простой подвески равна 20–30 м, скорость движения э. п. с., при которой сохраняется удовлетворительный токосъем, – 30–45 км/ч.

Цепная подвеска. В цепной подвеске контактный провод крепится при помощи струн к несущему тросу, а несущий трос закрепляется на поддерживающих устройствах (рис. 39.2). Исполнение, изображенное на рис. 39.2, *а* представляет собой жесткую цепную подвеску (струна под опорой ограничивает отжатие контактного провода токоприемником), остальные изображения (рис. 39.2, *б*, *в*) – эластичную цепную подвеску. Расстояние между струнами $a \approx 8 \div 10$ м. Длина пролетов может достигать 150 м. Стрела провеса несущего троса F.

Сложные подвески (рис. 39.3) позволяют развивать высокие скорости движения. Примером таких подвесок может служить компаундная подвеска. В ней помимо несущего троса имеется вспомогательный трос, к которому крепится контактный провод.

По способу **анкеровки** проводов контактные подвески подразделяют на: некомпенсированные (рис. 39.4, *а*), полукомпенсированные (рис. 39.4, *б*) и компенсированные (рис. 39.4, *в*).

При некомпенсированных подвесках контактный провод и несущий трос закрепляют неподвижно на анкерных опорах, поэтому натяжение в них и их стрелы провеса меняются в соответствии с изменением температуры и нагрузки от ветра и гололеда.

В полукомпенсированной (цепной) подвеске в контактном проводе с помощью компенсаторов автоматически поддерживается неизменное натяжение при всех климатических условиях; несущий трос жестко закреплен на опорах.

В компенсированной подвеске все провода подвески снабжены общим или отдельным для каждого провода компенсаторами, поэтому поддерживается неизменное натяжение каждого провода.

Простые контактные подвески могут быть некомпенсированными и компенсированными, при этом, естественно, понимается способ анкеровки только контактного провода.

На магистральных дорогах на главных и станционных путях, где скорость движения менее 70 км/ч, рекомендуется применять полукомпенсированную цепную подвеску со смещенными струнами (рис. 39.2, *б*). При скоростях движения до 120 км/ч целесообразно

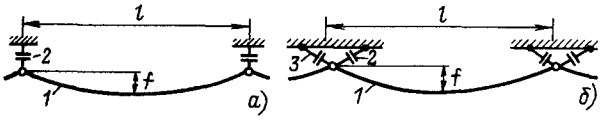


Рис. 39.1. Схемы простой жесткой и эластичной контактных подвесок:
1 – контактный провод; *2* – изолятор; *3* – эластичная струна; *f* – стрела провеса контактного провода

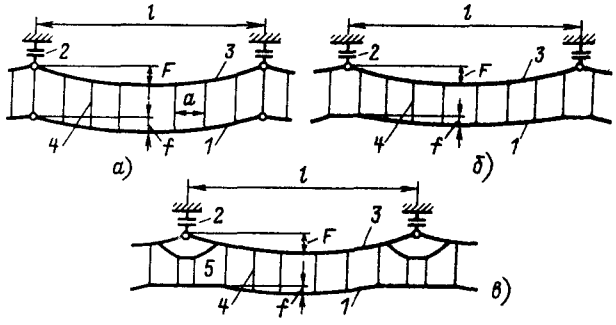


Рис 39 2. Схемы цепной жесткой (*а*) и эластичной (*б, в*) контактных подвесок:

1 – контактный провод, *2* – изолятор, *3* – несущий трос, *4* – струна, *5* – рессорный провод

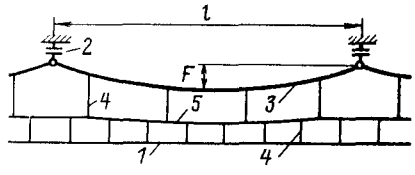


Рис. 39.3. Схема компаундной контактной подвески:

1 – контактный провод; *2* – изолятор, *3* – несущий трос, *4* – струны, *5* – вспомогательный трос

применение полукомпенсированной подвески с рессорным узлом у опоры (рис. 39.2, *в*). При скоростях движения до 160 км/ч применяют компенсированную (рис. 39.2, *в*) и полукомпенсированную цепную подвеску с двумя контактными проводами, закрепленными при помощи струн и рессорного провода к несущему тросу.

В трамвайно-троллейбусных сетях на участках со скоростями движения 30–45 км/ч применяется простая подвеска (рис. 39.1), некомпенсированная и компенсированная. На участках пути со скоростями движения до 50 км/ч может применяться маятниковая подвеска (на наклонных струнах с зигзагообразным расположением проводов), которой присущи свойства эластичности и частичной компенсации изменения натяжения проводов из-за климатических условий. Струны, поддерживающие контактный провод, крепятся к гибким поперечинам или к кронштейнам и располагаются наклонно к равнодействующим от вертикальной силы, которая возникает под действием массы контактного провода, и горизонтальной силы от излома провода к вершине зигзага. С понижением температуры провод укорачивается, что ведет к уменьшению зигзага и увеличению наклона струн, чем компенсируется изменение длины контактного провода. На участках со скоростями, превышающими 50 км/ч, применяются цепные некомпенсированные и полукомпенсированные подвески (рис. 39.2).

Так как скорости промышленного транспорта (шахтного и карьерного) невелики, то для него применяют простую контактную подвеску.

По расположению проводов относительно оси пути на прямом участке различают цепную подвеску: вертикальную – несущий трос и контактный провод расположены в вертикальной плоскости (рис. 39.5, *а*), например в троллейбусных сетях; полукосую – несущий трос расположен над осью пути, а контактный провод расположен зигзагом (рис. 39.5, *б*); косую – несущий трос

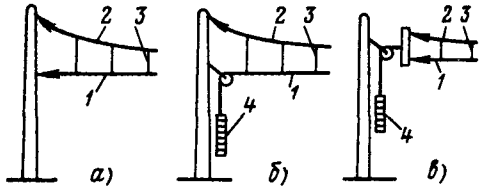


Рис. 39.4. Схемы анкеровок проводов.

1 – контактный провод, *2* – несущий трос, *3* – струна, *4* – компенсатор

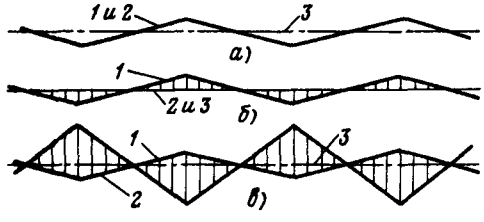


Рис. 39.5. Схемы расположения проводов вертикальной, полукосой и косой цепных контактных подвесок в плане

1 – контактный провод, *2* – несущий трос, *3* – ось пути

и контактный провод у опоры имеют зигзаги в противоположные стороны, что повышает ветроустойчивость подвески (рис. 39.5, *в*).

Расположение контактного провода зигзагом вдоль оси пути необходимо для равномерного износа токосъемной части токоприемника.

39.2. КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ, РАСЧЕТНЫЕ НАГРУЗКИ И РЕЖИМЫ

На воздушную контактную подвеску помимо механических нагрузок оказывают воздействие и климатические условия: температура окружающей среды, ветер, гололед. При изменении температуры происходит изменение длины проводов, а значит, их натяжения. Ветер и гололед увеличивают механическую нагрузку проводов, тем самым повышая их натяжение.

Территория СССР согласно ГОСТ 16350–80 разделена на климатические районы, различающиеся между собой температурой воздуха (табл. 39.1).

Районирование территории СССР в зависимости от скорости ветра отражено в табл. 39.2.

В зависимости от толщины стенки образующегося на проводах гололеда территория СССР разделена на пять районов (табл. 39.3).

При расчетах контактной сети принимают, что силы, действующие на провода, равномерно распределены по длине линии. Удельная нагрузка от силы тяжести g равна отношению единицы силы к единице длины, кН/м.

Таблица 39.1. **Основные климатические районы СССР**

Климатический район	Температура воздуха, °С			
	абсолютный минимум	низшая 1 раз в 10 лет	абсолютный максимум	высшая 1 раз в 10 лет
Очень холодный	−64	−60	+38	+36
Холодный	−52	−47	+40	+38
Умеренно холодный	−31	−28	+37	+34
Умеренно теплый	−30	−24	+38	+36
Теплая влажная зона	−15	−10	+39	+37
Жаркий сухой	−30	−25	+45	+43
Очень жаркий сухой	−26	−20	+47	+46

Нагрузки, действующие на провода, разделяют на постоянные, временные и аварийные. Постоянная нагрузка обусловлена массой проводов и усилиями от тяжения их. Временная нагрузка вызывается ветром и гололедом, а также нагрузкой, возникающей при монтаже контактной сети. Аварийная нагрузка появляется при обрыве проводов, поломке опор и т. п.

При расчете учитывают наихудшее сочетание постоянных и временных нагрузок, длительно воздействующих на контактную сеть. Аварийные нагрузки учитывают введением в расчет соответствующих коэффициентов запаса.

Нагрузка на провод от собственной массы направлена вертикально вниз и может быть определена выражением

$$g_{\text{пр}} = 9{,}81 \cdot 10^{-9} \rho s, \qquad (39.1)$$

где ρ – плотность материала провода, кг/м^3; s – площадь сечения провода, мм^2.

Нагрузка от гололеда определяется по формуле:

$$g_{\text{г}} = 9{,}81 \cdot 10^{-9} \rho_{\text{г}} b (d + b) \pi, \qquad (39.2)$$

где $\rho_{\text{г}}$ – плотность гололеда, кг/м^3; b – толщина стенки гололеда, мм; d – диаметр провода, мм.

Для контактного провода под диаметром в (39.2) понимают полусумму высоты провода и его толщины; для многопроволочных тросов под диаметром понимаются диаметр окружности, описываемой вокруг площади сечения троса.

При определении толщины стенки гололеда на проводе значение b, приведенное в табл. 39.3, умножают на коэффициент $K'_{\text{г}}$, приведенный ниже:

Диаметр провода d, мм	5	10	20	30
Коэффициент $K'_{\text{г}}$ . . .	1,1	1	0,9	0,8

Для промежуточных значений диаметра провода поправочный коэффициент $K'_{\text{г}}$ определяют линейной интерполяцией.

При определении толщины стенки гололеда на проводах, расположенных на насыпи, соответствующее значение b умножают на поправочный коэффициент $K''_{\text{г}}$, приведенный ниже:

Высота над поверхностью земли, м	5	10	20	30	50
Коэффициент $K''_{\text{г}}$	0,8	1	1,2	1,4	1,6

Нормативную интенсивность гололеда округляют до ближайшего значения, кратного 5 мм.

Таблица 39.2. **Основные ветровые районы СССР**

Районы СССР по ветру	I	II	III	IV	V	VI	VII
Скорость ветра, м/с:							
максимальная v_{max}	22	25	29	32	36	39	43
при гололеде $v_г$	10	10	15	15	20	20	25

Таблица 39.3. **Нормативная толщина стенки гололеда**

Районы СССР по гололеду	I	II	III	IV	Особый
Толщина стенки гололеда b, мм	5	10	15	20	25 и более

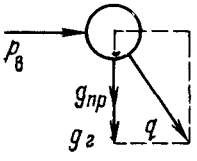


Рис. 39.6. Схема нагрузок на провод

На городском транспорте во время интенсивного движения контактный провод разогрет и гололед на нем не образуется. При редком движении и в ночное время возможно образование гололеда, но его толщина небольшая. В этом случае толщину стенки гололеда в (39.2) принимают в 2 раза менее расчетной нормы.

Температуру воздуха при гололеде $t_г$ принимают: минус 15 °С – для горных районов с отметкой более 2000 м над уровнем моря; минус 10 °С – для горных районов с отметкой 1000–2000 м и на территории к востоку от р. Енисей, за исключением береговой полосы океана; минус 5 °С – для остальной территории СССР.

Скорость ветра при гололеде $v_г$ принимают равной половине нормативной скорости (см. табл. 39.2).

Нагрузку на провод от ветра $p_в$ принимают условно воздействующей горизонтально и строго перпендикулярно к проводу, т. е. принимается в расчет наихудший случай максимального воздействия ветра (рис. 39.6):

$$p_в = 0{,}615 \cdot 10^{-6} v^2 c_x d, \qquad (39.3)$$

где c_x – аэродинамический коэффициент, учитывающий форму поверхности; значения его приведены в табл. 39.4; v – скорость ветра, м/с; d – диаметр или высота провода (при гололеде берется с учетом толщины стенки гололеда).

Результирующая удельная нагрузка на провод q (рис. 39.6) определяется выражением

$$q = \sqrt{(g_{пр} + g_г)^2 + p_в^2}. \qquad (39.4)$$

Таблица 39.4. **Аэродинамический коэффициент лобового сопротивления провода**

Провод	c_x
Одинарный диаметром:	
20 мм и более	1,1
менее 20 мм	1,2
Одинарный:	
покрытый гололедом	1,2
с учетом зажимов и струн	1,25
Контактный с учетом зажимов и струн:	
МФО-100	1,15
МФ-85, МФ-100	1,25
МФ-150	1,3
Двойной контактный 2МФ-100 в выемках, на нулевых местах и насыпях до 5 м при расстоянии между проводами:	
40 мм	1,55
100 мм	1,85
более 100 мм	2,5
То же на насыпях высотой более 5 м:	
40 мм	1,85
100 мм	2,15
более 100 мм	2,5

Условно можно выделить следующие расчетные режимы:

минимальной температуры; характеризуется максимальными усилиями тяжения провода;

максимальной температуры; в этом режиме тяжение провода минимальное, а стрела провеса максимальная;

гололеда; в этом режиме тяжение провода велико и может превысить допустимое значение;

максимального ветра; в этом режиме увеличивается тяжение провода; от воздействия ветра контактная подвеска может выйти за нормативные габариты.

Для перечисленных расчетных режимов (39.4) примет вид:

режим минимальной температуры ($t = t_{min}$; $v = 0$)

$$q = g_{пр};$$

режим максимальной температуры ($t = t_{max}$; $v = 0$)

$$q = g_{пр};$$

режим гололеда ($t = t_г$; $v = v_г$)

$$q = \sqrt{(g_{пр} + g_г)^2 + p_в^2};$$

режим максимального ветра ($t = +5\,°C$; $v = v_{max}$)

$$q = \sqrt{g_{пр}^2 + p_{в,max}^2}. \qquad (39.5)$$

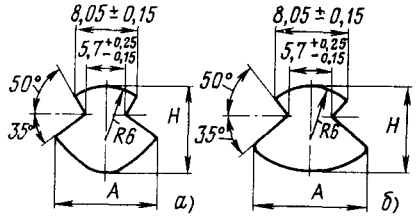


Рис. 39.7. Профили контактных проводов: *а* – МФ, БрФ, НлФ; *б* – МФО, БрФО, НлФО

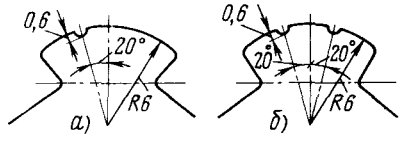


Рис. 39.8. Расположение отличительных канавок на бронзовых контактных проводах (*а*) и низколегированных контактных проводах (*б*)

39.3. МАТЕРИАЛЫ НЕСУЩИХ ТРОСОВ, КОНТАКТНЫХ И УСИЛИВАЮЩИХ ПРОВОДОВ, ИЗОЛЯТОРОВ

Контактные провода. По ГОСТ 2584.75* Е предусмотрено изготовление контактных проводов: МФ (медный фасонный), МФО (медный фасонный овальный), БрФО (бронзовый фасонный овальный), НЛФ (низколегированный фасонный), НЛФО (низколегированный фасонный овальный). Профили контактных проводов изображены на рис. 39.7. Бронзовые контактные провода имеют на верхней части сечения одну, а низколегированные – две отличительные канавки (рис. 39.8).

Основные данные по медным, низколегированным и бронзовым контактным проводам перечисленных марок приведены в табл. 39.5 и 39.6.

Примеры условных обозначений: МФ-100 – медный фасонный контактный провод сечением 100 мм²; НЛЦр0,05ФО-150 – низколегированный контактный провод с присадкой циркония (0,05 %) фасонного овального профиля сечением 150 мм; БрЦр0,2ФО-100 – бронзовый контактный провод с присадкой циркония

Таблица 39.5. **Характеристики медных и низколегированных контактных проводов**

Марка провода	Номинальное сечение, мм²	Размеры, мм (рис. 39.7)		Линейная плотность, кг/м	Временное сопротивление разрыву, ГПА, не менее		Линейное электрическое сопротивление постоянному току при 20°С, Ом/км	
		A	*H*		медных	низколегированных	медных	низколегированных
МФ	65*	10,19	9,3	0,578	–	–	0,275	–
МФ, НЛФ	85*	11,76 ± 0,22	10,8 ± 0,1	0,755	0,368	0,378	0,208	0,218
	100*	12,81 ± 0,25	11,8 ± 0,11	0,89	0,363	0,378	0,176	0,185
	120	13,9 ± 0,3	12,9 ± 0,12	1,068	0,358	0,353	0,146	0,154
	150	15,5 ± 0,32	14,5 ± 0,13	1,335	0,353	0,363	0,117	0,123
МФО	100	14,92 ± 0,3	10,5 ± 0,1	0,89	0,363	0,378	0,176	0,185
НЛФО	120	16,1 ± 0,32	11,5 ± 0,11	1,068	0,358	0,353	0,146	0,154
	150	18,86 ± 0,35	12,5 ± 0,12	1,335	0,353	0,363	0,117	0,123

* Для городского электрического транспорта.

Таблица 39.6. **Характеристики бронзовых фасонных и овальных контактных проводов**

Номинальное сечение, мм²	Линейная плотность, кг/м	Временное сопротивление разрыву провода, ГПа, не менее, легированного				Линейное электрическое сопротивление постоянному току провода при +20 °С, Ом/км, легированного			
		кадмием	магнием	цирконием	магнием и цирконием	кадмием	магнием	цирконием	магнием и цирконием
85*	0,755	0,432	0,422	0,441	0,432	0,241	0,259	0,236	0,254
100	0,89	0,422	0,412	0,432	0,422	0,205	0,22	0,2	0,215
120	1,068	0,412	0,402	0,422	0,412	0,17	0,183	0,167	0,179
150	1,335	0,402	0,392	0,412	0,402	0,137	0,147	0,134	0,143

* Для городского электрического транспорта.

Таблица 39.7. **Характеристики сталемедных и сталеалюминиевых проводов**

Провод	Номинальное сечение, мм²	Размеры провода (рис. 39.9)		Масса 1 км провода, кг	Разрушающая нагрузка, кН	Сопротивление 1 км провода, Ом	$\alpha \cdot 10^{-6}$, $град^{-1}$	$E \cdot 10^4$, Н/мм²
		A	*H*					
Сталемедный	85	11,76	10,8	720	34	0,53	15	16
Сталемедный	100	12,81	11,8	850	40	0,45	15	16
Сталеалюминиевый ПКСА-80/180	180	14	17	760	34,5	0,19	16,5	11

(0,2 %) фасонного овального профиля сечением 100 мм².

Условные обозначения низколегированных проводов в зависимости от химического состава присадок в процентах следующие: НЛМг0,06 (магний 0,04 – 0,08); НЛЦр0,05 (цирконий 0,04 – 0,06); НЛОл0,04 (олово 0,03 – 0,06); НЛТи0,03 (титан 0,01 – 0,04).

Для городского электрического транспорта помимо марок, отмеченных звездочкой в табл. 39.5 и 39.6, применяют в качестве контактных сталеалюминиевые провода марки ПКСА (рис. 39.9, *а*) и сталемедные – марки СМ (рис. 39.9, *б*).

Сталеалюминиевый провод состоит из двух механически соединенных частей: верхней – профилированной алюминиевой и нижней – стальной, с которой осуществляется токосъем. Сталемедные контактные провода (табл. 39.7) изготовляются в виде стального сердечника, на который нанесено профилированное медное покрытие.

Несущие и фиксирующие тросы. Для несущих тросов цепных подвесок применяют многопроволочные медные (ГОСТ 839 – 80Е), биметаллические (ГОСТ 4775 – 75) неизолированные провода и стальные спиральные канаты (ГОСТ 3062 – 80, ГОСТ 3063 – 80), изображенные на рис. 39.10. Характеристики проводов и канатов приведены в табл. 39.8 и 39.9.

В контактных подвесках трамвая и троллейбуса в качестве несущих тросов допускается применение сталемедных проводов марки ПБСМ (табл. 39.8), а также стальных канатов диаметром 6, 7 и 8 мм, свитых из семи оцинкованных проволок; возможно применение в качестве несущего троса оцинкованной стальной проволоки диаметром 5 мм. Цинковое и медное покрытие тросов защищает их от атмосферной коррозии.

Условные обозначения: М-120 – медный неизолированный провод сечением 120 мм²; ПБСМ1-70 – провод биметаллический сталемедный первого класса проводимости сечением 70 мм²; ПБСМ2-70 – то же второго класса проводимости; канат 9,2-Г-1-СС-Л-Н – стальной спиральный канат диаметром 9,2 мм, грузового назначения, из проволоки марки I, оцинкованный по группе СС (светлая для средних условий работы), левой свивки, нераскручивающийся.

Провода усиливающие, питающие, отсасывающие. В качестве усиливающих, питающих и отсасывающих проводов применяют многопроволочные алюминиевые и сталеалюминиевые провода (ГОСТ 839 – 80Е) (табл. 39.10 и 39.11).

Условные обозначения: А185 – неизоли-

Таблица 39.8. **Характеристики неизолированных биметаллических сталемедных и медных проводов**

Номинальное сечение, мм²	Число проволок	Диаметр проволок, мм	Расчетные данные провода					
			Сечение, мм²	Диаметр, мм	Линейная плотность, кг/м	Разрывное усилие, кН, не менее	Линейное электрическое сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км, не более	
							ПБСМ1	ПБСМ2
Сталемедные провода марки ПБСМ								
35	7	2,5	34,4	7,5	0,285	22,12	1,382	1,842
50	7	3	49,5	9	0,412	31,98	0,955	1,273
70	19	2,2	72,2	11	0,598	46,29	0,66	0,88
95	19	2,5	93,3	12,5	0,774	60	0,509	0,678
120	19	2,8	117	14	0,973	75,49	0,405	0,539
Медные провода марки М								
35	7	2,51	34,6	7,5	0,311	12,95	0,515	
50	7	3	49,4	9	0,444	17,51	0,361	
70	19	2,13	67,7	10,7	0,612	28,27	0,267	
95	19	2,51	94	12,6	0,85	39,09	0,191	
120	19	2,8	117	14	1,058	43,62	0,154	

Таблица 39.9. **Характеристики стальных канатов**

Диаметр каната, мм	Число; диаметр проволок, мм		Расчетное сечение, мм²	Линейная плотность, кг/м	Расчетное разрывное усилие каната, кН, по сопротивлению разрыву, ГПа		
	центральных	в слоях			1,177	1,373	1,57
9,1	1; 1,9	18; 1,8	48,64	0,418	—	60,04	68,67
9,2	1; 3,2	6; 3	50,45	0,439	54,59	63,72	72,84
9,8	1; 3,4	6; 3,2	57,33	0,499	62,05	72,4	82,75
10	1; 2,1	18; 2	60,01	0,515	—	74,16	84,76
10,5	1; 3	6; 3,4	64,65	0,562	69,99	81,67	93,34
11	1; 2,3	18; 2,2	72,58	0,623	76,81	89,61	102,02
12	1; 2,5	18; 2,4	86,34	0,741	91,38	105,95	121,64
13	1; 2,8	18; 2,6	101,72	0,873	107,42	125,08	143,23
14	1; 3	18; 2,8	117,90	1,015	124,1	145,68	166,28

Таблица 39.10. **Характеристики неизолированных алюминиевых проводов**

Номинальное сечение, мм²	Число проволок	Диаметр проволок, мм	Провод марки А					
			Площадь сечения, мм²	Диаметр, мм	Линейная плотность, кг/м	Разрывное усилие провода, кН, не менее, для проволоки марки		Линейное электрическое сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км, не более
						АТ	АТп	
50	7	3	49,5	9	0,135	7,6	8,3	0,578
70	7	3,55	69,2	10,7	0,189	10,64	11,28	0,412
95	7	4,1	92,4	12,3	0,252	13,78	14,62	0,308
120	19	2,8	117	14	0,321	17,99	19,63	0,246
150	19	3,15	148	15,8	0,406	22,76	24,13	0,194
185	19	3,5	183	17,5	0,502	28,14	29,84	0,157
240	19	4	239	20	0,655	35,64	37,86	0,12

Таблица 39.11. **Характеристики неизолированных сталеалюминиевых проводов**

Номинальное сечение, мм² (алюминий/сталь)	Число; диаметр проволок, мм		Провод марки АС						
			Сечение, мм²		Диаметр, мм	Линейная плотность, кг/м	Разрывное усилие провода, кН, не менее, с алюминиевыми проволоками марки		Линейное электрическое сопротивление постоянному току при 20°С, Ом/км, не более
	алюминиевой части	стального сердечника	алюминия	стали			АТ	АТп	
25/4,2	6; 2,3	1; 2,3	24,9	4,15	6,9	0,1	8,54	8,77	1,146
35/6,2	6; 2,8	1; 2,8	36,9	6,15	8,4	0,149	12,5	12,98	0,773
50/8	6; 3,2	1; 3,2	48,2	8,04	9,6	0,194	16,01	16,43	0,592
70/11	6; 3,8	1; 3,8	68	11,3	11,4	0,274	22,54	22,85	0,42
95/16	6; 4,5	1; 4,5	95,4	15,9	13,5	0,384	31,24	32,08	0,299
120/19	26; 2,4	7; 1,85	118	18,8	15,2	0,471	39,87	40,03	0,245
150/19	24; 2,8	7; 1,85	148	18,8	16,8	0,554	44,14	46,31	0,195
185/24	24; 3,15	7; 2,1	187	24,2	18,9	0,705	56,26	58,09	0,154

рованный алюминиевый провод сечением 185 мм²; АС120/19 – сталеалюминиевый провод сечением алюминиевой части 120 мм² и стального сердечника – 19 мм².

Для трамвайно-троллейбусных сетей в качестве усиливающих проводов и проводов питающих и отсасывающих линий могут применяться также медные многопроволочные провода (табл. 39.8).

Изоляторы. По своему назначению изоляторы можно разделить на три группы: натяжные, подвесные и изоляторы для спецчастей. Натяжные изоляторы включают в гибкие поперечины, тросовые и проволочные элементы сети, где от изолятора требуется высокая механическая прочность на растяжение. Подвесные изоляторы служат для подвески проводов или тросов и фиксации их положения. Изоляторы для специальных частей введены в конструкцию и по своей форме приспособлены для каждой спецчасти. Некоторые натяжные и подвесные изоляторы могут быть использованы в качестве натяжных и подвесных одновременно.

Для контактной сети городского электрического транспорта применяют следующие изоляторы.

Натяжной пряжечный изолятор изготовляют на нагрузку 12000 Н из прессматериала АГ-4с методом горячего прессования. Изолятор армирован двумя стальными обоймами для соединения с тросовыми, проволочными элементами и деталями подвески (рис. 39.11, *а*).

Изолятор такелажный фарфоровый (орешковый) ИТФ-3 применяют в элементах поперечин, выполненных из проволоки, и в подвесных струнах (рис. 39.11, *б*). Минимальное разрушающее усилие на сжатие

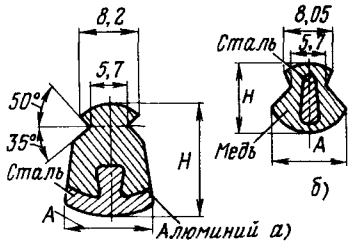


Рис. 39.9. Профили контактных проводов: *а* – ПКСА; *б* – сталемедный

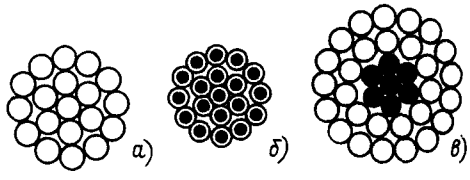


Рис. 39.10. Конструкции многопроволочных проводов:

а – медные М, алюминиевые А, стальные С; *б* – сталемедные ПБСМ; *в* – сталеалюминиевые АС

30000 Н. В сухом состоянии изолятор выдерживает напряжение 15 кВ, а под дождем – 6 кВ. Наименьший диаметр троса для армировки изолятора составляет 8,7 мм.

Изолятор из древеснослоистого пластика ДСП-Б-а изготовляют на допустимые нагрузки 12000 (рис. 39.11, *в*) и 17000 Н. Из-за гигроскопичности древеснослоистого пластика электроизоляционные свойства его зависят от влажности. Для сохранения изоляционных свойств изолятор при заводском изготовлении после просушки дважды покрывают глифталевым лаком печной сушки.

Таблица 39 12 **Характеристики и габариты тарельчатых и стержневых изоляторов**

Тип изолятора	Размеры, мм						Длина пути утечки, мм, не менее	Разрядное напряжение при 50 Гц, кВ		Импульсное 50 %-ное разрядное напряжение, кВ, не менее	Механическая разрушающая нагрузка, кН, не менее	Масса, кг
	D	H	d	d_1	d_2	d_3		в сухом состоянии	под дождем			
ФТФ-3,3/3	270	210	16	1″ труб.	24	52	324	70	35	125	30	6,4
ПТФ-3,3/5	210	183	16	20	24	52	324	75	40	125	50	6,16
ПФ6-А	270	167	16	20	—	—	285	75	40	125	60	6,5
ПФ6-Б	270	140	16	20	—	—	280	75	40	125	60	6
ПФ6-В	270	140	16	20	—	—	324	75	40	125	60	5,3
ПФ16-А	280	173	20	24	—	—	385	85	45	130	160	9
ФСФ-27,5/3,5	130	540	65	1″ труб.	24	—	600	135	100	200	35	9,5
ССФ-27,5/5	160	543	75	—	24	—	750	140	100	—	50	11,8
ИКСУ-27,5	180	610	85	—	—	—	620	140	110	240	60	14,9

Таблица 39 13 **Натяжение проводов**

Провода и тросы	Допустимое натяжение, кН	Номинальное натяжение, кН	Провода и тросы	Допустимое натяжение, кН	Номинальное натяжение, кН
Несущий трос			Усиливающие и питающие провода.		
М-120	20	18	А-185	14	—
М-95	16	14,5	А-150	11	—
ПБСМ-95	20	18	Провода линий продольного электроснабжения.		
ПБСМ-70	16	15	АС-70/11	7,5	—
Контактный провод			АС-50/8,0	5	—
МФ-150	17,5	15	АС-35/6,2	4	—
МФ-100	12	10	Волновод, сигнальные провода		
МФ-85	10,5	8,5	6,0БСМ	6	—
БрФ-100	14	13	4,0БСМ	3	—

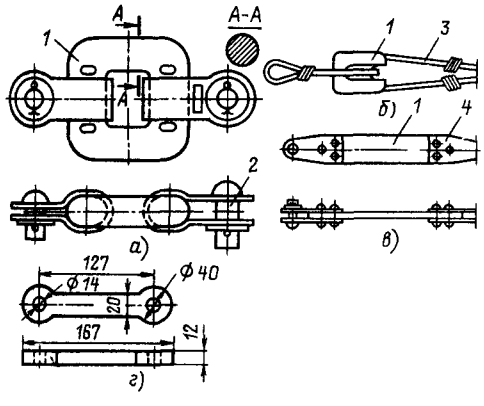


Рис. 39.11. Изоляторы:

а – пряжечный, *б* – орешковый, *в* – из древеснослоистого пластика, *г* – пластмассовый типа ИКП, *1* – изолятор, *2* – валик, *3* – хомут, *4* – ушки

В эксплуатации не реже чем 1 раз в два года изолятор после очистки покрывают дугостойкой глифталевой эмалью воздушной сушки.

Изолятор пластмассовый ИКП (рис. 39.11, *г*) изготовляют из прессматериала АГ-Чс методом горячего прессования. Изолятор предназначен для изоляции крепления продольного несущего троса к поддерживающим устройствам, контактного провода к продольному несущему тросу и для других целей. При испытаниях после суточного пребывания в воде он должен выдерживать без пробоя и перекрытия напряжение 3000 В переменного тока частотой 50 Гц. Минимальное разрушающее усилие на растяжение 7000 Н.

Изоляторы, используемые в устройствах контактной сети магистральных железных дорог, подразделяют на тарельчатые (рис. 39.12) и стержневые (рис. 39.13, табл. 39.12).

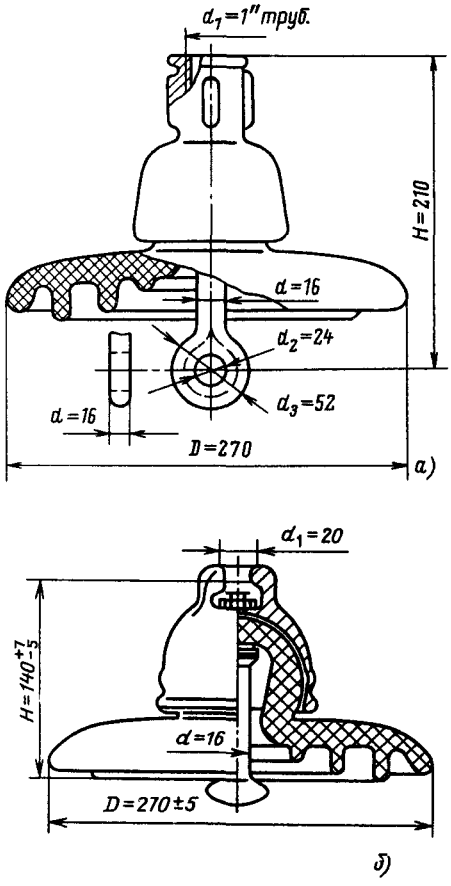


Рис. 39.12. Тарельчатые фарфоровые изоляторы – фиксаторный ФТФ-3,3/8 (*а*) и подвесной ПФ6-В (*б*)

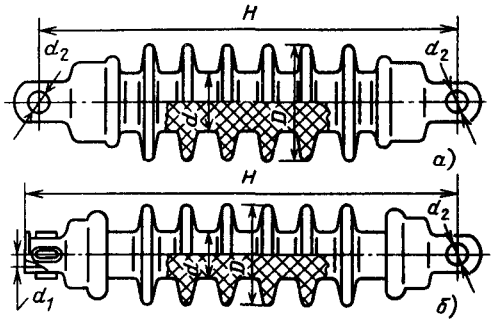


Рис. 39.13. Стержневые фарфоровые изоляторы:

а – секционный ССФ-27,5/5; *б* – фиксаторный ФСФ-27,5/3,5

В районах с повышенным загрязнением окружающей среды применяют специальные изоляторы.

Для секционных и подстанционных разъединителей, питающих вводов 6 – 10 кВ и других элементов и узлов контактной сети и тяговых подстанций применяют опорные изоляторы, стержневые и штыревые.

39.4. ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТЫ ДЛЯ ПРОСТЫХ И ЦЕПНЫХ ПОДВЕСОК

Цель расчетов контактных подвесок заключается в определении тяжений, возникающих в проводах при наиболее неблагоприятных сочетаниях нагрузок, действующих на провода подвески.

Тяжения, возникающие в проводах контактных подвесок, не должны превышать допустимых значений $H_{доп}$, приведенных для проводов некоторых марок в табл. 39.13:

$$H_{доп} = \frac{a\sigma_{вр}s}{K_{зап}} = \frac{H_{раз}}{K_{зап}}, \qquad (39.6)$$

где a – коэффициент, учитывающий разброс механических характеристик и условия скрутки проволоки, принимается равным 0,95 (при 37 и менее проволоках в проводе); $\sigma_{вр}$ – временно́е сопротивление разрыву материала проволок, ГПа; $H_{раз}$ – разрывное усилие провода, кН.

Физико-механические характеристики проводов некоторых марок приведены в табл. 39.14.

Расчет простой подвески. При расчете приняты следующие допущения. Считают, что контактный провод в пролете представляет собой абсолютно гибкую нить и что масса провода равномерно распределена не по его длине, а по длине пролета.

Стрела провеса провода y в точке, расположенной на расстоянии x от опоры (рис. 39.14), определяется по выражению

$$y = \frac{q}{2H}x(l - x). \qquad (39.7)$$

Максимальная стрела провеса имеет место в середине пролета, т. е. при $x = l/2$,

$$y_{max} = f = \frac{ql^2}{8H}. \qquad (39.8)$$

Тяжение провода определяется по формуле

$$T = \sqrt{H^2 + \left(\frac{ql}{2}\right)^2}. \qquad (39.9)$$

Таблица 39.14. **Физико-механические характеристики проводов**

Провода	Плотность материала, кг/м³	Температурный коэффициент линейного расширения, $\alpha \cdot 10^{-6}$, °C^{-1}	Модуль упругости E, ГПа	Временное сопротивление разрыву проволоки $\sigma_{вр}$, ГПа, не менее
Многопроволочные:				
медные М	8900	17	127,5	0,39
алюминиевые А	2750	23	61,8	0,16
биметаллические ПБСМ	8230	13	171,7	0,74
стальные (канаты) С	8000	12	196,2	1,18
сталеалюминиевые АС площадью сечения, мм²:				
16–95	3470	19,2	80,9	–
120 и более	3560	18,9	83	–
Однопроволочные:				
стальные ПСО	7850	12	196,2	0,54
биметаллические БСМ	8230	13,3	171,7	–
контактные медные МФ и бронзовые БрФ	8900	17	127,5	–

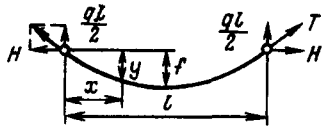


Рис. 39.14. К расчету простой подвески

Реакция в опоре от нагрузки q много меньше горизонтальной составляющей тяжения H: $\frac{ql}{2} \ll H$. Поэтому можно принять $T \approx H$. Строго говоря, $T = H$ только в середине пролета.

Уравнение состояния устанавливает зависимость между тяжениями провода в пролете при двух различных режимах.

Пусть исходный режим, параметрам которого присвоен индекс 1, характеризуется тяжением H_1, температурой t_1, удельной нагрузкой q_1. Искомый режим с индексом i характеризуется тяжением H_i, температурой t_i и нагрузкой q_i.

Уравнение состояния для этих двух режимов имеет вид:

$$\frac{q_i^2 l^2}{24H_i^2} - \frac{q_1^2 l^2}{24H_1^2} = \alpha(t_i - t_1) + \frac{H_i - H_1}{Es}, \tag{39.10}$$

где q_1, q_i – удельные нагрузки соответственно исходного и искомого режимов, кН/м; H_1, H_i – горизонтальные составляющие тяжения провода соответственно исходного и искомого режимов, кН; l – длина пролета, м; t_1, t_i – температура соответственно исходного и искомого режимов, °С; α – температурный коэффициент линейного расширения, °С$^{-1}$; E – модуль упругости, ГПА; s – площадь сечения провода, мм².

При неизменной нагрузке на провода уравнение состояния решают относительно температуры i-го режима, задаваясь значениями H_i

$$t_i = \left(t_1 - \frac{q_1^2 l^2}{24H_1^2\alpha} + \frac{H_1}{Es\alpha}\right) + \frac{q_i^2 l^2}{24H_i^2\alpha} - \frac{H_i}{Es\alpha}. \tag{39.11}$$

Если анкерный пролет $L_{анк}$ состоит из пролетов разной длины l_1, l_2, l_3 и т. д., то в уравнение состояния подставляют значение эквивалентного пролета $l_э$, в котором от воздействия температур и нагрузок возникают те же тяжения, что и в многопролетной подвеске в целом

$$l_э = \sqrt{\frac{\sum_1^n l_i^3}{\sum_1^n l_i}} \approx \sqrt{\frac{\sum_1^n l_i^3}{L_{анк}}}. \tag{39.12}$$

Для определения исходного режима, т. е. режима с индексом 1, необходимо найти такой критический пролет $l_{кр}$, в котором натя-

жения провода в режиме гололеда и в режиме минимальной температуры одинаковы и равны допустимому максимальному

$$l_{кр} = H_{max}\sqrt{\frac{24\alpha(t_г - t_{min})}{q_г^2 - q_{пр}^2}}. \qquad (39.13)$$

Если эквивалентный пролет окажется меньше критического, то за исходный режим следует принять режим минимальной температуры; если эквивалентный пролет окажется больше критического, то за исходный режим следует принять режим гололеда.

Порядок расчета простой подвески:

1) определяют нагрузки q для четырех расчетных режимов (см. § 39.2);

2) определяют допустимое тяжение провода по табл. 39.13 или по (39.6);

3) находят эквивалентный пролет;

4) определяют критический пролет;

5) сравнивая критический и эквивалентный пролеты, определяют исходный режим (для городского транспорта чаще всего исходным режимом служит режим минимальной температуры: короткие пролеты, интенсивное движение, не позволяющее образовываться гололеду);

6) составляют уравнение состояния и решают его относительно t_i;

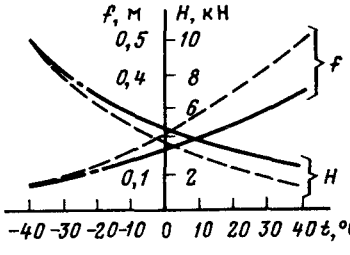


Рис. 39.15. Зависимости натяжения и стрелы провеса контактного провода МФ-85 от температуры окружающей среды (для $l_э = 30$ м); сплошные линии – для маятниковой подвески, штриховые – для простой

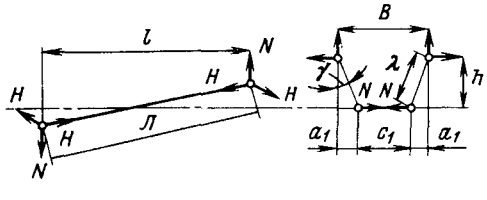


Рис. 39.16. К расчету маятниковой подвески

7) строят зависимости $H(t)$ и $f(t)$ – монтажные кривые (рис. 39.15, штриховые линии).

Расчет маятниковой подвески. Уравнение состояния, решаемое относительно температуры i-го режима, имеет вид:

$$t_i = \left(\frac{C_i^2}{2l^2\alpha} + \frac{q_i^2 l^2}{24H_i^2\alpha} - \frac{H_i}{Es\alpha}\right) - \left(\frac{C_1^2}{2l^2\alpha} + \frac{q_1^2 l^2}{24H_1^2\alpha} - \frac{H_1}{Es\alpha} - t_1\right). \qquad (39.14)$$

Здесь величина C берется из геометрии маятниковой подвески (рис. 39.16). При малых длинах пролетов маятниковой подвески за исходный режим принимают режим *минимальной температуры*.

Чтобы решать уравнение (39.14), необходимо построить зависимость $H(C)$ в соответствии с выражением

$$H = \frac{Ql}{2C\sqrt{\left(\frac{2\lambda}{B-C}\right)^2 - 1}}, \qquad (39.15)$$

где $Q \approx ql$.

Значение B в (39.15) определяют из условия максимального тяжения контактного провода в режиме минимальной температуры

$$B = \frac{Ql\,\mathrm{tg}\,\gamma_1}{2H_1} + 2\lambda\sin\gamma_1. \qquad (39.16)$$

В (39.16) задаются длиной струны λ и максимальным углом отклонения струны γ_1. Стрела провеса маятниковой подвески считается по (39.8).

Монтажные кривые для маятниковой подвески приведены на рис. 39.15 сплошными линиями. Они построены для контактного провода МФ-85, $l_э = 30$ м, длины струны $\lambda = 0{,}8$ м и максимального угла отклонения $\gamma_1 = 50°$.

Расчет цепной подвески с малым числом струн в пролете (рис. 39.17, *а, б*). В цепной подвеске с одной или двумя струнами в пролете на несущий трос (*1*) воздействует только вертикальная составляющая от силы тяжести контактного провода (*2*) и не передается его натяжение. Поэтому расчеты для контактного провода и несущего троса можно проводить раздельно, рассматривая каждый как простую подвеску и используя те же допущения.

При расчете контактного провода в уравнение состояния простой подвески (39.10) вместо l надо подставить значение длины эквивалентного пролета $l_э$, которое

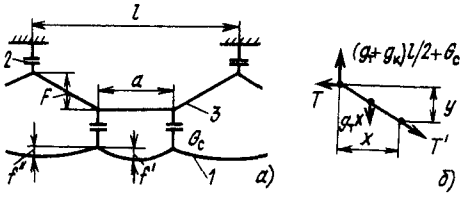


Рис. 39.17. К расчету цепной подвески с малым числом струн

определяется как

$$l_э = \sqrt{\frac{(l-a)^3 + a^3}{l}}. \qquad (39.17)$$

Стрела провеса контактного провода между струнами в середине пролета

$$f' = \frac{g_к a^2}{8K} \qquad (39.18)$$

и под точками подвеса

$$f'' = \frac{g_к (l-a)^2}{8K}, \qquad (39.19)$$

где $g_к$ – нагрузка от массы контактного провода; K – горизонтальная составляющая тяжения контактного провода.

Стрела провеса несущего троса y для точки, отстоящей от опоры на расстояние x (рис. 39.17, *б*), определяется выражением

$$y = \frac{[(g_т + g_к) l + 2G_c]\frac{x}{2} - g_т \frac{x^2}{4}}{2T}. \qquad (39.20)$$

Максимальная стрела провеса несущего троса F будет в точке, отстоящей от опоры на расстояние $x = \frac{1}{2}(l-a)$, т. е. в месте подвеса струны

$$F = \frac{G_{пр}(l-a)}{8T}, \qquad (39.21)$$

где

$$G_{пр} = [2(g_т + g_к) l + 4G_c - g_т (l-a)]. \qquad (39.22)$$

В последних выражениях приняты следующие обозначения: $g_т$, $g_к$ – нагрузка соответственно от массы троса и контактного провода; G_c – вертикальная нагрузка от массы струны; T – горизонтальная составляющая тяжения несущего троса; $G_{пр}$ – приведенная нагрузка от массы цепной подвески.

Если в пролете не две струны, а одна, то (39.21) и (39.22) примут вид:

$$F = \frac{G_{пр} l}{8T}, \qquad (39.21')$$

где

$$G_{пр} = [2(g_т + g_к) l + 2G_c - g_т l]. \qquad (39.22')$$

Уравнение состояния цепной подвески с малым числом струн

$$\frac{G^2_{пр,i}(l-a)}{32lT_i^2} - \frac{G^2_{пр,1}(l-a)}{32lT_1^2} = \alpha_т (t_i - t_1) + \frac{T_i - T_1}{E_т s_т}. \qquad (39.23)$$

Индекс «т» в (39.23) подчеркивает, что параметры должны соответствовать материалу несущего троса. Так как цепная подвеска с малым числом струн имеет небольшую длину пролета l, определяющим режимом, который принимают за исходный, будет режим минимальной температуры.

Из (39.23)

$$t_i = \left[t_1 - \frac{G^2_{пр,1}(l-a)}{32lT_1^2\alpha_т} + \frac{T_1}{E_т s_т \alpha_т}\right] + \frac{G^2_{пр,i}(l-a)}{32lT_i^2\alpha_т} - \frac{T_i}{E_т s_т \alpha_т}. \qquad (39.24)$$

Задаваясь значением T_i в (39.24), получаем соответствующее ему значение t_i и строим зависимость $T(t)$.

Так как монтаж цепной подвески идет поэтапно, необходимо знать, какое первоначальное натяжение следует дать несущему тросу, когда он не нагружен. В ненагруженном состоянии расчет несущего троса можно выполнять как расчет простой подвески. Тяжение несущего троса в ненагруженном состоянии $T_н$ можно определить, приняв в уравнении (39.23) за неизвестное с индексом i состояние ненагруженного троса

$$\frac{g_т^2 l^2}{24T_н^2} - \frac{G^2_{пр,1}(l-a)}{32lT_1^2} = \alpha_т (t_н - t_1) + \frac{T_н - T_1}{E_т s_т}. \qquad (39.25)$$

Для решения (39.25) относительно температуры ненагруженного состояния $t_н$ преобразуем это выражение

$$t_н = \left[t_1 - \frac{G^2_{пр,1}(l-a)}{32lT_1^2\alpha_т} + \frac{T_1}{E_т s_т \alpha_т}\right] +$$

$$+\frac{g_т l^2}{24T_н^2}-\frac{T_н}{E_т s_т \alpha_т}. \qquad (39.26)$$

В (39.25) и (39.26) параметры с индексом «н» соответствуют ненагруженному состоянию троса, а с индексом 1 – режиму минимальной температуры.

Порядок расчета.

1. Определяют нагрузки для исходного режима с индексом 1, которым является режим минимальной температуры (пролеты невелики).

2. Определяют допустимые тяжения для несущего троса и контактного провода по (39.6) или по табл. 39.13.

3. Решают уравнение состояния простой подвески для контактного провода (39.10) и определяют его стрелы провеса по (39.18) и (39.19).

4. Строят монтажные кривые для контактного провода, т. е. зависимости $K(t)$ и $f(t)$.

Если подвеска полукомпенсированная, то расчет тяжений и стрел провеса контактного провода не проводится.

5. Определяют приведенную массу цепной подвески по (39.22).

6. Решают уравнение состояния несущего троса по (39.23) и (39.24).

7. Строят монтажные кривые нагруженного несущего троса $T(t)$ и $F(t)$, пользуясь (39.21) и (39.24).

8. Решают уравнение состояния ненагруженного троса (39.25) и (39.26).

9. Строят монтажные кривые для ненагруженного троса $T_н(t)$ и $F_н(t)$, пользуясь (39.8) и (39.26).

Расчет цепной подвески с большим числом струн в пролете. В этом случае горизонтальные усилия, возникающие в контактном проводе, передаются на несущий трос, поэтому нельзя вести раздельный расчет троса и контактного провода, как это делалось выше.

Возможны три состояния некомпенсированной цепной подвески: состояние при низкой температуре, когда несущий трос имеет большое натяжение, а контактный провод может иметь отрицательную стрелу провеса; состояние при высокой температуре, когда несущий трос имеет небольшое натяжение, а контактный провод имеет положительную стрелу провеса; беспровесное состояние, которое возникает при некоторой температуре t_0 и которому соответствует горизонтальное расположение контактного провода и некоторое тяжение несущего троса T_0. В этом состоянии на несущий трос не передается горизонтальная составляющая тяжения контактного провода и расчет несущего троса можно выполнять как расчет простой подвески с удельной нагрузкой

$$q_0 = g_т + g_к + g_с = g, \qquad (39.27)$$

где $g_с$ – удельная вертикальная нагрузка от струн.

Максимальная стрела провеса несущего троса в беспровесном состоянии (рис. 39.18)

$$F_0 = \frac{q_0 l^2}{8T_0}. \qquad (39.28)$$

Стрела провеса несущего троса F может быть определена из уравнения равновесия участка подвески (рис. 39.18) при тех же допущениях, что были приняты при расчете простой подвески:

$$F = \frac{q\left(1+\frac{g}{q}\frac{\varphi K}{T_0}\right)l^2}{8(T+\varphi K)}, \qquad (39.29)$$

где φ – конструктивный коэффициент цепной подвески:

$$\varphi = \frac{2T(l-2c/l^2)}{T+[1-(l-2c/l^2)]K}, \qquad (39.30)$$

а для небольших величин c

$$\varphi = \frac{(l-2c)^2}{l^2}. \qquad (39.31)$$

Дополнительные обозначения: W – приведенная нагрузка и Z – приведенное тяжение – приводят выражение (39.29) к виду

$$F = \frac{Wl^2}{8Z}, \qquad (39.32)$$

где

$$W = q\left(1+\frac{g}{q}\frac{\varphi K}{T_0}\right); \qquad (39.33)$$

$$Z = (T+\varphi K). \qquad (39.34)$$

Уравнение состояния цепной подвески имеет вид:

$$\frac{W_i^2 l^2}{24Z_i^2}-\frac{W_1^2 l^2}{24Z_1^2}=$$

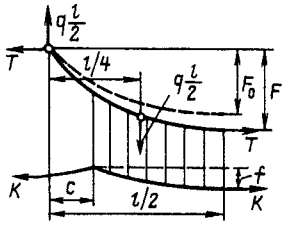


Рис. 39.18. К расчету цепной подвески с большим числом струн

Таблица 39.15. **Ориентировочные значения** T_0

Несущий трос	Число контактных проводов	Значения T_0, % наибольшего допустимого натяжения при температуре, °С		
		$t_0 = t_{ср} - 5$	$t_0 = t_{ср} - 10$	$t_0 = t_{ср} - 15$
Медный	1	70	75	80
	2	75	80	85
Биметаллический и стальной	1	80	83	85

$$= \alpha_т (t_i - t_1) + \frac{T_i - T_1}{E_т s_т}. \qquad (39.35)$$

Для полукомпенсированных подвесок при не зависящем от температуры тяжении контактного провода ($K = \text{const}$) уравнение (39.35) можно решать относительно t_i

$$t_i = \left(t_1 - \frac{W_1^2 l^2}{24 Z_1^2 \alpha_т} + \frac{T_1}{E_т s_т \alpha_т} \right) + \frac{W_i^2 l^2}{24 Z_i^2} - \frac{T_i}{E_т s_т \alpha_т}. \qquad (39.36)$$

Для пользования (39.35) и (39.36) необходимо знать исходный режим, т. е. режим с индексом 1. Для этого определяют критический пролет

$$l_{кр} = \sqrt{\frac{24 \alpha_т (t_г - t_{min})}{W_г^2 / Z_г^2 - W_{t_{min}}^2 / Z_{t_{min}}^2}}. \qquad (39.37)$$

Значение t_0 обычно принимают

$$t_0 = t_{ср} - (10 \div 15), \qquad (39.38)$$

где $t_{ср} = 0{,}5 (t_{max} + t_{min})$.

Значения T_0, необходимые для определения F_0, W, Z, можно принять по табл. 39.15.

При некомпенсированной подвеске натяжение контактного провода зависит от температуры и определяется из выражения

$$K_i = K_1 - E_к s_к \alpha_к (t_i - t_1). \qquad (39.39)$$

Задаваясь t_i, определяют по (39.39) K_i. Далее, задаваясь натяжением троса T_i, подбирают такое его значение, чтобы в соответствии с (39.36) получить заданную температуру t_1.

Для определения натяжения несущего троса в ненагруженном состоянии можно использовать уравнение, в котором за исходный режим принят режим беспровесного состояния, а за режим с индексом i – режим ненагруженного троса

$$t_н = \left(t_0 - \frac{g^2 l^2}{24 T_0^2 \alpha_т} + \frac{T_0}{E_т s_т \alpha_т} \right) + \frac{g_т^2 l^2}{24 T_н^2 \alpha_т} - \frac{T_н}{E_т s_т \alpha_т}. \qquad (39.40)$$

Порядок расчета:

1. Определяют нагрузки для режимов с большим тяжением: минимальной температуры, гололеда, максимального ветра по (39.5).

2. Определяют допустимые тяжения для несущего троса и контактного провода по (39.6) или табл. 39.13.

3. *Рассчитывают эквивалентный пролет* $l_э$ для рассматриваемого анкерного участка по (39.12).

4. Рассчитывают критический пролет $l_{кр}$ по (39.37).

5. Выбирают температуру беспровесного состояния t_0 по (39.38).

6. Принимают значение T_0 для выбранной температуры t_0 по табл. 39.15.

7. Определяют приведенную нагрузку W и тяжение Z соответственно по (39.33) и (39.34).

8. Определяют значение тяжения контактного провода K_i в зависимости от температуры t_i по (39.39) для некомпенсированной подвески.

9. Определяют стрелы провеса несущего троса по (39.29).

10. Зная исходный режим и его параметры, решают уравнение состояния по (39.36) и строят монтажные кривые $T(t)$ и $F(t)$.

11. Определяют тяжение ненагруженного троса по (39.40) и строят монтажные кривые $T_н(t)$ и $F_н(t)$.

39.5. РАСЧЕТЫ ГИБКОЙ ПОПЕРЕЧИНЫ

Простая гибкая поперечина применяется в контактных сетях городского и промышленного транспорта. При расчетах пренебрегают собственным весом троса гибкой поперечины, а при креплении на гибкой поперечине троллейбусных контактных проводов нагрузку от них заменяют суммарной на-

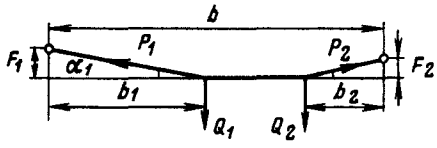


Рис. 39.19. Схема к расчету простой поперечины

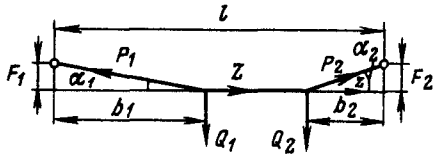


Рис. 39.20. Схема к расчету простой поперечины на поворотах

грузкой, приложенной в середине расстояния между контактными проводами.

Расчет ведут на наиболее тяжелый режим для вертикальных нагрузок – режим гололеда.

А. Для гибкой поперечины, изображенной на рис. 39.19, расчет ведется по выражениям:

$$\frac{F_1}{b_1}=\frac{F_2}{b_2}=\frac{1}{n}=\frac{1}{10}; \qquad (39.41)$$

$$Q_1=Q_2=Q;$$

$$P_1=P_2=Qn=10Q. \qquad (39.42)$$

Условие прочности гибкой поперечины

$$P_1=P_2=\frac{P_{разр}}{K_{зап}},$$

где $P_{разр}$ – разрушающая нагрузка при растяжении (табл. 39.15); $K_{зап}$ – коэффициент запаса ($K_{зап}=3$ – для городского транспорта и $K_{зап}=4$ – для магистрального транспорта).

Высота закрепления F боковых пролетов поперечины определяется по выражениям:

$$F_1=\frac{b_1}{n};\ F_2=\frac{b_2}{n}. \qquad (39.43)$$

Б. На кривом участке (рис. 39.20) гибкая поперечина воспринимает вертикальные и горизонтальные нагрузки. Из-за малых углов α_1 и α_2 можно принять $\sin\alpha_1\approx\operatorname{tg}\alpha_1\approx\frac{1}{n_1}$; $\sin\alpha_2\approx\operatorname{tg}\alpha_2\approx\frac{1}{n_2}$; $\cos\alpha_1\approx\cos\alpha_2\approx 1$.

Заменив значения $\sin\alpha$ на $1/n$, получим

$$P_1=\frac{2Qn_2+2Z}{1+n_2/n_1}; \qquad (39.44)$$

$$P_2=\frac{2Qn_1-2Z}{1+n_1/n_2}. \qquad (39.45)$$

Усилие P_1 в поперечине с внешней стороны кривой определяют при наибольшем натяжении контактного провода (Z – наибольшее), а P_2 определяют при наименьшем натяжении контактного провода (Z – наименьшее).

Уклон с внешней стороны кривой принимают равным $\frac{1}{n_1}\approx\frac{1}{15}\div\frac{1}{20}$, а с внутренней $\frac{1}{n_2}$ – по расчету из (39.46), но не более $\frac{1}{5}$, так, чтобы отношение n_1/n_2 было равно 2–2,5.

Для поддержания троса с внутренней стороны кривой при постоянном натяжении не менее 300 Н выбирают уклоны так, чтобы сохранялось неравенство

$$P_{2min}=\frac{2Qn_1-2Z_{max}}{1+n_1/n_2}\geqslant 300\ \text{Н}. \qquad (39.46)$$

При горизонтальном расположении средней части поперечины высота закрепления поперечины определяется как

$$F_1=b_1/n_1;\ F_2=b_2/n_2. \qquad (39.47)$$

В. При большом числе вертикальных нагрузок (рис. 39.21) и одинаковой высоте закрепления расчет ведется по формулам:

$$B=\frac{\sum_1^n Q_i b_i}{b_{пр}}; \qquad (39.48)$$

$$A=\sum_1^n Q_i-B. \qquad (39.49)$$

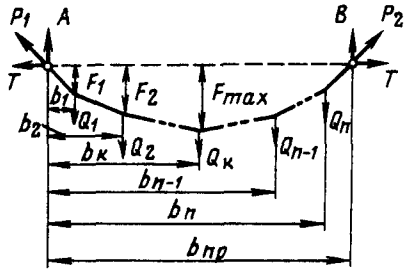


Рис. 39.21. Расчетная схема простой поперечины при нескольких вертикальных нагрузках

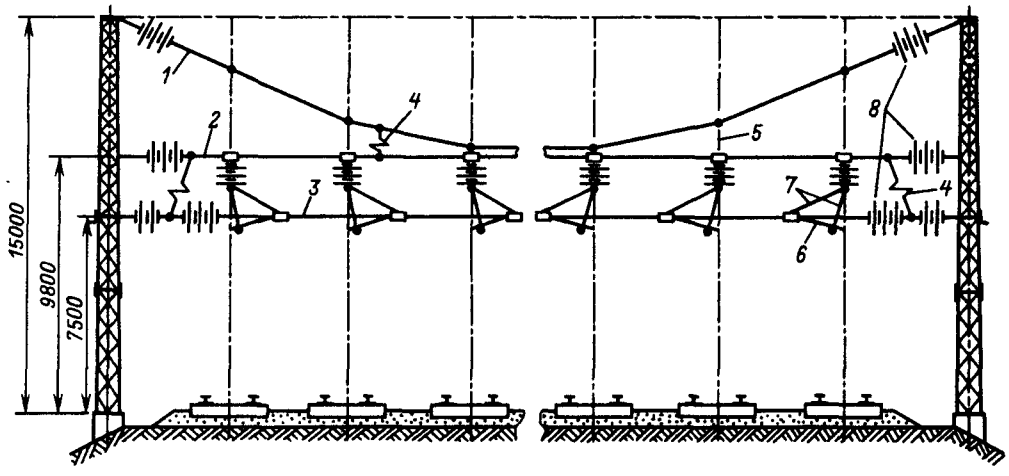


Рис. 39.22. Схема изолированной гибкой поперечины:
1 – поперечный несущий трос; *2*, *3* – фиксирующие тросы; *4* – электрический соединитель; *5* – струна; *6* – фиксатор; *7* – струны фиксатора; *8* – изоляторы

Наибольший провес троса гибкой поперечины F_{max} находится в точке, где эпюра перерезывающих сил меняет знак. F_{max} принимают равным $(0{,}08-0{,}12)\,b_{пр}$

$$T_1 = T_2 = T = \frac{Ab_k - \sum_1^{k-1} Q_i(b_k - b_i)}{F_{max}}; \tag{39.50}$$

$$\left.\begin{aligned} P_1 &= \sqrt{T^2 + A^2} \\ P_2 &= \sqrt{T^2 + B^2} \end{aligned}\right\} \leqslant \frac{P_{разр}}{K_{зап}}. \tag{39.51}$$

Геометрия гибкой поперечины определяется провесами F_n в точках приложения нагрузок

$$F_n = \frac{Ab_n - \sum_1^{n-1} Q_i(b_n - b_i)}{T}. \tag{39.52}$$

Сложная гибкая поперечина (рис. 39.22). В этом случае расчет ведется раздельно для несущего троса и фиксирующих тросов с учетом того, что несущий трос воспринимает только вертикальные нагрузки, а фиксирующие тросы – только горизонтальные нагрузки.

Расчет несущего троса сложной гибкой поперечины ведется по (39.48)–(39.52).

В отличие от простой гибкой поперечины нагрузки Q в этих выражениях определяют как сумму нагрузки от контактной сети, участков фиксирующих тросов с учетом массы гололеда, изоляторов, фиксаторов и т. д.

Расчет фиксирующих тросов (рис. 39.23). При расчете оба фиксирующих троса рассматриваются закрепленными к опорам на одном условном среднем уровне от основания опоры. Фиксирующий трос рассматривается как прямой натянутый стержень, шарнирно закрепленный на опорах. Цель расчета – определение натяжения фиксирующего троса при различных режимах. Индекс 1 соответствует исходному режиму (режим максимальной температуры), индекс x – искомому (режим минимальной температуры). В формулах приняты следующие обозначения:

T – горизонтальная составляющая натя-

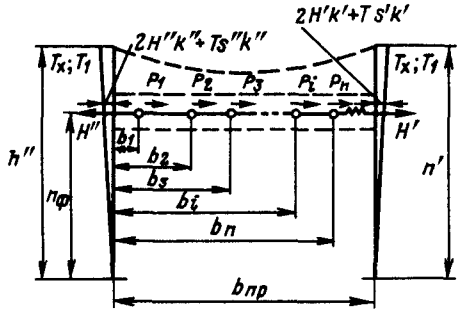


Рис. 39.23. Расчетная схема фиксирующего троса сложной гибкой поперечины

жения несущего троса сложной поперечины, кН; H' – натяжение фиксирующего троса у ослабленного конца, кН; H'' – натяжение фиксирующего троса у наиболее нагруженного его конца, кН; H – натяжение фиксирующего троса в данном режиме при отсутствии сил P; P_i – горизонтальная нагрузка одного фиксирующего троса от проводов контактной сети, кН; b_i – расстояние до точки приложения силы P_i от наиболее нагруженной опоры, м; $b_{пр}$ – пролет поперечины, м; h', h'' – высота опоры соответственно у ослабленного и нагруженного концов фиксирующего троса; $h_ф$ – средняя высота закрепления фиксирующих тросов от основания опоры, м; δ – коэффициент эластичности пружинного компенсатора, м/кН; k', k'' – значения прогибов опор под действием единичной силы на расчетном уровне фиксирующего троса соответственно у ослабленного и нагруженного концов троса, м; s', s'' – коэффициенты приведения сил T к расчетному уровню фиксирующего троса соответственно у ослабленного и нагруженного концов фиксирующего троса

$$s' = \frac{3}{2}\frac{h'}{h_ф} - \frac{1}{2};\quad s'' = \frac{3}{2}\frac{h''}{h_ф} - \frac{1}{2};$$

v', v'' – доли силы $\sum P_i$ соответственно у ослабленного и нагруженного концов фиксирующего троса. При одинаково направленных и равномерно распределенных вдоль троса силах P_i можно считать $v' = v'' = 0{,}5\sum P_i$.

При различных по высоте опорах и различных по значению и направлению силах P_{xi} и P_{1i}

$$H''_x = H'_1 + \sum P_{xi} - \frac{b_{пр}\alpha(t_x - t_1) + (T_x - T_1)(s''k'' + s'k')}{2k'' + 2k' + \delta + b_{пр}/Es} - \frac{(\sum P_{xi} - \sum P_{1i})2k'' + (v'_x - v'_1)b_{пр}/Es}{2k'' + 2k' + \delta + b_{пр}/Es}. \quad (39.53)$$

При одинаковых опорах, одинаково направленных и равномерно распределенных по пролету силах P_{xi} и P_{1i}

$$H''_x = H'_1 + \sum P_{xi} - \frac{b_{пр}\alpha(t_x - t_1) + (T_x - T_1)2sk}{4k + \delta + b_{пр}/Es} - \frac{(\sum P_{xi} - \sum P_{1i})(b_{пр}/2Es + 2k)}{4k + \delta + b_{пр}/Es}. \quad (39.54)$$

Пружинный компенсатор размещен у ослабленного конца фиксирующего троса. Влияние второго фиксирующего троса на деформацию опор учтено удвоенными значениями прогибов опор ($2k'$ и $2k''$).

Для любого климатического режима соблюдаются следующие обозначения:

$$H''_x = H'_x + \sum P_{xi};\ H''_1 = H'_1 + \sum P_{1i};$$
$$H'_x = H_x - v'_x;\ H'_1 = H_1 - v'_1;$$
$$H''_x = H_x + v''_x;\ H''_1 = H_1 + v''_1;$$
$$v'_x = \frac{\sum P_{xi}l_i}{L};\ v'_1 = \frac{\sum P_{1i}l_i}{L};$$
$$v''_x = \sum P_{xi} - \frac{\sum P_{xi}l_i}{L};$$
$$v''_1 = \sum P_{1i} - \frac{\sum P_{1i}l_i}{L}.$$

39.6. ОПОРНЫЕ И ПОДДЕРЖИВАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

В настоящее время получили преимущественное распространение железобетонные

Таблица 39.16. **Основные данные железобетонных опор типа СНЦ**

Тип опоры	Наружный диаметр, мм		Толщина стенки, мм	Расстояние от места приложения нагрузки до уровня заделки, м	Нормативная горизонтальная нагрузка, кН	Нормативный изгибающий момент, кН м
	верхний	нижний				
СНЦ-3,4-11,5	200	373	65	8,5	4	34
СНЦ-5,1-11,5	200	373	65	8,5	6	51
СНЦ-7,7-12	290	470	70	8,5	9	77
СНЦ-10-12	290	470	70	8,5	12	100
СНЦ-16-13	По рабочим чертежам			10	16	160
СНЦ-18-13				10	18	180
СНЦ-20-15,5				12,5	16	200
СНЦ-22,5-15,5				12,5	18	225

Таблица 39.17. **Основные данные металлических опор**

Тип опоры	Длина опоры, м	Номинальная нагрузка, кН	Высота приложения нагрузки от уровня заделки, м	Диаметр, мм		Масса опоры, кг	Глубина фундамента, м	Сторона фундамента, м, для грунта		
				верхний	нижний			слабого	среднего	плотного
II	9,5	4	7,7	168	219	380	1,8	0,9	0,8	0,8
III	9,5	6	7,7	219	273	465	1,8	1,2	1	0,8
IV	9,5	9	7,7	273	325	634	1,8	1,5	1,3	1,1
V	10,5	4	8,5	168	219	417	2	0,8	0,8	0,8
VI	10,5	6	8,5	219	273	510	2	1,1	0,9	0,9
VII	10,5	9	8,5	273	325	697	2	1,4	1,2	1
VIII	10,5	12	8,5	273	351	794	2	1,7	1,4	1,2
IX	12,5	6	10	219	325	778	2,5	0,9	0,9	0,9
X	12,5	9	10	273	351	943	2,5	1,1	1	0,9
XI	12,5	12	10	273	377	1017	2,5	1,3	1,1	0,9
XII	15	9	12,5	273	351	1122	2,5	1,2	1,1	1
XIII	15	12	12,5	273	377	1427	2,5	1,5	1,3	1,2

Таблица 39.18. **Основные данные железобетонных опор типа СКЦ**

Тип опоры	Нормативный момент, кН·м	Длина опоры, м	Объем бетона, м³	Масса арматуры, кг	Масса опоры, кг
СКЦо-4,5-13,6	44	13,55	0,85	85,2	2100
СКЦо-6,0-13,6	59	13,55	0,85	110,9	2100
СКЦо-8,0-13,6	78	13,55	0,85	154,8	2100
СКЦо-10,0-13,6	98	13,55	1,01	221,3	2520
СКЦо-4,5-10,8	44	10,75	0,63	61,2	1570
СКЦо-6,0-10,8	59	10,75	0,63	79,3	1570
СКЦо-8,0-10,8	78	10,75	0,63	111,1	1570
СКЦо-10,0-10,8	98	10,75	0,75	166,1	1880
СКЦ-4,5-13,6	44	13,55	0,85	65,1	2100
СКЦ-6,0-13,6	59	13,55	0,85	82,1	2100
СКЦ-8,0-13,6	78	13,55	0,85	115,5	2100
СКЦ-10,0-13,6	98	13,55	1,01	168,1	2520
СКЦ-4,5-10,8	44	10,75	0,63	50,8	1570
СКЦ-6,0-10,8	59	10,75	0,63	64,6	1570
СКЦ-8,0-10,8	78	10,75	0,63	91,1	1570
СКЦ-10,0-10,8	98	10,75	0,75	139,5	1880

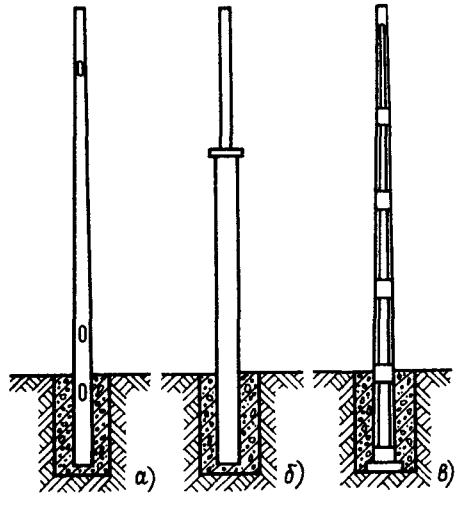


Рис. 39.24. Опоры, применяемые для ГЭТ: *а* – железобетонная; *б* и *в* – металлические трубчатая и решетчатая

опоры. По сравнению с металлическими они обладают рядом преимуществ: на их изготовление требуется меньше металла, они не подвержены атмосферному и химическому воздействию и не нуждаются в окраске. Однако железобетонные опоры значительно тяжелее металлических и при одинаковых допустимых нагрузках имеют значительно больший диаметр. Общий вид опор, применяемых для городского электрического транспорта, изображен на рис. 39.24, а данные на них – в табл. 39.16 и 39.17.

Опоры для магистрального электрического транспорта показаны на рис. 39.25. Данные на железобетонные опоры, применяемые на электрических железных дорогах, приведены в табл. 39.18.

В обозначениях железобетонных опор принято: СНЦ – стойка с напряженной арматурой, центрифугированная; СКЦ – струнобетонная опора, коническая, центрифугированная; буква О – особая; за буквенным обозначением следует численное: первое –

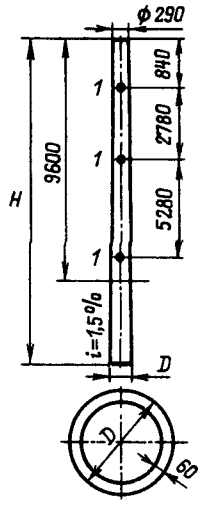


Рис. 39.25. Железобетонная опора:
1 — вывод заземляющего провода (опоры линий переменного тока); *D* — диаметр опоры на уровне земли

Таблица 39.19. **Основные данные изолированных консолей**

Тип консоли	Размеры, мм			Масса (без изоляторов), кг
	L	*l*	l_1	
Консоли из труб				
ИТР-II	3700	2350	—	31,9
ИТС-II	3700	2300	—	33,3
ИТС-III	4200	2750	—	36,9

Продолжение табл. 39.19

Тип консоли	Размеры, мм			Масса (без изоляторов), кг
	L	*l*	l_1	
Консоли из швеллеров				
ИР-II	3570	2350	—	49,9
ИР-V	5070	3900	1400	77,9
ИР-VI	5770	4600	2000	86,2
ИС-II	3570	2300	—	52
ИС-III	4070	2750	—	57,6
ИС-V	5070	3850	1400	80,9
ИС-VI	5770	4550	2000	91,3
ИС-VII	6270	5000	2000	97,5

Таблица 39.20. **Основные данные наклонных неизолированных консолей**

Тип консоли	Размеры, мм		Масса, кг
	L	*l*	
НР-0-5	3630	1900	44
НР-I-5	4730	2600	56
НР-II-5	5230	3400	62,1
НР-III-6,5	6230	4400	85,3
НР-IV-6,5	7130	5300	97,2
НС-I-5	4730	2500	56,8
НС-II-5	5230	3300	63,6
НС-I-6,5	4730	2500	65,2
НС-II-6,5	5230	3300	73
НС-III-6,5	6230	4300	87,7
НС-IV-6,5	7130	5200	100,4

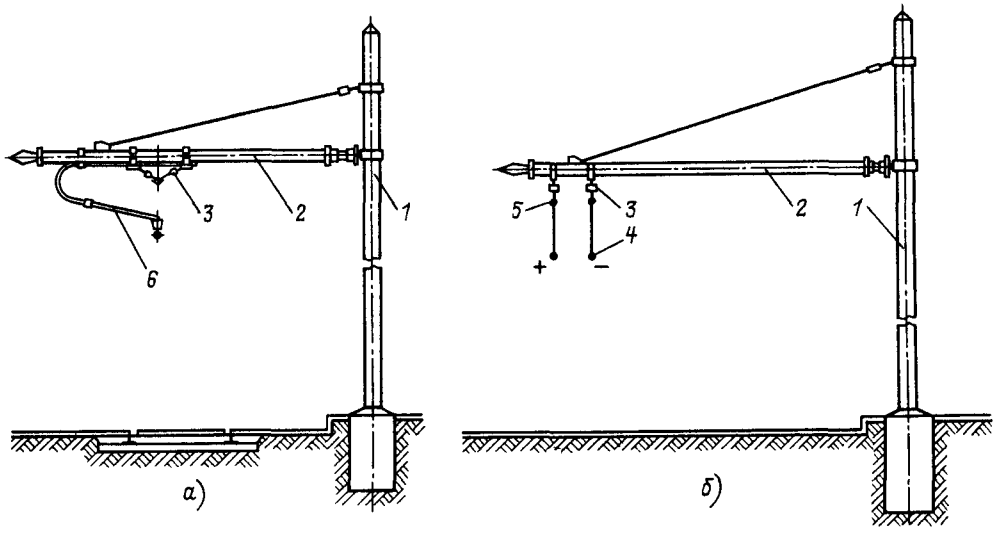


Рис. 39.26. Кронштейны:
а — для сети трамвая; *б* — для сети троллейбуса; *1* — опора; *2* — кронштейн; *3* — узел крепления продольного троса; *4* — контактный провод; *5* — несущий трос; *6* — фиксатор

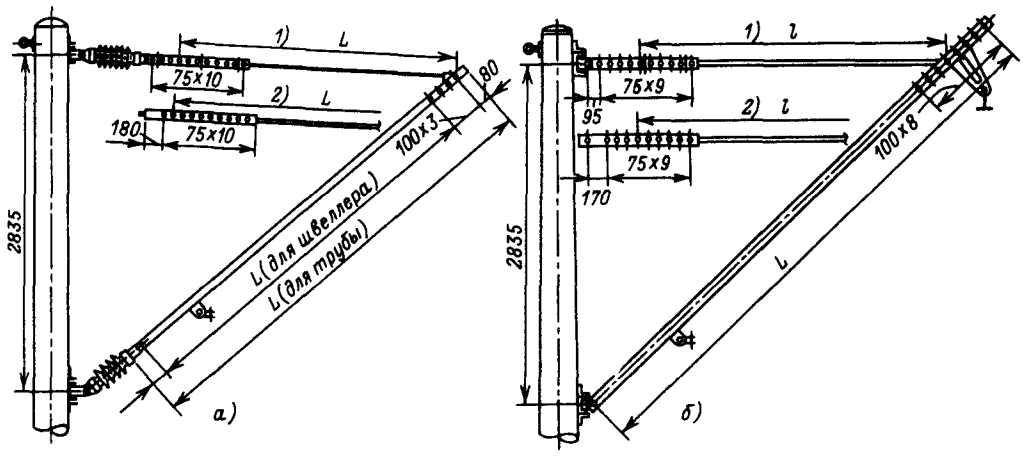


Рис. 39.27. Изолированные (*а*) и неизолированные (*б*) консоли:
1 – с растянутой тягой; *2* – со сжатой тягой

нормативный изгибающий момент на уровне заделки в грунт, кН·м; второе – длина опоры (стойки), м.

К поддерживающим жестким устройствам, служащим для крепления контактной сети, относятся кронштейны – на городском транспорте (рис. 39.26) и консоли – на магистральном (рис. 39.27).

Данные на изолированные и неизолированные консоли представлены в табл. 39.19 и 39.20.

В обозначениях изолированных консолей: И – изолированная, Т – из трубы; Р – с растянутой тягой; С – со сжатой тягой; I, II и т. д. – тип консоли по длине.

В обозначениях неизолированных консолей: Н – наклонная, остальные обозначения те же, что и для изолированных.

РАЗДЕЛ СОРОКОВОЙ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТРАНСПОРТА

40.1. ЭКОНОМИЧЕСКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНЫЕ СЕЧЕНИЯ КОНТАКТНОЙ СЕТИ, ПИТАЮЩИХ И ОТСАСЫВАЮЩИХ ЛИНИЙ

Экономически целесообразное сечение $s_{эк}$ *может быть определено, если известна* экономическая плотность тока $J_{эк}$ для данного типа кабеля или контактной сети

$$s_{эк} = \frac{I_м}{J_{эк}}, \qquad (40.1)$$

где $I_м$ – ток в линии в режиме наибольшей нагрузки при номинальном напряжении, А.

Если известны a – годовой процент суммарных отчислений от капитальных затрат на данное сооружение; b – увеличение стоимости контактной или кабельной сети при усилении ее сечения на 1 мм^2, руб/(км·мм^2); $c_э$ – тарифный коэффициент стоимости электроэнергии, руб/(кВт·ч); γ – проводимость материала провода, м/(Ом·мм^2); $E_н$ – нормативный коэффициент эффективности – величина, обратная нормативному сроку окупаемости $T_н$, лет; τ – фиктивное время, в течение которого при реализации потребителями наибольшей мощности получаются такие же потери в контактной или кабельной сети, как и при действительном

графике для трехфазных кабелей в течение года, то для трехфазных кабелей

$$J_{эк} = \sqrt{\frac{\gamma b(E_н + a/100)}{3\tau c_э}}, \qquad (40.2)$$

для однофазных кабелей

$$J_{эк} = \sqrt{\frac{\gamma b(E_н + a/100)}{\tau c_э}}, \qquad (40.3)$$

для контактной сети

$$J_{эк} = 0{,}9\sqrt{\frac{\gamma b(E_н + a/100)}{\tau c_э}}. \qquad (40.4)$$

Значение фиктивного времени τ определяется из выражения

$$\tau = \int_0^{8760} p^2 dt / P_м^2, \qquad (40.5)$$

где p – потеря мощности в контактной сети или в кабеле; $P_м$ – минимальные потери мощности в контактной сети или в кабеле.

Нормативный срок окупаемости T принимается равным для транспорта $T = 10$ лет и $E_н = 0{,}1$; для других энергетических установок $T = 8$ лет и $E_н = 0{,}12$.

Если рассчитанное по (40.4) сечение медного контактного провода оказывается заметно выше сечения, которое можно подвесить на один путь, то необходимо усиление контактной сети, которое проводится алюминиевыми проводами. Для определения их сечения в (40.4) следует подставить данные для алюминиевых проводов. В результате расчета получаем сечение контактной сети, как бы выполненной целиком из алюминия. Площадь сечения усиливающих алюминиевых проводов определяют вычитанием из полученного сечения площади медного контактного провода, приведенного предварительно к алюминиевому эквиваленту умножением на коэффициент 1,65. Например, если в результате расчета для двухпутной линии трамвая было получено экономическое сечение контактной сети 510 мм^2 в алюминиевом эквиваленте, то это значит, что нужно подвесить параллельно контактным проводам МФ-85 усиливающие провода сечением $s_{ус} = 510 - 2 \cdot 85 \cdot 1{,}65 = 230$ мм^2, т. е. подвесить для усиления два провода А120.

По рассмотренной выше методике нельзя определять сечения отсасывающих кабелей (отрицательных питающих линий трамвая), так как сечение должно выбираться не по экономической плотности тока, а на основании экономически целесообразной потери напряжения в них. Это вытекает из необходимости поддержания эквипотенциального среднесуточного режима пунктов присоединения отсасывающих линий к рельсовой сети.

В этом случае сечение s_i каждого из m отсасывающих кабелей определяется как

$$s_i = \frac{I_{0i} L_{0i}}{J_{эк} L_{экв}}, \qquad (40.6)$$

где I_{0i} – средний ток в i-й отсасывающей линии, А; L_{0i} – длина i-й отсасывающей линии, км; $J_{эк}$ – экономическая плотность тока для кабелей, применяемых для отсасывающих линий; $L_{экв}$ – эквивалентная длина отсасывающей линии:

$$L_{экв} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{m} I_{0i} L_{0i}}{\sum_{i=1}^{m} I_{0i}}}. \qquad (40.7)$$

При отдельных коротких отсасывающих линиях в результате расчета получается их малое сечение, что приводит к большим недопустимым по нагреву плотностям тока. В этом случае необходимо эти линии выбирать по допустимой в тепловом отношении плотности тока и включать в них для выравнивания потенциалов пунктов присоединения отсасывающих кабелей балластные резисторы.

40.2. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ РАСПОЛОЖЕНИЯ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Определение места расположения тяговых подстанций является частью общей задачи проектирования системы электроснабжения электрического транспорта. Выбор параметров, в том числе месторасположения тяговых подстанций, основывается на технико-экономических расчетах. Эта методика предусматривает, что сравнению подлежат только те варианты, которые являются технически равноценными, все элементы которых также выбраны оптимальными с экономической точки зрения.

Для магистрального электрического транспорта выбор расположения тяговых подстанций является сложной задачей, так как приходится тщательно учитывать возможные аварийные режимы систем электроснабжения. Для каждого варианта месторасположения тяговых подстанций расчет ведется в следующем порядке:

подстанции располагаются, как правило, на крупных станциях;

определяется мощность тяговых подстанций, ее максимальная нагрузка в нормальных и аварийных режимах;

проводится выбор силовых трансформаторов;

проводится выбор типа преобразовательных агрегатов;

определяется сечение линий высокого напряжения;

определяется сечение контактной сети на отдельных перегонах;

определяется потеря энергии в отдельных элементах системы электроснабжения;

определяются капитальные затраты на сооружение системы электроснабжения по укрупненным показателям;

находятся приведенные затраты для рассматриваемого варианта электроснабжения.

Далее выбирается оптимальный вариант.

При выборе места расположения и числа тяговых подстанций в условиях ГЭТ необходимо иметь следующие данные:

точный план города с тем, чтобы можно было устанавливать возможные места расположения тяговых подстанций и возможные схемы прокладки кабелей высокого и низкого напряжения;

расположение первичных источников питания;

схему путей городского электрического транспорта, месторасположения депо ГЭТ;

тип подвижного состава;

график движения (число пар поездов в час) в часы интенсивного движения;

другие дополнительные данные, например наличие рекуперативного торможения, расположение подземных магистралей, требующих защиты от блуждающих токов.

На основании этих данных определяется общая максимальная потребляемая ГЭТ мощность $P_{max\,ГЭТ}$. В строгом соответствии с планом города (с соблюдением масштаба) на маршруты ГЭТ наносится равномерно распределенная нагрузка от токов, потребляемых поездами.

При проектировании необходимо использовать наиболее экономичные конструкции тяговых подстанций – типовые, для которых уже разработана конструкторская документация. В зависимости от мощности и устанавливаемого на тяговой подстанции числа агрегатов вариантов расположения подстанций может быть несколько. Если мощность типовой тяговой подстанции $P_{т,п}$, то их число $N_{т,п}$ может быть найдено из формулы

$$N_{т,п} \geqslant \frac{P_{max\,ГЭТ}}{P_{т,п}} + 1. \qquad (40.8)$$

Здесь увеличение числа подстанций на одну вызвано необходимостью создания резерва для работы ГЭТ в случае выхода одной из подстанций из строя.

Когда установлено число подстанций, то план нагрузок разделяют на равноценные по нагрузке площади и на каждом таком участке площади находят центр тяжести нагрузок. В центре тяжести нагрузок или близко к нему, как позволяет план города, следует располагать тяговую подстанцию. После того, как установлены места расположения подстанций, ведется трассировка прокладки питающих линий (кабелей) высокого напряжения от источников питания и проводится секционирование контактной сети. Во всех случаях секционирования контактной сети следует исходить из положения, что более целесообразным является двухстороннее питание. В соответствии с нормами проектирования для контактной сети трамвая и троллейбуса следует применять контактный провод МФ-85. Для каждого участка контактной сети должны быть рассчитаны потери напряжения в нормальном и вынужденном режимах. Если необходимо, то уменьшается длина участков путем добавления питающей линии, или переходят на вариант с большим числом тяговых подстанций, если число участков получается недопустимо большим. С учетом того обстоятельства, что число типовых тяговых подстанций ГЭТ относительно невелико, получают незначительное число вариантов расположения тяговых подстанций, т. е. вариантов электроснабжения, которые сравнивают между собой. Для варианта с минимальной типовой мощностью тяговой подстанции получаем наибольшее их число, что практически приводит к системе децентрализованного питания, которая в настоящее время наиболее целесообразна для развивающихся городов, так как при этом легко решаются вопросы дальнейшего развития ГЭТ по мере развития города и создания вылетных линий.

40.3. ГАБАРИТЫ КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Данные по высоте подвески контактного провода на электрифицированных железных дорогах приведены в табл. 40.1.

Эти данные относятся к пути, уложенному на щебеночный балласт. При других ви-

дах балласта расстояние от контактного провода до уровня верха головки рельсов устанавливают с учетом укладки пути на щебень.

Под расчетным положением контактного провода понимают: при полукомпенсированных цепных подвесках – беспровесное, при компенсированных – отсутствие добавочных нагрузок (гололеда, ветра и т. п.).

Таблица 40.1. **Расстояние от контактного провода до уровня головки рельса, мм**

Место расположения	Нормальное при расчетном положении контактного провода	Наименьшее	Наибольшее
Перегон	6 250	5 750	6 800
Станция	6 600	6 250	6 800

Таблица 40.2. **Расстояние от контактного провода до уровня головки рельса для трамвая или над уровнем дорожного покрытия для троллейбуса, мм**

Место расположения	Нормальное	Наименьшее	Наибольшее
Перегоны	5 800	5 300	6 300
Под искусственными сооружениями	5 800	4 200	6 300
В воротах депо	5 800	4 700	6 300
Внутри зданий депо и заводов	5 800	5 200	6 300

Данные по высоте контактного провода для трамвая и троллейбуса приведены в табл. 40.2.

Габарит опоры (расстояние от оси пути до внутренней грани опоры или фундамента на уровне головки рельса) для магистрально-

Таблица 40.3. **Габариты приближения строений**

Условия расстановки опор	Габариты, мм	
	до оси пути	до рабочего каната ближайшего рельса
От поверхности опоры (или ее наружного оформления), расположенной с любой внешней стороны трамвайного пути:		
на пассажирских, грузовых и служебных линиях	2 300	1 538
на территориях депо, ремонтных мастерских и заводов	1 900	1 138
От поверхности опоры (или ее наружного оформления), расположенной в междупутье:		
на пассажирских, грузовых и служебных линиях	1 600	838
на территориях депо, ремонтных мастерских и заводов	1 800	1 038

Таблица 40.4. **Допустимые расстояния между линиями трамвая и троллейбуса**

Расстояния	Наименьшие допустимые расстояния, м, между линиями троллейбуса и трамвая			
	параллельное движение		встречное движение	
	нормальные условия	стесненные условия	нормальные условия	стесненные условия
Расстояния (в плане) от троллейбусного контактного провода до ближайшего рельса трамвая для:				
пассажирских линий	3,5	2	4	2,5
служебных и грузовых линий, депо, ремонтных мастерских и заводов	2,5	1,5	3	2
Расстояние от троллейбусного контактного провода до ближайшего контактного провода соседней линии троллейбуса для:				
пассажирских линий	3	1,5	3,5	2
служебных и грузовых линий	2	1	3	1,5
линий депо, ремонтных мастерских и заводов	—	1	—	1

Таблица 40.5. **Допустимые расстояния при сближении и пересечении с воздушными линиями электропередач**

Вид пересечения или сближения	Наименьшие расстояния, м, при напряжении линии, кВ			
	1–110	150–220	330	500
Вертикальное расстояние от проводов воздушной линии: при пересечении с троллейбусными или трамвайными линиями (штанговый токоприемник):				
до высшей отметки проезжей части или головок рельсов	11	12	13	13
до проводов или тросов контактной сети	3	4	5	5
при пересечении с трамвайной линией (дуговой токоприемник и пантограф):				
до уровня головок рельсов	9,5	10,5	11,5	11,5
до проводов или тросов контактной сети	3	4	5	5
при обрыве проводов воздушной линии в соседнем пролете до проводов или тросов трамвайной или троллейбусной линии	1	2	2,5	3
Горизонтальное расстояние при сближении от отклоненных проводов воздушной линии до опор трамвайной и троллейбусной контактной сети	3	4	5	5

го транспорта на прямых участках пути перегонов и станций, как правило, должен быть не менее 3100 мм. При установке опоры в междупутье на станции допускается габарит 2450 мм к любому пути, кроме главного, где он должен быть не менее 3100 мм. В порядке исключения в особо трудных условиях габарит опоры для всех условий установки может быть уменьшен до 2750 мм на перегонах и 2450 мм на станциях.

На кривых участках габарит опор увеличивают в соответствии с радиусом кривой. В выемках опоры устанавливают вне пределов кювета, их габарит может быть увеличен до 5700 мм на прямых участках пути.

В табл. 40.3 приведены предельные габариты приближения строений к трамвайным путям.

Наименьшие допустимые расстояния между линиями трамвая и троллейбуса и соседними линиями троллейбуса выбираются из условия обеспечения нормального движения и безопасного проведения ремонтных работ. Данные приведены в табл. 40.4.

Так же нормируются расстояния при сближении и пересечении воздушных линий электропередачи напряжением более 1 кВ (табл. 40.5).

Вертикальные расстояния (в нормальном режиме) проверяют при наибольшей стреле провеса проводов воздушной линии электропередачи (без учета нагрева проводов электрическим током).

РАЗДЕЛ СОРОК ПЕРВЫЙ

МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЯГОВЫХ СЕТЕЙ

41.1. ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Монтаж контактной сети ведется на основании планов контактной сети. Планы контактной сети составляются с помощью условных изображений (табл. 41.1).

На рис. 41.1 приведен план контактной сети для перегона магистральной дороги, электрифицированной на постоянном токе, а на рис. 41.2 – план контактной сети части станции.

Монтаж контактной сети, если электрификация проводится впервые, проводится специализированными монтажными организациями. При расширении электрификации

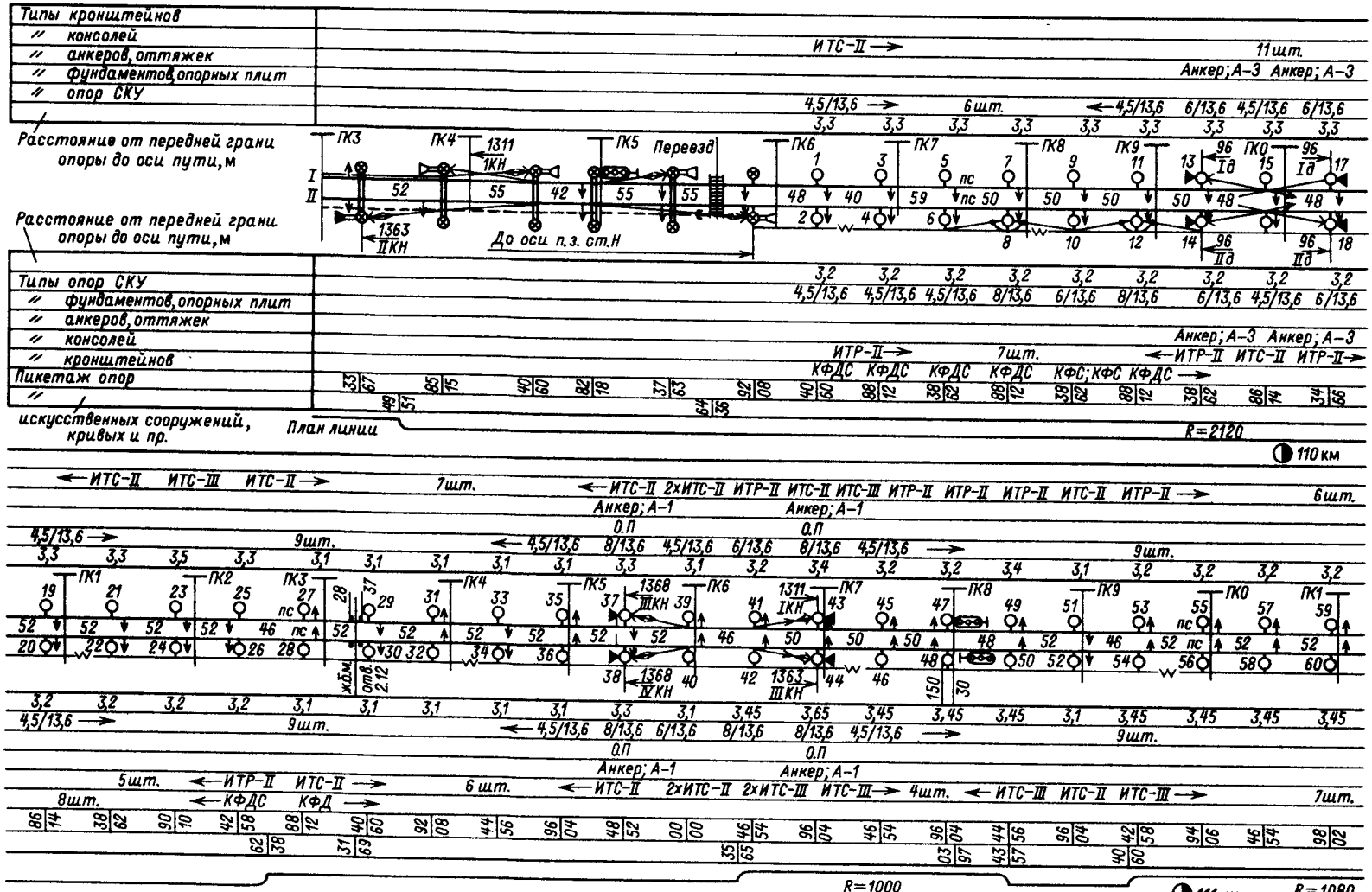


Рис. 41.1. План контактной сети перегона

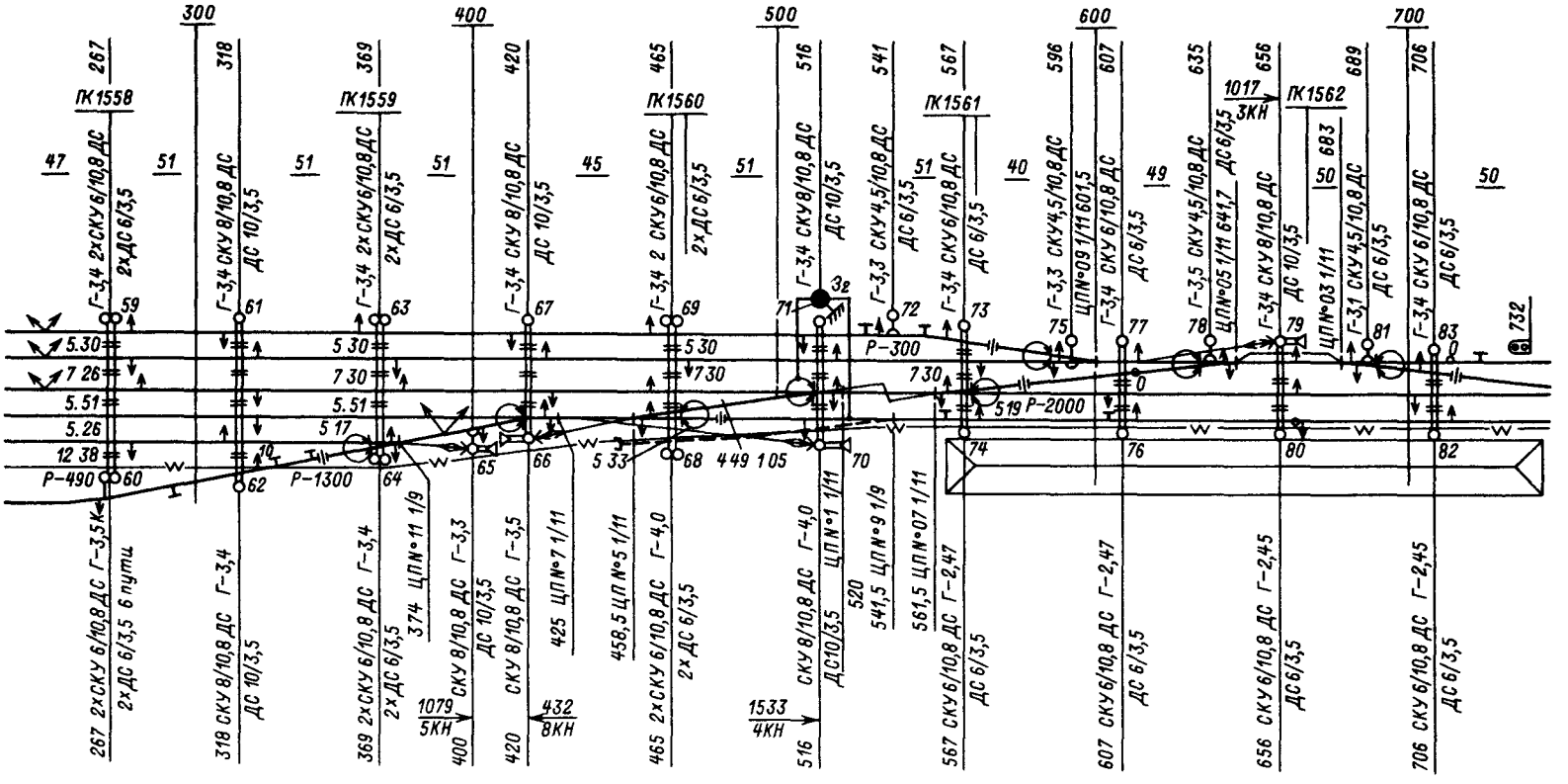
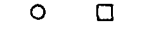
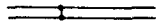
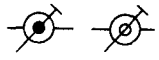
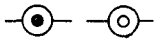
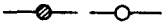
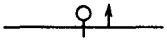
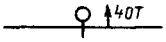
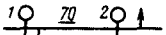
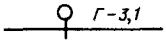
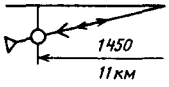


Рис 41 2 План контактной сети станции

Таблица 41.1. **Условные обозначения, применяемые на планах контактной сети**

Вид обозначения	Назначение
	Рабочая контактная подвеска над электрифицированным путем
	Нерабочая контактная подвеска
	Неэлектрифицированный путь
	Воздушная усиливающая линия
	Воздушная питающая линия
	Воздушная отсасывающая линия
	Линия электропередачи на опорах контактной сети
	Кабельная линия
	Железобетонная и металлическая опоры
	Анкерная железобетонная опора с одиночной оттяжкой
	Железобетонная опора с консолью
	Металлическая опора с двухпутной консолью
	Металлические опоры с гибкой поперечиной
	Железобетонные опоры с жесткой поперечиной
	Секционный изолятор
	Секционный изолятор с нейтральной вставкой
	Изолирующее сопряжение контактной сети
	Сопряжение контактной сети с нейтральной вставкой
	Роговой разрядник с двумя разрывами
	Трубчатый разрядник
	Средняя анкеровка полукомпенсированной подвески
	Средняя анкеровка компенсированной подвески
	Анкеровка проводов компенсированной цепной подвески
	Неподвижная анкеровка контактного провода

Продолжение табл 41.1

Вид обозначения	Назначение
	Междупутный электрический соединитель
	Секционный разъединитель с телеуправлением нормально замкнутый и нормально разомкнутый
	Секционный разъединитель с моторным приводом нормально замкнутый и нормально разомкнутый
	Секционный разъединитель с ручным приводом нормально замкнутый и нормально разомкнутый
	Нормальный зигзаг контактного провода
	Зигзаг несущего троса, см
	Длина пролета, м; номера опор
	Габарит установки опор, м
	Длина и номер анкерного участка цепной подвески

существующих электрических дорог эта работа может быть выполнена отдельными бригадами, выделяемыми эксплуатирующими организациями – дистанциями контактной сети, – на магистральных железных дорогах, районами контактной сети – на городском электрическом транспорте.

Монтаж контактной сети ведется в следующем порядке:

1. Сверка планов контактной сети с натурой, установление их соответствия и при необходимости внесение изменений в планы контактной сети.

2. Разметка мест под установку опор или стенных крюков.

3. Рытье котлованов, устройство фундаментов, установка опор, сверление отверстий под стенные крюки и их установка.

4. Установка консолей, кронштейнов, завеска несущих тросов гибких поперечин.

5. Установка изоляторов, седел под несущий трос и раскаточных роликов.

6. Раскатка несущего троса цепной подвески.

7. Перевод несущего троса из роликов в седла, его закрепление, установка струнок.

8. Раскатка контактного провода.

9. Установка грузовых компенсаторов и регулировка тяжения контактного провода и несущего троса.

10. Вертикальная регулировка высоты контактного провода и его рихтовка.

11. Регулировка контактного провода в горизонтальной плоскости с установкой фиксаторов.

12. Установка на контактной сети специальных частей: стрелок пересечений, секционных изоляторов, разрядников и т. д. Регулировка сопряжений контактной сети.

13. Подключение питающих и отсасывающих линий, установка разъединителей.

14. Установка межстыковых соединений рельсовой сети, заземление опор и других конструкций путем присоединения их к рельсам.

15. «Холодная» обкатка контактной сети, устранение дефектов, подача напряжения на контактную сеть и «горячая» обкатка.

Очередность отдельных пунктов может быть изменена; для городского электрического транспорта ряд позиций может отсутствовать, например, если монтируется простая подвеска, то, естественно, будут отсутствовать позиции, предусматривающие раскатку несущего троса. Для троллейбуса будут отсутствовать работы, связанные с рельсовой сетью.

41.2. ОБОРУДОВАНИЕ И ПРИБОРЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ МОНТАЖЕ КОНТАКТНОЙ СЕТИ

При монтаже контактной сети на магистральных железных дорогах применяется большое число различных механизмов, которые группируются на так называемых линейных комплектовочных базах. Здесь располагаются установочные поезда, подъемные краны, транспортные средства (автомашины, тракторы с прицепами и др.). На комплектовочной базе предусматриваются один-два рабочих железнодорожных пути для стоянки и маневров установочных поездов, площадки для погрузочно-разгрузочных операций и автомобильные подъезды к ним.

Установочный поезд состоит из локомотива, железнодорожного крана, платформы для расположения стрелы крана, двух четырехосных платформ, на которых размещаются опоры и фундаменты, крытого вагона, малоковшового котлованокопателя, вибропогружателя для свайных фундаментов и комплекта механизмов для засыпки и уплотнения грунта в котлованах.

При установке опор с поля, а не с железнодорожного пути используют автомобили повышенной проходимости, котлованокопатель на тракторном ходу, автокраны, бульдозеры и другие строительные механизмы.

Контактная сеть монтируется со специального монтажного поезда, состоящего из локомотива, монтажного вагона с вышкой, раскаточной платформы и машины с шарнирной стрелой, расположенной на двухосной железнодорожной платформе.

В комплект монтажного поезда могут также входить вагон-мастерская, вагон-клуб, столовая, вагон-прорабская, жилые вагоны, вагон-электростанция. Кроме того, каждому монтажному поезду (прорабскому пункту) придается комплект линейных машин и механизмов. В него входят: автодрезины типа ДМ, автомотрисы типов АГВ, АГВМ, ДГК или АГМУ. Дрезины оборудованы монтажными подъемными вышками и приспособлениями (подъемными стрелами) для погрузки и разгрузки тяжелых конструкций. Кроме автодрезин используется мотовоз-электростанция типа МЭС-1, мотовозы различных типов, автокраны обычные и монтажные, например, типа МШТС.

При наладке контактной сети используют съемные раздвижные лестницы-вышки с монтажными площадками – лейтеры. Вагон-мастерская обычно содержит токарный, сверлильный станки, электронаждак, слесарные тиски и необходимый набор слесарных инструментов.

Из специальных инструментов при монтаже контактной сети используются полиспасты грузоподъемностью 500 и 2000 кг для подъема элементов контактной сети и натяжения проводов и рихтовочные ключи для правки контактного провода, чтобы он располагался стороной закрепления (ласточкиным хвостом) кверху.

Монтаж контактной сети трамвая и троллейбуса проводится с помощью специальных автомашин, вышек, а также автокранов. Для рытья котлованов под опоры используются шурфокопатели, установленные на автомашинах, или тракторные экскаваторы.

Электрическая прочность контактной сети определяется измерением ее сопротивления мегаомметром типа М-2500.

41.3. ПРИЕМКА ТЯГОВОЙ СЕТИ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Контактная сеть после окончания монтажа принимается специальными комиссиями, создаваемыми соответствующими министерствами (МПС, коммунального хозяйства). В состав комиссии входят представители министерства, заказчика, монтажной и строительных организаций, советских и партийных органов области (края, района, города), где смонтирована контактная сеть, и другие лица.

При сдаче в эксплуатацию строительные и монтажные организации предъявляют и передают эксплуатации (участку электроснабжения) следующую техническую документацию:

исполнительные планы и схемы контактной сети, воздушных линий, рельсовых цепей, групповых заземлений, питания и секционирования, плавки гололеда и селекторной энергодиспетчерской связи;

чертежи контактной подвески в искусственных сооружениях с указанием габаритов и нетиповых конструкций и узлов;

ведомость пересечений с контактной сетью воздушных и кабельных линий;

ведомость опор с указанием типа, номеров, времени установки, габарита, типа фундамента и анкеров, акты на освидетельствование котлованов и на скрытые работы;

ведомость контактной сети и воздушных линий по анкерным участкам с указанием марки проводов и заводских номеров барабанов;

паспорта на изготовление опор и документы на консоли, кронштейны и другие металлические изделия с указанием завода-изготовителя и марки применяемого металла.

За 1–2 мес до пуска участка специальные рабочие комиссии определяют готовность его к вводу в эксплуатацию. Проводится наружный осмотр, проверка наличия технической документации. Определяется степень готовности контактной сети, ее соответствие проекту, техническим условиям и нормам.

При приемке контактной сети обязательно проверяют:

расстояние от оси пути до опор, соответствие типа опор, арматуры и деталей рабочим чертежам, наличие заземлений, качество выполняемых работ. Проверяется соответствие проекту выполненной схемы секционирования, сечения контактной сети. Проверяется работа секционных выключателей, правильность их установки, правильность установки разрядников;

габаритные расстояния проводов, в том числе в искусственных сооружениях, установку габаритных ворот на переездах и ограждительных щитов на мостах, габаритное расстояние воздушных переходов через контактную сеть;

выполнение строительных работ по зданиям дистанций (участков) контактной сети, обеспечение оборудованием, защитными средствами, инструментом, инвентарем и неснижаемым запасом материалов и деталей;

длины пролетов между опорами, акты освидетельствования подземных работ, крепление опор к фундаментам, качество сварки стальных опор и конструкций, качество установки железобетонных опор и их состояние;

наличие полного числа электрических соединителей, правильность регулировки воздушных стрелок, сопряжений и всей контактной подвески в соответствии с монтажными таблицами, размеры зигзагов и выносов контактного провода;

качество монтажа электрических соединений рельсовых цепей;

действие связи между энергодиспетчером и дистанциями контактной сети и местной связи на станциях (в условиях трамвая и троллейбуса – телефонная или радиосвязь), обеспечивающих оповещение и вызов бригад контактной сети.

Правильность монтажа и регулировки контактной сети проверяют объездом ее контрольным токоприемником. Наиболее целесообразно это производить с помощью специального вагона – измерителя, который автоматически контролирует положение контактного провода и фиксирует его данные на ленте. Такую проверку называют «холодной» обкаткой контактной сети. При этом каждый участок контактной сети должен быть надежно заземлен. На участках, прилегающих к эксплуатируемым, заземление монтируют сразу после раскатки проводов.

Перед подачей на контактную сеть напряжения заземление снимают и проверяют ее изоляцию. После подачи напряжения осуществляют «горячую» обкатку контактной сети, т. е. пробный пропуск электроподвижного состава. Проверяется качество токосъема. После такого объезда снимают напряжение и устраняют замеченные дефекты.

После первой подачи напряжения контактную сеть считают находящейся под напряжением и все последующие работы выполняют в соответствии с Правилами техники безопасности и производственной санитарии при эксплуатации контактной сети электрифицированных железных дорог и устройств электроснабжения автоблокировки.

41.4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОНТАКТНОЙ СЕТИ

На магистральных железных дорогах эксплуатация контактной сети проводится дистанциями контактной сети. Дистанция входит в состав участков энергоснабжения наравне с другими устройствами электроснабжения: тяговыми подстанциями, постами секционирования, пунктами параллельного соединения, линиями электропередачи, трансформаторными подстанциями и др.

На одну дистанцию контактной сети приходится в среднем развернутой длины контактной сети:

120 км – на двухпутных и многопутных участках при расположении дежурного пункта в середине обслуживаемой зоны;

70 км – на двухпутных и многопутных участках при расположении дежурного пункта в одном конце участка;

80 км – на однопутных участках при расположении дежурного пункта в середине зоны;

50 км – на однопутных участках при расположении дежурного пункта в одном конце участка;

200 км – на крупных узловых станциях.

Объем работ дистанции контактной сети зависит от произведения среднего за год числа пар электропоездов в сутки на развернутую длину контактной сети в километрах и определяет группу сложности (табл. 41.2).

Дистанции контактной сети, обслуживающие станции стыкования постоянного и переменного тока, относятся к первой группе.

Штат дистанции контактной сети находят на основании расхода трудовых затрат: 0,12–0,18 чел. на 1 км развернутой длины контактной сети на текущее содержание и ремонт; 4,2 чел.– на круглосуточное дежурство на дежурном пункте или 2,1 чел.– на круглосуточное дежурство при дежурстве на дому.

Дежурные пункты дистанций контактной сети строят по типовым проектам и размещают на одной территории с тяговой подстанцией или с конторой участка энергоснабжения. С дежурного пункта должен быть обеспечен быстрый и беспрепятственный выезд восстановительных автомотрисы и автолетучки. На дежурном пункте размещены помещения дежурного и обслуживающего персонала, мастерские, гараж, складские помещения. При дистанции контактной сети имеется монтажно-восстановительная автомотриса и автодрезина, оборудованная изолированной вышкой, автолетучка и железнодорожная платформа. Также имеется неснижаемый запас материалов, оборудования и приспособлений для восстановительных работ, установленный перечнем, утвержденным МПС.

Примерный штат дистанции контактной сети

Старший электромеханик (при большом объеме работ)	1
Начальник дистанции	1
Электромеханик	1–2
Дежурный электромеханик	4–5
Техник (при большом объеме работ)	1
Электромонтер:	
6-го разряда	1–2
5-го разряда	2–4
4-го разряда	4–6
3-го разряда	4–6
Дежурный электромонтер (для круглосуточного дежурства)	4–5
Дежурный водитель автомотрисы	4–5
Водитель автолетучки	1
Уборщица	1
Итого: общий штат меняется от 18 до 39 чел.	

Автомотриса АТВ укомплектована прожекторами низкого напряжения, электросварочным аппаратом мощностью 12 кВ·А радиостанцией, электромегафонами.

Дистанция контактной сети проводит следующие виды работ.

Текущие осмотры. Во время осмотров тщательно проверяют все устройства контактной сети. Выявленные неисправности и дефекты, которые могут привести к нарушению нормальной работы устройств, устраняют после осмотра. Остальные ра-

Таблица 41.2. **Характеристика групп сложности обслуживания**

Линия	Группа сложности		
	I	II	III
Двухпутная и многопутная, поездо-км	Более 8000	2000–8000	Менее 2000
Однопутная, поездо-км	Более 2000	1000–2000	Менее 1000

Технические данные монтажно-восстановительной автомотрисы АТВ

Тип двигателя	Дизель УД6-250ТК
Мощность, кВт	170
Род передачи	Гидромеханическая
Скорость, км/ч	80
Мощность электростанции, кВт	50
Напряжение электростанции, В	380
Высота подъема вышки, м	7,6
Напряжение изоляции площадки, кВ	35
Вылет от осевой пути, м	до 4
Грузоподъемность крана, т	3

боты включают в объем текущего или капитального ремонта. Осмотр проводят как при обходах, осматривая контактную сеть из бинокля, так и при объездах, осматривая контактную сеть из передней кабины ЭПС или специального фонаря на крыше вагонов. Из последнего контролируют, как правило, качество токосъема. Осмотры и объезды проводят по утвержденным графикам.

Текущие ремонты проводятся бригадами в установленные правилами эксплуатации сроки и в случае необходимости, после выявления во время осмотров повреждений или отклонений от нормального состояния. Порядок работ определяется требованиями технологических и технолого-нормативных карт.

Капитальный ремонт проводится по отдельным указаниям энергоучастка. Объем и сроки капитального ремонта устанавливают в зависимости от степени износа отдельных элементов, которая определяется размером и скоростями движения электропоездов, климатическими условиями, наличием в атмосфере вредных примесей, типами и конструкцией оборудования и элементов контактной сети.

Обеспечение работы контактной сети в тяжелых метеорологических условиях. Контактная сеть подвержена воздействию ветра и гололеда.

Чтобы контактная сеть обеспечивала бесперебойность движения поездов в условиях большого ветра, необходимо соблюдать: нормативное натяжение проводов; проектные расстояния от контактного провода до расположенных под ним устройств; зигзаги у опор и выносы проводов в пролете.

Для борьбы с гололедом применяют: профилактический подогрев, электрическую плавку, механическую очистку, а также химическую очистку.

Для профилактического подогрева, а также электрической плавки гололеда собирают специальные схемы питания контактной сети от тяговых подстанций. Для этого контактная сеть оборудуется добавочными разъединителями.

Аварийно-восстановительный ремонт. При получении извещения об аварии на контактной сети на место аварии выезжает на автодрезине или летучке дежурная бригада. Восстановительный ремонт ведется в такой последовательности:

установление аварии и обеспечение безопасности для окружающего населения;

временное восстановление пути, проход поездов по инерции;

временное восстановление контактной сети, проход поездов с пониженной скоростью;

полное восстановление контактной сети, которое может быть произведено после пропуска поездов в специальное окно в графике движения.

Оценка работы дистанции контактной сети проводится по балльной системе, которая предусматривает проверку состояния контактной сети главных путей с записью на ленту, а также визуальную оценку основных параметров 1 раз в квартал. Отклонение от норм, а также брак в работе оцениваются штрафными баллами. Состояние контактной сети в пределах дистанции, участка электроснабжения оценивают средним баллом $Б_{ср}$, определяемым как

$$Б_{ср} = \frac{\sum \delta_i}{L}, \qquad (41.1)$$

где δ_i – штрафной балл; L – длина приведенной контактной сети.

Устанавливают следующие оценки состояния контактной сети, баллы:

До 25	Отлично
25–50	Хорошо
50–100	Удовлетворительно
Более 100	Неудовлетворительно

Отдельные нормативы по балльной оценке контактной сети приведены в табл. 41.3.

На городском электрическом транспорте для эксплуатации контактной и кабельной сетей организуется структурное подразделение – служба контактной и кабельной сети Служба подразделяется на участки и районы. Участки закрепляются за бригадами. За рай-

Таблица 41.3. **Баллы оценки состояния контактной сети**

Показатель	Отклонение от нормативных параметров	Баллы
Зигзаги контактного провода в точках фиксации и выносы контактного провода в середине пролета на кривых участках пути и в точках наибольшего отклонения от оси токоприемника на сопряжении и воздушной стрелке, см	От −16 до −20	50
	16−20	100
	Более −20	100
	Более 20	200
	Более 50	200
Разность высот контактного провода под фиксаторами у соседних опор, см	11−15	10
	16−20	50
	Более 20	200
Неудовлетворительный проход токоприемника под зажимами всех типов	Один удар	100
Разбитый изолятор	Один изолятор	50
Брак в работе контактной сети за квартал	Один брак	300
Прочие повреждения контактной сети за квартал, приведшие к задержкам поездов	Одно повреждение	200

Таблица 41.4. **Значения коэффициента K_1**

Контактная сеть	K_1 для		
	трамвайной сети	троллейбусной сети	смешанной сети
Простая поперечина:			
на перегонах	0,7	0,8	—
на узлах	1	1	1,4
на кронштейнах	0,7	0,7	—
Подвеска на цепных поперечинах:			
на перегоне	0,9	0,9	—
на узле	1	1	1,4
Цепная (эластичная)	0,4	0,7	—
На наклонных струнах	0,6	0,6	—
В туннелях (цепная)	—	1,2	—
Депо и припарковые пути	0,9	0,9	—
Служебные пути	0,5	0,5	—
Подвеска на потолочных подвесах	2	2	—

Таблица 41.5. **Значения коэффициента K_2**

Частота движения	K_2
До 10 поездов в час	0,95
До 20	1
До 30	1,05
До 40	1,1
До 50	1,15
Более 60	1,2
Грузовые ветки и запасные пути	0,8
Пути депо	1,15

Таблица 41.6. **Учет добавочной трудоемкости от спецчастей**

Специальная часть контактной сети	$l_{пр}$, км
Управляемая стрелка	0,5
Сходная стрелка, пересечение проводов трамвая и троллейбуса, пересечение троллейбусных проводов, мачтовый разъединитель	0,2
Дистанционно управляемый разъединитель	0,4
Секционный изолятор	0,05
Узел грузовой компенсации	0,3

Таблица 41.7. **Система ремонтов**

№ ремонта	Ремонт	Периодичность
0	Контрольный осмотр	2 мес
1	Профилактический ремонт специальных частей; секционные изоляторы троллейбусной сети, пересечения МПИ-6-12Д, компенсационные устройства	1 мес 3 мес
1	Профилактический ремонт сети трамвая и троллейбуса	6 мес
2	Средний ремонт сети при цепной подвеске	4 года
2	Средний ремонт при других видах подвесок	3 года
3	Капитальный ремонт сети при цепной подвеске	12 лет
3	Капитальный ремонт при других видах подвесок	9 лет

онами или участками закрепляется определенной длины контактная сеть в условных километрах

$$L_у = \sum LK_1K_2 + \sum l_{пр,i}, \qquad (41.2)$$

где L – действительная длина контактной сети данного типа, км; K_1 – коэффициент, учитывающий трудоемкость обслуживания подвесок различных типов и вида сети; значения приведены в табл. 41.4; K_2 – коэффициент, учитывающий частоту движения (табл. 41.5); $l_{пр,i}$ – длина, учитывающая добавочную трудоемкость обслуживания специальных частей в эквивалентной длине контактной сети (табл. 41.6).

Район имеет производственные помещения, монтажный транспорт, механизмы (автомашины-вышки, обычные автомашины, автокраны), приспособления и комплекты инструментов, запас материалов и спецчастей. Район выполняет все виды осмотров, профилактических и текущих ремонтов, регулировочные и измерительные работы, переустройство контактной сети. Для аварийно-восстановительного ремонта в специальных пунктах осуществляется круглосуточное дежурство бригад.

Исправное состояние контактной сети ГЭТ обеспечивается выполнением работ, предусмотренных системой ремонтов (табл. 41.7).

41.5. УДЛИНЕНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ КОНТАКТНЫХ ПРОВОДОВ

Во время эксплуатации контактной сети наиболее интенсивно изнашивается контактный провод, который является одним из дорогостоящих элементов. Износ контактного провода оценивается уменьшением сечения в квадратных миллиметрах. Систематическое измерение площадей сечений проводов позволяет выявлять причины отдельных явлений, влияющих на износ провода, и разрабатывать мероприятия по продлению срока службы. С помощью микрометра или другого индикаторного прибора измеряется высота сечения провода и на основании этого измерения по данным табл. 41.8 определяется износ провода.

На железнодорожном транспорте для оценки состояния контактного провода используют значение удельного износа провода i

$$i = \frac{\Delta s}{P \cdot 10^{-4}}, \qquad (41.3)$$

где Δs – износ контактного провода анкерного участка за время между замерами, мм^2;

Таблица 41.8. **Определение износа провода**

Высота сечения провода, мм	Изношенная площадь (числитель, мм^2, знаменатель, %)		
	МФ-65	МФ-85	МФ-100
11,8	–	–	0/0
11,5	–	–	0,82/0,82
11	–	–	3,43/3,43
10,8	–	0/0	4,76/4,76
10,5	–	0,78/0,92	6,89/6,89
10	–	3,29/3,9	11,2/11,2
9,5	–	6,68/7,8	15,95/15,95
9,3	0/0	8,23/9,7	17,97/17,97
9	0,72/1,1	10,71/12,6	21,12/21,12
8,5	2,7/4,2	15,24/18,2	26,63/26,63
8	6,25/9,6	20,15/23,7	32,43/32,43
7,5	10,9/15,5	25,38/29,8	38,46/38,46
7	13,7/21,1	30,87/36,3	44,67/44,67
6,5	18,75/28,8	36,55/43,0	–
6	23,9/36,7	42,38/49,8	–

P – число проходов токоприемников по участку за то же время.

На городском электрическом транспорте определяют износ

$$И = n\frac{100}{N}, \qquad (41.4)$$

где n – число пролетов с сечением менее нормы; N – число пролетов на участке.

Для удлинения срока службы контактного провода применяются следующие способы:

раскатка контактного провода таким образом, чтобы движение поездов на участке было противоположно направлению последней холодной протяжки провода при его изготовлении. При такой раскатке токоприемник идет вдоль шероховатостей провода, а не против них;

регулярные замеры сечения провода и на основании этих замеров: уменьшение натяжения проводов, т. е. уменьшение числа грузов на компенсаторах; установка на сильно изношенных участках параллельного контактного провода;

передвижка контактного провода при эксплуатации на 2–3 м по длине для того, чтобы более изношенные места под жесткими точками смещались в область более мягкого токосъема. Проводится 1 раз в 2–3 года;

применение специальных смазок на токоприемниках, замена медных контактных вставок угольными или металлокерамическими.

41.6. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Кабельные линии постоянного тока нашли широкое применение в тяговых сетях городского электрического транспорта.

Профилактические испытания изоляции кабельных линий позволяют обнаружить дефекты как в кабелях, так и в муфтах, возникшие при монтаже или эксплуатации, своевременно их устранить. Испытания кабеля проводят шестикратным по отношению к номинальному напряжением постоянного тока в течение 10 мин. Линии, бывшие в эксплуатации, проверяют пятикратным напряжением постоянного тока в течение 5 мин. Время испытания отсчитывается с момента приложения полного испытательного напряжения. Испытания проводятся с помощью кенотронной установки любого типа, позволяющей плавно подводить напряжение. При проведении испытаний отрицательный полюс испытательной установки соединяют с токопроводящей жилой проверяемого кабеля, а положительный – заземляют. После проведения испытаний жила кабеля должна быть соединена с землей через разрядный резистор, который предусматривается в кенотронной установке.

Повышение напряжения производится в течение 1 мин. Значение тока утечки определяется с помощью микроамперметра на последней минуте испытания.

При утечке до 0,3 мА кабель годен к дальнейшей эксплуатации; 0,3 – 0,5 мА – кабель условно годен к дальнейшей эксплуатации; выше 0,5 мА – следует искать причину неисправности кабеля.

Контроль за состоянием кабельных линий осуществляется на подстанциях с помощью кабельных сигнализаторов. Для этого используются контрольные жилы кабеля (рис. 41.3). При всех неисправностях включается звуковой сигнал или передается сигнал в систему телеуправления.

Определение места повреждения кабеля можно производить различными способами, но все они требуют, чтобы сопротивление изоляции в месте повреждения было минимальным. Для этого прожигают изоляцию в месте повреждения с помощью кенотронно-газотронной установки. Обычно после 15–20 мин прожигания сопротивление изоляции кабеля снижается до нескольких десятков ом.

Импульсный метод определения места

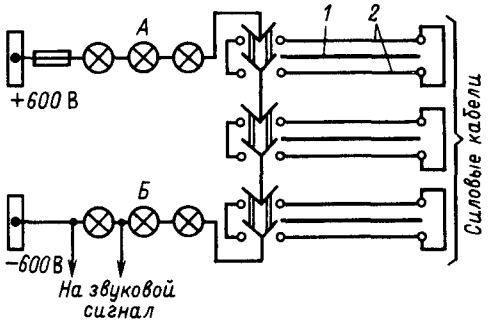


Рис 41.3. Кабельный сигнализатор
1 – токоведущая жила, *2* – контрольные жилы

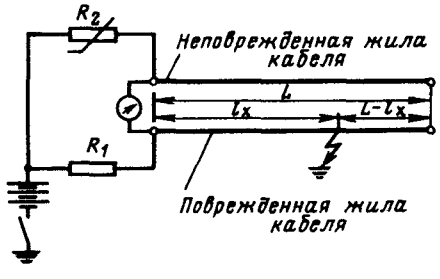


Рис. 41.4. Метод петли Муррея

пробоя основан на измерении времени, прошедшего от момента посылки кратковременного электрического импульса по жиле аварийного кабеля до момента возвращения отраженного сигнала. Измерение производится прибором типа ИКЛ, созданным на базе катодного осциллографа. Точность определения места повреждения 10–20 м. Имеется мертвая зона в начале кабеля, достигающая 80 м.

Измерение с помощью петли Муррея (рис. 41.4) используется, когда жила кабеля с поврежденной изоляцией не имеет обрыва и переходное сопротивление в месте повреждения не превышает 5 кОм. Метод требует наличия аналогичной неповрежденной жилы, т. е. может быть применен на многожильном кабеле или если имеются два параллельно проложенных кабеля. Изменяя сопротивление R_2, уравновешивают мост, т. е. добиваются нулевого показания гальванометра. В этом случае расстояние до места повреждения

$$l_x = \frac{2R_1 L}{R_1 + R_2}. \qquad (41.5)$$

Емкостный метод используют при обрыве жилы кабеля и отсутствии ее замыкания

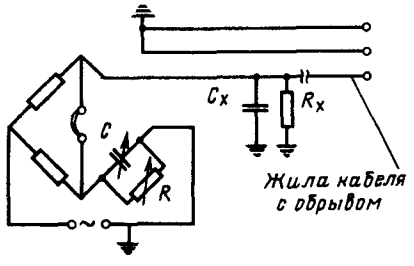


Рис. 41.5. Измерительная мостовая схема на переменном токе

на землю. Измеряют емкость с одного конца жилы C_1, а затем емкость C_2 – с противоположного. Расстояние до места повреждения будет равно

$$l_x = \frac{LC_1}{C_1 + C_2}. \qquad (41.6)$$

Для наиболее простой схемы измерения емкости (рис. 41.5) используется источник однофазного тока 1000 Гц и в качестве измерительного элемента – телефонные трубки. Звук в телефонных трубках исчезает, когда $C = C_x$.

Акустический метод применяют для нахождения повреждения непосредственно на трассе кабеля путем создания электрических разрядов в месте повреждения и прослушивания на поверхности земли щелчков от этих разрядов. Метод используется при замыканиях между жилой и оболочкой кабеля, если возникшее при этом переходное сопротивление достаточно для образования искрового разряда.

Искровые разряды создаются кенотронным выпрямителем, который через сопротивление заряжает емкость. Емкость через искровой промежуток соединяется с жилой и оболочкой кабеля. При достижении на емкости напряжения пробоя происходит ее разряд как через искровой промежуток, так и через поврежденное место кабеля, которое наиболее хорошо прослушивается с помощью приемки звуковых колебаний приборами типа АИП-3 или АИП-3м и др.

РАЗДЕЛ СОРОК ВТОРОЙ

ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ РАЙОНОВ

42.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Расчет электрических нагрузок в сельскохозяйственных районах производится в соответствии с Методическими указаниями по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38 – 110 кВ сельскохозяйственного назначения [39], разработанными Сельэнергопроектом и утвержденными в 1981 г. Эти указания составлены с учетом применения ЭВМ при проектировании электрических сетей.

Ниже приводится расчет электрических нагрузок без применения ЭВМ.

За расчетную нагрузку принимается наибольшее среднее значение полной мощности за 0,5 ч, которое может иметь место на вводе к потребителю электроэнергии и в электрической сети в расчетном году с вероятностью не ниже 0,95. При этом различают дневные и вечерние нагрузки.

Расчетным годом считается последний год расчетного периода, на который определяются нагрузки, сечения проводов, мощности трансформаторов и другие параметры электроустановок. В настоящее время в сельском хозяйстве рекомендуется принимать расчетный период 10 лет.

42.2. НАГРУЗКИ НА ВВОДАХ К ПОТРЕБИТЕЛЯМ

Жилые дома. Сельским жилым домом при расчете нагрузок считается одноквартирный дом или квартира в многоквартирном доме, имеющие отдельный счетчик электроэнергии.

Для наружных сетей 0,38 кВ расчетные нагрузки и потребление электроэнергии на один сельский жилой дом находятся по кривым рис. 42.1, исходя из существующего электропотребления. Расчетный год определяется прибавлением двух лет к расчетному периоду, т. е. при десятилетнем расчетном периоде расчетным годом будет двенад-

Таблица 42.1. **Электрические нагрузки производственных, общественных и коммунальных потребителей**

Объект	Установленная мощность $P_у$, кВт	Мощность наибольшего двигателя, кВт	Дневной максимум		Вечерний максимум		Коэффициент сезонности			
			кВт	квар	кВт	квар	$K_з$	$K_в$	$K_л$	$K_о$
Животноводческие комплексы и фермы										
Откорм свиней на:										
4000 голов	—	—	75	65	45	40	0,9	1	1	0,9
6000 »	—	—	120	105	65	60	0,9	1	1	0,9
8000 »	—	—	185	170	105	90	0,9	1	1	0,9
10000 »	—	—	240	210	120	105	0,9	1	1	0,9
Выращивание и откорм свиней (с законченным циклом) на:										
3000 голов	—	—	105	90	65	60	1	1	1	1
6000 »	—	—	150	150	105	90	1	1	1	1
12000 »	—	—	420	430	310	320	1	1	1	1
54000 »	—	—	700	715	520	530	1	1	1	1
108000 »	—	—	1250	1280	900	920	1	1	1	1
Производство молока:										
400 коров	—	—	105	90	105	90	1	0,8	0,7	0,9
800 »	—	—	165	145	165	145	1	0,8	0,7	0,9
1200 »	—	—	220	195	220	195	1	0,8	0,7	0,9
2000 »	—	—	375	330	375	330	1	0,8	0,7	0,9
Выращивание и откорм КРС на 10000 голов	—	—	450	400	340	300	1	0,8	0,6	0,9
Площадка по откорму КРС на:										
1000 ското-мест	—	—	40	35	25	20	1	0,8	0,5	0,7
4000 »	—	—	140	125	75	65	1	0,8	0,5	0,7
10000 »	—	—	175	150	110	95	1	0,8	0,5	0,7
30000 »	—	—	335	300	225	200	1	0,8	0,5	0,7
Выращивание нетелей на 6000 ското-мест	—	—	480	360	320	240	1	0,8	0,5	0,7
Птицефабрика по производству яиц на 200 тыс. кур-несушек	—	—	1350	1000	1350	1000	1	0,9	0,9	1
Птицефабрика мясного направления на 500 тыс. бройлеров	—	—	400	170	400	170	1	1	1	1
Птицеферма на:										
10 тыс. кур-несушек	—	—	55	40	55	40	1	0,9	0,8	0,9
50 » »	—	—	280	210	280	210	1	0,9	0,8	0,9
Овцеводческая ферма с полным оборотом стада на 2400 овцематок	—	—	145	110	145	110	1	0,8	0,5	0,8
Овцеферма мясо-молочного направления на:										
5000 овец	—	—	8	2	15	12	1	0,8	0,5	0,8
15000 »	—	—	13	4	25	7	1	0,8	0,5	0,8
Животноводство и птицеводство										
Коровник привязного содержания с механизированным доением, уборкой навоза и электроводонагревателем на:										
100 коров	20—30	—	10	8	10	8	1	0,8	0,7	0,9

Продолжение табл. 42.1

Объект	Установленная мощность $P_у$, кВт	Мощность наибольшего двигателя, кВт	Дневной максимум		Вечерний максимум		Коэффициент сезонности			
			кВт	квар	кВт	квар	$K_з$	$K_в$	$K_п$	$K_о$
200 коров	35–60	–	17	13	17	13	1	0,8	0,7	0,9
400 »	65	–	45	33	45	33	1	0,8	0,7	0,9
Коровник беспривязного содержания на:										
400 коров	5	–	5	–	5	–	1	0,7	0,5	0,8
600 »	7	–	7	–	7	–	1	0,7	0,5	0,8
Помещение для ремонтного и откормочного молодняка на: 170–180 голов	3	–	1	–	3	–	1	0,6	0,3	0,9
Телятник с родильным отделением на:										
120 телят	14	–	5	3	8	5	1	0,8	0,4	0,8
340 »	26	–	7	5	12	8	1	0,8	0,4	0,8
Летний лагерь КРС на:										
200 коров	23	–	12	10	12	10	–	0,7	1	–
400 »	35	–	15	13	15	12	–	0,7	1	–
Свинарник-маточник на 50 маток (подвесная дорога)	4	–	2	–	2	–	1	0,8	0,2	0,9
То же с электрообогревом	60	–	28	12	28	8	1	0,8	0,2	0,8
Свинарник-откормочник с навозоуборочным транспортером на 1000–1200 голов	20	–	6	5	9	8	1	0,8	0,7	0,9
Кормоцех для свинофермы на 200 маток и 2000 или 3000 голов откорма	95	30	37	33	15	10	1	0,9	0,8	0,9
Птичник на:										
5–6 тыс. кур	40	–	20	10	20	10	1	0,9	0,8	0,9
8 » »	52	–	25	12	25	12	1	0,9	0,8	0,9
Птичник с клеточными батареями на:										
10–15 тыс. кур-несушек	35	–	10	5	15	10	1	0,9	0,8	0,9
20 » »	45	–	12	7	20	13	1	0,9	0,8	0,9
Кормоцех птицефермы на 25–30 тыс. кур	60	14	25	20	10	7	1	0,9	0,9	1
Инкубаторий на:										
2 инкубатора	25	–	20	–	20	–	1	1	1	1
10 »	120	–	80	–	80	–	1	1	1	1
Овчарня на 800–1000 овцематок	6	–	1	–	5	–	1	0,8	0,5	0,8
Конюшня	5	–	3	–	3	–	1	0,8	0,5	0,8
Оборудование для прессования кормов:										
ОПК-2	150	110	150	130	150	130	–	0,8	1	0,8
ОПК-5	334	290	330	290	330	290	–	0,8	1	0,8
Оборудование для гранулирования травяной муки:										
ОГМ-0,8А	60	45	50	45	50	45	–	1	0,9	0,3
ОГМ-1,5	100	75	85	80	85	80	–	1	0,9	0,3

Продолжение табл. 42.1

Объект	Установленная мощность $P_у$, кВт	Мощность наибольшего двигателя, кВт	Дневной максимум		Вечерний максимум		Коэффициент сезонности			
			кВт	квар	кВт	квар	$K_з$	$K_в$	$K_л$	$K_о$
Оборудование для гранулирования комбикормов ОГК-6	110	–	70	65	70	65	0,5	1	1	0,5
Агрегат для приготовления травяной муки:										
АВМ-0,65	105	30	80	70	80	70	–	1	0,9	0,3
АВМ-5,0	758	160	605	560	605	560	–	1	0,9	0,3
Пункт приготовления травяной муки на базе двух агрегатов АВМ-0,65	–	45	590	550	590	550	–	1	0,9	0,3
Дробилка кормов ДБ-5-1	42	40	40	35	–	–	1	0,7	0,5	0,8
Измельчитель грубых кормов:										
ИГК-30Б	30	30	30	25	–	–	1	0,7	0,5	0,8
ИРТ-165	160	150	150	130	–	–	1	0,7	0,5	0,8
Комбикормовый завод производительностью 60 т/сут	1290	75	650	575	650	575	1	0,8	0,6	1
Участковая ветеринарная лечебница	50	–	20	10	10	4	1	0,9	0,7	0,8
Растениеводство, подсобное производство										
Комплект машин и оборудования зерноочистительного агрегата ЗАВ-20	30	–	25	25	26	23	–	–	1	0,5
Комплект машин и оборудования зерноочистительно-сушильного комплекса:										
КЗС-10Б	65	–	65	60	65	60	–	–	1	0,5
КЗР-5	250	–	250	235	250	235	–	–	1	0,5
Зернохранилище с передвижными механизмами вместимостью 1000–2000 т	60	–	20	18	10	5	0,3	0,4	1	1
Овощекартофелехранилище на:										
300–600 т	8	–	5	3	2	–	1	0,5	0,7	1
1000 т	10	–	6	4	2	–	1	0,5	0,7	1
То же с отопительно-вентиляционной установкой на:										
500–600 т	30	14	20	15	20	15	1	0,3	0,3	0,4
1000 т	50	17	36	25	36	25	1	0,3	0,3	0,4
Холодильник для хранения фруктов вместимостью:										
50 т	12	–	8	6	8	6	0,8	0,3	0,7	1
700 т	195	40	95	70	95	70	0,8	0,3	0,7	1
Хранилище семян вместимостью:										
1000 т	100	22	80	60	80	60	0,5	0,8	0,1	0,1
2500 т	140	22	95	70	95	70	0,5	0,8	0,1	0,1
Склад рассыпных и гранулированных кормов вместимостью 520 т	50	–	35	22	10	5	1	0,7	0,5	1
Склад концентрированных кормов с дробилкой КДУ-2	40	30	25	23	1	–	1	0,7	0,8	0,9

Продолжение табл 42 1

Объект	Установленная мощность $P_у$, кВт	Мощность наибольшего двигателя, кВт	Дневной максимум		Вечерний максимум		Коэффициент сезонности			
			кВт	квар	кВт	квар	$K_з$	$K_в$	$K_л$	$K_о$
Склад минеральных удобрений	16	12	12	4	1	—	0,5	1	0,5	0,4
Склад ядохимикатов вместимостью до 2000 т	10	—	5	4	1	—	0,5	1	0,5	0,4
Склад нефтепродуктов вместимостью до 300 м^3	7	—	5	4	2	—	1	1	1	1
Кузница	10	—	5	—	1	—	1	0,8	0,7	0,9
Плотницкая	15	—	10	8	1	—	1	0,8	0,7	0,9
Столярный цех	25	—	15	10	1	—	1	0,8	0,7	0,9
Лесопильный цех с пилорамой Р-65	45	30	23	27	2	—	1	0,8	0,7	0,9
Мельница с жерновым-поставом:										
5/4	10	—	5	4	1	—	1	0,6	0,5	0,9
8/4	25	22	17	13	1	—	1	0,6	0,5	0,9
Мельница вальцовая производительностью 25 т в сутки	55	10	35	25	2	—	1	0,6	0,5	0,9
Крупорушка	20	—	12	10	1	—	1	0,6	0,5	0,9
Просорушка	3	—	2	2	1	—	1	0,6	0,5	0,9
Маслобойка	20	—	10	7	1	—	1	0,6	0,5	0,9
Приемный пункт молокозавода мощностью 30 т в смену	215	30	65	60	65	60	0,8	0,9	1	0,8
Хлебопекарня производительностью, т/сут:										
3	10	—	5	4	5	4	1	0,9	0,8	0,9
11	55	—	25	23	25	23	1	0,9	0,8	0,9
Пункт первичной обработки льна	25	—	15	13	1	—	0,5	—	—	1
Сенажная башня	60	—	10	8	—	—	0,5	0,5	1	1
Установка вентиляционная для досушивания сена	155	13	120	90	120	90	—	0,8	1	0,3
Картофелесортировальный пункт	6	—	5	4		—	—	—	—	1
Кирпичный завод на 1—1,5 млн. кирпича в год	30	20	20	17	6	4	0,6	0,9	1	0,9
Стоянка для тракторов с обогревом	12	—	5	3	2	—	1	0,5	—	0,5
Пункт технического обслуживания машин и оборудования на фермах	15	—	10	7	5	4	1	0.8	0,5	0,9
Материально-технический склад	5	—	3	2	1	—	1	0,8	0,7	0,9
Мастерская пункта технического обслуживания в бригаде на:										
10—20 тракторов	35	—	15	12	5	4	1	0,9	0,7	0,8
30—40 »	45	—	20	18	10	8	1	0,9	0,7	0,8
Гараж с профилакторием на 60 автомашин	115	—	45	40	20	16	1	0,7	0,5	0,8

Продолжение табл. 42.1

Объект	Установленная мощность P_y, кВт	Мощность наибольшего двигателя, кВт	Дневной максимум		Вечерний максимум		Коэффициент сезонности			
			кВт	квар	кВт	квар	$K_з$	$K_в$	$K_л$	$K_о$
Центральная ремонтная мастерская на:										
25 тракторов	110	—	45	40	25	20	1	0,8	0,8	0,9
150—200 »	230	—	90	80	45	40	1	0,8	0,8	0,9
Котельная с котлами КВ-300М или Д-721	10	—	5	4	6	4	1	0,7	0,5	0,8
Котельная с двумя котлами «Универсал-6»:										
для отопления	25	—	15	10	15	10	1	0,8	0,5	0,9
для пароснабжения	13	—	7	5	7	5	1	0,8	0,7	0,9
Насосные станции для оросительных систем	55	—	55	50	55	50	0,1	0,3	1	0,4
То же	400	—	400	300	400	300	0,1	0,3	1	0,4
Общественные учреждения и коммунальные потребители										
Начальная школа на:										
40 учащихся	10	—	5	—	2	—	1	0,8	0,1	0,8
160 »	20	—	11	—	4	—	1	0,8	0,1	0,8
Общеобразовательная школа с мастерской на:										
190 учащихся	55	—	14	7	20	10	1	0,8	0,1	0,8
320 »	80	—	20	10	40	20	1	0,8	0,1	0,8
Детские ясли-сад на:										
25 мест	7	—	4	—	3	—	1	0,9	0,8	0,9
90 »	20	—	12	6	8	4	1	0,9	0,8	0,9
Административное здание (контора колхоза, совхоза) на:										
15—25 рабочих мест	25	—	15	10	8	—	1	0,8	0,7	0,9
70 » »	55	—	35	25	15	—	1	0,8	0,7	0,9
Сельсовет с отделением связи	10	—	7	3	3	—	1	0,8	0,7	0,9
Клуб со зрительным залом на 150—200 мест	15	—	3	1,5	10	6	1	0,8	0,7	0,9
Дом культуры со зрительным залом на:										
150—200 мест	30	—	5	3	14	8	1	0,8	0,7	0,9
400—600 мест	100	—	10	6	50	30	1	0,8	0,7	0,9
Бригадный дом	6	—	2	—	5	—	1	0,8	0,7	0,9
Сельская поликлиника на 150 посещений в смену	100	—	15	8	30	20	1	0,8	0,7	0,9
Сельская участковая больница на 50 коек	150	—	50	35	50	35	1	0,8	0,7	0,9
Сельская амбулатория на три врачебные должности	30	—	10	3	10	3	1	0,8	0,7	0,9
Фельдшерско-акушерский пункт	6	—	4	—	4	—	1	0,8	0,7	0,9
Столовая на:										
25 мест	10	—	5	3	2	—	1	0,8	0,7	0,9
75—100 »	20	—	12	6	4	—	1	0,8	0,7	0,9

Продолжение табл. 42.1

Объект	Установленная мощность $P_у$, кВт	Мощность наибольшего двигателя, кВт	Дневной максимум		Вечерний максимум		Коэффициент сезонности			
			кВт	квар	кВт	квар	$K_з$	$K_в$	$K_л$	$K_о$
Столовая с электронагревательным оборудованием на:										
35 мест	40	–	20	10	10	4	1	0,9	0,8	0,9
100 »	130	–	58	30	35	15	1	0,9	0,8	0,9
Столовая с электронагревательным оборудованием и с электроплитой на:										
35 мест	65	–	35	15	15	5	1	0,9	0,8	0,9
100 »	150	–	70	35	45	20	1	0,9	0,8	0,9
Общежитие на 24 места	4	–	4	–	12	4	1	0,9	0,7	0,9
Торговый центр для поселков с населением 2 тыс. жителей (столовая, магазин, гостиница, комбинат бытового обслуживания)	60	–	40	30	25	15	1	0,9	0,7	0,9
Магазин на два рабочих места:										
смешанный ассортимент	5	–	2	–	4	–	1	0,6	0,4	0,7
на 6–10 мест	10	–	4	–	4	–	1	0,6	0,4	0,7
Комбинат бытового обслуживания на:										
6 рабочих мест	5	–	3	2	1	–	1	0,7	0,6	0,8
25 » »	30	–	15	10	5	–	1	0,7	0,6	0,8
Баня:										
на 5 мест	3	–	3	2	3	2	1	0,9	0,8	0,9
20 мест	16	–	8	5	8	5	1	0,9	0,8	0,9
Прачечная производительностью, т белья/смену:										
0,125	20	–	10	6	10	6	1	0,9	0,8	0,9
1	80	–	25	15	25	15	1	0,9	0,8	0,9

цатый год. Существующее электропотребление получают из данных обследования.

Если к расчетному году населенный пункт намечено газифицировать на природном газе, расчетные нагрузки и электропотребление следует уменьшить на 20%.

Расчетные нагрузки на вводе сельских жилых домов с напольными электроплитами принимаются равными 6 кВт, а с электроплитами и бытовыми электроводонагревателями – 7,5 кВт. Нагрузки бытовых кондиционеров учитываются путем увеличения расчетных нагрузок на 1 кВт.

Для вновь электрифицируемых населенных пунктов, а также при отсутствии сведений о существующем электропотреблении в уже электрифицированных жилых домах расчетная нагрузка на дом принимается равной:

в населенных пунктах преимущественно старой застройки (более 60% домов построены более 20 лет тому назад) с газификацией – 1,5 кВт, без газификации – 1,8 кВт;

в пунктах преимущественно новой застройки с газификацией – 1,8 кВт, без газификации – 2,2 кВт;

в благоустроенных квартирах городов, поселков городского типа, поселков при животноводческих комплексах, птицефабриках и тепличных комбинатах с газификацией – 4 кВт, без газификации – 5 кВт.

Производственные, общественные и коммунальные предприятия. Расчетные нагрузки на вводах в производственные, общественные и коммунальные предприятия некоторых типичных потребителей приведены в табл. 42.1. Удельные электрические нагрузки животноводческих помещений (отопление и вентиляция) и электрообогрева парников и теплиц приведены в табл. 42.2.

Таблица 42.2. **Электрические нагрузки отопления и вентиляции животноводческих ферм и помещений (при $t_{нар} = -25\,^{\circ}C$) и электрообогрева парников и теплиц**

Потребители	Удельная максимальная нагрузка P_{max}, кВт/ед	Коэффициенты				
		максимума		сезонности		
		дневного $K_д$	вечернего $K_в$	зимой $K_з$	весной $K_в$	осенью $K_о$
Молочная ферма на 1 корову	0,8	1	0,6	1	0,4	0,2
Ферма нетелей на 1 корову	0,3	1	0,6	1	0,4	0,2
Откормочник КРС на 1 место	0,3	1	0,6	1	0,3	0,2
Коровник на 1 голову	0,6	1	0,6	1	0,4	0,2
Репродукторная свиноферма на 1 свиноматку	1,2	1	0,6	1	0,5	0,3
Откормочная свиноферма на 1 место	0,25	1	0,6	1	0,3	0,2
Свинарник-маточник на 1 свиноматку	1,2	1	0,6	1	0,5	0,3
Свинарник-откормочник на 1 место	0,24	1	0,6	1	0,3	0,2
Парники на электрообогреве на 1 м^2	0,05	0,6	0,6	0,3	1	—
Теплицы с электрообогревом (пленочные и остекленные) на 1 м^2:						
весенние	0,02	0,6	0,5	0,3	1	—
зимне-весенние	0,1	0,6	0,5	1	1	0,3
зимние (южная зона)	0,3	0,6	0,5	1	0,6	0,3

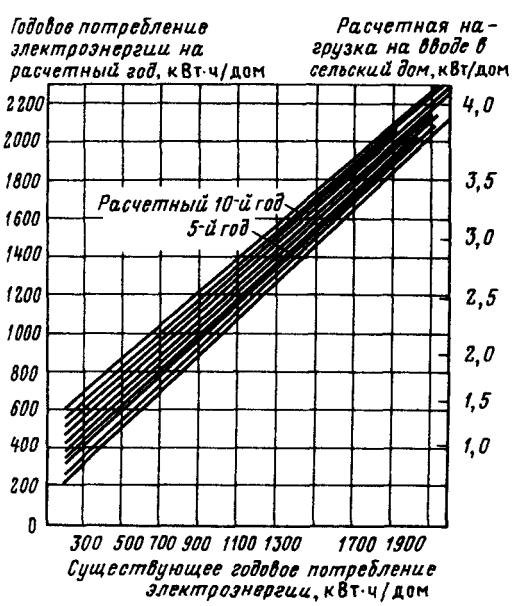


Рис. 42.1. Расчетная нагрузка на вводе в сельский жилой дом и его расчетное годовое электропотребление в зависимости от существующего потребления электроэнергии

Таблица 42.3. **Нормы нагрузок уличного освещения**

Характеристика улицы	Норма освещенности, лк	Удельная мощность, Вт/м
Поселковые улицы с асфальтобетонными и переходными типами покрытий при ширине проезжей части, м:		
5–7	4	4,5–11
9–12	4	6–13
То же с покрытиями простейшего типа при ширине проезжей части, м:		
5–7	2	5,5
9–12	2	7
Улицы и дороги местного значения и пешеходные шириной, м:		
5–7	1	3
9–12	1	4,5

Коэффициенты дневного и вечернего максимума показывают, какая часть максимума данной нагрузки приходится на дневной или вечерний максимум всей нагрузки. Соответственно коэффициент сезонности нагрузки есть часть максимума данной нагруз-

ки, приходящаяся на максимум всей нагрузки зимой ($K_з$), весной ($K_в$), летом ($K_л$) и осенью ($K_о$).

В сельских населенных пунктах нагрузки уличного освещения играют существенную роль. Они определяются по нормам, помещенным в табл. 42.3.

Нагрузка наружного освещения хозяйственных центров колхозов и совхозов принимается из расчета 250 Вт на помещение и 3 Вт на метр длины периметра центра.

42.3. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК В СЕТЯХ 0,38 – 110 кВ

Расчет электрических нагрузок в сетях 0,38 – 110 кВ производится суммированием нагрузок на вводе или на участках сети с учетом коэффициентов одновременности отдельно для дневного и для вечернего максимумов нагрузки.

Расчетная дневная нагрузка на участке линии или на шинах трансформаторной подстанции

$$P_д = K_о \sum P_{дi}, \qquad (42.1)$$

а вечерняя

$$P_в = K_о \sum P_{вi}, \qquad (42.2)$$

где $K_о$ – коэффициент одновременности; $P_{дi}$, $P_{вi}$ – дневная и вечерняя нагрузки на вводе i-го потребителя или i-го участка сети.

Коэффициенты одновременности определяются по табл. 42.4 – 42.6.

Если нагрузки однородных потребителей отличаются по значению более чем в 4 раза, то суммирование их рекомендуется производить не с учетом коэффициента одновременности, а по табл. 42.7 попарно. Так же по табл. 42.7 производится суммирование разнородных нагрузок – бытовой и производственной.

Годовое потребление электроэнергии на шинах трансформаторной подстанции 10/0,38 кВ можно приближенно определить по расчетной нагрузке $P_р$ и годовому числу часов ее использования (кроме сезонных потребителей) $T_м$.

Значение $T_м$ может быть получено из табл. 42.8. Очевидно,

$$W = P_р T_м. \qquad (42.3)$$

Таблица 42.4. **Коэффициент одновременности для электрических нагрузок в сетях 0,38 кВ**

Потребители	Количество потребителей										
	2	3	5	7	10	15	20	50	100	200	500 и более
Жилые дома с удельной нагрузкой на вводе:											
до 2 кВт/дом	0,76	0,66	0,55	0,49	0,44	0,40	0,37	0,30	0,26	0,24	0,22
свыше 2 кВт/дом	0,75	0,64	0,53	0,47	0,42	0,37	0,34	0,27	0,24	0,2	0,18
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,73	0,62	0,5	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12
Производственные потребители	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,47	0,4	0,35	0,3

Таблица 42.5. **Коэффициенты одновременности для электрических нагрузок в сетях 6–20 кВ**

Количество ТП	2	3	5	10	20	25 и более
Коэффициент одновременности $K_о$	0,9	0,85	0,8	0,75	0,70	0,65

Таблица 42.6. **Коэффициенты одновременности для электрических нагрузок в сетях 35 – 110 кВ**

Количество подстанций 110 – 35/10 кВ или линий 35 – 110 кВ	2	3	4 и более
Коэффициент одновременности $K_о$	0,97	0,95	0,90

Таблица 42.7. **Суммирование нагрузок**

P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP
В сетях 0,38 кВ											
0,2	0,2	19	11,8	52	33,4	100	69	166	120	232	176
0,3	0,2	20	12,5	53	36,1	102	70	168	122	234	177
0,4	0,3	21	13,1	54	36,8	104	72	170	123	236	179
0,5	0,3	22	13,8	55	37,5	106	73	172	124	238	180
0,6	0,4	23	14,4	56	38,2	108	75	174	126	240	182
0,8	0,5	24	15	57	38,9	110	76	176	127	242	184
1	0,6	25	15,7	58	39,6	112	78	178	129	244	185
1,5	0,9	26	16,4	59	40,3	114	80	180	130	246	187
2	1,2	27	17	60	41	116	81	182	132	248	188
2,5	1,5	28	17,7	61	41,7	118	82	184	134	250	190
3	1,8	29	18,4	62	42,4	120	84	186	136	252	192
3,5	2,1	30	19	63	43,1	122	86	188	138	254	193
4	2,4	31	19,7	64	43,8	124	87	190	140	256	195
4,5	2,7	32	20,4	65	44,5	126	89	192	142	258	196
5	3	33	21,2	66	45,2	128	90	194	144	260	198
5,5	3,3	34	22	67	45,9	130	92	196	146	262	200
6	3,6	35	22,8	68	46,6	132	94	198	148	264	201
6,5	3,9	36	23,5	69	47,3	134	95	200	150	266	203
7	4,2	37	24,2	70	48	136	97	202	152	268	204
7,5	4,5	38	25	72	49,4	138	98	204	153	270	206
8	4,8	39	25,8	74	50,2	140	100	206	155	272	208
8,5	5,1	40	26,5	76	52,2	142	102	208	156	274	209
9	5.4	41	27,2	78	53,6	144	103	210	158	276	211
9,5	5,7	42	28	80	55	146	105	212	160	278	212
10	6	43	28,8	82	56,4	148	106	214	161	280	214
11	6,7	44	29,5	84	57,8	150	108	216	163	282	216
12	7,3	45	30,2	86	59,2	152	110	218	164	284	217
13	7,9	46	31	88	60,6	154	111	220	166	286	219
14	8,5	47	31,8	90	62	156	113	222	168	288	220
15	9,2	48	32,5	92	63,4	158	114	224	169	290	222
16	9,8	49	33,2	94	64,8	160	116	226	171	292	224
17	10,5	50	34	96	66,2	162	117	228	172	294	225
18	11,2	51	34,7	98	67,6	164	119	230	174	296	227
										298	228
										300	230
В сетях 6—35 кВ											
1	0,6	34	23,6	84	62,5	250	194	580	465	910	749
2	1,2	35	24,4	86	64	260	204	590	474	920	758
3	1,8	36	25,2	88	65,5	270	212	600	483	930	767
4	2,5	37	26	90	67	280	220	610	492	940	776
5	3,1	38	26,8	92	68,5	290	228	620	500	950	785
6	3,7	39	27,6	94	70,0	300	235	630	508	960	794
7	4,3	40	28,4	96	71,5	310	243	640	517	970	803
8	5	41	29,2	98	73	320	251	650	525	980	812
9	5,6	42	30	100	74,5	330	259	660	534	990	821
10	6,3	43	30,8	105	78	340	267	670	543	1000	830
11	7	44	31,6	110	82	350	275	680	552	1020	847
12	7,7	45	32,4	115	86	360	283	690	561	1040	865
13	8,4	46	33,2	120	90	370	291	700	570	1060	882
14	9	47	34	125	94	380	299	710	578	1080	900
15	9,7	48	34,8	130	98	390	307	720	586	1100	918
16	10,4	49	35,6	135	102	400	315	730	594	1120	935

Продолжение табл. 42.7

P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP
17	11	50	36,5	140	106	410	323	740	602	1140	953
18	11,6	52	38	145	110	420	332	750	610	1160	970
19	12,3	54	39,5	150	115	430	340	760	618	1180	987
20	13	56	41	155	119	440	348	770	626	1200	1005
21	13,7	58	42,5	160	123	450	357	780	634	1220	1022
22	14,4	60	44	165	127	460	365	790	642	1240	1040
23	15,1	62	45,6	170	131	470	374	800	650	1260	1057
24	15,8	64	47,2	175	135	480	382	810	659	1280	1075
25	16,5	66	48,8	180	139	490	391	820	668	1300	1093
26	17,2	68	50,4	185	143	500	400	830	667	1320	1110
27	18	70	52	190	147	510	408	840	686	1340	1128
28	18,8	72	53,5	195	151	520	416	850	695	1360	1146
29	19,6	74	55	200	155	530	424	860	704	1380	1164
30	20,4	76	56,5	210	162	540	432	870	713	1400	1182
31	21,2	78	58,0	220	170	550	440	880	722	1420	1200
32	22	80	59,5	230	178	560	448	890	731	1440	1218
33	22,8	82	61	240	186	570	456	900	740	1460	1235
										1480	1252
										1500	1270

Примечание. P – меньшая слагаемая нагрузка; ΔP – добавка к большей слагаемой нагрузке.

Таблица 42.8. **Зависимость годового числа часов использования максимума от характера расчетной нагрузки**

Расчетная нагрузка, кВт	Число часов использования максимума $T_м$ при характере нагрузки		
	коммунально-бытовой	производственной	смешанной
До 10	900	1 100	1 300
10 – 20	1 200	1 500	1 700
20 – 50	1 600	2 000	2 200
50 – 100	2 000	2 500	2 800
100 – 250	2 350	2 700	3 200
Более 250	2 600	2 800	3 400

42.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК ЖИВОТНОВОДЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ

Нагрузки животноводческих комплексов могут быть получены из типовых проектов или по табл. 42.1. Если необходимых данных нет, приблизительно можно найти расчетную нагрузку на вводе в отдельное здание или сооружение комплекса одним из следующих способов:

Способ 1. Если известно для конкретного здания или сооружения силовое, нагревательное и осветительное электрооборудование и имеется технологический сменный или суточный график его работы, то строится график электрических нагрузок. Из этого графика находится получасовой максимум нагрузки. При составлении графика электрических нагрузок принимаются средние коэффициенты загрузки ($K_з$) электроприемников (табл. 42.9).

Способ 2. В исключительных случаях при отсутствии технологического графика работы оборудования расчетную нагрузку допускается определять по формуле

$$P_р = \sum_{1}^{n} \frac{P_у K_з}{\eta} + \sum_{1}^{m} \frac{P_{ук} t K_з}{0{,}5\eta}, \qquad (42.4)$$

где $P_у$ – установленная (паспортная) мощность каждого электроприемника, работающего во время ожидаемого максимума нагрузки более 0,5 ч; $K_з$ – средний коэффициент загрузки электроприемника (из табл. 42.9); η – коэффициент полезного действия электроприемника (КПД); $P_{ук}$ – установленная мощность каждого из m электроприемников, работающих во время максимальной нагрузки объекта менее 0,5 ч; t – длительность непрерывной работы каждого из m электроприемников $P_{ук}$ во время максимальной нагрузки.

Выявление электроприемников, создающих максимум электрических нагрузок, про-

Таблица 42.9. **Средние коэффициенты загрузки электроприемников**

Электроприемники	Коэффициент загрузки $K_з$
Кормоприготовительные машины:	
измельчение зерновых	0,8
измельчение сочных кормов и корнеплодов	0,6
измельчение грубых кормов	0,5
Транспортеры:	
скребковые	0,7
шнековые	0,4
Смесители кормов	0,6
Кормораздатчики	0,5
Доильные установки	0,8
Вентиляторы	0,6 – 0,8
Навозоуборочные транспортеры	0,5
Насосы, компрессоры	0,7
Нагревательные установки	1
Осветительные электроустановки	1

Таблица 42.10. **Граничные температуры наружного воздуха для животноводческих зданий**

Тип здания	Группа животных	Граничная температура, °С
Свинарники-маточники	Свиноматки поросные и с подсосными поросятами, поросята-отъемыши и ремонтный молодняк	5
	Свиноматки холостые	0
Свинарники-откормочники	Поросята до 100 кг	–4
Коровники беспривязного содержания	Коровы на глубокой подстилке	–15
	Молодняк	–10
Коровники привязного и боксового содержания	Коровы дойные	–5
	Телята до 100 кг	0
	Телята 100 – 200 кг	–2

изводится на основании анализа технологического процесса.

42.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРОТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В табл. 42.2 приведены удельные нагрузки ($P_р$) отопления и вентиляции животноводческих ферм и помещений и электрообогрева парников и теплиц при расчетной минимальной температуре наружного воздуха $t_{нар} = -25°С$ (центральный район европейской части СССР). Для другой расчетной температуры ($t_н$) электротепловая нагрузка (P_t) может быть получена из выражения:

$$P_t = P_р \frac{t_н - t'_н}{t_{нар} - t_н}, \qquad (42.5)$$

где $t'_н$ – граничная температура наружного воздуха, определяющая начало и конец отопительного периода, приведенная в табл. 42.10.

РАЗДЕЛ СОРОК ТРЕТИЙ

ОСОБЕННОСТИ СХЕМ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ РАЙОНОВ

43.1. ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ РАЙОНОВ

Основные потребители электроэнергии в сельскохозяйственных районах и их некоторые показатели приведены в табл. 43.1, 43.2 и 42.1.

Таблица 43.1. **Группы потребителей электроэнергии сельских районов для расчета сетей 10—110 кВ**

Группа потребителей	Потребители
Производственная нагрузка колхозов и совхозов	Фермы крупного рогатого скота, свиноводческие, птицеводческие, кролиководческие фермы, овцефермы; хоздворы (кузница, мастерская, гараж, стройцех и пр.); холодильники, мельницы, овощехранилища, тракторные бригады; насосные станции водоснабжения; маслобойни, крупорушки; котельные, комбикормовые цехи и т. п.
Коммунально-бытовая нагрузка колхозов и совхозов	Жилые дома, школы, ясли-сады, административные здания, клубы, столовые, магазины, прачечные, бани, гостиницы и т. п. в сельских населенных пунктах
Коммунально-бытовая нагрузка поселков городского типа (ПГТ) и городов районного подчинения	То же в ПГТ и городах районного подчинения
Коммунально-бытовая нагрузка с использованием электроэнергии для приготовления и подогрева воды на хозяйственные нужды	Жилые дома со стационарными электроплитами, столовые, школы, детские сады и ясли с электроплитами
Смешанная нагрузка колхозов и совхозов	Производственные и коммунально-бытовые потребители. Если один из видов потребителей составляет менее 30 % установленной мощности, то нагрузка определяется преобладающим видом потребителей
Летне-осенняя сезонная производственная нагрузка колхозов и совхозов	Зернотока, пункты приготовления травяной муки, хмелесушилки, пункты первичной переработки льна и т. д.
Животноводческие комплексы и фермы по производству молока	Комплексы и фермы по производству молока
Животноводческие комплексы по производству свинины и птицефабрики	Комплексы по производству свинины и птицефабрики
Животноводческие комплексы по производству говядины и выращиванию нетелей	Комплексы по производству говядины и выращиванию нетелей
Электроотопление животноводческих помещений	Нагрузки электроотопления животноводческих помещений
Парники и пленочные теплицы на электрообогреве	Парники и весенние пленочные теплицы на электрообогреве
Тепличные комбинаты с обогревом от котельных	Зимние теплицы с обогревом от котельных
Мелкомассивное орошение	Насосные станции орошения колхозов и совхозов
Односменные потребители промышленных предприятий	Сельхозтехника, межколхозстрой, мельничные комбинаты, комбикормовые заводы, хлебозаводы, молокозаводы, мясокомбинаты, ремзаводы, леспромхозы, кирпичные заводы, пивзаводы, швейные фабрики, кондитерские фабрики, райпромкомбинаты и т. п.
Двухсменные потребители промпредприятий	То же, но с двухсменным режимом работы
Трехсменные потребители промпредприятий	То же, но с трехсменным режимом работы
Односменные сезонные предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции	Хлебоприемные пункты, хлопкоприемные пункты, льнозаводы, винзаводы, консервные заводы (овощные, фруктовые), сахарные заводы и т. п.

Продолжение табл. 43.1

Группа потребителей	Потребители
Двухсменные сезонные предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции	То же, но с двухсменным режимом работы
Трехсменные сезонные предприятия по переработке сельхозпродукции	То же, но с трехсменным режимом работы
Конденсаторные установки	Нерегулируемые конденсаторные установки
То же	Регулируемые (две ступени)
То же	Регулируемые (три ступени)

Таблица 43.2. **Группы потребителей для определения электрических нагрузок отдельных предприятий в сельской местности**

Потребители	Основной вид продукции	Единица измерения	Потребление электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч	Коэффициент мощности в максимум нагрузки		Количество смен	Годовое число часов использования максимума нагрузки
				дневной	вечерний		
Хлебоприемные предприятия	Зерно	т	2,5–3,5	0,7	0,9	1	1500
				0,7	0,75	2–3	3000
Комбинаты хлебобулочных изделий	Хлеб	т	20–40	0,75	0,9	1	1500
				0,75	0,8	3	3000
	Мука, крупа	т	25–35	0,75	0,8	3	3000
	Макаронные изделия	т	80	0,75	0,8	3	3000
Мясокомбинаты	Мясо	т	60–75	0,75	0,9	1	1800
Винзаводы	Вино	тыс. дал	170	0,7	0,9	1	1000
				0,75	0,8	2	1500
Сахарные заводы	Сахар	т	30–50	0,7	0,75	3	3000
Спиртозаводы	Спирт	дал	0,5–1,8	0,7	0,9	1	1800
				0,75	0,8	2	2500
Предприятия по ремонту сельхозтехники	Ремонт тракторов	тыс. руб.	450	0,7	0,95	1	1600
				0,7	0,8	2	2300
Заводы железобетонных изделий	Железобетонные изделия	$м^3$	20–40	0,7	0,9	1	1500
				0,7	0,75	2	2000
Льно-, пенькозаводы	Волокно	т	650	0,7	0,9	1	1800
Кирпичные заводы	Кирпич	тыс. шт.	50–80	0,7	0,75	2–3	2500
Карьеры	Камень	$м^3$	3–5	0,75	0,9	1	1300
Леспромхозы	Лес	$м^3$	15–20	0,7	0,95	1	1500
	Пиломатериалы	$м^3$	10	0,7	0,75	2	3000
Заводы древесностружечных плит	Плиты	$м^3$	150	0,7	0,75	2	3000
Заводы древесноволокнистых плит	Плиты	тыс. $м^2$	2,5	0,7	0,75	2	3000
Мебельные фабрики	Мебель	тыс. руб.	350	0,65	0,7	2	4000
Асфальто-бетонные заводы	Бетон	$м^3$	5–10	0,7	0,9	1	1300
Торфопредприятия	Торф	т	15–20	0,75	0,8	3	3000

Продолжение табл. 43.2

Потребители	Основной вид продукции	Единица измерения	Потребление электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч	Коэффициент мощности в максимум нагрузки		Количество смен	Годовое число часов использования максимума нагрузки
				дневной	вечерний		
Хлопкоприемные пункты	Хлопок	т	50	0,7	0,75	3	3000
Крахмальные заводы	Крахмал	т	225	0,7	0,75	1–2	2000
Мясокомбинаты	Колбаса			0,75	0,8	2–3	2500
	Консервы	тыс. условных банок	50	0,65	0,7	2–3	2500
Молочные заводы	Молоко	т	25	0,75	0,8	1–2	2500
	Сыр	т	165	0,75	0,85	1	2000
	Сухое молоко	т	300	0,75	0,8	2	2500
	Масло	т	100–120	0,75	0,8	1–3	1800–2500
Кондитерские фабрики	Кондитерские изделия	т	40	0,65	0,7	3	3000
Масложиркомбинаты	Масло растительное	т	135–300	0,75	0,8	1–2	2000–2500
Пивзаводы	Солод	т	45	0,75	0,8	2	2500
	Пиво	тыс. дал	950	0,75	0,8	2	2500
Консервные заводы	Консервы овощные	тыс. условных банок	50	0,7	0,75	2	2500
Заводы безалкогольных напитков	Газированная вода, квас	тыс. дал	180	0,75	0,8	2	2500

43.2. ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СХЕМ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ РАЙОНОВ

Приемникам электроэнергии в сельскохозяйственных районах присущи свои особенности:

разнообразие технологических процессов и режимов работы (полеводство и животноводство, орошение и теплицы, кирпичные заводы и карьеры и т. п.);

работа многих из потребителей характеризуется короткими циклами с большими промежутками при общем незначительном числе часов использования в течение суток (электродойка, кормоприготовление и т. д.);

сезонность в работе (очистка зерна, оросительные системы, парники и теплицы и т. д.);

существенное колебание нагрузок в течение как суток, так и года и отсюда трудность в обеспечении допустимых пределов отклонения напряжения у потребителей;

при коротких замыканиях в сельских сетях аварийные токи иногда мало отличаются от рабочих токов основных участков и это осложняет обеспечение селективности в работе защиты от коротких замыканий;

большая разветвленность сетей и передача по ним на значительные расстояния малых электрических мощностей;

особые условия и характер производства предъявляют специфические требования к совокупности машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования вместе с сооружениями и зданиями, в которых они установлены;

постоянное развитие потребителей сельскохозяйственных районов, ввод производственных объектов и сооружений, возникновение хозяйственных центров, появление новых видов использования электроэнергии,

расширение механизации и автоматизации производственных процессов;

повышенные требования отдельных категорий приемников к надежности и качеству отпускаемой электроэнергии при их малом удельном весе в общей потребляемой энергии.

При проектировании схем питания необходимо это учитывать.

43.3. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ РАЙОНОВ

Выбор схемы электроснабжения потребителей сельскохозяйственных районов производят в зависимости от требования надежности питания, обеспечения допустимого отклонения напряжения у приемников электроэнергии, наличия источников питания и перспективы развития электрических сетей.

В соответствии с ПУЭ потребители сельскохозяйственных районов по обеспечению надежности питания разделяются на три категории. Надежность может быть обеспечена применением резервных электростанций, необходимым количеством генераторов, трансформаторов, секций шин, питающих линий и средств автоматики.

Выбор схем электроснабжения начинается с определения электрических нагрузок отдельных узлов потребления электроэнергии. Затем решается вопрос об уровне напряжения, о числе и мощности трансформаторов в узлах нагрузки и о числе и пропускной способности линий, связывающих трансформаторные подстанции с источниками питания.

Для новых крупных групп приемников электроэнергии выбор схемы электроснабжения производится путем технико-экономического сравнения вариантов питания потребителей от действующих центров питания (ЦП) – подстанций 35/10, 110/10 и 110/35/10 кВ по сетям 10 кВ с учетом их развития с вариантами строительства дополнительных (разукрупняющих) подстанций 35/10 или 110/10 кВ. При росте нагрузок существующих потребителей вопрос развития систем электроснабжения должен решаться аналогичным путем.

Необходимость обеспечения электроснабжения новых потребителей, расширения зоны централизованного электроснабжения и освоения новых сельскохозяйственных районов требует дальнейшего развития электрических сетей в сельских районах. В схемах перспективного развития сетей должны комплексно решаться вопросы электроснабжения существующих и новых потребителей отдельно по схемам развития электрических сетей 35–110 кВ в сельской местности и по схемам развития распределительных электрических сетей 10 кВ. Схемы развития сетей 35–110 кВ в сельской местности должны увязываться со схемами развития электрических сетей энергосистем напряжением 110 кВ и выше.

Основанием для постановки вопроса о сооружении новых линий и подстанций, расширении и реконструкции существующих должно быть определение перспективных нагрузок и необходимость обеспечения современного требования уровня надежности, повышения экономичности работы оборудования и экономной передачи электроэнергии.

Если существующие сети 35 кВ не могут обеспечить передачу перспективных электрических нагрузок, то следует рассмотреть варианты увеличения пропускной способности этих сетей за счет строительства дополнительных участков, перевода существующих сетей 35 кВ на напряжение 110 кВ, строительства дополнительных опорных подстанций 110/35/10 кВ.

Повышение пропускной способности действующих сетей 110 кВ рекомендуется решать аналогичным путем. Все это должно увязываться с техническими возможностями расширения и реконструкции существующих подстанций, наличием свободных ячеек выключателей, мест для прокладки линий и новых сооружений.

При решении вопроса о схемах развития распределительных сетей 10 кВ, их конфигурации, размещении новых ЦП, проходных ТП 10/0,38 кВ секционирующих и распределительных пунктов следует исходить из перспективы развития населенных пунктов, районных планировок, складывающихся нагрузок, состояния уровня напряжения и отклонения напряжения у потребителя, технических данных установленного в сетях электрооборудования и аппаратуры, требований, накладываемых селективностью и чувствительностью защит, необходимостью осуществления комплексной автоматизации и телесигнализации сетей.

Следует рассматривать повышение пропускной способности сетей 10 кВ за счет перевода существующих сетей на напряжение 20 кВ. Выбор схемы сетей 10 кВ необходимо увязывать с выполненными и выполняемыми схемами сетей 20–35–110 кВ, с исходными опорными пунктами для питания сетей 10 кВ.

При проектировании сетей 10–110 кВ расчетные нагрузки рекомендуется определять по данным существующей нагрузки трансформаторов подстанций и нагрузок вновь вводимых потребителей.

При составлении проектов или при разработке схем развития электрических сетей сельскохозяйственных районов 6–20 кВ расчетные нагрузки определяют по коэффициентам роста, исходя из существующих нагрузок трансформаторных подстанций 6–20/0,4 кВ, а также нагрузок вновь вводимых потребителей, требующих установки ТП.

Расчетную нагрузку существующих подстанций 10/0,4 кВ на расчетный год находят по формуле

$$P_{\text{р}} = P_{\text{м}} k_{\text{н}}, \qquad (43.1)$$

где $P_{\text{м}}$ – существующая нагрузка на ТП в исходном году, кВт; $k_{\text{н}}$ – коэффициент роста нагрузок, принимаемый в зависимости от вида потребителей по табл. 43.3.

Существующие нагрузки ТП определяются по данным замеров максимальной мощности или по годовому потреблению электроэнергии.

По ТП, питающим построенные животноводческие комплексы, потребители неперспективных населенных пунктов и другие потребители, развитие которых не намечается, коэффициент роста нагрузки надо принимать равным 1.

При составлении проектов и разработке схем развития сетей 35–110 кВ расчетные нагрузки определяют по результатам расчетов нагрузок сетей 10 кВ или исходя из существующих нагрузок трансформаторных подстанций 110–35/10 кВ и коэффициентов их роста с учетом новых крупных потребителей.

Коэффициент роста нагрузок на расчетный год для существующих подстанций 110–35/10 кВ определяют по формуле

$$k_{\text{н}} = \frac{k_{\text{т}}(A_{\text{сх},t} - A_{\text{кр},t})}{A_{t0}}, \qquad (43.2)$$

где $A_{\text{сх},t}$ – потребление электроэнергии сельским хозяйством области (края, республики) в t году, млн. кВт·ч; $A_{\text{кр},t}$ – потребление электроэнергии в t году крупными сельскохозяйственными потребителями, вводимыми в период от исходного t_0 до t года, млн. кВт·ч; A_{t0} – потребление электроэнергии сельским хозяйством области в исходном t_0 году (отчетные данные), млн. кВт·ч; $k_{\text{т}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение числа часов использования максимума подстанции 35/10 кВ в перспективе; принимается 0,97 – на перспективу 5 лет; 0,95 – 10 лет и 0,98 – 15 лет.

Таблица 43.3. **Коэффициент роста нагрузок для существующих ТП в зависимости от вида потребителей**

Вид потребителей	Расчетный год			
	5	7	10*	12*
Коммунально-бытовые	1,2	1,3	1,8	2
Производственные	1,3	1,4	2,1	2,4
Смешанные и прочие	1,3	1,4	2	2,2

* Коэффициенты роста нагрузок на 10-й и 12-й год учитывают нагрузки всех потребителей, включая новые.

Если в области имеются неразвивающиеся потребители, то

$$k_{\text{н}} = k_{\text{т}} \frac{A_{\text{сх},t} - A_{\text{кр},t} - A_{\text{нер}}}{A_{t0} - A_{\text{нер}}}, \qquad (43.3)$$

где $A_{\text{нер}}$ – годовое потребление электроэнергии существующими потребителями, рост которых на перспективу не намечается (крупные, полностью введенные в строй комплексы, оросительные системы, тепличные комбинаты и т. п., питающиеся от отдельных подстанций 35/10 кВ), млн. кВт·ч.

Нашли применение радиальные, кольцевые, магистральные и петлевые схемы электрических сетей.

Кольцевая сеть должна опираться на две смежные опорные подстанции энергосистемы (для сетей 35–110 кВ) или два ЦП (для сетей 10 кВ).

Магистральные линии 10 кВ должны иметь двухстороннее питание от разных центров питания или от ЦП с двухсторонним питанием по ВЛ 35–110 кВ.

Петлевые схемы рекомендуются преимущественно для сетей 10 кВ, питающих потребителей первой категории.

43.4. ТИПОВЫЕ ПРОЕКТЫ

Перечень действующих типовых проектов института «Сельэнергопроект» по состоянию на 1 января 1983 г. приведен в табл. 43.4.

Таблица 43.4. **Перечень действующих типовых проектов и проектов повторного применения института «Сельэнергопроект»**

№ п/п.	Проект	Номер типового проекта
	Раздел I. Трансформаторные подстанции	
1	Однофазные трансформаторные подстанции напряжением 10/0,23 кВ мощностью до 10 кВ·А	—
2	Установка комплектных трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ мощностью до 160 кВ·А	407-3-272
3	Установка комплектных трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ мощностью 250 кВ·А	407-3-273
4	Установка комплектных трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ тупикового типа мощностью 400 и 630 кВ·А (типов КТПТ-В-630-1 и КТПТ-К-630-1)	407-3-327
5	Установка комплектных трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ проходного типа мощностью 630 кВ·А (типов КТПП-В-630-2 и КТПП-К-630-2)	407-3-328
6	Установка комплектных трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ проходного типа мощностью до 2×630 кВ·А (типов КТПП-В-2×630-4 и КТПП-К-2×630-4)	407-3-329
7	Установка комплектных трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ (типов КТПП-В-250/10 – КТПП-В-630/10)	407-3-248
8	*Трансформаторные подстанции закрытого типа напряжением 20/0,4 кВ с двумя трансформаторами мощностью до 400 кВ·А с воздушными вводами*	*407-3-267*
9	*Трансформаторные подстанции закрытого типа напряжением 20/0,4 кВ с двумя трансформаторами мощностью до 400 кВ·А с кабельными вводами*	*407-3-284*
10	Трансформаторные подстанции закрытого типа 10/0,4 кВ с одним и двумя трансформаторами мощностью до 630 кВ·А с применением конструкций номенклатуры для сельскохозяйственных районов с кабельными выводами *	Экспериментальный проект
11	Мачтовые трансформаторные подстанции напряжением 20/0,4 кВ мощностью до 160 кВ·А на деревянных опорах	407-3-281
12	Понижающие трансформаторные подстанции 35/0,4 кВ на железобетонных конструкциях с трансформатором мощностью до 100 кВ·А для электрификации сельского хозяйства	407-3-313
13	Понижающие трансформаторные подстанции напряжением 35/10 кВ с трансформаторами мощностью до 6300 кВ·А на унифицированных конструкциях для электрификации сельского хозяйства (типовые схемы первичных и вторичных соединений, компоновки, узлы и детали)	407-03-326
14	ЗРУ 6–10 кВ трансформаторных подстанций 110–35/6–10 кВ	407-3-213
15	Пункты секционирования и АВР в сетях сельскохозяйственных районов 10 кВ типов КРН-10-VII-VI и КРН-10-VIII-VI	407-3-325
16	Применение аппаратуры телесигнализации на подстанциях в электрических сетях напряжением 110 и 35 кВ	407-3-246
17	Маслоуловители вместимостью 4,2 и 6,1 м^3 для трансформаторных подстанций **	Проект для повторного применения
18	Схемы обработки и присоединения ВЛ 6–110 кВ для высокочастотных каналов связи	407-0-156
	Раздел II. Опоры и приставки, разъединительные и распределительные пункты воздушных линий электропередачи	
19	Опоры ВЛ 0,4 кВ на базе железобетонных вибрированных стоек	3.407-122
20	Одноцепные железобетонные опоры воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ	Проект для повторного применения (арх. № 012310)**

Продолжение табл. 43.4

№ п/п.	Проект	Номер типового проекта
21	Железобетонные опоры ВЛ 0,38 кВ для уличного освещения сельских населенных пунктов	3.407-128
22	Опоры воздушных линий электропередачи напряжением 6—10, 20 кВ из предварительно напряженных железобетонных вибрированных стоек	3.407-101
23	Угловая инженерная опора УА10-2БМ на угол поворота ВЛ 10 кВ до 90°	Проект для повторного применения (арх. №010343, дополнение к 3.407-101)**
24	Опоры ВЛ 6—10 кВ на базе железобетонных стоек длиной 10,5 м	То же (арх. №09455)**
25	Железобетонные опоры ВЛ 6—10 кВ с креплением проводов на крюках-кронштейнах с изменяемым расположением проводов	» » (арх. №09232, корректировка 1979 г.)**
26	Железобетонные опоры для совместной подвески проводов ВЛ 0,4 и 10 кВ	3.407-121
27	Унифицированные железобетонные опоры для переходов одноцепных ВЛ 6—10, 20 кВ через инженерные сооружения	3.407-130
28	Переходные опоры ВЛ 6—10 кВ на железобетонных стойках СНВ-2,7-11 и СНВ-3,2-11	Проект для повторного применения (арх. №05214)**
29	Специальные опоры ВЛ 35 кВ из унифицированных элементов	То же (арх. №10455)**
30	Железобетонные опоры с подвесными изоляторами для ВЛ 35 кВ с проводами малых сечений	» » (арх. № 04565 п)**
31	Деревянные опоры ВЛ 0,38 кВ для уличного освещения сельских населенных пунктов	3.407-125
32	Унифицированные деревянные опоры ВЛ 0,4—20 кВ	3.407-85
33	Промежуточная деревянная опора с железобетонной приставкой для ВЛ 0,38 кВ типа ПН-5ДБ	Проект для повторного применения (арх. №013678)**
34	Двухцепные деревянные опоры ВЛ 6—10 кВ	То же (арх. №13888)**
35	Деревянные промежуточные опоры воздушных линий электропередачи 6—10 кВ с применением цельных стоек длиной 13 м	» » (арх. №06187)**
36	Унифицированные деревянные опоры воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 и 6—10 кВ для особых районов по гололеду с повышенными скоростями ветра	3.407-118, вып. I, II
37	Унифицированные деревянные опоры воздушных линий электропередачи для совместной подвески проводов напряжением 0,4 и 6—10 кВ	3.407-92
38	Деревянные опоры воздушных линий электропередачи напряжением 1,6—10 кВ для районов вечной мерзлоты	3.407-80М
39	Деревянные опоры ВЛ 6—10 кВ для переходов через инженерные сооружения в районах вечной мерзлоты	3.407-88М
40	Деревянные опоры воздушных линий электропередачи 6—10 кВ для горных условий	3.407-66/71
41	Металлические опоры воздушных линий электропередачи напряжением 6—10 и 35 кВ с малыми сечениями проводов для переходов через инженерные сооружения	3.407.2-132

Продолжение табл. 43.4

№ п/п.	Проект	Номер типового проекта
42	Закрепления в грунтах железобетонных опор и деревянных опор на железобетонных приставках для ВЛ 0,4—20 кВ	4.407-253
43	Закрепление деревянных опор воздушных линий электропередачи 6—10, 20 и 35 кВ на болотах и в слабых грунтах	4.407-59/71
44	Унифицированные конструкции закреплений оттяжек опор ВЛ 35 кВ в грунтах с помощью цилиндрических анкеров, устанавливаемых в сверленые котлованы	Проект для повторного применения (арх. № 08730)**
45	Железобетонные приставки для воздушных линий электропередачи напряжением до 35 кВ и линий связи	3.407-57/72
46	Заземляющие устройства опор ВЛ 0,4, 6—10, 20 и 35 кВ	3.407-83
47	Вводы линии электропередачи до 1 кВ в здания	3.407-82
48	Разъединительные пункты для воздушных линий 10 кВ на деревянных опорах с железобетонными или деревянными приставками	407-4-7/70
49	Распределительные пункты воздушных линий 20 кВ на деревянных опорах	407-3-280
50	Унифицированный распределительный пункт для сетей 20 кВ на четыре направления с одним масляным выключателем на железобетонных опорах	407-3-76
51	Разъединительные пункты для воздушных линий 10 кВ на железобетонных опорах	407-4-44
52	Разъединительные пункты для воздушных линий 35 кВ на железобетонных опорах	407-4-45
	Раздел III. Внутренние электропроводки в помещениях сельскохозяйственного назначения	
53	Детали и узлы внутренних силовых и осветительных электропроводок в сельскохозяйственных производственных помещениях	4.407-36/70
	Раздел IV. Дизельные электростанции	
54	Резервные автоматизированные дизельные электростанции мощностью 24—144 кВт с одним и двумя агрегатами ДГА-3-24М, ДГА-3-48М, ДГА-3-72М	407-1-73
55	Резервная дизельная автоматизированная электростанция мощностью 500 кВт для сейсмических районов и низких температур	407-1-85СМ
56	Тепляки для длительного хранения передвижных дизельных электростанций	407-0-16
57	Склады эксплуатационного запаса топлива вместимостью до 2000 м^3 и масла до 100 м^3 для дизельных и газотурбинных электростанций	407-1-117
	Раздел V. Гидротехнические сооружения	
58	Бетонные и железобетонные плотины с напором 3—6 м для промышленных водозаборов	407-2-1
59	Плоские и сегментные затворы для плотин промышленных водозаборов	407-2-2

* Проекты распространяет ЦНИИЭП-сельстрой, г Апрелевка, Московской области, ул. Апрелевская, 65

** Проекты распространяет институт «Сельэнергопроект», остальные проекты — Свердловский филиал ЦИТП.

РАЗДЕЛ СОРОК ЧЕТВЕРТЫЙ

НАДЕЖНОСТЬ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ РАЙОНОВ

44.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В соответствии с ГОСТ 19348—82 показателями безотказной работы считают установленную безотказную наработку, вероятность безотказной работы, среднюю наработку на отказ.

Значения вероятности безотказной работы должны выбираться из ряда: 0,99; 0,97; 0,95; 0,92; 0,91; 0,90; 0,89; 0,88; 0,87; 0,86; 0,85; 0,82; 0,80.

Значения средней наработки на отказ или время, на которое задается вероятность безотказной работы, должны выбираться из ряда: 1000, 2000, 4000, 6000, 8000, 10000, 16000, 25000, 40000.

Показателями ремонтопригодности служат среднее время восстановления, значения которого должны выбираться из ряда: 1, 5, 10, 20, 40, 60, 90 мин; 2, 4, 8, 12, 24, 48 ч, а также суммарная трудоемкость технического обслуживания и ремонта.

Помещения сельскохозяйственных районов по своему характеру и условиям окружающей среды в соответствии с ПУЭ отнесены к следующим категориям (табл. 44.1.).

В отношении возможности поражения людей электрическим током помещения подразделяют так.

1. Помещения с повышенной опасностью, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих повышенную опасность:

а) сырости (относительная влажность превышает 75%) или проводящей пыли;

б) токопроводящих полов (металлических, земляных, железобетонных, кирпичных и т. д.);

в) высокой температуры (длительно превышает 30 °С);

г) возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям здания, технологическим аппаратам, механизмам и т. д., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования — с другой.

2. Особо опасные помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность:

а) особой сырости (относительная влажность близка к 100%: потолок, стены, пол и предметы, находящиеся в помещении, покрыты влагой);

б) химически активной среды, где по условиям производства постоянно или длительно содержатся пары или образуются отложения, действующие разрушающе на изоляцию и токоведущие части электрооборудования;

в) одновременно двух или более условий повышенной опасности (п. 1).

3. Помещения без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную и особую опасность (пп. 1 и 2).

44.2. ТРЕБОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» и «Нормами технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения» потребители электрической энергии разделяются на три категории, приведенные в табл. 44.2.

Рекомендуется приближать источники питания к центрам электрических нагрузок.

Для потребителей I категории и части потребителей II категории необходимо предусматривать резервирование электроснабжения.

Внешнее электроснабжение крупных ферм и комплексов (потребители I категории) должно получать питание от двух независимых источников питания.

При небольшой мощности потребителей I категории резервирование может быть осуществлено от дизельных электростанций, аккумуляторных батарей, перемычек пункта с автоматическим включением резерва (АВР). При отсутствии АВР питание должно быть обеспечено не позднее чем через 30 мин после отключения основного источника электроснабжения.

Для потребителей II категории, включая плановые отключения, длительность перерывов электроснабжения не должна превышать 3,5 ч. В течение суток допускаются повторные плановые отключения через 2 ч.

Таблица 44.1. **Категории помещений сельскохозяйственных районов по характеру и условиям окружающей среды**

Категория помещений по условиям окружающей среды	Примерный перечень помещений
Сухие (относительная влажность не превышает 60 %)	Конторы, красные уголки, клубы, помещения для обслуживающего персонала ферм, жилые комнаты, общежития, инкубатории, отапливаемые склады, подсобные помещения в ремонтно-механических мастерских и т. п.
Пыльные (по технологическим условиям производства выделяется пыль в таком количестве, что она может оседать на проводах, проникать внутрь машин, аппаратов и т. п.)	Помещения для дробления сухих концентрированных кормов, комбикормовые заводы, склады цемента и других сыпучих негорючих материалов
Влажные (пары и конденсирующаяся влага выделяется лишь временно и в небольших количествах, относительная влажность более 60, но не превышает 75 %)	Залы столовых, лестничные клетки (сени) и кухни жилых помещений, неотапливаемые склады и т. п.
Сырые (относительная влажность длительно превышает 75 %)	а) Овощехранилища, доильные залы, молочные, кухни общественных столовых, уборные и т. п. б) При наличии установок микроклимата: коровники, свинарники, телятники, птичники, конюшни и другие животноводческие помещения
Особо сырые (относительная влажность воздуха близка к 100 %: потолок, стены, пол и предметы, находящиеся в помещении, покрыты влагой)	Моечные и мастерские, кормоцехи для приготовления влажных кормов, теплицы, парники и тому подобные помещения, а также наружные установки под навесом, в сараях и подсобных неотапливаемых помещениях с температурой, влажностью и составом воздуха, практически не отличающимися от наружного
Особо сырые с химически активной средой (при относительной влажности воздуха близкой к 100 %, постоянно или длительно в помещении содержатся пары аммиака, сероводорода или других газов невзрывоопасной концентрации или же образуются отложения, действующие разъедающе на изоляцию и токоведущие части электрооборудования)	а) Коровники, свинарники, телятники, птичники, конюшни и другие животноводческие помещения при отсутствии в них установок по созданию микроклимата б) Склады минеральных удобрений
Пожароопасные:	
класса П-I	Склады минеральных масел, установки по регенерации минеральных масел с температурой вспышки паров выше 45 ° С
класса П-II	Деревообделочные цехи, малозапыленные помещения мельниц и элеваторов, зернохранилища
класса П-IIа	Складские помещения для хранения горючих материалов, коровники, свинарники, телятники и другие животноводческие помещения при хранении на чердаках сена и соломы
Взрывоопасные (помещения класса В-Iа, наружные взрывоопасные установки В-Iг)	Аккумуляторные, нефтебазы, хранилища нефтепродуктов и т. д.

Таблица 44.2. **Категория надежности потребителей электроэнергии сельскохозяйственных районов**

Наименование	Категория надежности электроснабжения
Крупные животноводческие фермы и комплексы, производящие продукцию на промышленной основе	
Фермы и комплексы крупного рогатого скота	
Фермы и комплексы по производству молока на 800 коров и более	I
В том числе:	
приемники электроэнергии системы доения, охлаждения, сбора, первичной обработки молока, микроклимата, дежурного освещения	I
приемники электроэнергии системы обогрева животных, раздачи кормов, водоснабжения, уборки навоза	II
остальные приемники электроэнергии	III
Фермы и комплексы по выращиванию и откорму молодняка КРС 10 тыс. голов в год и более	I
В том числе:	
приемники электроэнергии линий подготовки и раздачи, кормов для телят до 4-месячного возраста на выращивании, установки микроклимата, помещения для телят на выращивание, дежурного освещения	I
приемники электроэнергии линий подготовки и раздачи кормов и установок микроклимата для молодняка КРС на откорме, установок навозоудаления, установок приготовления и раздачи кормов на открытых площадках	II
остальные приемники электроэнергии	III
Открытые площадки по откорму КРС на 20 тыс. ското-мест и более	I
Фермы и комплексы по откорму коров мясных пород (с законченным оборотом стада) на 600 голов и более	I
Свиноводческие комплексы	
Фермы и комплексы по выращиванию и откорму свиней на 12 тыс. голов в год и более	I

Продолжение табл. 44.2

Наименование	Категория надежности электроснабжения
В том числе:	
приемники электроэнергии линий подготовки и раздачи для подсосных поросят, установок микроклимата, дежурного освещения	I
приемники электроэнергии линий подготовки и раздачи кормов для взрослых свиней, установок навозоудаления	II
Остальные приемники электроэнергии	III
Птицеводческие комплексы	
Птицефабрики яичного направления с количеством кур-несушек 100 тыс. голов и более	I
Птицефабрики для уток, гусей, индюшат на 10 тыс. голов и более	I
Племенные птицеводческие хозяйства по выведению пород кур с количеством 25 тыс. голов и более	I
Хозяйства по выращиванию ремонтного молодняка кур с количеством 25 тыс. голов и более	I
То же гусей, уток, индюшат с количеством 10 тыс. голов и более	I
Птицефабрики мясного направления с количеством 1 млн. цыплят и более	I
В том числе:	
приемники электроэнергии установок кормоприготовления, приема и раздачи кормов, поения птицы, местного обогрева молодняка 1-го возраста, сбора, приема и обработки яиц, инкубации яиц, системы вентиляции микроклимата и технологического освещения	I
приемники электроэнергии установок уборки помета, убоя и переработки птицы	II
остальные приемники электроэнергии	III
Птичники для содержания любого вида птицы от 1 дня и более	I
То же от 30 дней и более	II
Инкубатории	II
Птицебойни	II

Продолжение табл. 44.2

Наименование	Категория надежности электроснабжения
Основные и подсобные здания в составе существующих и реконструируемых животноводческих и птицеводческих ферм	
Фермы по производству молока	
Коровники с электромеханизированным доением, кормлением и навозоудалением	II
Коровники без механизации технологических процессов	III
Электромеханизированные доильные отделения и помещения по первичной обработке молока, молочные молокоперерабатывающие цехи с холодильными установками	II
Телятники с механизацией производственных процессов	II
То же без механизации	III
Фермы по выращиванию и откорму КРС	
Коровник для отела и выращивания телят	II
Здание для ремонтного и откормочного молодняка с механизацией производственных процессов	II
Здание для ремонтного и откормочного молодняка без механизации производственных процессов	III
Здание по откорму коров мясных пород с механизацией производственных процессов	II
То же без механизации производственных процессов	III
Свиноводческие и племенные фермы	
Свинарник-маточник для проведения опоросов с электрообогревом	I
Свинарник-хрячник	III
Свинарник для отъемышей (с электрическим обогревом)	I
Свинарник для холостых и супоросных маток и для ремонтного молодняка	II
Свинарник-откормочник	II
Помещение для кормления свиней	II
Помещения и линии подготовки и раздачи кормов	II

Продолжение табл. 44.2

Наименование	Категория надежности электроснабжения
Птицеводческие фермы	
Птичники по аналогии с птицеводческими комплексами	
Овцеводческие фермы	III
Коневодческие фермы и постройки для лощадей	III
Звероводческие и кролиководческие фермы	III
Подсобные здания и сооружения	
В том числе:	
кормоцехи, кормоприготовительные	II
сенажные башни	III
корнеплодохранилище в составе кормоцехов	III
бардохранилище, бардонапорные башни	III
навесы для хранения грубых кормов	III
яйцесклады, склады подстилки, склады тары	III
служебно-бытовые и конторские здания (бригадные дома, административные здания и т. п.)	III
здания санитарно-ветеринарного назначения (ветсанпропускники, ветпункты и т. п.)	III
Навозосборники и навозохранилища	III
Наружное освещение ферм и комплексов	III
Предприятия по послеуборочной обработке и хранению зерновых культур, производству комбикормов и приготовлению травяной муки	
Зерноочистительно-сушильные пункты, цехи	III
Пункты по обработке семян травы	III
Механизированные зерно- и семянохранилища	III
Комбикормовые цехи	III
Склады рассыпных и гранулированных кормов	III
Цех по приготовлению трявяной муки	III
Здания и сооружения для хранения сельскохозяйственного производства, склады	
Механизированные корнеплодохранилища, лукохранилища, хра-	III

Продолжение табл. 44.2

Наименование	Категория надежности электроснабжения
нилища семенного и продовольственного картофеля, овощехранилища	
Фруктохранилища	III
Склады концентрированных кормов	III
Предприятия по товарной обработке и переработке плодов и овощей в колхозах и совхозах	
Консервные заводы, цехи, соковые заводы, цехи, квасильно-засолочные цехи	III
Растениеводство	
Парники с электрическим обогревом	II
Теплицы с электрическим обогревом	II
Предприятия по ремонту, техническому обслуживанию и хранению сельхозтехники	
Центральные ремонтные мастерские, металло- и деревообрабатывающие цехи	III
Металлообрабатывающие цехи с термическим отделением	II
Автомобильные и тракторные парки	II
Гараж вместимостью более: 800 легковых автомобилей II и III категорий; 50 грузовых автомобилей IV категории	II
Автозаправочные станции	III
Механические мойки	III
Площадки тепловой стоянки автотранспорта	III
Сараи для комбайнов и другой сельхозтехники	III
Материально-технические склады, нефтесклады, маслосклады	III
Кузницы	III
Лесопильный цех с пилорамой	III
Склады минеральных удобрений, химических средств защиты растений	
Закрытые склады сухих минеральных удобрений, ядохимикатов, прирельсовые склады	III

Продолжение табл. 44.2

Наименование	Категория надежности электроснабжения
Тепло-, газо-, водоснабжение, канализация	
Котельные установки	
Поселковые и производственные котельные с паровыми котлами давлением 6,8 кПа и водогрейными котлами с температурой теплоносителя 115 °С и выше	I
Котельные с водогрейными котлами с температурой до 115 °С с паровыми котлами давлением до 68 кПа	II
Холодильники	
Холодильники вместимостью:	
более 600 т	II
до 600 т	III
Газоснабжение	
Групповые установки сжиженного газа	III
Газораспределительные пункты (ГРП)	III
Водопроводные, водозаборные и гидропневматические станции	
Противопожарные и объединенные противопожарные водопроводные насосные станции без наличия в водопроводной сети емкостей противопожарного запаса воды	I
Противопожарные и объединенные противопожарные водопроводные станции при наличии на сети емкостей с необходимым противопожарным запасом воды	II
Хозяйственно-питьевые водопроводные станции в населенных пунктах с количеством жителей более 5000 чел.	II
Противопожарные и объединенные противопожарные водопроводные станции при расходе воды на наружное пожаротушение до 20 л/с в населенных пунктах с количеством жителей до 6000 чел.	III
Хозяйственно-питьевые водопроводные насосные станции в населенных пунктах с количеством жителей до 5000 чел.	III

Продолжение табл. 44.2

Наименование	Категория надежности электроснабжения
Водопроводные насосные станции для подачи воды на орошение и поливку	III
Водопроводные насосные станции для подачи воды на вспомогательные производственные здания	III
Водопроводные насосные станции при подаче воды к потребителю по одному водоводу	III
Водоразборные скважины	
Скважины хозяйственно-питьевых водопроводов населенных пунктов с числом жителей более 50 000 чел., а также производственных зданий, комплексов и ферм с I категорией электроснабжения	I
Скважины групповых водопроводов сельскохозяйственных потребителей	II
Скважины хозяйственно-питьевых водопроводов населенных пунктов с числом жителей до 50 000 чел.	II
Скважины вспомогательных производственных зданий, систем орошения сельскохозяйственных земель	III
Скважины хозяйственно-питьевых водопроводов населенных пунктов с числом жителей до 500 чел.	III
Водонапорные башни	III
Канализационные насосные станции	
Насосные станции для перекачки бытовых сточных вод при отсутствии возможности использования емкости сети до насосной станции для аккумуляции сточных вод в населенных пунктах с числом жителей 5000 чел. и более	I
Насосные станции для перекачки бытовых сточных вод при наличии устройства аварийного выпуска сточных вод или при возможности использования емкости сети до насосной станции для аккумуляции сточных вод в населенных пунктах с числом жителей до 5000 чел.	II
Очистительные сооружения	
Сооружения искусственной биологической очистки сточных вод производительностью до 1400 м³/сут при наличии аэротенков, ЦОК	II
То же без аэротенков и ЦОК	III
Сооружения искусственной биологической очистки сточных вод производительностью более 1400 м³/сут при наличии аэротенков	I
То же без аэротенков при других способах очистки	II
Дренажные и ливневые насосные станции	
Дренажные насосные станции	II
Станции перекачки дождевой канализации	III

При этом плановые отключения не допускаются в часы работы электродоилок и других ответственных приемников электроэнергии. Питание потребителей II категории возможно по одной воздушной линии напряжением 6—10 кВ или по одной кабельной линии, но расщепленной не менее чем на два кабеля, присоединенных через самостоятельные разъединители.

Для потребителей III категории допустимы перерывы в подаче питания на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более одних суток.

44.3. ДОПУСТИМЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ У ПРИЕМНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

У приемников электроэнергии животноводческих комплексов и птицефабрик допустимы отклонения напряжения от номинального от −5 до +5%, других потребителей сельскохозяйственных районов от −7,5 до +7,5%.

Покрытие нагрузок приемников I и II категорий оставшихся источников должно обеспечиваться при понижении напряжения

у них не более чем на 5% дополнительно к нормированному.

На всех новых центральных пунктах должны предусматриваться трансформаторы с РПН, а на действующих подстанциях с трансформаторами без РПН – специальные дополнительные устройства централизованного регулирования напряжения под нагрузкой (УЦРН).

Сети 110 кВ, имеющие двухстороннее питание, рассматриваются, как правило, замкнутыми, а сети 35 кВ – разомкнутыми.

При двух линиях 35 кВ, идущих от подстанции 110/35/10 кВ к подстанции 35/10 кВ, следует рассматривать режим параллельной работы обеих линий 35 кВ.

Наибольшие значения напряжений в питающих пунктах допускаются:

Номинальное напряжение сетей, кВ	110	35	20	10	6	0,38
Наибольшее напряжение, кВ	121	38,5	21	11	6,6	0,41

РАЗДЕЛ СОРОК ПЯТЫЙ

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

45.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Выбор наиболее целесообразной схемы электроснабжения, параметров сети и их элементов производится на основе технико-экономического сопоставления сравниваемых вариантов.

С точки зрения технических показателей (надежности, удобства эксплуатации, долговечности сооружения, объема текущих и капитальных ремонтов и т. п.) следует считаться с разбросанностью объектов электроснабжения сельского хозяйства, минимально возможными перерывами в электроснабжении сельскохозяйственных потребителей, сезонностью подачи электроэнергии к отдельным объектам и другими особенностями сельскохозяйственного производства.

Основными экономическими показателями являются капитальные вложения (K) и текущие расходы ($C_э$).

Приведенные затраты на развитие сетей по каждому варианту определяют по формуле

$$З = k_н K + C_э, \qquad (45.1)$$

где $k_н$ – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капиталовложений, равный 0,12; $C_э$ – издержки на амортизацию, ремонт, обслуживание, на потери электроэнергии.

Сравнение вариантов с разными сроками капиталовложений и изменяющимися во времени издержками производится приведением затрат к одному, обычно первому, году.

45.2. ПОРЯДОК ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Определение издержек на амортизацию электрических сетей производится в соответствии с табл. 45.1, издержки на обслуживание – с табл. 45.2, издержки на потери электроэнергии в сетях – с табл. 45.3 и 45.4.

В соответствии с «Временными указаниями о порядке определения товарной строительной продукции по объектам электроснабжения сельскохозяйственных потребителей», утвержденными Минэнерго СССР и Стройбанком СССР, в проектно-сметной документации на электросетевые объекты сельскохозяйственного назначения следует выделять товарную строительную продукцию.

В проектах по объектам электроснабжения сельскохозяйственного производства за товарную строительную продукцию принимают сметную стоимость строительно-монтажных работ по сооружению линий электропередачи (воздушных и кабельных) напряжением 0,38 – 10 – 35 – 110 кВ и соответствующих трансформаторных подстанций.

Для колхозов и совхозов учитывается протяженность линий 0,38 кВ, строящихся к новым потребителям до 5 – 6 км, а строящихся взамен пришедших в негодное состояние до 10 – 12 км.

В товарную строительную продукцию включаются стоимость электрических сетей

Таблица 45 1 **Амортизационные отчисления элементов электрических сетей по нормам Госплана СССР, введенным в действие с 1 января 1975 г.**

Элементы электрических сетей	Общая норма амортизационных отчислений %	Нормы амортизационных отчислений %	
		на вос становление	на капитальный ремонт
ВЛ 35–110 кВ			
на железобетонных опорах	2,4	2	0,4
на деревянных опорах	4,9	3,3	1,6
ВЛ 0,38–10 кВ			
на железобетонных опорах	3,6	3	0,6
на деревянных опорах	5,7	4	1,7
Силовое электрическое оборудование и распределительные устройства подстанций 110, 35 и 10 кВ	6,4	3,5	2,9

Таблица 45 2 **Нормы удельных условных единиц по обслуживанию электрических сетей, введенные в действие в Минэнерго СССР 27 октября 1975 г.**

Элементы электрических сетей и оборудование подстанции	Нормы условных единиц
Воздушные линии электропередачи (ВЛ) на 1 км	
ВЛ 35–110 кВ на железобетонных опорах	
двухцепных	2,6
одноцепных	2,1
ВЛ 35–110 кВ на деревянных опорах	3,2
ВЛ 10 кВ на железобетонных опорах	1,7
ВЛ 10 кВ на деревянных опорах	2,6
ВЛ 0,38 кВ на железобетонных опорах	2,3
ВЛ 0,38 кВ на деревянных опорах	3,5
Кабельные линии (КЛ) электропередачи на 1 км	
10 кВ	7,4
0,38 кВ	5,6
вводные кабельные устройства	0,09
Силовой трансформатор подстанции с высшим напряжением 110 и 35 кВ	
110 кВ на единицу	70,8
35 кВ на единицу	19,3
Одно присоединение с масляным выключателем и двумя-тремя разъединителями напряжением, кВ	
110	48,7
35	32,2
10	16,3
Одно присоединение с отделителем и короткозамыкателем напряжением, кВ	
110	32,2
35	19,3
10	6,4
Батарея статических конденсаторов	0,04
Подстанции 35/0,38 и 10/0,38 кВ на единицу	
35/0,38 кВ	5,6
10/0,38 кВ	
с одним трансформатором	4
с двумя трансформаторами	5,1

Таблица 45.3. **Расчетные формулы для определения удельных затрат на потери электроэнергии в элементах электрических сетей до 110 кВ, коп/(кВт·ч)**

Элементы электрических сетей	Зона			
	Европейская часть СССР	Средняя Азия и Казахстан	Сибирь	Дальний Восток
Линии 110 кВ	$0{,}79+\frac{3270}{h}$	$0{,}89+\frac{1770}{h}$	$0{,}69+\frac{1290}{h}$	$1{,}22+\frac{1920}{h}$
Подстанции 110 кВ и линии 35 кВ	$0{,}82+\frac{4200}{h}$	$0{,}93+\frac{2650}{h}$	$0{,}73+\frac{2350}{h}$	$1{,}27+\frac{2800}{h}$
Подстанции 35 кВ	$0{,}83+\frac{4500}{h}$	$0{,}95+\frac{2900}{h}$	$0{,}74+\frac{2600}{h}$	$1{,}29+\frac{3100}{h}$
Линия 10 кВ	$0{,}84+\frac{5000}{h}$	$0{,}96+\frac{3400}{h}$	$0{,}75+\frac{3100}{h}$	$1{,}30+\frac{3650}{h}$
Подстанции 10 кВ	$0{,}87+\frac{6100}{h}$	$0{,}98+\frac{4450}{h}$	$0{,}77+\frac{4100}{h}$	$1{,}34+\frac{4600}{h}$
Линии 0,38 кВ	$0{,}90+\frac{6800}{h}$	$1{,}02+\frac{5100}{h}$	$0{,}84+\frac{4750}{h}$	$1{,}39+\frac{5250}{h}$

Примечание. Показатель режима потерь электроэнергии определяется по формуле

$$h=\tau/k_{\text{м,п}},$$

где τ – число часов использования максимума потерь мощности (время потерь), ч; $k_{\text{м,п}}$ – коэффициент участия максимума потерь мощности в максимуме нагрузок электросистемы.

Таблица 45.4. **Усредненные показатели режима потерь электроэнергии элементов электрических сетей до 110 кВ**

Элементы сети	Вид нагрузки или потребитель электроэнергии	Время потерь, ч/год	
		τ	h
Линии 110 кВ	Смешанная (производственная и коммунально-бытовая)	3100	3600
Подстанции 110 кВ	То же	3000	3500
Линии 35 кВ	» »	2500	3000
Подстанции	» »	2000	2500
35/10 кВ	Смешанная с насосными станциями для орошения	3100	6200
	Птицефабрика	6200	6200
	Свиноводческий комплекс	4400	4400
	Теплично-парниковый комбинат	400	900
Линии 10 кВ	Смешанная	1900	2700
Подстанции	Коммунально-бытовая	1100	1700
10/0,38 кВ	Производственная	1500	3700
	Смешанная с преобладанием производственной	1800	2800
	Смешанная с преобладанием коммунально-бытовой	1400	1600
	Молочно-товарная ферма	3500	5500
	Свинооткормочная ферма	2500	–
	Мастерская	1600	–
Линии 0,38 кВ	Смешанная	1200	1900
	Коммунально-бытовая	900	1400
	Производственная	1000	2500

6–20 кВ от одной подстанции 35–110/6–20 кВ общей протяженностью до 20 км или одной линии до 25 км, стоимость линий и подстанций 35–110 кВ, связанных единой схемой передачи электроэнергии. Если строительство ВЛ и подстанций ведется разными генподрядчиками или в разные сроки, то линии передачи и подстанции учитываются раздельно.

45.3. УКРУПНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ОБОРУДОВАНИЯ

Таблица 45.5. **Показатели стоимости установки деревянных опор напряжением до 1 кВ в ценах на 1 января 1984 г. для базисного района (I территориальный район, *Московская область*)**

Тип опоры	Позиция	Цена, руб.	НУЧП	Основная заработная плата	Эксплуатация машин	
					всего	в том числе заработная плата
Из цельных стоек						
ПН-1Д	а	36,5	6,27	2,22	4,05	1,18
	б	33,9	6,27	2,22	4,05	1,18
ПН-3Д	а	43	5,81	1,9	3,91	1,14
	б	36,3	5,81	1,9	3,91	1,14
ПН-4Д	а	28,5	5,69	1,87	3,82	1,11
	б	22,3	5,69	1,87	3,82	1,11
ПН-5Д	а	24,6	5,69	1,87	3,82	1,11
	б	18,5	5,69	1,87	3,82	1,11
ПКН-3Д	а	46,3	6,4	2,32	4,08	1,2
	б	39,6	6,4	2,32	4,08	1,2
ППН-1Д	а	49,3	6,72	2,54	4,18	1,49
	б	42,6	6,72	2,54	4,18	1,49
УПН-1Д; АКН-1Д	а	96,6	13,8	3,8	10	2,88
УАН-1Д; ОАН-1Д	б	98,6	13,8	3,8	10	2,88
УПН-2Д	а	77,7	14,0	4	10	2,87
	б	80,4	14	4	10	2,87
АКН-2Д	а	80,8	14,6	4,4	10,2	2,93
УАН-2Д	б	83,5	14,6	4,4	10,2	2,93
УАН-3Д	а	87	14,6	4,4	10,2	2,93
	б	90	14,6	4,4	10,2	2,93
УАН-4Д	а	105	13,8	3,8	10	2,88
	б	107	13,8	3,8	10	2,88
ОАН-2Д	а	85,1	15,64	5,04	10,6	3,03
	б	87,7	15,64	5,04	10,6	3,03
ПН-5Д	а	42/44,2	5,81	1,9	3,91	1,14
	б	35,4/41,8	5,81	1,9	3,91	1,14
ПН-6Д	а	39,3	6,39	2,26	4,13	1,2
	б	36,7	6,39	2,26	4,13	1,2
ПН-7Д	а	50,9	6,85	2,58	4,27	1,24
	б	48,5	6,85	2,58	4,27	1,24
ПКН-5Д	а	44,2/46,4	6,27	2,29	3,98	1,17
	б	37,5/43,9	6,27	2,29	3,98	1,17
ППН-6Д	а	58,4	6,85	2,57	4,28	1,52
	б	58,8	6,85	2,57	4,28	1,52

Продолжение табл. 45.5

Тип опоры	Позиция	Цена, руб	НУЧП	Основная заработная плата	Эксплуатация машин	
					всего	в том числе заработная плата
УПН-5Д	а	95,6	13,7	3,71	9,99	2,86
АКН-5Д, ОАН-5Д	б	97	13,7	3,71	9,99	2,86
УПН-6Д	а	81,2	14,14	4,04	10,1	2,89
	б	83,8	14,14	4,04	10,1	2,89
УПН-7Д	а	108	14,4	4,1	10,3	2,95
	б	109	14,4	4,1	10,3	2,95
АКН-6Д	а	87,5	14,82	4,42	10,4	2,99
	б	90,1	14,82	4,42	10,4	2,99
АКН-7Д	а	117	15,3	4,6	10,7	3,07
УАН-7Д	б	118	15,3	4,6	10,7	3,07
УАН-5Д	а	103	13,7	3,71	9,99	2,86
	б	105	13,7	3,71	9,99	2,86
УАН-6Д	а	92,9	14,82	4,42	10,4	2,99
	б	93,8	14,82	4,42	10,4	2,99
ОАН-6Д	а	121	16,2	5,2	11	3,17
	б	123	16,2	5,2	11	3,17
Под-I	а	41,7	5,81	1,9	3,91	1,14
	б	35	5,81	1,9	3,91	1,14
УПод-I	а	44,1	5,81	1,9	3,91	1,14
Аод-I	б	41,6	5,81	1,9	3,91	1,14
Код-I	а	43,3	5,81	1,9	3,91	1,14
	б	40,8	5,81	1,9	3,91	1,14
ОАод-II	а	83,8	13,7	3,71	9,99	2,86
	б	85,7	13,7	3,71	9,99	2,86
УПод-II	а	82,4	13,6	3,7	9,9	2,83
А(К)од-II	б	84,2	13,6	3,7	9,9	2,83
УАод-II						
На деревянных приставках						
ПН-1ДД	а	30,2	7,34	3,27	4,07	1,18
	б	25,6	7,34	3,27	4,07	1,18
ПН-2ДД	а	38	7,34	3,27	4,07	1,18
	б	35,4	7,34	3,27	4,07	1,18
ПН-3ДД	а	37	7,34	3,27	4,07	1,18
	б	34,4	7,34	3,27	4,07	1,18
ПН-4ДД	а	46,7	8,3	3,32	4,98	1,47
	б	40,7	8,3	3,32	4,98	1,47
ПН-5ДД	а	27,2	7,34	3,27	4,07	1,18
	б	24,8	7,34	3,27	4,07	1,18
ПН-6ДД	а	29,9	7,34	3,27	4,07	1,18
	б	25,3	7,34	3,27	4,07	1,18
ПКН-1ДД	а	30,7	7,81	3,67	4,14	1,2
	б	28,2	7,81	3,67	4,14	1,2
ПКН-2ДД	а	38,5	7,81	3,67	4,14	1,2
	б	35,9	7,81	3,67	4,14	1,2
ПКН-3ДД	а	37,5	7,81	3,67	4,14	1,2
	б	34,9	7,81	3,67	4,14	1,2
ПКН-4ДД	а	47,3	8,77	3,72	5,05	1,49
	б	41,2	8,77	3,72	5,05	1,49
УПН-1ДД	а	71,2	16,9	6,7	10,2	2,91
АКН-1ДД;ОАН-1ДД	б	71,8	16,9	6,7	10,2	2,91
УАН-1ДД						

Продолжение табл. 45.5

Тип опоры	Позиция	Цена, руб.	НУЧП	Основная заработная плата	Эксплуатация машин	
					всего	в том числе заработная плата
АКН-2ДД	а	91,6	17	6,7	10,3	2,94
УПН-2ДД;ОАН-2ДД	б	92,6	17	6,7	10,3	2,94
УАН-2ДД						
УПН-3ДД	а	76,8	16,9	6,7	10,2	2,91
АКН-3ДД; ОАН-3ДД	б	77,6	16,9	6,7	10,2	2,91
АКН-4ДД	а	79,9	16,9	6,7	10,2	2,91
УПН-4ДД; УАН-4ДД	б	80,8	16,9	6,7	10,2	2,91
ОАН-4ДД						
АКН-5ДД	а	109	18	6,8	11,2	3,23
УПН-5ДД; ОАН-5ДД	б	112	18	6,8	11,2	3,23
УАН-5ДД	а	119	18	6,8	11,2	3,23
	б	122	18	6,8	11,2	3,23
УАН-6ДД	а	95,4	17	6,7	10,3	2,94
	б	96,5	17	6,7	10,3	2,94
ПН-7ДД	а	35,8/39,8	8,44	3,32	5,12	1,51
	б	32,1/39,1	8,44	3,32	5,12	1,51
ПН-8ДД	а	40,9	7,92	3,63	4,29	1,24
	б	42,7	7,92	3,63	4,29	1,24
ПН-9ДД	а	53,7	8,38	3,95	4,43	1,28
	б	56,8	8,38	3,95	4,43	1,28
ПН-10ДД	а	45/48,9	8,3	3,32	4,98	1,47
	б	38,9/47,5	8,3	3,32	4,98	1,47
ПКН-7ДД	а	36,3/41,4	7,81	3,67	4,14	1,2
	б	32,6/39,7	7,81	3,67	4,14	1,2
ПКН-10ДД	а	45,5/50,6	8,77	3,72	5,05	1,49
	б	39,5/48,1	8,77	3,72	5,05	1,49
ППН-7ДД	а	68,4	12,1	5,0	7,1	2,09
ППН-8ДД	б	67,2	12,1	5,0	7,1	2,09
ППН-9ДД	а	83,8	13,3	5,68	7,62	2,22
	б	87,4	13,3	5,68	7,62	2,22
ППН-11ДД	а	73,3	12,8	5,36	7,44	2,18
	б	73	12,8	5,36	7,44	2,18
ППН-12ДД	а	97,9	13,3	5,68	7,62	2,22
	б	102	13,3	5,68	7,62	2,22
АКН-7ДД	а	96,3	16,9	6,7	10,2	2,91
УПН-7ДД;ОАН-7ДД	б	97,6	16,9	6,7	10,2	2,91
УПН-8ДД	а	93,1	17,5	7,1	10,4	2,98
	б	94	17,5	7,1	10,4	2,98
УПН-9ДД	а	109	18,1	7,4	10,7	3,28
	б	111	18,1	7,4	10,7	3,28
АКН-10ДД	а	110	18	6,8	11,2	3,23
УПН-10ДД	б	112	18	6,8	11,2	3,23
ОАН-10ДД						
АКН-8ДД	а	99,1	18	7,4	10,6	3,04
	б	100	18	7,4	10,6	3,04
АКН-9ДД	а	119	19,9	8,1	11,8	3,41
УАН-9ДД	б	120	19,9	8,1	11,8	3,41
УАН-10ДД	а	114	18	6,8	11,2	3,23
	б	115	18	6,8	11,2	3,23
УАН-7ДД	а	101	16,9	6,7	10,2	2,91
	б	102	16,9	6,7	10,2	2,91
УАН-8ДД	а	102	19,31	8,11	11,2	3,2
	б	103	19,31	8,11	11,2	3,2

Продолжение табл. 45.5

Тип опоры	Позиция	Цена, руб.	НУЧП	Основная заработная плата	Эксплуатация машин	
					всего	в том числе заработная плата
ОАН-8ДД	а	119	19,31	8,11	11,2	3,2
	б	120	19,31	8,11	11,2	3,2
На железобетонных приставках						
ПН-1ДБ	а	36	8,36	3,38	4,98	1,46
	б	32,2	8,36	3,38	4,98	1,46
ПН-2ДБ	а	43,2	8,36	3,38	4,98	1,46
	б	40,4	8,36	3,38	4,98	1,46
ПН-3ДБ	а	42,2	8,36	3,38	4,98	1,46
	б	39,4	8,36	3,38	4,98	1,46
ПН-4ДБ	а	49,6	9,32	3,43	5,89	1,75
	б	43,4	9,32	3,43	5,89	1,75
ПН-5ДБ	а	31,8/37	8,36	3,38	4,98	1,46
	б	29,2/34,5	8,36	3,38	4,98	1,46
ПН-6ДБ	а	36,7	8,36	3,38	4,98	1,46
	б	34,2	8,36	3,38	4,98	1,46
ПКН-1ДБ	а	38,2	8,83	3,78	5,05	1,48
	б	34,3	8,83	3,78	5,05	1,48
ПКН-2ДБ	а	46,4	8,96	3,81	5,15	1,51
	б	43,7	8,96	3,81	5,15	1,51
ПКН-3ДБ	а	44,4	8,83	3,78	5,05	1,48
	б	41,6	8,83	3,78	5,05	1,48
ПКН-4ДБ	а	52,9	9,92	3,86	6,06	1,8
	б	46,7	9,92	3,86	6,06	1,8
ППН-1ДБ	а	51,2	10,15	4,14	6,01	1,78
	б	45	10,15	4,14	6,01	1,78
ППН-2ДБ	а	53,3	10,7	4,5	6,2	1,84
	б	47,1	10,7	4,5	6,2	1,84
ППН-3ДБ	а	57,7	10,7	4,5	6,2	1,84
	б	51,6	10,7	4,5	6,2	1,84
ППН-4ДБ	а	78,1	14,8	5,6	9,2	2,71
	б	72	14,8	5,6	9,2	2,71
ПКН-5ДБ	а	39,9	9,52	3,78	5,74	1,69
	б	37,4	9,52	3,78	5,74	1,69
АКН-1ДБ	а	80,8	18,9	6,9	12	3,45
УПН-1ДБ	б	81,3	18,9	6,9	12	3,45
УАН-1ДБ; ОАН-1ДБ						
АКН-2ДБ	а	102	18,9	6,9	12	3,47
УПН-2ДБ	б	103	18,9	6,9	12	3,47
УАН-2ДБ; ОАН-2ДБ						
АКН-3ДБ	а	90,7	18,9	6,9	12	3,45
УПН-3ДБ; ОАН-3ДБ	б	91,3	18,9	6,9	12	3,45
АКН-4ДБ	а	93,9	18,9	6,9	12	3,45
УАН-4ДБ; УПН-4ДБ	б	94,5	18,9	6,9	12	3,45
ОАН-4ДБ						
АКН-5ДБ	а	100	19,9	7	12,9	3,76
УПН-5ДБ	б	111	19,9	7	12,9	3,76
ОАН-5ДБ						
УАН-5ДБ	а	116	19,9	7	12,9	3,76
	б	118	19,9	7	12,9	3,76

Продолжение табл. 45.5

Тип опоры	Позиция	Цена, руб	НУЧП	Основная заработная плата	Эксплуатация машин	
					всего	в том числе заработная плата
ПН-7ДБ	а	41/54	8,36	3,38	4,98	1,46
	б	37,1/52,7	8,36	3,38	4,98	1,46
ПН-8ДБ	а	53,3	8,94	3,74	5,2	1,52
	б	53	8,94	3,74	5,2	1,52
ПН-9ДБ	а	66,1	9,52	4,09	5,43	1,59
	б	67,1	9,52	4,09	5,43	1,59
ПН-10ДБ	а	60,2/61,4	9,32	3,43	5,89	1,75
	б	54/57,8	9,32	3,43	5,89	1,75
ПКН-7ДБ	а	43,2/56,2	8,83	3,78	5,05	1,48
	б	39,2/54,8	8,83	3,78	5,05	1,48
ПКН-10ДБ	а	63,4/64,6	9,92	3,86	6,06	1,8
	б	57,2/61,1	9,92	3,86	6,06	1,8
ППН-7ДБ	а	80,7	14,2	5,2	9	2,65
ППН-8ДБ	б	80,3	14,2	5,2	9	2,65
ППН-9ДБ	а	95,8	15	5,62	9,38	2,77
	б	99,4	15	5,62	9,38	2,77
ППН-11ДБ	а	85,7	14,9	5,6	9,3	2,74
	б	85,3	14,9	5,6	9,3	2,74
ППН-12ДБ	а	110	15	5,62	9,38	2,77
	б	115	15	5,62	9,38	2,77
АКН-7ДБ	а	117	18,9	6,9	12	3,45
УПН-7ДБ	б	118	18,9	6,9	12	3,45
ОАН-7ДБ						
УПН-8ДБ	а	114	19,4	7,2	12,2	3,51
	б	115	19,4	7,2	12,2	3,51
УПН-9ДБ	а	131	20,8	7,6	13,2	3,84
	б	132	20,8	7,6	13,2	3,84
АКН-10ДБ	а	129	19,9	7	12,9	3,76
УПН-10ДБ	б	130	19,9	7	12,9	3,76
ОАН-10ДБ						
АКН-8ДБ	а	121	20,1	7,6	12,5	3,6
УАН-7ДБ	б	122	20,1	7,6	12,5	3,6
АКН-9ДБ	а	140	22,0	8,3	13,7	3,97
УАН-9ДБ	б	141	22	8,3	13,7	3,97
УАН-8ДБ	а	124	20,1	7,6	12,5	3,6
	б	125	20,1	7,6	12,5	3,6
ОАН-8ДБ	а	140	21,5	8,4	13,1	3,79
	б	141	21,5	8,4	13,1	3,79
УАН-10ДБ	а	135	19,9	7	12,9	3,76
	б	139	19,9	7	12,9	3,76

Примечания. 1. Цены на установку деревянных опор учитывают применение пропитанных по ГОСТ 20022-5–75* деталей опор (поз. «б») и круглого леса хвойных пород (поз. «а»).

2. Цены на опоры для 1–3-го районов по гололеду приведены в числителе, а для 4-го и особого района – в знаменателе

3. Для опоры ПН-5ДБ в числителе приведена цена на дополнительную опору, в знаменателе – на промежуточную.

Таблица 45.6. **Укрупненные показатели строительства трансформаторных подстанций сельскохозяйственного назначения в ценах с 1 января 1984 г. для базисного района (I территориальный район, Московская область)**

№ типового проекта	Позиция	Мощность трансформатора, кВ·А	Цена, руб.	Нормативная условно чистая продукция (НУЧП)	Основная заработная плата	Эксплуатация машин		Стоимость оборудования, руб.
						всего	в том числе заработная плата	
Подстанции напряжением 10/0,4 кВ с воздушными вводами								
На железобетонных конструкциях с вертикальной заделкой в грунт								
На стойках УСО								
407-3-272	а	25, 40, 63	325	177	62	115	39,1	25 – 790
407-3-273	б	100,160	128	97	39	58	20,6	40 – 870
	в	250	197	80	23	57	18,5	63 – 1060
								100 – 1290
								160 – 1490
								250 – 2160
407-3-248	а	250	384	201	75	126	42,7	250 – 2220
	б	400	178	122	52	70	24,8	400 – 2720
	в		206	79	23	56	17,9	
407-3-248	а	630	410	226	83	143	48,1	3620
	б		204	147	60	87	30,2	
	в		206	79	23	56	17,9	
407-3-327	а	400	313	156	57	99	33,6	2620
	б		129	98	40	58	20,7	
	в		184	58	17	41	12,9	
407-3-327	а	630	338	180	65	115	39	3290
	б		154	122	48	74	26,1	
	в		184	58	17	41	12,9	
407-3-328	а	250	404	257	83	174	58,5	250 – 2820
	б	400	220	199	66	133	45,6	400 – 3280
	в		184	58	17	41	12,9	
407-3-328	а	630	430	282	92	190	63,9	3950
	б		246	224	75	149	51	
	в		184	58	17	41	12,9	
407-3-329	а	2 × 250	629	361	119	242	81,7	250 – 5570
	б	2 × 400	272	247	86	161	56,3	400 – 6480
	в		357	114	33	81	25,4	
407-3-329	а	2 × 630	670	409	135	274	92,4	7830
	б		313	295	102	193	67	
	в		357	114	33	81	25,4	
На приставках ПТ								
407-3-272	а	25, 40	277	173	61	112	38,2	25 – 790
	б	63, 100, 160	128	97	39	58	20,6	40 – 870
	в		149	76	22	54	17,6	63 – 1060
407-3-273	а	250	320	184	63	121	40,8	100 – 1290
	б		128	97	39	58	20,6	160 – 1490
	в		192	87	24	63	20,2	2160

Продолжение табл. 45.6

№ типового проекта	Позиция	Мощность трансформатора, кВ·А	Цена, руб.	Нормативная условно чистая продукция (НУЧП)	Основная заработная плата	Эксплуатация машин		Стоимость оборудования, руб.
						всего	в том числе заработная плата	
		На Т-образных фундаментах						
407-3-272,	а	25, 40	266	171	60	111	37,9	25 – 790
407-3-273	б	63, 100	128	97	39	58	20,6	40 – 870
	в	160, 250	138	74	21	53	17,3	63 – 1060
								100 – 1290
								160 – 1490
								250 – 2160
На железобетонных конструкциях, уложенных на песчаное основание								
		На стойках УСО						
407-3-248	а	250	339	189	75	114	39	250 – 2220
	б	400	178	122	52	70	24,8	400 – 2720
	в		161	67	23	44	14,2	
407-3-248	а	630	365	214	83	131	44.4	3620
	б		204	147	60	87	30.2	
	в		161	67	23	44	14.2	
407-3-327	а	400	270	144	57	87	29.9	2620
	б		129	98	40	58	20,7	
	в		141	46	17	29	9,2	
407-3-327	а	630	295	168	65	103	35,3	3290
	б		154	122	48	74	26,1	
	в		141	46	17	29	9,2	
407-3-328	а	250	357	245	83	162	54,7	250 – 2820
	б	400	220	199	66	133	45,6	400 – 3280
	в		137	46	17	29	9,1	
407-3-328	а	630	383	270	92	178	60,1	3950
	б		246	224	75	149	51	
	в		137	46	17	29	9,1	
407-3-329	а	2 × 250	535	335	118	217	74,2	2 × 250 – 5570
	б	2 × 400	272	247	86	161	56,3	2 × 400 – 6480
	в		263	88	32	56	17,9	
407-3-329	а	2 × 630	576	383	134	249	84,9	7830
	б		313	295	102	193	67	
	в		263	88	32	56	17,9	
		На приставках ПТ						
407-3-248	а	250	300	185	74	111	38,1	250 – 2220
	б	400	178	122	52	70	24,8	400 – 2720
	в		122	63	22	41	13,3	
407-3-248	а	630	326	210	82	128	43,5	3620
	б		204	147	60	87	30.2	
	в		122	63	22	41	13,3	
407-3-327	а	400	230	140	56	84	29	2620
	б		129	98	40	58	20,7	
	в		101	42	16	26	8,3	
407-3-327	а	630	255	164	64	100	34.4	3290
	б		154	122	48	74	26,1	
	в		101	42	16	26	8,3	
407-3-328	а	250	317	239	81	158	53,8	250 – 2820
	б	400	220	199	66	133	45,6	400 – 3280
	в		97	40	15	25	8,2	

Продолжение табл. 45.6

№ типового проекта	Позиция	Мощность трансформатора, кВ·А	Цена, руб.	Нормативная условно чистая продукция (НУЧП)	Основная заработная плата	Эксплуатация машин		Стоимость оборудования, руб.
						всего	в том числе заработная плата	
407-3-328	а	630	343	264	90	174	59,2	3950
	б		246	224	75	149	51	
	в		97	40	15	25	8,2	
407-3-329	а	2 × 250	454	325	115	210	72,3	2 × 250 – 5570
	б	2 × 400	272	247	86	161	56,3	2 × 400 – 6480
	в		182	78	29	49	16	
407-3-329	а	2 × 630	495	373	131	242	83	7830
	б		313	295	102	193	67	
	в		182	78	29	49	16	

Подстанции напряжением 10/0,4 кВ с кабельными вводами

На железобетонных конструкциях с вертикальной заделкой в грунт

На стойках УСО

407-3-327	а	400	271	128	55	73	24,8	2430
	б		87	70	38	32	11,9	
	в		184	58	17	41	12,9	
407-3-327	а	630	296	142	53	89	30,2	3100
	б		112	84	36	48	17,3	
	в		184	58	17	41	12,9	
407-3-328	а	250	292	156	52	104	35,2	250 – 2470
	б	400	108	98	35	63	22,3	400 – 2930
	в		184	58	17	41	12,9	
407-3-328	а	630	317	180	60	120	40,6	3600
	б		133	122	43	79	27,7	
	в		184	58	17	41	12,9	
407-3-329	а	2 × 250	516	260	88	172	58	2 × 250 – 5260
	б	2 × 400	159	146	55	91	32,6	2 × 400 – 6170
	в		357	114	33	81	25,4	
407-3-329	а	2 × 630	557	308	104	204	68,8	7530
	б		200	194	71	123	43,4	
	в		357	114	33	81	25,4	

На железобетонных конструкциях, уложенных на песчаное основание

На стойках УСО

407-3-327	а	400	228	116	55	61	21,1	2430
	б		87	70	38	32	11,9	
	в		141	46	17	29	9,2	
407-3-327	а	630	253	130	53	77	26,5	3100
	б		112	84	36	48	17,3	
	в		141	46	17	29	9,2	
407-3-328	а	250	245	144	52	92	31,4	250 – 2470
	б	400	108	98	35	63	22,3	400 – 2930
	в		137	46	17	29	9,1	
407-3-328	а	630	270	168	60	108	36,8	3600
	б		133	122	43	79	27,7	
	в		137	46	17	29	9,1	

Продолжение табл. 45.6

№ типового проекта	Позиция	Мощность трансформатора, кВ·А	Цена, руб.	Нормативная условно чистая продукция (НУЧП)	Основная заработная плата	Эксплуатация машин		Стоимость оборудования, руб.
						всего	в том числе заработная плата	
407-3-329	а	2×250	422	234	87	147	50,5	2 × 250 – 5260
	б	2×400	159	146	55	91	32.6	2 × 400 – 6170
	в		263	88	32	56	17,9	
407-3-329	а	2×630	463	282	103	179	61,3	7530
	б		200	194	71	123	43,4	
	в		263	88	32	56	17,9	
На железобетонных приставках ПТ								
407-3-327	а	400	188	112	54	58	20,2	2430
	б		87	70	38	32	11,9	
	в		141	46	17	29	9,2	
407-3-327	а	630	253	130	53	77	26,5	3100
	б		112	84	36	48	17,3	
	в		141	46	17	29	9,2	
407-3-328	а	250	245	144	52	92	31,4	250 – 2470
	б	400	108	98	35	63	22,3	400 – 2930
	в		137	46	17	29	9,1	
407-3-328	а	630	270	168	60	108	36,8	3600
	б		133	122	43	79	27,7	
	в		137	46	17	29	9,1	
407-3-329	а	2 × 250	422	234	87	147	50,5	2 × 250 – 5260
	б	2 × 400	159	146	55	91	32,6	2 × 400 – 6170
	в		263	88	32	56	17,9	
407-3-329	а	2 × 630	463	282	103	179	61,3	7530
	б		200	194	71	123	43,4	
	в		263	88	32	56	17,9	
407-3-327	а	400	188	112	54	58	20,2	2430
	б		87	70	38	32	11,9	
	в		101	42	16	26	8,3	
407-3-327	а	630	213	126	52	74	25,6	3100
	б		112	84	36	48	17,3	
	в		102	42	16	26	8,3	
407-3-328	а	250	205	138	50	88	30,5	250 – 2470
	б	400	108	98	35	63	22,3	400 – 2930
	в		97	40	15	25	8,2	
407-3-328	а	630	230	162	58	104	35,9	3600
	б		133	122	43	79	27,7	
	в		97	40	15	25	8,2	
407-3-329	а	2 × 250	341	224	84	140	48,6	2 × 250 – 5260
	б	2 × 400	159	146	55	91	32,6	2 × 400 – 6170
	в		182	78	29	49	16	
407-3-329	а	2 × 630	382	272	100	172	59,4	7530
	б		200	194	71	123	43,4	
	в.		182	78	29	49	16	
Подстанции напряжением 35/0,4 кВ на железобетонных конструкциях								
407-3-313	а	100	517	189	71	118	38,3	2650
	б		91	78	37	41	13,6	
	в		426	111	34	77	24,7	
	г		220	33	8,1	24,9	7,74	

Продолжение табл. 45.6

№ типового проекта	Позиция	Мощность трансформатора, кВ А	Цена, руб.	Нормативная условно чистая продукция (НУЧП)	Основная заработная плата	Эксплуатация машин		Стоимость оборудования, руб.
						всего	в том числе заработная плата	
Трансформаторные подстанции напряжением 35/10 кВ, типовой проект 407-0-3-326								
35-2	а	1000	3820	997	613	384	132	23 390
	б		1320	507	345	162	57	
	в		2500	490	268	222	75	
	г		660	92,1	37,4	54,7	17	
35-3	а	1600	3720	1046	668	378	126	25 870
	б		1480	574	403	171	62	
	в		2240	472	265	207	64	
	г		560	71,6	28,8	42,8	13,3	
	а	2500	3880	1115	702	413	135	28 580
	б		1500	599	419	180	63	
	в		2380	516	283	233	72	
	г		540	68,7	28,1	40,6	12,6	
	а	4000	4070	1236	766	470	156	31 950
	б		1690	720	483	237	84	
	в		2380	516	283	233	72	
	г		540	68,7	28,1	40,6	12,6	
35-3	а	6300	4120	1290	795	495	166	36 040
	б		1740	774	512	262	94	
	в		2380	516	283	233	72	
	г		540	68,7	28,1	40,6	12,6	
35-4а	а	2 × 1000	6890	1873	1097	776	265	47 070
	б		2350	1006	666	340	118	
	в		4540	867	431	436	147	
	г		1050	111	46,2	64,8	20,2	
35-4б	а	2 × 1600	6750	1964	1201	763	253	52 500
	б		2320	1115	785	330	117	
	в		4430	849	416	433	136	
	г		870	127	47	80	24,9	
35-4б	а	2 × 2500	7090	2103	1270	833	272	
	б		2370	1165	817	348	119	57 930
	в		4720	938	453	485	153	
	г		820	121	45	76	23,7	
35-4б	а	2 × 4000	7460	2344	1397	947	315	64 680
	б		2740	1406	944	462	162	
	в		4720	938	453	485	153	
	г		820	121	45	76	23,7	
35-4б	а	2 × 6300	7570	2453	1456	997	334	72 870
	б		2850	1515	1003	512	181	
	в		4720	938	453	485	153	
	г		820	121	45	76	23,7	
35-4в	а	2 × 1600	6870	1918	1149	769	247	53 960
	б		2180	1051	736	315	105	
	в		4690	867	413	454	142	
	г		850	105	42	64	20,1	
35-4в	а	2 × 2500	7220	2059	1219	840	265	59 380
	б		2230	1102	769	333	107	
	в		4990	957	450	507	158	
	г		800	101	40	61	18,9	

Продолжение табл. 45.6

№ типового проекта	Позиция	Мощность трансформатора, кВ·А	Цена, руб.	Нормативная условно чистая продукция (НУЧП)	Основная заработная плата	Эксплуатация машин		Стоимость оборудования, руб.
						всего	в том числе заработная плата	
35-4в	а	2 × 4000	7590	2300	1346	954	308	66 130
	б		2600	1343	896	447	150	
	в		4990	957	450	507	158	
	г		800	101	40	61	18,9	
35-4в	а	2 × 6300	7700	2409	1405	1004	327	74 320
	б		2710	1452	955	497	169	
	в		4990	957	450	507	158	
	г		800	101	40	61	18,9	
35-5а	а	2 × 1000	8480	2462	1444	1018	354	53 350
	б		3020	1460	958	502	171	
	в		5460	1002	486	516	183	
	г		1010	142	54	88	27,4	
35-5	а	2 × 1600	8400	2595	1604	991	326	58 430
	б		3280	1552	1085	467	162	
	в		5120	1043	519	524	164	
	г		870	181	81	100	31	
35-5	а	2 × 2500	8740	2734	1673	1061	344	63 850
	б		3330	1602	1117	485	164	
	в		5410	1132	556	576	180	
	г		820	176	80,2	95,8	29,8	
35-5	а	2 × 4000	9120	2975	1800	1175	386	70 600
	б		3710	1843	1244	599	206	
	в		5410	1132	556	576	180	
	г		820	176	80,2	95,8	29,8	
35-5	а	2 × 6300	9230	3084	1859	1225	405	78 790
	б		3820	1952	1303	649	225	
	в		5410	1132	556	576	180	
	г		820	176	80,2	95,8	29,8	
35-5в	а	2 × 1600	8590	2506	1506	1000	285	60 210
	б		3220	1527	1078	449	113	
	в		5370	979	428	551	172	
	г		890	136	49	87	27,1	
35-5в	а	2 × 2500	9850	2642	1575	1067	302	65 630
	б		3270	1578	1111	467	115	
	в		5680	1064	464	600	187	
	г		840	131	48	83	25,9	
35-5в	а	2 × 4000	9320	2883	1702	1181	344	72 380
	б		3640	1819	1238	581	157	
	в		5680	1064	464	600	187	
	г		840	131	48	83	25,9	
35-5в	а	2 × 6300	9440	2992	1761	1231	363	80 560
	б		3760	1928	1297	631	176	
	в		5680	1064	464	600	187	
	г		840	131	48	83	25,9	
35-4	а	2 × 2500	7990	2467	1482	985	321	61 490
	б		2870	1418	982	436	150	
	в		5120	1049	500	549	171	
	г		820	144	50	94	29,2	
35-4	а	2 × 4000	8360	2708	1609	1099	364	68 240
	б		3240	1659	1109	550	193	

Продолжение табл 45 б

№ типового проекта	Позиция	Мощность трансформатора, кВ А	Цена, руб	Нормативная условно чистая продукция (НУЧП)	Основная заработная плата	Эксплуатация машин		Стоимость оборудования, руб
						всего	в том числе заработная плата	
	в		5120	1049	500	549	171	
	г		820	144	50	94	29,2	
35-4	а	2 × 6300	8470	2817	1668	1149	383	76 420
	б		3350	1768	1168	600	212	
	в		5120	1049	500	549	171	
	г		820	144	50	94	29,2	
35-9	а	2 × 1600	13 480	3937	2379	1558	490	74 200
	б		5030	2345	1647	698	222	
	в		8450	1592	732	860	268	
	г		1170	217	74	143	44,3	
35-9	а	2 × 2500	13 820	4077	2448	1629	509	79 630
	б		5080	2395	1679	716	225	
	в		8740	1682	769	913	284	
	г		1130	211	72	139	43,2	
35-9	а	2 × 4000	14 190	4317	2575	1742	551	86 380
	б		5450	2635	1806	829	267	
	в		8740	1682	769	913	284	
	г		1130	221	72	139	43,2	
35-9	а	2 × 6300	14 310	4427	2634	1793	570	94 560
	б		5570	2745	1865	880	286	
	в		8740	1682	769	913	284	
	г		1130	211	72	139	43,2	

Примечания 1 По каждой позиции прейскуранта приведена цена и НУЧП

а – в целом на подстанцию

б – на электромонтажные работы

в – на строительные работы

г – на монтаж металлических конструкций учтенных в стоимости строительства

2 При определении сметной стоимости строительно монтажных работ дополнительно учитываются накладные расходы и плановые накопления затраты на временные здания и сооружения дополнительные затраты связанные с производством работ в зимнее время резерв средств на непредвиденные работы и затраты

3 Сметная стоимость строительных и электромонтажных работ в ценах подстанций уточняется

$C_с = (C_с + НУЧП_с) K_т + (З_{осн} + З_{эм}) K_р + C_{эм}$

$C_м = (C_м + НУЧП_м) K_т + (З_{осн} + З_{эм}) K_р + C_{эм}$

где $C_с$ $C_м$ – стоимость строительных и электромонтажных работ на подстанцию по таблице,

$НУЧП_с$ $НУЧП_м$ – нормативная условно чистая продукция в стоимости строительных и электромонтажных работ по таблице

$K_т$ – коэффициент учитывающий изменение стоимости материалов изделий и конструкций для района строительства проектируемого объекта по сравнению со стоимостью для Московской области

$K_р$ – районный или другой коэффициент к заработной плате рабочих, установленный Государственным комитетом СССР по труду и социальным вопросам

$З_{осн}$ – основная заработная плата рабочих

$З_{эм}$ – заработная плата рабочих обслуживающих машины

$C_{эм}$ стоимость эксплуатации машин (без заработной платы рабочих обслуживающих машины)

Таблица 45.7. **Укрупненные показатели установки пунктов секционирования, пунктов АВР, разъединительных пунктов в ценах с 1 января 1984 г. для базисного района (I территориальный район, Московская область)**

Наименование	Цена, руб.	НУЧП	В том числе			Стоимость оборудования, руб
			основная заработная плата	эксплуатация машин		
				всего	в том числе заработная плата	
Пункт секционирования ВЛ 6 – 10 кВ односторонним питанием со шкафом КРН-10-VП-1	390	162	65,9	96,1	30,7	1415
Пункт секционирования ВЛ 6 – 10 кВ с двухсторонним питанием и пункт АВР со шкафом КРН-10-VIII-1	405	169	68	101	31,6	1972
Разъединительный пункт без комплекта разрядников на деревянной опоре	37,8	10,6	6,66	3,94	1,22	79,4
Разъединительный пункт без комплекта разрядников на железобетонной опоре	62,7	16,1	7,97	8,13	2,55	79,4
Комплект разрядников (3 шт.) на железобетонной опоре	18,6	7,17	2,39	4,78	1,15	22,1
То же на деревянной промежуточной опоре	25,6	8,02	2,58	5,44	1,36	22,1
То же на сложной опоре	21,2	7,3	2,42	4,88	1,18	22,1

Примечания: 1. В стоимости установки пунктов секционирования и АВР не учтена стоимость концевых опор.

2. В стоимости установки разъединительных пунктов и разрядников не учтена стоимость опор для установки оборудования.

Таблица 45.8. **Укрупненные показатели установки светильников наружного освещения, вводных ящиков, автоматических выключателей, предохранителей в ценах с 1 января 1984 г. для базисного района (I территориальный район, Московская область)**

Наименование	Цена, руб.	НУЧП	В том числе		
			основная заработная плата	эксплуатация машин	
				всего	в том числе заработная плата
Светильники наружного освещения					
СКЗР-250 с лампой ДРЛ-250	25,9	2,48	0,99	1,49	0,46
СППР-125 с лампой ДРЛ-125	20	2,31	0,93	1,38	0,43
То же с индивидуальным управлением	36,7	7,53	3,31	4,22	1,32
СПП-200м	9,66	2,17	0,89	1,28	0,4
СПП-200м с индивидуальным управлением	26,5	7,53	3,3	4,23	1,32
РКУ с лампой ДРЛ-125 на кронштейне КI	29,3	3,26	1,19	2,07	0,63
То же на кронштейне КII	27,2	3,26	1,19	2,07	0,63
НКУ01-200	9,17	1,31	0,49	0,82	0,25

Продолжение табл. 45.8

Наименование	Цена, руб.	НУЧП	В том числе		
			основная заработная плата	эксплуатация машин	
				всего	в том числе заработная плата
Вводные ящики, автоматические включатели и предохранители					
Вводный ящик ВШ-3-100	69,2	5,76	3,73	2,03	0,62
То же ЯВП-60	44,4	5,64	3,71	1,93	0,59
Автоматический выключатель АП-50 в металлическом кожухе	10,2	3,08	2,53	0,55	0,16
Предохранитель столбовой на деревянной опоре	2,25	0,52	0,51	0,013	0,003
То же на железобетонной опоре	4,05	2,04	0,59	1,45	0,45

Примечание. Стоимость автоматического выключателя АП50 учитывается дополнительно как оборудование по цене 5,97 руб. за штуку.

Таблица 45.9. **Укрупненные показатели по светотехническому оборудованию в ценах на 1 января 1984 г.**

Краткая характеристика светильника	Тип светильника (условное обозначение)	Оптовая цена, руб.-коп.
Светильники прямого света с лампой накаливания мощность 500 Вт для освещения пыльных и сырых производственных помещений, безопасных в отношении взрыва. Гарантийный срок 18 мес	НСПО1 × 500/Д5, 0-01-У3 (УПМ-15)	4 – 20
Светильники прямого света с лампой накаливания мощностью 500 Вт для освещения пыльных и влажных производственных помещений. Срок службы не менее 10 лет. Гарантийный срок 18 мес	НСП22 × 500-121	11 – 35
Светильники прямого света пыленепроницаемые с лампой накаливания 500 Вт для общего освещения пыльных и влажных, а также взрывоопасных и пожароопасных производственных помещений. Срок службы не менее 10 лет. Гарантийный срок 18 мес	УП-24-01У3 УП-24-03У3	8 – 80 7 – 25
Светильники прямого света пыленепроницаемые с лампой накаливания мощностью 500 Вт для общего освещения производственных помещений, где находится во взвешенном состоянии пыль. Срок службы не менее 10 лет. Гарантийный срок 18 мес	НСП22 × 500/111	11 – 35
Светильники прямого света (с отражателем) пыленепроницаемые с лампами накаливания мощностью 100 и 200 Вт для общего освещения производственных помещений с большим содержанием пыли. Срок службы не менее 10 лет. Гарантийный срок 18 мес	НСП11 × 100-234 НСП11 × 200-234	6 – 20 7 – 80
Светильники преимущественно рассеянного света (без отражателя) пыленепроницаемые с лампами накаливания мощностью 100 и 200 Вт для общего освещения производственных помещений с большим содержанием пыли. Срок службы не менее 10 лет. Гарантийный срок 18 мес	НСП11 × 100-231 НСП11 × 200-231	7 – 20 8 – 70

Продолжение табл. 45.9

Краткая характеристика светильника	Тип светильника (условное обозначение)	Оптовая цена, руб.-коп.
Светильники прямого света пыленепроницаемые с лампами накаливания мощностью 500 Вт или с лампами ДРЛ мощностью 250 Вт для общего освещения производственных помещений с большим содержанием пыли и влаги. Срок службы не менее 10 лет. Гарантийный срок 18 мес	ППД2-500-У3	9—00
	НСП20×500-111	11—35
Светильники прямого света подвесные, частично пылезащищенные, с лампами накаливания мощностью 500, 1000 и 1500 Вт или лампами ДРЛ мощностью 250, 400 и 700 Вт для общего освещения высоких пролетов пыльных и влажных производственных помещений	УПД500-001-У3	4—80/ 5—95
	НСП20×500-121	—
	НСП20×1000-121	—
	УПДДРЛ-400-001-У3	21—00
	УПДДРЛ-400-003-У3	19—85
	УПДДРЛ-700-001-У3	27—15
	УПДДРЛ-700-003-У3	26—00
Светильники несимметричного светораспределения подвесные, частично пылезащищенные, с лампами накаливания мощностью 500 и 1000 Вт или лампами ДРЛ мощностью 250 и 400 Вт для освещения вертикальных и наклонных поверхностей пыльных и производственных помещений. Срок службы не менее 8 лет. Гарантийный срок 18 мес	НСП19×500-125	—
	УСП-1000-001-У3	5—40
	НСП19×100-125	—
Светильники для общего освещения производственных помещений, рассчитаны на работу с ртутными лампами типов ДРЛ-400, ДРЛ-700, ДРИ-400 и лампами накаливания мощностью 500 Вт. Срок службы не менее 8 лет. Гарантийный срок 24 мес	РСП11×400-001-У3	28—00
	РСП11×400-002-У3	24—60
	РСП12×700-001-У3	36—50
	НСП11×500-001-У3	13—85
	РСП16×400-001-У3	30—40
Светильники сдвоенные прямого света с двумя лампами ДРЛ-700 или с лампами ДРЛ-400 и ДНАТ-400 для общего освещения пыльных производственных помещений. Срок службы не менее 10 лет. Гарантийный срок 24 мес	РСП14-2×700	90—00
Светильники для местного освещения токарных, сверлильных, фрезерных и других станков, рассчитаны на работу с зеркальными лампами накаливания мощностью до 100 Вт, могут быть использованы обычные лампы мощностью 60 Вт. Светильники отличаются по длине стойки, выпускаются с выключателями и без него. Срок службы не менее 5 лет. Гарантийный срок 18 мес	НКСО1×100/П20-01-У4	4—70
	НКСО1×100/П20-02-У4	4—40
	НКСО1×100/П20-03-У4	4—40
	НКСО1×100/П20-04-У4	4—20
	НКСО1×100/П20-05-У4	4—00
	НКСО1×100/П20-06-У4	3—75
	НКСО1×100/П20-07-У4	3—80
	НКСО1×100/П20-08-У4	3—70
	НКСО1×100/П20-09-У4	4—20
	НКСО1×100/П20-10-У4	3—95
Светильники прямого действия с кварцевыми иодными лампами накаливания мощностью 2000 Вт для освещения высоких пролетов производственных помещений с нормальными условиями среды. Срок службы не менее 5 лет. Гарантийный срок 18 мес	—	10—30
Комплексные осветительные устройства для освещения производственных помещений: с большим содержанием пыли и влаги, во взрывоопасных зонах при условии установки кассет вводных устройств в строительных и коммуникационных каналах, расположенных внутри или вне помещения. Устройства рассчитаны на работу в сети	КОУ1А-М275-1×700-У3	296—00
	КОУ1А-М600-4×700-У3	880—00

Продолжение табл. 45.9

Краткая характеристика светильника	Тип светильника (условное обозначение)	Оптовая цена, руб.-коп.
переменного тока с номинальным напряжением 220—380 В частотой 50 Гц с лампами ДРИЗ мощностью 700 Вт. Срок службы не менее 8 лет. Гарантийный срок 18 мес		
Рудничные взрывобезопасные светильники с люминесцентными лампами для освещения подземных выработок шахт, опасных по газу и пыли. Срок службы не менее 8 лет. Гарантийный срок 24 мес	РВЛ-20-У5 РВЛ-40-У4	30—20 41—85
Светильники повышенной надежности против взрыва с люминесцентными лампами для общего освещения взрывоопасных производственных помещений. Срок службы не менее 8 лет. Гарантийный срок 24 мес	—	50—00
Светильники повышенной надежности против взрыва с лампами накаливания для общего освещения взрывоопасных производственных помещений, а также наружных установок. Срок службы не менее 8 лет. Гарантийный срок 24 мес	Н4БН-150-1-У1 (с отражателем) Н4БН-150-11-У1 (без отражателя)	8—70 6—95
Светильники для освещения взрывоопасных помещений классов В-Iа, открытых площадок верхней палубы морских плавучих буровых платформ класса В-Iг. Срок службы не менее 5 лет. Гарантийный срок 18 мес	Н2Т3Л-40М1	43—00
Светильники для освещения взрывоопасных помещений высотой 8—30 м, рассчитаны на работу в сети переменного тока напряжением 220 В, частотой 50 Гц и предназначены для применения в осветительных установках, совмещаемых с системами приточной вентиляции. Срок службы не менее 5 лет. Гарантийный срок 18 мес	—	100—00
Светильники с люминесцентными лампами для общего освещения взрывоопасных производственных помещений, рассчитаны на работу в сети переменного тока напряжением 220 В, частотой 50 и 60 Гц. Срок службы не менее 5 лет. Гарантийный срок 18 мес	Н4Т4Л-1×8011-У3 Н4Т5Л-1×6511-У3 Н4Т4Л-2×8011-У3 Н4Т5Л-2×6511-У3	40—00 40—00 55—00 55—00
Рассеиватель призматический (двухламповый)	2135А	5—60
Рассеиватель призматический (четырехламповый)	2138	8—40
Решетка экранирующая	3101	3—30
Лист экструдированный светотехнический	1111-ПММА-ОПО1 1111-О1ПММА-ОПО1 1111-ПС-ОП 1112-ПС-ПР 1112-ПС-ОП	1819—00 2340—00 1345—00 1170—00 1358—00 (за 1 т)
Аппараты пускорегулирующие, встроенные, с особо низким уровнем шума для бытовых и административно-общественных светильников местного и общего освещения, обеспечивают режим зажигания и стабилизацию разряда люминесцентных ламп мощностью 20, 30, 40 Вт. Срок службы не менее 10 лет. Гарантийный срок 18 мес	2УБИ-20/220-ВПП-100-ХЛ4 2УБЕ-20/220-ВПП-100-ХЛ4 1УБИ-30/220-ВПП-100-ХЛ4 1УБЕ-30/220-ВПП-100-ХЛ4 1УБИ-40/220-ВПП-100-ХЛ4 1УБЕ-40/220-ВПП-100-ХЛ4 2УБИ-20/220-ВПП-110-ХЛ4 2УБЕ-20/220-ВПП-110-ХЛ4 1УБИ-30/220-ВПП-110-ХЛ4 1УБИ-40/220-ВПП-110-ХЛ4 1УБЕ-40/220-ВПП-110-ХЛ4 1УБИ-20/220-ВПП-110-У4	2—25 3—85 2—25 3—85 2—25 3—85 2—30 3—95 2—30 2—30 3—95 1—18

Продолжение табл. 45.9

Краткая характеристика светильника	Тип светильника (условное обозначение)	Оптовая цена, руб.-коп.
Светильник преимущественно прямого света с четырьмя или двумя люминесцентными лампами мощностью 40 Вт каждая для общего освещения общественных зданий различного назначения. Срок службы не менее 10 лет. Гарантийный срок 18 мес	ЛПО-21-4 × 40/Н-05-УХЛ4 «Ореол-5»	32 – 00
	ЛПО-21-2 × 40/Н-02-4Н («Ореол-2»)	18 – 90
Светильник для освещения помещений общественных зданий различного назначения и жилых домов. Мощность люминесцентных ламп 40 Вт. Срок службы не менее 10 лет. Гарантийный срок 18 мес	ЛПО-03 × 40/Н-21 (рассеиватель из полистирола)	8 – 65
	(рассеиватель из полиметилметакрилата)	9 – 30
Светильники унифицированной серии с люминесцентными лампами мощностью 40 Вт для общего освещения помещений общественных зданий, производственных помещений, жилых домов. Срок службы не менее 10 лет. Гарантийный срок 18 мес	ЛПО30-40-101(И)-УХЛ4	7 – 00
	ЛПО30-40-101(Е)-УХЛ4	9 – 00
	ЛПО30-40-101(К)-УХЛ4	8 – 50
	ЛПО30-40-113(И)-УХЛ4	8 – 00
	ЛПО30-40-113(Е)-УХЛ4	10 – 00
	ЛПО30-40-113(К)-УХЛ4	9 – 50
Потолочный светильник прямого света с четырьмя или двумя люминесцентными лампами мощностью 20 Вт каждая для общего освещения общественных, административных помещений и жилых зданий. Срок службы не менее 8 лет. Гарантийный срок 18 мес	УСП-11-4 × 20	14 – 75
	УСП-11-2 × 20	9 – 40
Настенный светильник прямого света одностороннего светораспределения с двумя люминесцентными лампами мощностью 40 Вт каждая для освещения школьных досок, экспозиций, картин. Срок службы не менее 8 лет. Гарантийный срок 18 мес	ЛПО12 × 40/Б-13У4	18 – 00
Светильники рассеянного света для освещения вспомогательных помещений предприятий и общественных зданий с нормальной средой, рассчитаны на работу с лампами накаливания мощностью 100 Вт. Срок службы не менее 8 лет. Гарантийный срок 18 мес	НПО20 × 100/Р20-01УХЛ4	1 – 35
	НПО20 × 100/Р20-02УХЛ4	2 – 10
	НПО20 × 100/Р20-03УХЛ4	1 – 45
	НБО06 × 100/Р20-01УХЛ4	1 – 75
	НБО06 × 100/Р20-02УХЛ4	2 – 50
	НБО06 × 100/Р20-03УХЛ4	1 – 85
Аппарат пускорегулирующий для обеспечения режима зажигания и стандартизации стабилизации разряда люминесцентных ламп при включении в сеть переменного тока частотой 50 Гц. Аппараты предназначены только для монтажа в светильниках. Срок службы 24 мес	1УБИ80/220ВПП-700УХЛ4	3 – 40
	1УБЕ80/220ВПП-700УХЛ4	5 – 70
	1УБИ80/220ВПП-701УХЛ4	3 – 40
	1УБЕ80/220ВПП-701УХЛ4	5 – 70
	1УБИ13/220ВПП-050У4	2 – 15
	1УБЕ13/220ВПП-050У4	4 – 70
	2УБИ8/220ВПП-050У4	2 – 15
	1АБИ40/220-В-091У5	6 – 50
	2АБИ150/380-040ХЛ4	10 – 70
Аппараты серии 400 для пуска в режиме ждущего зажигания и стабилизации разряда люминесцентных ламп мощностью 40 или 20 Вт при включении в сеть переменного тока частотой 400 Гц. Аппараты рассчитаны на применение в светильниках, монтируемых в железнодорожных вагонах. Гарантийный срок 24 мес	1АБПИ40/220-ВП-400ХЛ4	6 – 00
	1АБПИ20/220-ВП-400ХЛ4	6 – 00

РАЗДЕЛ СОРОК ШЕСТОЙ

АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА

46.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Значительное увеличение продуктов полеводства и животноводства требует широкой механизации и автоматизации процессов в сельскохозяйственном производстве. В стране созданы крупные животноводческие и птицеводческие комплексы, в которых предусмотрена индустриальная технология производства продуктов животноводства.

В полеводстве переработка, сушка, заготовка зерна, кормов также получила индустриальную основу. Это все позволило перейти к широкому применению средств автоматизации.

46.2. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ИНКУБАЦИИ

Современное птицеводство основано на автоматизации процессов производства яиц и мяса птицы. Машинная технология клеточного содержания птицы основана на использовании клеточных батарей. В батареях механизированы поение птиц, раздача кормов, уборка помета и сборка яиц. Современные автоматизированные комплексы включают кормоцех, птичники для выращивания, инкубатории, помещения для продуктивной птицы, оборудование для обработки продукции. Для управления механизмами выпускаются щиты управления, данные о которых приведены в табл. 46.1.

Щит управления ШЯА5901-А074У3 служит для ручного дистанционного и программного автоматического управления электроприводами механизмов подачи кормов, транспортеров уборки помещения и яйцесбора, механизмов кормоподачи и уборки помета и включает ящики управления ЯАА5101-3Б74У3, ЯАА5909-А074У3 и ЯАА9501-2604У3. Может использоваться в комплексах КБР-2/8, БКН-3/7, БКМ-3/6 и др.

Таблица 46.1. **Щиты управления**

Параметры	ШЯА5901-А074У3	ЯАА5906-2А74У3	ЯАА5907-2Б74У3	ЯАА5908-3А74У3 с САА9501-2604У3
Питание	Четырехпроводная сеть переменного тока 220/380 В с глухозаземленной нейтралью			
Напряжение, В:				
силовой цепи	380	380	380	380
цепи управления	220			
Частота сети, Гц	50			
Номинальный ток тепловых расцепителей автоматических выключателей, А	12,5; 16	5	8	12,5
Номинальный ток уставок тепловых реле, А	2,5; 5; 6,3	1,6; 2,5	2; 3,2	1,25
Ток срабатывания расцепителя максимального тока автоматического выключателя	$12I_н$			
Количество подключаемых двигателей	3...6	2	3	6...8
Номинальный ток подключаемых двигателей, А	1,3...7,5	1,3...2,8	2,2...3,5	1,0...1,5
Габариты изделий не более, мм	1500 × 500 × × 250	500 × 500 × 250		500 × 500 × × 250
Масса изделия не более, кг	91	25,8	28,2	30,1

Таблица 46.2. **Назначение устройств управления**

Тип	Назначение
Устройство управления комплектное ЯАА59ХХ-3274ХХ3, ЯАА5910-3274ХХ3, ЯАА5914-3274ХХ3	Для управления двумя скрепковыми транспортерами типа ТСН
Шкафы управления ША5961-43А2, ША5962-43А2	Для централизованного дистанционного управления электрооборудованием агрегата ОКЦ-15 (производительность 2 т комбикорма в час), агрегата ОКЦ-30 (производительность 4 т комбикорма в час)
Станции управления ШАИ5962-33А2У5, «Маяк-6» У5	Для дистанционного управления электроприводами комплектов технологического оборудования КПС-100-1000, КСЦ-200-2000 и «Маяк-6», используемых для приготовления кормосмесей на свинофермах
Ящик управления ЯОА5401-2874АУХЛ3.1	Для программного управления и защиты электрооборудования резервуара-охладителя молока
Модернизированные комплектные устройства РУСА5911-03А2Б-54У2, РУСА5912-03А2Б-54У2	Для дистанционного управления электроприводами однорядного и двухрядного кормораздатчиков РКС-3000 и РКУ-200
Устройства управления комплектные УСК1У3	Для регулирования технологических процессов селекционного комплекса площадью 1500 м^2; разделяются на пульт управления кондиционером КТ (КН), бойлерной установкой, компрессорной станцией, поливом, на пульт контроля и сигнализации за температурой и влагой теплиц, температурой поливной воды
Комплектное устройство ЯАА5301-3874У2	Для дистанционного управления электроприводом кормоприготовительных машин типов КДУ-2,0 и КДМ-2,0
Устройство управления ЯАА5403-2974БУ3	Для управления и автоматического отключения в аварийных режимах электропривода транспортеров типа УС-10 или ТС-1, установленных в животноводческих фермах и комплексах
Пульт управления САА9701-3А74УК	Для дистанционного и автоматического управления нагревателями четырех секций обогрева пола в свинарниках-маточниках

Автоматическое поддержание микроклимата в птичниках осуществляется комплектами «Климат».

Управление комплектами электрооборудования осуществляется станциями управления ШАП5711-33А2У3, ШАП5712-33А2У3. Комплект электрооборудования «Климат-24» состоит из двигателей приточной и вытяжной вентиляции, станции управления, панели датчиков и панели диспетчера.

Автоматическое плавное изменение продолжительности светового дня по заранее заданному графику осуществляется прибором ПРУС-1.

46.3. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ В ЖИВОТНОВОДСТВЕ

Данные об устройствах, позволяющих автоматизировать процессы в животноводстве, и их назначении приведены в табл. 46.2.

46.4. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ В ПОЛЕВОДСТВЕ

Данные об устройствах, позволяющих автоматизировать процессы в полеводстве, и их назначении приведены в табл. 46.3.

Устройства управления для фруктохранилищ вместимостью 1000...3000 т, обеспечивающие поддержание заданных температурных режимов в камерах хранения, управления вспомогательным технологическим оборудованием фруктохранилищ при длительном хранении семечковых плодов и винограда и их охлаждении перед транспортировкой приведены в табл. 46.4 – 46.7.

Таблица 46.3. **Назначение и технические характеристики пультов управления**

Тип	Назначение
Пульт управления:	
САА5908-4077У3	Для дистанционного управления электроприводами зерноочистительного агрегата очистительно-сушильного комплекса КЗС-20 производительностью 20 т/ч
САА5907-4077У3	То же комплекса КЗС-10 производительностью 10 т/ч
САА5905-4077У3	То же ЗАВ-20 производительностью 20 т/ч
Ящики управления ЯАА5901-74У1	Для автоматического управления электромеханического оборудования передвижных насосных станций; применяются в комплексе с дождевальными машинами типа «Фрегат», «Волжанка» и др.
Устройства управления РУС5115-13В3БУ1	Для дистанционного управления электроприводом вентиляционной установки УВС-16 с автоматическим и ручным регулированием подачи воздуха для досушивания сена активным вентилированием
Ящик управления ЯАА5401-ХХ74У1	Для управления электроприводом затворов оросительных сетей и сельскохозяйственных транспортеров

Таблица 46.4. **Устройства управления фруктохранилищами**

Вместимость фруктохранилища, т	Устройства управления, входящие в комплект	
	щита управления	шкафа управления
1000	ШОА5928-4474У3	ШОА5921-3А74У3
1500	ШОА5929-4574У3	ШОА5921-3А74У3
2000	ШОА5930-4А74У3	ШОА5921-3А74У3
3000	ШОА5931-4Б74У3	ШОА5921-3А74У3 ШОА5915-3374У3

Таблица 46.5. **Назначение и технические характеристики щитов управления**

Наименование	Типоисполнение устройства управления
Щит управления технологическим оборудованием фруктохранилища:	
ФХ-1000М	ШОА5928-4474У3 (ШОА5913-3Б74У3, ШОА5919-4274У3)
ФХ-1500М	ШОА5929-4574У3 (ШОА5913-3Б74У3, ШОА5920-4В74У3)
ФХ-2000М	ШОА5930-4А74У3 (ШОА5914-4А74У3, ШОА5932-3А74У3, ШОА5918-3А74У3)
ФХ-3000М	ШОА5931-4Б74У3 (ШОА5914-4А74У3, ШОА5932-3А74У3, ШОА5918-3А74У3)
Шкаф управления насосами системы холодоснабжения для:	
ФХ-1000М, ФХ-1500М	ШОА5913-3Б74У3
ФХ-2000М, ФХ-3000М	ШОА5914-4А74У3
Шкаф управления оборудованием для создания регулируемой газовой среды для фруктохранилища ФХ-3000М	ШОА5915-3374У3

Продолжение табл. 46.5

Наименование	Типоисполнение устройства управления
Шкаф управления № 1 воздухоохладителями для фруктохранилищ ФХ-2000М	ШОА5932-3А74У3
Шкаф управления № 2 воздухоохладителями для фруктохранилищ ФХ-3000М	ШОА5917-4Б74У3
Шкаф управления № 3 воздухоохладителями для фруктохранилищ ФХ-2000М	ШОА5918-3А74У3
Шкаф управления № 4 с воздухоохладителями для фруктохранилищ ФХ-1000М	ШОА5919-4274У3
Шкаф управления № 5 воздухоохладителями для фруктохранилищ ФХ-1500М	ШОА5920-4В74У3
Шкаф управления вспомогательными электроприводами для фруктохранилищ ФХ-1000М, ФХ-1500М, ФХ-2000М, ФХ-3000М	ШОА5921-3А74У3
Шкаф № 1 управления воздухоохладителями для фруктохранилищ ФХ-3000М	ШОА5916-3А74У3

Таблица 46.6. **Назначение и технические характеристики шкафов управления**

Тип фруктохранилища	Шкаф управления воздухоохладителями	Номер камеры	Количество воздухоохладителей в одной камере		Суммарное количество воздухоохладителей во фруктохранилище	
			автоматизированных	неавтоматизированных	автоматизированных	неавтоматизированных
ФХ-1000М	№ 4 ШОА5919-4274У3	1...4	2	1	8	4
ФХ-1500М	№ 5 ШОА5920-4874У3	1...6	2	1	12	6
ФХ-2000М	№ 1 ШОА5932-3А74У3	2...6	2	—	10	—
	№ 3 ШОА5918-3А74У3	2...6	—	2	—	10
ФХ-3000	№ 1 ШОА5916-3А74У3	13	1	—	1	—
	№ 2 ШОА5917-4674У3	5, 9, 10, предварительное охлаждение	1	2	3	6

Таблица 46.7. **Данные об устройствах управления фруктохранилищами**

Тип	Количество подключаемых силовых токоприемников	Суммарная присоединяемая мощность, кВт	Номинальный ток главной цепи, А	Тип	Количество подключаемых силовых токоприемников	Суммарная присоединяемая мощность, кВт	Номинальный ток главной цепи, А
ШОА5913-3Б74У3	10	33	70	ШОА5918-3474У3	22	66	150
ШОА5914-4А74У3	11	67	115	ШОА5919-4274У3	24	72	160
ШОА5915-3374У3	4	5,3	20	ШОА5920-4В74У3	36	108	240
ШОА5916-3А74У3	22	66	150	ШОА5921-3А74У3	11	22	43
ШОА5917-4Б74У3	26	78	175	ШОА5932-3А74У3	22	66	150

46.5. АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Автоматизация предполагает оптимизацию систем электроснабжения.

Задачами оптимизации систем электроснабжения являются рациональное построение систем и экономичное использование приемников и потребляемой ими электроэнергии.

Рациональное построение систем электроснабжения обычно решается на стадии проектирования и включает следующие технико-экономические задачи:

1) определение расчетных электрических нагрузок с учетом профиля хозяйства, технологического процесса проектируемого оборудования;

2) выбор оптимального электрического оборудования и элементов схемы электроснабжения;

3) определение рационального размещения подстанций на территории хозяйства или населенного пункта с учетом планируемого роста электрических нагрузок;

4) нахождение экономически целесообразного числа трансформаций;

5) выбор оптимальных напряжений в системах электроснабжения с учетом перспективы развития хозяйства и района.

Проблема экономичного использования приемников электроэнергии и потребляемой ими электроэнергии требует постоянного внимания, особенно эксплуатационного персонала, и включает:

1) разработку рациональных режимов работы электрического оборудования и системы электроснабжения в соответствии со складывающимися условиями технологического процесса, фактическими данными по оборудованию, параметрам схемы электроснабжения, приемников электроэнергии и качества электроэнергии;

2) разработку и организацию системы контроля за степенью фактического использования оборудования и потребляемой электроэнергии;

3) обеспечение экономичной работы всех элементов системы электроснабжения и рационального использования оборудования и потребляемой электроэнергии.

Всякие оптимизационные расчеты в настоящее время должны обеспечивать в первую очередь минимум приведенных затрат, которые можно назвать критерием оптимизации.

Для оборудования во многих случаях целесообразно считать критерием оптимизации значения коэффициентов включения ($k_в = 1$) и загрузки ($k_з = 1$), а для потребляемой электроэнергии минимум удельного расхода на единицу продукции.

В соответствии с приведенной методикой расчета нагрузочных характеристик приемников электроэнергии и методикой определения фактических параметров их использования можно рекомендовать общие принципы построения АСУ системой электроснабжения. Информационная база АСУ системы электроснабжения должна обеспечивать регистрацию и обработку данных датчиков о работе оборудования (банк-оборудование) и системы электроснабжения (банк-схема). Наличие вычислительных комплексов позволит производить расчет параметров эксплуатационных характеристик и оптимальных режимов. Управляющий орган обеспечит оценку состояния режима работы оборудования и системы электроснабжения, получение выводов и принятие решения.

Реализацию выработанного решения осуществит исполнительный орган через систему передачи осведомительной информации к управляющему органу и командной информации от управляющего органа к исполнительным.

РАЗДЕЛ СОРОК СЕДЬМОЙ

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО НАГРЕВА В СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОМ ПРОИЗВОДСТВЕ

47.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Температура и влажность, скорость движения, химический состав (содержание в нем вредных газов, наличие пыли и микроорганизмов), ионизация воздуха, радиационное тепло, радиоактивное излучение воздуха, освещение и др. оказывают на организм животных и птиц положительное или отрицательное влияние.

Нормативные параметры воздуха животноводческих помещений приведены в табл. 47.1–47.3, птицеводческих помещений – в табл. 47.4–47.5.

Создание оптимального состава воздуха животноводческих помещений составляет предмет производственного процесса и осуществляется техническими средствами.

Таблица 47.1. **Параметры воздуха рабочей зоны помещений для крупного рогатого скота**

Параметры	Вид помещения				
	Коровник для привязного и беспривязного (боксового) содержания	Коровник для беспривязного содержания на глубокой подстилке	Родильное отделение	Здание для выращивания молодняка	Здание для откорма
Температура воздуха, °С	10	5...8	18	16	12
Относительная влажность воздуха, %	80	Не более 85	70	75	75
Скорость движения воздуха, м/с:					
зимой	0,3...0,4	0,3...0,4	0,2	0,1...0,2	0,3
в переходный период	0,5	0,5	0,3	0,2...0,3	0,5
летом	0,8...1	0,8...1	0,5	0,3...1	0,8...1
Допустимая концентрация вредных газов:					
углекислого газа, %	0,25	0,25	0,15	0,25	0,25
аммиака, мг/л	0,02	0,02	0,01	0,015...0,02	0,02
сероводорода, мг/л	0,01	0,01	0,005	0,01	0,01
Воздухообмен на голову, $м^3/ч$:					
зимой	90	90	90	20	60
в переходный период	200	200	200	30	120
летом	350	350	350	80	250

Таблица 47.2. **Предельные нормы содержания пыли и микробов в воздухе помещений**

Помещение	Концентрация пыли в воздухе, $мг/м^3$		Допустимая микробная загрязненность воздуха, тыс. $шт/м^3$
	в холодный период	в теплый период	
Коровник для привязного и беспривязного (боксового) содержания	0,8...1,0	1,2...1,5	До 70
Коровник для беспривязного содержания на глубокой подстилке	1,5	3,9	До 100
Родильное отделение	0,5	1,0	Не более 50
Профилакторий (телята до 20 дней)	0,5	1	Не более 20
Отделения:			
для выращивания телят от 20 до 60 дней	0,5	1	До 40
для доращивания телят от 60 до 120 дней	0,8	1,2	До 40
для молдняка с 4 до 12 мес.	1...1,5	1,5...2	До 70
для телок старше года и нетелей	1	1,5	До 70

Таблица 47 3 **Параметры воздуха свиноводческих помещений и помещений для овец**

Параметры	Свиноводческие помещения							Помещения для овец			
	для холостых и легкосупоросных маток	для хряков-производителей	для глубокосупоросных маток	для подсосных маток с поросятами	для поросят-отъемышей	для ремонтного молодняка	для откормочного поголовья	овчарни для маток баранов, молодняка после отбивки и валухов	родильное отделение в тепляке, овчарне, на комплексе	бройлерный цех на комплексе	манеж в баранниках цех искусственного осеменения овец на комплексе
Температура воздуха, °С	14	14	18	18	22	16	18	5	15	18	15
Относительная влажность, воздуха, %	75	75	70	70	70	70	75	75	70	70	75
Скорость движения воздуха, м/с											
зимой	0,3	0,2	0,2	0,15	0,2	0 2	0,2	0,5	0 2	0 2	0,5
в переходный период	0,3	0,2	0,2	0 15	0,2	0 3	0,2	0 5	0,3	0,2	0,5
летом	До 1	До 1	До 1	До 0 4	До 0,6	До 0 6	До 0 6	0 8 1	0,5	0 3	0,8 1
Допустимая концентрация вредных газов											
углекислого газа %	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0 25	0,2	0,3
аммиака, мг/л	0,02	0,02	0,02	0,015	0 02	0,02	0 02	0,02	0,02	0,015	0,02
сероводорода, мг/л	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0 01	0 01	0 01	0,01	0,01
Воздухообмен на голову, м³/ч											
зимой	70	70	85	100	10	70	45	15	15	10	15
в переходный период	90	90	110	150	20	90	65	25	30	20	25
летом	120	120	150	200	50	120	120	45	50	30	45
Допустимая микробная загрязненность воздуха, тыс шт/м³	80 100	50 60	50 60	40 50	40 50	40 50	50 80	До 70	До 50	До 50	До 70

Таблица 47 4 **Параметры воздуха птицеводческих помещений**

Вид и возрастная группа птицы	Температура в холодный период года при содержании птицы, °С			Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха в холодный период года, м/с	
	напольном		в клеточном помещении		оптимальная	максимальная
	в помещении	под брудерами				
Взрослая птица						
куры	12 16	–	16	60 70	0,3	0,6
индейки	12 16	–	–	60 70	0,3	0,6
утки	7 14	–	–	70 80	0,5	0,8
гуси	10 15	–	–	70 80	0,5	0,8
Молодняк кур						
1 30 дней	22	35 22	24	60 70	0,2 0,3	0,5
31 60 дней	18	22 19	20	60 70	0,2 0,3	0,5
61 150 дней	14 16	–	18	60 70	0,2 0,3	0,5
150 210 дней	12 16	–	16	60 70	0,2 0,3	0,5
Молодняк индеек						
1 20 дней	22	35 22	24	60 70	0,2 0,3	0,5
21 120 дней	20 18	–	–	60 70	0,2 0,3	0,5
121 210 дней	16	–	–	60 70	0,2 0,3	0,5

Продолжение табл. 47.4

Вид и возрастная группа птицы	Температура в холодный период года при содержании птицы, °С			Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха в холодный период года, м/с	
	напольном		в клеточном помещении		оптимальная	максимальная
	в помещении	под брудерами				
Молодняк уток:						
1..10 дней	22	26	22	65...75	0,2...0,3	0,5
11.. 30 дней	20	26...22	—	65...75	0,2...0,3	0,5
31...55 дней	14	—	—	65...75	0,2...0,3	0,5
56...180 дней	14...7	—	—	65...75	0,2...0,3	0,5
Молодняк гусей:						
1...20(30) дней	22	30	20	66...75	0,2...0,3	0,5
21(31)...65 дней	20	—	—	66...75	0,2...0,3	0,5
60...180 дней	15	—	—	70...80	0,2...0,3	0,5

Таблица 47.5. **Температура в помещении для молодняка птицы**

Цыплята			Гусята и утята		Индюшата	
Возраст, день	Температура, °С		Возраст, день	Температура, °С	Возраст, день	Температура, °С
	зимой и в переходный период	летом				
1...5	28...29	28...27	1...5	28...27	1...5	31...30
6...10	27...25	26...24	6...15	26...24	6...10	29...27
11...20	24...23	23...21	16...20	23...18	11...20	26...25
21...30	22...21	20...18			21...30	25...23
31...40	20...18	18...16			31...40	22...20

47.2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ КАЛОРИФЕРЫ, ЭЛЕКТРОВОДОНАГРЕВАТЕЛИ

Электрокалориферы СФОЦ-Р/05-И1 (табл. 47.6) работают в системах подогрева воздуха и вентиляции помещений сельскохозяйственного и промышленного назначения при условии, если окружающая среда невзрывоопасная и не содержит значительного количества токопроводящей пыли.

Условное обозначение электрокалориферов:

С – нагрев сопротивлением; Ф – электрокалорифер; О – среда в рабочем пространстве; Ц – центробежный вентилятор; Р – мощность, кВт; 0,5 – температура, сотни °С; И1 – исполнение; УХЛ4 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150–69* и ГОСТ 15543–70*. Электрокалориферы соответствуют ТУ 16-531.669–79.

Электрокалориферы СФОО-10/0,4-И1; СФОО-16/0,4-И1 предназначены для поддержания необходимого температурного режима в овощехранилищах в системе рециркуляции воздуха, а также для систем вентиляции помещений сельскохозяйственного назначения и промышленных зданий, где требуется поддержание нагреваемого воздуха без перепадов.

Электрокалорифер состоит из блока нагревателей и вентилятора с электродвигателем, которые крепятся на раме. Воздух при прохождении через блок нагревателей подогревается до заданной температуры и подается вентилятором в помещение хранилища. Электрокалорифер крепится к колонне или стене на кронштейнах. В электрической схеме предусмотрена блокировка и сигнализация, не допускающие работу блока нагревателей без включенного вентилятора.

Электрокалориферы изготовляют в исполнении У и категории размещения 4 по ГОСТ 15150–69*; они соответствуют требованиям ТУ-16-531.576–76.

Электрокалориферы СФОА (табл. 47.7) размещают как в отдельных помещениях, так и в животноводческих помещениях с по-

Таблица 47.6. **Электрокалориферы**

Параметры	СФОЦ-5/Р/0,5-И1	СФОЦ-10/Р/0,5-И1	СФОЦ-16/Р/0,5-И1
Установленная мощность, кВт	4,92	10	16,1
в том числе электрокалорифера	4,8	9,6	15
Производительность по воздуху не не менее, м³/ч	700	800	1 900
Перепад температур выходящего и входящего воздуха не более, ℃	25	35	30
Аэродинамическое сопротивление по воздуху не более, Па	30	60	200
Суммарное аэродинамическое сопротивление сети по воздуху не более, Па	180	350	550
Число электрических секций	1	2	–
Количество нагревательных элементов	3	6	–
Мощность секций, кВт	4,8	4,8	7,5

Техническая характеристика электрокалориферов

	СФОО-10/0,4-И1	СФОО-16/0,4-И1
Напряжение (трехфазное) питающей сети, В	380	
Частота, Гц	50	
Установленная мощность, кВт	10,4	15,8
Мощность блока нагревателей, кВт	9,6	15
Напряжение нагревателя, В	220	
Схема соединения нагревателей в блоке	У	
Перепад температур выходящего и входящего воздуха, С, не более	4	6
Производительность по воздуху при указанном перепаде температур, м³/ч	7 000	
Температура воздуха, выходящего из электрокалорифера, С, не более	40	
Масса, кг	58	

Таблица 47.7 **Техническая характеристика электрокалориферов СФОА**

Параметры	СФОА-25	СФОА-40	СФОА-60	СФОА-100
Номинальная мощность, кВт	23,25	46,5	69	103
в том числе электрокалорифера	22,5	45	67	90
Число нагревательных секций	3	3	3	3
Мощность нагревательной секции, кВт	7,5	15	22,5	30
Подача установки по воздуху, м³/ч:				
максимальная	2 400	6 100	6 100	11 000
минимальная	1 480	2 480	3 580	5 940
Перепад температуры нагреваемого воздуха соответствующей подачи, ℃:				
максимальной	50	50	50	50
минимальной	26	20	28	24
Максимальное аэродинамическое сопротивление установки, Па	350	650	850	850

СФОЦ-Р/0,5-И1

СФОЦ-25/Р/0,5-И1	СФОЦ-40/Р/0,5-И1	СФОЦ-60/Р/0,5-И1	СФОЦ-100/Р/0,5-И1
23,6	47,2	69,7	97,5
22,5	45	67,5	90
2 500	3 500	4 000	5 000
35	50	65	70
150	200	250	
600	900	950	1 500
—	—	3	—
9	18	27	36
7,5	15	22,5	30

Таблица 47.8. **Технические характеристики трехфазных электронагревателей сельскохозяйственного назначения**

Тип	Емкость, л	Установленная мощность, кВт	Время нагрева до максимальной температуры, ч	Максимальная температура воды, °С	Габариты, мм		Масса, кг
					диаметр	высота	
УАП-200/0,9-И2	200	6,0	4	90	1 000	1 000	150
УАП-400/0,9-М1	400	12,0	4	90	742	1 850	180
ВЭП-600/0,2-0,9	100	10,5	—	16—90	440	1 440	160
УАП-800/0,9-М1	800	18,0	6	90	1 092	1 730	310
УАП-1 600/0,9-И1	1 600	30,0	6	90	1 000	2 650	500

Таблица 47.9. **Технические характеристики электродных водонагревателей типа ЭПЗ-И2**

Параметры	ЭПЗ-25И2	ЭПЗ-60И2	ЭРЗ-100И2
Номинальная мощность, кВт	25	60	100
Температура воды, °С:			
на входе	70	70	70
на выходе	95	95	95
максимально допустимая	130	130	130
Максимальное рабочее давление, кПа (кгс/см^2)	58,8 (6)	58,8 (6)	58,8 (6)
Номинальный ток, А	33	92	152
Производительность, м^3/ч	0,85	2,04	3,4
КПД	0,99	0,99	0,99
Габариты (диаметр × высота), мм	297 × 700	297 × 780	298 × 965
Масса (без щита управления), кг	66	70	80

вышенной влажностью, в воздухе которых содержатся агрессивные компоненты.

При отсутствии централизованного горячего водоснабжения электронагрев воды на животноводческих и птицеводческих фермах, в теплично-парниковых хозяйствах, в гаражах, мастерских, предприятиях коммунально-бытового назначения и др. производится электроводонагревателями, технические данные о которых приведены в табл. 47.8—47.10.

Таблица 47 10 **Номенклатура электронагревательных установок электродного типа (диапазон регулирования мощности 25...100 %)**

Тип	Номинальная мощность, кВт	Теплопроизводительность, Гкал/ч	Расчетное удельное сопротивление при 20 °С, 10^3 Ом см	Рабочее давление, кПа (кгс/см²)		Масса, кг
				максимальное	минимальное	
КЭВ-9/0,4	9	0,076	2–12	6,8 (0,7)	–	8,5
КЭВ-40/0,4	40	0,034	1–17	58,8 (6)	9,8 (1)	88
КЭВ-63/0,4	63	0.054	1–17	58,8 (6)	9,8 (1)	124
КЭВ-100/0,4	100	0,086	1–17	58,8 (6)	9,8 (1)	170
КЭВ-160/0,4	160	0,14	1–17	58,8 (6)	9,8 (1)	170
КЭВ-250/0,4	250	0,22	1–17	58,8 (6)	9,8 (1)	251
КЭВ-400/0,4	400	0,35	1–17	58,8 (6)	9,8 (1)	380
КЭВ-1 000/0,4	1 000	0,86	1–10	98,8 (10)	9,8 (1)	890
			1–8		39,2 (4)	890

Примечание Температура воды на входе 70, а на выходе 95 °С для последней строки 70/130 °С

47.3. УСТАНОВКИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВОЗДУХООБМЕНА В ЖИВОТНОВОДЧЕСКИХ И ПТИЦЕВОДЧЕСКИХ ПОМЕЩЕНИЯХ

Технические данные комплекта «Климат-2», предназначенного для обеспечения необходимой температуры, влажности и воздухообмена в животноводческих и птицеводческих помещениях с системами воздушного отопления, приведены в табл 47 11

Для обеспечения автоматического поддержания температуры воздуха в заданных пределах, а также регулирования воздухообмена предназначены комплекты приточно-вытяжных установок (ПВУ), технические данные которых приведены в табл 47 12

Таблица 47 11 **Технические данные комплекта «Климат-2»**

Оборудование	Число модификаций, шт								
	«Климат-24»			«Климат-25»			«Климат-27»		
	24-6	24-8	24-10	25-6	25-8	25-10	27-6	27-8	27-10
Вентилятор центробежный Ц4-70									
№ 60	2	–	–	2	–	–	2	–	–
№ 8	–	2	–	–	2	–	–	2	–
№ 10	–	–	2	–	–	–	–	–	–
Вентилятор осевой									
ВО-4	45	45	45	–	–	–	–	–	–
ВО-5	–	–	–	30	30	30	–	–	–
ВО-6	–	–	–	30	30	30	–	–	–
ВО-7	–	–	–	–	–	–	16	16	16
Система разбрызгивания	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Устройство терморегулирующее дилатометрическое электрическое ТУДЭ-2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Калориферы пластинчатые	2 8	2 8	2 8	2 8	2 8	2 8	2 8	2 8	2 8
Станция управления с панелью датчиков									
ШАП-5711 33А2А	–	–	1	–	–	1	–	–	1
ШАП-5711 33А2Б	1	1	–	1	1	–	1	1	–

Таблица 47.12. **Техническая характеристика установок типа ПВУ**

Характеристики	ПВУ-4	ПВУ-6	ПВУ-9
Воздухоподача, м³/ч:			
приток	4000	6000	9000
вытяжка	3400	5300	8000
Теплоотдача, ккал/ч:			
наибольшая	12900	12900	16500
наименьшая	6450	6450	8250
Число электронагревательных элементов, шт.	6	6	6
Мощность электродвигателя, кВт	1,1	1,1	2,2
Частота вращения, мин$^{-1}$	1400	930	930
Габариты, мм:			
высота	5200	5460	6850
диаметр наибольший	1000	1150	1250
Масса с монтажной плитой, кг	340	470	630

47.4. ЭЛЕКТРООБОГРЕВ ПАРНИКОВ И ТЕПЛИЦ

Для поддержания оптимальной температуры воздуха и почвы в парниках и теплицах нашли распространение электрические калориферы, электроводоподогреватели и электрические котлы, данные о которых приведены в таблицах.

В качестве нагревательных элементов для обогрева парников и теплиц используют стальную оцинкованную проволоку, протянутую в изоляционных трубах, нагревательный провод ПОСХП или ПОСХВ, а также электродный способ и др.

47.5. ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ ДЛЯ СУШКИ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПРОДУКТОВ И КОРМОВ

Лампы термоизлучатели (табл. 47.13–47.15) ИК3220-500, напряжением 220 В, мощностью 500 Вт (цветовая темпера-

Таблица 47.13. **Назначение и краткая характеристика дуговых ртутных ламп**

Характеристика	Лампы дуговые ртутные люминесцентные для фотосинтеза растений	
	ДРЛФ400346722	ДРЛ700346723
Мощность лампы, Вт	400	700
Напряжение, В	135	140
Рабочий ток, А	3,25	5,4
Световой поток, лм	12800	36000
Красное отношение, %	–	6
Средняя продолжительность горения, ч	7000	10000
Масса, г	750	–
Тип цоколя	Е40/45	Е40/45 или Е40/55×47
ГОСТ, ТУ	ТУ 16-535	ГОСТ 16354–77*
Цена за 1000 шт., руб.	1500	12000

Таблица 47.14. **Лампы, применяемые в медицине для физиотерапии, в сельском хозяйстве для облучения скота и птицы, в промышленности для технических целей**

Характеристика	ДРТ-230-34-6734-1201	ДРТ-400-34-6734-1202	ДРТ-1000-34-6734-2201	ДРТ-2500-34-6734-2202
Мощность лампы, Вт	230	400	1000	2500
Напряжение на лампе, В	70	135	145	850
Ток лампы, А	3,8	3,25	7,5	3,4
Лучистый поток, Вт	24	39	128	9500
Средняя продолжительность горения, ч	2000	2700	2000	3500
Масса, г	65	76	136	300
ГОСТ, ТУ	20401–75*			ТУ 16-535-387–75
Цена за 1000 шт., руб.	1600	6100	8300	25660

Продолжение табл 47.14

Характеристика	ДБ15-34-6731-2201	ЛЭ15-34-6731-3201	ДБ30-1-34-6732-1201	ЛЭ30-1-34-6732-2201
Мощность лампы, Вт	15	15	30	30
Напряжение на лампе, В	54	54	104	104
Ток лампы, А	0,33	0,33	0,36	0,36
Лучистый поток, Вт	2,5	40	6,0	95
Средняя продолжительность горения, ч	3000	5000	5000	5000
Масса, г	75	75	150	150
ГОСТ, ТУ	ТУ 16-535-273-75	ТУ 16-535-274-74	ТУ 16-535-273-75	ТУ 16-535-274-74
Цена за 1000 шт., руб.	1250	1350	1700	1950

Таблица 47.15. **Стартеры для люминесцентных ламп низкого давления**

Характеристика	20С-127-34-6922-0001	80С-220-34-6922-0003
Предельная мощность ламп, Вт	20	80
Номинальное напряжение стартера, В	127	220
ГОСТ	ГОСТ 8799-75*	
Цена за 1000 шт., руб.	155	164

тура 2350 К, средняя продолжительность горения 6000 ч) применяются в облучательных установках для создания интенсивного потока в инфракрасной области спектра и предназначены для сушки различных изделий и материалов.

47.6. ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ МАСТЕРСКИХ, ГАРАЖЕЙ И Т. П.

Для теплоснабжения мастерских, гаражей и т. п. применяются комплектные котельные с электродными водогрейными котлами (табл. 47.16, 47.17).

Электрокотельная КЭВ-63/04 может быть использована для отопления и горячего водоснабжения.

Техническая характеристика КЭВ-63/0,4 приведена ниже:

Теплопроизводительность, ккал/ч:
- в режиме отопления . 54 000
- в режиме горячего водоснабжения . . .108 000

Мощность электрокотла, кВт 68
Напряжение питающей сети, В 380
Максимальное давление в котлах, кПа (кгс/см^2)58,8 (6)
Теплоноситель . . . .Горячая вода
Параметры теплоносителя, °С:
- в режиме отопления70-95
- в режиме горячего водоснабжения . .60-75

Габариты, мм . . . .2500×2500×2000
Масса, кг 300

Таблица 47.16. **Техническая характеристика котлов электродных паровых регулируемых (КЭПР) при номинальном напряжении питающей сети 380 В**

Характеристика	КЭПР-160/0,4	КЭПР-250/0,4
Мощность, кВт	160	250
Паропроизводительность, кг/ч	210	320

Продолжение табл. 47.16

Характеристика	КЭПР-160/0,4	КЭПР-250/0,4
Диапазон регулирования мощности, %	100 ÷ 5	100 ÷ 5
Расчетное удельное сопротивление воды при 20 °С · 10^3, Ом · см	1 – 12	1 – 12
Давление пара, кПа (кгс/см^2)	58,8 (6)	58,8 (6)
Масса, кг	625	650

Таблица 47.17. **Техническая характеристика электродных паровых котлов ВНИИЭТО**

Параметры	1КЭП-100	1КЭП-160	1КЭП-250
Номинальная мощность, кВт	100 ± 10%	160 ± 10%	250 ± 10%
Паропроизводительность, кг/ч	135	215	330
Диапазон регулирования мощности, %	10 ± 100	10 ± 100	10 ± 100
Давление пара, кПа (кгс/см^2)	58,8 (6)	58,8 (6)	58,8 (6)
Масса, кг	600	625	650

47.7. ХОЛОДИЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Для централизованного холодоснабжения фруктохранилищ применяют аммиачные машины ХМ-АВ-22, ХМ-АУ-45 и ХМ-АУУ-90 холодопроизводительностью 17,5 – 105 кВт и фреоновые холодильные машины ХМ-ФВ-20, ХМ-ФУ-40, ХМ-ФУУ-80 – 17,5 – 95,5 кВт.

Во фруктохранилищах с децентрализованной системой холодоснабжения нашли применение блочные автоматизированные фреоновые машины ФХ-100 и ХМФ-16 (табл. 47.18).

Для охлаждения молока на животноводческих фермах применяют фреоновые установки МХУ-8С, техническая характеристика которых приведена ниже:

Холодопроизводительность при стандартном режиме, кВт 9,3
Мощность электродвигателя компрессора, кВт 4,5
Площадь теплообменной поверхности конденсатора, м^2 60
Подача вентилятора конденсатора, м^3/ч 5000
Мощность электродвигателя вентилятора, кВт 0,6
Масса, кг 690

Сбор, охлаждение и кратковременное хранение молока на фермах производят в танках-охладителях, технические характеристики которых приведены в табл. 47.19. Хладоносителем в них служит вода; охлажденная установкой МХУ-8С.

Таблица 47.18. **Технические характеристики холодильных машин**

Тип	Холодопроизводительность при температуре наружного воздуха 30 °С и температуре воздуха на входе в воздухоохладитель 2 °С, кВт	Потребляемая мощность, кВт	Подача вентилятора воздухоохладителя, м^3/ч	Мощность электронагревателей, кВт
ФХ-100	18,6	19,7	16 000	7
ХМФ-16	18,6	18,8	16 000	7

Таблица 47.19. **Технические характеристики танков-охладителей молока**

Тип охладителя молока	Тип танка	Вместимость, л		Габариты, мм			Масса, кг
		общая	рабочая	длина	ширина	высота	
ТОВ-1	Вертикальный	1245	1000	1725	1435	2320	577
ТО-2	Горизонтальный	2200	2000	2820	1350	1550	808

Примечание. Суммарная мощность электродвигателей при использовании холодильной установки МХУ-8С составляет 11,9 кВт.

Таблица 47.20. **Охладительно-пастеризационные установки**

Характеристика	ОПУ-3М	ОПФ-1	Характеристика	ОПУ-3М	ОПФ-1
Производительность, л/ч	3000	1000	Общая площадь поверхности теплообмена, м^2	13,4	6,85
Температура молока, °С	5...10	10			
Температура пастеризации, °С	76±2	76±2	Расход охлаждающей воды, л/ч	1800	1800
Продолжительность выдержки, с	20	20 или 300	Расход пара, кг/ч	72	25
			Мощность электродвигателя, кВт	10	8,9
Температура охлажденного молока, °С	4	8	Масса, кг	950	910

Таблица 47.21. **Технические характеристики холодильных агрегатов**

Тип	Холодопроизводительность, Вт	Частота вращения вала компрессора, об/мин	Площадь поверхности охлаждения конденсатора, м^2	Вместимость ресивера, л	Мощность электродвигателя, кВт	Габарит, мм	Масса (с фреоном-12 и маслом), кг
ФАК-0,7Е	814	450	3,8	2,25	0,6	580×445×445	76
ФАК-1,1Е	1280	650	4,95	2,25	1,0...1,1	580×465×445	86
ФАК-1,5М	1745	950	6,5	5,1	1,5...1,7	780×605×480	122

Таблица 47.22. **Технические характеристики холодильных машин**

Тип	Холодопроизводительность (при температуре кипения −15 °С и температуре конденсации 30 °С), Вт	Вид охлаждения конденсатора	Площадь поверхности охлаждения конденсатора, м^2	Габариты, мм	Масса (с фреоном-12 и маслом), кг
ИФ-49	3950	Водяное	3	1070×405×720	183
ИФ-56	3500	Воздушное	14	926×670×600	198

Примечание. Частота вращения вала компрессора ФВ-4 для обеих машин 650 об/мин, мощность электродвигателя компрессора 2,2 кВт.

Крупные молочные фермы оснащаются стационарными автоматизированными охладительно-пастеризационными установками (табл. 47.20).

Для охлаждения холодильных шкафов и сборных холодильных камер служат холодильные агрегаты ФАК (табл. 47.21) и холодильные машины ИЮ (табл. 47.22).

РАЗДЕЛ СОРОК ВОСЬМОЙ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ И АППАРАТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОМ ПРОИЗВОДСТВЕ

48.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Для электроустановок сельскохозяйственного назначения широкое распространение получили асинхронные электродвигатели. Синхронные машины и электродвигатели постоянного тока применяются редко.

ГОСТ 19348−82 на электротехнические изделия сельскохозяйственного назначения требует, чтобы они были предназначены для работы в трехфазных системах переменного

тока частотой 50 Гц с глухозаземленной нейтралью номинальным напряжением 220/380 и 380/660 В, с изолированной нейтралью номинальным напряжением 380/660 В. Для машин и аппаратов, питающихся от источников и преобразователей электроэнергии, допускается применять номинальные напряжения в соответствии с требованиями ГОСТ 23366–78.

На зажимах электродвигателей и аппаратов для их пуска и управления допускаются отклонения напряжения от номинального $-7{,}5 \div 10\,\%$ и кратковременная работа при напряжениях до 0,8 номинального значения.

В помещениях сельскохозяйственного назначения с агрессивными средами машины и аппараты допускаются в химически стойком исполнении Х2. В помещениях, в которых технологическое оборудование подвергается дезинфицированию, электрические машины и аппараты должны быть стойкими к воздействию следующих специальных сред группы 6: свежегашеной извести, хлорной извести (осветленный раствор), формалин-креслиновой смеси, кальцинированной соды.

Срок службы машин и аппаратов должен быть не менее 8 лет. Показателем ремонтопригодности служит среднее время восстановления, значение которого должно выбираться из ряда: 1; 5; 10; 20; 40; 60; 90 мин; 2; 4; 8; 24; 48 ч, а также объединенная суммарная трудоемкость технического обслуживания и ремонта. Ремонтируемые изделия должны допускать замену отдельных элементов в условиях эксплуатации.

Единая серия асинхронных двигателей низкого напряжения 4А мощностью 0,06... 400 кВт (при 1500 об/мин) состоит из 17 габаритов по высоте оси вращения от 50 до 355 мм на синхронные частоты вращения 3000, 1500, 1000, 750, 600 и 500 об/мин.

Двигатели сельскохозяйственного назначения единой серии допускают работу на открытом воздухе при температуре $-45 \div 40\,^{\circ}\mathrm{C}$ и относительной влажности 100% при температуре окружающей среды 25 °С. Они выпускаются следующих модификаций: в основном исполнении с высотой оси вращения 56...200 мм; многоскоростные с сочетанием синхронных частот вращения 1500/3000 $мин^{-1}$ с высотой оси вращения 56...132 мм; 1000/1500 $мин^{-1}$ – 132 мм, 750/1500/3000 $мин^{-1}$ – 112, 132 мм; с повышенным пусковым моментом с высотой оси вращения 160...200 мм; со встроенной температурной защитой; по техническим данным модификации соответствуют базовым машинам.

Работа асинхронных двигателей сельскохозяйственного назначения при отклонении напряжения допустима, однако при длительном снижении напряжения до 0,9 номинальная нагрузка с высотами оси вращения 56...160 мм, а также 180 мм (кроме двухполюсных) должна быть снижена на 10%; нагрузку двухполюсных двигателей с высотой оси вращения 180 и 200 мм необходимо снизить на 20%. При длительном снижении напряжения до 0,8 номинального нагрузка двигателей с высотами оси вращения 56 и 63 мм должна быть снижена на 15%, 71...180 мм (кроме двухполюсных с высотой оси вращения 100–180 мм) на 20%; нагрузка двухполюсных двигателей с высотами вращения 160...180 мм и 200 мм должна быть снижена на 30%.

Допускается обработка двигателей де-

Таблица 48.1. **Технические данные асинхронных электродвигателей напряжением 380 В сельскохозяйственного назначения**

Тип	Номинальная мощность, кВт	Ток, А	КПД, %	Коэффициент мощности	Частота вращения, об/мин	Кратность			Масса, кг			Момент инерции ротора, $кг \cdot м^2$
						максимального момента	пускового момента	пускового тока	М100	М200	М300	
4А112М2СУ1	7,5	15	87,5	0,88	2900	2,2	2	7,5	56	60	58	0,0396
4А112М4СУ1	5,5	12	85,5	0,85	1450	2,2	2	7	55	59	57	0,0665
4АС112МА6СУ1	3	7,4	81	0,76	950	2,2	2	6	48	52	50	0,069
4АС112МВ6СУ1	4	9,1	82	0,81	950	2,2	2,2	6	56	60	58	0,0846
4А132М2СУ1	11	21	88	0,9	2900	2,2	1,6	7,5	87	94,5	91,9	0,091
4А132М4СУ1	11	22	87,5	0,87	1450	2,2	1,6	7,5	92,1	99,6	97	0,161
4А132М4СУ1	7,5	15	87,5	0,86	1450	2,2	2	7	76,7	84,2	82	0,1131
4А132М6СУ1	7,5	16	85,5	0,81	960	2,2	2	7,0	92,3	99,8	97,2	0,231
4АС132М6СУ1	5,5	12	85	0,8	960	2,2	2	7	73,1	80,6	78,4	0,1615

Таблица 48.2. **Данные асинхронных двигателей сельскохозяйственного назначения напряжением 380/220, В, работающие с заземленным (глухим) нулевым проводом**

Тип двигателя	Номинальная мощность, кВт	Номинальная нагрузка: скольжение	Номинальная нагрузка: КПД, %	Номинальная нагрузка: коэффициент мощности	$\frac{M_{max}}{M_{ном}}$	$\frac{M_{пуск}}{M_{ном}}$	$\frac{M_{min}}{M_{ном}}$	$\frac{I_{пуск}}{I_{ном}}$
Синхронная частота вращения 3000 об/мин								
4А160*S*2БСУ1	15	2	88	0,91	2,2	1,4	1	7,5
4А160М2БСУ1	18,5	2,33	88,5	0,92				
4А180*S*2БСУ1	22			0,91				
4А180М2БСУ1	30		90,5	0,9				
Синхронная частота вращения 1500 об/мин								
4АР160S4БСУ1	15	2,33	87,5	0,87	2,2	2	1,6	7,5
4АР160М4БСУ1	18,5		88,5					
4АР180S4БСУ1	22	2,66	90					
4АР180М4БСУ1	30							
Синхронная частота вращения 1000 об/мин								
4АР160S6БСУ1	11	2,5	85,5	0,83	2,2	2	1,6	7
4АР160М6БСУ1	15		87,5					
4АР180М6БСУ1	18,5	3	87	0,8				6

Таблица 48.3. **Технические данные специальных асинхронных двигателей сельскохозяйственного назначения (напряжение 380 В)**

Тип	Мощность, кВт	Частота вращения (синхронная), об/мин	Масса, кг	Каталог	Оптовая цена, руб—коп
Со встроенной температурной защитой					
4А132М2БСУ1	11	3000	88	01.01.67-77	122—20
4А132S4БСУ1	7,5	1500	77	01.01.67-77	110—60
4А132М4БСУ1	11	1500	93	01.01.67-77	122—20
4А132S6БСУ1	5,5	1000	74	01.01.67-77	110—60
4А132М6БСУ1	7,5	1000	93	01.01.67-77	122—20
С повышенным скольжением (мощность указана для ПВ 40 %)					
4АС132М2СУ1	11,8	3000	98	01.01.63-77	115
4АС132S4СУ1	8,5	1500	77	01.01.63-77	104
4АС132М4СУ1	11,8	1500	93	01.01.63-77	115
4АС132S6СУ1	6,3	1000	74	01.01.63-77	104
4АС132М6СУ1	8.5	1000	93	01.01.63-47	115
Многоскоростные					
4А132М4/2СУ1	6/6,7	1500/3000	77	01.01.82-77	Цены не установлены
4А132М4/2СУ1	8,5/9,5	1500/3000	93	01.01.82-77	То же
4А132М6/4СУ1	4/4,5	1000/1500	77	01.01.82-77	» »
4А132М6/4СУ1	6/6,2	1000/1500	93	01.01.82-77	» »
4А132М8/4СУ1	3,2/5,3	750/1500	73	01.01.82-77	117
4А132М8/4СУ1	4,2/7,1	750/1500	92	01.01.82-77	133—50
4А132М8/4/2СУ1	1,8/3/3,6	750/1500/3000	77	01.01.82-77	Цены не утверждены
4А132М8/4/2СУ1	2,4/4,5/5	750/1500/30000	93	01.01.82-77	

Таблица 48.4. **Техническая характеристика некоторых асинхронных двигателей сельскохозяйственного назначения**

Тип	Мощность, кВт	Напряжение, В	Частота вращения, об/мин
4АА50А2СУ1	0,09	220/380	3000
4АА50В2СУ1	0,12		3000
4АА50А4СУ1	0,06		1500
4АА50В4СУ1	0,09		1500
4А80А2СУ1	1,5		3000
4А80В2СУ1	2,2		3000
4А80А4СУ1	1,1		1500
4А80В4СУ1	1,5		1500
4А80А6СУ1	0,75		1000
4А80В6СУ1	1,1		1000
4АА63А2СУ1	0,37	380	2740
4АА63В2СУ1	0,55		2730
4АА63А4СУ1	0,25		1370
4АА63В4СУ1	0,37		1360
4АА63А6СУ1	0,18		900
4АА63В6СУ1	0,25		900

зинфицирующим раствором без избыточного давления, а также воздействие аэрозолей с выраженными коррозирующими свойствами к черным и цветным металлам длительностью до 24 ч и частотой не более 1 раза в месяц.

Технические данные электродвигателей приведены в табл. 48.1 – 48.4.

48.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИЕМНИКАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

а) Определение нагрузочных характеристик асинхронного двигателя

Нагрузочные характеристики асинхронного двигателя могут быть построены по данным опытного испытания машин на специальных стендах. При этом требуется проведение испытания каждой машины, однако иногда оно невозможно, например для машин большой мощности.

Построение нагрузочных характеристик возможно с помощью круговых диаграмм. Для этого требуется снятие данных на холостом ходу и при коротком замыкании.

Как показано в [45], нагрузочные характеристики асинхронных двигателей с одинаковыми номинальными коэффициентами мощности и кратности тока холостого хода, построенные в относительных величинах, имеют одинаковый вид. Поэтому нет необходимости для каждого асинхронного двигателя строить свои характеристики.

Излагаемая ниже методика позволяет рассчитывать параметры асинхронного двигателя по паспортным данным машины с помощью вычислительных машин.

Нагрузочные характеристики могут быть построены в относительных и абсолютных величинах.

В качестве исходной информации для построения нагрузочных характеристик асинхронного двигателя в относительных величинах необходимо из паспортных данных выявить номинальный коэффициент мощности $\cos\varphi_{ном}$, кратность реактивной составляющей тока холостого хода в долях номинального тока $K_{и0р}$, принять первоначальный коэффициент загрузки по активной присоединенной мощности $K'_{з,а1}$ и шаг изменения коэффициента загрузки $\Delta K'_{з,а}$.

С учетом использования вычислительных машин алгоритм расчета предполагает следующий порядок вычисления величин:

1) коэффициент загрузки по активной присоединенной мощности

$$K'_{з,а,i}=\frac{P_{ср,р,i}}{P_{п}};$$

$$K'_{з,а,i}=\begin{cases} K'_{з,а1} \text{ при } i=1; \\ K'_{з,а1}+\Delta K'_{з,а,i} \text{ при } i>1; \end{cases}$$

2) фактический $\cos\varphi_{1i}$, соответствующий $K'_{з,а,i}$

$$\cos\varphi_{1i}=\frac{K'_{з,а,i}\cos\varphi_{1ном}}{\sqrt{K^2_{и0р}+(1-K^2_{и0р})(K'_{з,а,i})^2}};$$

3) коэффициент загрузки по току $K_{з,i}$, соответствующий $K'_{з,а,i}$

$$K_{з,i}=K'_{з,а,i}\frac{\cos\varphi_{1ном}}{\cos\varphi_{1i}};$$

4) коэффициент загрузки по реактивной мощности

$$K_{з,q,i}=\sqrt{K^2_{и0р}+(1-\cos^2\varphi_{1ном}-K^2_{и0р})(K'_{з,а,i})^2}.$$

Расчеты по формулам пп. 1 – 4 производятся для каждого значения параметра $i=1, 2\ldots$ Расчеты прекращаются, когда коэффициент загрузки $K'_{з,а,i}$ станет больше единицы.

В качестве исходной информации для построения нагрузочных характеристик асинхронного двигателя в абсолютных величинах принимаются заданными: номинальная активная мощность $P_{ном}$, номинальный ток статора $I_{1ном}$, номинальный коэффициент мощности тока статора $\cos\varphi_{1ном}$, номинальный КПД, ток холостого

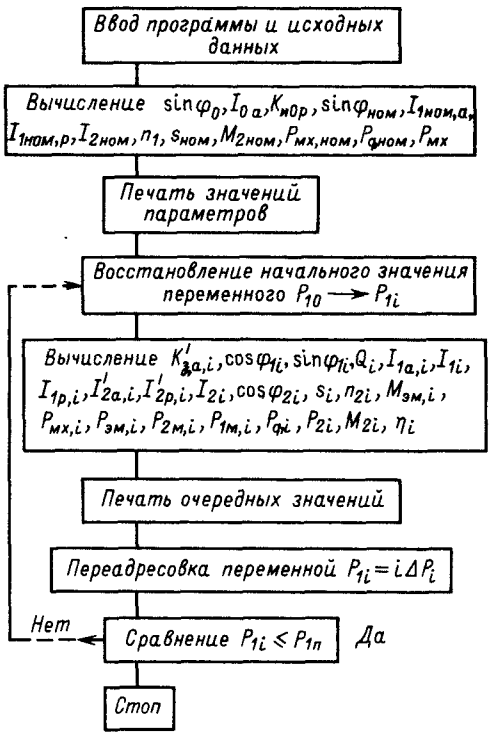


Рис. 48.1. Вспомогательная схема расчета нагрузочных характеристик асинхронного двигателя

хода I_0, коэффициент мощности тока холостого хода $\cos\varphi_0$, частота вращения ротора при номинальной загрузке $n_{2ном}$, число фаз m_1, первоначальная активная мощность P_{11} и шаг изменения активной мощности ΔP_1.

Алгоритм расчета предполагает следующий порядок вычисления величин (вспомогательная схема приведена на рис. 48.1):

1) синус φ тока холостого хода

$$\sin\varphi_0 = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_0};$$

2) активная составляющая тока холостого хода

$$I_{0a} = I_0 \cos\varphi_0;$$

3) реактивная составляющая тока холостого хода

$$I_{0р} = I_0 \sin\varphi_0;$$

4) кратность реактивной составляющей тока холостого хода в долях номинального тока статора

$$K_{и0р} = \frac{I_{0р}}{I_{1ном}};$$

5) синус φ тока статора при номинальной загрузке

$$\sin\varphi_{1ном} = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_{1ном}};$$

6) активная составляющая номинального тока статора

$$I_{1ном,а} = I_{1ном}\cos\varphi_{1ном};$$

7) реактивная составляющая номинального тока статора

$$I_{1ном,р} = I_{1ном}\sin\varphi_{1ном};$$

8) активная составляющая приведенного номинального тока ротора

$$I'_{2ном,а} = I_{1ном,а} - I_{0a};$$

9) реактивная составляющая приведенного номинального тока ротора

$$I'_{2ном,р} = I_{1ном,р} - I_{0р};$$

10) приведенный номинальный ток ротора

$$I'_{2ном} = \sqrt{(I'_{2ном,а})^2 + (I'_{2ном,р})^2};$$

11) частота вращения магнитных полей статора

$$n_{1ном} = \frac{3000}{\varepsilon\left(\frac{3000}{n_{2ном}}\right)};$$

12) скольжение при номинальной загрузке

$$s_{ном} = 1 - \frac{n_{2ном}}{n_{1ном}};$$

13) полезный момент двигателя при номинальной загрузке

$$M_{2ном} = \frac{P_{ном}}{2\pi n_{2ном}};$$

14) присоединенная мощность

$$P_п = \frac{P_{ном}}{\eta_{ном}};$$

15) механические потери, равные 0,7% $P_п$,

$$p_{мх} = 0{,}007P_п;$$

16) добавочные потери, равные по нормам 0,5% $P_п$,

$$p_{q,ном} = 0{,}005P_п;$$

17) полная номинальная механическая мощность

$$P_{мх,ном} = P_{ном} + p_{мх} + p_{q,ном};$$

18) номинальный электромагнитный момент

$$M_{\text{эм, ном}} = \frac{P_{\text{мх, ном}}}{2\pi n_{2\text{ном}}};$$

19) электромагнитная мощность при номинальной загрузке

$$P_{\text{эм, ном}} = \frac{P_{\text{мх, ном}}}{1 - s_{\text{ном}}};$$

20) потери в меди вторичной цепи при номинальной загрузке

$$p_{2\text{м, ном}} = P_{\text{эм, ном}} - P_{\text{мх, ном}};$$

21) активное сопротивление вторичной цепи

$$R'_2 = \frac{p_{2\text{м, ном}}}{m_1 (I'_{2\text{ном}})^2};$$

22) индуктивное сопротивление вторичной цепи

$$X'_2 = \sqrt{\frac{(R'_2 I'_{2\text{ном}})^2}{(I'_{2\text{ном, а}})^2} - (R'_2)^2};$$

23) активная мощность

$$P_{1i} = \begin{cases} P_{11} & \text{при } i = 1; \\ P_{11} + \Delta P & \text{при } i > 1; \end{cases}$$

24) коэффициент загрузки по присоединенной активной мощности

$$K'_{\text{з, а}, i} = \frac{P_{1i}}{P_{\text{п}}};$$

25) косинус φ, соответствующий $K'_{\text{з, а}, i}$

$$\cos \varphi_{1i} = \frac{K'_{\text{з, а}, i} \cos \varphi_{1\text{ном}}}{\sqrt{K^2_{\text{йор}} + (1 - K^2_{\text{йор}})(K'_{\text{з, а}, i})^2}};$$

26) синус φ, соответствующий $K'_{\text{з, а}, i}$

$$\sin \varphi_{1i} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{1i}};$$

27) потребляемая асинхронным двигателем реактивная мощность при загрузке $K_{\text{з, а}, i}$

$$Q_{1i} = P_{1i} \frac{\sin \varphi_{1i}}{\cos \varphi_{1i}};$$

28) потребляемая активная составляющая тока статора

$$I_{1\text{а}, i} = I_{1\text{ном, а}} K'_{\text{з, а}, i};$$

29) полный ток статора, потребляемый двигателем при загрузке $K'_{\text{з, а}, i}$

$$I_{1i} = \frac{I_{1\text{а}, i}}{\cos \varphi_{1i}};$$

30) реактивная составляющая тока статора

$$I_{1\text{р}, i} = I_{1i} \sin \varphi_{1i};$$

31) приведенная активная составляющая тока ротора при $K'_{\text{з, а}, i}$

$$I'_{2\text{а}, i} = I_{1\text{а}, i} - I_{0\text{а}};$$

32) приведенная реактивная составляющая ротора

$$I'_{2\text{р}, i} = I_{1\text{р}, i} - I_{0\text{р}};$$

33) приведенный полный ток ротора

$$I'_{2i} = \sqrt{(I'_{2\text{а}, i})^2 + (I'_{2\text{р}, i})^2};$$

34) косинус φ тока ротора

$$\cos \varphi_{2i} = \frac{I'_{2\text{а}, i}}{I'_{2i}};$$

35) скольжение при загрузке $K'_{\text{з, а}, i}$

$$s_i = \frac{K'_{\text{з, а}, i}}{\sqrt{\frac{1}{s^2_{\text{ном}}} + [1 - (K'_{\text{з, а}, i})^2]\left(\frac{X'_2}{R'_2}\right)^2}};$$

36) частота вращения ротора

$$n_{2i} = n_{1\text{ном}}(1 - s_i);$$

37) электромагнитный момент

$$M_{\text{эм}, i} = \frac{M_{\text{эм, ном}} s_{\text{ном}} (K'_{\text{з, а}, i})^2}{s_i};$$

38) механическая мощность для $K'_{\text{з, а}, i}$

$$P_{\text{мх}, i} = 2\pi M_{\text{эм}, i} n_{2i};$$

39) электромагнитная мощность

$$P_{\text{эм}, i} = 2\pi M_{\text{эм}, i} n_{1i};$$

40) *потери мощности во вторичной цепи*

$$p_{2\text{м}, i} = s_i P_{\text{эм}, i};$$

41) суммарные потери в первичной цепи

$$p_{1\text{м}, i} + p_{1\text{с}} = P_{1i} - P_{\text{эм}, i};$$

42) добавочные потери

$$p_{q, i} = p_{q, \text{ном}} \left(\frac{I_{1i}}{I_{1\text{ном}}}\right)^2;$$

43) полезная мощность при загрузке $K'_{\text{з, а}, i}$

$$P_{2i} = P_{\text{мх}, i} - p_{\text{мх}} - p_{q, \text{х}};$$

44) *полезный момент на валу*

$$M_{2i} = \frac{P_{2i}}{2\pi n_{2i}};$$

45) коэффициент полезного действия, соответствующий загрузке, $K'_{\text{з, а}, i}$

$$\eta = P_{2i}/P_{1i}.$$

Расчеты по формулам пп. 1–22 выполняются 1 раз и только в том случае,

когда отсутствуют справочные данные по асинхронному двигателю По формулам пп 23 - 45 вычисления производятся для каждого значения параметров $i = 1, 2$

Расчеты прекращаются, как только активная мощность P_{1i} станет больше $P_{\text{п}}$

б) Пример расчета нагрузочных характеристик асинхронного двигателя

Исходные данные асинхронного двигателя $P_{\text{ном}} = 250$ кВт, $I_{\text{ном}} = 60$ А, $\cos\varphi_{1\text{ном}} = 0{,}89$, $\eta_{\text{ном}} = 0{,}9$, $I_0 = 17{,}5$ А, $\cos\varphi_0 = 0{,}118$, $n_{2\text{ном}} = 975$ об/мин, $m_1 = 3$

I Определение параметров холостого хода и номинальной загрузки в абсолютных величинах

1) синус φ тока холостого хода

$$\sin\varphi_0 = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_0} = \sqrt{1 - 0{,}118^2} = 0{,}99,$$

2) активная составляющая тока холостого хода

$$I_{0a} = I_0 \cos\varphi_0 = 17{,}5 \cdot 0{,}118 = 2{,}06 \text{ А},$$

3) реактивная составляющая тока холостого хода

$$I_{0p} = I_0 \sin\varphi_0 = 17{,}5 \cdot 0{,}99 = 17{,}38 \text{ А},$$

4) кратность реактивной составляющей тока холостого хода в долях номинального тока статора

$$K_{и0p} = \frac{I_{0p}}{I_{1\text{ном}}} = \frac{17{,}38}{60{,}0} = 0{,}29,$$

5) синус φ тока статора при номинальной загрузке

$$\sin\varphi_{1\text{ном}} = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_{1\text{ном}}} = \sqrt{1 - 0{,}89^2} = 0{,}46,$$

6) активная составляющая номинального тока статора

$$I_{1\text{ном a}} = I_{1\text{ном}} \cos\varphi_{1\text{ном}} = 60 \cdot 0{,}89 = 53{,}4 \text{ А},$$

7) реактивная составляющая номинального тока статора

$$I_{1\text{ном p}} = I_{1\text{ном}} \sin\varphi_{1\text{ном}} = 60 \cdot 0{,}46 = 27{,}4 \text{ А},$$

8) активная составляющая приведенного номинального тока ротора

$$I'_{2\text{ном a}} = I_{1\text{ном a}} - I_{0\text{н a}} = 53{,}4 - 2{,}06 = 51{,}3 \text{ А},$$

9) реактивная составляющая приведенного номинального тока ротора

$$I_{2\text{ном p}} = I_{1\text{ном, p}} - I_{0\text{н, p}} = 27{,}4 - 17{,}38 = 10 \text{ А},$$

10) приведенный номинальный ток ротора

$$I'_{2\text{ном}} = \sqrt{(I'_{2\text{ном, a}})^2 + (I'_{2\text{ном p}})^2} = \sqrt{51{,}3^2 + 10^2} = 52{,}3 \text{ А},$$

11) частота вращения магнитных полей статора

$$n_{1\text{ном}} = \frac{3000}{\varepsilon\left(\dfrac{3000}{n_{2\text{ном}}}\right)} = 1000 \text{ об/мин},$$

12) скольжение при номинальной загрузке

$$s_{\text{ном}} = 1 - \frac{n_{2\text{ном}}}{n_{1\text{ном}}} = 1 - \frac{975}{1000} = 0{,}025,$$

13) полезный момент двигателя при номинальной загрузке

$$M_{2\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{2\pi n_{2\text{ном}}} = \frac{250 \cdot 10^3}{2 \cdot 3{,}14 \cdot \frac{975}{60} \cdot 9{,}81} = 250 \text{ кг м},$$

14) присоединенная мощность

$$P_{\text{п}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\eta_{\text{ном}}} = \frac{250}{0{,}9} = 278 \text{ кВт},$$

15) механические потери, равные 0,7% $P_{\text{п}}$,

$$p_{\text{мх}} = 0{,}007 P_{\text{п}} = 0{,}007 \cdot 278 = 1{,}94 \text{ кВт},$$

16) добавочные потери, равные по нормам 0,5% $P_{\text{п}}$,

$$p_{q\ \text{ном}} = 0{,}005 P_{\text{п}} = 0{,}005 \cdot 278 = 1{,}39 \text{ кВт},$$

17) полная номинальная механическая мощность

$$P_{\text{мх ном}} = P_{\text{ном}} + p_{\text{мх}} + p_{q,\text{ ном}} = 250 + 1{,}94 + 1{,}39 = 253{,}3 \text{ кВт},$$

18) номинальный электромагнитный момент

$$M_{\text{эм,ном}} = \frac{P_{\text{мх, ном}}}{2\pi n_{2\text{ном}}} = \frac{253 \cdot 10^3}{2 \cdot 3{,}14 \cdot \frac{975}{60} \cdot 9{,}81} = 253 \text{ кг м},$$

19) электромагнитная мощность при номинальной загрузке

$$P_{\text{эм, ном}} = \frac{P_{\text{мх, ном}}}{1 - s_{\text{ном}}} = \frac{253}{1 - 0{,}025} = 259{,}8 \text{ кВт},$$

20) потери в меди вторичной цепи при номинальной загрузке

$$p_{2\text{м ном}} = P_{\text{эм, ном}} - P_{\text{мх, ном}} = 259{,}8 - 253{,}3 = 6{,}5 \text{ кВт},$$

21) активное сопротивление вторичной цепи

$$R_2' = \frac{p_{2м,\,ном}}{m_1 (I_{2ном}')^2} = \frac{6{,}5 \cdot 10^3}{3(52{,}3)^2} = 0{,}79;$$

22) индуктивное сопротивление вторичной цепи

$$X_2' = \sqrt{\frac{(0{,}79 \cdot 52{,}3)^2}{(51{,}3)^2} - (0{,}79)^2} = 0{,}15.$$

II. Расчет параметров, соответствующих определенной загрузке. Меняя мощность, потребляемую асинхронным двигателем из сети в диапазоне, например, от 10 кВт до $P_{11} = 278$ кВт с шагом $\Delta P_1 = 10$ кВт, можно рассчитать параметры, соответствующие каждому значению P_1.

Рассчитаем для $P_1 = 250$ кВт:

23) коэффициент загрузки по присоединенной активной мощности

$$K_{з.а.1}' = \frac{P_{1l}}{P_п} = \frac{250}{278} = 0{,}9;$$

24) косинус φ, соответствующий $K_{з.а.l}'$

$$\cos\varphi_{1l} = \frac{K_{з.а.1}' \cos\varphi_{1ном}}{\sqrt{K_{и0р}^2 + (1 - K_{и0р}^2)(K_{з.а.l}')^2}} = \frac{0{,}9 \cdot 0{,}89}{\sqrt{0{,}29^2 + (1 - 0{,}29^2) \cdot 0{,}9^2}} = 0{,}88;$$

25) синус φ, соответствующий $K_{з.а.l}'$

$$\sin\varphi_{1l} = \sqrt{1 - 0{,}88^2} = 0{,}47;$$

26) потребляемая асинхронным двигателем реактивная мощность при загрузке $K_{з.а.1}'$

$$Q_{1l} = P_{1l} \frac{\sin\varphi_{1l}}{\cos\varphi_{1l}} = 250 \frac{0{,}47}{0{,}88} = 134 \text{ квар};$$

27) потребляемая активная составляющая тока статора

$$I_{1а} = K_{з.а.1}' I_{1ном.а} = 0{,}9 \cdot 53{,}4 = 48 \text{ А};$$

28) полный ток статора, потребляемый двигателем при загрузке $K_{з.а.l}'$

$$I_{1l} = \frac{I_{1al}}{\cos\varphi_{1l}} = \frac{48}{0{,}88} = 54{,}5 \text{ А};$$

29) реактивная составляющая тока статора

$$I_{1pl} = 54{,}5 \cdot 0{,}47 = 25{,}8 \text{ А};$$

30) приведенная активная составляющая тока ротора при $K_{з.а.l}'$

$$I_{2а.l}' = 48 - 2{,}06 \approx 46 \text{ А};$$

31) приведенная реактивная составляющая тока ротора

$$I_{2р.l}' = 25{,}8 - 17{,}38 = 8{,}4 \text{ А};$$

32) приведенный полный ток ротора

$$I_{2l}' = \sqrt{46^2 - 8{,}4^2} = 46{,}8 \text{ А};$$

33) косинус φ тока ротора

$$\cos\varphi_{2l} = \frac{I_{2а.l}'}{I_{2l}'} = \frac{46}{46{,}8} = 0{,}98;$$

34) скольжение при загрузке $K_{з.а.l}'$

$$s_l = \frac{K_{з.а.l}'}{\sqrt{\frac{1}{s_{ном}^2} + [1 - (K_{з.а.l}')^2]\left(\frac{X_2'}{R_2'}\right)^2}} = \frac{0{,}9}{\sqrt{\frac{1}{0{,}025^2} + (1 - 0{,}9^2)\left(\frac{0{,}15}{0{,}79}\right)^2}} = 0{,}0225;$$

35) частота вращения ротора

$$n_{2l} = 1000(1 - 0{,}023) = 977 \text{ об/мин};$$

36) электромагнитный момент

$$M_{эм.l} = \frac{M_{эм,\,ном} s_{ном} (K_{з.а.l}')^2}{s_l} = \frac{253 \cdot 0{,}025 \cdot 0{,}9^2}{0{,}0225} = 227 \text{ кг} \cdot \text{м};$$

37) механическая мощность для $K_{з.а.l}$

$$P_{мхl} = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 227 \cdot 977 \cdot 10^{-3} \cdot 9{,}81}{60} = 228{,}6 \text{ кВт};$$

38) электромагнитная мощность

$$P_{эм.l} = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 227 \cdot 1000 \cdot 10^{-3} \cdot 9{,}81}{60} = 233{,}8 \text{ кВт};$$

39) потери мощности во вторичной цепи

$$p_{2м.l} = 0{,}0225 \cdot 233{,}8 = 5{,}26 \text{ кВт};$$

40) суммарные потери в первичной цепи

$$p_{1м.l} + p_{1с.l} = 250 - 233{,}8 = 16{,}2 \text{ кВт};$$

41) добавочные потери

$$p_{q.l} = 1{,}39\left(\frac{54{,}5}{60}\right)^2 = 1{,}07 \text{ кВт};$$

42) полезная мощность при загрузке $K_{з.а.l}$

$$P_{2l} = 228{,}6 - 1{,}94 - 1{,}07 = 225{,}5 \text{ кВт};$$

Таблица 48.5. **Параметры асинхронного двигателя, рассчитанные на ЭВМ**

P_1, кВт	I_1, А	$\cos\varphi_1$	I'_2, А	n_2, об/мин	$P_{мх}$, кВт	$P_{эм}$, кВт	$P_н$, кВт	η
10	17,5	0,11	1,44	999	9,34	9,35	7,28	0,73
20	17,9	0,215	1,78	998	18,68	18,7	16,6	0,83
30	18,4	0,312	3,7	997	27,98	28,06	25,9	0,86
40	19,2	0,4	5,63	996	37,28	37,42	35,2	0,879
50	20,2	0,475	7,55	995	46,56	46,77	45,5	0,889
60	21,3	0,54	9,49	994	55,82	56,12	53,7	0,895
70	22,6	0,595	11,42	993	65,07	65,48	62,48	0,896
80	24	0,641	13,35	992	74,29	74,29	72,13	0,901
90	25,4	0,679	15,29	991	83,5	84,18	81,31	0,903
100	27	0,712	17,23	991	92,7	93,54	90,47	0,904
110	28,6	0,738	19,17	990	101,87	102,89	99,62	0,905
120	30,3	0,762	21,12	989	111,04	112,25	108,74	0,906
130	32	0,781	23,07	988	120,18	121,6	117,84	0,906
140	33,7	0,797	25,02	987	129,31	130,96	126,93	0,906
150	35,5	0,811	26,98	986	138,42	140,31	135,99	0,906
160	37,4	0,823	28,95	986	147,51	149,67	145,03	0,906
170	39,2	0,833	30,91	984	156,59	159,02	154,05	0,906
180	41,1	0,842	32,88	983	165,65	168,37	163,05	0,905
190	42,9	0,85	34,85	982	174,69	177,73	172,04	0,905
200	44,8	0,857	36,82	982	183,72	187,08	181	0,905
210	46,7	0,863	38,81	981	192,73	196,44	189,94	0,904
220	48,7	0,868	40,79	980	201,73	205,79	198,86	0,904
230	50,6	0,873	42,77	979	210,69	215,15	207,76	0,903
240	52,6	0,877	44,76	978	219,65	224,5	216,64	0,902
250	54,5	0,881	46,76	977	228,59	233,85	225,5	0,902
260	56,5	0,885	48,75	976	237,52	243,21	243,35	0,901
270	58,5	0,888	50,74	976	246,42	252,42	243,17	0,9

43) полезный момент на валу

$$M_{2i} = \frac{P_{2i}}{2\pi n_{2i}} = \frac{225{,}5^2}{2 \cdot 3{,}14 \frac{977}{60} 9{,}81} = 224{,}4 \text{ кг} \cdot \text{м};$$

44) коэффициент полезного действия, соответствующий загрузке $K'_{з.а.i}$

$$\eta_i = \frac{P_{2i}}{P_{1i}} = \frac{225{,}5}{250} = 0{,}9.$$

Результаты расчета параметров для загрузки этого двигателя сведены в табл. 48.5.

в) Использование универсальных нагрузочных диаграмм

На рис. 48.2 приведена универсальная нагрузочная диаграмма асинхронного двигателя по току, а на рис. 48.3 – по мощности. Задаваясь коэффициентом загрузки, по диаграммам определяем, с какими параметрами будет потребляться электроэнергия из сети при данной загрузке.

г) Определение пусковых и регулировочных характеристик асинхронного двигателя

Кратность приведенного тока ротора или коэффициент загрузки по току ротора следует определять по выражению

$$K_{з2} = \sqrt{\frac{\left(\frac{r'_2}{s_{ном}}\right)^2 + (x'_2)^2}{\left(\frac{c_1 r'_2}{s}\right)^2 + (c_1 x'_2)^2}}. \qquad (48.1)$$

При $s = 1$ получаем выражение для кратности приведенного пускового тока ротора

$$K_{з2п} = \frac{I'_{2п}}{I'_{2ном}} = \sqrt{\frac{\left(\frac{r'_2}{s_{ном}}\right)^2 + (x'_2)^2}{(c_1 r'_2)^2 + (c_1 x'_2)^2}}. \qquad (48.2)$$

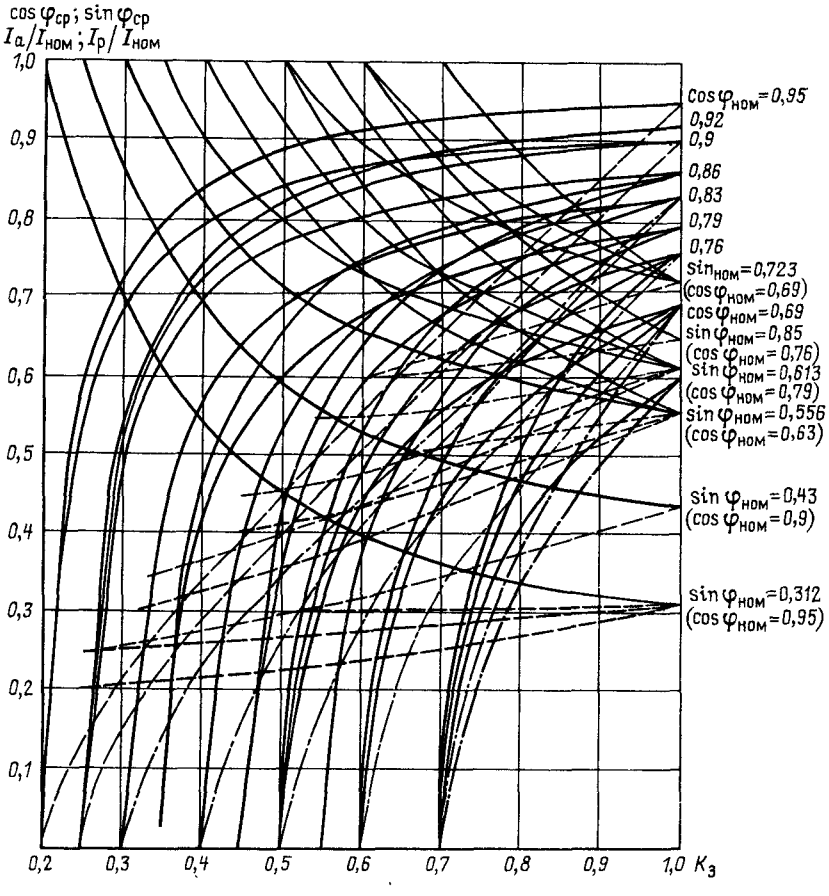


Рис. 48.2. Универсальная нагрузочная диаграмма асинхронного двигателя по току

На рис. 48.4 показана зависимость кратности пускового тока асинхронного двигателя от номинального скольжения и соотношения сопротивлений цепи ротора.

Электромагнитный момент асинхронного двигателя

$$m = \frac{M}{M_{ном}} = \frac{\left[\frac{(r_2')^2}{s_{ном}^2} + (x_2')^2\right] s_{ном}}{\left[\frac{(r_2')^2}{s_{ном}^2} + (x_2')^2\right] s c_1^2}. \tag{48.3}$$

Кратность пускового момента ($s = 1$)

$$m_п = \frac{\left[\frac{(r_2')^2}{s_{ном}^2} + (x_2')^2\right] s_{ном}}{[(r_2')^2 + (x_2')^2] c_1^2}. \tag{48.4}$$

Влияние номинальных параметров на пусковой момент асинхронного двигателя видно из рис. 48.5.

Чтобы определить, во сколько раз надо увеличить активное сопротивление цепи ротора для получения требуемой кратности пускового тока ротора, можно воспользоваться формулой

$$n = \frac{1}{K_{з2п}} \sqrt{\frac{1}{s_{ном}^2} + \left(\frac{x_2'}{r_2'}\right)^2 (1 - K_{з2п}^2)}, \tag{48.5}$$

где

$$n = \frac{r_2' + r_q'}{r_2'};$$

r_2' – приведенное к статору активное сопротивление фазы ротора; r_q' – приведенное со-

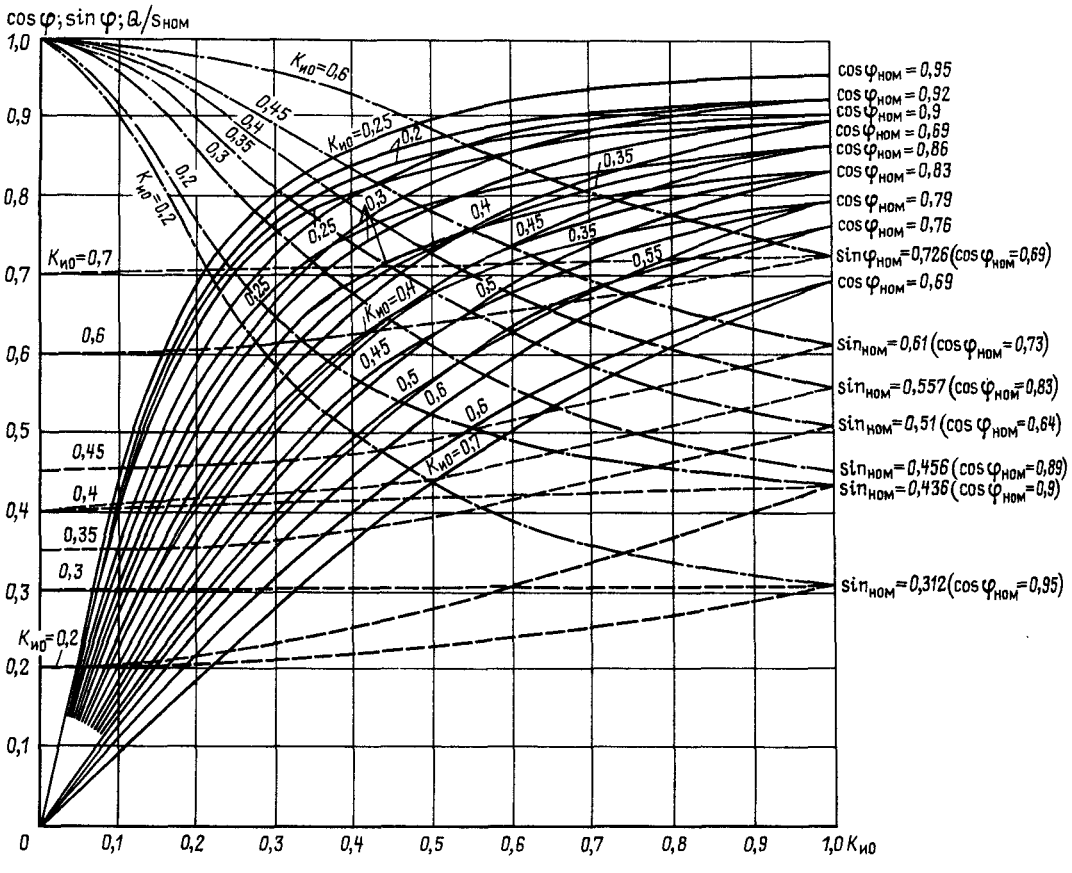


Рис. 48.3. Универсальная нагрузочная диаграмма асинхронного двигателя по мощности

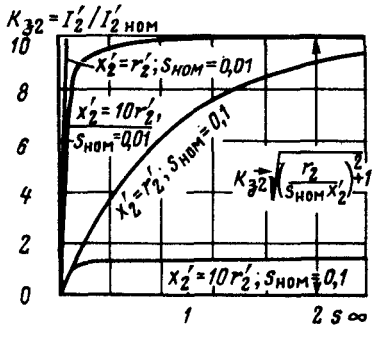


Рис. 48.4. Зависимость кратности пускового тока асинхронного двигателя от номинального скольжения и соотношения сопротивлений цепи ротора

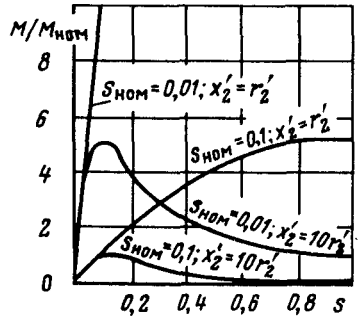


Рис. 48.5. Зависимость пускового момента асинхронного двигателя от номинального скольжения и соотношения сопротивлений цепи ротора

противление реостата (дополнительное сопротивление); $K_{з2п}$ – желаемая кратность пускового тока цепи ротора.

Отсюда найдем дополнительное сопротивление $r'_q = r'_2(n-1)$.

Расчет регулировочных сопротивлений удобно производить по выражению

$$n = \frac{s_1}{K_{з2}}\sqrt{\frac{1}{s_{ном}^2} + \left(\frac{x'_2}{r'_2}\right)^2}(1 - K_{з2}^2), \tag{48.6}$$

где $K_{з2}$ – коэффициент загрузки при скольжении s_1 с включенным дополнительным сопротивлением.

д) Определение количества электроэнергии, потребляемой асинхронным двигателем во время пуска

Если определить время пуска $t_п$ и средний ток ротора за время разгона $I_{2ср,п}$, то количество электроэнергии, потребленной за этот период, составит:

$$I_{2ср,п}t_п.$$

В относительных величинах

$$K_{з2ср,п}t_п,$$

где

$$K_{з2ср,п} = \frac{I_{2ср,п}}{I_{2ном}}.$$

Относительное среднее значение тока ротора за время включения

$$K_{з2ср,п} = \frac{1}{s_2 - s_1}\int_{s_1}^{s_2} K_{з2}\,ds, \tag{48.7}$$

с учетом (48.1) будет

$$K_{з2ср,п} = \frac{1}{s_2 - s_1}\int_{s_1}^{s_2}\sqrt{\frac{\left(\frac{r'_1}{s_{ном}}\right)^2 + (x'_2)^2}{\left(\frac{c_1 r'_2}{s}\right)^2 + (c_1 x'_2)^2}}\,ds =$$

$$= \frac{\sqrt{\left(\frac{r'_2}{s_{ном}}\right)^2 + (x'_2)^2}}{(c_1 x'_2)^2(s_2 - s_1)} \times$$

$$\times \left(\sqrt{(c_1 r'_2)^2 + (c_1 x'_2 s_2)^2} - \sqrt{(c_1 r'_2)^2 + (c_1 r'_2 s_1)^2}\right). \tag{48.8}$$

Время t, соответствующее изменению скольжения от s_1 до s_2, определим по выражению

$$t = -T_м\int_{s_1}^{s_2}\frac{ds}{m_{из}}$$

или

$$t_и = -\int_{s_1}^{s_2}\frac{ds}{m_{из}}, \tag{48.9}$$

где $t_и = t/T_м$ – относительное время (в долях механической постоянной); $T_м = GD^2_{прив}n_0/38{,}2M_{ном}$ – механическая постоянная.

Относительное время разгона (выбега)

$$t_п = -\int_{s_1}^{s_2}\left[\frac{\left(\frac{r'^2_2}{s^2} + x'^2_2\right)sc_1^2}{\left(\frac{r'^2_2}{s_{ном}^2} + x'^2_2\right) - m_c sc_1^2\left(\frac{r'^2_2}{s^2} + x'^2_2\right)}\right]ds. \tag{48.10}$$

При разгоне без нагрузки на валу ($m_c = 0$)

$$t_п = -\frac{r'^2_2 c_1^2}{\left(\frac{r'^2_2}{s_{ном}^2} + x'^2_2\right)s_{ном}}\ln\frac{s_2}{s_1} - \frac{x'^2_2 c_1^2}{2\left(\frac{r'^2_2}{s_{ном}^2} + x'^2_2\right)s_{ном}}(s_2^2 - s_1^2). \tag{48.11}$$

Полное относительное время пуска от $s_1 = 1$ до $s_2 = s_{ном}$ для этого случая

$$t_п = -\frac{r'^2_2 c_1^2}{\left(\frac{r'^2_2}{s_{ном}^2} + x'^2_2\right)s_{ном}}\ln s_{ном} - \frac{x'^2_2 c_1^2}{2\left(\frac{r'^2_2}{s_{ном}^2} + x'^2_2\right)s_{ном}}(s_{ном} - 1). \tag{48.12}$$

По кривым рис. 48.6 можно находить относительное время разгона асинхронного двигателя. Как видно, с увеличением $s_{ном}$ и отношения x'_2/r'_2 время пуска увеличивается.

С учетом (48.8) и (48.11) потребление электроэнергии за время пуска без нагрузки

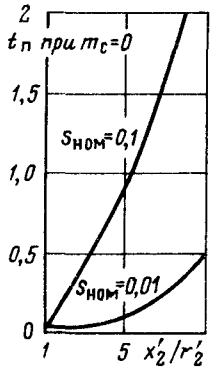


Рис. 48.6. Зависимость относительного времени пуска асинхронного двигателя от $s_{ном}$ и отношения x'_2/r'_2

($m_c = 0$) определим по следующей формуле:

$$K_{э2ср,\,п}t_п = \frac{1}{s_2 - s_1}\int_{s_1}^{s_2}(K_{э2}ds)t_п =$$

$$= \frac{1}{\sqrt{\frac{r_2'^2}{s_{ном}^2} + x_2'^2}} \frac{1}{x_2'^2(s_2 - s_1)} \times$$

$$\times \left[\sqrt{(c_1 r_2')^2 + (c_1 x_2' s_2)^2} - \right.$$

$$\left. - \sqrt{(c_1 r_2')^2 + (c_1 x_2' s_1)^2}\right] \times$$

$$\times \left[\frac{(r_2')^2}{s_{ном}} \ln \frac{s_2}{s_1} + \frac{(X_2')^2}{2s_{ном}}(s_2 - s_1)\right]. \quad (48.13)$$

Если пуск осуществляется от $s = 1$, тогда 48.13) принимает вид

$$K_{э2ср,\,п}t_п =$$

$$= \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{r_2'}{s_{ном}}\right) + (x_2')^2}} \frac{1}{(x_2')^2(s_{ном} - 1)} \times$$

$$\times \left[\sqrt{(c_1 r_2')^2 + (c_1 x_2' s_2)^2} - \sqrt{(c_1 r_2')^2 + (c_1 x_2')^2}\right] \times$$

$$\times \left[\frac{(r_2')^2}{s_{ном}} \ln s_2 + \frac{(x_2')^2}{2s_{ном}}(s_2 - 1)\right]. \quad (48.14)$$

За время полного относительного времени пуска от $s_1 = 1$ до $s_2 = s_{ном}$

$$K_{э2ср,\,п}t_п =$$

$$= \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{r_2'}{s_{ном}}\right)^2 + (x'_{ном})^2}} \frac{1}{(x_2')^2(s_2 - 1)} \times$$

$$\times \left[\sqrt{(c_1 r_2')^2 + (c_1 x_2' s_{ном})^2} - \right.$$

$$\left. - \sqrt{(c_1 r_2')^2 + (c_1 x_2')^2}\right] \times$$

$$\times \left[\frac{(r_2')^2}{s_н} \ln s_{ном} + \frac{(x_2')^2}{2s_{ном}}(s_{ном} - 1)\right]. \quad (48.15)$$

Выражения (48.14) и (48.15) и кривые рис. 48.7 позволяют видеть, что наименьшее потребление электроэнергии ротором за время пуска у тех асинхронных двигателей, у которых активные и индуктивные сопротивления вторичной цепи одинаковы и номинальное скольжение повышенное. Для таких асинхронных двигателей пусковой ток ротора велик, но время разгона мало. С учетом необходимости малого потребления электроэнергии за время пуска целесообразно выбирать асинхронные двигатели с сопротивлением $r'_2 = x'_2$. Для таких двигателей и пусковой момент повышен.

Потребляемый ток статора является геометрической суммой тока холостого хода и приведенного тока ротора. Принимая $\cos\varphi_0 \approx 0$ и $\cos\varphi_2 \approx 1$, можем записать:

$$I_1 = \sqrt{I_2'^2 + I_0^2}. \quad (48.16)$$

Ток холостого хода мало изменяется при пуске, поэтому ток статора будет изменяться в зависимости от приведенного тока ротора. Тогда количество электроэнергии, потребленной из сети за время пуска, составит

$$I_1 t_п = \sqrt{I_{2п,ср}^2 t_п^2 + I_0^2 t_п^2} \quad (48.17)$$

или

$$\vec{I}_1 t_п = \vec{I}_{2п,ср} t_п + \vec{I}_0 t_п. \quad (48.18)$$

В относительных величинах

$$\vec{K}_{э1} t_п = \vec{K}_{э2ср} t_п + \vec{K}_{и0} t_п. \quad (48.19)$$

Влияние пускового тока на потребление электроэнергии за время пуска показано выше. Кратность тока холостого хода колеблется в довольно широком диапазоне (0,2 – 0,95) и поэтому может существенно

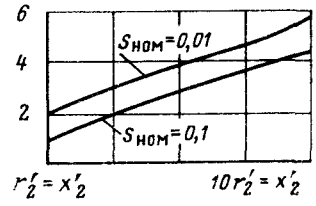


Рис. 48.7. Зависимость потребления асинхронным двигателем электроэнергии при пуске в зависимости от соотношения сопротивлений цепи ротора

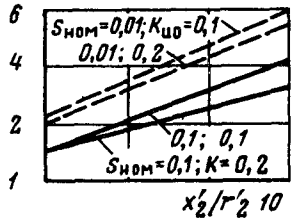


Рис. 48.8. Зависимость потребления асинхронным двигателем электроэнергии в зависимости от кратности тока холостого хода

влиять на потребление электроэнергии цепью статора.

При холостом ходе коэффициент мощности можно принять равным нулю ($\cos\varphi_0 \approx 0$). Для тока ротора обычно считают $\cos\varphi_2 \approx 1$. Тогда кривые зависимости потребляемой электроэнергии при пуске статора для пуска двигателя вхолостую имеют вид, изображенный на рис. 48.8.

Из этих кривых следует, что ток холостого хода существенно изменяет потребление электроэнергии цепью статора при повышенных номинальных скольжениях с увеличением индуктивного сопротивления цепи ротора. При сопротивлениях ротора $r'_2 = x'_2$ потребление электроэнергии при пуске практически не зависит от тока холостого хода. Для малых номинальных скольжений ток холостого хода также практически не изменяет потребляемую электроэнергию за время пуска.

Из теории электрических машин известно, что при увеличении максимальной индукции (Вб) в воздушном зазоре и уменьшении линейной нагрузки статора (А) относительный намагничивающий поток увеличивается. Обычно это достигается за счет уменьшения индуктивного сопротивления. Но уменьшение индуктивного сопротивления приводит к уменьшению времени разгона. Поэтому не всегда увеличение относительного намагничивающего потока может приводить к увеличению общего потребления цепью статора электроэнергии за время пуска. При этом следует учитывать, что с увеличением индукции и уменьшением гока намагничивающий ток возрастает, а $\cos\varphi$ ухудшается. Следовательно, активная составляющая потребляемого тока будет снижаться и потери активной мощности от нее при этом будут уменьшаться.

В зависимости от скольжения сопротивления изменяются по значению. Комплексное сопротивление и приведенный ток ротора за все время пуска остаются практически индуктивными и только в конце пуска начинает преобладать активная составляющая. Активное и индуктивное сопротивления рассеяния обмоток статора и приведенные сопротивления ротора также изменяются. Частота тока статора при неподвижном роторе изменяется до частоты, близкой к нулю, при работе на холостом ходу. При неподвижном роторе его активное сопротивление имеет наибольшее значение, а индуктивное сопротивление рассеяния – наименьшее значение. По мере увеличения частоты вращения ротора активное сопротивление рассеяния увеличивается. В рабочем диапазоне небольших значений скольжений активное сопротивление обмотки ротора имеет наименьшее значение, индуктивное же сопротивление рассеяния обмотки ротора – наибольшее значение. Для тех асинхронных двигателей, у которых пусковой ток за время разгона почти не изменяется по значению, по мере уменьшения скольжения активная составляющая тока ротора по значению будет уменьшаться, а индуктивная составляющая – увеличиваться. Когда пусковой ток ротора резко уменьшается с увеличением частоты вращения, то по абсолютному значению активная составляющая пускового тока по мере разгона уменьшается, а реактивная составляющая не всегда может в конце разгона превышать начальную величину.

е) Определение характеристик потребления электроэнергии синхронным двигателем

Реактивная мощность в долях номинальной реактивной мощности синхронного двигателя

$$K_{з,q} = \frac{\sqrt{K^2_{з,в}(1 + X_d^2 + 2X_d \sin\varphi_{ном}) - (K_{з,а}X_d \cos\varphi_{ном})^2} - 1}{X_d \sin\varphi_{ном}}, \quad (48.20)$$

где $K_{з,q} = Q/Q_{ном}$ – относительная величина реактивной мощности; $K_{з,в} = I_в/I_{в,ном}$ – отношение фактического тока возбуждения к номинальному; $\cos\varphi_{ном}$ – номинальный коэффициент мощности; $K_{з,а} = P/P_{ном}$ – отношение фактической активной мощности к номинальной; X_d – синхронное сопротивление по продольной оси ротора синхронного двигателя.

Относительное значение активной мощности синхронного двигателя

$$K^2_{з,а} = \frac{K^2_{з,в}(1 + X_d^2 + 2X_d \sin\varphi_{ном}) - (K_{з,q}X_d \sin\varphi_{ном} + 1)^2}{X_d^2 \cos^2\varphi_{ном}}. \quad (48.21)$$

Относительный ток синхронного двигателя

$$K_{\text{з,а}}^2 = \frac{1}{X_d^2}[K_{\text{з,в}}^2(1 + X_d^2 + 2X_d \sin\varphi_{\text{ном}} - 1 - 2K_{\text{з},q}X_d \sin\varphi_{\text{ном}}]. \quad (48.22)$$

Синхронные двигатели часто подключают к узлам нагрузки систем электроснабжения промышленных предприятий, от которых другие приемники электроэнергии не получают питания. Для таких узлов не требуется регулирования реактивной мощности. В этих случаях управление синхронным электродвигателем целесообразно осуществлять по минимуму перетока реактивной мощности, что соответствует работе с $\cos\varphi = 1$. При этом ток возбуждения синхронного двигателя в зависимости от потребляемой активной мощности и номинальных параметров машин определяют из уравнения

$$K_{\text{з,в}}^2 = \frac{1 + K_{\text{з,а}}^2 X_d^2 \cos\varphi_{\text{ном}}}{1 + X_d^2 + 2X_d \sin\varphi_{\text{ном}}}. \quad (48.23)$$

Потребление электроэнергии синхронным двигателем складывается из той части, которая обеспечивает приведение механизма во вращение, из потребления реактивной мощности или потребления активной мощности для выработки отдаваемой в сеть реактивной мощности и той мощности, которая затрачивается на вращение возбудителя и выработку тока возбуждения или потребляемого тока из сети для преобразования его в постоянный и обеспечения цепи возбуждения.

Следовательно, для режимов работы с $\cos\varphi = 1$ наиболее целесообразно выбирать синхронные двигатели с большими X_d.

Если при работе синхронного двигателя желательно, чтобы он одновременно потреблял активную и реактивную мощность, то при одном токе возбуждения потребляемая реактивная мощность будет наибольшая у двигателей с большими X_d, и наоборот, при отдаче реактивной мощности в сеть при одном токе возбуждения отдаваемая мощность будет большая у двигателя с меньшими X_d.

Тогда можно представить потребление тока из сети

$$\vec{I} = \vec{I}_{\text{п}} + \vec{I}_{\text{в}} + \vec{I}_q, \quad (48.24)$$

где $\vec{I}$ – потребляемый синхронным двигателем ток из сети; $\vec{I}_{\text{п}}$ – активная составляющая тока статора; $\vec{I}_{\text{в}}$ – составляющая тока, расходуемая на возбуждение; $\vec{I}_q$ – потребляемый реактивный ток или ток, обусловливающий отдачу реактивной мощности.

Соответственно мощность

$$\vec{S} = \vec{P} + \vec{S}_{\text{в}} + \vec{Q}, \quad (48.25)$$

где $\vec{P}$ – активная мощность, затрачиваемая на приведение механизма во вращение; $\vec{S}_{\text{в}}$ – мощность, расходуемая на возбуждение; $\vec{Q}$ – реактивная мощность.

Потребляемая из сети активная мощность равна сумме полезной мощности и потерь

$$P_1 = P + \Delta P_{\text{в}} + \Delta P, \quad (48.26)$$

где P – полезная активная мощность; ΔP – потери активной мощности в двигателе; $\Delta P_{\text{в}}$ – потери активной мощности на возбуждение.

Чтобы можно было выбрать синхронный двигатель для определенного режима, следует определить приведенные затраты

$$З_1 = З_{\text{о}} + З_{\text{в}} + З_q + З_{\text{п}}, \quad (48.27)$$

где $З_{\text{о}}$ – затраты на потребление полезной мощности; $З_{\text{в}}$ – затраты на возбуждение; $З_q$ – затраты, связанные с потреблением или выработкой реактивной мощности; $З_{\text{п}}$ – затраты, связанные с потерями.

Сопоставление затрат по нескольким двигателям позволит выбрать наиболее экономичный синхронный двигатель.

Часто требуется определить экономичный режим с точки зрения определения соотношения загрузки по приводу и по реактивной мощности. В этом случае целесообразно определять приведенные затраты на рубль выпущенной продукции и скомпенсированной реактивной мощности

$$\frac{З_1}{A + Q}. \quad (48.28)$$

48.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ РЕЖИМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИЕМНИКАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Методика определения фактических значений параметров режима электропотребления

При проектировании систем электроснабжения потребителей электроэнергии необходимо располагать данными о фактических режимах потребления электроэнергии аналогичными группами приемников действующих предприятий. Накопление статистических данных позволит более уточненно

определять расчетные нагрузки, элементы системы электроснабжения и технико-экономические показатели. Оперативные данные позволяют видеть состояние использования оборудования и электроэнергии, а отсюда принимать конкретные меры по их устранению.

Фактические параметры режима потребления электроэнергии можно определять по следующей методике.

Определяют группу приемников, по которой необходимо получить фактические параметры, и устанавливают счетчики активной и реактивной электроэнергии. Затем из паспортных или каталожных данных выявляют номинальную мощность $P_{ном}$ каждого приемника данной группы, номинальный коэффициент мощности $\cos\varphi_{ном}$, номинальный ток $I_{ном}$, ток холостого хода I_0 и его коэффициент мощности $\cos\varphi_0$, номинальный КПД $\eta_{ном}$, частоту вращения $n_{2ном}$.

На основе номинальных данных индивидуальных приемников электроэнергии определяют их групповые параметры.

Суммарная номинальная, или присоединенная, мощность группы из n приемников составит:

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^{i=n} P_{ном,i};\quad P_{п} = \sum_{i=1}^{i=n} P_{п,i}.$$

Эффективное число приемников

$$n_э = \frac{\left(\sum\limits_{i=1}^{i=n} P_{ном,i}\right)^2}{\sum\limits_{i=1}^{i=n} P_{ном,i}^2}.$$

Средневзвешенное значение номинального коэффициента мощности группы приемников определяется по формуле

$$\cos\varphi_{ном,в} = \frac{\sum\limits_{i=1}^{i=n} P_{ном,i}}{\sum\limits_{i=1}^{i=n} S_{ном,i}}.$$

Средневзвешенное значение кратности реактивной составляющей тока холостого хода может быть найдено по выражению

$$K_{и0р,в} = \frac{\sum\limits_{i=1}^{i=n} I_{ном,i} K_{и0р,i} \cos\varphi_{ном,i}}{\sum\limits_{i=1}^{i=n} I_{ном,i} \cos\varphi_{ном,i}}.$$

Без большой погрешности ее можно вычислить и по формуле

$$K_{и0р,в} = \frac{\sum\limits_{i=1}^{i=n} P_{ном,i} K_{и0р,i} \cos\varphi_{ном,i}}{\sum\limits_{i=1}^{i=n} P_{ном,i} \cos\varphi_{ном,i}}.$$

По данным расхода электроэнергии определяется средняя мощность за время потребления энергии:

$$P_{ср} = W/T,$$

где W – потребление активной электроэнергии по показанию счетчика, кВт·ч; T – время отсчета показаний счетчиков.

Значение коэффициентов использования по присоединенной и номинальной активной мощности находят по формулам:

$$K'_{и,а} = \frac{P_{ср}}{P_{п}};\quad K_{и,а} = \frac{P_{ср}}{P_{ном}}.$$

Коэффициент мощности потребляемой электроэнергии определяют по расходу электроэнергии

$$\cos\varphi = \frac{W}{\sqrt{W^2 + V^2}}.$$

Средневзвешенный коэффициент загрузки по активной присоединенной мощности вычисляют по выражению

$$K'_{з,а} = \frac{1}{K_{ф,р}} \sqrt{\frac{1}{\dfrac{\cos^2\varphi_{ном}}{\cos^2\varphi K_{и0}^2} - \dfrac{1}{K_{и0}^2} + 1}}.$$

При индивидуальных графиках с постоянной нагрузкой $K_{фр} = 1$, а при переменной $K_{фр} = 1 \div 1{,}1$.

Коэффициент загрузки по номинальной активной мощности определяют из соотношения

$$K_{з,а} = \frac{K'_{з,а}}{\eta_{ном}}.$$

Средневзвешенный коэффициент загрузки по току можно найти по формуле

$$K_з = \frac{1}{K_{ф,р}} \sqrt{\frac{1}{\dfrac{1}{K_{и0}^2} + \left(\dfrac{1}{K_{и0}^2} - 1\right)\dfrac{\cos^2\varphi}{\cos^2\varphi_{ном}}}}.$$

Средневзвешенный коэффициент использования приемников во времени или коэффициент включения можно определить на основе уже найденных значений параметров

$$K_в = \frac{K'_{и,а}}{K'_{з,а}}.$$

Коэффициент максимума находят по данным о максимальной мощности

$$K_м = \frac{P_м}{P_{ср}}$$

или же по выражению

$$K_м = \frac{1}{\sqrt{K_в}} \sqrt{1 + \frac{1}{n_э}\left(\frac{K^2_{ф,р}}{K_в} - 1\right)}.$$

Коэффициент спроса определяют по формуле

$$K_с = \frac{P_м}{P_{ном}}$$

или

$$K_с = \sqrt{K_в K'_{з,а}} \sqrt{1 + \frac{1}{n_э}\left(\frac{K^2_{ф,р}}{K_в} - 1\right)}.$$

Средневзвешенное число часов машинного времени одного приемника находят из зависимости $t_р = K_в T$.

Средневзвешенное число часов машинного времени всего оборудования данной группы приемников

$$T_р = n_э t_р.$$

Если выпуск продукции за время $t_р$ составил A, то затрачиваемое средневзвешенное машинное время на изготовление единицы продукции

$$t_м = t_р / A.$$

48.4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ

Выбор электрических аппаратов в зависимости от типа помещений и установок следует производить в соответствии с табл. 48.6 – 48.8.

Таблица 48.6. **Патроны**

Индекс	Тип	Особенности конструкции	Номинальный ток, А	Номинальное напряжение, В
		Резьбовые для электрических ламп		
		Серия E14		
		Пластмассовые		
01.1.1-01	E14H10П-01	С креплением за ниппель с резьбой М10	2	220
01.1.1-02	E14H10П-09	То же		
01.1.1-03	E14H10РП-02	То же, с кольцами для крепления рассеивателя		
01.1.1-04	E14ПХР-02	То же для холодильников		
		Керамические		
01.1.1-05	E14ФК-04	С креплением за фланец для электрических бытовых плит	2	220
		Серия E27		
		Пластмассовые		
01.1.2-01	E27H10П-01	С креплением за ниппель с резьбой М10	4	220
01.1.2-02	E27H12П-02	То же с резьбой М12		
01.1.2-03	E27H12П-05	То же		
01.1.2-04	E27H12П-10	» »		
01.1.2-05	E27H10ПР-12	С креплением за ниппель с резьбой М10		
01.1.2-06	E27H10-2РП-01	и с прижимами для крепления рассеивателя		
01.1.2-08	E27H12-2РП-01	То же с резьбой М12		
01.1.2-07	E27H12ПР-13			
01.1.2-09	E27ФП-01	С креплением за фланец, потолочный	4	220
01.1.2-10	E27ФП-01	То же		
01.1.2-11	E27ФП-02	С креплением за фланец настенный		
01.1.2-12	E27ФП-02	То же		

Продолжение табл. 48.6

Индекс	Тип	Особенности конструкции	Номинальный ток, А	Номинальное напряжение, В
		Керамические		
01.1.2-13	Е27Н12К-03	С креплением за ниппель с резьбой М12	4	220
01.1.2-14	Е27НК-03	С креплением за безрезьбовой ниппель		
01.1.2-15	Е27ФК-В-01	С креплением за фланец		
01.1.2-16	Е27ФК-02	С креплением за фланец потолочный		
01.1.2-17	Е27ФК-03	С креплением за фланец настенный		
01.1.2-18	Е27УК-01	С креплением за ушко		
01.1.2-19	Е27ЦКБ-04	С боковым вводом проводов и центральным отверстием для крепления		
		Серия Е40		
		Керамические		
01.1.3-01	Е40Н16МК-02	С креплением за ниппель с резьбой М16	16	220
01.1.3-02	Е40ФК-01	С креплением за фланец		
01.1.3-03	Е40ФК-В-01	То же		
01.1.3-04	Е40ФК-08	» »	18	380
01.1.3-05	Е40ЦКБ-01	С боковым вводом проводов и центральным отверстием для крепления	16	220
01.1.3-06	Е40ЦКБ-04	То же		
01.1.3-07	Е40ДК-06	С отверстием для крепления в донышке		380
01.1.3-08	Е40ДК-07	То же		
		Для люминесцентных ламп		
		Стоечные		
01.2.1-01	С13Л-04-У4	С поворотным вкладышем	2	220
01.2.1-02	С13Л-07-У4	Без поворотного вкладыша		
01.2.1-03	С13Л-01-У4	С универсальным креплением к светильнику без поворотного вкладыша с безвинтовыми пружинными контактными зажимами		
01.2.1-04	С13Л-05-У4	То же с поворотным вкладышем		
01.2.1-05	СР13ЛКБ-02-У2	С нетоковедущими компенсирующими пружинами с промежуточной фиксацией положения	2	220
		Торцовые		
		Без поворотного вкладыша с винтовыми контактными зажимами		
01.2.2-01	Т13ЛК-01-У4	С нетоковедущими компенсирующими пружинами	2	220
01.2.2-02	Т13Л-01-У4	Без компенсирующих пружин		
01.2.2-03	Т13ЛК-04-У4	С корпусом из термопластичных материалов повышенной механической прочности с направляющими пазами с компенсирующими пружинами		
01.2.2-04	Т13Л-04-У4	Без компенсирующих пружин		
01.2.2-05	Т13ЛК-02-У4	С компенсирующими пружинами		
01.2.2-06	Т13Л-02-У4	Без компенсирующих пружин		
		С винтовыми контактными зажимами		
01.2.2-07	ТУ13Л-01-У4	Без встроенного патрона для стартера для ламп мощностью 30 Вт	2	220

Продолжение табл. 48.6

Индекс	Тип	Особенности конструкции	Номинальный ток, А	Номинальное напряжение, В
01.2.2-08	ТУ13ЛЦ-02-У4	Со встроенными патронами для стартера		
		Навесные		
01.2.3-01	Н13Л-04-У4	С безвинтовыми контактными зажимами	2	220
		Для стартеров		
01.3-01	Л-04-У4	С винтовыми контактными зажимами	2	220
01.3-02	Л-08-У4	С безвинтовыми контактными зажимами		
01.3-03	Л-09-У4	С безвинтовым креплением к светильнику		
01.3-05	2Л-02-У4	Сдвоенный с безвинтовым креплением к светильнику и безвинтовыми контактными зажимами		
		Для проекционных ламп		
01.4-01	G6,35	С керамическим корпусом и припаянными концами проводников	12,5 / 1	42 / 220
01.4-02	Gy9,5	С керамическим корпусом и контактными зажимами в виде штифтов	4	220
01.4-03	G17/t			
		Байонетные для ламп накаливания		
01.5-01	B15S-42МК	С одним подвижным контактом с креплением за фланец	50	42
		С двумя подвижными контактами		
01.5-02	B15d-42МК	С креплением за корпус	50	42
01.5-03	B15d-42МН	С креплением за ниппель	50	42
01.5-04	B15d-220ПН	То же	100	220
01.5-05	B22d-220МН	» »		
01.5-06	B22d-220МФ	С креплением за фланец		
		Патроны для трубчатых галогенных ламп накаливания		
01.6-01	ЛКИ220-Т-01-ХЛ2	Торцовый	10	220
01.6-02	ЛКИ220-Т-02-ХЛ2	»		
01.6-03	ЛКИ220-Т-03-ХЛ2	»		
01.6-04	ЛКИ220-Т-04-ХЛ2	»		
01.6-05	ЛКИ220-Т-05-ХЛ2	»		
01.6-06	ЛКИ220-Т-06-ХЛ2	»		

Таблица 48.7. **Электрические аппараты**

Индекс	Серия	Особенности конструкции	Номинальный ток, А
		Выключатели	
		Для открытой установки	
02.1.1-01	0-1-02-6/220	Однополюсный с клавишным приводом	6,3
02.1.1-02	0-1-04-6/220		
02.1.1-03	0-1-1Р44-17-6/220		
02.1.1-04	0-1-18-6/220		
02.1.1-05	0-1-19-6/220		
02.1.1-06	0-1-21-6/220		
02.1.1-07	0-1-22-10/220		10

Продолжение табл. 48.7

Индекс	Серия	Особенности конструкции	Номинальный ток, А
02.1.1-08	0-1-23-6/220		6,3
02.1.1-09	0-1-24-6/220		
02.1.1-10	0-1-25-6/220		
02.1.1-11	0-1-26-06/220		
02.1.1-12	0-1-28-6/220		
02.1.1-13	0-1-76-10/220		10
02.1.1-14	0-2-02-6/220	Однополюсный на две цепи с клавишным приводом	6,3
02.1.1-15	0-2-03-6/220		
02.1.1-16	0-2-07-6/220		
02.1.1-17	02-08-6/220		
02.1.1-18	0-2-09-6/220		
02.1.1-19	0-2-84-10/220		10
02.1.1-20	0-9-01-6/220	Однополюсный на три цепи с клавишным приводом	6,3
02.1.1-21	0-4-1Р44-01-6/220	Однополюсный с поворотным приводом	
02.1.1-22	08-01-6/220	Однополюсный со шнурковым приводом	
		Для скрытой установки	
02.1.2-01	ДП-С-1-01-6/220	Однополюсный с клавишным приводом	6,3
02.1.2-02	С-1-02-6/220		
02.1.2-03	С-1-05-6/220		
02.1.2-04	С-1-11-6/220		
02.1.2-05	С-1-14-6/220		
02.1.2-06	С-1-15-6/220		
02.1.2-07	С-1-16-10/220		10
02.1.2-08	С-1-20-6/220		6,3
02.1.2-09	С-1-23-6/220		
02.1.2-10	С-1-86-10/220		10
02.1.2-11	ДП-С-2-01-6/220	Однополюсный на две цепи с клавишным приводом	6,3
02.1.2-12	С-2-02-6/220		
02.1.2-13	С-2-05-6/220		
02.1.2-14	С-2-06-6/220		
02.1.2-15	С-2-07-6/220		
02.1.2-16	С-2-08-6/220		
02.1.2-17	С-2-94-10/220	Однополюсный с клавишным приводом	10
02.1.2-18	С-9-01-6/220	Однополюсный на три цепи с клавишным приводом	6,3
		Для установки на проводе	
02.1.3-01	1-02-1/220	Однополюсный с клавишным приводом	1
02.1.3-02	1-03-2,5/220		2,5
02.1.3-03	1-04-1/220		
02.1.3-04	6-01-1/220	Однополюсный с кнопочным приводом	1
02.1.3-05	6-02-1/220		
02.1.3-06	6-09-2,5/220		2,5

Продолжение табл. 48.7

Индекс	Серия	Особенности конструкции	Номинальный ток, А
02.1.3-07	6-02-1/220	Однополюсный с кнопочным приводом напольный (с ножным управлением)	1
02.1.3-08	5-01-1/220	Однополюсный с ползунковым приводом	
		Для встраивания в осветительные приборы	
02.1.4-01	В-6-01-1/220	Однополюсный с кнопочным приводом	
02.1.4-02	В-6-04-1/220		
02.1.4-03	В-8-01-1/220	Однополюсный с шнуровым приводом	
		Переключатели	
		Для открытой установки	
02.2.1-01	08-02-6/220	Однополюсный с шнуровым приводом	6,3
		Светорегуляторы напряжением 220 В	
03.1.-01	СР-03-1У4	Для скрытой установки	300
03.1-02	СРС-300-1		
03.2-01	СРП-300-1	Переносной	
03.2-02	СР-03-3У4		
03.2-03	РОЭВ-0,24	Переносной, с установкой на шнуре, с расположением на горизонтальной плоскости, с электронным выключателем	240
		Электроустановочные автоматы напряжением 220 В	
04.1-01	ПАР-6,3У4	Предохранитель автоматический резьбовой однополюсный Е27	6,3
04.1-02	ПАР-10У2		10
04.2-01	АВ-01-2,5/220	Выключатель автоматический для лестничных клеток	2,5
		Соединения штемпельные двухполюсные на напряжение 220 В с цилиндрическими контактами	
		Вилки	
05.1.1-01	ВШ-ц-2-01-6/220	Без заземляющего контакта с прямым вводом проводов	6,3
05.1.1-02	ВШ-ц-2-02-6/220		
05.1.1-03	ВШ-ц-2-03-6/220		
05.1.1-04	Вш-ц-2-05-6/220		
05.1.1-05	ВШ-ц-2-17-6/220		
05.1.1-06	ВШ-ц-2-6-18-6/220	Без заземляющего контакта с боковым вводом проводов	
05.1.1-07	ВШ-ц-2-6-21-6/220		
05.1.1-08	ВШ-ц-2-6-22-6/220		
05.1.1-09	ВШ-ц-20-01-10/220	С третьим заземляющим контактом с прямым вводом проводов	10
05.1.1-10	ВШ-ц-20-07-10/220		
		Розетки для открытой установки	
05.1.2-01	РШ-ц-2-0-01-6/220	Без заземляющего контакта	6,3
05.1.2-02	РШ-ц-2-05-6/220	Одноместная с сальниковым вводом	
05.1.2-03	РШ-ц-2-0-06-6/220	Одноместная	
05.1.2-04	РШ-ц-2-07-6/220		
05.1.2-05	РШ-ц-2-0-10-6/220	Одноместная с сальниковым вводом	

Продолжение табл. 48.7

Индекс	Серия	Особенности конструкции	Номинальный ток, А
05.1.2-06	РШ-ц-2-0-11-6/220	Для установки над плинтусом с защитным устройством	
05.1.2-07	РШ-ц-2-0-12-6/220		
05.1.2-08	РШ-ц-2-0-13-6/220	Одноместная	6,3
05.1.2-09	РШ-ц-2-0-14-6/220		
05.1.2-10	РШ-ц-2-0-15-6/220		
05.1.2-11	РШ-ц-2-0-16-6/220	Одноместная для установки над плинтусом с защитным устройством	10
05.1.2-12	РШ-ц-2-0-18-6/220		
05.1.2-13	РШ-ц-2-0-50-100/220	Одноместная	
05.1.2-14	РШ-ц-2-0-62-6/220		6,3
05.1.2-15	2Н-РШ-ц-2-0-01-6-6/220	На два направления	
05.1.2-16	РШ-ц-20-0-01-10//220	С третьим заземляющим контактом	
05.1 2-17	РШ-ц-20-0-1Р43-01--10/220	Одноместная	
05.1.2-18	РШ-ц-20-0-54-10/220		10

Розетки для скрытой установки без заземляющего контакта

05 1.3-01	РШ-ц-2-С-02-6/220	Одноместная	6,3
05.1.3-02	РШ-ц-2-С-03-6/220		
05.1.3-03	РШ-ц-2-С-04-6/220		
05.1.3-04	РШ-ц-2-С-07-6/220		
05.1.3-05	РШ-ц-2-С-08-6/220		
05.1.3-06	РШ-ц-2-С-09-6/220		
05.1.3-07	РШ-ц-2-С-10-6/220		
05.1.3-08	РШ-ц-2-С-11-6/220		
05.1.3-09	РШ-ц-2-С-12-6/220		
05.1.3-10	РШ-ц-2-С-13-6/220		
05.1.3-11	РШ-ц-2-С-14-6/220		
05.1.3-12	РШ-ц-2-С-15-6/220		
05.1 3-13	РШ-ц-2-С-16-6/220		
05 1.3-14	РШ-ц-2-С-17-6/220		
05.1.3-15	РШ-ц-2-С-52-6/220		
05.1.3-16	2Н-РШ-ц-2-С-01-6/220	На два направления	
05.1.3-17	2Н-РШ-ц-2-С-0-02-6/220		
05.1.3-18	РШ-ц-20-С-56-10/220	С третьим заземляющим контактом, одноместная	10

Разветвители

05.1.4-01	2Н-Р-ц-2-01-6/220	На два направления	6,3
05.1.4-02	3Н-Р-ц-2-02-6/220	На три направления	
05.1.4-03	3Н-Р-ц-2-03-6/220		
05.1.4-04	3Н-Р-ц-2-05-6/220		

Продолжение табл. 48 7

Индекс	Серия	Особенности конструкции	Номинальный ток, А
		Удлинители-разветвители	
05.1.5-01	2Н-УР-ц-2-03-6/220	На три направления	6,3
05.1.5-02	3Н-УР-ц-2-02-6/220		
05.1.5-03	УН-УР-ц-2-07-6/220		
05.1.5-04	3Н-УР-ц-2-08-6/220		
05.1.5-05	3Н-УР-ц-2-09-6/220		
05.1.5-06	3Н-УР-ц-2-12-6/220		
05.1.5-07	3Н-УП-ц-2-13-6/220		
05.1.5-08	3Н-УП-ц-2-14-6/220		
05.1 5-09	3Н-УР-ц-2-15-6/220		
05.1.5-10	4Н-УР-ц-2-01-6/220	На четыре направления	
		Соединения штепсельные двухполюсные на напряжение 220 В с плоскими контактами	
		Вилки	
05.2.1-01	ВШ-п-2-01-10/42	Без заземляющего контакта с прямым вводом провода	10
05.2.1-02	ВШ-п-2-02-10/220		
05.2.1-03	ВШ-п-2-1Р43-01-10/42		
05.2.1-04	ВШ-п-20-б-02-10/220	С третьим заземляющим контактом с боковым вводом провода	
05.2.1-05	ВШ-п-20-1Р43-01-10/220	С прямым вводом провода	
05.2.1-06	ВШ-п-20-25/220	С боковым вводом провода для электрических бытовых плит	25
		Розетки для открытой установки	
05.2.2-01	РШ-п-2-0-1Р43-01-10/42	Без заземляющего контакта одноместная	10
05.2.2-02	РШ-п-20-0-01-10/220	С третьим заземляющим контактом одноместная	
05.2.2-03	РШ-п-20-0-1Р43-01--10/220		
05.2.2-04	РШ-п-20-0-04-10/220		
05.2.2-05	РШ-п-20-0-25/220	Одноместная для электрических бытовых плит	25
		Розетки для скрытой установки	
05.2.3-01	РШ-п-20-С-02-10/220	С третьим заземляющим контактом, одноместная	10
05.2.3-02	РШ-п-20-С-25/220	Одноместная для электрических бытовых плит	25
		Соединения штепсельные двухполюсные на напряжение 220 В с комбинированными контактами	
		Розетки для скрытой установки	
		Без заземляющего контакта	
05.3.2-01	РШ-к-2-С-01-6-10/220	Одноместная	6,3/10
05.3.2-02	2Н-РШ-к-2-С-01-6-10/220	На два направления	

Продолжение табл. 48.7

Индекс	Серия	Особенности конструкции	Номинальный ток, А
		Штепсельные разъемы и соединения	
		Разъем для светильников с люминесцентными лампами	
05.4.1-01	ШРС-3-1	С третьим заземляющим контактом, подсоединяется к магистральным проводам без их разрезания	2
		Соединения для светильников с лампами накаливания	
05.4.2-01	ШСВ-20-Тр-10/220	С третьим заземляющим контактом	10
		Предохранители однополюсные резьбовые Е27 на напряжение 380 В	
		Основание	
08.1-01	Е27П-25/380	Прямоугольное с пластмассовой крышкой	25
08.1-02	Е27ПФ-25/380	Прямоугольное с фарфоровой крышкой	
08.1-03	Е27Кз-25/380	Квадратное с фарфоровой крышкой	
80.1-04	Е27СФз-25/380	Фарфоровое для столбового предохранителя	
		Головка предохранителя	
08.2-01	Е27Г1-10/380	Для плавкой вставки, исполнение 1	10
08.2-02	Е27Г2-25/380	Для плавкой вставки, исполнение 2	25
		Плавкие вставки	
08.3-01	Е27В1	Исполнение 1, без индикатора срабатывания	6,3; 10
08.3-02	Е27В2	Исполнение 2, с индикатором срабатывания	6,3; 10; 16; 20; 25

Таблица 48.8. **Назначение и тип помещений и установок**

Наименование	Вид климатического исполнения по ГОСТ 15150—69*	Исполнение по степени защиты оболочек		
		для электрических машин по ГОСТ 17494—72	для пускозащитной аппаратуры и оболочек комплектных устройств низкого напряжения по ГОСТ 14255—69* и ГОСТ 14254—80	для светотехнических изделий
Помещения для обслуживающего персонала, инкубатории, отапливаемые склады	УХЛ4, У3	IP44	IP23, IP30	IP20, IP21, IP31 / 2′1
Подсобные помещения, неотапливаемые склады, мастерские	У3	IP44	Открытое или защищенное при установке в оболочках со степенью защиты не менее IP21	IP32 / 5′0, 5′3
Цехи по переработке продуктов животноводства, плодов и овощей, овощехранилища	У2	IP44	Открытое при установке в оболочке со степенью защиты не менее IP23 или защищенное при установке в оболочке со степенью защиты не менее IP20	IP32, IP43, IP53 / 5′0

Продолжение табл. 48 8.

Наименование	Вид климатического исполнения по ГОСТ 15150–69*	Исполнение по степени защиты оболочек		
		для электрических машин по ГОСТ 17494–72	для пускозащитной аппаратуры и оболочек комплектных устройств низкого напряжения по ГОСТ 14255–69* и ГОСТ 14254–80	для светотехнических изделий
Кормоцехи для влажных кормов, доильные залы, молочные, моечные и насосные отделения, парники, теплицы, подсобные неотапливаемые помещения	У5	IP44, IP54	Открытое при установке в оболочке со степенью защиты не менее IP44 или защищенное при установке в оболочке со степенью защиты не менее IP23	IP53, IP54 / 5′3, 5′4
Животноводческие и птицеводческие помещения, склады минеральных удобрений, помещения для протравливания семян (помещения с агрессивной средой). Изделия должны применяться в химически стойком исполнении Х2 по ГОСТ 24682–81 и 24683–81, если возможность применения не химически стойкого исполнения не предусмотрена ГОСТ 24682–81	У5	IP44	Открытое при установке в оболочке со степенью защиты не менее IP54 или защищенное при установке в оболочке со степенью защиты не менее IP44	IP54 / 5′3, 5′4
Помещения, где технологическое оборудование подвергают дезинфицированию. Применение изделий, стойких к воздействию следующих специальных сред группы 6 по ГОСТ 24682–81 и 24683–81: свежегашеной извести, хлорной извести (осветленный раствор), формалина, формалин-креслиновой смеси, кальцинированной соды	–	IP44	Открытое при установке в оболочке со степенью защиты не менее IP54 или защищенное при установке в оболочках со степенью защиты не менее IP44	IP55, IP64 / 5′3, 5′4, 6′3, 6′4, 6′5
Пункты послеуборочной обработки зерна и технических культур (пыльные помещения) с содержанием пыли в концентрациях до 1,3 г/м^3)	У3	IP54	Защищенное исполнение IP51 или открытое при установке в оболочках со степенью защиты не менее IP51	IP51, IP61 / 5′1, 6′1
Сараи, неотапливаемые склады, силосные и сенажные башни, овощехранилища, установки под навесом	У1, У2, УХЛ3	IP44	Защищенное исполнение IP54 или открытое при установке в оболочках со степенью защиты не менее IP51	IP23, IP53 / 2′3, 5′3

РАЗДЕЛ СОРОК ДЕВЯТЫЙ

ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ

49.1. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА

Достигнутый уровень развития электрических сетей позволил электрифицировать практически всех потребителей. Годовое потребление электроэнергии сельским хозяйством составляет 130 млрд. кВт·ч. Столько электроэнергии потребляла страна на нужды всех потребителей, включая промышленность, в недалеком прошлом – в 1953 г. Современный этап развития сельского хозяйства характеризуется интенсивным внедрением электроэнергии в сельскохозяйственное производство в результате комплексной механизации и автоматизации его стационарных процессов, более высоким уровнем электрификации бытовых нужд сельского населения, а также более качественным и надежным электроснабжением сельских потребителей. Существующие схемы электрических сетей соответствуют требованиям, предъявляемым для решения этих задач. Существующие сети в основном радиальные. Кольцевые сетей 35–110 кВ применяются менее чем на 30%. Развитие питающих сетей 35–110 кВ отстало от развития распределительных сетей напряжением 6–10–15–20 кВ. Это привело к большим радиусам действия сетей 10 кВ. Около 50% существующих сельских линий 10 кВ, по которым питается большинство потребителей, имеют длину 25–100 км, хотя целесообразная их длина по надежности электроснабжения составляет около 25 км.

Сельские потребители подразделяются на две основные группы: а) потребители сельскохозяйственного назначения; б) потребители несельскохозяйственного назначения в сельской местности (местная промышленность, небольшие поселки и др.).

Максимальная активная нагрузка каждого действующего центра питания (ЦП) за расчетный год определяется по формуле

$$P_{\text{расч}} = P_{\text{ф}} k_{\text{ф}} + k_{\text{р}} \sum (P_{\text{кр}} k_{\text{сез}}),$$

где $P_{\text{ф}}$ – фактическая максимальная нагрузка ЦП (по измерениям); $k_{\text{р}}$ – коэффициент роста нагрузок на действующих ЦП, определяемый по формуле

$$k_{\text{р}} = (0{,}95 \div 0{,}97) \frac{A_{\text{п}} - A'_{\text{кр}} - A''_{\text{кр}}}{A_{\text{ф}} - A'_{\text{кр}}};$$

$A_{\text{п}}$ – перспективное общее потребление электроэнергии сельскохозяйственной областью (краем, республикой) в расчетном году; $A'_{\text{кр}}$ – электропотребление крупных действующих сельских потребителей, которые достигли проектной мощности (по отчетным данным); $A''_{\text{кр}}$ – электропотребление вновь вводимых в расчетный период крупных сельскохозяйственных потребителей; $A_{\text{ф}}$ – фактическое общее электропотребление сельскохозяйственной областью (краем, республикой) в отчетном году (отчетные данные); $P_{\text{кр}}$ – нагрузка крупных потребителей, планируемых к строительству и вводу в рассматриваемый перспективный период (по данным планирующих организаций и укрупненным показателям нагрузок); $k_{\text{о}}$ – коэффициент одновременности максимальных нагрузок потребителей на ЦП; зависит от числа потребителей и принимается следующим:

Число крупных потребителей	2–3	4–6	7–15	16 и более
$K_{\text{о}}$	0,9	0,85	0,8	0,7

$k_{\text{сез}}$ – коэффициент сезонности нагрузки, учитывается индивидуально для каждого крупного потребителя.

Расчетная реактивная нагрузка на шинах 10 кВ ЦП определяется по формуле

$$Q_{\text{расч}} = P_{\text{сущ}} k_{\text{р}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{опт}} + k'_{\text{о}} \sum (P_{\text{кр}} k_{\text{сез}}) \operatorname{tg} \varphi_{\text{опт}},$$

где $P_{\text{сущ}}$ – нагрузка существующих крупных потребителей; $k_{\text{р}}$, $\sum (P_{\text{кр}} k_{\text{сез}})$ – см. выше; $k'_{\text{о}}$ – коэффициент одновременности работы конденсаторных установок (принимается в зависимости от количества конденсаторных установок); $\operatorname{tg} \varphi_{\text{опт}}$ – оптимальный коэффициент реактивной мощности на шинах 10 кВ ЦП с учетом компенсации у потребителей (принимается равным 0,33); $Q_{\text{сущ}}$ – суммарная установленная мощность действующих конденсаторных установок в зоне ЦП. Полная расчетная нагрузка ЦП определяется по формуле

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P^2_{\text{расч}} + Q^2_{\text{расч}}}.$$

49.2. ОСНОВНЫЕ ТИПЫ МАШИН ДЛЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Регулирование и поддержание оптимального скоростного режима рабочей машины с помощью регулируемого электропривода является одним из основных факторов оптимизации технологического процесса [52]. Создание оптимальной системы электропривода основывается на изучении характеристик электроприводов отдельных установок. Основой для выбора регулируемого электродвигателя являются механические характеристики рабочих машин. Ряд машин сельскохозяйственного назначения имеют одинаковые или близкие характеристики. Наиболее общую и распространенную зависимость, позволяющую классифицировать отдельные производственные механизмы по их механическим характеристикам, с достаточной степенью точности отражает следующая формула:

$$M_c = M_0 + (M_{c,\,ном} - M_0)(n/n_{ном})^x,$$

где M_c – момент сопротивления механизма при частоте вращения n; M_0 – момент сопротивления механизма, не зависящий от частоты вращения; $M_{c,\,ном}$ – момент сопротивления механизма при номинальной частоте вращения $n_{ном}$; x – коэффициент, характеризующий изменение момента сопротивления при изменении частоты вращения.

Приведенная формула позволяет классифицировать механические характеристики сельскохозяйственных механизмов так:

1) $x = 0$ – механизмы с моментом сопротивления, не зависящим от частоты вращения, а мощность пропорциональна часто-

Таблица 49.1. **Классификация основных сельскохозяйственных машин**

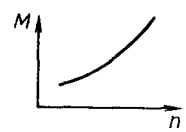
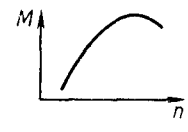
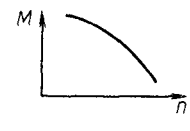
Машины	$M_{ст,\,напр} = f(n)$	Механические характеристики машин
Зерноочистительные машины, мельницы, льноочистительные машины, насосы для орошения, корнерезки, молотилки хлебные	$M = a_1 n^2 + b_1 n \pm c_1$	
Протравители, зерносушилки, льнообрабатывающие машины, овощетерки, маслоизготовители, глиномялки, измельчители кормов	$M = \pm a_2 n^2 + b_2 n \pm c_2$	
Молотилки кукурузные	$M = -a_3 n^2 + b_3 n - c_3$	
Сепараторы и очистители молока, жмыходробилки, соломосилосорезки	$M = -a_4 n^2 + b_4 n + c_4$	
Корнеклубнемойки	$M = a_5 n^2 - b_5 n + c_5$	

Таблица 49 2. **Основные требования технологических процессов и механизмов к регулируемому электроприводу**

Наименование и тип рабочей машины	Максимальная мощность привода, кВт	Максимальная частота вращения, об/мин (диапазон регулирования)	Назначение регулирования	Тип привода, отвечающего данным требованиям
Загрузчик-питатель кормоприготовительных машин ИГК-30, «Волгарь-5», ТЭБ-30 и др.	3	1500—(1 : 6)	Регулирование скорости транспортера в функции загрузки двигателя измельчителя и др.	Электромагнитная муфта скольжения (ЭМС)
Транспортер сушилки зеленой массы УСС-1КМ	1,5	1500(1 · 6)	Регулирование скорости транспортера в функции влажности массы на выходе сушилки	ЭМС
Загрузчик-питатель сушильного барабана агрегата АВМ-3, АВМ-5	1,1	1500(1 : 6)	Регулирование скорости транспортера в функции влажности массы на выходе барабана	ЭМС
Бункер-питатель силосной и сенажной массы КПГ-10	0,6	1500(1 . 7)	Регулирование скорости подающего транспортера в зависимости от загрузки двигателя дозаторов и толщины слоя массы на сборном транспортере	ЭМС
Бункер-питатель для обработки доз корма при порционной дозированной выдаче	0,37	1500(1 . 8)	Регулирование частоты вращения в зависимости от массы корма в дозе	ЭМС
Дозатор стебельчатых кормов ДКС-30	0,3	1500(1 : 6)	То же	ЭМС
Дозатор сочных кормов ДСК-15	3	1500	Стабилизация заданной частоты вращения	ЭМС
Дозатор концентрированных кормов ДК-10	1,1	1500(1 : 6)	Ступенчатое изменение частоты вращения привода от ступенчатого задатчика	ЭМС
Питатель сенной муки ПСМ-10	1,5	1500(1 : 6)	То же	ЭМС
Бункер-дозатор кормораздатчика РКС-3000М	3	1500(1 : 5)	» »	ЭМС
Устройство выдачи кормов из мобильного кормораздатчика РС-5А или аналогичного ему	3	1500(1 5)	Стабилизация частоты вращения выдающего устройства с коррекцией по скорости перемещения. Ступенчатое изменение частоты вращения от дискретного задатчика	ЭМС
Карусельная доильная установка	3	1500(1 : 5)	Плавное изменение частоты вращения от ручного задатчика	ЭМС
Осевые вентиляторы животноводческих и птицеводческих помещений	10—30	1500(1 . 5)	Изменение частоты вращения в зависимости от температуры	Тиристорный регулятор напряжения
Центробежные вентиляторы птицеводческих объектов	40—100 групп	1000—1500 (1 · 10)	То же	Тиристорный преобразователь частоты

Продолжение табл. 49.2

Наименование и тип рабочей машины	Максимальная мощность привода, кВт	Максимальная частота вращения, об/мин (диапазон регулирования)	Назначение регулирования	Тип привода, отвечающего данным требованиям
Ведущие колеса электротрактора	20—30	1500(1 : 7)	Плавное изменение частоты вращения от педали-задатчика	То же
Центробежные консольные насосы станций второго подъема воды с асинхронными двигателями общепромышленного исполнения	100	1500(1 : 10) при $M = n^2$	Поддержание заданного давления в напорном трубопроводе при изменении расхода воды от 0 до максимального значения	ЭМС
Центробежные погружные электронасосы с водозаполненными асинхронными электродвигателями насосных станций первого и второго подъемов воды	200	3000(1 : 10) при $M = n^2$	Поддержание заданного давления в напорном трубопроводе при изменении расхода воды от 0 до максимального значения. Обеспечивается коррекция уровня давления в функции квадрата расхода	Тиристорные преобразователи частоты в сочетании с блоком управления по давлению

те вращения. Такую характеристику имеют подъемные машины, лебедки, ленточные транспортеры, шнеки, поршневые насосы при неизменной высоте подачи, конвейеры с постоянной загрузкой и др.;

2) $x = 1$ — механизмы с линейно возрастающей механической характеристикой и мощностью, пропорциональной квадрату частоты вращения. Подобную характеристику имеют зерноочистительные механизмы, вакуумные насосы для доильных установок и др.;

3) $x > 1$ — механизмы с нелинейно возрастающей механической характеристикой — это вентиляторы, центробежные насосы, сепараторы, молотильные барабаны при включении на холостом ходу. При $x = 2$ характеристики принято называть вентиляторными. Такие характеристики имеют вентиляторы и насосы при статическом напоре, равном нулю;

4) $x < 0$ — механизмы с нелинейно спадающей характеристикой, а мощностью, не зависящей от частоты вращения. Сюда относятся некоторые металлообрабатывающие станки, колосовой элеватор, зерновые нории и др.

В табл. 49.1 приведена классификация сельскохозяйственных машин по их механическим характеристикам.

Рациональные системы электропривода создаются на базе оптимального сочетания свойств технологического процесса и рабочих машин, с одной стороны, и технических средств современного электропривода — с другой.

В табл. 49.2 приведены основные требования технологических процессов и механизмов к регулируемому электроприводу. Как следует из таблицы, для сельскохозяйственных машин требуются преимущественно следующие типы регулируемого электропривода: частотный — на базе тиристорных преобразователей частоты, параметрический — на базе тиристорных регуляторов напряжения, электромеханический — на базе электромагнитных муфт скольжения и дискретный с использованием контактных и бесконтактных коммутационных аппаратов и датчиков.

49.3. ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

Наибольшее распространение в сельскохозяйственном производстве получили асинхронные электродвигатели, приводящие в движение все стационарные производственные агрегаты, подъемно-транспортные механизмы и др. Во многих хозяйствах суммарная мощность электродвигателей равна или больше мощности тракторного парка. Электродвигатели в сельском хозяйстве работают при неблагоприятных условиях окру-

Таблица 49.3. **Двигатели, применяемые в сельском хозяйстве**

Тип	Мощность, кВт	Напряжение, В	Частота вращения, об/мин	Масса, кг
		Серии АО2		
АО2-31-2СХ-У1	3	380	3000	35,5
АО2-31-4СХ-У1	2,2	380	1500	35
АО2-31-6СХ-У1	1,5	380	1000	34
АО2-31-2СХ-У1	4	380	3000	41
АО2-32-4СХ-У1	3	380	1500	41
АО2-32-6СХ-У1	2,2	380	1000	40
АО2-51-2СХ	10	380	3000	96
АОП2-51-4СХ	7,5	380	1500	94
АОП2-61-6СХ	5,5	380	1000	94
АО2-51-2СХ	13	380	3000	112
АОП2-52-4СХ	11	380	1500	108
АОП2-52-6СХ	7,5	380	1000	114
		Серия 4А		
		С высотой оси вращения 71 мм		
4А71-А2-СУ1	0,75	220/380	3000	14
4АХ71-А2-СУ1	0,75	220/380	3000	12,5
4А71-А4-СУ1	0,55	220/380	1500	14
4АХ71-А4-СУ1	0,55	220/380	1500	12,5
4А71-А6-СУ1	0,37	220/380	1000	14
4АХ7-1А-СУ1	0,37	220/380	1000	12,5
4А71-В2-СУ1	1,1	220/380	3000	14,5
4АХ71-В2-СУ1	1,1	220/380	3000	13
4А71-В4-СУ1	0,75	220/380	1500	14,5
4АХ71-В4-СУ1	0,75	220/380	1500	13
4А71-В6-СУ1	0,55	220/380	1000	15
4АХ71-В6-СУ1	0,55	220//380	1000	13,5
4А71-В8-СУ1	0,22	220/380	750	14
4АХ71-В8-СУ1	0,25	220/380	750	12,5
		Со встроенной температурной защитой с высотой оси вращения 56 мм		
4АА56-А2Б-СУ1	0,18	220/380	3000	4,5
4АА56-В2Б-СУ1	0,25	220/380	3000	4,5
4АА56-А4Б-СУ1	0,12	220/380	1500	4,5
4АА56-В4Б-СУ1	0,18	220/380	1500	4,5
		Для животноводческих и птицеводческих помещений		
4АПА-О6У2	0,37	380	1000	9,1
4АПА80-О6Т2	0,37	380	1000	9,1
4АПА80-О6Т2				
4АПА80-О6У2	0,55	380	1000	1,4
4АПА80-А6Т2				
Д100-6ПУ2	1,1	380	1000	33
Д80-ВС-ПУ2	0,37	380	1000	15,8

жающей среды: химически активной атмосфере животноводческих помещений, большой запыленности зерноочистительно-сушильных комплексов, высокой влажности в кормоцехах, под открытым небом. Электротехнической промышленностью выпускается электрооборудование, рекомендуемое для применения в сельском хозяйстве [24]. В табл. 49.3 приведены только некоторые типы двигателей для сельскохозяйственного производства. Для привода машин, работающих в животноводческих поме-

щениях, на зернотоках, на открытых площадках и в неотапливаемых помещениях, следует применять двигатели специально сельскохозяйственного назначения. В единой серии 4А они изготовляются со встроенными термосопротивлениями для осуществления температурной защиты. Эти двигатели имеют специальную пропитку обмоток и окраску, поэтому меньше подвержены коррозии. В особо тяжелых условиях, например в вытяжных электровентиляторах животноводческих помещений, двигатели полностью изолируют от внешней среды.

Технико-экономические расчеты и практический опыт показали, что в большинстве случаев наиболее экономичны двигатели с частотой вращения 1500 об/мин. Число их в сельском хозяйстве превышает 90%. Двигатели на 3000 об/мин применяют для приводов центробежных насосов и вентиляторов. Двигатели на 1000 об/мин используют для привода поршневых компрессоров, вентиляторов среднего напора большой производительности и в других случаях.

Выбирая тип двигателя в зависимости от характера нагрузки и мощности механизма, можно руководствоваться следующими данными. При длительной постоянной и переменной нагрузках мощностью до 1000 кВт наиболее экономичны асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором; при нагрузках мощностью больше 100 кВт – синхронные двигатели.

При резкопеременной нагрузке мощностью 100 кВт применяют асинхронные двигатели с повышенным скольжением, при мощности выше 100 кВт – асинхронные двигатели с фазным ротором. При повторно-кратковременной и кратковременной нагрузках чаще всего используют асинхронные двигатели с повышенным скольжением и асинхронные двигатели с фазным ротором.

Своеобразие выбора мощности двигателей для сельскохозяйственного производства заключается в том, что необходимо учитывать тот факт, что эти двигатели питаются от маломощных источников. К таким источникам относятся автономные и резервные электростанции, подстанции, мощность которых соизмерима с номинальной мощностью электродвигателей; протяженные электрические линии. Эти источники обладают большим собственным электрическим сопротивлением; в момент включения крупных двигателей происходит резкая потеря напряжения.

В результате могут нарушаться нормальные условия пуска и работы электродвигателей. Поэтому в ряде случаев необходимо выбирать двигатель с учетом возможного снижения напряжения в сети. При совместном питании силовой и осветительной нагрузок допустимым пределом остаточного напряжения на шинах при частых пусках является 90%, при редких пусках – 85% и при отдельном питании силовой нагрузки – 70–80% номинального напряжения. Если прямой пуск сопровождается недопустимым снижением напряжения, то необходимо принять меры к ограничению пусковых токов путем введения ограничивающих сопротивлений. При этом следует помнить, что момент двигателя при снижении напряжения в период пуска должен быть больше момента статического сопротивления.

49.4. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ

В настоящее время в сельском хозяйстве страны эксплуатируется более 12 млн. электродвигателей. Ежегодный выход из строя еще велик и иногда достигает по отдельным зонам 20–25%. При аварийности электродвигателей хотя бы 1% народное хозяйство страны ежегодно терпит ущерб, превышающий 20 млн. руб. Это обстоятельство требует более действенных мер по решению проблемы надежной работы электродвигателей в сельском хозяйстве. Статистика показывает, что электродвигатели выходят из строя из-за: повреждения изоляции обмоток (90%), разрушения подшипников (5%) и различных других причин (5%). Ниже приведены в процентном отношении основные причины аварий электродвигателей в сельском хозяйстве [54]:

Потеря одной фазы	40 – 50
Заклинивание ротора	20 – 25
Длительные перегрузки	10 – 15
Пробои изоляции и нарушение охлаждения	15 – 25

В настоящее время в сельском хозяйстве для защиты электродвигателей применяют выпускаемые промышленностью предохранители, тепловые реле, автоматические выключатели, устройства встроенной температурной защиты, специальные токовые реле.

На рис. 49.1 приведены кривые нагрева двигателя 4А100-6У3, работающего перед этим в номинальном режиме при температуре окружающей среды +40 °С при различных перегрузках.

Оптимальные значения характеристики устройства для защиты электродвигателей в сельском хозяйстве приведены ниже:

Кратность тока при перегрузке	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
Время срабатывания устройства, с	∞	N	1800	700	300	150	120

Кратность тока при перегрузке	1,6	1,7	1,8	1,9	2	5 и более
Время срабатывания устройства, с	∞	90	70	60	50	40	6

Для обоснования значений выдержки времени используется характеристика ресурса изоляции в зависимости от температуры ее нагрева (рис. 49.2). При этом были взяты граничные условия: при полуторакратной нагрузке двигателя температура соответствует нагреву через 2 мин, при заклинивании ротора двигателя, работающего перед этим в номинальном режиме, температура изоляции через 10 с достигает 160 °С. При этих граничных условиях выдержки времени характеризуются пунктирной линией (рис. 49.1).

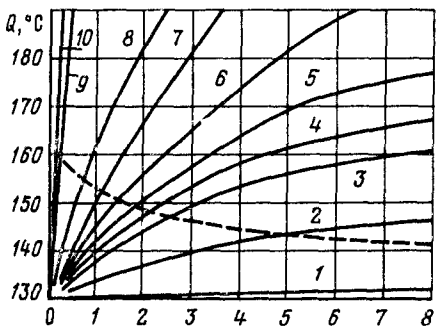


Рис. 49.1. Кривые нагрева двигателя 4А1006УЗ, работающего перед этим в номинальном режиме при температуре окружающей среды +40 °С при различных нагрузках: *1* – кратность перегрузки 1,1, *2* – 1,3; *3* – 1,4; *4* – 1,5, *5* – 1,6; *6* – 1,7; *7* – 1,8, *8* – 2,0 *9* – потеря фазы, *10* – заклинивание ротора

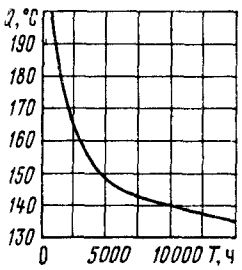


Рис. 49.2. Ресурс изоляции в зависимости от температуры ее нагрева

В зависимости от области применения устройство должно изготовляться в нескольких модификациях с различными функциональными назначениями. Так, устройство общего применения должно обеспечивать защиту электродвигателя от работы при неполнофазных режимах и от перегрузок по току с выдержкой времени, зависящей от нагрузки.

49.5. ТРАНСФОРМАТОРЫ И КОМПЛЕКТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

Электротехнической промышленностью выпускаются трансформаторы, рекомендуемые для работы в сельскохозяйственном производстве. В табл. 49.4 приведены некоторые типы таких трансформаторов и их параметры.

Для обеспечения бесперебойной работы электропривода необходимо иметь отлаженную защитную аппаратуру, обеспечивающую своевременное отключение электродвигателя при его перегрузке, неисправности рабочей машины или привода.

Электромагнитные пускатели, реле, контакторы и другие аппараты надо устанавливать в закрытых пультах, шкафах, корпусах; кнопки управления – в герметичных химически стойких оболочках. Предотвращению коррозии способствует применение ингибиторов – химически активных веществ, противодействующих ржавлению. Ингибиторы наносятся на поверхности аппаратуры управления и пультов.

Устройства управления желательно выполнять из унифицированных шкафов и секций, которые собирают из отдельных элементов – модулей.

Электротехническая промышленность начинает выпускать типовые комплектные устройства управления низкого напряжения в виде ящиков управления, пригодных для использования как отдельно, так и для комплектования в сборки. Электрические схемы и основные параметры встроенных аппаратов, вывод органов управления и сигнализации на лицевые крышки позволяют использовать их с разнообразными механизмами и установками. В табл. 49.5 приводится комплект электрооборудования, выпускаемый электротехнической промышленностью, предназначенный для оборудования комплексов по выращиванию и откорму 54

Таблица 49.4. **Трансформаторы, рекомендуемые к применению в сельском хозяйстве**

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Сочетание напряжений, кВ	Схема и группа соединений	Масса не более, кг
ТМН-2500/110	2500	110/6,6; 11	$У_н$/Д-11	23816
ТМ-25/10	25	6; 10/0,4	У/$У_н$-0; У/Z-11	380
ТМ-40/10	40	6; 10/0,4	У/$У_н$-0; У/$Z_н$-11	485
ТМ-63/10	63	6;10/0,4	У/$У_н$-0; У/$Z_н$-11	600
ТМ-100/10	100	6; 10/0,4	У/$У_н$-0; У/$Z_н$-11	720
ТМ-160/10	160	6; 10/0,4; 0,69	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11; У/$Z_н$-11	1100
ТМ-250/10	250	6; 10/0,4; 0,69	У/У-0; Д/$У_н$-11	1425
ТМ-400/10	400	6; 10/0,4; 0,69	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	1900
ТМ-630/10	630	6; 10/0,4; 0,69	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	3000
ТМФ-250/10	250	6; 10/0,4; 0,69	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	1425
ТМФ-400/10	400	6; 10/04; 0,69	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	1900
ТМФ-630/10	630	6; 10/04; 0,69	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	3000
ТМЗ-400/10	400	6; 10/0,4	У/$У_н$-0	2100
ТМЗ-630/10	630	6; 10/0,4	У/$У_н$-0	2900
ТМЗ-1000/10	1000	6; 10/0,4; 0,69	Д/$У_н$-11	4500
ТМЗ-1600/10	1600	6: 10/0,4; 0,69	Д/$У_н$-11	6500
ТМ-1000/10	1000	6; 10/0,4; 0,525; 0,69; 3,15; 6,3	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11; У/Д-11	5000
ТМ-1600/10	1600	6; 10/0,4; 0,69; 3,15; 6,3	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11; У/Д-11	7000
ТМ-2500/10	2500	6; 10/0,4; 10,5; 3,15; 6,3	Д/У-11; У/Д-11; У/Д-11	8000
ТМ-4000/10	4000	6; 10/3,15; 6,3	У/Д-11	13200
ТМ-6300/10	6300	10/3,15; 6,3; 10,5	У/Д-11	17300
ТМ-1000/35	1000	35/0,4; 6,3	У/Д-11; У-У-0; Д/$У_н$-11	6000
ТМ-1600/35	1600	20; 35/0,4; 3,15; 6,3; 10,5	У/У-0; Д/$У_н$-11; У/Д-11	7100
ТМ-2500/35	2500	20; 35/6,3; 10.5		
ТМ-4000/35	4000	20; 35/6,3; 10,5	Д/$У_н$-11; У/Д-11; У/$У_н$-0	9600
ТМ-6300/35	6300	35/6,3; 10,5	У/Д-11	13200
ТМН-1000/35	1000	35/6,3; 11	У/Д-11	17400
ТМН-1600/35	1600	35/6,3; 11	У/Д-11	8100
			У/Д-11	9600
ТМН-2500/35	2500	35/6,3; 11	У/Д-11	12300
ТМН-4000/35	4000	35/6,3; 11	У/Д-11	16300
ТМН-6300/35	6300	35/6,3; 11	У/Д-11	19600
ТМ-100/20	100	20/0,4; 0,23	У/$У_н$-0; У/$Z_н$-11	740
ТМ-160/20	160	20/0,23; 0,4	У/$У_н$-0	1100
ТМ-250/20	250	20/0,4; 0,23; 0,69	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	1425
ТМ-400/20	400	20/0,23; 0,4; 0,69	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	1900
ТМ-100/35	100	35/0,4	У/$У_н$-0; У/$Z_н$-11	740
ТМ-160/35	160	35/0,4; 0,69	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11; У/$Z_н$-11	1100; 1150
ТМ-250/35	250	35/0,4; 0,69	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11; У/$Z_н$-11	1425; 1475
ТМ-400/35	400	35/0,4; 0,69	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	1900
ТМ-630/35	630	35/0,4; 0,69	У/$У_н$-0; Д/$У_н$-11	3000
АТ-10 (автотрансформатор)	10	70–380 В	–	75
АОСЭ-1/0,5 (автотрансформатор)	1	220 В / 5–245 В	–	75

Таблица 49.5. **Комплектные устройства управления для животноводческих и птицеводческих комплексов и ферм**

Наименование изделия	Тип	Назначение, краткая техническая характеристика
Шкаф управления вентиляцией	ШОА5941-3874У5, 6ЛА.380.647	Для управления 16-ю крышными вентиляторами: $I = 63$ А, $P = 8{,}8$ кВт, масса не более 350 кг
	ШОА5942-3477У504, 6ЛА.380.646	Для управления 22 крышными вентиляторами, $I = 25$ А, $P = 12{,}1$ кВт, масса не более 500 кг
	ШОА5492-3474У503, 6ЛА.380.645	Для управления 9 крышными вентиляторами, $P = 10{,}7$ кВт, масса не более 310 кг
Ящик управления отоплением	ЯОА5903-3474У5, 6ЛА.380.643	Для управления двумя вентиляторами, $I = 25$ А, $P = 4{,}4$ кВт
	ЯОА5901-3474У5, 6ЛА.380.652	Для управления двумя вентиляторами
	ЯОА5904-4074У5, 6ЛА.380.650	Для управления четырьмя вентиляторами, $I = 100$ А, $P = 10$ кВт, масса не более 100 кг
	ЯОА5904-3474У5, 6ЛА.380.651	Для управления двумя вентиляторами, $I = 25$ А, $P = 2{,}2$ кВт, масса не более 100 кг
Ящик управления отопительно-вентиляционным оборудованием	ЯОА5904-3874У5, 6ЛА.380.644	Для управления двумя вентиляторами, $I = 63$ А, $P = 10{,}7$ кВт, масса не более 80 кг
Шкаф управления:		
работой шести раздаточных тележек	ШОА5942-3474У5, 6ЛА.380.649	$I = 25$ А, $P = 13{,}0$ кВт, масса, не более 500 кг
раздачей мучнистых кормов репродукторного отделения	ШОА5940-3874У5, 6ЛА.380.632	$I = 63$ А, $P = 25{,}33$ кВт, масса не более 550 кг
приемом и хранением кормов откормочного отделения	ШОА5942-3477У502, 6ЛА.380.631	$I = 25$ А, $P = 10{,}96$ кВт, масса не более 300 кг
дозированием и разбавлением кормов откормочного отделения	ШОА5941-4674У5, 6ЛА.380.	$I = 400$ А, $P = 59{,}3$ кВт, масса не более 550 кг
	ШОА5941-4874У5, 6ЛА.380.730	$I = 630$ А, $P = 128{,}6$ кВт, масса не более 550 кг
приготовлением и раздачей кормов	ШОА5940-4674У5, 6ЛА.381.291	$I = 400$ А, $P = 49{,}3$ кВт, масса не более 550 кг
установками приготовления искусственного молока	ШОА5939-3874У5, 6ЛА.380.636	$I = 63$ А, $P = 7{,}0$ кВт, масса не более 900 кг
установкой для очистки жидкого навоза	ШОА5941-5274У5, 6ЛА.380.653	$I = 1600$ А, $P = 614{,}9$ кВт, масса не более 2400 кг
Ящик:		
световой сигнализации автоматизированной кормораздачи	ЯОА9001-3440У501, 6ЛА.360.951	$U = 220$ В, $I = 25$ А, масса не более 10,3 кг
управления воздухоочистительными установками	ЯОА5906-3444У50У, 6ЛА.360.954	Напряжение силовой цепи 220 В, цепи управления 220 В, $I = 25$ А, масса не более 30 кг
световой сигнализации ручной кормораздачи	ЯОА9001-3440У5, 6ЛА.360.952	$U = 220$ В, $I = 25$ А, масса не более 10 кг
сигнализации	ЯОА9001-3440У502, 6ЛА.360.938	$U = 220$ В, $I = 25$ А, масса не более 10,3 кг

Продолжение табл. 49.5

Наименование изделия	Тип	Назначение, краткая техническая характеристика
управления сжигателем	ЯОА5909-3474У5, 6ЛА.360.937	$I = 25$ А, масса не более 53 кг
управления хозяйственными насосами	ЯОА5104-3674У5, 6ЛА.388.854	$I = 63$ А, масса не более 26 кг
Блок питания логических элементов	БОА5901-3474У5, 6ЛА.380.732	$I = 25$ А, $P = 0{,}1126$ кВт, масса не более 30 кг

и 108 тыс. свиней в год. Электротехнической промышленностью выпускаются также унифицированные комплектные устройства управления электроприводами механизмов уборки животноводческих помещений, комплектные устройства управления для установок послеуборочной обработки зерна, комплектные устройства управления для установок по обработке овощей, устройства для предприятий защищенного грунта, в частности для регулирования и контроля технологических процессов в теплицах ангарного типа, и другие устройства для сельскохозяйственного производства.

49.6. ВЫБОР МОЩНОСТИ ПРИВОДА ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ И ПОДЪЕМНЫХ УСТАНОВОК, ПРИМЕНЯЕМЫХ В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ

Одними из распространенных электроприводов в сельскохозяйственном производстве являются транспортирующие установки. Следует отметить, что, например, в животноводстве транспортные работы составляют 30–40% всего труда на фермах.

Из машин непрерывного транспорта наиболее распространены установки с гибким тяговым органом, лентой, цепью, тросом. Ленточные транспортеры перемещают в горизонтальном или слабо наклонном направлении зерно, комбикорма, травяную массу и легкие штучные грузы.

Цепные и тросовые со скребками и пластинами транспортеры используются для перемещения корнеплодов, силоса, кормовых смесей, а также для удаления навоза. Транспортеры с тяговым ленточным, цепными органами, к которым крепятся ковши для поднятия зерна по вертикали, называют ковшовыми элеваторами или нориями.

Сопротивление во всех этих транспортерах создается за счет сил трения и массы. Приближенно мощность привода транспортеров при установившемся режиме можно определить по следующим зависимостям:

для ленточных, скребковых

$$P = 9{,}81Q(h + lk)/\eta;$$

для элеваторов

$$P = 9{,}81Qhk/\eta;$$

для винтовых

$$P = 9{,}81Qlk/\eta,$$

где P – мощность, Вт; Q – массовая подача, кг/с; h – высота подъема материала, м; l – длина транспортера, м; η – КПД транспортера с трансмиссией (0.4–0,6); k – коэффициент сопротивления перемещению (у ленточных 0,15–0,2; у элеваторов, норий 1,15–1,2; у скребковых, винтовых 1,85–2).

49.7. ВЫБОР МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ ВАКУУМ-НАСОСОВ И КОМПРЕССОРОВ

Вакуум-насосы необходимы для создания разряжения при работе доильных аппаратов. В четырех пазах ротора насоса свободно движутся в радиальном направлении лопатки. Во время вращения ротора лопатки под действием центробежной силы прижимаются к внутренней поверхности корпуса цилиндра. Вследствие эксцентричного расположения ротора в цилиндре лопатки то погружаются в пазы, то выходят из них, изменяя тем самым объем свободного пространства, ограниченный цилиндром, ротором и двумя соседними лопатками. Объем в зоне всасывающей камеры увеличивается, а в зоне выхлопной – уменьшается. Благодаря этому создается отсос воздуха вакуум-проводом.

Подачу, м^3/г, вакуум-насоса определяют по формуле

$$Q_{\text{п}} = kqn_{\text{а}},$$

где k – коэффициент, учитывающий неполную герметизацию системы (принимается 2–3); q – расход воздуха одним доильным

аппаратом при 60 пульсациях в минуту (q = = 1,8 м³/г); $n_а$ – число доильных аппаратов в установке.

Мощность двигателя, Вт, привода вакуум-насоса

$$P = \frac{QH}{\eta_п \eta_н},$$

где Q – подача насоса, м³/с; H – вакуум, развиваемый насосом, Па; $\eta_п$ – КПД передачи от двигателя к насосу; $\eta_н$ – КПД вакуум-насоса (0,2 – 0,25).

Поршневые компрессоры применяются в холодильных установках для сжатия паров фреона и нагнетания их в конденсатор воздушного охлаждения. Если поршневой компрессор работает на магистраль с постоянным давлением, то при каждом ходе поршня приходится преодолевать постоянное усилие. Двигатель будет работать с постоянным моментом.

Мощность двигателя компрессора определяется аналогично.

49.8. ЭЛЕКТРОПРИВОД УСТАНОВОК ДЛЯ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Установки водоснабжения в сельском хозяйстве можно разделить на три группы.

К первой группе относят установки небольших и средних ферм, водоснабжение которых осуществляется башенной насосной установкой; при этом башня служит одновременно резервуаром для создания запаса воды и напорным устройством. Ко второй группе относят установки водоснабжения небольших ферм и поселков. Установки эти безбашенные, компактные, но их производительность небольшая. Для крупных животноводческих комплексов с потреблением воды выше 150 м/ч водоснабжение осуществляется как на промышленных объектах – сначала погружные насосы подают воду в промежуточную емкость, откуда при помощи центробежных насосов вода направляется в водопроводную сеть.

В сельском хозяйстве страны насчитывается несколько сот тысяч населенных пунктов и животноводческих ферм. Около половины их обеспечивается водой с помощью централизованных и локальных систем – с использованием водонапорных башен или других специальных схем, например передвижных насосных установок.

Для водоснабжения остальных населенных пунктов, а также отдельно стоящих животноводческих ферм используются различные схемы локальных систем без водонапорных башен. В настоящее время применяют в основном схемы с одним подъемом. Из них более половины приходится на долю схем, оборудованных непогружными насосами с забором воды из поверхностных источников или шахтных колодцев. На рис. 49.3 приведены основные типы схем водоснабжения сельскохозяйственных потребителей, оборудованных непогружными и погружными насосами.

Число локальных установок с погружными насосами предполагается увеличи-

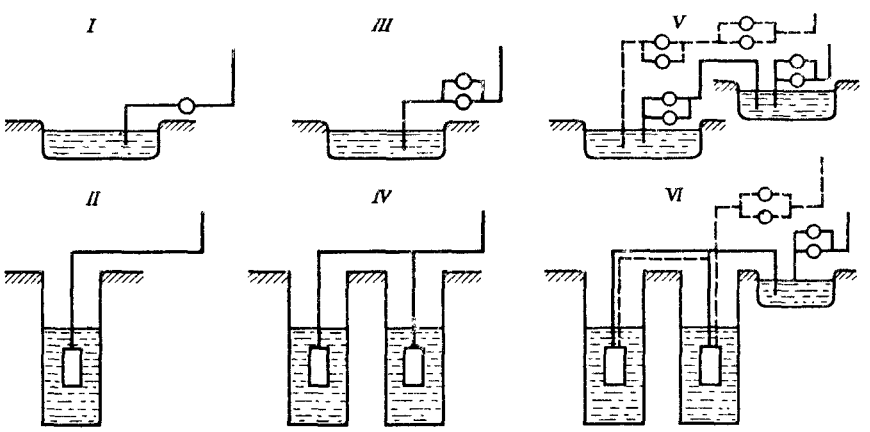


Рис. 49.3. Схема насосных установок локального водоснабжения сельских населенных пунктов
I – с непогружным насосом и одним подъемом; *II* – с погружным насосом и одним подъемом; *III* – с двумя непогружными насосами и одним подъемом; *IV* – с двумя погружными насосами и одним подъемом; *V* – с непогружными насосами и двумя подъемами, *VI* – с погружными насосами и двумя подъемами

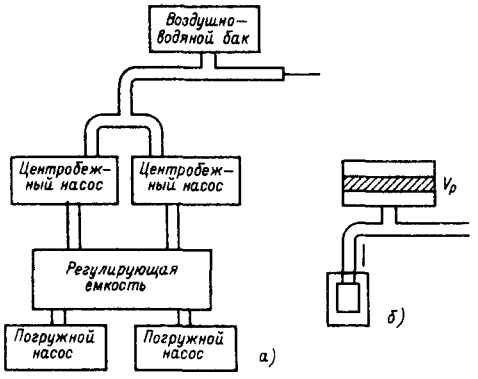


Рис. 49.4. Гидравлическая схема насосной установки

вать. При этом в локальных схемах водоснабжения будут применяться второй подъем, параллельная работа насосов, повысительные установки (для повышения давления в сети последовательно работают два насоса) при использовании погружных и непогружных агрегатов.

В системах водоснабжения количество воды, подаваемой насосом в водонапорную сеть, и количество воды, необходимой потребителю, в каждый момент времени в общем случае не одинаковы. Для согласования потоков подачи и расхода в системах водоснабжения используется регулирующая емкость (рис. 49.4, *а*).

В рассматриваемой группе насосных установок, работающих в локальных системах водоснабжения, применяют воздушно-водяные баки (котлы) – пневматические регуляторы и электропривод с дискретным двухпозиционным регулированием.

При работе насоса на водонапорную башню (рис. 49.4, *б*) водонапорный бак воспринимает разность расхода воды насоса и потребителей и выравнивает давление воды у потребителей.

При включенном насосе вода будет поступать к потребителю и регулируемый объем $V_р$ водонапорного бака начнет заполняться. Как только бак заполнится, насос отключается и потребители получают воду из регулируемого объема бака. При достижении воды в баке нижнего уровня насос снова включается.

Подачу, м^3/с, насоса находят из следующего выражения:

$$Q_н = Q_{max,ч} = \frac{k_ч k_{сут} Q_{ср,сут}}{\eta} \cdot 0{,}278 \cdot 10^{-6},$$

где $Q_{max,ч}$ – максимально возможный часовой расход воды, л/ч; $k_ч$ – коэффициент неравномерности часового расхода ($k_ч = 1{,}5 \div 5$); $k_{сут}$ – коэффициент неравномерности суточного расхода ($k_{сут} = 1{,}1 \div 1{,}3$); η – КПД установки, учитывающий потери воды ($\eta \div 0{,}9$); $Q_{ср,сут}$ – среднесуточный расход воды, л/сут (определяют по нормам водопотребления); $Q_{ср,сут} = \sum g_i n_i$; g_i – норма воды на одного i-го потребителя, л/сут.

Напор насоса выбирают таким, чтобы он мог подать воду при необходимом давлении в заданную точку. Расчетный напор определяется по формуле

$$H = H_{вс} + H_в + H_п + H_{св},$$

где $H_{вс}$ – высота всасывания, т. е. расстояние по вертикали от уровня воды в источнике до оси насоса; $H_н$ – высота нагнетания или расстояние по вертикали от оси насоса до самой высокой точки подачи; $H_п$ – потери напора в магистрали; $H_{св}$ – свободный напор, обеспечивающий выход воды к потребителю с определенной скоростью.

Мощность двигателя, Вт, необходимая для привода насоса, определяется по формуле

$$P_{дв} = \frac{Q_н H_н}{\eta_н \eta_п},$$

где $Q_н$ – подача насоса, м^3/с; $H_н$ – давление, развиваемое насосом, Па; $\eta_н$ – КПД насоса ($\eta_н = 0{,}4 \div 0{,}8$); $\eta_п$ – КПД передачи от двигателя к насосу.

Водонапорные установки оборудуются погружными электронасосами. Особенность погружных насосов заключается в том, что приводной двигатель непосредственно соединен с рабочим органом насоса. Обмотка статора выполняется со специальной изоляцией, допускающей работу электродвигателя в воде. На станциях управления погружными насосами для контроля за уровнем воды в водонапорных башнях предусматривают электроконтактный манометр, устанавливаемый в помещении насосной. Электроконтактный манометр регистрирует перепад статического давления в системе при изменении уровня воды в баке на 1 – 2 м.

Схема управления погружным электронасосом (рис. 49.5) предусматривает автоматический и ручной режим работы, местное или дистанционное (телемеханическое) управление с диспетчерского пункта. Автоматическое управление насосом осуществляется переводом переключателя S в положение 4. Если давление воды в напорном трубопроводе отсутствует (напорный бак опорожнен) или ниже допустимого, нижний контакт манометра $E1$ замкнут, а верхний $E2$ разомк-

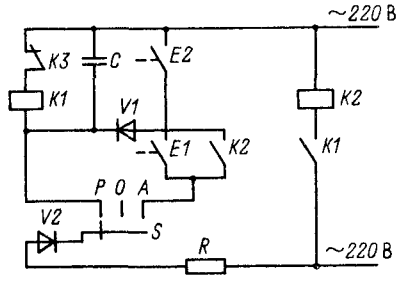


Рис. 49.5. Электрическая схема управления погружным насосом с помощью электроконтактного манометра

нут; реле *K1* включится с некоторой задержкой за счет конденсатора *C*. Реле *K1* своим замыкающим контактом включает магнитный пускатель *K2*, насос начинает работать.

При местном управлении насосом переключатель *S* ставят в положение *P* или 0, а при дистанционном исполнении выносную кнопочную станцию или соответствующие контакты реле телемеханической связи подключают вместо контактов манометра. Погружные электродвигатели для защиты от перегрузок и неполнофазных режимов имеют быстродействующую защиту, характеристики которой не зависят от температуры окружающей среды.

49.9. ЭЛЕКТРОПРИВОД УСТАНОВОК ДЛЯ ОРОШЕНИЯ

На орошаемых массивах с поливом дождевальными машинами сооружают подземную трубопроводную сеть, которая служит для водоснабжения группы дождевальных машин, присоединяемых к ее гидрантам. Необходимый напор в трубопроводной сети создается насосной станцией подкачки, которая обеспечивает автоматическое поддержание давления в трубопроводной сети при отсутствии полива, а также автоматическое включение агрегатов в зависимости от водопотребления в сети.

Для работы дождевальных установок требуется поддерживать давление 0,9—0,12 МПа. Давление в сети при отключенных дождевальных машинах поддерживается вспомогательным насосом с малой подачей (бустер-насос), компенсирующим утечки в сети.

Принципиальная схема управления насосной станцией подкачки приведена на рис. 49.6. Когда основные агрегаты отключены, замкнуты вспомогательные контакты их магнитных пускателей *A1*—*A3*; уровень воды в водовоздушном котле (ВВК), понижаясь, достигает нижнего контролируемого уровня, при этом контакт датчика уровня *E1* замыкается. По катушке реле *K7* будет проходить ток до тех пор, пока давление в сети не повысится и реле давления *E2* не разомкнет свой контакт. Последующее включение бустер-насоса при отключенных насосных агрегатах произойдет при вторичном замыкании контакта *E1*. Таким образом, контактами *E1* и *E2* обеспечивается работа бустер-насоса в периодическом режиме. Когда к закрытой сети подключается дождевальная машина, давление в сети резко падает, контакт реле давления *E3* и цепь катушки общего реле времени пуска *K8* замыкаются. С выдержкой времени замыкаются контакты реле времени *K8* и ток протекает по катушке реле включения первого рабочего насоса *K1*, которое остается включенным через свой замыкающий контакт. Первый рабочий насос включается в работу. Размыкающим контактом *K1* реле *K8* отключается. Теперь в рабо-

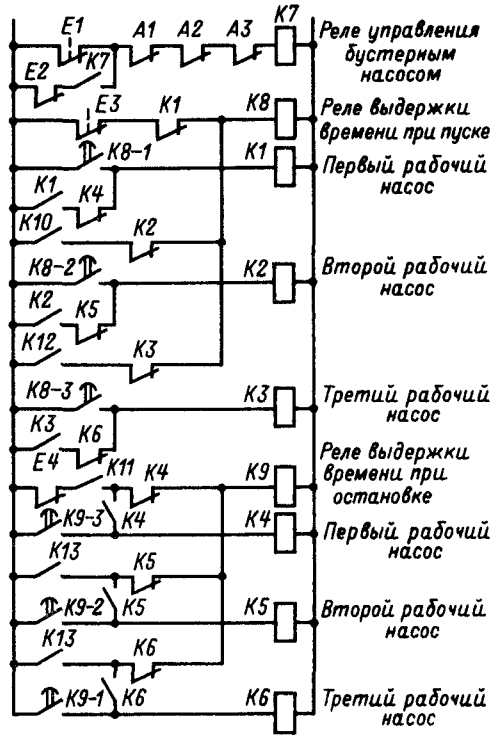


Рис. 49.6. Схема управления насосной станцией

Таблица 49.6. **Устройства управления механизмами собственных нужд насосных станций**

Ящик управления	Назначение, краткая техническая характеристика
ЯА5105-03А2А – ЯА5105-03А2Р	Управление двигателями вакуум-насоса (вариант привода с вакуум-котлом), $I_{ном} = 1{,}15 \div 25$ А
ЯА5106-03А2А – ЯА5106-03А2Р	Управление двигателями вакуум-насосов (вариант без вакуум-котла) и водяных насосов смазки направляющих подшипников агрегатов, $I_{ном} = 1{,}25 \div 25$ А
ЯА5107-03А2А – ЯА5107-03А2Р	Управление двигателями дренажных насосов, $I_{ном} = 1{,}25 \div 25$ А
ЯА5108-032А2 – ЯА5108-03А2Ж	Управление двигателями вентиляторов вытяжной системы, $I_{ном} = 1{,}25 \div 25$ А
ЯА5109-03А2А – ЯА5109-03А2Р	Управление двигателями вентиляторов приточно-вытяжной системы, $I_{ном} = 1{,}25 \div 25$ А
ЯА5110203А2А – ЯА5110-03А2Н	Управление двумя асинхронными двигателями, $I_{ном} = 1{,}25 \div 20$ А
ЯА5111-13А2А – ЯА5111-13А2Г	Управление синхронным двигателем, $I_{ном} = 25 \div 50$ А
ЯА5409-03А2А – АА5409-03А2Р	Управление двигателем поворота лопастей, $I_{ном} = 1{,}25 \div 25$ А

те бустер-насоса нет надобности и он отключается размыкающим вспомогательным контактом магнитного пускателя *А1* первого рабочего насоса. Второй и третий рабочие насосы включаются по мере увеличения расхода.

В качестве прибора, измеряющего расход, используют расходомер, выходной ток которого 0–5 мА, а в качестве датчиков, фиксирующих дискретные значения расходов насосов, применяют контактные микроамперметры типа М-303К. В микроамперметрах такого типа при помощи двух указателей положения задаются уставки срабатывания, при которых происходит переключение рабочих насосов. Срабатывание фиксируется замыканием контактов, встроенных в микроамперметр, и выходными реле указателей положения *К10–К13*.

При замыкании контакта первого микроамперметра срабатывает промежуточное реле *К10* и замыкается контакт последнего в цепи реле времени *К8*, которое вновь срабатывает, благодаря чему оказывается под напряжением реле *К2*, включающее второй рабочий насос. После этого реле *К2* подхватывается собственным контактом, а цепь реле времени *К8* снова размыкается. Включение третьего рабочего насоса происходит аналогично от контактов соответствующего микроамперметра.

Отключаются рабочие насосы при помощи контактов реле времени отключения *К9* и соответствующих промежуточных реле *К4–К6*. Датчиками отключения являются контакты реле-повторителей, включенных через контакты микроамперметров, которые настроены на срабатывание при уменьшении расходов.

В табл. 49.6 приводятся выпускаемые электротехнической промышленностью устройства управления механизмами собственных нужд насосных станций.

49.10. ЭЛЕКТРОПРИВОД ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ УСТАНОВОК

Вентиляционные установки применяют для вентиляции различных животноводческих и птицеводческих помещений, для хранения и сушки сельскохозяйственных продуктов. Доказано, что состояние животных и птиц, производительная способность и устойчивость к различным заболеваниям в значительной мере определяются такими параметрами микроклимата, как температура и влажность воздуха, направление и скорость воздушных потоков в зоне размещения животных, концентрация вредных газов и т. д. Поэтому современные животноводческие хозяйства оборудуются установками микроклимата, в которых основным звеном является вентилятор.

Различают вентиляционные установки с естественной тягой, с механическим побуждением тяги и комбинированного действия.

Для расчета вентиляционной установки необходимо определить количество воздуха, которое вентилятор должен удалить из помещения или подать в него за единицу времени. Зная это количество воздуха, можно найти подачу вентилятора Q, которая определяется по наибольшему расходу воздуха,

м³/с. Далее выбирают давление H из расчета подачи воздуха к самой удаленной точке воздухопровода. Мощность электродвигателя, Вт, определяется подачей и давлением, развиваемыми вентилятором,

$$P = \frac{QH}{\eta_в \eta_п} k,$$

где $\eta_в$, $\eta_п$ – КПД вентилятора и передачи; k – коэффициент запаса мощности.

Подачу вентиляционных установок можно регулировать многопозиционным изменением числа включенных вентиляторов, сечением воздуховода; частотой вращения двигателей вентиляторов.

Известна формула для определения момента асинхронного двигателя

$$M = \frac{2M_к}{S/S_к + S_к/S},$$

где $M_к$ – критическое значение момента, которое определяется следующим выражением:

$$M_к = \frac{3U_ф^2}{2\omega_0 [R_1 \pm \sqrt{R_1^2 + (x_1 + x_2')^2}]};$$

x_1 и x_2' – первичное и вторичное приведенное реактивное сопротивления рассеяния; R_1 – приведенное первичное активное сопротивление; $U_ф$ – фазное первичное напряжение; $\omega_0 = 2\pi n_0/60$ – синхронная угловая скорость двигателя; S – текущее скольжение; $S_к$ – критическое скольжение.

Максимальный момент при пониженном напряжении снижается пропорционально квадрату напряжения:

$$M_{к,и} = M_к (U_и / U_{ном})^2,$$

где $M_{к,и}$ и $M_к$ – максимальные моменты, развиваемые двигателем соответственно при пониженном и номинальном напряжениях; $U_и$, $U_{ном}$ – пониженное и номинальное напряжения.

Критическое скольжение, не зависящее от напряжения, остается неизменным. Не изменяется также и синхронная угловая скорость, которая зависит только от частоты питающего напряжения и числа пар полюсов двигателя. Регулирование угловой скорости двигателя при этом способе происходит вследствие уменьшения жесткости механических характеристик и осуществляется вниз от номинальной угловой скорости. Плавность регулирования определяется плавностью изменения напряжения; при применении тиристорного регулятора напряжения угловая скорость регулируется бесступенчато. Достоинство этого способа – относительная простота. На рис. 49.7 приведены механические характеристики асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором при регулировании напряжения. Как это следует из рис. 49.7, такой способ рекомендуется при вентиляторном характере нагрузки ($M_с \equiv n^2$).

49.11. ЭЛЕКТРОПРИВОД ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ УСТАНОВОК В ЖИВОТНОВОДЧЕСКИХ И ПТИЦЕВОДЧЕСКИХ ПОМЕЩЕНИЯХ

В современных животноводческих и птицеводческих помещениях применяется комплектное электрооборудование «Климат-4М», которое имеет три исполнения: «Климат-44» с вентиляторами типа ВО-4 (до 30 шт.), «Климат-45» с вентиляторами типа ВО-5,6 (до 20 шт.) и «Климат-47» с вентиляторами типа ВО-7 (до 10 шт.).

Применение группы регулируемых вентиляторов позволяет создать необходимую степень дробления приточно-вытяжных струй, равномерное смещение приточного и внутреннего воздуха, а также одинаковую температуру в помещении. Напряжение питания изменяют в пределах 380–70 В при помощи автотрансформатора типа АТ-10 с отпайками.

Для расширения диапазона регулирования вентиляционной установки все вентиляторы, входящие в нее, разделены на три группы. В систему управления установкой входят два трехпозиционных терморегулятора типа ПТРЗ, настроенные на разные температуры срабатывания.

Если температура воздуха помещения соответствует заданной, то замкнуты контакты терморегуляторов *A1-2*, *A2-1*, *A2-2*, поэтому включены пускатели *K2*, *K4*, *K5* (рис. 49.8). Электродвигатели работают при определенной частоте вращения. Если температура повысилась на заданное число градусов, замыкается контакт *A1-1* (*A1-2* разомкнут) и получают питание пускатели *K3*, *K5*. При этом частота вращения двигателя повысится.

При понижении температуры замыкаются контакты *A1-3*, *A2-1*, *A2-2*, в цепь вводятся катушки пускателей *K1*, *K4*, *K5* и двигатели начинают работать с частотой вращения, меньшей чем при работе с заданной температурой воздуха. Если температура продолжает снижаться, то замкнутым окажется только контакт *A2-2* и пускатель *K4* отключает группу двигателей № 3. При дальнейшем снижении температуры отключается пускатель *K5*, остается включенной только

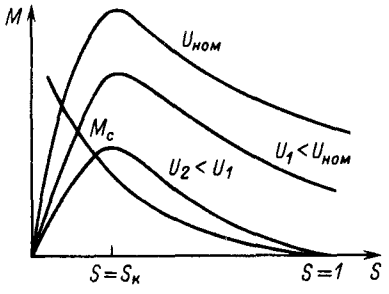


Рис. 49.7. Механические характеристики асинхронного двигателя при регулировании напряжением

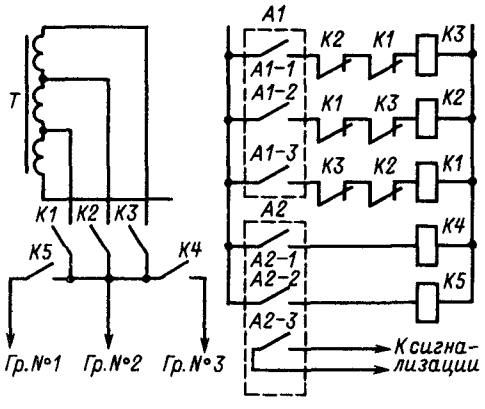


Рис. 49.8. Схема управления микроклиматом

одна группа вентиляторов. При падении температуры ниже предельной замыкается контакт *A2-3* и выдается аварийный сигнал.

49.12. ЭЛЕКТРОПРИВОД УСТАНОВОК ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ И ВЛАЖНОСТИ В ТЕПЛИЦАХ

При выращивании урожая в тепличных хозяйствах важным является обеспечение необходимого температурного режима и влажности воздуха. Температуру повышают включением дополнительного обогрева, а понижают усилением естественной вентиляции, при этом открывают форточки.

Система увлажнения воздуха включает в себя датчик влажности, насосную станцию и распылители. Программы работы системы задаются при помощи типового реле марки 2РВМ. Первая программа задает дневной или ночной режим работы, вторая – периодически (через каждые 60 мин) включает систему увлажнения с заданной длительностью впрыска.

В дневном режиме работы замкнут контакт реле времени *A1*, срабатывает реле *K1* и включает цепь датчиков температуры для *E1*, *E3* (рис. 49.9). Если температура станет ниже 25 °С, контакты датчиков *E3* размыкаются: реле *K3* обесточивается, а реле *K5* включается, замыкая своими контактами цепи катушек и магнитных пускателей (на рисунке не показано) электродвигателей калориферов-вентиляторов. Если температура в теплице превысит 28 °С, замыкается термоконтакт *E1*, включается реле *K2*, которое своим контактом в зависимости от положения контактов флюгера *E6* замкнет цепь обмотки реле *K6* (или *K7*), а оно, в свою очередь, через магнитные пускатели включит электродвигатели приводов, открывающих форточки. При температуре ниже 28 °С двигатели приводятся в реверсивный режим, форточки закрываются.

Когда замыкается контакт реле времени *A2* и уменьшается относительная влажность воздуха в теплице по отношению к заданной (контакт датчика влажности *E5* замкнут), реле *K4* включает пускатель двигателя привода насоса, вода поступает к распылителям через заданное время, определяемое емкостью конденсатора *C* и сопротивлением резистора *R*. При размыкании контакта *E3* реле *E4*, теряя возбуждение, отключает насос. Впрыск прекращается.

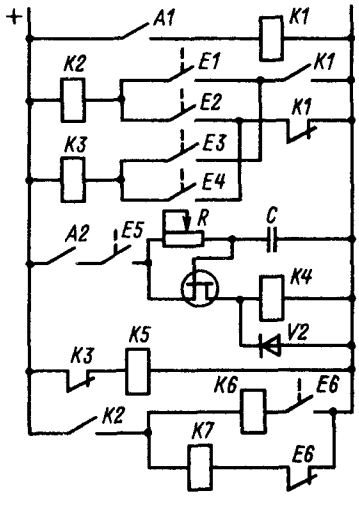


Рис. 49.9. Электрическая схема установки для регулирования температурно-влажностного режима в теплице

49.13. УПРАВЛЕНИЕ ПОТОЧНЫМИ ЛИНИЯМИ КОРМОРАЗДАЧИ В ЖИВОТНОВОДСТВЕ И ПТИЦЕВОДСТВЕ

В современных свиноводческих хозяйствах для раздачи кормов применяют стационарные и передвижные кормораздатчики. В технологическом оборудовании применяется кормораздатчик типа РКА-1000, обеспечивающий раздачу гранулированного комбикорма. Комбикорм из внешнего бункера подается транспортерами в приемные бункера кормораздатчика. Из приемного бункера корм направляется двумя цепочно-шайбовыми транспортерами в двухсторонние лотковые кормушки или на пол. При групповом способе содержания свиней используется стационарный кормораздатчик РКС-3000М, обеспечивающий равномерную раздачу сухих, сочных и полужидких (влажностью до 70%) кормов на 3000 свиней за 20—30 мин.

На рис. 49.10 представлена технологическая схема кормораздатчика РКС-3000М. Готовый корм поступает в бункер-дозатор с учетом разовой подачи кормов на все поголовье свиней. Отсюда корм подается на наклонный, а затем на горизонтальный (раздаточный) транспортер. Раздаточный транспортер поочередно загружает раздатчики № 1 и 2 (платформы), совершающие возвратно-поступательное движение на расстояние, равное половине длины кормушек.

Когда платформа движется влево, на нее поступает корм. Скребки, подвешенные на шарнирах, поворачиваются вверх и не мешают продвижению платформы с кормом. При обратном ходе платформы скребки опускаются, задерживают корм и сбрасывают его в кормушки. В это время кормом загружается правая половина платформы.

На рис. 49.11 приводится схема работы кормораздатчика в режиме автоматического управления. В этом режиме кормораздатчик вступает в работу по сигналу программного реле времени *К9*. В заданное время включается его контакт в цепи катушки магнитного пускателя *К5*, включающего раздаточный транспортер.

Магнитный пускатель *К5* подает питание на катушку магнитного пускателя *К3*, что приводит к пуску наклонного транспортера, а затем с помощью пускателя бункера-дозатора. Когда корм начнет поступать, замкнется контакт датчика уровней *Е1*, который включит через пускатель *К1* платформу первого раздатчика. Как только платформа заполнится кормом и займет крайнее положение, конечный выключатель *Е3* реверсирует привод платформы, в результате чего корм сбрасывается в первую секцию кормушек. Одновременно платформа заполняется кормом для второй секции кормушек. В крайнем положении платформы конечный выключатель *Е3* опять переключится и корм заполнит вторую секцию кормушек. Таким же способом реле времени *К10* управляет вторым кормораздатчиком.

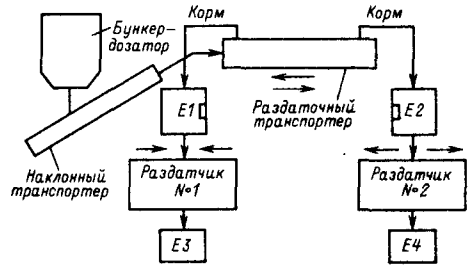


Рис. 49.10. Технологическая схема кормораздатчика РКС-3000М

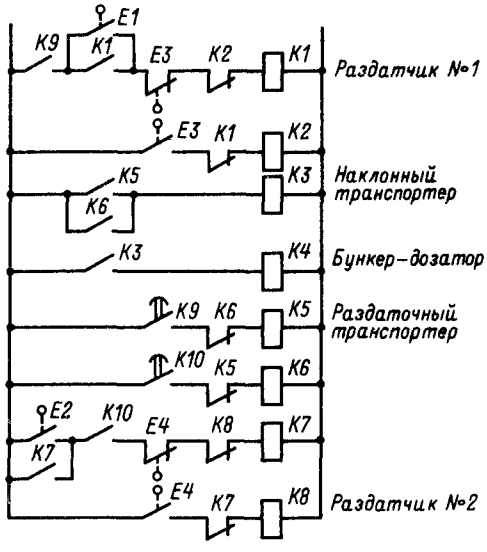


Рис. 49.11. Электрическая схема управления кормораздатчика РКС-3000М

В птичниках с напольным содержанием используется комплект оборудования «Промышленный», предусматривающий автоматизацию процессов загрузки сухими и влажными кормами бункеров-раздатчиков, раздачи кормов, очистки кормушек.

Поточную линию для приготовления и раздачи грубого корма животным можно создать, если сенаж или силос хранить в башнях.

Налажен выпуск башен БС-9,15, ко-

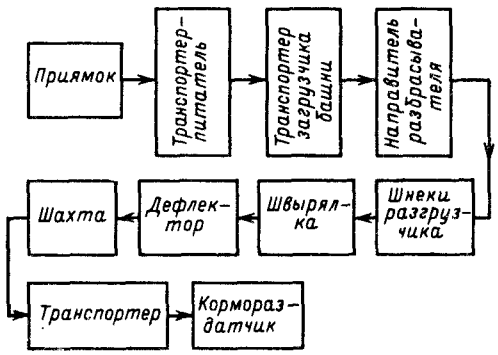


Рис. 49.12. Технологическая схема загрузки сенажной башни и раздачи сенажа скоту

торые оборудованы электропневматическим транспортером-загрузчиком ТЗБ-30, разбрасывателем массы РМБ-9,15, разгрузчиком РБВ-6,0, лебедкой для поднимания и опускания разгрузчика, используемого во время загрузки для уплотнения массы.

Технологическая схема загрузки сенажной башни и раздачи сенажа скоту приводится на рис. 49.12.

Скошенная, провяленная и измельченная трава доставляется с поля и выгружается в приямок, где размещен транспортер-питатель, равномерно подающий зеленую массу на транспортер загрузчика башни. Потоком воздуха масса поднимается по трубе вверх, поступает на направитель разбрасывателя, который своим диском с лопастями равномерно распределяет массу по сечению башни. Во время выгрузки корма включают в работу разгрузчик. Перед пуском разгрузчик удерживается в подвешенном состоянии при помощи лебедки и троса. От электродвигателя разгрузчика приводится во вращение ведущее колесо шнека и ротор швырялки. Ведущее колесо поворачивает разгрузчик относительно вертикальной оси башни. Шнеки разгрузчика, опущенного на массу, фрезеруют поверхностный слой и транспортируют его к швырялке, откуда сенаж выбрасывается и направляется дефлектором через боковой люк башни в шахту. Из шахты сенаж поступает на транспортеры и кормораздатчик.

Управление машинами и транспортерами осуществляется из шкафа управления электродвигателями механизмов сенажной башни, схема управления которой приводится на рис. 49.13.

Напряжение на пульт подается рубильником *1*. Для защиты электродвигателей применяют автоматические выключатели.

Электрическая схема управления поточной (рис. 49.14) линией отличается тем, что двигатель загрузчика, имеющий большую мощность и номинальное напряжение 660/380 В, пускается путем автоматического переключения со «звезды» на «треугольник». На схеме рис. 49.13 приняты следующие обозначения: *F* – защитный автоматический выключатель; *I*, *II* – положения переключателя режимов *S*; *S3* – *S17* – кнопки управления; *S18* – *S20* – конечные выключатели; *K1* – *K9* – магнитные пускатели двигателей; *K10*, *K11* – реле времени; *K12* – промежуточное реле.

После нажатия кнопки *S4* включается магнитный пускатель *K1* и двигатель на-

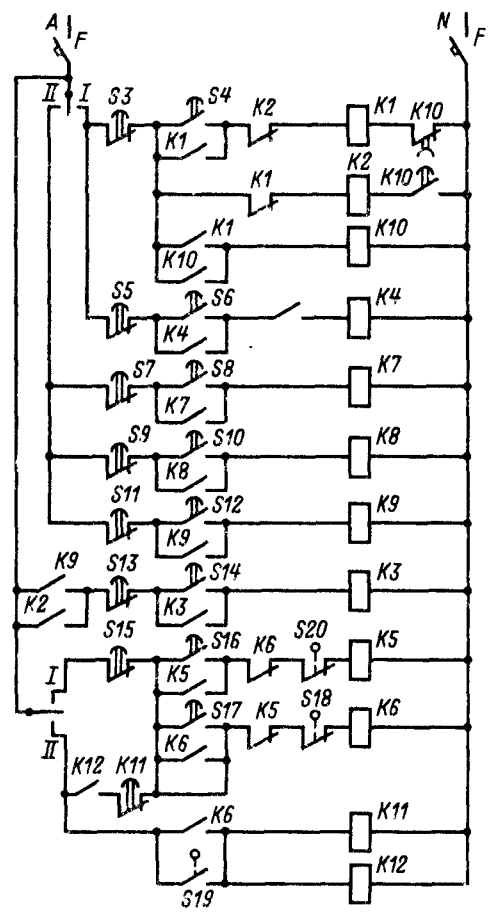


Рис. 49.13. Схема управления электродвигателями механизмов сенажной башни и кормораздачи

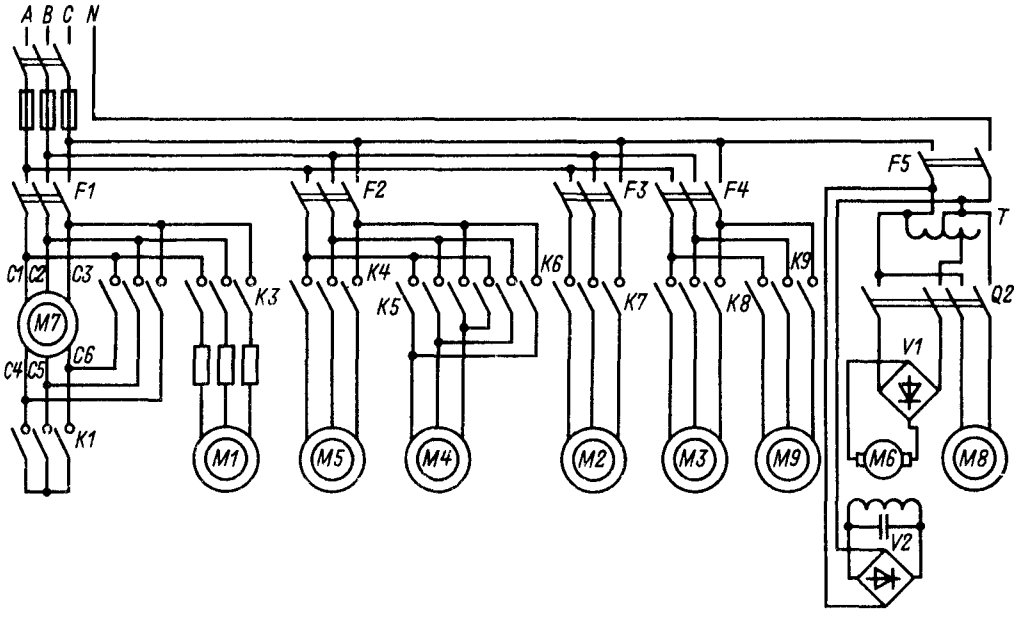


Рис. 49.14. Схема включения электродвигателей механизмов сенажной башни и раздачи кормов

чинает разгон по схеме «звезда». Одновременно подается напряжение на реле времени *K10*, выдержка которого соответствует времени пуска двигателя, включенного по этой схеме По истечении этого времени реле времени *K10* снимает напряжение с катушки магнитного пускателя *K1*; обмотки двигателя магнитным пускателем *K2* переключаются на схему «треугольник». Двигатель готов к приему нагрузки.

Такой пуск позволяет уменьшить пусковой ток и момент в 3 раза и применяется при включении вхолостую сравнительно мощных электродвигателей для того, чтобы уменьшить колебания напряжения в сети и нагрев обмоток.

Вслед за погрузчиком кнопкой *S6* и магнитным пускателем *K4* включается двигатель транспортера питателя. Во время загрузки башни переключатель *S1* ставят в положение *I* (загрузка).

Автоматическим выключателем *F5* и переключателем *Q2* включаются оба двигателя разбрасывателя массы или только двигатель разбрасывающего диска *M6*. Частоту вращения этого диска надо регулировать, чтобы независимо от уровня массы в башне распределять ее равномерно. С увеличением частоты вращения диска масса отбрасывается дальше от центра В приводе применен двигатель постоянного тока с независимым возбуждением мощностью 0,7 кВт. Частота вращения регулируется изменением напряжения на якоре. Напряжение регулируется автотрансформатором *T* и выпрямляется вентилем *V1*. Через выпрямитель *V2* питается обмотка возбуждения электродвигателя.

Когда переключатель *S* находится в положении *II* (рис. 49.13), можно включать электродвигатели машин, работающих при выгрузке и подаче корма животным в требуемой последовательности: кнопкой *S8* — кормораздатчик; в коровнике кнопкой *S10* — транспортер, подающий корм из приемника в помещение, кнопкой *S12* — ленточный транспортер, направляющий массу в приямок, кнопкой *S14* — разгрузчик.

Когда двигатель разгрузчика наберет скорость, разгрузчик опускается на выгружаемую массу при помощи лебедки при нажатой кнопке *S17*. Как только натяжение троса ослабнет, разгрузчик опустится и конечный выключатель *S18* разорвет цепь катушки *K6*. В дальнейшем двигатель лебедки, работающий на опускание по мере выгрузки, может включаться автоматически, если переключатель *S* поставить в положение *II*.

Микропереключатель *S19* замыкается кратковременно механизмом поворота разгрузчика один раз за оборот. В это время включаются катушки реле времени *K11*

и промежуточного реле *К12*, которые своими контактами замыкают цепь магнитного пускателя *Кб* двигателя лебедки на время, достаточное для опускания разгрузчика на необходимый уровень.

49.14. ЭЛЕКТРОПРИВОД ПОТОЧНЫХ ЛИНИЙ В ЖИВОТНОВОДСТВЕ И РАСТЕНИЕВОДСТВЕ

В современных животноводческих и растениеводческих комплексах широко используют поточные линии – системы производственных машин, агрегатов и транспортирующих механизмов, выполняющих один технологический цикл, например сушку и сортирование зерна, приготовление кормов и т. д. Опыт эксплуатации таких комплексов показал высокую экономическую эффективность при автоматизации основных технологических процессов.

Электрические схемы управления поточными линиями включают большое число элементов. Для обеспечения надежности, простоты и удобства эксплуатации в поточных линиях сельскохозяйственного назначения, как правило, применяют однотипную аппаратуру управления и асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором. В схемах управления стараются применять наименьшее число контактов, используют простейшие средства индивидуальной защиты электродвигателей от перегрузок при помощи тепловых реле магнитных пускателей и индивидуальную и групповую защиту цепей электродвигателей от коротких замыканий при помощи электромагнитных раецепителей автоматических выключений защиты.

Автоматизированное управление поточными линиями должно обеспечить: безопасность обслуживающего персонала, определенную последовательность включения и отключения токоприемников, исключающую аварийные ситуации, легкость отыскания неисправностей.

49.15. ЭЛЕКТРОПРИВОД ПОТОЧНЫХ ЛИНИЙ ЗЕРНООЧИСТИТЕЛЬНО-СУШИЛЬНЫХ ПУНКТОВ И КОМПЛЕКСОВ

После уборки зерно, особенно предназначенное на семена, необходимо в кратчайший срок очистить от сорняков и высушить.

Для районов с относительно сухим климатом выпускаются зерноочистительные машины серии ЗАВ, для увлажненной зоны – зерноочистительно-сушильные (КЗС).

Каждый агрегат или комплекс помимо машин, непосредственно обрабатывающих семена и устройства для разгрузки автомобиля, включает набор транспортирующих машин: норий, ленточных транспортеров, шнеков. В колхозах и совхозах страны широко распространены зерноочистительно-сушильные комплексы (КЗС). Комплекс КЗС-10Ш производительностью 10 т/ч с шахтной сушилкой СЗШ-8 имеет зерноочистительное и сушильное отделения. Обработка зерна происходит по технологической схеме, представленной на рис. 49.15.

Из приемного бункера зерно поступает в норию, поднимается ею и в зависимости от положения распределителя подается или в бункер резерва, или в машину первичной очистки. После первичной очистки зерно в зависимости от его состояния по влажности может быть направлено в сушильное отделение или на вторичную очистку. Вторичная очистка проводится сначала на воздушно-решетной машине. Затем винтовым транспортером очищенное зерно направляется на триерный блок для окончательной обработки. Очищенное зерно самотеком поступает в бункер чистого зерна. Отходы от воздушно-решетной машины, триерного блока, централизованной вентиляционно-воздушной системы поступают в бункера фуража и отходов. Сюда же транспортером доставляются отходы машины первичной очистки.

Все машины зерноочистительных комплексов согласованы по производительности и объединены в единую поточную линию,

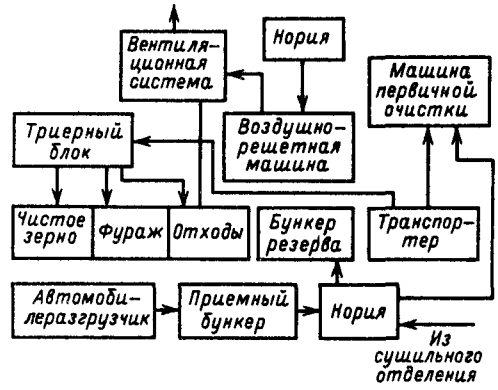


Рис. 49.15. Технологическая схема зерноочистительного отделения КЗС-10

Таблица 49.7. **Технические характеристики зерноочистительных агрегатов**

Объект	Производительность, т/ч	Электродвигатели		Основное технологическое оборудование				
		Общее число, шт.	Суммарная установленная мощность, кВт	Машины очистки, шт.	Триер, шт.	Зерносушилки, шт.	Нории, шт.	Транспортеры, шт.
Зерноочистительный агрегат:								
ЗАВ-40	40	16	47	2	2	—	2	3
ЗАВ-20	20	9	30	2	2	—	1	2
ЗАВ-10	10	6	16	1	1	—	1	1
Зерноочистительно-сушильный комплекс:								
КЗС-40	40	34	150	3	2	1	7	4
КЗС-20Ш	20	26	130	3	2	1	6	3
КЗС-10Ш	10	24	75	2	1	1	4	2
КЗС-10Б	10	22	65	2	1	2	3	2

обслуживаемую одним-двумя операторами. Эти комплексы — крупные потребители электроэнергии. Об этом можно судить по данным, приведенным в табл. 49.7. Разработаны еще более производительные агрегаты ЗАВ-50, ЗАВ-100, КЗР-5 и специальные пункты для обработки и хранения семенного зерна.

В КЗС и других комплексах для привода машин и агрегатов применяют асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором единых серий закрытого обдуваемого исполнения. Режим работы их продолжительный, нагрузка меняется незначительно. Номинальная мощность вентилятора циклона 14 кВт, вентиляторов шахт-сушилок и автомобилеподъемника по 10 кВт, норий 2,2 кВт, зерноочистительных машин 3 и 1,1 кВт, триерного блока 2,2 кВт, транспортеров 1,5 кВт.

49.16. ЭЛЕКТРОПРИВОД ПОТОЧНЫХ ЛИНИЙ ПРИГОТОВЛЕНИЯ КОРМОВ

Электропривод почти всех кормоприготовительных машин нерегулируемый и осуществляется асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором обдуваемого или специального исполнения: сельскохозяйственного, влагоморозостойкого, пыленепроницаемого. Электродвигателями одиночно работающих машин управляют по типовым схемам.

Поточные линии для производства кормов: сочных, грубых, концентрированных, комбинированных, гранулированных брикетированных — значительно повышают производительность труда и находят все более широкое применение.

Технологический комплекс по приготовлению гранулированных кормов состоит из агрегата для приготовления муки, оборудования для гранулирования, транспортеров, бункеров для хранения продукции.

На рис. 49.16 приведена технологическая схема приготовления травяной муки на агрегате АВМ-1,5. Агрегат предназначен для искусственной сушки и помола травы, фуражного зерна, листьев, хвои, жома, сахарной свеклы. Продукты перед сушкой измельчают, высыпают в лоток конвейера загрузчика зеленой массы, сушат в барабанной сушилке, куда из теплогенератора засасываются нагретый до высокой температуры воздух и продукты сгорания жидкого топлива.

Кормовая масса транспортируется конвейером, транспортером и вращающимся барабаном сушилки. Сухая масса увлекается потоком газов, который создается вентилятором большого циклонного охладителя. Из большого циклона высушенный продукт через дозатор попадает в дробилки.

В применяемые для указанных целей автоматизированные установки и комплекты оборудования входят тысячи дробилок. Существующие агрегаты и линии имеют три способа подачи продуктов в дробилку: последовательный, параллельный и порциями.

При последовательной подаче различных продуктов после дробления ими заполняются большие емкости-бункера, каждый из которых предназначен для своего компонента. Из бункера продукты попадают в смеситель. В случае перехода на новый

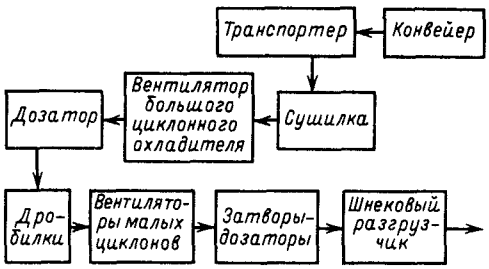


Рис. 49.16. Технологическая схема приготовления кормов на агрегате АВМ-1,5

компонент необходимо перенастраивать систему подачи продукта в дробилку, что связано со снижением показателей технологической линии.

При параллельной подаче несколько зерновых необработанных компонентов из разных бункеров после индивидуальной дозировки поступают в дробилку, где производится их общее дробление и смешивание.

При подаче продуктов порциями характерны непрерывные частые переходы от одного компонента корма к другому, так как в линии после дробилки отсутствуют большие емкости-бункера, как это имеет место при последовательной подаче, а все компоненты после дробления один за другим подаются в циклично работающие смесители ограниченной вместимости.

Приводной двигатель зернодробилки подвергается значительным перегрузкам и недогрузкам, обусловленным изменением вида продукта.

При ручном регулировании электропривода средняя загрузка дробильного агрегата и его электродвигателя составляет 60–80% номинальной производительности и мощности.

На зернодробильных агрегатах автоматизируется загрузка дробилки, чтобы не допустить перегрузку электродвигателя и агрегата. Одним из основных элементов системы управления производительностью и мощностью электропривода зернодробилок является загрузочный механизм (питатель), выполняющий роль регулирующего устройства, воздействующего на регулируемую переменную технологического процесса.

На рис. 49.17 представлена структурная функциональная схема стабилизирующей системы автоматического управления загрузкой дробилки с регулятором частоты вращения шнекового двигателя. Объектом регулирования является дробилка *ДР* с приводным электродвигателем *АД1*, который одновременно является воспринимающим элементом (датчиком загрузки). Измерительным элементом является трансформатор тока *ТТ*. От измерительного элемента сигнал поступает в автоматический регулятор *АР*, имеющий задающее устройство *ЗУ* и блок питания *БП*. Автоматический регулятор изменяет ток в обмотке возбуждения *ОВ* (на рисунке не показано) электромагнитной муфты скольжения *ЭМС*, ведомая часть которой через редуктор *Р* жестко соединена со шнековым питателем *ПШ*. Внешняя обратная связь осуществляется по цепочке *ТТ–АР*. Обратная связь по скорости осуществляется по цепочке *ТТ–АР–ОВ*, она обеспечивает стабилизацию частоты вращения ведомой части *ЭМС*, а следовательно, питателя *ПШ*. Принцип действия регулятора нагрузки основан на следующем: при появлении возмущающего воздействия, например, вследствие изменения физико-механических свойств продукта появляется отклонение измеряемой величины – тока двигателя *АД1* от заданного значения нагрузки агрегата. Разность этих значений создает сигнал разбаланса. Регулятор *АР*, действующий по принципу отклонения, измеряет отклонение управляемой величины от заданного значения и через усилительный блок действует на изменение тока возбуждения *ЭМС* в обмотке *ОВ*. Вследствие этого за счет изменения частоты вращения исполнительного элемента изменяется частота вращения устройства, воздействующего на регулируемую переменную технологического процесса – потока продукта. Электропривод дробилки по приведенной схеме является примером применения замкнутых систем регулирования.

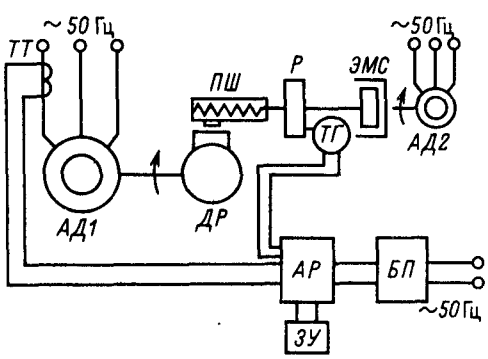


Рис. 49.17. Схема автоматического управления загрузкой зернодробилки

После дробилок мука за счет потока, создаваемого вентиляторами, перемещается в малые циклоны, а затем затворами-дозаторами – в шнековый разгрузчик, из которого ее можно направлять в отделение гранулирования или затаривать в мешки

49.17. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПРИВОДАМИ КОМПЛЕКСА МАШИН ПО УДАЛЕНИЮ НАВОЗА И ПОМЕТА

Для удаления навоза из животноводческих помещений пользуются цепочно-скребковым транспортером ТСН-3,06, который состоит из двух транспортеров горизонтального, перемещающего навоз из помещения, и наклонного, предназначенного для погрузки навоза в транспортные средства

На рис 49 18 показана схема автоматического управления установкой ТСН-3,0Б, предусматривающая автоматический и ручной режимы работы

В автоматическом режиме выключатель *S6* включен При нажатии на кнопку *S5* получает питание реле времени *K5*, которое вводит в цепь тока катушки магнитных пускателей *K3* и *K4*, в результате чего включается в работу наклонный и горизонтальный транспортеры

Когда вагонетка, расположенная в исходном положении под наклонным транспортером, будет наполнена навозом, сработает весовое устройство и конечный выключатель *E3* обесточит реле времени *K5* В результате отключается горизонтальный транспортер, а затем и наклонный (с выдержкой времени, необходимой для его освобождения от навоза)

Одновременно с отключением реле *K5* получает питание реле *K6*, которое с выдержкой времени, большей чем у реле *K5*, замкнет свои контакты в цепи катушки магнитного пускателя *K1* Тележка с навозом перемещается к навозохранилищу, автоматически разгружается, а приводной электродвигатель реверсируется конечным выключателем *E1* При подходе к месту загрузки кузов вагонетки с помощью механического скоса возвращается в исходное состояние, а затем вагонетка останавливается конечным выключателем *E2* Контакт *E2* замыкается в цепи реле *K5*, процесс загрузки и транспортировки навоза повторяется

Когда навоз будет удален, т е поступление его в кузов вагонетки прекратится, конечный выключатель *E3* весового устройства останется в прежнем положении Контакт

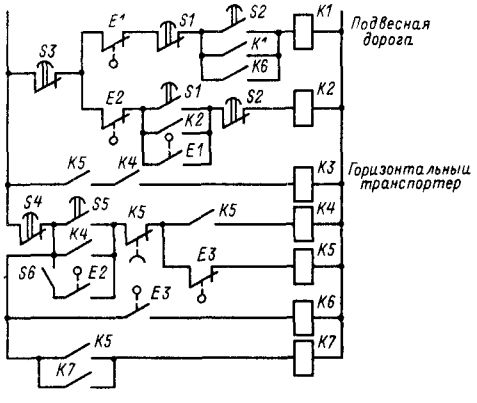


Рис 49 18 Электрическая схема автоматического управления установкой ТСН-3,0Б

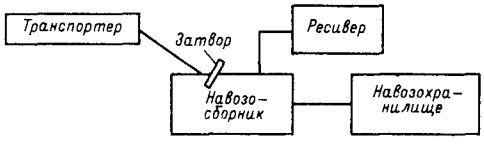


Рис 49 19 Технологическая схема комбинированной установки для удаления навоза

реле времени *K5* в цепи реле *K7* замкнется с выдержкой, превышающей продолжительность цикла работы установки Реле *K7* отключит установку от сети (на схеме не показано) Для повторного включения нужно нажать кнопку *S4*

В ручном режиме выключатель *S6* разомкнут – управляют работой установки при помощи кнопочных станций

На рис 49 19 показана технологическая схема комбинированной установки для удаления навоза Навоз, продавливаемый сквозь решетчатые полы в канал, удаляется из него навозоуборочными транспортерами, которые действуют по заданной программе Из каналов навоз поступает на поперечный транспортер, который направляет его в навозосборник Когда навозосборник будет заполнен, закрывается затвор Из ресивера подается сжатый воздух, навоз вытесняется в навозохранилище

49.18. ЭЛЕКТРОПРИВОД РУЧНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ

Электропривод любого инструмента должен быть безопасным в обслуживании, иметь небольшую массу, большую перегрузочную способность двигателя, жесткую ме-

ханическую характеристику, повышенную механическую прочность.

Чтобы уменьшить массу, многие детали инструмента изготовляют из алюминиевого сплава и применяют быстроходные двигатели. Для электроинструментов применяют трехфазные асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором, как правило, с синхронной частотой вращения 3000 об/мин.

Так, нашей промышленностью освоены стригальные машины с электродвигателем повышенной частоты (200 Гц) и напряжением 36 В. Изготовляют машины МСУ-200, у которых двигатель пристроен к рукоятке, и машины МС-4 со встроенным в рукоятку асинхронным двигателем (100 Вт, 36 В, 200 Гц, 120 000 об/мин). Кинематическая схема такого привода проста – асинхронный двигатель через понижающий редуктор передает движение от вала двигателя к валу эксцентрикового механизма, который преобразует вращательное движение вала в возвратно-поступательное движение ножа, движущегося по гребенке. Комплект из 2 машин питается от асинхронного преобразователя частоты И-75Б, который подключается к сети частотой 50 Гц и напряжением 380 В.

Еще одним примером электропривода ручного инструмента для сельского хозяйства является вибрационная пухосъемная машина, предназначенная для механизации вычесывания пуха у коз. Она состоит из 12 вибрационных пухосъемных машин, блока преобразователя и питающего кабеля. Вибрационная пухосъемная машина состоит из головки корпуса и электродвигателя со шнуром питания. В головке расположены две гребенки с полированными зубьями, которые являются рабочим органом. Блок преобразователя включает в себя преобразователь частоты тока ИЭ-9401 и щит приборов, смонтированные на легкой переносной раме.

Преобразователь предназначен для преобразования переменного трехфазного тока нормальной частоты 50 Гц при напряжении 220 и 380 В в ток повышенной частоты (200 Гц) при напряжении 36 В.

РАЗДЕЛ ПЯТИДЕСЯТЫЙ

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

50.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Выполнение комплексной программы развития сельского хозяйства во многом зависит от создания системы гарантированного электроснабжения, водоснабжения, канализации, теплоснабжения, газоснабжения, воздухоснабжения сельских населенных пунктов, животноводческих комплексов, орошаемых земель, культурных пастбищ, фабрик по производству мяса, молока, яиц, шерсти и других продуктов сельского хозяйства.

Сельскохозяйственное производство отличается рассредоточенностью и сезонной цикличностью. Оно ведется на обширных земельных угодьях, что обусловливает рассредоточение населенных пунктов и различных хозяйственных центров по территории землепользования.

50.2. ВОДОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Системы водоснабжения подразделяют на хозяйственно-питьевые, производственные (технические) и противопожарные.

Хозяйственно-питьевые системы водоснабжения служат для удовлетворения питьевых, хозяйственно-бытовых и санитарно-гигиенических нужд населения.

Производственные системы водоснабжения в сельской местности должны обеспечивать водой животноводческие фермы, пастбища, полевые станы, теплицы, ремонтные мастерские, предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции (молочные, консервные, сыроваренные и другие заводы).

Противопожарные системы водоснабже-

Таблица 50.1. **Нормы хозяйственно-питьевого потребления воды для населенных пунктов**

Районы жилой застройки	Среднесуточные нормы хозяйственно-питьевого потребления воды в населенных пунктах на жителя, л/сут
Здания с внутренним водопроводом и канализацией без ванн	125—160
То же с ваннами и местными водонагревателями	160—230
Тоже с централизованным горячим водоснабжением	230—350
То же с водопользованием из водозаборных колонок	30—50

Примечания: 1. Нормами водопотребления учтены расходы воды на хозяйственно-питьевые и бытовые нужды в жилых и общественных зданиях (по классификации, принятой в гл. СНиП по проектированию общественных зданий и сооружений), за исключением расхода воды для домов отдыха, санаториев и пионерских лагерей.

2. Выбор норм водопотребления в пределах, указанных в таблице, должен производиться в зависимости от природно-климатических условий, мощности источника водоснабжения, степени благоустройства, этажности застройки, уклада жизни населения и других местных условий.

3. Для сельских населенных пунктов с числом жителей до 3000 чел. следует принимать меньшую норму водопотребления.

4. Количество воды на нужды местной промышленности, обслуживающей население, и неучтенные расходы допускается принимать дополнительно в размере 5—10 % суммарного расхода воды на хозяйственно-питьевые нужды населенного пункта.

5. При централизованной системе горячего водоснабжения с отбором воды из тепловых сетей до 40 % общего расхода воды подается потребителям из сетей теплоснабжения.

Таблица 50.2. **Нормы расхода воды на поливку в населенных пунктах**

Назначение воды	Нормы расхода воды на поливку, л/м²
Механизированная мойка усовершенствованных покрытий проездов и площадей	1,2—1,5
Механизированная поливка усовершенствованных покрытий проездов и площадей	0,3—0,4
Поливка вручную (из шлангов) усовершенствованных покрытий тротуаров и проездов	0,4—0,5
Поливка городских зеленых насаждений	3—4
Поливка газонов и цветников	4—6
Поливка посадок в грунтовых зимних теплицах в сутки	15
Поливка посадок в стеллажных зимних и грунтовых весенних теплицах, парниках всех типов, утепленного грунта в сутки	6

Продолжение табл. 50.2

Примечания: 1. При отсутствии данных о площадях по видам благоустройства (зеленые насаждения, проезды и т. п.) суммарный расход воды на поливку в пересчете на одного жителя следует принимать в пределах 50—90 л/сут в зависимости от климатических условий, мощности источника водоснабжения, степени благоустройства населенных пунктов и других местных условий.

2. При наличии на территории предприятий сетей производственного водоснабжения поливку проездов и зеленых насаждений допускается осуществлять из этих сетей, если качество воды соответствует санитарным и агротехническим требованиям.

Таблица 50.3. **Нормы расхода воды для скота, птиц и зверей**

Потребители	Нормы расходов воды на одну голову скота, птиц и зверей, л/сут
Коровы молочные	100
Коровы мясные	70
Быки и нетели	60
Молодняк крупного рогатого скота в возрасте до 2 лет	30
Телята в возрасте до 6 мес.	20
Лошади рабочие, верховые, рысистые и некормящие матки	60
Лошади племенные и кормящие матки	80
Жеребцы-производители	70

Продолжение табл. 50.3

Потребители	Нормы расходов воды на одну голову скота, птиц и зверей, л/сут
Жеребята в возрасте до 1,5 лет	45
Овцы взрослые	10
Молодняк овец	6
Хряки-производители, матки взрослые	25
Свиноматки с поросятами	60
Свиноматки супоросные, холостые	25
Поросята-отъемыши	5
Ремонтный молодняк	15
Свиньи на откорме	15
Куры	1
Индейки	1,5
Утки и гуси	2
Норки, соболи	3
Лисы и песцы	7
Кролики	3
В ветеринарной лечебнице на одно крупное животное	100
То же на одно мелкое животное	50

Примечания: 1. Для молодняка птицы нормы следует уменьшить вдвое.

2. В жарких и сухих районах указанные нормы допускается увеличивать на 25 %.

3. В нормы включен расход воды на мойку помещений, клеток, молочной посуды, приготовление кормов, охлаждение молока и пр.

4. На удаление навоза принимается дополнительный расход воды в размере 4—10 л на голову в зависимости от способа его удаления.

5. Коэффициент часовой неравномерности водопотребления для животных, зверей и птиц следует принимать равным 2,5.

ния предназначены для подачи воды на тушение пожаров.

Расход воды можно определить по табл. 50.1—50.5.

Для водоснабжения используются поверхностные источники (моря, реки, озера, водохранилища, оросительно-обводнительные каналы) и подземные (родниковые, грунтовые, артезианские воды).

Обеспеченность среднесуточных расходов воды открытых источников определяется по табл. 50.6.

Выбор источника хозяйственно-питьевого водоснабжения производится на основе гидрогеологических, гидрологических, топографических, санитарных и других изысканий в соответствии с требованиями ГОСТ 17.1.3.03—77*.

Система водоснабжения обычно состоит из водоприемных и водоподъемных сооружений, магистральных водоводов и распределительных сетей, устройств энергоснабжения, автоматизации, телемеханизации и связи.

Таблица 50.4. **Расчетный расход воды на наружное пожаротушение**

Количество жителей в населенном пункте, тыс. чел., до	Расчетное количество одновременных пожаров	Расходы воды на наружное пожаротушение в населенных пунктах, л/с	
		Застройка зданиями высотой до двух этажей включительно независимо от их степени огнестойкости	Застройка зданиями высотой три этажа и выше независимо от их степени огнестойкости
5	1	10	10
10	1	10	15
25	2	10	15
50	2	20	25
100	2	25	35
200	3	—	40
300	3	—	55
400	3	—	70
500	3	—	80
600	3	—	85
700	3	—	90
800	3	—	95
1000	3	—	100
2000	4	—	100

Таблица 50.5. **Расчетный расход воды на наружное пожаротушение сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений на один пожар**

Степень огнестойкости зданий	Категория производства по пожарной опасности	Расходы воды на наружное пожаротушение предприятий, зданий и сооружений на один пожар, л/с, при объемах зданий, тыс. м³				
		до 3	3—5	5—20	20—50	50—200
I и II	Г, Д	5	5	10	10	15
I и II	А, Б, В	10	10	15	20	30
III	Г, Д	10	10	15	25	—
III	В	10	15	20	30	—
IV и V	Г, Д	10	15	20	30	—
IV и V	В	15	20	25	40	—

Таблица 50.6. **Среднесуточные расходы воды открытых источников**

Характеристика водопотребителей	Категории надежности подачи воды системами водоснабжения	Обеспеченность среднесуточных расходов воды в открытых источниках, %
Хозяйственно-питьевые водопроводы населенных пунктов с числом жителей до 50 000 чел. и групповые сельскохозяйственные водопроводы, допускающие снижение подачи воды не более 30% в течение до 1 мес или перерыв в подаче воды до 5 ч	II	90
Мелкие промышленные предприятия, системы орошения сельскохозяйственных земель, хозяйственно-питьевые водопроводы населенных пунктов с числом жителей до 500 чел., допускающие перерыв в подаче воды до 1 сут или снижение подачи воды не более 30% в течение до 1 мес	III	85

Классификация систем водоснабжения приведена в табл. 50.7.

Системы водоснабжения колхозов, совхозов и поселков обеспечивают нужды населения, животноводства, мастерских, сельскохозяйственных машин, предприятий по переработке сельскохозяйственных продуктов, а также для полива растений в парниках, теплицах, на огородах, приусадебных участках, для пожаротушения.

В качестве источников водоснабжения колхозов, совхозов и поселков используют подземные воды и только при малом их дебете или некачественной воде пользуются поверхностными источниками.

Типовые проекты систем водоснабжения приведены в табл. 50.8. При использовании подземных вод система водоснабжения включает водозаборное сооружение из нескольких скважин с насосами, регулирующие резервуары, насосную станцию второго подъема, разводящую сеть. Когда подземные воды не удовлетворяют требованиям ГОСТ на питьевую воду, сооружаются очистные устройства.

Таблица 50.7. **Классификация систем сельскохозяйственного водоснабжения**

Классификация	Наименование
По территориальным признакам	Групповые и локальные
По назначению	Коммунальные, производственные, железнодорожные
По способу подачи воды	Самотечные, с механической перекачкой
По виду использования природных источников	Морские, речные, озерные, подземные, смешанного питания
По способу использования воды	Прямоточные, оборотные, с повторным ее использованием
По предназначению	Для водоснабжения колхозов, совхозов, животноводческих комплексов, отдельных ферм, пастбищ, полей, поселков, районных центров

При водоснабжении из поверхностных источников в системе водоснабжения меняется тип водоприемного сооружения и добавляются сооружения очистки и обеззараживания воды.

Иногда применяют дуплексную систему, когда одновременно подают пресную и минерализованную воду для водоснабжения жилых поселков.

Животноводческие фермы обеспечиваются водой от водозабора с насосной станцией, разводящей сети, регулирующего сооружения, иногда и через сооружения очистки и обеззараживания воды.

Система пастбищного водоснабжения призвана обеспечивать потребность в воде всех потребителей, находящихся на территории определенного массива пастбищ. Это достигается за счет строительства водозаборных сооружений, сооружений по транспортированию, регулированию, распределению воды, водопойных пунктов.

Подача воды к водопойным пунктам может осуществляться по локальной, групповой и смешанной (комбинированной) схемам.

Локальная схема позволяет снабжать водой отдельную кошару, зимовку, водопойный пункт независимо от работы системы водоснабжения других пунктов водо-

Таблица 50.8. **Перечень типовых проектов сооружений, применяемых для строительства водоснабжения сельских населенных мест**

Номер типового проекта, разработчик, год ввода в действие	Наименование типового проекта
901-81-4/80, Укрводоканалпроект, 1981	Речные водозаборные сооружения раздельного типа для амплитуд колебаний уровней воды до 6 м подачей 20—1000 л/с. Схема комплекса сооружений и выбор типоразмеров отдельных сооружений
901-1-6/80, Укрводоканалпроект, 1981	Речные водозаборные сооружения раздельного типа для амплитуд колебаний уровней воды до 6 м. Водоприемные береговые колодцы диаметром 6 м подачей 20—180 л/с
901-1-7/80, Укрводоканалпроект, 1981	Речные водозаборные сооружения раздельного типа для амплитуд колебаний уровней воды до 6 м. Водоприемные береговые колодцы диаметром 7,5 м подачей 180—1000 л/с
901-2-28, Ленинградский Водоканалпроект, 1977	Водоприемники с двухсторонним приемом воды подачей 1,5—3 м^3/с с загрузкой из фильтрующего материала
901-2-10/80, Укрводоканалпроект, 1980	Насосная станция подачей 20—180 л/с с заглублением машзала $H = 2{,}4$ и 3,6 м
901-2-11/80, Укрводоканалпроект, 1980	Насосная станция подачей 20—180 л/с с заглублением машзала $H = 4{,}8$ и 6 м
901-2-12/80, Укрводоканалпроект, 1980	Насосная станция подачей 100—440 л/с с заглублением машзала $H = 2{,}4$; 3,6 и 4,8 м
901-2-13/80, Укрводоканалпроект, 1980	Насосная станция подачей 100—440 л/с с заглублением машзала $H = 6$ м
901-2-14/80, Укрводоканалпроект, 1980	Насосная станция подачей 300—1000 л/с с заглублением машзала $H = 3{,}6$ и 4,8 м
901-2-15/80, Укрводоканалпроект, 1980	Насосная станция подачей 300—1000 л/с с заглублением машзала $H = 6$ м
901-2-119, Мосгипротранс, 1981	Водопроводная насосная станция в шахте глубиной 4,6 и 9 м подачей 5—200 м^3/ч
901-2-106, Союзгипроводхоз, 1980	Насосные станции на трубчатых колодцах с насосами ЭЦВ подачей 16 м^3/ч и бактерицидными ОВ-1П
901-2-107, Союзгипроводхоз, 1980	Насосные станции на трубчатых колодцах с насосами ЭЦВ подачей 25—63 м^3/ч и бактерицидными установками ОВ-50
901-2-108, Союзгипроводхоз, 1980	Насосные станции на трубчатых колодцах с насосами ЭЦВ подачей до 375 м^3/ч для вертикального дренажа
901-2-115, Союзгипроводхоз, 1980	Насосные станции на трубчатых колодцах с насосами ЭЦВ (наземные)
901-2-116, Союзгипроводхоз, 1980	Насосные станции на трубчатых колодцах с насосами ЭЦВ (подземные)
901-02-122, Харьковский Водоканалпроект, 1981	Насосная станция второго подъема хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода подачей 50 м^3/ч
901-02-123, Харьковский Водоканалпроект, 1981	Насосная станция второго подъема хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода подачей 100 м^3/ч
901-02-124, Харьковский Водоканалпроект, 1981	Насосная станция второго подъема хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода подачей 200 м^3/ч
901-02-125, Харьковский Водоканалпроект, 1981	Насосная станция второго подъема хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода подачей 400 м^3/ч
901-02.126, Харьковский Водоканалпроект, 1981	Насосная станция второго подъема хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода подачей 600 м^3/ч
901-02-127, Харьковский Водоканалпроект, 1981	Насосная станция второго подъема хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода подачей 800 м^3/ч
901-02-128, Харьковский Водоканалпроект, 1981	Насосная станция второго подъема хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода подачей 1000 м^3/ч

Продолжение табл. 50.8

Номер типового проекта, разработчик, год ввода в действие	Наименование типового проекта
901-02-120, Союзводоканалпроект, 1981	Насосные станции оборотного водоснабжения подачей 200, 400, 800, 1200, 1600 и 2000 м³/ч с одной группой насосов
901-02-121, Союзводоканалпроект, 1981	Насосные станции оборотного водоснабжения подачей 200, 400, 800, 1200, 1600 и 2000 м³/ч с двумя группами насосов
901-2-117, Союзводоканалпроект, 1980	Насосная станция оборотного водоснабжения подачей 2000 м³/ч с двумя группами насосов и установкой по обработке охлаждающей воды
901-2-103, Ивановский филиал СПКБ «Спецавтоматика», 1980	Автоматическая насосная станция противопожарного водоснабжения подачей 100 м³/ч
901-2-104, Ивановский филиал СПКБ «Спецавтоматика», 1980	Автоматические насосные станции противопожарного водоснабжения подачей 135, 150, 200 и 300 м³/ч
901-2-105, Ивановский филиал СПКБ «Спецавтоматика», 1980	Автоматические насосные станции противопожарного водоснабжения подачей 400, 500, 600, 800 и 1000 м³/ч
901-2-118, Южгипронефтепровод, 1980	Насосная станция пожаротушения ($Q = 87 \div 550$ м³/ч) и хозяйственно-питьевого водоснабжения ($Q = 25$ м³/ч) для складов нефти и нефтепродуктов
901-3-118, ЦНИИЗП инженерного оборудования, 1979	Станция очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 150 мг/л подачей 8 тыс. м³/сут с барабанными сетками или микрофильтрами
901-3-119, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1979	Станция очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 150 мг/л подачей 3 тыс. м³/сут с барабанными сетками и дополнительными реагентами
901-3-130, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1980	Станция очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 150 мг/л подачей 12,5 тыс. м³/сут с барабанными сетками
901-3-131, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1980	Станция очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 150 мг/л подачей 12,5 гыс. м³/сут с барабанными сетками и дополнительными реагентами
901-3-132, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1980	Станция очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 150 мг/л подачей 12,5 тыс. м³/сут с микрофильтрами
901-03-140, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1981	Станция очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 150 мг/л подачей 20 тыс. м³/сут
901-3-141, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1981	В том числе: главный корпус станции очистки воды
901-3-142, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1981	блок барабанных сеток
901-3-143, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1981	блок барабанных сеток и дополнительных реагентов
901-3-144, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1981	блок микрофильтров
901-3-133, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1980	Станция очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 700 мг/л с медленными фильтрами подачей 1,6 тыс. м³/сут
901-3-134, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1980	Станция очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 700 мг/л с медленными фильтрами подачей 3,2 тыс. м³/сут
901-3-139, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1981	Станция очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 700 мг/л подачей 5 тыс. м³/сут

Продолжение табл. 50.8

Номер типового проекта, разработчик, год ввода в действие	Наименование типового проекта
901-3-145, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1981	Станция очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 700 мг/л с медленными фильтрами подачей 8 тыс. м³/сут
Альбомы VI и VII/70	В том числе:
	башня для хранения промывной воды с баком вместимостью 100 м³
Альбомы VI и VII/70	башня для хранения промывной воды с баком вместимостью 200 м³
Альбомы VI и VII/70	башня для хранения промывной воды с баком вместимостью 300 м³
901-3-153, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1981	Сооружения обработки осадка отстойников (осветлителей) для станции очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 2500 мг/л подачей 1,6—3,2 тыс. м³/сут
901-3-152, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1981	Сооружения обработки осадка отстойников (осветлителей) для станции очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 2500 мг/л подачей 5—8 тыс. м³/сут
901-3-135, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1980	Станция очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 2500 мг/л подачей 20 тыс. м³/сут с вихревым смесителем
901-3-136, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1980	Станция очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 2500 мг/л подачей 20 тыс. м³/сут с контактной камерой
901-3-137, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1980	Станция очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 2500 мг/л подачей 20 тыс. м³/сут с микрофильтрами
901-03-148, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1981	Станция очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 2500 мг/л подачей 32 тыс. м³/сут
901-3-92, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1976	Реагентное хозяйство для станции очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 2000 мг/л подачей 100 тыс. м³/сут на два реагента
901-3-93, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1976	Реагентное хозяйство для станции очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 200 мг/л подачей 100 тыс. м³/сут на четыре и пять реагентов
901-3-122, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1980	Реагентное хозяйство для станции очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 200 мг/л подачей 200 тыс. м³/сут на два реагента
901-3-123, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1980	Реагентное хозяйство для станции очистки воды поверхностных источников с содержанием взвешенных веществ до 200 мг/л подачей 200 тыс. м³/сут на четыре и пять реагентов
901-3-117, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1979	Станция обезжелезивания воды подземных источников с содержанием железа до 10 мг/л подачей 20 тыс. м³/сут
901-3-124, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1980	Станция обезжелезивания воды подземных источников с содержанием железа до 10 мг/л подачей 32 тыс. м³/сут
901-3-138, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1980	Станция обезжелезивания воды подземных источников с содержанием железа до 10 мг/л подачей 40 тыс. м³/сут
901-7-1, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1980	Хлораторная для обеззараживания питьевых и сточных вод подачей 2 кг товарного хлора в час
901-7-2, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1980	Хлораторная для обеззараживания питьевых и сточных вод подачей 5 кг товарного хлора в час
901-7-3, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1980	Хлораторная для обеззараживания питьевых и сточных вод подачей 12,5 кг товарного хлора в час

Продолжение табл 50 8

Номер типового проекта, разработчик, год ввода в действие	Наименование типового проекта
901-8-1, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1980	Установка для фторирования питьевой воды водопроводов населенных мест подачей 32—50 тыс $м^3$/сут
901-8-2, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1980	Установка для фторирования питьевой воды водопроводов населенных мест подачей 63—100 тыс $м^3$/сут
901-8-3, ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1981	Установка для фторирования питьевой воды водопроводов населенных мест подачей 125—200 тыс $м^3$/сут
901-4-55, Союзгипроводхоз им Е Е Алексеевского, 1981	Резервуар для воды вместимостью 5, 10, 15, 20 и 25 $м^3$ из унифицированных блоков
901-5-29, Гипрониисельхоз, ЦИТП, ЦНИИЭП инженерного оборудования	Унифицированные водонапорные стальные башни заводского изготовления (системы Рожновского) вместимостью 15, 20, 50 $м^3$ с опорами высотой 12, 15, 18 м
901-5-32с, Таджикгипросельхозстрой, 1976	Унифицированные водонапорные стальные башни заводского изготовления (системы Рожновского) вместимостью 15, 25, 50 $м^3$ с опорами высотой 12, 15, 18 м для строительства в районе с сейсмичностью 7, 8 и 9 баллов

Все проекты распространяет Свердловский филиал ЦИТП, за исключением проектов 901-2-118 (Киевский филиал ЦИТП) и 901-5-32с (Казахский филиал ЦИТП)

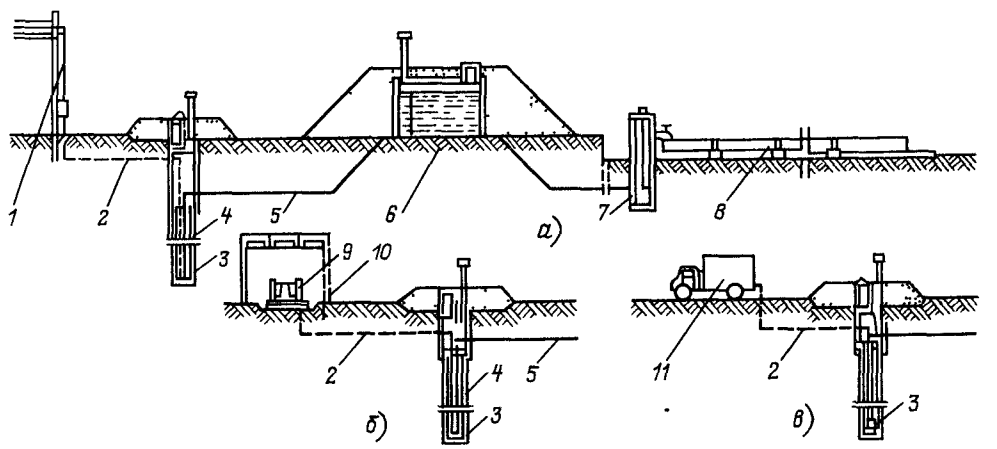


Рис 50 1 Схемы компоновки водопойных пунктов для различных пастбищных зон с забором воды из трубчатого колодца

а — с питанием от электросети, *б* — с питанием от стационарной сети, *в* — с питанием от передвижной электростанции, *1* — электросеть, *2* — электрический кабель, *3* — насос, *4* — трубчатый колодец *5* — трубопровод диаметром 50 мм, *6* — резервуар запаса воды, *7* — водопойная площадка *8* — водопойное корыто *9* — стационарная электростанция, *10* — здание ограждения, *11* — передвижная электростанция

потребления Это возможно при наличии источников водоснабжения, равномерно распределенных по территории пастбищ

Когда имеется мощный водоисточник (река, канал, озеро, водохранилище или обильные подземные воды), целесообразно применять систему водоснабжения от группового водопровода, каналов обводнительной или оросительно-обводнительной системы

При комбинированной схеме водоснабжения часть потребителей воды может получать ее от отдельных комплексов, а остальные пункты водопотребления будут снабжаться водой из группового водопровода

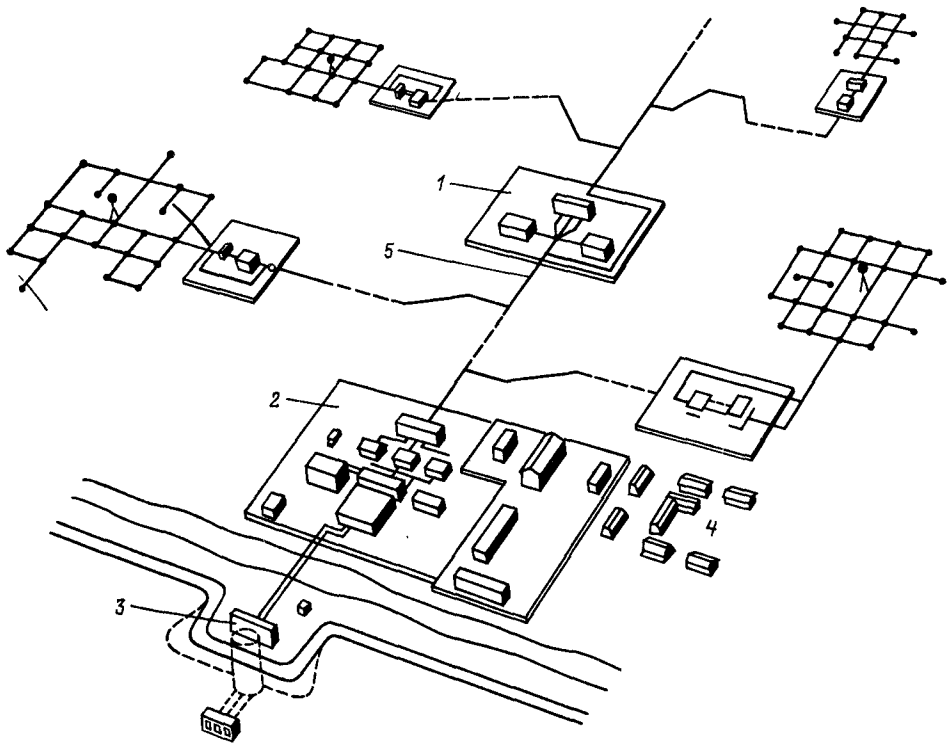


Рис. 50.2. Принципиальная схема группового водопровода:
1 – площадка насосной станции III подъема; *2* – площадка очистных сооружений и насосной станции II подъема; *3* – насосная станция I подъема; *4* – жилой поселок; *5* – магистральный водопровод

Схемы компоновки водопойных пунктов для различных пастбищных зон с забором воды из трубчатого колодца приведены на рис. 50.1.

В зависимости от вида животных, площади пастбищ и организации выпаса определяют радиус водопоя, исходя из того, что водопойный пункт должен обслуживать не более 2000 голов овец или 250 голов крупного рогатого скота или лошадей.

При локальной схеме водоснабжения в комплекс сооружений водопойного пункта, как правило, входит водозаборное сооружение с водоподъемным оборудованием, регулирующие резервуары, водопойная площадка с водопойными корытами. При групповом водопроводе на водоприемных пунктах сооружают регулирующие резервуары, водопойные площадки с водопойными корытами. Площадки следует располагать не ближе 10 м от водозабора и ниже его по уклону местности.

Система водоснабжения полевых станов работает с ранней весны и до поздней осени и предназначена для обеспечения людей, работающих в поле, качественной водой. Потребность в воде составляет до 10 м^3/сут, питьевой до 2 м^3/сут и может удовлетворяться как подвозом автоцистернами, так и системами водоснабжения.

При использовании подземных вод система водоснабжения состоит из водозабора с водоподъемной установкой, регулирующей емкости, водоразборной колонки для снабжения водой людей и крана для заправки водой двигателей сельскохозяйственных машин.

Групповые водопроводы позволяют бесперебойно обеспечивать качественной водой группу населенных пунктов и других объектов с автоматизацией процессов очистки и распределения воды потребителям. Для этого часто используют многоводные источники, расположенные на большом расстоянии (рис. 50.2).

Из источника водоснабжения (реки) че-

рез водозаборы (оголовок и вакуум-сифонное устройство) насосной станцией первого подъема и одной линией напорного водовода вода подается на очистные сооружения. Очищенная и обеззараженная вода поступает в резервуары, откуда насосной станцией второго подъема подается в разводящую сеть и водонапорную башню. Водонапорная башня позволяет регулировать часовую неравномерность водопотребления и обеспечивать 10-минутный пожарный запас.

50.3. ВОДОСНАБЖЕНИЕ ОРОШАЕМЫХ ЗЕМЕЛЬ

Таблица 50.9. **Расход воды при поливе по полосам и проточным бороздам**

Средняя скорость впитывания, мм/мин	Уклоны полосы, борозды	Длина полосы, борозды, м	Расход на 1 м ширины полосы, л/с	Головной пуск воды в борозды, л/с
Менее 1,5	0,002 – 0,004	250 – 300	6 – 8	1,2 – 1,5
	0,0041 – 0,007	301 – 350	5 – 6	0,8 – 1,2
	0,0071 – 0,01	351 – 500	4 – 5	0,5 – 0,8
1,5 – 3	0,002 – 0,004	200 – 250	8 – 10	1,2 – 1,5
	0,0041 – 0,007	251 – 300	6 – 8	1 – 1,2
	0,0071 – 0,01	301 – 350	5 – 6	0,8 – 1
Более 3	0,002 – 0,004	150 – 200	10 – 12	1,5 – 2
	0,004 – 0,007	201 – 250	8 – 10	1,2 – 1,5
	0,0071 – 0,01	251 – 300	6 – 8	1 – 1,2

Таблица 50.10. **Дождевальные и поливальные машины «Фрегат»**

Марка	Количество тележек, шт.	Длина машины, м	Расходы воды, л/с/ требуемый напор, кг/см^2	Допустимый общий уклон поля на длине машины	Площадь полива при работе на одной позиции, га	Масса, т
1468-ДМУ-А199-28	7	199	28/4,7 20/4,6	±0,5 ±0,5	15,8	6,5
1469-ДМУ-А229-32	8	228,7	32/4,8 25/4,7	±0,5 ±0,5	20,2	7,4
1470-ДМУ-А253-38	9	253,4	38/5 28/4,7	±0,05 ±0,05	24,4	8,2
1471-ДМУ-А283-45	10	283	45/5,1 30/4,8	±0,05 +0,05	29,8	9,2
1472-ДМУ-А308-30	11	307,8	30/4,8	+0,05	34,8	10
1473-ДМУ-А308-55	11	307,8	55/5,4 45/5,2	+0,05 +0,05	34,8	10
1474-ДМУ-А337-45	12	337,4	45/5,2 35/5	+0,05 +0,05	41,3	10,9
1475-ДМУ-А337-65	12	337,4	65/5,9 55/5,5	+0,033 −0,050 +0,044 −0,050	41,3	10,9
1476-ДМУ-А362-50	13	362,2	50/5,4 40/5,1	+0,044 −0,050 +0,05	47,1	11,7
1477-ДМУ-А392-50	14	391,8	50/5,5 40/5,2	+0,038 −0,05 +0,046 −0,05	54,6	12,6
1478-ДМУ-А417-55	15	416,5	55/5,7 45/5,4	+0,031 −0,05 +0,038 −0,05	61,2	13,4
1479-ДМУ-Б379-75	13	379,2	75/5,7 68/5,5	+0,034 −0,05 +0,04 −0,05	51,3	12,2

Продолжение табл 50 10

Марка	Количество тележек, шт	Длина машины, м	Расходы воды, л/с/ требуемый напор, кг/см^2	Допустимый общий уклон поля на длине машины	Площадь полива при работе на одной позиции, га	Масса, т
			60/5,3	+0,045 −0,05		
1480-ДМУ-Б409-80	14	408,8	80/5,8	+0,03 −0,05	5,91	13,2
1481-ДМУ-Б409-80	14	408,8	72/5,6	+0,034 −0,05		
			65/5,4	+0,039 −0,05	5,91	13,2
1482-ДМУ-Б434-90	15	433,6	90/6,2	+0,018 −0,05	66,1	14
			80/5,9	+0,025 −0,05		
			70/5,6	+0,032 −0,05		
1483-ДМУ-Б463-60	16	463,2	60/5,4	+0,034 −0,05	74,9	15
			50/5,1	+0,041 −0,05		
1484-ДМУ-Б463-90	16	463,2	90/6,3	+0,015 −0,05	74,9	15
			80/5,9	+0,024 −0,05		
			72/5,7	+0,028 −0,05		
1485-ДМУ-Б488-65	17	487,9	65/5,6	+0,028 −0,05	82,6	15,8
			55/5,3	+0,035 −0,05		
1486-ДМУ-Б488-90	17	487,9	90/6,4	+0,012 −0,05	82,6	15,8
			80/6	+0,02 −0,05	92,5	16,8
1487-ДМУ-Б518-90	18	517,6	90/6,4	+0,012 −0,05		
			80/6,1	+0,018 −0,05		
			72/5,8	+0,023 −0,05		
1488-ДМУ-Б542-90	19	542,3	90/6,5	+0,009 −0,05	102,2	17,6
			80/6,1	+0,016 −0,05		
			72/5,8	+0,022 −0,05		
1489-ДМУ-Б572-90	20	571,9	90/6,6	+0,007 −0,05 +0,014 −0,05	111,3	18,6
			72/5,9	+0,019 −0,05		

Таблица 50.11. **Дождевальная машина «Волжанка»**

Марка	Расстояние между оросителями, м	Расход воды, л/с	Производительность при поливной норме 60 м³/га, га/ч	Масса, кг	Цена, руб
1504-ДКШ-64-800	800	64	0,39	5420	8500
1505-ДКШ-56-700	700	56	0,34	4840	7900
1506-ДКШ-48-600	600	48	0,29	4260	7200
1507-ДКШ-40-500	500	40	0,24	3680	6600
1508-ДКШ-32-400	400	32	0,19	3100	6100
1509-ДКШ-24-300	300	24	0,15	2520	5000

Таблица 50.12. **Дождевальные и поливные агрегаты**

Название	Марка	Расстояние между оросителями, м	Расход воды, л/с	Площадь обслуживания, га	Цена, руб.
Комплект оборудования ирригационный	КИ-50 «Радуга»	125	47,2	0,57 га/ч	14430
Дождевальная машина фронтального действия с электроприводом	ДФ-120 «Днепр»	920	120	–	6000
Агрегат дождевальный двухконсольный	ДДА-100МА	120	130	100–130 га/сезон	6090
Дождевальный колесный трубопровод для внесения животноводческих стоков	ДКН-80	600	91,2	0,54 га/ч	12000
Дождеватель дальнеструйный навесной	ДДН-100	110–120	85–115	0,51–0,7 га/ч	1500
Дождеватель дальнеструйный навесной	ДДН-70	90–100	70	70 га/сезон	933
Дальнеструйный дождевальный аппарат для чайных плантаций	ДЧП-30	55	18,2–30,8	0,21 га/ч	–
Поливной передвижной агрегат	ППА-165У	300	150–200	0,6 га/ч (100 га/сезон)	5000
Поливной передвижной агрегат	ППА-300	–	250–300	1200 м³/га	5000
Поливальщик-трубоукладчик с полужесткими трубами	ПТ-250	400	220	14 га	3700
Дальнеструйный дождевальный аппарат	ДД-80	58–60	55–85	–	220
Дальнеструйный дождевальный аппарат	ДД-50	44–56	38–55	–	150
Дальнеструйный дождевальный аппарат	ДД-30	40–60	30	–	180
Дальнеструйный дождевальный аппарат	ДД-15	30–50	5–15	–	170
Дальнеструйный дождевальный аппарат	ДА-2	35–45	11–20	–	57
Среднеструйный дождевальный аппарат	«Роса-1»	13–21	0,45–1,25	–	–
Среднеструйный дождевальный аппарат	«Роса-2»	15–28	1–3,4	–	7,2
Среднеструйный дождевальный аппарат	«Роса-3»	23–35	2,5–9,5	–	11
Гидроциклон	ГЦ-75	–	7,6	–	30

50.4. ОТОПЛЕНИЕ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ

Системы отопления разделяются в зависимости от:

радиуса действия – на местные и центральные. Для местных систем генератор тепла, теплопроводы и отопительные приборы размещаются в одном отапливаемом помещении. При центральных системах генератор тепла размещается в неотапливаемых помещениях, а в помещения теплоноситель подается по системе трубопроводов (все помещения одного или разных зданий),

вида теплоносителя – водяной, паровой, воздушный, газовый, электрический, комбинированный,

способа перемещения теплоносителя – с естественной и искусственной циркуляцией.

Схемы систем отопления показаны на рис. 50.3 и 50.4

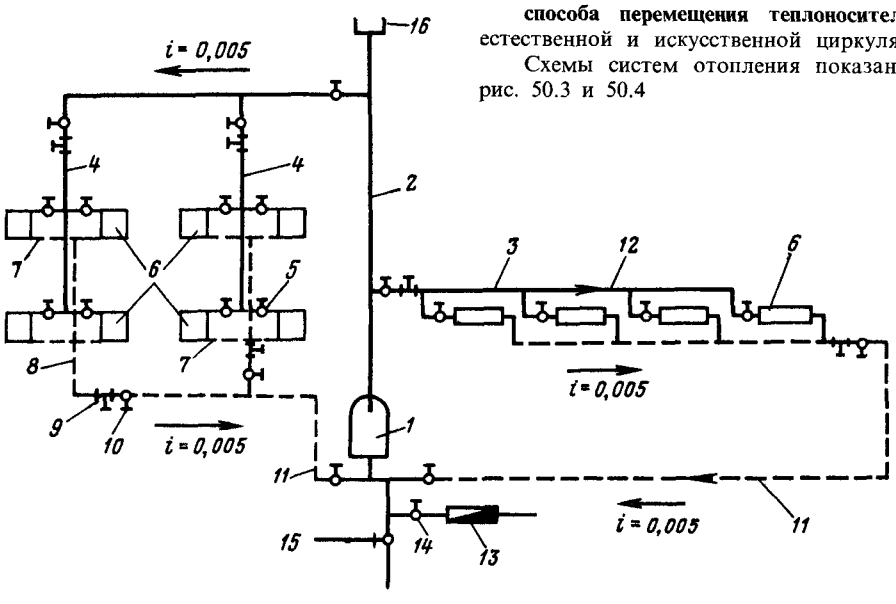


Рис 50.3. Схема системы водяного отопления с верхней (в левой части) и под окнами (в правой части) прокладкой магистрали:

1 – генератор тепла, *2* – главный стояк, *3* – горячая магистраль, *4* – горячие стояки, *5* – горячие подводки, *6* – отопительные приборы, *7* – обратные подводки, *8* – обратный стояк, *9* – тройник с глухой пробкой, *10* – пробочный кран или задвижка, *11* – обратная магистраль, *12* – кран двойного регулирования, *13* – обратный клапан, *14* – запорный вентиль, *15* – вентиль для слива воды из системы, *16* – расширительный сосуд

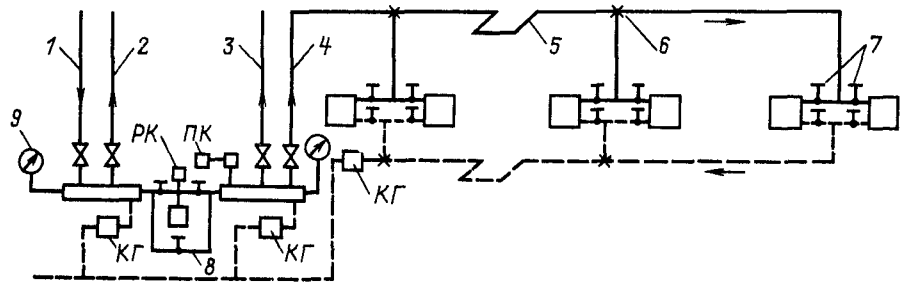


Рис. 50.4 Схема системы парового отопления высокого давления·

1 – пар из котельной, *2* – пар на технологические нужды, *3* – то же к калориферам вентиляционной системы, *4* – то же в систему отопления, *5* – П-образный компенсатор, *6* – неподвижная опора, *7* – паровые вентили, *8* – обводная линия, *9* – манометр, *КГ* – конденсатоотводчик, *ПК* – предохранительный клапан; *РК* – редукторный клапан

50.5. ВЕНТИЛЯЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ

Систему организованного проветривания (аэрацию) создают устройством проемов в вертикальных ограждениях и покрытиях помещений (фрамуги, окна, фонари) и установкой на покрытиях дефлекторов.

Схемы систем механической вентиляции отдельных сельскохозяйственных помещений приведены на рис. 50.5 – 50.10.

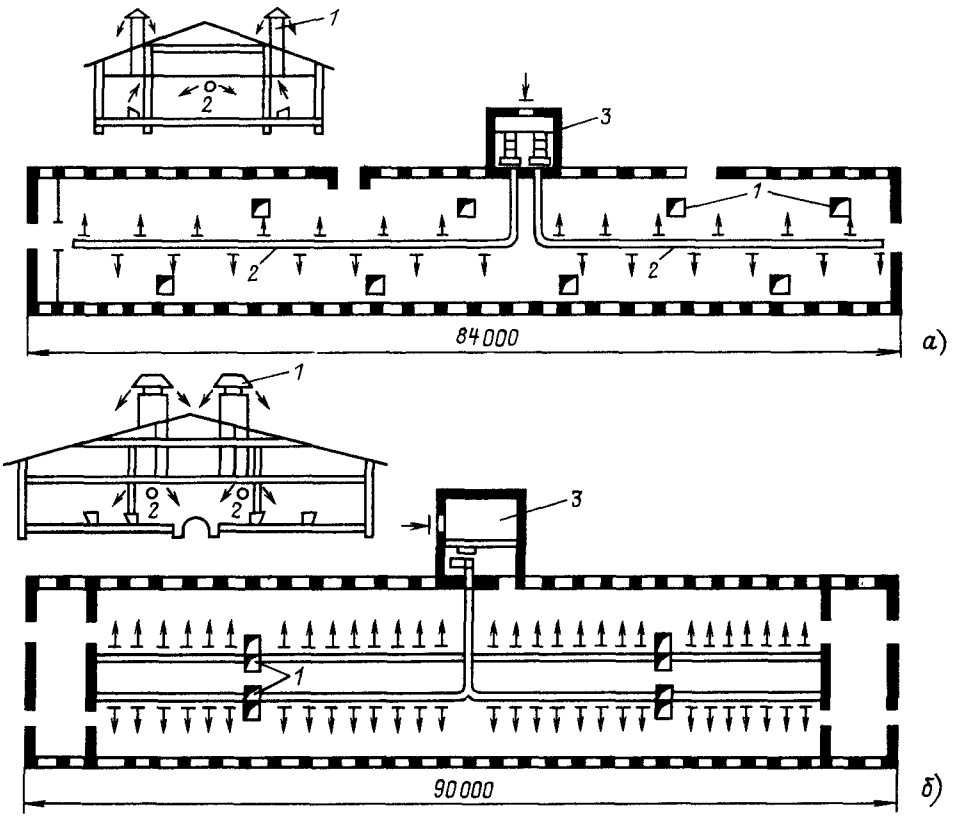


Рис. 50.5. Схемы систем вентиляции коровника:
а – при ширине помещения 12 м; *б* – то же 18 м; *1* – вытяжные шахты; *2* – приточные воздухоотводы; *3* – вентиляционные камеры

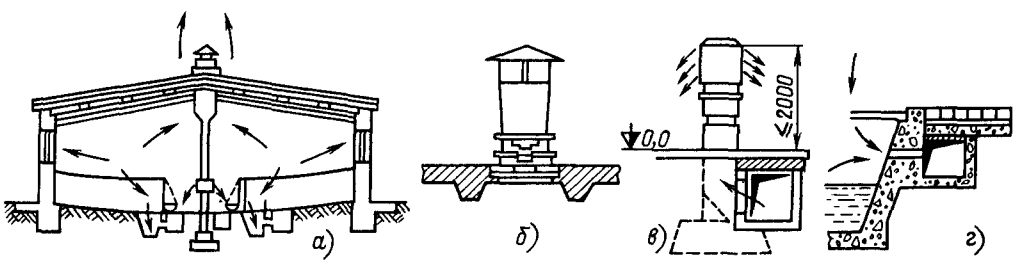


Рис. 50.6. Комбинированная система вентиляции свинарника-откормочника:
а – общий вид свинарника; *б* – крышный вытяжной вентилятор; *в* – приточная тумба; *г* – вытяжной канал

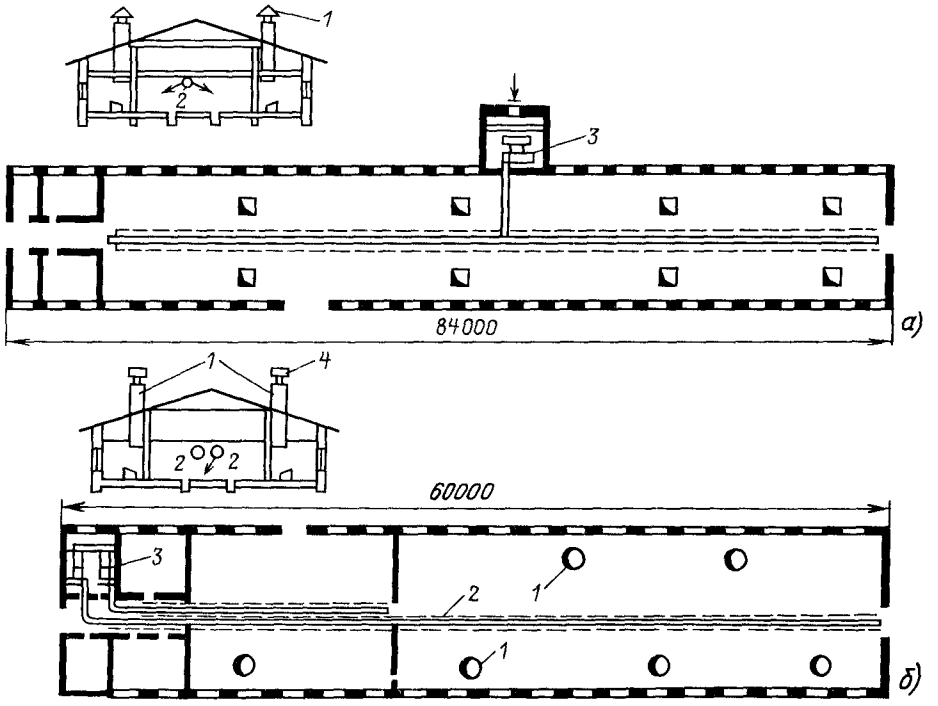


Рис. 50.7. Схемы систем вентиляции телятника:

а – для молодняка одинакового возраста; *б* – то же разного возраста; *1* – вытяжные шахты; *2* – приточные воздухоотводы; *3* – вентиляционные камеры; *4* – дефлекторы

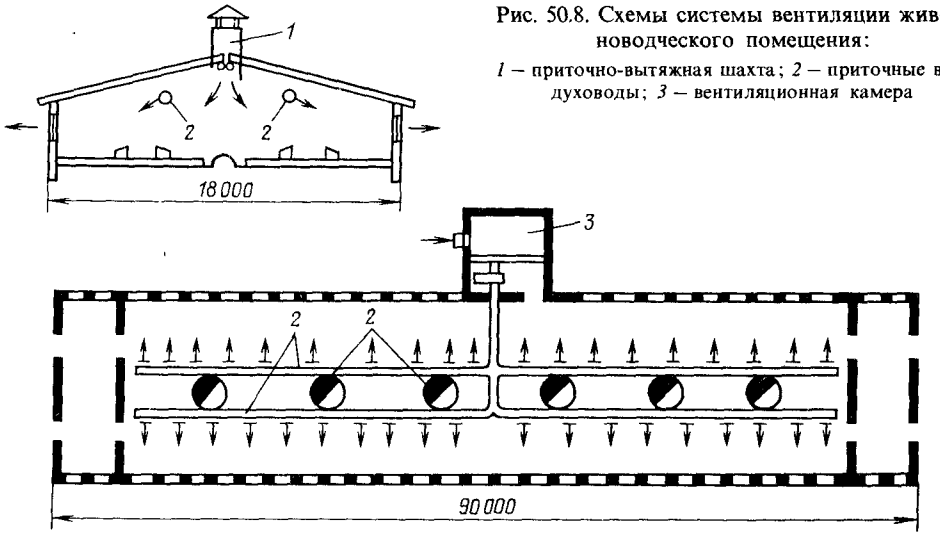


Рис. 50.8. Схемы системы вентиляции животноводческого помещения:

1 – приточно-вытяжная шахта; *2* – приточные воздуховоды; *3* – вентиляционная камера

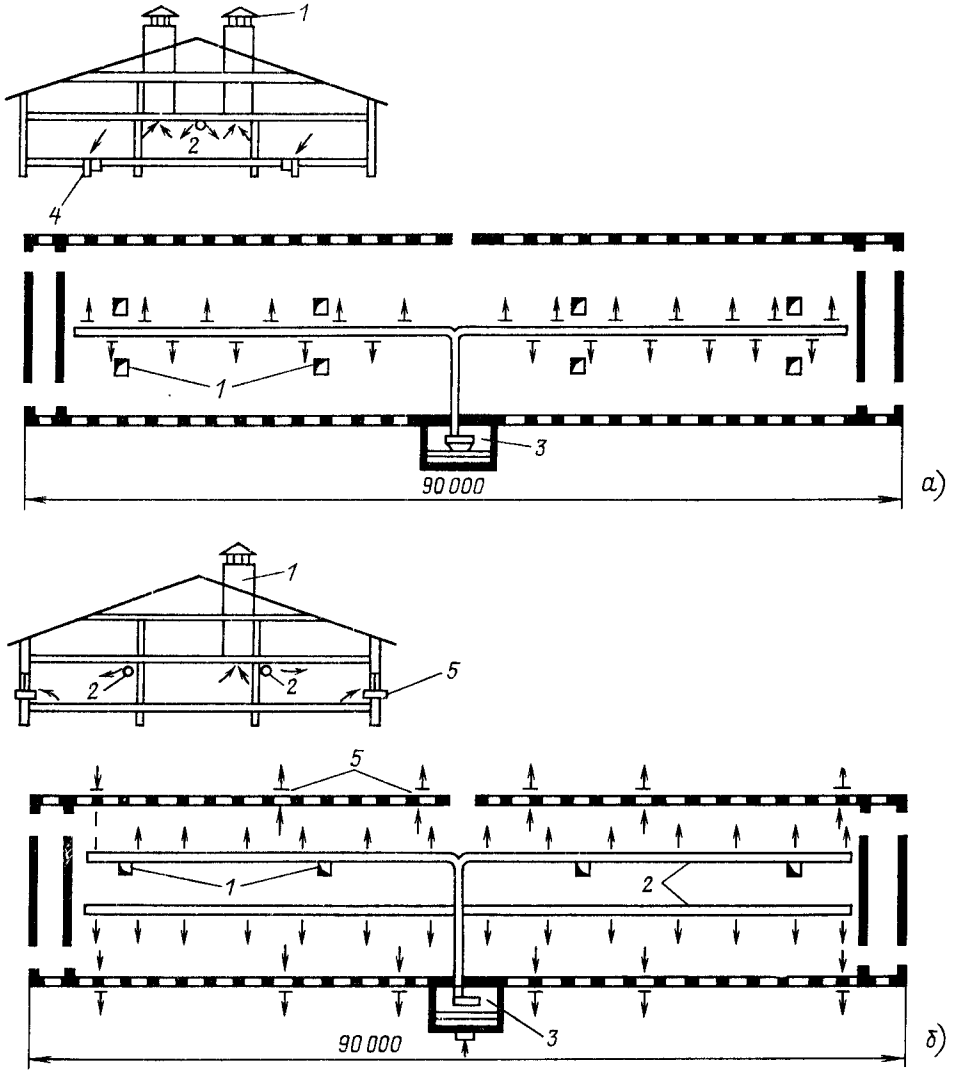


Рис. 50.9. Схемы систем вентиляции свинарника-маточника:

а – с прокладкой одного приточного воздуховода; *б* – то же двух воздуховодов: *1* – вытяжные шахты; *2* – приточные воздуховоды; *3* – вентиляционные камеры; *4* – вытяжные каналы; *5* – вытяжные осевые вентиляторы

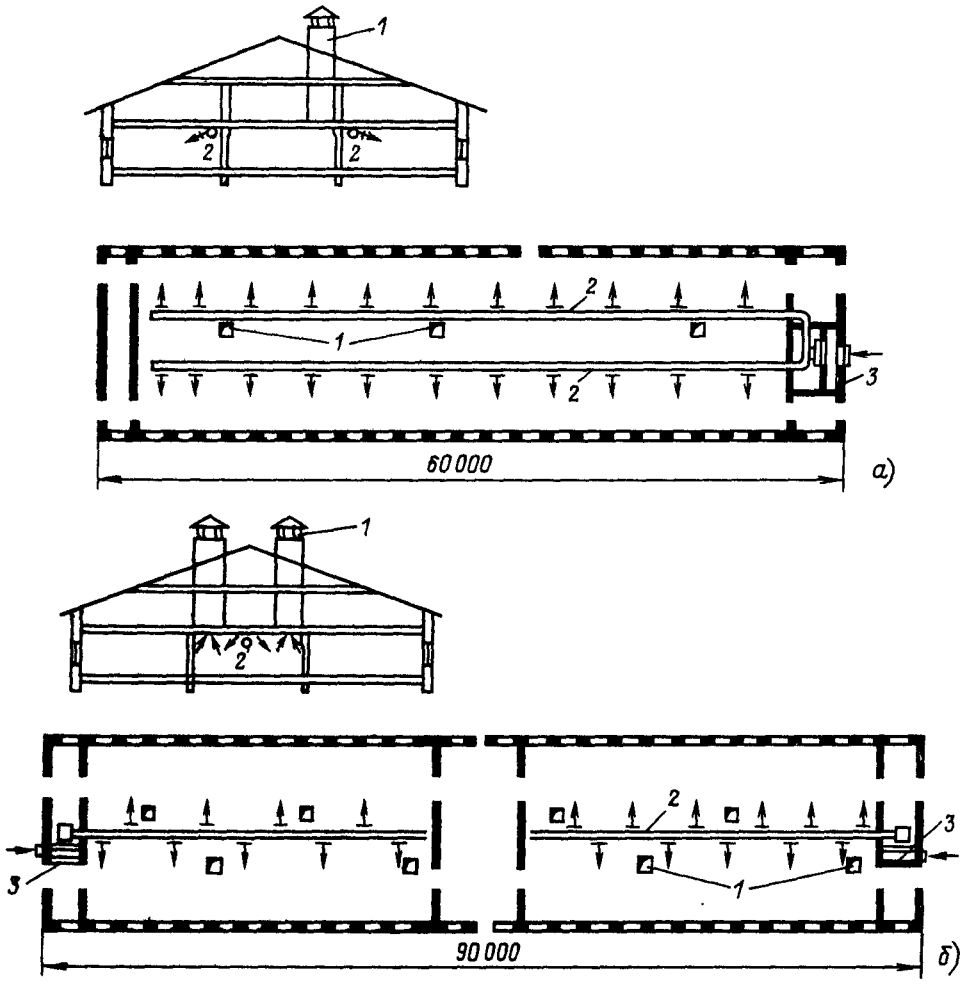


Рис. 50.10. Схемы систем вентиляции свинарника-откормочника:
а – с одной приточной системой; *б* – то же с двумя; *1* – вытяжные шахты; *2* – приточные воздуховоды; *3* – вентиляционные камеры

50.6. ГАЗОСНАБЖЕНИЕ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ РАЙОНОВ

Природным газом снабжают населенные пункты, расположенные вблизи магистральных газопроводов (рис. 50.11 и 50.12). При удалении от магистрального газопровода более чем на 25 км населенные пункты целесообразно снабжать сжиженным газом. Газовые сети бывают замкнутые (или кольцевые) и разветвленные (или тупиковые) – рис. 50.13.

Большая часть квартир в стране газифицирована сжиженным газом. Сжиженный газ широко используется для отопления животноводческих помещений с помощью горелок инфракрасного излучения. Газ доставляется в специальных герметически закрытых сосудах или резервуарах и служит для заправки резервуарных установок у места потребления. От таких резервуаров по газовым сетям газ подводится к потребителям. Мелкие потребители получают газ в баллонах. Заправка производится через газонаполнительные станции (ГНС) и кустовые базы сжижения газов (КБСГ).

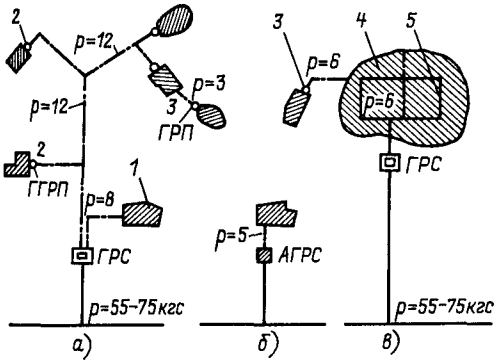


Рис. 50 11. Система газоснабжения сельских населенных пунктов природным газом:

а – группа населенных пунктов (район) снабжения от ГРС, *б* – газоснабжение населенного пункта от АГРС, *в* – газоснабжение сельского населенного пункта от городских газовых сетей, *1* – сельский населенный пункт, *2* – ГГРП, *3* – ГРП, *4* – город, *5* – городские сети

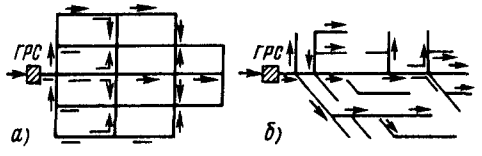


Рис. 50.13. Схемы газовых сетей.

а – концевая или замкнутая сеть, *б* – разветвленная или тупиковая сеть

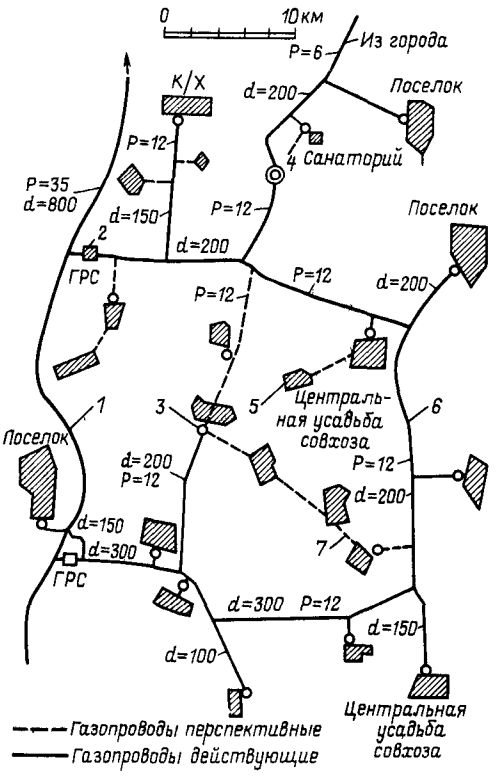


Рис. 50.12. Система газоснабжения сельского района от магистрального газопровода.

1 – магистральный газопровод, *2* – ГРС, *3* – ГГРП, *4* – ГРП, *5* – сельский населенный пункт, *6* – существующие газопроводы, *7* – перспективные газопроводы

РАЗДЕЛ ПЯТЬДЕСЯТ ПЕРВЫЙ

ЭЛЕКТРООСВЕЩЕНИЕ И ОБЛУЧЕНИЕ В СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ УСЛОВИЯХ

51.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Многие технологические процессы в сельскохозяйственном производстве выполняются при искусственном освещении (теплицы, оранжереи, животноводческие, птицеводческие фермы, инкубаторы и т. п.). Освещение и облучение не только являются средством для создания благоприятных условий обслуживающему персоналу, но и оказывают биологическое воздействие на животных, птиц, растения, рассаду, семена, помогают обеззараживать воздух, жидкости, продукты и т. п. В то же время значительная часть сельскохозяйственных помещений относится к особо сырым помещениям с химически активной средой, резкими колебаниями температуры (см. табл. 44.1). Это требует применения светотехнического и облучательного оборудования специального исполнения и стойкого к действию агрессивных сред. Выбор светотехнического оборудования в за-

висимости от типа помещений следует производить по табл. 48.8.

Аварийное освещение должно обеспечить продолжение работы при отключении рабочего освещения, дежурное – освещение в нерабочее время, а эвакуационное – освещение для эвакуации людей из помещений при аварийном отключении рабочего освещения.

51.2. НОРМЫ ОСВЕЩЕННОСТИ

Таблица 51.1. **Минимальное значение коэффициента естественной освещенности**

Здания и помещения	Значение КЕО, %	Поверхность, для которой нормируется КЕО
Животноводческие здания		
Для крупного рогатого скота		
Для коров, молодняка и телят:		
для кормления	0,5	Пол
для отдыха	0,4	»
Родильное отделение	0,5	»
Профилакторий	0,7	»
Доильное отделение	0,5	0,5 м
Для откорма крупного рогатого скота	0,35*	Пол
Пункт искусственного осеменения	1	0,8 м
Для свиней		
Хряков-производителей, холостых, супоросных и подсосных маток, поросят-отъемышей и молодняка свиней	0,5	Пол
Для содержания откормочного поголовья свиней	0,35*	»
Для овец		
Для овец (коз), баранов, молодняка после отбивки, тепляки с родильными отделениями	0,5	Пол
Для валухов	0,35	Пол
Стригального пункта и манеж в бараннике	1	»
Для лошадей		
Племенных	0,5	Пол

Продолжение табл. 51.1

Здания и помещения	Значение КЕО, %	Поверхность, для которой нормируется КЕО
Рабочих	0,35	Пол
При табунном содержании	0,35	»
Птицеводческие здания		
Для взрослой птицы	0,7	Пол
Для молодняка, за исключением бройлеров	1	»
Для бройлеров	0,35	»
Инкубаторий (выводной зал) и помещение для сортирования суточных цыплят	1	0,8 м
Остальные помещения инкубатория	0,5	0,8 м
Звероводческие и кролиководческие здания		
Для содержания кроликов	0,7	0,5 м
Для съемки, обработки и обкатки шкурок	1	0,8 м
Сортировочная и браковочная шкурок	1	0,8 м
Для приготовления кормов, кормокухня для зверей	1	0,8 м
Подсобные помещения животноводческих, птицеводческих и звероводческих зданий		
Кабинет врача, манеж-приемная, аптека, диагностический кабинет, моечная, лаборатории, убойная, пульт управления микроклиматом, тепловой узел, насосная и компрессорная	1	0,8 м от пола

* Допускается без естественного света в соответствии с заданием на проектирование.

Примечание Нормированное значение КЕО в помещениях для содержания животных приведено для зданий, размещенных в районах севернее 45° и южнее 80° с. ш. При расположении этих зданий южнее 45° с. ш. допускается уменьшение нормируемых значений КЕО путем умножения КЕО на 0,76; при расположении зданий севернее 60° с. ш. допускается увеличение КЕО умножением на 1,2.

Таблица 51.2. **Нормы освещенности**

№ п/п.	Помещение, участок, оборудование	Рабочая поверхность, для которой нормируется освещенность	Освещенность, лк		Дополнительные указания
			при газоразрядных лампах	при лампах накаливания	
	Животноводческие здания и сооружения				
	Для крупного рогатого скота молочного направления				
1	Для содержания коров и ремонтного молодняка:				
	зона кормления	Пол, зона расположения кормушек	75	30	Во время доения освещенность на вымени коровы должна быть не менее 150 лк
	стойла, секции, боксы	Пол	50	20	
2	Для содержания быков-производителей	Пол, зона расположения кормушек	75	30	
3	Родильное отделение:				
	для отела коров	Пол	150	100	
	для санитарной обработки коров	»	75	30	
	профилакторий для содержания телят	»	100	50	
4	Телятники	Пол	100	50	
	Для крупного рогатого скота мясного направления				
5	Денники и секции для коров-кормилиц с телятами	»	75	30	
6	Для доращивания молодняка	»	50	20	
7	Для откорма молодняка (стойла, секции, боксы)	»	50	20	
8	Для санитарной обработки, сушки и взвешивания молодняка	Шкала приборов	100	50	
	Для свиней				
9	Для содержания хряков-производителей, свиноматок, поросят-сосунков	Пол	75	30	
10	Для содержания отъемышей и ремонтного молодняка	»	75	30	
11	Для содержания откормочного поголовья	»	50	20	
	Для овец				
12	Для содержания маток, баранов, пробников, молодняка после отбивки валухов	Пол	–	30	
13	Тепляк с родильным отделением	Пол клетки	100	50	
14	Открытый баз с кормовой площадкой	Земля	–	10	
15	Для стрижки овец	Стол, настил	200	150	При комбинированном освещении нормируемая ос-

Продолжение табл. 51.2

№ п/п	Помещение, участок, оборудование	Рабочая поверхность, для которой нормируется освещенность	Освещенность, лк		Дополнительные указания
			при газоразрядных лампах	при лампах накаливания	
					вещенность 300 лк, в том числе от общего: при газоразрядных лампах – 150 лк, при лампах накаливания – 50 лк
16	Для вычесывания пуха на козеводческих фермах	Пол	150	100	
	Для лошадей				
17	Для содержания племенных лошадей	»	75	30	
18	Для содержания рабочих лошадей	»	50	20	
19	Для содержания молодняка, манеж для запряжки, седловки и тренинга	»	75	30	
20	Ванно-душевой денник	»	75	30	
21	Упрощенное помещение для лошадей (загонный сарай) при табунном содержании	»	–	20	
22	Навес с коновязью, базы-навесы	Земля	–	10	
	Птицеводческие здания и сооружения				
23	Для напольного содержания кур промышленного стада	Пол	75	30	Обеспечить регулирование интенсивности освещения в диапазоне 30–75 лк
24	Для клеточного содержания кур	Кормушки (на всех ярусах)	75	30	То же
25	Для содержания родительского стада кур	Пол	75	30	» »
26	Для выращивания молодняка кур	»	75	30	То же в диапазоне 6–75 лк
27	Для напольного выращивания бройлеров	»	75	30	То же в диапазоне 5–75 лк
28	Для клеточного выращивания бройлеров	Кормушки, поилки	75	30	То же
29	Для содержания родительского стада индеек	Пол	75	30	То же в диапазоне 15–75 лк
30	Для выращивания ремонтного молодняка	»	75	30	То же
31	Для напольного выращивания индюшат на мясо	»	75	30	То же
32	Для клеточного выращивания индюшат на мясо	Кормушки, поилки	75	30	То же в диапазоне 30–75 лк

Продолжение табл. 51.2

№ п/п	Помещение, участок, оборудование	Рабочая поверхность, для которой нормируется освещенность	Освещенность, лк		Дополнительные указания
			при газоразрядных лампах	при лампах накаливания	
33	Для выращивания ремонтного молодняка гусей и родительского стада	Пол	75	30	То же в диапазоне 15—75 лк
34	Для напольного выращивания гусят на мясо	»	75	30	То же в диапазоне 20—75 лк
35	Для клеточного выращивания гусят на мясо	»	75	30	То же
36	Для содержания родительского стада уток	»	75	30	То же в диапазоне 15—75 лк
37	Для выращивания ремонтного молодняка уток	»	75	30	То же
38	Для напольного выращивания утят на мясо	»	75	30	То же в диапазоне 5—75 лк
39	Для клеточного выращивания утят на мясо	Кормушки, поилки	75	30	То же
40	Для содержания родительского стада цесарок	Пол	75	30	То же в диапазоне 15—75 лк
41	Для выращивания цесарок на мясо	Кормушка	75	30	То же
42	Для сортировки и обработки цыплят	Стол	300	200	
43	Инкубаторий (инкубаторный зал)	Пол	75	30	
	Здания и сооружения для зверей и кроликов				
44	Закрытого типа для содержания кроликов	0,8 м от пола	75	50	
45	Шеды всех видов	0,8 м от пола	75	50	
46	Вольер для молодняка	Пол	10	10	
	Здания, сооружения и помещения общие для животноводческих, птицеводческих и звероводческих предприятий				
	Пункты искусственного осеменения				
47	Манеж, пункты искусственного осеменения животных	Станок	200	150	При комбинированном освещении нормируемая освещенность 400 лк, в том числе от общего: при газоразрядных лампах — 150 лк, при лампах накаливания — 50 лк
48	Помещения со стойлами для передержки животных после осеменения	Стойла	75	30	
	Здания и помещения для доения, обработки и хранения молока				
49	Преддоильные и последоильные площадки	Пол	75	30	

Продолжение табл. 51.2

№ п/п.	Помещение, участок, оборудование	Рабочая поверхность, для которой нормируется освещенность	Освещение, лк		Дополнительные указания
			при газоразрядных лампах	при лампах накаливания	
50	Доильные залы и площадки	Зона работы доярa	200	150	При комбинированном освещении нормируемая освещенность 400 лк, в том числе от общего: при газоразрядных лампах – 150 лк, при лампах накаливания – 50 лк
51	Для приема, хранения и первичной обработки молока, заквасочная, разливочная	Шкалы приборов и механизмов, молочный танк	150	100	
52	Холодильные камеры	0,8 м от пола	–	30	
53	Моечная фляг	Ванна	150	100	
54	Цех расфасовки молока в бумажные пакеты	Расфасовочные автоматы	150	100	При комбинированном освещении нормируемая освещенность 300 лк, в том числе от общего: при газоразрядных лампах – 150 лк, при лампах накаливания – 50 лк
	Ветеринарные объекты				
55	Кабинет врача, аптека	Стол	200	150	
56	Манеж-приемная, диагностический кабинет	»	200	150	
57	Моечная-стерилизационная	Стол, раковина	150	100	
58	Кладовая для биопрепаратов	0,5 м от пола	100	50	
59	Помещения для убоя	Стол	100	75	
60	Камера для временного хранения туш	0,8 м от пола	–	30	
61	Утилизационная	Пол	–	20	
62	Помещения для дезинфекции тары, одежды, транспортных средств	Пол	–	30	
63	Помещение для содержания больных животных	»	100	50	
	Здания для приготовления кормов				
64	Помещение для приема и хранения кормов	»	–	20	
65	Участок для обработки и смешивания кормов	Поверхность бункера и смесителя	150	100	
66	Варочное отделение	0,8 м от пола	100	50	

Продолжение табл. 51.2

№ п/п.	Помещение, участок, оборудование	Рабочая поверхность, для которой нормируется освещенность	Освещенность, лк		Дополнительные указания
			при газоразрядных лампах	при лампах накаливания	
67	Площадка для приема кормов	Земля	5	5	В зоне механизмов повысить освещенность до 10 лк
	Сооружения для обработки навоза				
68	Отделение аэрации и обезвоживания навоза, приемо-распределительная камера	Пол	—	20	
69	Отделение хлорации	Зона работы	75	30	
	Пункты переработки шкурок, шерсти (пуха)				
70	Остывочная	0,8 м от пола	—	20	
71	Шкуросъемочная и обезжировочная	То же	200	150	
72	Помещения для съемки шкурок с правилок и обработки	Стол	75	30	
73	Сушильное помещение	»	—	20	
74	Помещение для откатки шкурок по мездре и ворсу	»	150	100	
75	Сортировочная шкурок, пуха	»	300	—	При комбинированном освещении нормируемая освещенность 750 лк, в том числе от общего 150 лк
76	Помещение для классировки и и прессования шерсти	Стол, пресс	200	150	
77	Помещение для хранения шерсти	Пол	—	20	
78	Моечная, камера для дезинфекции яиц, участок для упаковки яиц	Зона работы, ванна, стол	150	100	
79	Лаборатория различного назначения	0,8 от пола	300	150	
80	Помещение для сортировки, браковки и маркировки яиц	Стол	300	200	
81	Выгульные площадки	Земля	0,5	0,5	Допускается прожекторное освещение
82	Выгульно-кормовые площадки	Кормушка	5	5	
83	Площадки приема и отгрузки	Земля	10	10	
84	Весовые	Шкала весов	150	100	Допускается локализованное размещение светильников
85	Фуражные помещения для хранения инвентаря, моющих и дезинфицирующих средств, запаса кормов и подстилки	Пол	—	10	

Продолжение табл. 51.2

№ п/п.	Помещение, участок, оборудование	Рабочая поверхность, для которой нормируется освещенность	Освещенность, лк		Дополнительные указания
			при газоразрядных лампах	при лампах накаливания	
86	Убойные разные (для звероводческих, кролеводческих, овцеводческих смушкового и каракулевого направлений предприятий)	Стол	100	75	
87	Галереи для прогона животных	Пол	50	20	
	Здание и сооружение для хранения и переработки				
88	Складские помещения для картофеля, овощей и фруктов	Пол проезда, прохода	20	—	
89	Сортировочная	Зоны работы	200	150	
90	Вентиляционная, фумигационная камера	Пол	50	20	
91	Экспедиция	Стол	75	30	
92	Помещение для проращивания картофеля	Зона работы	100	50	
93	Помещение для инвентаря и машин	Пол	—	10	
94	Грузовые коридоры	Зоны работы	75	30	
95	Помещение для хранения аммиака	Пол	—	20	
96	Складские помещения для зерна (зерносклады)	»	—	5	В зоне действия механизмов 20 лк
97	Производственные помещения для обработки зерна	»	—	10	То же
	Теплицы				
98	Помещение для изготовления питательных кубиков и торфоперегнойных горшочков	Зона обслуживания машин и механизмов	75	30	
99	Помещение для хранения лука, корнеплодов на выгон семян	Пол	50	20	
100	Помещение для прорастания семян	»	75	30	Обеспечить световое облучение в соответствии с требованиями технологии прорастания семян
101	Экспедиции (упаковочные, сортировочные)	Стол	75	30	
102	Помещения (боксы) выдачи продукции	»	75	30	
103	Склады сухих минеральных удобрений и химических средств защиты растений	Пол	—	10	

51.3. ИСТОЧНИКИ СВЕТА И СВЕТИЛЬНИКИ

Таблица 51.3. **Лампы накаливания электрические осветительные общего назначения**

Тип	Световой поток, лм
В127-15-1	135
В127-135-15-1	110/125
В220-15-1	105/115
В220-235-15-1	85/90
В127-25-1	260/265
В127-135-25-1	195/195
В220-25-1	220/225
В220-235-25-1	190/200
Б127-40-1	490/500
Б127-135-40-1	370/380
БК127-40-1	520/530
Б220-40-1	400/420
Б220-235-40-1	300/320
БК220-40-1	460/465
Б127-60-1	820/830
Б127-135-60-1	650/650
БК127-60-1	875/880
Б220-60-1	715/725
Б220-235-60-1	550/560
БК-220-60-1	790/800
Б127-135-100-1	1250/1260
Б127-100-1	1560/1560
БК-127-100-1	1630/1630
Б220-100-1	1350
Б220-235-100-1	1090/1100
БК-220-100-1	1450/1450
Г127-150-1	2300/2350
Б127-135-150-1	2000/2020
Г127-135-150-1	2000
Б220-150-1	2100/2200
Г220-150-1	2000/2090
Б220-235-150-1	1840/1850
Г220-235-150-1	1840
Г127-200-1	3200/3350
Г127-135-200-1	2780
Б220-200-1	2920/2990
Г220-200-1	2800/2920
Б220-235-200-1	2540/2600
Г127-300-1	4950/5250
Г220-300-1	4600/4610
Г220-235-300-1	4000
Г127-500-1	9100/9650
Г220-500-1	8300/8700
Г220-235-500-1	7200
Г127-750-1	14 800/14 850
Г220-750-1	13 100/13 600
Г127-1000-1	19 500/21 000
Г220-1000-1	18 600/18 650
Г127-1500-1	29 600

Продолжение табл. 51.3

Тип	Световой поток, лм
Г220-1500-1	29 000
Б220-100-2	1350/1420
Б220-40-2	400
Б220-60-2	715
Б127-75*	1070
Б220-75*	950
БК220-75*	1022
Г127-300-2	4950
Г220-300-2	4610
Б220-235-60*	480
Б220-235-150*	1600
Б220-235-200*	2250

Примечания: 1. В графе «тип» первые цифры – напряжение, В, вторые – мощность, Вт, кроме ламп со звездочкой, где мощность приведена последней цифрой.

2. В знаменателе – параметры ламп со Знаком качества.

Таблица 51.4. **Лампы накаливания электрические зеркальные – термоизлучатели**

Тип	Предельная мощность, Вт	Средняя продолжительность горения, ч
ИКЗК127-250	263	6000
ИКЗ127-500	525	6000
ИКЗ127-500-1	525	4000
ИКЗК220-500	263	6000
ИКЗ220-500	525	6000
ИКЗ220-500-1	525	4000

Примечание. В графе «тип» первые цифры – напряжение, В, вторые – мощность, Вт.

Таблица 51.5. **Лампы накаливания электрические кварцевые галогенные**

Тип	Световой поток, лм	Температура, К	Средняя продолжительность горения, ч
КГ127-600	4700	–	5000
КГД220-400-1	–	2350	3000
КГД220-600	–	2200	2000
КГД220-1000	–	2400	2000
КГД220-1000-1	–	2600	2000
КГТ220-600	–	2000	2000
КГТ220-1000	8000/8200	2600	2000
КГ220-1000	8000/8200	–	5000/5500
КГ220-1000-1		2500	10 000
КГ220-1000-6	8000/8200	–	5000/6000
КГО220-2500	–	2650	2000
КГО220-2500-2	–	2650	2000
КГО220-2500-3	–	2650	2000
КГО380-3300	–	2600	5000
КГО380-3550	–	2550	2000

Продолжение табл. 51.5

Тип	Световой поток, лм	Температура, К	Средняя продолжительность горения, ч
КГМ24-250	8500	–	35
КГ220-1000-5	22 000	–	2000
КГ220-1500	33 000	–	2000
КГ220-2000-4	44 000	–	2000
КГ220-5000-1	110 000	–	3000
КГ220-5000-01	125 000 / 127 000	3200	2000
КГ220-10000	260 000	3200	2000
КГ220-10000-1	220 000	–	3000
КГ220-20000-1	440 000	–	1500
КГМ30-300	8900 / 9100	–	20/25
КГМ110-500	13 150	3200	50
КГМ110-500-1	–	3200	50
КГ110-500	13 000	3200	400
КГ110-1000	26 000 / 27 000	3200	500
КГ110-1000-1	26 000 / 27000	3200	500
КГ110-2000	52 000	3200	600
КГК110-2000	55 000	3250	200
КГК110-5000	140 000	3250	300
КГ110-5000	126 000	3200	2000
КГК110-10000	270 000	3250	400
КГ220-500	13 500 / 14 000	3200	150
КГМ220-1000-1	26 000	3200	50
КГ220-1000-3	26 000 / 27000	3200	400
КГ220-1000-4	26 000 / 27 000	3200	420
КГК220-2000	58 000	3250	170
КГ220-2000-2	54 000 / 54 900	3200	450
КГ220-2000-3	54 000 / 54 900	3200	450
КГ220-2000-5	54 000 / 54 900	3200	450
КГК220-3000	85 000	3250	220
КГК220-5000	140 000	3250	250
КГК220-10000	280 000	3250	270
КГМ6,6-45	750	–	1000
КГМ6,6-65	1100	–	1000
КГМ6,6-100	2000	–	1000
КГМ6,6-100-1	2000	–	700

Продолжение табл. 51.5

Тип	Световой поток, лм	Температура, К	Средняя продолжительность горения, ч
КГМ6,6-200	4400	–	500
КГМ6,6-200-1	4400	–	500
КГСМ27-40		–	500
КГСМ27-85		–	500
КГСМ27-150		–	500
КГСМ27-200		–	100
КГМ6-20-20	250/270	–	200
КГМ9-70	$20 \cdot 10^6$ / $21 \cdot 10^6$	–	200
КГМ12-100	2900 / 3000	–	85
КГМ24-150	5000	–	50
КГМ30-300-2	$35 \cdot 10^6$	–	50/55
КГМ40-750	23 500	–	150
КГМ127-500	12 000	–	50
КГМ127-750	19 000	–	50
КГ220-400	6400	2800	500
КГМ220-500	12 000	–	50
КГМ220-750	18 000	–	50
КГ220-1300	20 000	2800	3000 / 3600
КГ220-1300-1	–	2800	3000
КГ220-1800	27 000	2800	2000 / 2400
КГМ6,3-15	210	–	200
КГМ9-75	35	–	55
КГМ9-75-1	35	–	55
КГМ12-20	400	–	50
КГМ12-40	720	2	120/130
КГМ12-100-2	1800 / 2000	–	350
КГМ12-200	5000	–	150
КГМ14-50	105	–	2
КГМН27-5	50	–	200
КГМ27-27	590	–	10
КГМ27-27-1	500	–	10 000
КГМ27-30-1	600	–	100
КГМ27-50	22	–	50
КГМ27-100	3200	–	15
КГМ27-400	10 800	–	250
КГМ75-630-2	14 490	–	100

Примечания: 1. В графе «тип» первые цифры – напряжение, В, вторые – мощность, Вт.

2. В знаменателе параметры ламп со Знаком качества.

Таблица 51.6. **Лампы накаливания электрические медицинские синие**

Тип	Предельная мощность не более, Вт	Средняя продолжительность горения, ч
МДС127-40	42,5	1000
МДС127-60	63,5	1000/1050
МДС127-75	79	1000
МДС127-100	106,0	1000
МДС220-40	42,5	1000
МДС220-60	63,5	1000/110
МДС220-75	79	1000
МДС220-100	106,0	1000

Примечания: 1. В графе «тип» первые цифры – напряжение, В, вторые – мощность, Вт.

2. В знаменателе – параметры ламп со Знаком качества.

Таблица 51.7. **Лампы накаливания электрические специальные различного назначения**

Тип	Световой поток, лм	Средняя продолжительность горения, ч
РН2,5-0,5	7,5	300
РН2,5-0,72	12	300
РН4-10	110/120	50/75
РН6-3	15/15	200
РН6-3-1	15	200
РН6-7	90	15
РН6-7,5	88	40
РН6-15	188	100
РН6-15-2	165/180	100/100
РН6-25	340	100
РН6-30	390/415	100/100
РН6-30-1	405	80
РН6-30-2	405/405	200/250
РН8-20	250	100
РН8-30	525/580	75/75
РН8-30-1	465	100
РН8-35	450	200

Продолжение табл. 51.7

Тип	Световой поток, лм	Средняя продолжительность горения, ч
СЦ12-15	Не нормируется	100
РН12-30	500	100
РН12-35-1	560	25
РН12-50	1000	50
РН312-50	540	500
РН312-50-1	900	50
РН12-100	1750	75
РН12-100-1	1750	75
РН12-100-2	1750	75
РН12-100-3	1750	75
РН12-100-5	1750	75
РН12-100-4	2800	25
СЦ4,5-33	500	30
СЦ9-75	1300	50
СЦ24-350	7000	30
РН24-100	1800	400
РН24-100-1	1800	400
РН24-340	7260	200
РН40-2,5	16	500
РН55-15	76	300
РН55-15-1	76	300
РН60-4,8	32/35	330/400
РН110-8	52	300
РН110-15	76	300
РН110-15-1	76	300
РН110-40	280	200
РН110-50	400	300
РН115-15	100	1000
РН115-30	215	1000
РН120-15	98/110	300/300
РН120-25	125/125	300/400
РН127-8	37	1000
РН127-10	58	400
РН127-15	105	400
РН3127-50	425	500
РН127-100	1600	100
РН127-1000	21 000	40
РН220-50	400	300
РН220-100	1450	100
РН220-300-2	–	300
РН220-500-2	–	350
РН230-15	95,0	500
РТ80-30	–	300

Примечания: 1. В графе «тип» первые цифры – напряжение, В, вторые – мощность, Вт.

2. В знаменателе – параметры ламп со Знаком качества.

Таблица 51.8. **Техническая характеристика светильников с люминесцентными лампами и прожекторов**

Тип	Назначение	Степень защиты	Мощность лампы, Вт	КПД не менее, %
ОДР-2×40-1, 4У4, Т4	Подвесной светильник с диффузным отражателем с решеткой для подвески на крюк или штангу, а также для стыкования в линию на магистральном осветительном коробе	IP20	40	70
ППД2-500-01У3, Т3	Подвесной светильник с диффузным эмалированным отражателем, выходное отверстие которого перекрыто прозрачным защитным слоем—стеклом, устанавливается на крюке, трубе с резьбой 3/4″ или монтажном профиле	IP63	500	67
ППД2-500-02У3, Т3	То же	IP63	500	67
ППД2-500-03У3ХЛ2, Т3	» »	IP63	500	67
ПВЛП-2×40-01, 02У4, Т4	Подвесной и потолочный светильники с диффузным отражателем и рассеивателем из оргстекла, крепится к потолку с помощью скоб или подвешивается на штангах	IP54	40	65
Унифицированная серия подвесных и потолочных светильников				
ПВЛМ-1×80-01, 02У4, ХЛ4, Т4	Без отражателя	5'0	80	85
ПВЛМ-2×80-01, 02У4, ХЛ4, Т4	То же	5'0	80	85
ПВДМ-Д-2×80-01, 02У4, ХЛ4, Т4	С диффузным отражателем	5'0	80	70
ПВЛМ-ДО-2×40-01, 02У4, ХЛ4, Т4	С отверстиями в диффузном отражателе	5'0	40	75
ПВЛМ-ДР-2×80-01, 02У4, ХЛ4, Т4	С диффузным отражателем с экранирующей решеткой	5'0	80	65
ПКР-300мУ4, Т4	Подвесной кольцевой светильник для общего освещения школьных классов, устанавливается на крюке	—	300	75
ЛПР-2×40 УХЛ4, Т4	Потолочный светильник с экранирующей решеткой из металла или пластмассы для освещения классов, учебных кабинетов, аудиторий, читальных залов	—	40	72
БЛ2-1×40БУХЛ4, 04	Потолочный и настенный светильники без рассеивателя для освещения помещений общественных зданий с временным пребыванием людей		40	55
БЛ5-1×40УХЛ4, 04	То же		40	55
ШОД-2×40У4, 2	Подвесной открытый школьный светильник		40	80
ШОД-2×80У4, 2	То же		80	80
ВЗГ-100АУ3, Т3	Потолочный светильник с защитным стеклянным колпаком, крепится к потолку в трех точках	Взрывонепроницаемое	100	45

Продолжение, табл. 51.8

Тип	Назначение	Степень защиты	Мощность лампы, Вт	КПД не менее, %
ВЗГ-200АМУ2, Т2	Подвесной светильник с диффузными отражателями и без отражателей, устанавливается на трубе с резьбой 3/4″	То же	200	50/75
ВЗГ/В4А-200М, У2, Т2	То же	То же	200	45/75
РВЛ-20МУ5	Рудничный взрывобезопасный светильник для освещения подземных выработок угольных шахт, опасных по газу и пыли, крепится в двух точках (на трос или крюк)	Взрывонепроницаемое	20	65
РВЛ-40МУ5	То же	То же	40	65
Н2Т3Л-40-М1	Для освещения сухих, влажных и сырых помещений или наружных установок, крепится к потолку не менее чем в трех точках	IP56	40	65
Н4Т4Л-1×80-12У3, ХЛ3, 22У3	Подвесной светильник с отражателем и без отражателя	IP54	80	70
Н4Т4Л-2×80-12, 22Т3	То же	IP54	80	65
ДС-19ХЛ4	Встраиваемый светильник для дежурного освещения палат больниц	IP20	15	–
НБЛ02-100+60/О+П--01-У4	Настенный светильник для освещения палат больниц	IP20	100 60	70
НБЛ02-100/0-02-У4	То же	IP20	100	70
НБЛ02-60/П-03-У4	» »	IP20	60	–
ЛНП01-2×30У/П2′0--01УХЛ4	Унифицированный светильник с диффузным отражателем и плоским диффузным рассеивателем с гибкой стойкой и основанием для местного освещения рабочих поверхностей. Светильник имеет два исполнения: со встроенным в основание ПРА и выносным ПРА	2′0	30	–
ЛНП01-2×30У/П2′0--02, УХЛ4	То же	2′0	30	–
ПКН-1500 У1, Т1	Прожектор для освещения площадей, стадионов, фасадов, строительных площадок и других открытых пространств при стационарной установке на неподвижных объектах	IP51		40
ПЭС-35АУ1, Т1	То же	IP44		–
ПЭС-45АУ1, Т1	» »	IP44		20
ПЭМ-35АУ1, Т1, ХЛ1	» »	IP44		20
ПСМ-40А-1У1, Т1, ХЛ1	» »	IP51		40
ПФС-35А-2,3, 4У1, Т1	» »	IP51		–
ПФС-15А-1, 2, 3У1, Т1	» »	IP44		–
ПЭР-250У1, Т1	» »	IP51		45
ПЭР-400У1, Т1	» »	IP51		45
ПЭИ-700У1	» »	IP51		–
ПФР-45А-1, 2, 3, 4У1, Т1	» »	IP44		–
С-60М1М1	» »	IP34		–

51.4. ВЫБОР ИСТОЧНИКОВ СВЕТА, НАПРЯЖЕНИЯ, ЧАСТОТЫ

Для общего освещения животноводческих, птицеводческих и звероводческих помещений рекомендуют применять газоразрядные лампы низкого давления, а для помещений подсобного назначения – лампы накаливания. Допускается применение ламп накаливания и для освещения помещений основного производственного назначения.

Освещение производственных площадок, открытых территорий и проездов производят газоразрядными лампами высокого и низкого давления. Допускается применение ламп накаливания.

Для аварийного освещения целесообразнее применять лампы накаливания; газоразрядные лампы высокого давления и ксеноновые применять запрещено.

Питание светильников общего и местного стационарного освещения в помещениях без повышенной опасности производится напряжением не выше 220 В и в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных – не выше 42 В.

Для питания ручных светильников при работах в особо неблагоприятных, стесненных условиях, соприкосновении с хорошо заземленными металлическими поверхностями может быть использовано напряжение не выше 12 В.

При освещении люминесцентными и другими газоразрядными лампами для улучшения светотехнических характеристик ламп применяют питание от источников тока повышенной частоты.

51.5. ВЫБОР СХЕМЫ ОСВЕЩЕНИЯ

В сельской местности для освещения территорий, в производственных зданиях и сооружениях, животноводческих комплексах, комбинатах, теплицах, цехах, административных, культурно-бытовых и общественных помещениях применяется естественное и искусственное освещение.

Искусственное освещение может быть общим и комбинированным. Общее освещение применяется в тех помещениях, где проводятся работы, размещаются животные, птицы, звери, а также на складах, вспомогательных помещениях, на пунктах технического обслуживания. Общее освещение всей площади должно быть равномерным согласно нормам с учетом и без учета расположения оборудования.

Комбинированное освещение должно

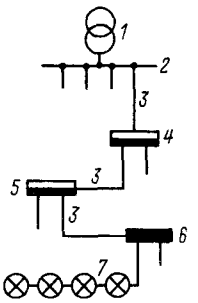


Рис. 51.1. Схема питания осветительной нагрузки:
1 – трансформатор; *2* – щит низкого напряжения подстанции; *3* – линии питающей сети; *4* – вводный щит здания; *5* – магистральный щиток; *6* – групповой щиток; *7* – линии групповой сети от групповых щитков до источников света

обеспечивать общую освещенность всей площади и местное освещение рабочих мест концентрированным световым потоком нужной освещенности. В помещениях сельскохозяйственного назначения разрешается применять только местное освещение.

Эвакуационное освещение необходимо предусматривать в помещениях с числом работающих 50 чел. и более и создавать освещенность на полу основных проходов и ступенях лестниц не менее 0,5 лк.

В животноводческих помещениях требуется устройство дежурного освещения, где светильники в общих помещениях должны составлять 10%, а в родильных отделениях – 15% общего числа.

Охранное освещение должно обеспечивать освещенность границ территории не менее 0,5 лк на уровне земли в горизонтальной плоскости или на уровне 0,5 м от земли на одной из вертикальных сторон.

В зависимости от принятых видов искусственного освещения разрабатывается схема освещения.

Установки наружного освещения следует, как правило, питать через пункты питания от трансформаторов, предназначенных для питания сетей общего пользования. Допускается электроснабжение осуществлять и от отдельных подстанций или специальных трансформаторов.

Питание светильников освещения территории микрорайона рекомендуется осуществлять непосредственно от пунктов питания наружного освещения или от проходящих рядом сетей уличного освещения в зависимости от принятой в населенном пункте системы эксплуатации.

Отдельные линии сети наружного освещения следует присоединять к разным фазам или с соответствующим чередованием фаз, чтобы обеспечить равномерную загрузку фаз трансформаторов.

Приемники электроэнергии общественных зданий должны питаться от двух

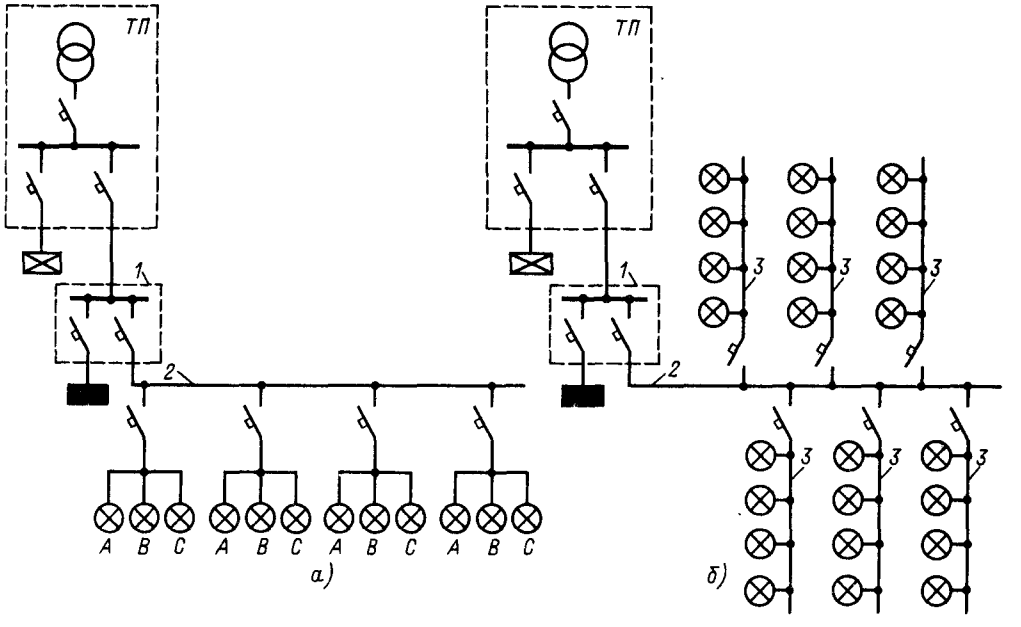


Рис. 51.2. Схема питания светильников при системе распределительных магистралей:
а – от главной магистрали; *б* – от вторичных магистралей; *1* – магистральный щиток; *2* – главная (первичная) магистраль; *3* – вторичная магистраль

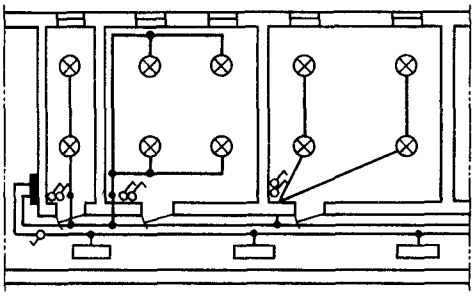


Рис. 51.3. Трассировка линий групповой сети

независимых источников, но допускается питание от разных трансформаторов двухтрансформаторных или от двух близлежащих однотрансформаторных подстанций, подключенных к разным линиям 10 (6)–20 кВ. Силовые и осветительные приемники электроэнергии общественных зданий рекомендуется питать от общих трансформаторов.

На рис. 51.1–51.3 представлены некоторые схемы включения осветительных ламп.

51.6. УСТАНОВКИ ДЛЯ ОБЛУЧЕНИЯ

Технические данные установок для облучения, применяемых в сельском хозяйстве, приведены в табл. 51.9.

51.7. ОСВЕТИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Технические данные ящиков для дистанционного управления освещением приведены в табл. 51.10–51.11.

51.8. ПУСКОРЕГУЛИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Характеристики пускорегулирующих стартерных аппаратов для люминесцентных ламп приведены в табл. 51.12, 51.13, а принципиальные схемы включения – на рис. 51.4.

Пускорегулирующие аппараты для газоразрядных ламп высокого давления приведены в табл. 51.12, а принципиальные схемы включения – на рис. 51.5.

Таблица 51.9. **Краткая техническая характеристика облучателей**

Тип	Назначение	Мощность, Вт	КПД не менее, %	Масса не более, кг
ОБУ-1×30МУ4	Облучатель настенный для дезинфекции воздуха в сельскохозяйственных помещениях, а также для предохранения от микробного загрязнения сельскохозяйственных пищевых продуктов	30	70	5,5
ЭО-1×30М-001, 002УХЛ4	Подвесной облучатель с диффузными отражателями для ультрафиолетового облучения сельскохозяйственных животных и птиц. Узел подвеса допускает установку облучателя на крюке опорной поверхности, штанге, потолке	30	70	6
ЭО-1×30М-003, 004УХЛ4	То же	30	70	6
ЭО-1×30М-01, 02УХЛ42	» »	30	70	7
ОЭСП02-2×40/П53-001-УХЛ4	Облучатель подвесной с экранирующей решеткой или диффузным отражателем для общего освещения животноводческих помещений и одновременного ультрафиолетового облучения животных и птиц, подвешивается на крюках или тросе	40	70	7,8
ОЭСП02-2×40/П53-01-УХЛ4	То же	40	70	7,8
ОЭСП02-2×40/П53-002-УХЛ4	» »	40	70	8,9
ОЭСП02-2×40/П53-003-УХЛ4	» »	40	65	9,6
ОЭСП02-2×40/П53-03-УХЛ4	» »	40	65	9,6
ССП01-250-001У3	Облучатель подвесной для местного обогрева молодняка животных и птиц инфракрасными лучами, для интенсификации их развития и сохранения поголовья	250	80	1,4
ПСХ-60МУ3, Т3	Потолочный светильник с зеркальным отражателем для общего освещения сельскохозяйственных и производственных помещений	60	70	1,2
ЛСП15-2×40-001-ХЛ4 «Лада-1»	Облучатель подвесной для освещения сельскохозяйственных производственных помещений, в том числе животноводческих и птицеводческих	40	90	7,1
ЛСП12-2×80-001-ХЛ2 «Лада-3»	То же	80	90	10,5
ССП03-750-001-УХЛ4	Облучатель подвесной с диффузным отражателем для облучения растений в теплицах	750, лампа ДРВ	80	4
Светотрон 02-ДП-ДРИ2000--УХЛ4	Установка осветительная для интенсивного освещения растений	2000	–	30,8
Светотрон 02-ДП-ДРЛ2000--УХЛ4	То же	2000	–	30,8
ЖСП18-400-001	Облучатель подвесной для облучения помещений сельскохозяйственного производства	400	75	11
ОТ-2000, ДРТО2000	То же в тепличном растениеводстве для облучения растений	2000	70	23

Таблица 51.10. **Ящики управления с автоматическими выключателями для защиты главных цепей 10—146 А**

Тип ящика	Пускатель блока			Автоматический выключатель	
	Тип	Номинальный ток, А		Тип	Номинальный ток расцепителя, А
		пускателя	нагревательного элемента теплового реле		
ЯУ5112 (на один блок управления); ЯУ5116 (на два блока управления)	ПМЕ-111	10	0,5 0,63 0,8 1 1,25 1,6 2 2,5 3,2 4 5 6,3 8 10	АП50-3МТ	1,6 1,6 1,6 1,6 2,5 2,5 4 4 6,4 6,4 10 10 16 16
	ПМЕ-211	25	5 6,3 8 10 12,5 16 20 25	АП50-3МТ	10 10 16 16 25 25 40 40
ЯУ5112	ПАЕ-312	40	12,5 16 20 25 32	АП50-3МТ	25 25 40 40 50
	ПАЕ-412	63	25 30 40 50 60	АЕ2046-10 АЕ2056-10	40 40 50 63 80
	ПАЕ-512	110	50 60 80	АЕ2046-10 АЕ2056-10	63 80 100
	ПАЕ-612	146	100 120 150	А3716ФУ3	125 160 160

Примечание. Размеры ящиков, мм: тип ЯУ5112 — высота 600, ширина 400, глубина 360; тип ЯУ5116 — 600, 600, 360 соответственно.

Таблица 51.11. **Ящики управления без аппарата защиты главных цепей 10—146 А**

Тип	Пускатель			Тип	Пускатель		
	Тип	Номинальный ток, А	Номинальный ток нагревательного элемента теплового реле, А		Тип	Номинальный ток, А	Номинальный ток нагревательного элемента теплового реле, А
ЯУ5140	ПАЕ-312	40	12,5				1
			16				1,25
			20				1,6
			25				2
			32				2,5
	ПАЕ-412	63	25				3,2
			30				4
			40				5
			50				6,3
			60				8
	ПАЕ-512	110	50				10
			60	ЯУ5144	ПМЕ-211	25	5
			80				6,3
	ПАЕ-612	146	100				8
			120				10
			150				12,5
ЯУ5144, ЯУ5148	ПМЕ-111	10	0,5				16
			0,63				20
			0,8				25

Таблица 51.12. **Краткая характеристика пускорегулирующих аппаратов**

Тип	Ток, потребляемый из сети, А	Потери мощности, % мощности лампы, не более	Коэффициент мощности	Превышение температуры обмотки Δt, °С	
				Рабочий режим	Аномальный режим
2УБИ-15/220-ВПП-800	0,33	29	0,5	55	125
2УБЕ-15/220-ВПП-800	0,33	33	0,5	55	125
1УБИ-22к/220-ВПП-800	0,38	50	0,35	55	125
1УБИ-32к/220-ВПП-800	0,41	35	0,45	55	125
1УБЕ-32к/220-ВПП-800	0,41	38	0,45	55	125
2УБИ-20/220-ВПП-800	0,37	24	0,55	55	125
2УБЕ-20/220-ВПП-800	0,37	26	0,55	55	125
1УБИ-30/220-ВПП-800	0,36	27	0,5	55	125
1УБЕ-30/220-ВПП-800	0,36	31	0,5	55	125
1УБИ-40/220-ВПП-800	0,43	24	0,5	55	125
1УБИ-40/220-ВПП-810	0,43	24	0,5	55	125
1УБЕ-40/220-ВПП-800	0,43	26	0,5	55	125
1УБЕ-40/220-ВПП-810	0,43	26	0,5	55	125
1УБИ-8/127-ВПП-900	0,17	37	0,5	50	95
1УБЕ-8/127-ВПП-900	0,17	45	0,5	50	95
1УБИ-13/220-ВПП-900	0,175	37	0,5	50	95
1УБЕ-13/220-ВПП-900	0,175	45	0,5	50	95
1УБИ-15/127-ВПП-900	0,33	29	0,5	50	95
1УБЕ-15/127-ВПП-900	0,33	33	0,5	50	95
1УБИ-20/127-ВПП-900	0,37	27	0,5	50	95
1УБЕ-20/127-ВПП-900	0,37	31	0,5	50	95

Продолжение табл. 51.12

Тип	Ток, потребляемый из сети, А	Потери мощности, % мощности лампы, не более	Коэффициент мощности	Превышение температуры обмотки Δt, °С	
				Рабочий режим	Аномальный режим
2УБИ-20/220-ВПП-900	0,37	25	0,55	55	125
2УБЕ-20/220-ВПП-900	0,37	27	0,55	55	125
1УБИ-30/220-ВПП-900	0,36	26	0,5	50	125
1УБЕ-30/220-ВПП-900	0,36	28	0,5	50	125
1УБИ-40/220-ВПП-900	0,43	25	0,5	55	125
1УБЕ-40/220-ВПП-900	0,43	27	0,5	55	125
1УБИ-65/220-ВПП-900	0,67	25	0,5	55	125
1УБЕ-65/220-ВПП-900	0,67	27	0,5	55	125
1УБИ-80/220-ВПП-900	0,865	22	0,5	55	125
1УБЕ-80/220-ВПП-900	0,865	24	0,5	55	125
1УБИ-20/220-ВПП-110	0,37	35	0,5	55	100
2УБИ-20/220-ВПП-100	0,37	20	0,6	55	125
2УБЕ-20/220-ВПП-100	0,37	22	0,5	55	125
2УБИ-20/230-ВПП-100	0,37	25	0,6	55	125
2УБЕ-20/230-ВПП-100	0,37	27	0,5	55	125
1УБИ-30/220-ВПП-100	0,36	24	0,45	55	125
1УБЕ-30/220-ВПП-100	0,36	28	0,45	55	125
1УБИ-30/230-ВПП-100	0,36	30	0,45	55	125
1УБЕ-30/230-ВПП-100	0,36	35	0,45	55	125
1УБИ-40/220-ВПП-100	0,43	22	0,5	55	125
1УБЕ-40/220-ВПП-100	0,43	24	0,5	55	125
1УБИ-40/230-ВПП-100	0,43	27	0,5	55	125
1УБЕ-40/230-ВПП-100	0,43	30	0,5	55	125
1УБИ-65/220-ВПП-100	0,67	22	0,5	55	125
1УБЕ-65/220-ВПП-100	0,67	24	0,5	55	125
2УБИ-4/220-ВПП-050	0,15	57	0,35	55	120
2УБЕ-4/220-ВПП-050	0,16	62	0,35	55	120
2УБИ-6/220-ВПП-050	0,15	47	0,45	55	120
2УБЕ-6/220-ВПП-050	0,16	51	0,45	55	120
2УБИ-8/220-ВПП-050	0,17	36	0,5	55	120
2УБЕ-8/220-ВПП-050	0,18	43	0,5	55	120
1УБИ-13/220-ВПП-050	0,175	42	0,45	55	120
1УБЕ-13/220-ВПП-050	0,185	49	0,45	55	120
2УБИ-20/220-ВПП-070	0,37	24	0,5	55	125
2УБЕ-20/220-ВПП-070	0,37	26	0,5	55	125
1УБИ-40/220-ВПП-070	0,43	24	0,5	55	125
1УБЕ-40/220-ВПП-070	0,43	26	0,5	55	125
2УБИ-20/220-ВПП-010	0,37	16	0,55	50	160
2УБЕ-20/220-ВПП-010	0,37	16	0,55	50	160
2УБИ-20/220-ВПП-010	0,37	22	0,55	50	160
2УБЕ-20/220-ВПП-010	0,37	25	0,55	50	160
2УБИ-20/230-ВПП-010	0,37	25	0,59	50	160
2УБЕ-20/230-ВПП-010	0,37	28	0,59	50	160
2УБИ-20/240-ВПП-010	0,37	27	0,57	50	160
2УБЕ-20/240-ВПП-010	0,37	31	0,57	50	160
1УБИ-30/220-ВПП-010	0,36	20	0,45	50	160
1УБЕ-30/220-ВПП-010	0,36	28	0,45	50	160
1УБИ-30/220-ВПП-010	0,36	25	0,45	50	160
1УБЕ-30/220-ВПП-010	0,36	28	0,45	50	160
1УБИ-30/230-ВПП-010	0,36	29	0,47	50	160

Продолжение табл. 51.12

Тип	Ток, потребляемый из сети, А	Потери мощности, % мощности лампы, не более	Коэффициент мощности	Превышение температуры обмотки Δt, °С	
				Рабочий режим	Аномальный режим
1УБЕ-30/230-ВПП-010	0,36	31	0,47	50	160
1УБИ-30/240-ВПП-010	0,36	31	0,46	50	160
1УБЕ-30/240-ВПП-010	0,36	34	0,46	50	160
1УБИ-40/220-ВПП-010	0,36	20	0,5	50	160
1УБЕ-40/220-ВПП-010	0,36	21	0,5	50	160
1УБИ-40/220-ВПП-010	0,43	22	0,5	50	160
1УБЕ-40/220-ВПП-010	0,43	25	0,5	50	160
1УБИ-40/230-ВПП-010	0,43	25	0,5	50	160
1УБЕ-40/230-ВПП-010	0,43	28	0,5	50	160
1УБИ-40/240-ВПП-010	0,43	27	0,5	50	160
1УБЕ-40/240-ВПП-010	0,43	31	0,5	50	160
1УБИ-15/127-ВП-051	0,33	27	0,5	40	65
1УБЕ-15/127-ВП-051	0,33	33	0,5	40	65
1УБИ-20/127-ВП-051	0,37	25	0,5	40	65
1УБЕ-20/127-ВП-051	0,37	31	0,5	40	65
1УБИ-30/220-ВП-051	0,36	22	0,45	55	95
1УБЕ-30/220-ВП-051	0,36	28	0,45	55	95
1УБИ-40/220-ВП-051	0,43	22	0,5	55	95
1УБЕ-40/220-ВП-051	0,43	28	0,5	55	95
1УБИ-40/220-ВП-580	0,43	23	0,5	55	110
1УБЕ-40/220-ВП-580	0,43	25	0,5	55	110
1УБИ-40/220-ВП-581	0,43	23	0,5	55	110
1УБЕ-40/220-ВП-581	0,43	25	0,5	55	110
1УБИ-80/220-ВП-590	0,865	20	0,5	55	125
1УБЕ-80/220-ВА-590	0,865	22	0,5	55	125
1УБИ-80/220-ВП-591	0,865	20	0,5	55	125
1УБЕ-80/220-ВП-591	0,865	22	0,5	55	125
1УБИ-4/110-ВП-003	0,15	67	0,4	55	105
1УБЕ-4/110-ВП-003	0,15	83	0,4	55	105
1УБИ-6/110-ВП-003	0,15	49	0,5	55	105
1УБЕ-6/110-ВП-003	0,15	64	0,5	55	105
1УБИ-8/110-ВП-003	0,17	40	0,55	55	105
1УБИ-15/110-ВП-003	0,33	27	0,55	55	105
1УБЕ-15/110-ВП-003	0,33	33	0,55	55	105
1УБИ-20/110-ВП-003	0,37	25	0,55	55	105
1УБЕ-20/110-ВП-003	0,37	31	0,55	55	105
1УБИ-80/220-ВП-200	0,865	18	0,5	50	100
1УБЕ-80/220-ВП-200	0,865	20	0,5	50	100
1УБИ-80/220-ВП-210	0,865	18	0,5	50	100
1УБЕ-80/220-ВП-210	0,865	20	0,5	50	100
1УБИ-80/220-ВП-700	0,865	20	0,5	55	120
1УБЕ-80/220-ВП-700	0,865	22	0,5	55	120
1УБИ-80/220-ВП-710	0,865	20	0,5	55	120
1УБЕ-80/220-ВП-710	0,865	22	0,5	55	120
1УБИ-80/220-ВП-700	0,865	21	0,5	55	120
1УБЕ-80/220-ВП-700	0,865	23	0,5	55	120
1УБИ-80/230-ВП-700	0,865	21	0,5	55	120
1УБЕ-80/220-ВП-700	0,865	23	0,5	55	120
1УБИ-80/230-ВП-700	0,865	22	0,5	55	120

Продолжение табл. 51.12.

Тип	Ток, потребляемый из сети, А	Потери мощности, % мощности лампы, не более	Коэффициент мощности	Превышение температуры обмотки Δt, °С	
				Рабочий режим	Аномальный режим
1УБЕ-80/230-ВП-700	0,865	24	0,5	55	120
1УБИ-80/240-ВП-700	0,865	22	0,5	55	120
1УБЕ-80/240-ВП-700	0,865	24	0,5	55	120
1УБИ-15/127-ВПП-090	0,33	29	0,45	50	100
1УБИ-20/127-ВПП-090	0,37	27	0,45	50	100
1УБИ-30/220-090	0,36	23	0,45	50	100
1УБИ-40/220-090	0,43	22	0,5	55	115
1УБЕ-40/220-090	0,43	26	0,5	55	115
1УБИ-80/220-090	0,865	19	0,5	55	115
1УБЕ-80/220-090	0,865	19	0,5	55	115

Примечание. В знаменателе — напряжение, В.

Таблица 51.13. **Климатическое исполнение**

Тип	Климатическое исполнение	Степень защиты	Ток аппарата в рабочем режиме, А	Коэффициенг мощности не менее	Потери мощности, Вт, не более
1ДБИ-80ДРЛ/220-В-432	У2	IP20			14,4
1ДБИ-80ДРЛ/220-В-033	У2		0,8		16
1ДБИ-125ДРЛ/220-В-432	У2		1,15	0,45	18,75
1ДБИ-125ДРЛ/220-В-033	У2		2,15	0,53	20
1ДБИ-250ДРЛ/220-В-432	У2	IP33			
1ДБИ-250ДРЛ/220-В-033	У2				
1ДБИ-250ДРЛ/220-Н-641					26
1ДБИ-250ДРЛ/220-Н-840		IP54			
1ДБИ-250ДРЛ/220-В-027	У2	IP20			
1ДБИ-400ДРЛ/220-В-432	У2				
1ДБИ-400ДРЛ/220-В-033	У2				32
1ДБИ-400ДРЛ/220-В-013	У2		3,25	0,53	25
1ДБИ-400ДВЛ/220-Н-641	У1	IP33			
1ДБИ-400ДВЛ/220-Н-840	У1	IP54			32
1ДБИ-400ДНаТ/220-В-009	У2	IP20	4,6	0,45	35
1ДБИ-400ДНаТ/220-Н-009	У3	IP54			
1ДБИ-700ДРЛ/220-В-432	У2	IP20	5,45	0,53	40
1ДБИ-700ДРЛ/220-В-014					39
1ДБИ-700ДРИ/220-Н-012	У3	IP54	6		38
1ДБИ-700ДРЛ/220-Н-026	У1	IP43	5,45		31,5
1ДБИ-700ДРЛ/220-Н-028	У1	IP54			
1ДБИ-1000ДРЛ/220-В-432	У2	IP20	7,5		50
1ДБИ-1000ДРЛ/220-В-015					38
1ДБИ-1000ДРЛ/220-Н-028	У1	IP54			42
1ДБИ-1000ДРЛ/220-Н-026		IP43			
1ДБИ-2000ДРЛ/380-Н-008	У1	IP54	8	0,5	80
1ДБИ-2000ДРИ/380-Н-008			9,5		90
1ДБИ-2000ДРИ/380-В-031	У2	IP20	9	0,53	

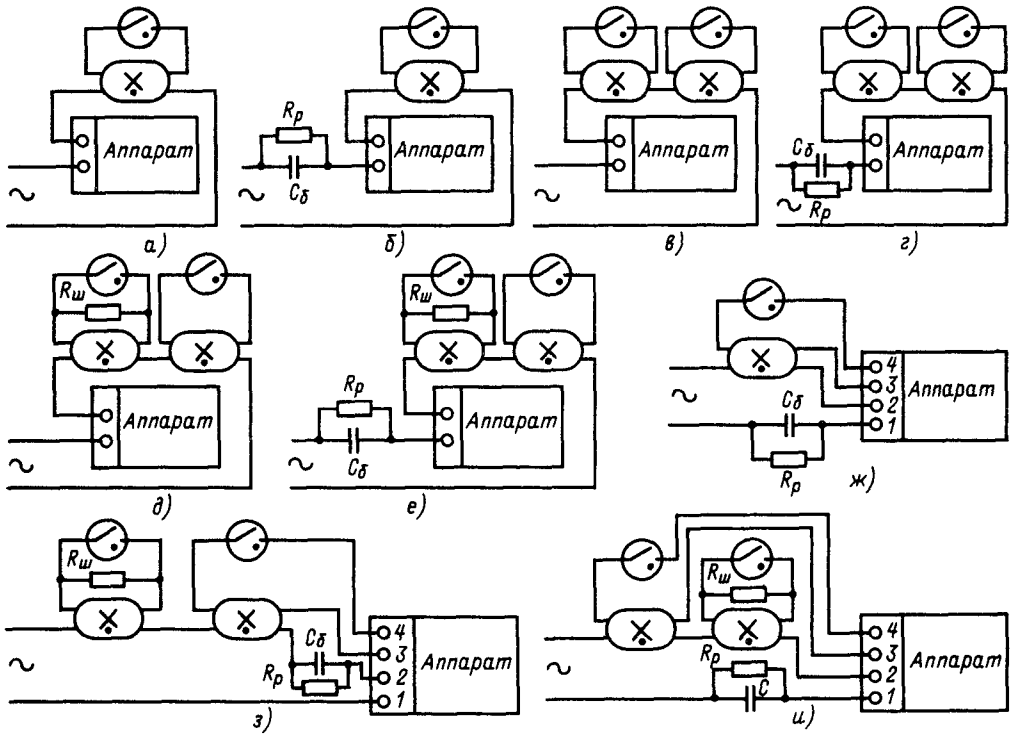


Рис 51 4 Схема электрическая принципиальная включения пускорегулирующих аппаратов типов *а* – 1УБИ-22к/220-ВПП-800, 1УБИ-22к/220-ВПП-802, 1УБИ-32к/220-ВПП-800, 1УБИ-32к/220-ВПП-802, 1УБИ-30/220-ВПП-800, 1УБИ-30/220-ВПП-802, 1УБИ-40/220-ВПП-800, 1УБИ-40/220-ВПП-802, 1УБИ-8/127-ВПП-900, 1УБИ-8/127-ВПП-910, 1УБИ-13/220-ВПП-900, 1УБИ-13/220-ВПП-910, 1УБИ-15/127-ВПП-900, 1УБИ-15/127-ВПП-910, 1УБИ-20/127-ВПП-900, 1УБИ-20/127-ВПП-910, 1УБИ-30/220-ВПП-900, 1УБИ-30/220-ВПП-902, 1УБИ-40/200-ВПП-900, 1УБИ-40/200-ВПП-902, 1УБИ-65/220-ВПП-900, 1УБИ-65/220-ВПП-902, 1УБИ-80/220-ВПП-900, 1УБИ-80/220-ВПП-902, 1УБИ-20/220-ВПП-110, 1УБИ-20/220-ВПП-111, 1УБИ-30/220-ВПП-100, 1УБИ-30/220-ВПП-110, 1УБИ-40/220-ВПП-100, 1УБИ-40/220-ВПП-110, 1УБИ-80/220-ВП-200, 1УБИ-80/220-ВП-201, 1УБИ-80/120-ВП-210, 1УБИ-80/220-ВП-211, 1УБИ-80/220-ВП-700, 1УБИ-80/220-ВП-701, 1УБИ-80/220-ВП-710, 1УБИ-80/220-ВП-711, 1УБИ-80/230-ВП-700, 1УБИ-80/230-ВП-701, 1УБИ-65/220-ВПП-100, 1УБИ-65/220-ВПП-110, 1УБИ-13/220-ВПП-050 1УБИ-40/220-ВПП-070, 1УБИ-15/127-ВП-051, 1УБИ-20/127-ВП-051, 1УБИ-30/220-ВП-051, 1УБИ-40/220-ВП-051, 1УБИ-40/220-ВП-580, 1УБИ-40/220-ВП-581, 1УБИ-80/220-ВП-590, 1УБИ-80/220-ВП-591, 1УБИ-4/110-ВП-003, 1УБИ-6/110-ВП-003, 1УБИ-8/110-ВП-003 1УБИ-15/110-ВП-003, 1УБИ-20/110-ВП-003, 1УБИ-80/240-ВП-700, 1УБИ-80/240-ВП-701, 1УБИ-15/127-ВПП-090, 1УБИ-15/127-ВПП-091, 1УБИ-20/127-ВПП-090, 1УБИ-20/127-ВПП-091, 1УБИ-30/220-ВПП-090, 1УБИ-30/220-ВПП-091, 1УБИ-30/220-ВПП-093, 1УБИ-30/220-ВПП-094, 1УБИ-30/230-ВПП-090, 1УБИ-30/230-ВПП-091, 1УБИ-30/230-ВПП-093, 1УБИ-30/230-ВПП-094, 1УБИ-30/240-ВПП-090, 1УБИ-30/240-ВПП-091, 1УБИ-30/240-ВПП-093, 1УБИ-30/240-ВПП-094, 1УБИ-40/220-ВПП-090, 1УБИ-40/220-ВПП-091, 1УБИ-40/220-ВПП-093, 1УБИ-40/220-ВПП-094, 1УБИ-40/230-ВПП-090, 1УБИ-40/230-ВПП-091, 1УБИ-40/230-ВПП-093, 1УБИ-40/230-ВПП-094, 1УБИ-40/240-ВПП-090, 1УБИ-40/240-ВПП-091, 1УБИ-40/240-093, 1УБИ-40/240-ВПП-094, 1УБИ-80/220-ВПП-090, 1УБИ-80/220-ВПП-091, 1УБИ-80/220-ВПП-093, 1УБИ-80/220-ВПП-094, 1УБИ-80/230-ВПП-090, 1УБИ-80/230-ВПП-091, 1УБИ-80/230-ВПП-093, 1УБИ-80/230-ВПП-094, 1УБИ-80/240-ВПП-090, 1УБИ-80/240-ВПП-091, 1УБИ-80/240-ВПП-093, 1УБИ-80/240-ВПП-094, *б* – 1УБЕ-32к/220-ВПП-800, 1УБЕ-32к/220-ВПП-802, 1УБЕ-40/220-ВПП-810, 1УБЕ-40/220-ВПП-812, 1УБЕ-8/127-ВПП-900, 1УБЕ-8/127-ВПП-910, 1УБЕ-13/220-ВПП-900, 1УБЕ-13/220/ВПП-910, 1УБЕ-15/127-ВПП-900, 1УБЕ-15/127-ВПП-910, 1УБЕ-20/127-ВПП-900, 1УБЕ-20/127-ВПП-910, 1УБЕ-30/220-ВПП-900, 1УБЕ-30/220-ВПП-902, 1УБЕ-40/220-ВПП-900, 1УБЕ-40/220-ВПП-902, 1УБЕ-65/220-ВПП-900, 1УБЕ-65/220-ВПП-902, 1УБЕ-80/220-ВПП-900, 1УБЕ-80/220-ВПП-902, 1УБЕ-30/220-ВПП-100, 1УБЕ-30/220-ВПП-110, 1УБЕ-40/220-ВПП-100, 1УБЕ-40/220-ВПП-110, 1УБЕ-65/220-ВПП-100, 1УБЕ-65/220-ВПП-110, 1УБЕ-13/220-ВПП-050, 1УБЕ-40/220-ВПП-070,

в – 2УБИ-20/220-ВПП-900; 2УБИ-20/220-ВПП-910; 2УБИ-4/220-ВПП-050; 2УБИ-6/220-ВПП-050; 2УБИ-8/220-ВПП-050; 2УБИ-20/220-ВПП-070;
г – 2УБЕ-20/220-ВПП-800; 2УБЕ-20/220-ВПП-802; 2УБЕ-20/220-ВПП-900; 2УБЕ-20/220-ВПП-910; 2УБЕ-4/220-ВПП-050; 2УБЕ-6/220-ВПП-050; 2УБЕ-8/220-ВПП-050; 2УБЕ-20/220-ВПП-070;
д – 2УБИ-15/220-ВПП-800; 2УБИ-15/220-ВПП-810; 2УБИ-20/220-ВПП-800; 2УБИ-20/220-ВПП-802; 2УБИ-20/220-ВПП-100; 2УБИ-20/220-ВПП-110;
е – 2УБЕ-20/220-ВПП-100; 2УБЕ-20/220-ВПП-110;
ж – 1УБЕ-30/220-ВПП-800; 1УБЕ-30/220-ВПП-802; 1УБЕ-40/220-ВПП-800; 1УБЕ-40/220-ВПП-802; 1УБЕ-15/127-ВП-051; 1УБЕ-20/127-ВП-051; 1УБЕ-30/220-ВП-051; 1УБЕ-40/220-ВП-051; 1УБЕ-40/220-ВП-580; 1УБЕ-40/220-ВП-581; 1УБЕ-80/220-ВП-590; 1УБЕ-80/220-ВП-591; 1УБЕ-4/110-ВП-003; 1УБЕ-6/110-ВП-003; 1УБЕ-8/110-ВП-003; 1УБЕ-15/110-ВП-003; 1УБЕ-20/110-ВП-003; 1УБЕ-80/220-ВП-200; 1УБЕ-80/220-ВП-201; 1УБЕ-80/220-ВП-210; 1УБЕ-80/220-ВП-211; 1УБЕ-80/220-ВП-700; 1УБЕ-80/220-ВП-701; 1УБЕ-80/220-ВП-710; 1УБЕ-80/220-ВП-711; 1УБЕ-80/230-ВП-700; 1УБЕ-80/230-ВП-701; 1УБЕ-80/240-ВП-700; 1УБЕ-80/240-ВП-701; 1УБЕ-40/220-ВПП-090; 1УБЕ-40/220-ВПП-091; 1УБЕ-40/220-ВПП-093; 1УБЕ-40/220-ВПП-094; 1УБЕ-40/230-ВПП-090; 1УБЕ-40/230-ВПП-091; 1УБЕ-40/230-ВПП-093; 1УБЕ-40/230-ВПП-094; 1УБЕ-40/240-ВПП-090; 1УБЕ-40/240-ВПП-091; 1УБЕ-40/240-ВПП-093; 1УБЕ-40/240-ВПП-094; 1УБЕ-80/220-ВПП-090; 1УБЕ-80/220-ВПП-091; 1УБЕ-80/220-ВПП-093; 1УБЕ-80/220-ВПП-094; 1УБЕ-80/230-ВПП-090; 1УБЕ-80/230-ВПП-091; 1УБЕ-80/230-ВПП-093; 1УБЕ-80/230-ВПП-094; 1УБЕ-80/240-ВПП-090; 1УБЕ-80/240-ВПП-091; 1УБЕ-80/240-ВПП-093; 1УБЕ-80/240-ВПП-094;
з – 2УБЕ-15/220-ВПП-800; 2УБЕ-15/220-ВПП-810
и – 2УБЕ-20/200-ВПП-010, 2УБЕ-20/220-ВПП-011

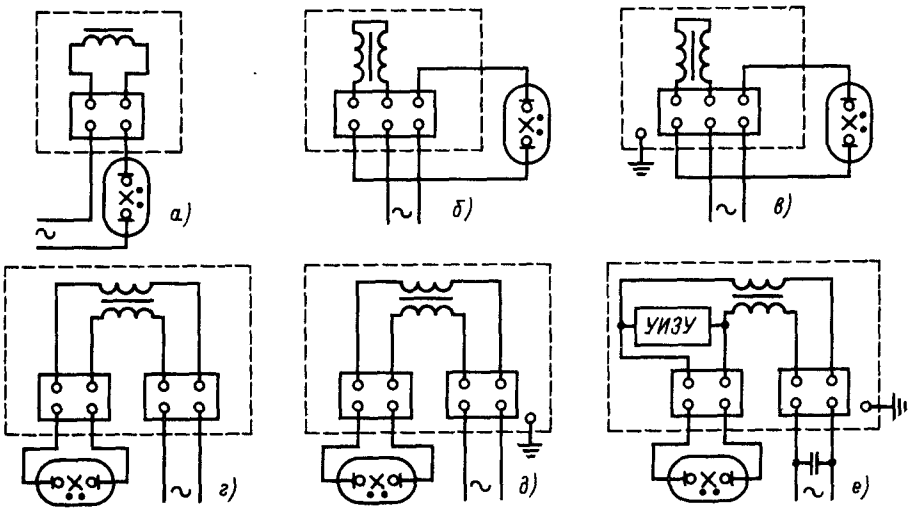


Рис. 51.5. Схемы электрические принципиальные ПРА для ламп высокого давления типов: *а* – 1ДБИ-80(125, 250, 400, 700, 1000)ДРЛ/220-В-432; *б* – 1ДБИ-80(125, 250, 400, 700, 1000)ДРЛ/220-В-033; *в* – 1ДБИ-250(400)ДРЛ/220-Н-641; *г* – 1ДБИ-250ДРЛ/220-В-0,27; 1ДБИ-400ДРЛ/220-В-0,13; *д* – 1ДБИ-700(1000)ДРЛ/220-Н-0,26; 1ДБИ-2000ДРЛ/380-Н-0,08; *е* – 1ДБИ-400ДНаТ/200-В-0,09; 1ДБИ-2000ДРИ/380-Н-0,08; 1ДБИ-700ДРИ/220-Н-012

51.9. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СВЕТОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Задача персонала, обслуживающего светотехническое оборудование, состоит в том, чтобы поддерживать нормативные требования освещенности и работоспособности оборудования.

В процессе работы и по истечении времени изменяются назначения отдельных помещений, производится замена или перестановка оборудования, осваиваются новые технологические процессы.

Основной задачей персонала является поддерживание осветительных установок в том виде, в каком они первоначально запроектированы и осуществлены. Поэтому при проектировании осветительных установок следует вводить коэффициент запаса: для помещений с газоразрядными лампами 1,3, с лампами накаливания 1,15.

Очистка светильников должна выполняться не реже 1 раза в 3 мес.

Для обслуживания светильников применяются лестницы-стремянки, несамоходные передвижные механизмы «Темп» и самоходные ПТ-72,ШТГ. При высотах подвеса светильников до 5 м над полом допускается обслуживание светильников с приставных лестниц и приставок, а выше с помощью самоходных передвижных установок.

Нормы требуют, чтобы были специальные помещения для хранения вышедших из строя газоразрядных ламп из расчета 2,5 м^2 на 1000 ламп, находящихся в эксплуатации. По мере накопления вышедших из строя люминесцентных ламп и ламп типа ДРЛ следует их вывозить в специализированные места для уничтожения.

РАЗДЕЛ ПЯТЬДЕСЯТ ВТОРОЙ

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОСЕЛКОВ И ДРУГИХ ЖИЛЫХ МАССИВОВ В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ

52.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Централизованное электроснабжение потребителей сельского хозяйства от энергосистем производится по основным или питающим сетям сельскохозяйственного назначения 35—110 кВ и по распределительным сетям 20, 10 и 0,38 кВ. В соответствии с этим разработаны типовые трансформаторные подстанции для питания на напряжения 20/0,4, 35/0,4, 35/10, 110/10, 110/35/10 и 110/20 кВ.

По способу присоединения к сетям высшего напряжения подстанции сельскохозяйственного назначения разделяют на тупиковые, промежуточные и узловые (или опорные).

Узловая (или опорная) трансформаторная подстанция обычно питается по трем линиям электропередачи высокого напряжения. В то же время часто от ее шин отходят несколько линий высокого напряжения, питающих другие подстанции.

Промежуточные подстанции делятся на ответвительные и проходные. Ответвительные подстанции присоединяются на ответвлении от проходящей одной или двух линий с односторонним или двухсторонним питанием. Транзитными подстанциями становятся проходные и узловые, когда через их шины осуществляется переток мощности

Кроме открытых и закрытых комплектных трансформаторных подстанций (КТП) в сельской местности получили распространение мачтовые или столбовые подстанции, оборудование которых установлено на конструкциях или опорах линий электропередачи на высоте, не требующей ограждения подстанции.

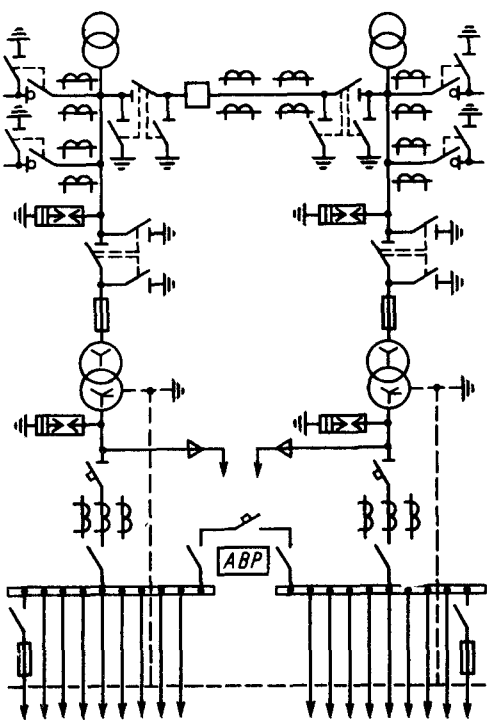


Рис. 52.1. Схема трансформаторной подстанции закрытого типа напряжением 20/0,4 кВ с двумя трансформаторами мощностью до 400 кВ·А с воздушными вводами для районов с расчетной температурой наружного воздуха 30 °С (типовой проект № 407-3-267)

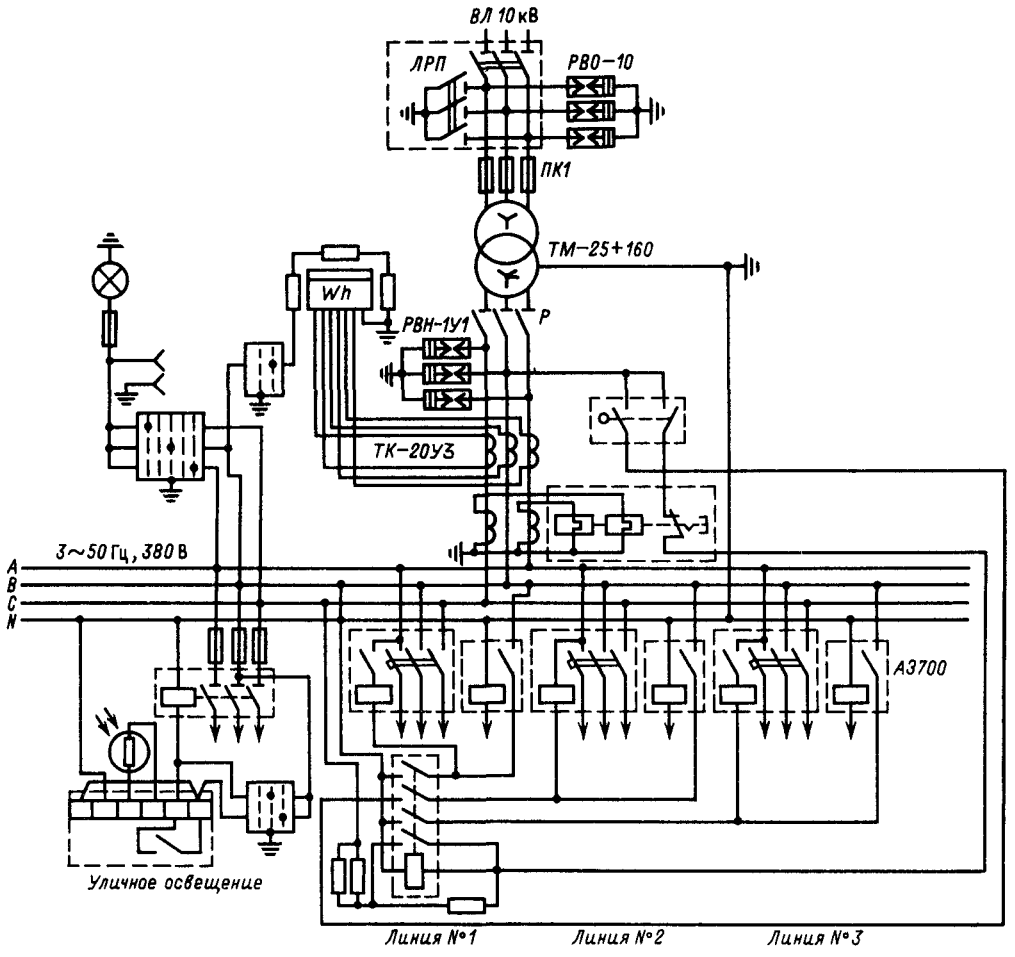


Рис. 52.2. Схема комплектной трансформаторной подстанции напряжением 10/0,4 кВ мощностью до 160 кВ · А для районов с расчетной температурой наружного воздуха ± 40 °С (I—IV районы по гололеду, типовой проект № 407-3-272)

Перечень типовых проектов трансформаторных подстанций, рекомендованных для электрификации в сельской местности, приведен в табл. 43.4.

На рис. 52.1—52.6 приведены принципиальные электрические схемы трансформаторных подстанций.

На рис. 52.5 изображены схемы понижающих трансформаторных подстанций напряжением 35/10 кВ с трансформаторами мощностью до 6300 кВ · А на унифицированных конструкциях для электрификации районов сельскохозяйственного назначения в условиях климатического района V, категории размещения I, на высоте не более 1000 м над уровнем моря, с температурой окружающей среды +40 ÷ –40 °С, в III районе по ветру, в I—IV районах по гололеду, в районах с I—III степенью загрязнения атмосферы.

52.2. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛЫХ ПОСЕЛКОВ

Центральные усадьбы колхозов и совхозов в настоящее время, а тем более в будущем представляют собой сочетание большого количества приемников электроэнергии.

Вид нагрузки трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ определяют в соответ-

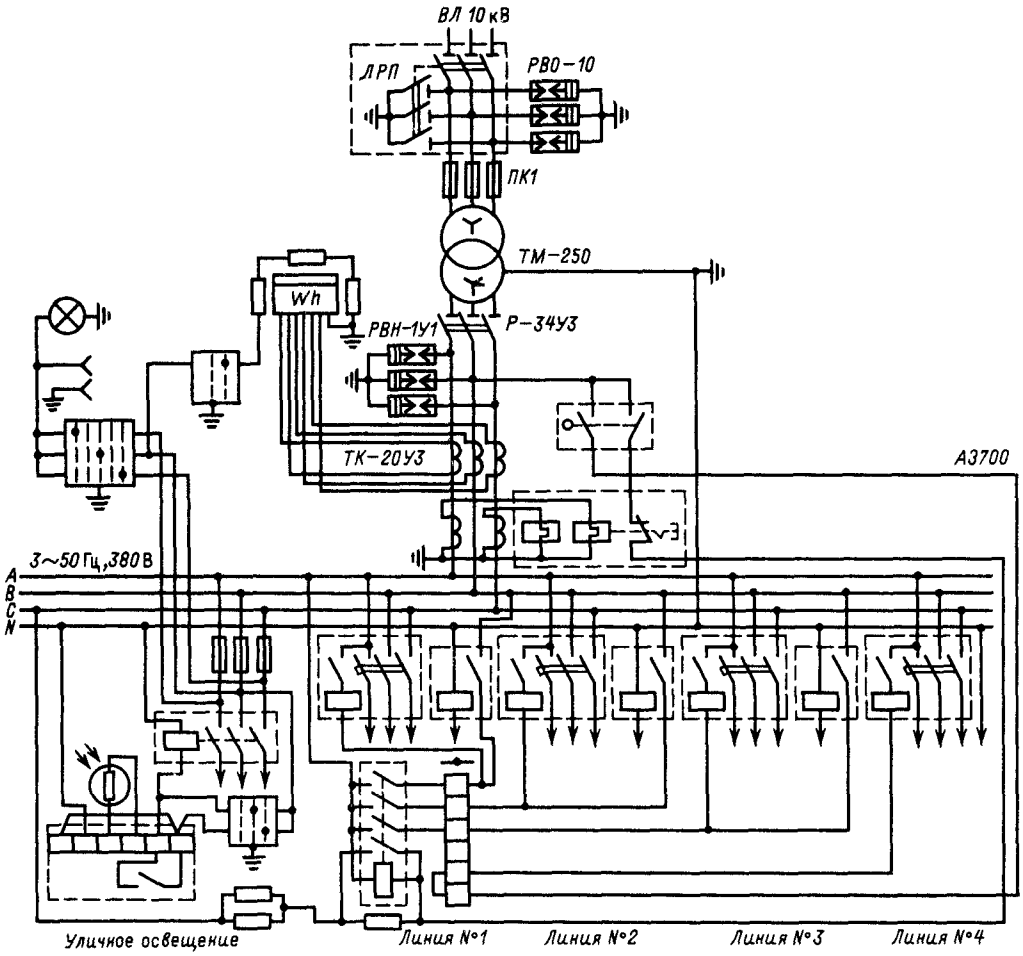


Рис. 52.3. Схема комплектной трансформаторной подстанции напряжением 10/0,4 кВ мощностью 250 кВ · А для районов с расчетной температурой наружного воздуха ± 40 °С (I—IV районы по гололеду, типовой проект № 407-3-273)

ствии с табл. 52.1, а затем принимают типовой суточный график активных и реактивных нагрузок по подстанциям

52.3. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ФЕРМ

Обычно на фермах располагаются предприятия, производящие продукцию животноводства и птицеводства. Комплексы или птицефабрики включают в себя здания, сооружения, оборудование, инженерные коммуникации и т. п. основного и вспомогательного назначения. Данные о потребляемой электроэнергии комплексами и птицефабриками приведены в табл. 43.2. В зависимости от потребляемой мощности по ферме выбирается типовая трансформаторная подстанция и разрабатывается схема электроснабжения.

При разработке схем внешнего электроснабжения в технико-экономических расчетах рекомендуется рассматривать для комплексов с расчетной нагрузкой до 1000 кВт, размещенных от центров питания (опорных трансформаторных подстанций 35 или 110 кВ) на расстоянии до 10 км, возможность строительства отдельных ВЛ 10 кВ.

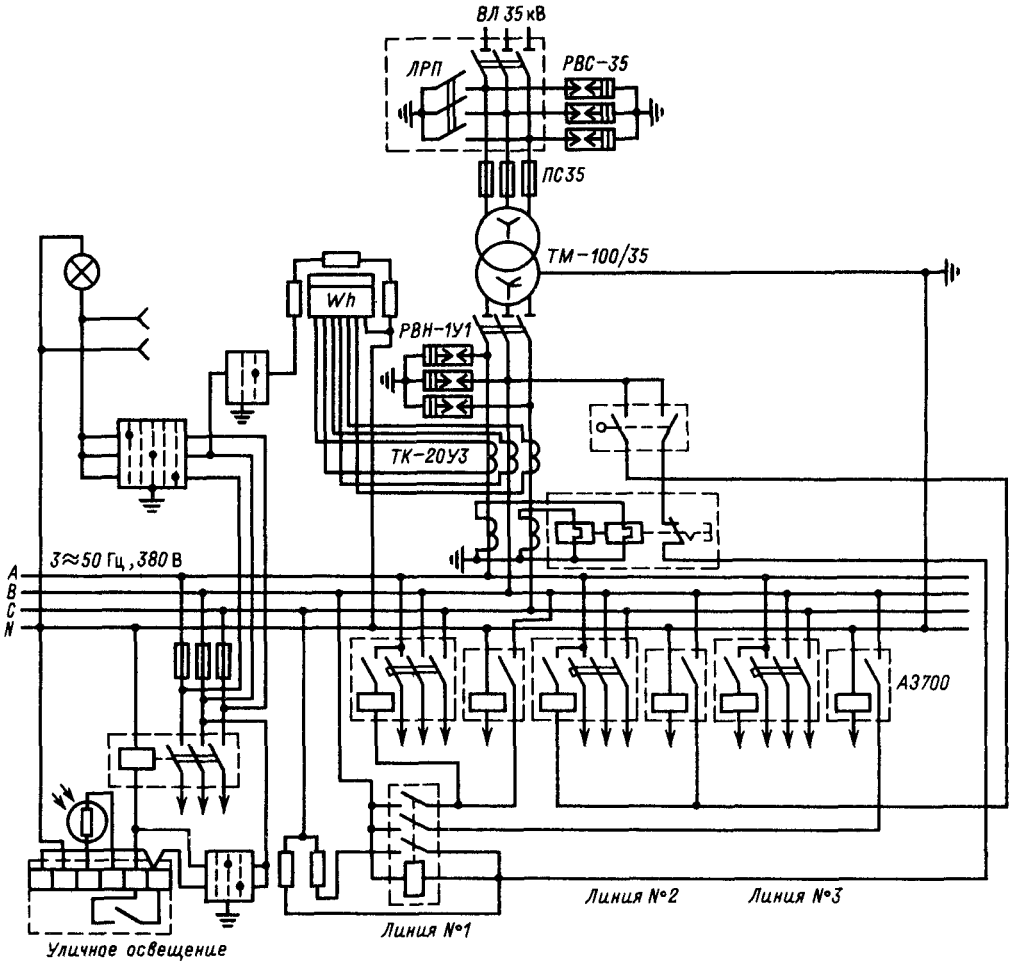


Рис. 52.4. Схема трансформаторной подстанции 35/0,4 кВ на железобетонных конструкциях мощностью 100 кВ·А для районов с расчетной температурой воздуха от −45 до +40 °С (I—IV районы по скоростному напору ветра, I—IV районы по гололеду)

Таблица 52.1. **Вид нагрузки трансформаторной подстанции 110—35/10 кВ**

Вид нагрузки	Удельный вес преобладающей нагрузки, %
Трансформаторные подстанции 110-35/10 кВ с преобладающей нагрузкой сельскохозяйственных потребителей	Более 50
То же, но с нагрузкой орошения	Более 30

Продолжение табл. 52.1

Вид нагрузки	Удельный вес преобладающей нагрузки, %
То же, но с нагрузкой животноводческих комплексов и птицефабрик	Более 50
То же, но с нагрузкой парниково-тепличных комбинатов	Более 30
Трансформаторные подстанции 110—35/10 кВ с преобладающей нагрузкой промышленных предприятий	Более 50

При расстоянии более 10 км целесообразно рассмотреть возможность строительства отдельной трансформаторной подстанции 35 или 110 кВ.

Для комплексов с расчетной нагрузкой более 1000 кВт независимо от расстояния до центра питания следует рассмотреть возможность строительства отдельной трансформаторной подстанции 35 или 110 кВ.

Не рекомендуется присоединять к ВЛ 10 кВ, предназначенных для электроснабжения комплексов и птицефабрик, других потребителей. Линии электропередачи для внешнего электроснабжения, как правило, должны приниматься воздушными.

Распределение электроэнергии от потребительских трансформаторных подстанций до вводов в производственные здания наряду с воздушными и кабельными линиями может выполняться шинопроводами.

Размещаемые на площадке комплекса трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ до 500 кВ · А включительно следует предусматривать преимущественно комплектные открытого типа.

К производственным помещениям с приемниками электроэнергии I категории напряжением 380/220 В подвод электроэнергии рекомендуется выполнять по двум линиям от разных секций двухтрансформаторных подстанций или от двух трансформаторных подстанций, имеющих питание от двух независимых источников. Питание электроприемников I категории от сборки дол-

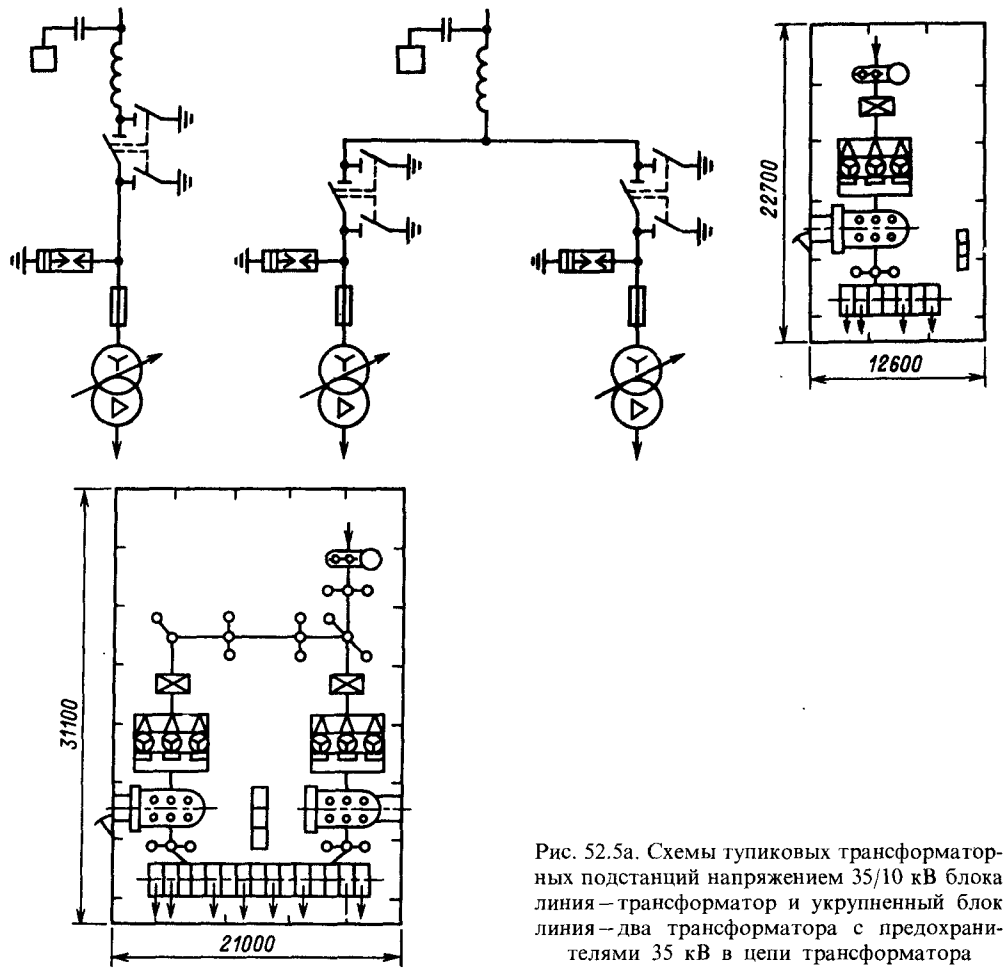


Рис. 52.5а. Схемы тупиковых трансформаторных подстанций напряжением 35/10 кВ блока линия – трансформатор и укрупненный блок линия – два трансформатора с предохранителями 35 кВ в цепи трансформатора

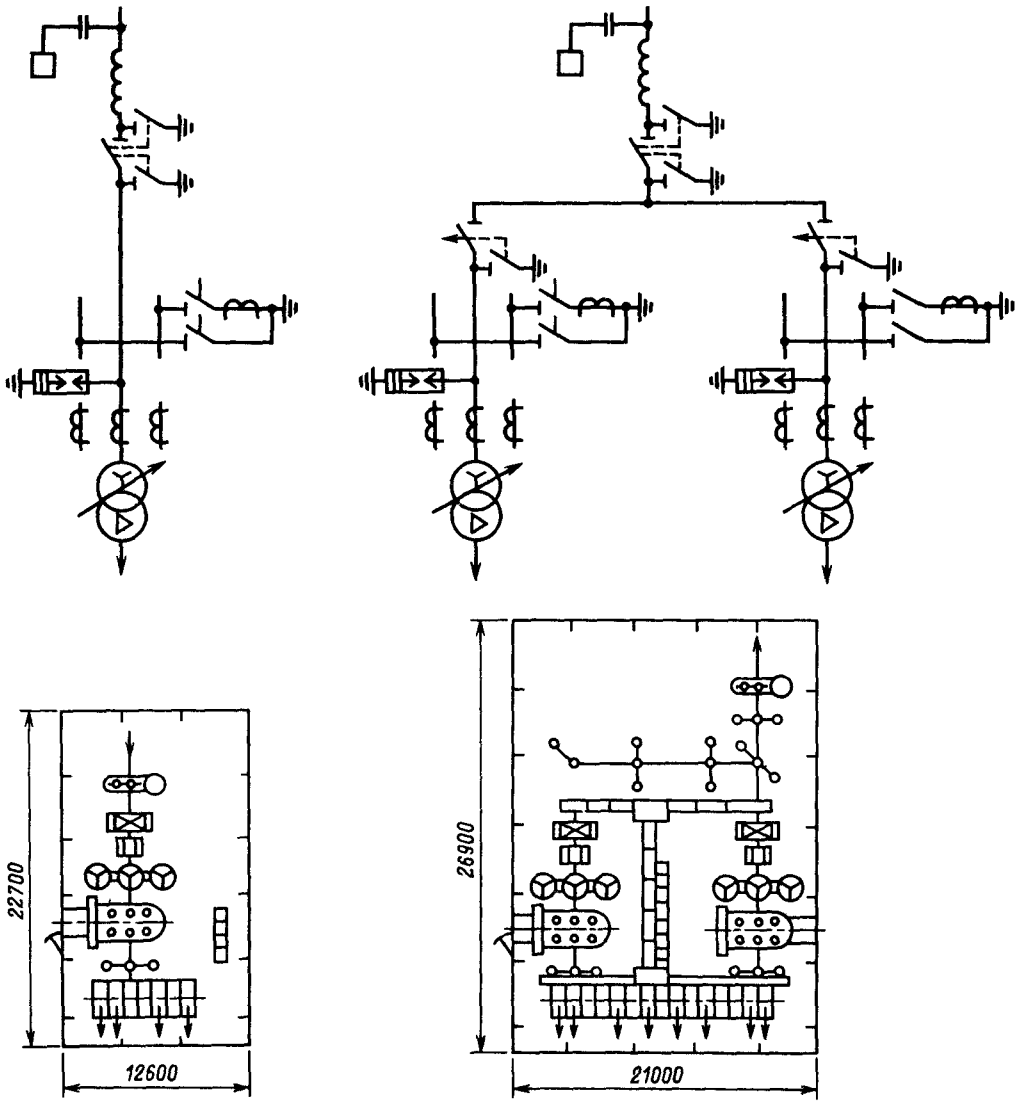


Рис. 52.5б. Схемы тупиковых трансформаторных подстанций напряжением 35/10 кВ блока линия—трансформатор и укрупненный блок линия—два трансформатора с отделителем 35 кВ в цепи трансформатора

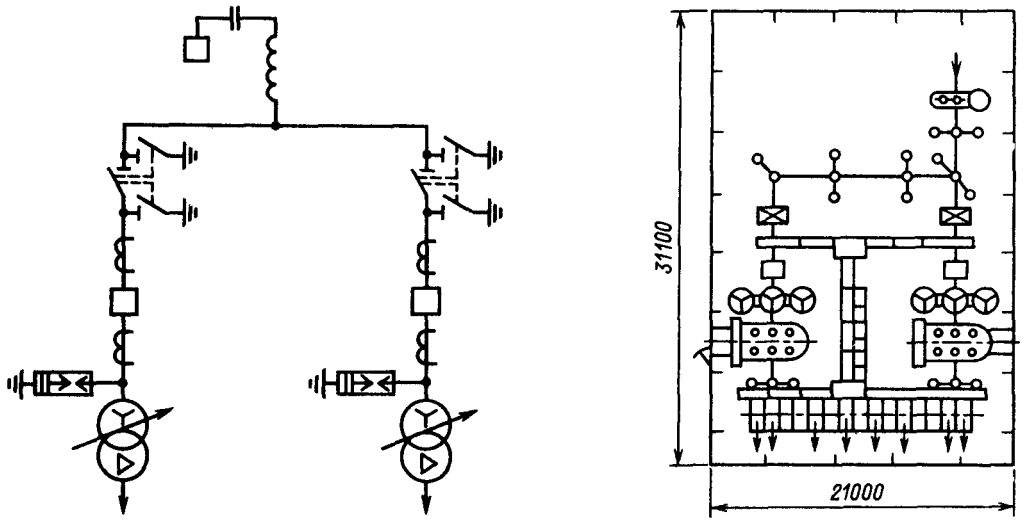


Рис. 52.5в. Схема тупиковой трансформаторной подстанции напряжением 35/10 кВ укрупненного блока линия – два трансформатора с выключателем 35 кВ в цепи трансформатора

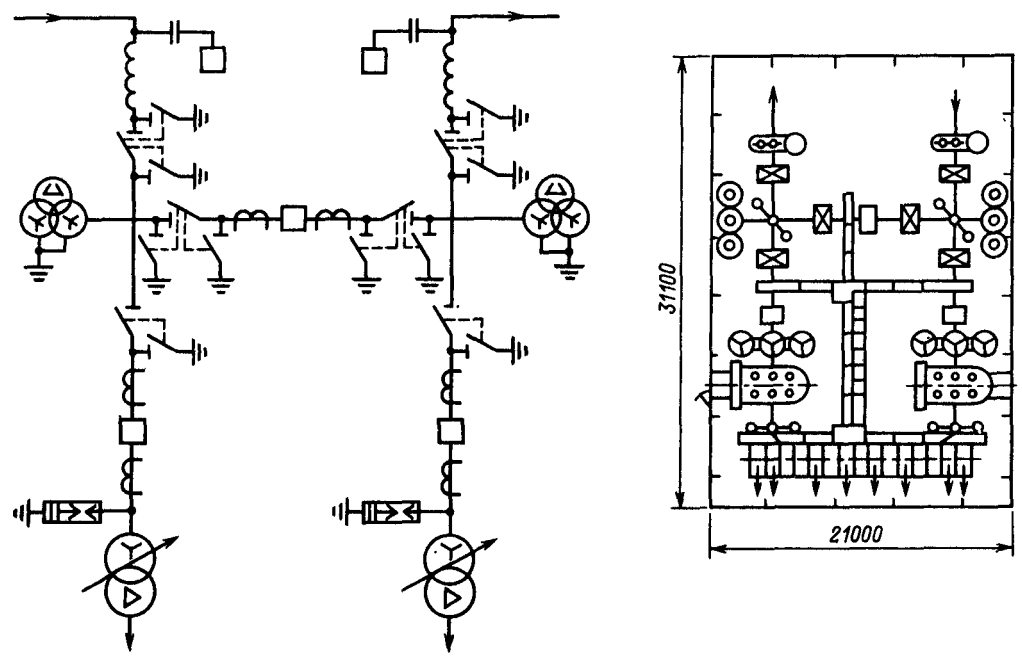


Рис. 52.5г. Схема проходной трансформаторной подстанции напряжением 35/10 кВ с двухсторонним питанием, мостик с выключателем в перемычке и выключателем 35 кВ в цепи трансформатора

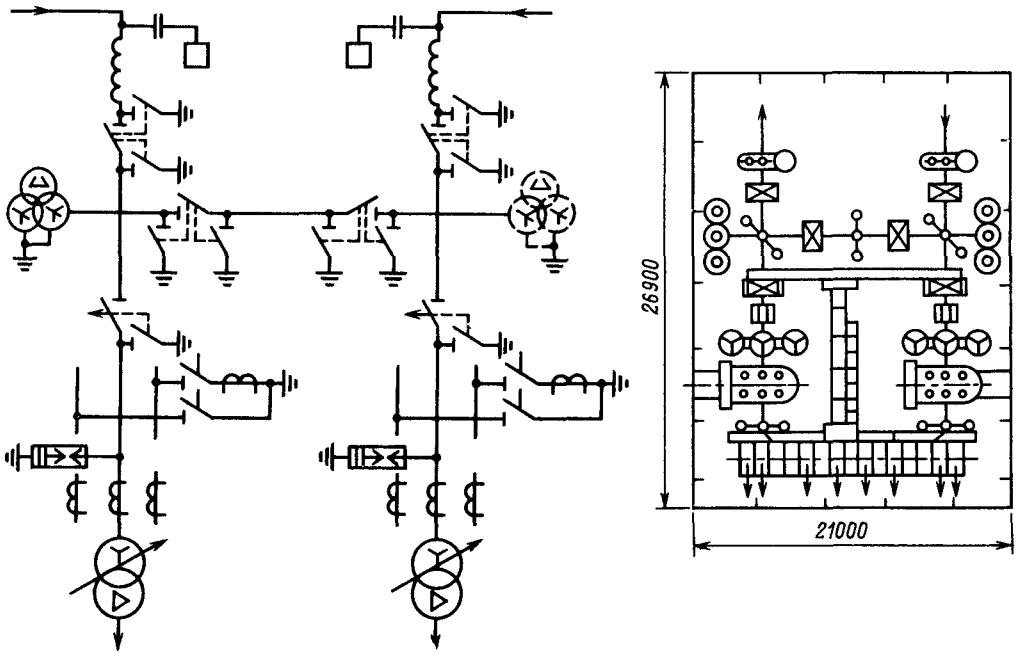


Рис. 52.5д. Схема ответвительной или тупиковой трансформаторной подстанции напряжением 35/10 кВ, два блока с неавтоматической перемычкой со стороны линии и отделителем 35 кВ в цепи трансформатора

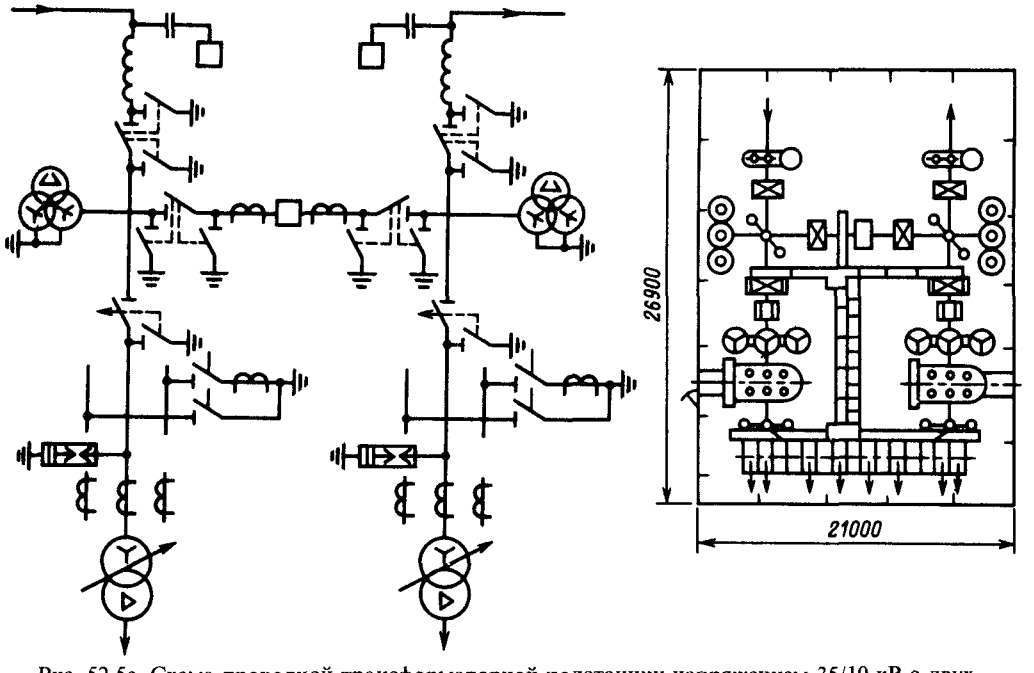
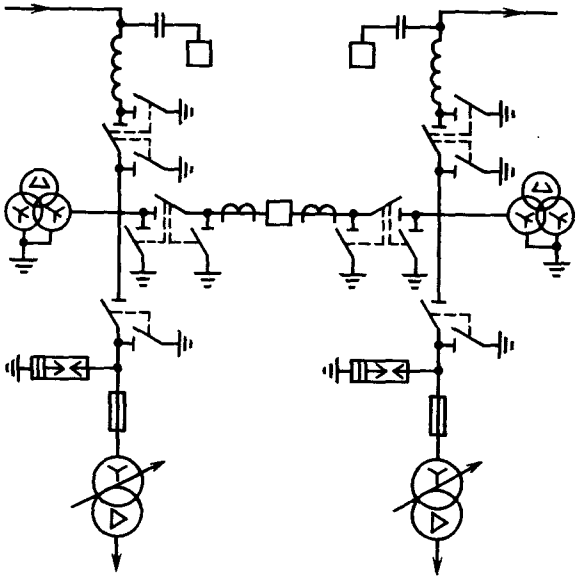


Рис. 52.5е. Схема проходной трансформаторной подстанции напряжением 35/10 кВ с двухсторонним питанием, мостик с выключателем в перемычке и отделителем 35 кВ в цепи трансформатора



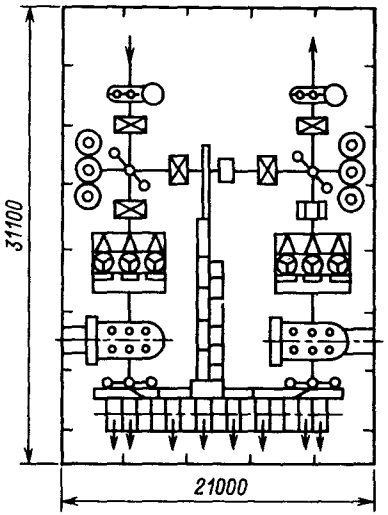
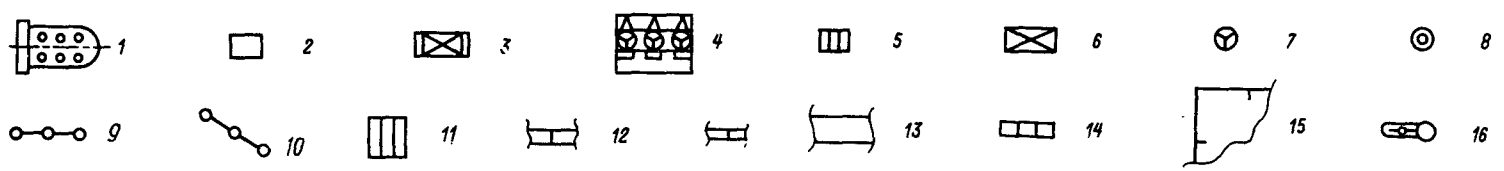


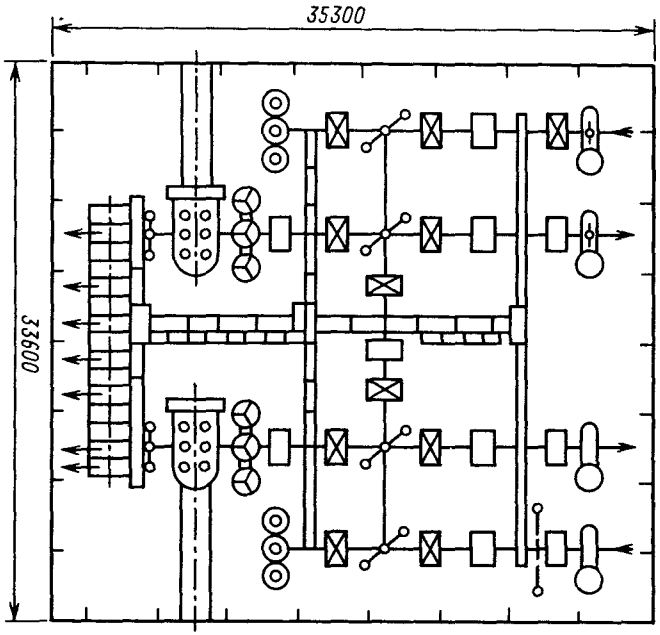
Рис. 52.5ж. Схема проходной трансформаторной подстанции напряжением 35/10 кВ с двухсторонним питанием, мостик с выключателем в перемычке и предохранителями 35 кВ в цепи трансформатора

Рис. 52.5з. Схема узловой трансформаторной подстанции напряжением 35/10 кВ, секционированной выключателем, с системой шин до 10 присоединений и выключателем 35 кВ в цепи трансформатора:

Условные обозначения к рисункам 52.5:

1 – силовой трансформатор; *2* – масляный выключатель; *3* – отделитель; *4* – предохранители и разрядники; *5* – короткозамыкатель, *6* – разъединитель; *7* – разрядник; *8* – трансформатор напряжения, *9* – изоляторы, *10* – узел ошиновки; *11* – шкафы КРН; *12* – кабельный лоток; *13* – гравийная дорога; *14* – релейные шкафы; *15* – внешнее ограждение, *16* – блок приема ВЛ 35 кВ и узел установки аппаратуры обработки ВЛ 35 кВ для ВЧ связи





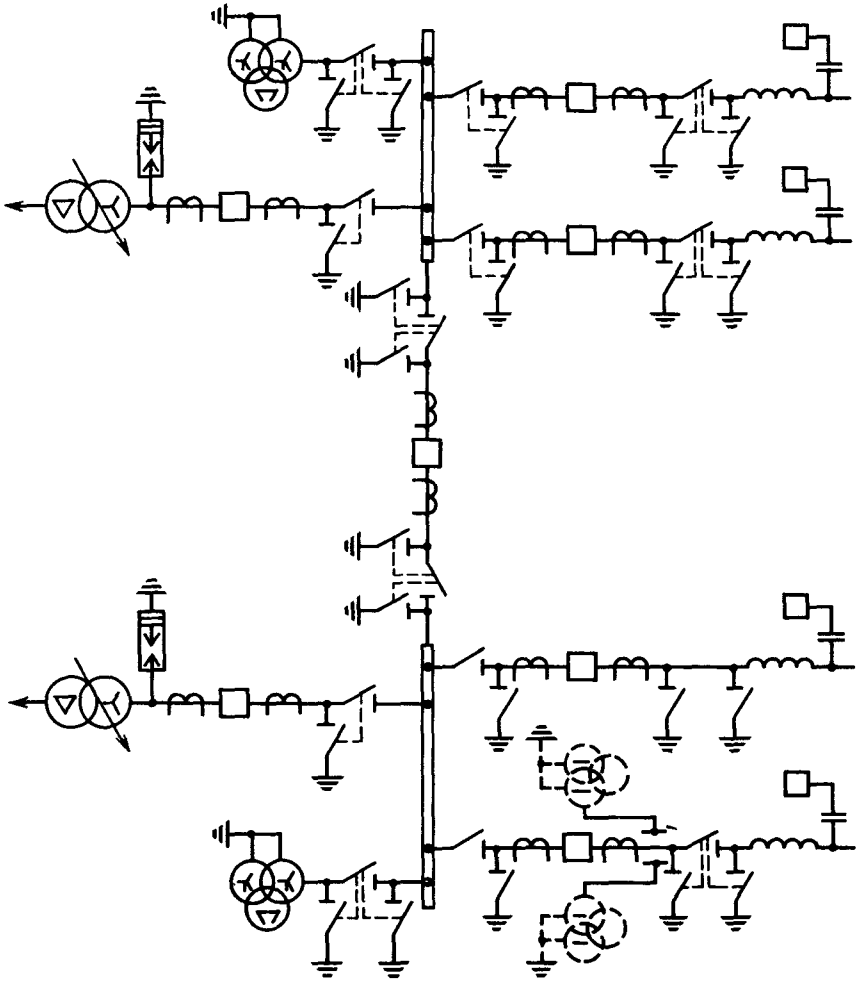


Рис 52 5 з

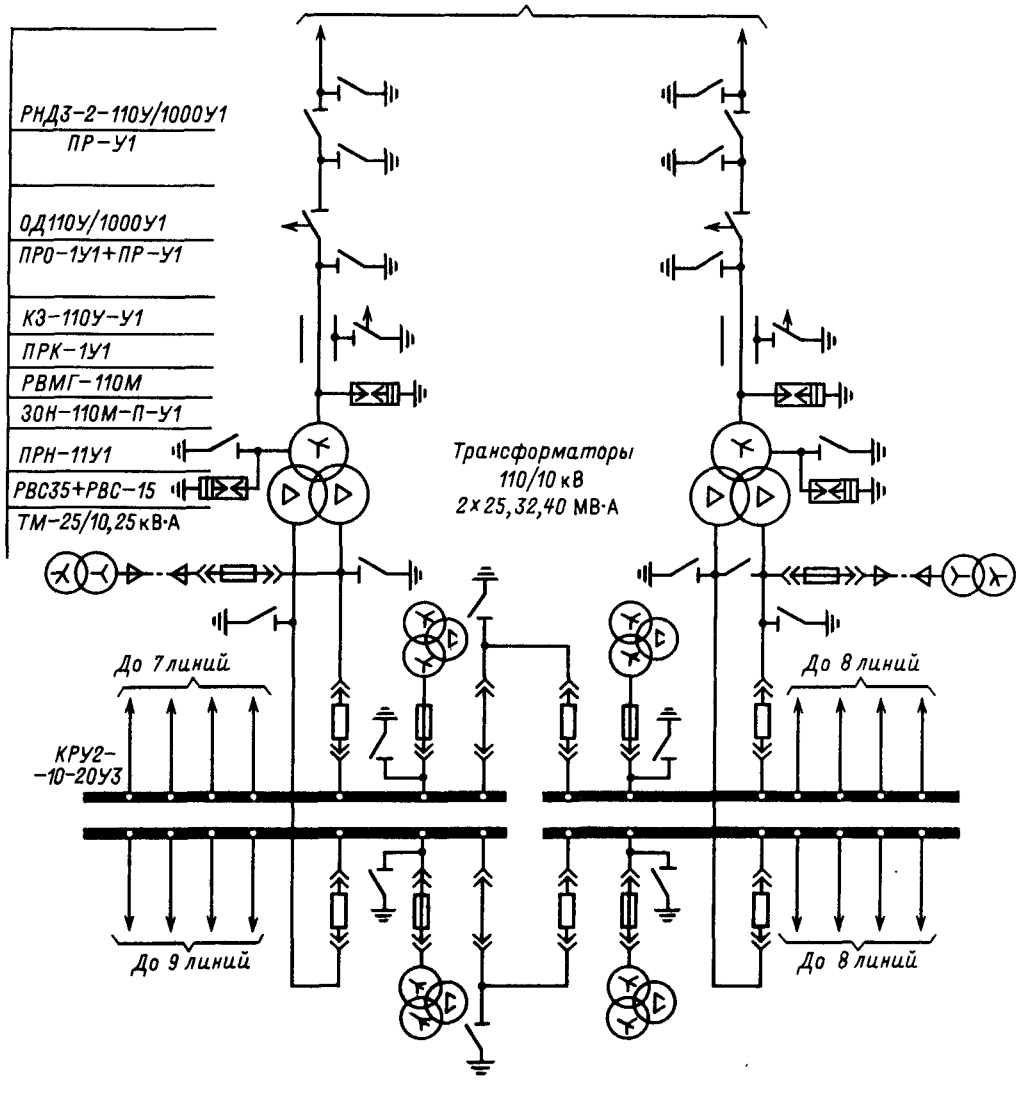


Рис. 52.6. Схема трансформаторной подстанции 110/10 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения мощностью 25—63 МВ · А. Типовой проект № 407-3-294

жно быть предусмотрено по отдельной линии.

Способ прокладки силовой и осветительной линий внутри основных производственных помещений птицефабрик и животноводческих комплексов должен решаться на основе технико-экономического сравнения.

РАЗДЕЛ ПЯТЬДЕСЯТ ТРЕТИЙ

ХАРАКТЕРИСТИКИ ОСНОВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

53.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СЕЛИТЕБНОЙ ТЕРРИТОРИИ ГОРОДОВ И ПОСЕЛКОВ

Потребители электроэнергии, расположенные на селитебной территории города или поселка, условно разделяются на две основные группы: жилые дома и общественно-коммунальные учреждения. Электропотребление жилых домов определяется укладом жизни населения. Электропотребление общественно-коммунальных учреждений зависит от их технологических процессов.

Современные жилые дома насыщены большим количеством различных электроприемников. К ним относятся различные осветительные и бытовые приборы и силовое электрооборудование. Электроприемники жилых зданий подразделяются на электроприемники квартир и электроприемники общедомового назначения.

Массовый выпуск бытовых электроприборов обеспечил широкую электрификацию жилых квартир. Рост количества бытовых приборов у населения приведен в табл. 53.1.

Следует отметить, что в нашей стране высокими темпами развивается приготовление пищи на электроплитах. Кухонные электроплиты мощностью 5,7—8 кВт устанавливаются стационарно. Технические данные электроплит приведены в разд. 61.

Динамика развития электрификации быта характеризуется приведенным ниже электропотреблением на все коммунально-бытовые нужды, приходящимся на одного жителя в год:

	1960	1965	1970	1975	1980
В городах, кВт·ч/житель	300	415	590	812	977
% к 1960 г.	100	138	196	270	326
В сельской местности, кВт·ч/житель	31	65	118	246	280
% к 1960 г.	100	210	370	795	905

Если в 1960 г. уровень электропотребления в основном определялся осветительной нагрузкой квартир, то в настоящее время основная доля электропотребления приходится на бытовые электроприборы.

К электроприемникам общедомового назначения относятся:

а) осветительные установки лестничных клеток, технических подпольев и подвалов, чердаков, вестибюлей, холлов, коридоров, мусорокамер, машинных помещений и шахт лифтов и т. д.;

б) силовые установки грузовых и пассажирских лифтов, вентиляционных систем, устройств дымозащиты, насосов противопожарного и хозяйственного водоснабжения;

в) усилители систем коллективного приема телевизионных передач, трансформаторы радиотрансляции;

г) машины для механизированной уборки лестниц, коридоров и т. п.;

д) элементы диспетчеризации, кодовые замки, домофоны.

Таблица 53.1. **Количество бытовых электроприборов у городского населения**

Электроприборы	Количество электроприборов на 100 семей по годам				
	1960	1965	1970	1975	1980
Радиоприемники и радиолы	48	61	71	75	80
Телевизоры	10	26	56	89	95
Холодильники	3,5	11	32	61	90
Стиральные машины	4	21	52	64	68
Электроутюги	43	74	80	85	90
Магнитофоны	0,5	2,6	7,4	—	15
Электрочайники и кофеварки	0,6	3,4	10	17,7	21
Электропылесосы	2,8	6,8	12	24	43
Посудомоечные машины	—	—	—	0,04	0,3
Универсальные кухонные машины	—	—	—	—	1
Электросамовары	—	—	—	7	12
Кофемолки	—	—	—	2,1	2,4
Электросушилки для белья	—	—	—	0,4	3
Гладильные машины	—		—	0,2	1,5
Увлажнители воздуха	—	—	—	0,5	2

К общественным зданиям относятся:

а) организации и учреждения управления;

б) финансовые учреждения;

в) библиотеки, читальные залы, архивы;

г) учреждения просвещения;

д) детские дошкольные учреждения;

е) предприятия торговли;

ж) предприятия бытового обслуживания;

з) гостиницы;

и) лечебные учреждения;

к) музеи и выставочные залы;

л) зрелищные предприятия;

м) спортивные сооружения.

Перечисленные здания и сооружения имеют различные назначения, и в них осуществляются разнообразные технологические процессы, при которых используется большое число электроприемников.

Электрические сети городов обеспечивают работу предприятий коммунального хозяйства: водоочистных и насосных станций, станций очистки сточных вод, насосных установок систем теплоснабжения, установок городского электрического транспорта и др.

53.2. РАСЧЕТНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ГОРОДСКИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

За расчетную электрическую нагрузку $P_р$ потребителя или элемента сети принимают вероятную максимальную нагрузку за интервал времени 30 мин.

Нагрузки жилых домов. Расчетная нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, линии или к шинам напряжением 0,4 кВ трансформаторной подстанции (ТП), определяется по формуле

$$P_{кв} = P_{кв.уд} n,$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчетная нагрузка электроприемников квартир (домов), принимаемая по табл. 53.2 в зависимости от типа применяемых кухонных плит и количества квартир (домов), присоединенных к вводу жилого дома, линии ТП, кВт/квартира; n – количество квартир, присоединенных к линии ТП.

Для жилых домов с комнатным расселением семей в квартире к удельной расчетной нагрузке вводят коэффициент 1,5 при количестве семей в квартире до трех и 2 – при количестве семей четыре и более. Для общежитий квартирного типа к удельным расчетным нагрузкам, приведенным в таблице, вводят коэффициент 2. Удельные расчетные нагрузки не учитывают общедомовую силовую нагрузку и осветительную и силовую нагрузку встроенных помещений общественного назначения. В удельных нагрузках не учтено также применение в квартирах бытовых кондиционеров воздуха, электрических водонагревателей и электроотопления; все это в каждом конкретном случае обосновывается и учитывается дополнительно. Для определения при необходимости утреннего и дневного максимума нагрузок вводят коэффициенты: 0,7 – для жилых домов с электрическими плитами; 0,5 – для жилых домов с плитами на газообразном и твердом топливе.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников, приведенная к вводу жилого дома, линии или к шинам напряжением 0,4 кВ ТП, определяется:

а) лифтовых установок – по формуле

$$P_{р.л} = K_с \sum_{1}^{n_л} P_{лi},$$

Таблица 53.2. **Удельные расчетные нагрузки на одну квартиру**

Потребители энергии	Количество квартир													
	1–3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
Квартиры с плитами на природном газе	4,5	2,3	1,75	1,45	1,3	1,15	1	0,8	0,7	0,6	0,5	0,45	0,43	0,4
Квартиры с плитами на сжиженном газе и твердом топливе	5	2,6	2	1,65	1,48	1,35	1,15	1	0,9	0,8	0,75	0,7	0,65	0,5
Квартиры с электрическими плитами мощностью до 5,8 кВт	6	3,2	2,7	2,4	2,15	2	1,8	1,5	1,3	1,15	1	0,9	0,85	0,8
Квартиры с электрическими плитами мощностью 5,9–8 кВт	7	4	3	2,5	2,15	2	1,8	1,5	1,3	1,15	1	0,9	0,85	0,8
Дома на участках садоводческих товариществ	3	1,5	1,1	0,9	0,75	0,7	0,6	0,5	0,45	0,4	0,88	0,35	0,33	0,3

Таблица 53.3. **Значения коэффициента спроса лифтовых установок**

Количество лифтовых установок	Дома	
	до 12 этажей	12 этажей и более
2–3	0,8	0,9
4–5	0,7	0,8
6–7	0,6	0,7
8–10	0,5	0,6
11–20	0,4	0,5
Более 20	0,35	0,4

Таблица 53.4. **Значения расчетных коэффициентов мощности линий питания жилых домов**

Линия питания	cos φ	tg φ
Квартир с электрическими плитами	0,98	0,2
Квартир с плитами на природном газообразном или твердом топливе	0,96	0,29
Хозяйственных насосов, вентиляционных установок и других санитарно-технических устройств	0,85	0,8
Лифтов	0,6	0,8

Таблица 53.5. **Расчетные нагрузки общественных зданий**

Общественные здания	Удельная нагрузка	Расчетные коэффициенты	
		мощности	реактивной нагрузки
Предприятия общественного питания, полностью электрифицированные, с количеством посадочных мест, кВт/место			
до 400	0,9	0,98	0,2
500 и более	0,75	0,98	0,2
То же, частично электрифицированные (с плитами на газообразном топливе), с количеством посадочных мест:			
до 400	0,7	0,85	0,33
500 и более	0,6	0,95	0,33
Продовольственные магазины, кВт/м² торгового зала:			
без кондиционирования воздуха	0,11	0,82	0,7
с кондиционированием воздуха	0,14	0,8	0,75
Промтоварные магазины, кВт/м² торгового зала:			
без кондиционирования воздуха	0,08	0,92	0,43
с кондиционированием воздуха	0,11	0,9	0,48
Универсамы без кондиционирования воздуха, кВт/м² торгового зала	0,13	0,85	0,62
Общеобразовательные школы с электрифицированными столовыми (без приготовления горячих блюд), кВт/учащийся	0,14	0,95	0,33
Профессионально-технические училища со столовыми (без общежитий), кВт/учащийся	0,4	0,8–0,92	0,75–0,43
Детские ясли-сады с электрифицированными пищеблоками, кВт/место	0,4	0,97	0,26
То же, с пищеблоком на газовых плитах	0,1	0,95	0,33
Больницы хирургического профиля с пищеблоком, кВт/койко-место	0,7	0,95	0,33
Хирургические корпуса больниц, кВт/койко-место	2,5	0,92	0,43
Больницы многопрофильные с пищеблоками, кВт/койко-место	2,2	0,93	0,4
Терапевтические корпуса больниц, кВт/койко-место	0,45	0,95	0,33
Радиологические корпуса больниц, кВт/койко-место	0,6	0,95	0,33
Детские больницы с пищеблоками, кВт/койко-место	0,3	0,95	0,33
Терапевтические корпуса детских больниц, кВт/койко-место	0,3	0,95	0,33
Поликлиники, кВт/посещение в смену	0,15	0,92	0,43
Аптеки, кВт/м² торгового зала:			
без приготовления лекарств	0,1	0,93	0,4
с приготовлением лекарств	0,15	0,9	0,48

Продолжение табл. 53.5

Общественные здания	Удельная нагрузка	Расчетные коэффициенты	
		мощности	реактивной нагрузки
Кинотеатры и киноконцертные залы, кВт/место:			
с кондиционированием воздуха	0,12	0,92	0,43
без кондиционирования воздуха	0,1	0,95	0,33
Театры и цирки, кВт/место	0,3	0,9	0,48
Дворцы культуры, клубы, кВт/место	0,4	0,92	0,43
Парикмахерские, кВт/рабочее место	1,3	0,97	0,25
Здания учреждений управления проектными конструкторскими организациями, кВт/м^2 полезной площади:			
с кондиционированием воздуха всех рабочих помещений (со столовыми)	0,045	0,87	0,57
без кондиционирования воздуха	0,036	0,9	0,48
Гостиницы, кВт/место:			
с кондиционированием воздуха в общих помещениях и номерах	0,4	0,85	0,62
без кондиционирования воздуха	0,3	0,9	0,48
Дома отдыха, пансионаты, профилактории (без столовых), кВт/место	0,35	0,92	0,43
Общежития с электроплитами в кухнях, кВт/место	0,4	0,95	0,33
То же без электроплит в кухнях, кВт/место	0,1	0,93	0,4
Учебные корпуса высших и средних специальных учебных заведений (без столовых) с кондиционированием воздуха, кВт/м^2 полезной площади	0,04	0,9	0,48
То же без кондиционирования воздуха	0,03	0,92	0,43
Лабораторные корпуса высших и средних специальных учебных заведений (без столовых с кондиционированием воздуха), кВт/м^2 полезной площади	0,06	0,87	0,57
То же без кондиционирования воздуха	0,05	0,85	0,62
Комбинаты бытового обслуживания населения, кВт/рабочее место	0,5	0,9	0,48
Фабрики химчистки и прачечные самообслуживания, кВт/кг вещей в смену	0,065	0,8	0,75

где K_c – коэффициент спроса, определяемый по табл. 53.3 в зависимости от количества лифтовых установок и этажности зданий; $n_л$ – количество лифтовых установок, питаемых линий; P_{ni} – установленная мощность электродвигателя i-го лифта;

б) электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов других санитарно-технических устройств – по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса 0,7.

Коэффициентом спроса по нагрузке K_c называется отношение расчетной нагрузки к установленной мощности электроприемников (без учета резервных электроприемников и противопожарных устройств):

$$K_c = P_р/P_н,$$

где $P_р$ – расчетная электрическая нагрузка, кВт; $P_н$ – установленная мощность электроприемников, кВт.

Мощность резервных электродвигателей, а также электроприемников противопожарных устройств при расчете электрических нагрузок не учитывается.

Расчетная нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) определяется по формуле:

$$P_{р,ж,д} = P_{кв} + 0{,}9P_c,$$

где $P_{кв}$ – расчетная нагрузка электроприемников квартир, кВт; P_c – расчетная нагрузка силовых электроприемников, кВт.

Расчетные коэффициенты для определения реактивной нагрузки линии жилых домов следует принимать по табл. 53.4.

Нагрузки общественных зданий. Расчетные электрические нагрузки на вводах в общественные здания (помещения) принимают по проектам электрооборудования этих зданий. Нагрузки промышленных пред-

приятий, приведенные к их вводам, шинам ТП или РП, также принимают по соответствующим проектам или по данным аналогичных предприятий.

Нагрузки существующих предприятий допускается принимать по данным фактических замеров с учетом планов развития предприятий и естественного увеличения нагрузок на 1,5–2% в год.

Укрупненные удельные нагрузки и коэффициенты мощности (коэффициенты реактивной нагрузки) общественных зданий массового строительства принимают по табл. 53.5.

53.3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Расчетная нагрузка жилых домов микрорайона (квартала) ориентировочно определяется с помощью приведенных к шинам напряжением 0,4 кВ ТП удельных нагрузок, отнесенных к 1 м^2 полезной площади, по формуле

$$P_{р,ж,д} = P_{уд,ж,д} S \cdot 10^{-3},$$

где $P_{уд,ж,д}$ – удельная расчетная нагрузка жилых домов на шинах напряжением 0,4 кВ ТП, принимаемая по табл. 53.6; S – полезная площадь жилых домов, подключенных к шинам напряжением 0,4 кВ ТП, м^2.

Приведенные данные включают нагрузки насосов систем отопления, горячего водоснабжения и подкачки водопровода, установленных в ЦТП или индивидуально в каждом доме, лифтов и наружного освещения территорий микрорайонов и не учитывают нагрузки электроотопления, электроводонагрева и бытовых кондиционеров воздуха. Удельные нагрузки определены исходя из средней полезной площади квартир 50 м^2 и относятся как к первой очереди строительства, так и к расчетному сроку. Расчетная нагрузка при смешанном питании линией (ТП) потребителей электроэнергии жилых домов и общественных зданий (помещений) определяется по формуле

$$P_р = P_{зд,max} + K_1 P_{зд1} + K_2 P_{зд2} + \ldots + K_i P_{зді},$$

где $P_{зд,max}$ – наибольшая нагрузка здания, питаемого линией (ТП), кВт; $P_{зд1} \ldots P_{зді}$ – расчетные нагрузки зданий, кроме здания, имеющего наибольшую нагрузку ($P_{зд,max}$), питаемых линией (ТП), кВт; $K_1 \ldots K_i$ – коэффициенты участия в максимуме, учитывающие долю электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприемников) относительно наибольшей расчетной нагрузки $P_{зд,max}$, принимаемые по табл. 53.7.

Укрупненная расчетная нагрузка микрорайона (квартала), приведенная к шинам напряжением 0,4 кВ ТП, определяется по формуле

$$P_{р,мр} = (P_{уд,ж,д} + P_{уд,общ,зд}) S \cdot 10^{-3},$$

где $P_{уд,общ,зд}$ – удельная нагрузка общественных зданий микрорайона, принимаемая при домах с электрическими плитами 2,6 Вт/м^2, а с плитами на газообразном или твердом топливе – 2,3 Вт/м^2.

Нагрузку в аварийном режиме взаиморезервируемых линий (трансформаторов) при ориентировочных расчетах определяют умножением суммы их расчетных нагрузок на коэффициент 0,9.

Расчетные нагрузки городских сетей напряжением 10(6) – 20 кВ определяют умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети (ЦП, РП линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок, прини-

Таблица 53.6. **Удельные расчетные нагрузки жилых домов, приведенные к шинам 0,4 кВ ТП**

Этажность застройки	Удельные нагрузки, Вт/м^2/ коэффициент мощности, домов с плитами		
	на природном газе	на сжиженном газе или твердом топливе	электрическими
1–2 этажа	9,5 / 0,96	11,7 / 0,96	20 / 0,98
3–5 этажей	9,3 / 0,96	11,2 / 0,96	18,2 / 0,98
5 этажей и более с долей квартир в домах выше 5 этажей:			
20%	10,2 / 0,94	12,2 / 0,94	19,8 / 0,97
50%	10,9 / 0,93	16,5 / 0,93	20,2 / 0,97
100%	12 / 0,92	18 / 0,92	21,5 / 0,96

Таблица 53.7. **Значения коэффициентов участия в максимуме**

Здания (помещения) с наибольшей расчетной нагрузкой	Коэффициенты участия в максимуме															
	Жилые дома		Предприятия общественного питания		Средние учебные заведения, библиотеки	Общеобразовательные школы, профессионально-технические училища	Организации и учреждения управления, проектные и конструкторские организации, учреждения финансирования и кредитования	Предприятия торговли		Гостиницы	Парикмахерские	Детские ясли-сады	Поликлиники	Ателье и комбинаты бытового обслуживания	Предприятия коммунального обслуживания	Кинотеатры
	с электрическими плитами	с плитами на твердом или газообразном топливе	столовые	рестораны, кафе				односменные	полуторасменные							
Жилые дома с плитами:																
электрическими	1	0,9	0,6	0,7	0,6	0,4	0,6	0,6	0,8	0,7	0,8	0,4	0,7	0,6	0,7	0,9
на твердом или газообразном топливе	0,9	1	0,6	0,7	0,5	0,3	0,4	0,5	0,8	0,7	0,7	0,4	0,6	0,5	0,5	0,9
Предприятия общественного питания (столовые, кафе и рестораны)	0,4	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,5
Общеобразовательные школы, средние учебные заведения, профессионально-технические училища, библиотеки	0,5	0,4	0,8	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Предприятия торговли (односменные и полутора-двухсменные)	0,5	0,4	0,8	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Организации и учреждения управления, проектные и конструкторские организации, учреждения финансирования и кредитования	0,5	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,5
Гостиницы	0,8	0,8	0,6	0,8	0,4	0,3	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,4	0,7	0,5	0,7	0,9
Поликлиники	0,5	0,4	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Ателье и комбинаты бытового обслуживания, предприятия коммунального обслуживания	0,5	0,4	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Кинотеатры	0,9	0,9	0,4	0,6	0,3	0,2	0,2	0,2	0,8	0,7	0,8	0,2	0,4	0,4	0,5	–

Таблица 53.8 **Значения коэффициента совмещения максимумов нагрузки ТП**

Характеристики нагрузки	Коэффициенты совмещения в зависимости от количества трансформаторов				
	2	3–5	6–10	10–20	более 20
Жилая застройка (70% и более нагрузки жилых домов и до 30% нагрузки общественных зданий)	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7
Общественная застройка (70% и более нагрузки общественных зданий и до 30% нагрузки жилых домов)	0,9	0,75	0,7	0,65	0,6
Коммунально-промышленные зоны (65% и более нагрузки промышленных и общественных зданий и до 35% нагрузки жилых домов)	0,9	0,7	0,65	0,6	0,55

Таблица 53.9. **Значения коэффициента совмещения максимумов нагрузки для ЦП**

Время максимума нагрузок	Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок городских сетей и промышленных предприятий в зависимости от отношения расчетной нагрузки предприятий к нагрузке городской сети						
	20%	60%	100%	150%	200%	300%	400%
Утро	0,75 / 0,6	0,8 / 0,7	0,85 / 0,75	0,88 / 0,8	0,9 / 0,85	0,92 / 0,87	0,95 / 0,9
Вечер	0,85 / 0,9	0,65 / 0,85	0,55 / 0,8	0,45 / 0,76	0,4 / 0,75	0,3 / 0,7	0,3 / 0,7

Примечание В числителе – коэффициенты для жилой застройки с электроплитами, в знаменателе – с газовым или твердым топливом.

маемый по табл. 53.8. Коэффициент мощности для линий 10(6) – 20 кВ в период максимума нагрузки принимается равным 0,92 (коэффициент реактивной нагрузки 0,43).

Если нагрузки промышленных предприятий составляют менее 30% нагрузки общественных зданий, коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов принимают как для общественных зданий.

Для реконструируемых электрических сетей в районах сохраняемой жилой застройки при отсутствии существенных изменений в степени ее электрификации (например, не предусматривается централизованный переход на электропищеприготовление) расчетные электрические нагрузки принимают по фактическим данным с учетом их естественного годового увеличения до 1%.

Расчетные нагрузки на шинах напряжением 10(6) – 20 кВ центров питания (ЦП) определяются с учетом несовпадения максимумов нагрузок потребителей городских распределительных сетей и сетей промышленных предприятий (питающихся от ЦП по самостоятельным линиям) путем умножения суммы их расчетных нагрузок на коэффициент совмещения максимумов, принимаемый по табл. 53.9.

53.4. ХАРАКТЕРНЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗКИ ГОРОДСКИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Формы суточного графика нагрузки и его характеристика (заполнение), а также максимум нагрузки потребителей в городах изменяются в широких пределах. На практике строятся условные графики, усредненные по получасовым нагрузкам. С помощью этих графиков можно анализировать работу элементов сети или группы потребителей за отдельный промежуток времени.

Для электрических сетей городов характерны летний и зимний суточные графики нагрузки. Оба графика имеют два ярко выраженных максимума в утренние и вечерние часы, причем вечерний максимум выше утреннего. Летний график нагрузки отличается от зимнего тем, что нагрузки летнего периода ниже зимних и вечерний максимум летом наступает позднее.

На рис. 53.1 приведены средние суточные зимние графики нагрузки жилых домов с газовыми и электрическими плитами. В табл. 53.10 приведены усредненные показатели графиков нагрузки жилых домов.

На рис. 53.2 приведены суточные графи-

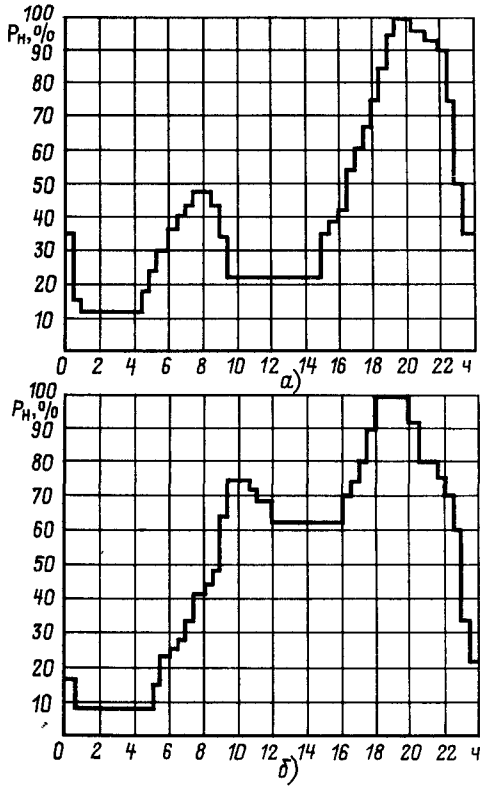


Рис 53 1 Средние суточные зимние графики нагрузки жилых домов
а – с газовыми, *б* – с электрическими плитами

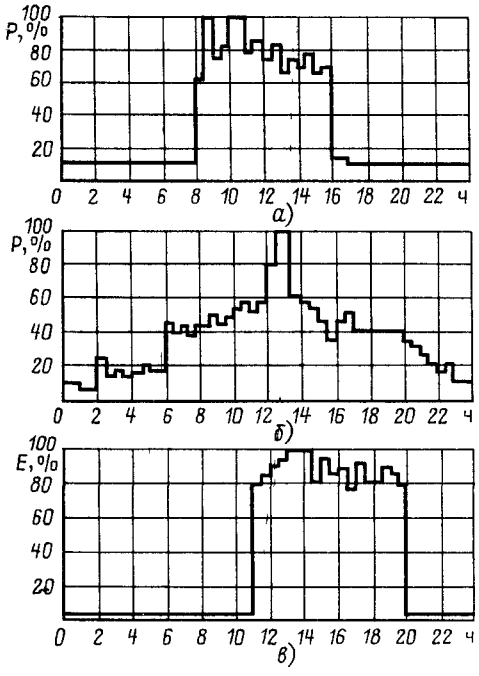


Рис 53 2 Средние суточные графики нагрузки
а – школы, *б* – столовой *в* – универмага

Таблица 53 10 **Показатели графиков нагрузки жилых домов**

Показатель	Жилой дом	
	с газовой плитой	с электрической плитой
Коэффициент заполнения графика		
летнего	0,4	0,45
зимнего	0,5	0,55
Годовое число часов использования		
максимума нагрузки	3000	3500
максимальных потерь	1600	2000
Относительный летний максимум нагрузки	0,7	0,65

Таблица 53 11 **Показатели электропотребления городских учреждений**

Учреждение	Единица измерения	Годовое потребление на единицу кВт ч	Годовое число часов использования максимума нагрузки
Магазины продовольственных товаров	1 м² торгового зала	300	3500
промышленных товаров	То же	200	2500
Столовая	Посадочное место	1500	2200
Поликлиники районная	Посещение в смену	0,3	2500
специализированная	То же	1,1	2000
Детские ясли-сад	Место	300	2400
Школа	»	110	2800

Продолжение табл. 53.11

Учреждение	Единица измерения	Годовое потребление на единицу, кВт·ч	Годовое число часов использования максимума нагрузки
Кинотеатр	»	250	4500
Парикмахерская	Рабочее место	2000	3000
Ателье	То же	1200	2500

ки нагрузки школы, столовой, универмага. Для школы максимум нагрузки отмечается в 10–12 ч, для столовой в 11–13 ч, график нагрузки универмага в период от 8 до 19 ч сравнительно равномерен.

В табл. 53.11 приведены показатели электропотребления некоторых городских учреждений.

На рис. 53.3 приведен суточный график нагрузки ТП, от которой питается группа жилых домов с газовыми плитами. По сравнению с графиком нагрузки для одного дома (рис. 53.1, *а*) несколько возрастает значение утреннего максимума и коэффициента заполнения графика.

Из сопоставления графиков, показанных

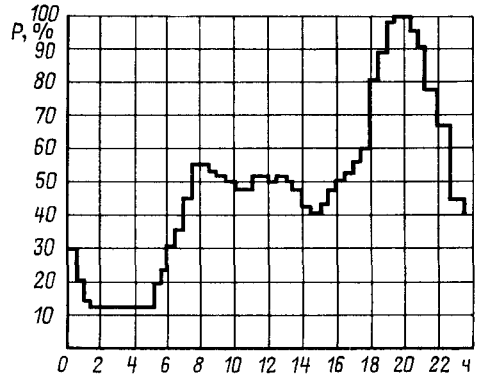


Рис. 53.3. Суточный график нагрузки трансформаторной подстанции городской электрической сети

на рис. 53.1 и 53.2, следует, что время наступления максимума нагрузки у различных потребителей разное. Следовательно, при совместном электропитании этих потребителей можно использовать эффект несовмещения их максимумов нагрузки; при этом суммарная максимальная нагрузка потребителей будет меньше суммы их максимумов.

РАЗДЕЛ ПЯТЬДЕСЯТ ЧЕТВЕРТЫЙ

ТИПОВЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ

54.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА

В соответствии с действующими строительными нормами и правилами проектируют, планируют и застраивают города и поселки. В зависимости от размера города для питания потребителей, расположенных на его территории, предусматривается система электроснабжения (рис. 54.1) – совокупность трансформаторных подстанций и электрических сетей различных напряжений. Общую систему электроснабжения обычно делят на две части: к первой относят электрические сети и понижающие подстанции 35–220 кВ (зона *А* на рис. 54.1). Совокупность этих сетей называют электроснабжающими сетями. Сборные шины 10(6)–20 кВ подстанции являются центрами питания (ЦП) городских сетей. Электроснабжающие сети предназначены для распределения энергии между районами города.

Независимым источником питания называют источник питания данного объекта, на котором сохраняется напряжение в пределах, регламентированных ПУЭ для послеаварийного режима, при исчезновении его на других источниках питания объекта. Независимыми источниками питания являются две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих условий:

а) каждая секция (система шин) в свою очередь имеет питание от независимого источника;

б) секции (системы шин) не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключаемую при нарушении нормальной работы одной секции (системы шин).

Ко второй части системы электроснаб-

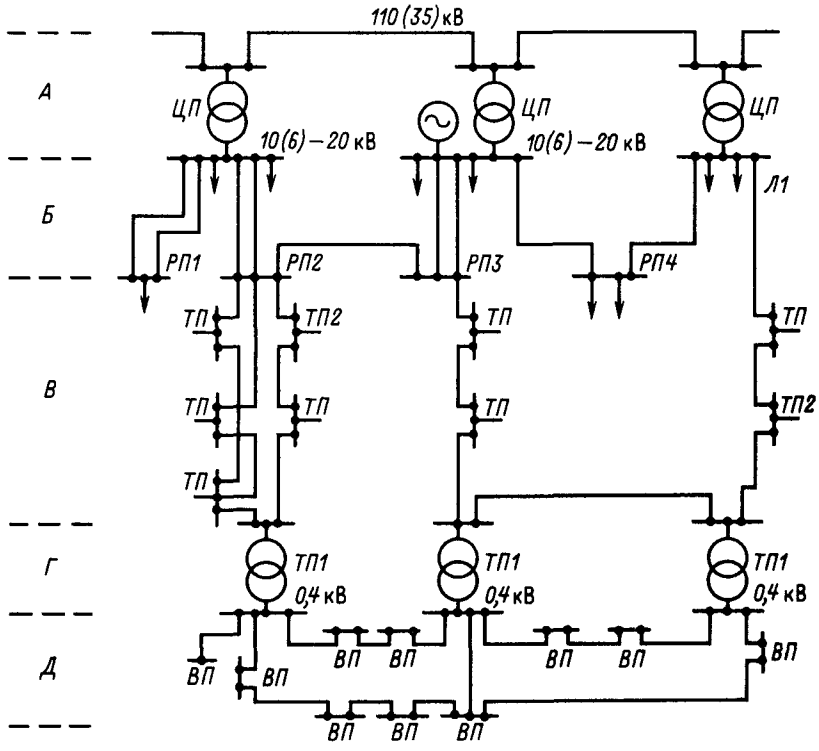


Рис 54 1 Принципиальная схема электроснабжения города

жения относят питающие сети 10(6)—20 кВ и распределительные сети 20—0,4 кВ (зоны *Б В Г* и *Д* на рис 54 1) Эта часть системы электроснабжения предназначена для распределения электроэнергии непосредственно среди потребителей или отдельных групп потребителей Границы этой части системы начинаются на сборных шинах 10(6)—20 кВ центров питания и заканчиваются на вводе к потребителю

Для крупных городов построение сети 10(6)—20 кВ выполняется по двухзвеньевому принципу питающей сети 10(6)—20 кВ (зона *Б* на рис 54 1) и распределительной сети такого же напряжения (зона *В* на рис 54 1) Этот принцип предусматривает сооружение распределительных пунктов Распределительным пунктом (РП) городской электрической сети называется распределительное устройство напряжением 10(6)—20 кВ, предназначенное для приема электроэнергии от центра питания и передачи ее в распределительную сеть без трансформации и преобразования На рис 54 1 распределительные пункты *РП2* и *РП3* и питающие их сети используются для питания распределительной сети общего назначения, а *РП1* и *РП4* и их питающие сети — для электроснабжения самостоятельных потребителей

Питающие линии соединяют ЦП с РП, а распределительные линии соединяют ЦП или РП с трансформаторными подстанциями (ТП), а также ТП с вводами потребителей (ВП на рис 54 1)

Трансформаторной подстанцией городской распределительной сети называется подстанция, в которой электроэнергия трансформируется с высшего напряжения [10(6)—20 кВ] на низшее (0,4 кВ) и распределяется на этом напряжении (зона *Д* на рис 54 1) При отсутствии в средних и небольших городах РП и, следовательно, питающей сети распределительная сеть начинается непосредственно с шин 10(6)—20 кВ ЦП На рис 54 1 питание распределительной линии *Л1* осуществляется от шин ЦП

По распределительной сети 10(6)—20 кВ производится питание ТП, которые, в свою очередь, могут использоваться для питания распределительной сети 0,4 кВ общего пользования Такие ТП на рис 54 1 обозначены *ТП1* От этой же сети может осуществляться

питание подстанций *ТП2* отдельных потребителей.

В последние годы в электрических сетях городов начали применяться так называемые глубокие вводы. Глубоким вводом называется система электроснабжения с приближением напряжения 110—220 кВ к центрам нагрузок потребителей с наименьшим количеством ступеней промежуточной трансформации. Применение глубоких вводов вызвано ограниченностью радиуса действия распределительной сети 10(6)—20 кВ при большой плотности нагрузки потребителей.

Городские электрические сети напряжением 10(6)—35 кВ выполняются трехфазными с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью. Компенсация емкостных токов применяется в соответствии с требованиями [1]. Сети напряжением до 1 кВ выполняются трехфазными четырехпроводными с глухим заземлением нейтрали напряжением 380/220 В. Действующие сети 220/127 В необходимо переводить на напряжение 380/220 В.

В городских распределительных сетях применяют трансформаторы со схемой соединений обмоток «звезда — зигзаг» и «треугольник — звезда». Трансформаторы со схемой соединений обмоток «звезда — звезда» используют в условиях перевода сети 6 кВ на напряжение 10 кВ (при переключении обмоток), а также при преобладании нагрузок трехфазных потребителей.

54.2. ОСНОВНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕТЕЙ 110(35) кВ И ВЫШЕ

При разработке схемы электроснабжения крупных городов, как правило, предусматривают:

а) создание кольцевой магистральной сети напряжением 110 кВ и выше с понижающими подстанциями. Питание кольцевой сети осуществляется от подстанции более высоких напряжений энергосистемы, а также городских электрических станций;

б) сооружение глубоких вводов напряжением 110 кВ и выше для питания отдельных (центральных) районов города, не охватываемых кольцевой сетью указанного напряжения. В зависимости от местных условий питание подстанции глубокого ввода предусматривается от разных секций одной или разных опорных подстанций, а также ответвлениями от кольцевой сети;

в) по мере развития города и увеличения его электрической нагрузки кольцевая сеть, принятая на первом этапе развития, преобразовывается в распределительную сеть с созданием кольцевой сети более высокого напряжения.

В сетях напряжением 110—220 кВ допустимо присоединение к одной цепи двухцепной линии по схеме с ответвлениями без выключателей, как правило, не более двух трансформаторных подстанций при условии сохранения питания электроприемников I и II категории (см. разд. 55) от двух независимых источников питания.

Место сооружения, мощность, схема соединений подстанций 110(35) кВ и выше определяются на основе технико-экономических расчетов с учетом нагрузок и расположения основных потребителей, развития сетей 110 кВ и выше энергосистемы и распределительных сетей 10(6)—20 кВ города (района). При этом подстанции, сооружаемые для электроснабжения промышленных потребителей, используются также в качестве центров питания городской распределительной сети.

Сооружение подстанций 110(35) кВ и выше для самостоятельного электроснабжения промышленных потребителей без присоединения городских сетей 10(6)—20 кВ допускают при наличии технико-экономических обоснований.

Подстанции глубокого ввода напряжением 110—220 кВ выполняют по схеме двух блоков «линия — трансформатор» с использованием отделителей в соответствии с типовыми решениями. Распредустройства 10(6)—20 кВ принимаются с одиночной секционированной системой шин, трансформаторы работают раздельно. Резервирование блоков осуществляется путем устройства АВР на секционном выключателе РУ 10(6)—20 кВ. Допускают применение однотрансформаторных подстанций при обеспечении требуемой надежности электроснабжения потребителей. Мощность трансформаторов подстанций глубокого ввода напряжением 110—220 кВ при установке двух трансформаторов и отсутствии резервирования по сети напряжением 10(6)—20 кВ выбирается с учетом их загрузки в нормальном режиме на расчетный срок не более 70% номинальной мощности. Трансформаторы этих подстанций оборудуются устройством РПН.

В зависимости от территории района электроснабжения, плотности нагрузки, состава потребителей и других местных условий мощность трансформаторов подстанций в крупнейших и крупных городах принимается:

при питании по воздушным линиям на-

пряжением 110 кВ не менее 25000 кВ · А, по линиям 220 кВ не менее 40000 кВ · А;

при питании по кабельным линиям напряжением 110 кВ не менее 40000 кВ · А, по линиям 220 кВ не менее 63000 кВ · А.

На подстанциях напряжением 110—220 кВ в первую очередь допускается установка трансформаторов меньшей мощности или одного трансформатора, если при этом выполняются требования к надежности электроснабжения потребителей. На подстанциях напряжением 110(35) кВ и выше при необходимости компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях напряжением 10(6)—20 кВ предусматривают установку заземляющих дугогасящих реакторов.

Мощность короткого замыкания на сборных шинах ЦП при напряжении 10(6) кВ не должна превышать 350(220) МВ · А, при напряжении 20 кВ — 700 МВ · А. Выбор средств ограничения мощности короткого замыкания ниже приведенных значений осуществляется на основе технико-экономических расчетов. При возможности снижения выдержек времени релейной защиты по условиям сети для обеспечения термической стойкости кабелей допускается завышать их сечения по сравнению с расчетными по нагреву. При необходимости ограничения мощности короткого замыкания на шинах 10(6)—20 кВ ЦП рассматривают применение трансформаторов с расщепленными обмотками или установку токоограничивающих реакторов в цепях вводов трансформаторов.

54.3. ОСНОВНЫЕ СХЕМЫ ПИТАЮЩИХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 10(6)–20 и 0,4 кВ

При выборе схемы распределительной сети учитывают, чтобы сборные шины напряжением 10(6)—20 кВ ЦП или их секции, связанные через секционный или сдвоенный реактор, не включались в нормальном и послеаварийном режимах на параллельную работу через указанную сеть.

Пропускная способность линий и трансформаторов определяется принятым способом построения распределительной сети, расчетными режимами ее работы с учетом допустимой перегрузки оборудования и кабелей в послеаварийных режимах.

Целесообразность сооружения РП в распределительной сети напряжением 10(6)—20 кВ обосновывается в каждом отдельном случае технико-экономическими расчетами. Схемы с РП применяются при значительной удаленности района электроснабжения от ЦП и пониженном уровне надежности распределительной сети напряжением 10(6)—20 кВ. Допускают применение РП при нагрузке на их шинах не менее 7 МВт при напряжении 10 кВ и не менее 4 МВт при напряжении 6 кВ. При этом РП предусматриваются с одной системой сборных шин, секционированных выключателем.

В зависимости от передаваемой мощности питающую сеть напряжением 10(6)—20 кВ выполняют по одной из двух систем:

а) питание РП по двум взаиморезервируемым линиям, подключаемым к разным секциям с АВР на секционном выключателе;

б) питание РП по трем линиям, две из которых работают параллельно и подключаются к одной секции шин РУ 10(6)—20 кВ ЦП. Резервирование раздельно работающей линии производится в РП с помощью АВР на секционном выключателе.

Основным принципом построения распределительной сети для электроприемников I категории является двухлучевая схема с двухсторонним питанием с АВР на напряжении 0,4 кВ двухтрансформаторных ТП при условии подключения взаиморезервируемых линий 10(6)—20 кВ к разным независимым источникам питания и устройства АВР непосредственно на вводе 0,4 кВ электроприемника (рис. 54.2). При этом в каждой ТП устанавливаются два трансформатора, каждый из которых питается по самостоятельной линии 10(6)—20 кВ. Выбор сечения распределительных линий 10(6)—20 кВ и мощности трансформаторов производится исходя из условий взаимного резервирования. Сеть 0,4 кВ выполняется в соответствии с категорией электроприемников, как правило, в пределах одной ТП, так как параллельная работа трансформаторов при их питании от независимых источников недопустима. Схема приемников I категории в данном случае содержит дублирование всех элементов сети, включая вводы 0,4 кВ к электроприемникам. По существу, схема питания состоит из двух не связанных друг с другом частей. При повреждении любого элемента одной независимой части сети питание приемников I категории переключается на вторую независимую часть.

Для жилых и общественных зданий с электрическими плитами и всех зданий высотой 9 этажей и более при питании от однотрансформаторных ТП предусматривают резервирование по сети напряжением 0,4 кВ от других ТП. Рекомендуется также предусматривать взаимное резервирование линий напряжением 0,4 кВ, питающих в нормальном

режиме раздельно силовую и осветительную нагрузку.

Особенности выполнения системы электроснабжения приемников I категории в других случаях определяются местными условиями. В частности, целесообразно рассматривать питание электроприемников I категории от разных ТП, связанных разными распределительными линиями напряжением 10(6)—20 кВ, присоединенными к независимым источникам, предусматривая необходимые резервы в пропускной способности элементов системы в зависимости от нагрузки электроприемников I категории.

Основным принципом построения распределительной сети для электроприемников II категории является сочетание петлевых линий напряжением 10(6)—20 кВ, обеспечивающих двухстороннее питание каждой ТП, и петлевых линий напряжением 0,4 кВ для питания потребителей. При этом петлевые линии напряжением 0,4 кВ могут присоединяться к одной или разным ТП. Схема петлевой сети напряжением 10(6)—20 кВ и 0,4 кВ приведена на рис. 54.3. Распределительные линии 10(6)—20 кВ своими концами опирается на *ЦП1* и *ЦП2*, за счет чего создается возможность двухстороннего питания каждой ТП. В нормальном режиме линии 10(6)—20 кВ работают с размыканием вблизи точек естественного токораздела (P_1 и P_2). В результате в нормальном режиме каждая петлевая линия 10(6)—20 кВ состоит из двух частей: одна линия из $Л'_1$ и $Л'_1$, другая линия из $Л'_2$ и $Л'_2$. При этом каждая линия питает определенное число ТП, например линия $Л'_1$ питает *ТП4* и *ТП5*.

Из рис. 54.3 следует, что распределительные линии 0,4 кВ, питающие приемники II категории (*а* и *б*), выполняются петлевыми. Для приемников III категории (*в*) предусмотрена радиальная нерезервированная сеть. Двухстороннее питание потребителей II категории реализуется различными способами. Например, для питания потребителя a_1 предусмотрены две линии от *ТП1*. Питание потребителей $б_1$, $б_2$, $б_3$ и $б_4$ осуществляется по петлевой линии $Л'_3 - Л''_3$, опирающейся на *ТП1* и *ТП2* и т. д.

Следует подчеркнуть, что петлевые линии 0,4 кВ содержат специальные распределительные устройства — так называемые соединительные пункты (C_1, C_2 и т. д.), конструкция которых предусматривает возможность установки предохранителей на подходящих к нему линиях. В нормальном режиме распределительная сеть 0,4 кВ работает с разрывом в соединительных пунктах, в ре-

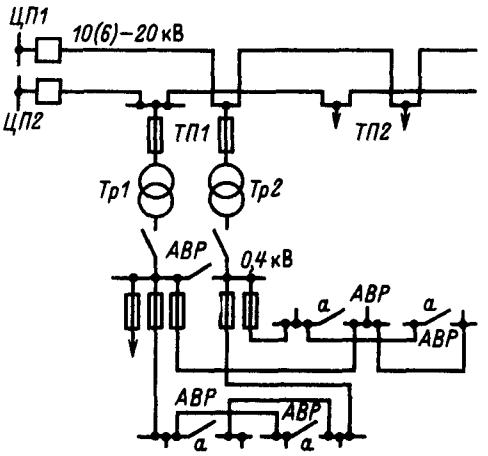


Рис. 54.2. Двухлучевая схема распределительной сети 10(6)—20 кВ (ТП двухтрансформаторные)

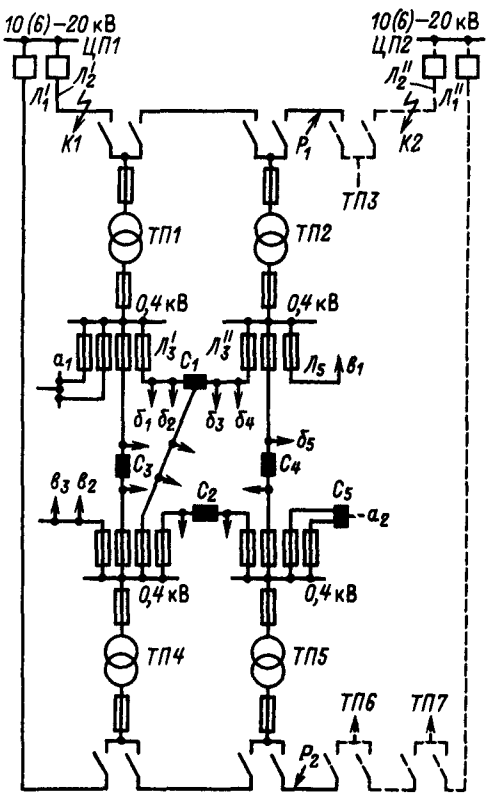


Рис. 54.3. Петлевая (полузамкнутая) схема распределительной сети 10(6)-20 и 0,4 кВ

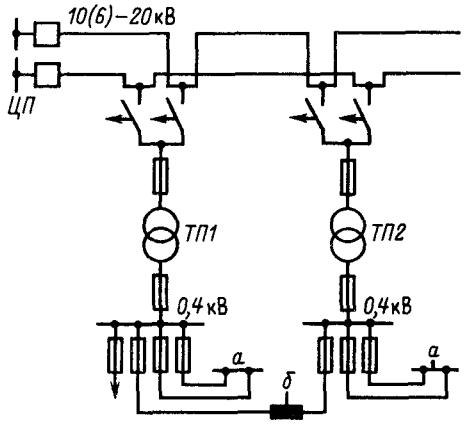


Рис. 54.4. Двухлучевая схема распределительной сети 10(6)–20 кВ (ТП однотрансформаторные)

зультате чего каждый трансформатор питает определенный район сети 0,4 кВ.

Отмеченные условия нормального режима должны быть использованы для выбора исходных параметров рассматриваемого участка петлевой сети. Например, сечение линии $Л'_1$ определяется нагрузкой *ТП4* и *ТП5*, сечение линии $Л'_3$ должно соответствовать нагрузке потребителей $б_1$ и $б_2$ и т. д. Выбранные параметры следует проверить по условиям, которые возникают при нарушениях нормального режима. Применительно к рис. 54.3 сечение петлевых линий 10(6)–20 кВ ($Л'_1 - Л''_1$ и $Л'_2 - Л''_2$) должно удовлетворять условию одностороннего питания ТП, связанных с этими линиями. В частности, сечение линии $Л'_2 - Л''_2$ следует проверить по суммарной нагрузке *ТП1*, *ТП2* и *ТП3*, что, в свою очередь, может быть обусловлено наиболее тяжелыми режимами при повреждении петлевой линии на одном из головных участков (в точке *К1* или *К2*). Сечение линий в этом режиме определяется с учетом перегрузочной способности кабелей.

Сечение петлевой линии 0,4 кВ выбирается при подобных условиях. При петлевой и радиальной схемах построения распределительных сетей применяются ТП, как правило, с одним трансформатором. Мощность трансформаторов в ТП выбирается по условному режиму поочередного выхода трансформаторов из работы и резервирования электроснабжения потребителей, питающихся по петлевым линиям 0,4 кВ. Например, применительно к рис. 54.3 при выходе из работы трансформатора *ТП2* принимается, что питание потребителей $б_3$ и $б_4$ переводится на *ТП1* по петлевой линии $Л'_3 - Л''_3$, питание потребителя $б_5$ переводится на *ТП5*. Электроснабжение потребителя $в_1$, питающегося по радиальной линии $Л_5$, прекращается на время замены в *ТП2* поврежденного трансформатора. Следовательно, мощность трансформаторов *ТП1* и *ТП5* должна учитывать возможность питания указанных потребителей в аварийном режиме. При этом следует учитывать допустимую перегрузочную способность трансформаторов.

Допускается перегрузка трансформаторов: аварийная в резервируемых распределительных сетях на 1,7–1,8 номинальной мощности; систематическая в нерезервируемых распределительных сетях на 1,5–1,7 номинальной мощности.

Следует отметить, что допускают использование атоматизированных схем (двухлучевых и др.) для питания электроприемников II категории, если их применение приводит к увеличению приведенных затрат на сооружение сети не более чем на 5%.

Основным принципом построения распределительной сети для электроприемников III категории является сочетание петлевых резервируемых линий напряжением 10(6)–20 кВ для двухстороннего питания каждой ТП и радиальных нерезервируемых линий 0,4 кВ к потребителям. Резервирование сети напряжением 10(6)–20 кВ воздушными линиями может не предусматриваться.

Таким образом, часть рис. 54.3, охватывающая сети 10(6)–20 кВ, может остаться без изменения, а сеть 0,4 кВ вместо петлевой выполняется радиальными нерезервируемыми линиями, так же как электропитание потребителей $в_1$, $в_2$, $в_3$ на рис. 54.3.

Помимо наиболее часто применяемых схем действующие нормативные документы предусматривают возможность и других вариантов. В частности, рекомендуется применение двухлучевой (многолучевой) схемы с устройством АВР на напряжении 0,4 кВ, представляющей собой сочетание распределительных линий напряжением 10(6)–20 кВ, ТП на два трансформатора, подключаемых к разным линиям 10(6)–20 кВ, и распределительных линий напряжением 0,4 кВ, связанных с разными трансформаторами. При этом распределительные линии и трансформаторы взаимно резервируют друг друга. Устройство АВР предусматривается на шинах напряжением 0,4 кВ ТП.

Двухлучевую (многолучевую) схему, содержащую взаиморезервируемые распределительные линии 10(6)–20 кВ с устройством

АВР, применяют также на одном из двух вводов каждой, как правило, однотрансформаторной ТП (рис. 54.4). При этом распределительная сеть напряжением 0,4 кВ выполняется в основном по петлевой схеме с подключением линий к одной (нагрузка *а*) или разным ТП (нагрузка *б*).

Для электроснабжения районов с электроприемниками I и II категорий на напряжении 10(6)–20 кВ рекомендуют применять комбинированную петлевую – двухлучевую схему с двухсторонним питанием. Перспективным является внедрение замкнутых сетей 0,4 кВ, при которых обеспечивается параллельная работа трансформаторов сети (рис. 54.5). Распределительная сеть 10(6)–20 кВ выполняется радиальными линиями одностороннего питания. Резервирование отдельных элементов сети при их повреждении происходит автоматически через замкнутую сеть 0,4 кВ за счет использования соответствующих средств защиты и автоматики.

Обязательным условием замкнутых сетей 0,4 кВ является подключение к стороне низкого напряжения каждого параллельно работающего трансформатора так называемого автомата обратной мощности (АОМ). При возникновении повреждений в распределительной сети 10(6)–20 кВ, например в точке *К1*, возможна его подпитка через трансформаторы *ТП1* и *ТП2*, замкнутую сеть и трансформаторы *ТП3* и *ТП4*, именно для предотвращения этого и нужны автоматы обратной мощности, реагирующие на изменение направления энергии.

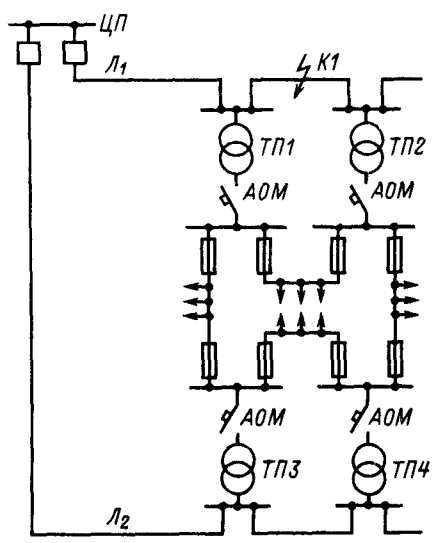


Рис 54.5. Упрощенный вариант замкнутой сети 0,4 кВ

Параметры отдельных элементов замкнутой сети определяются условиями нормального режима. В частности, сечение линии $Л_1$ определяется суммарной нагрузкой *ТП1* и *ТП2*, а линии $Л_2$ – нагрузкой *ТП3* и *ТП4*. Что касается определения нагрузки трансформаторов, то следует исходить из естественного токораспределения нагрузки по элементам сети.

Наиболее тяжелым послеаварийным режимом сети является вывод из работы одной распределительной линии 10(6)–20 кВ. Таким образом, для сети рис. 54.5 сечения распределительных линий 10(6)–20 и 0,4 кВ и мощности трансформаторов в ТП должны удовлетворять условиям поочередного выхода из работы линий $Л_1$ и $Л_2$.

54.4. КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В настоящее время выработаны установившиеся принципы выполнения элементов электрических сетей городов и поселков. Воздушные линии напряжением 110(35) кВ и выше выполняют, как правило, двухцепными с размещением линий в закрепленных на территории города коридорах. в основном за пределами селитебных территорий.

Для крупных городов при необходимости прокладки линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше в пределах селитебной территории рекомендуется использовать маслонаполненные кабельные линии, а также кабельные линии с пластмассовой изоляцией. Прокладка кабельных линий напряжением 110 кВ и выше производится в разделительных полосах проезжей части улиц. Допускается прокладка кабельных линий в существующих районах под проезжей частью улиц или в специальной канализации и в коллекторах совместно с другими подземными коммуникациями с учетом действующих требований к такого рода сооружениям.

Подстанции глубокого ввода напряжением 110 кВ и выше с трансформаторами мощностью 25 000 кВ · А и более, а также пункты перехода ВЛ в кабельные указанного напряжения, размещаемые на селитебной территории, предусматривают закрытого типа.

Расстояние от подстанции напряжением

110(35) кВ и выше до жилых и общественных зданий принимают с учетом обеспечения действующих нормативов на допустимый уровень шума на границе жилых районов. От подстанций, размещаемых на территории промышленных предприятий и предназначенных также для электроснабжения района города, предусматриваются коридоры для прокладки кабельных линий и самостоятельные проезды к их территории. На территории города на подходах к подстанциям и переходным пунктам напряжением 110(35) кВ также устраиваются технические коридоры и полосы для ввода и вывода воздушных и кабельных линий.

Электрические сети напряжением до 20 кВ включительно на селитебной территории городов, поселков, в районах застройки зданиями высотой 4 этажа и выше, как правило, выполняют кабельными, в районе застройки зданиями до 3 этажей – воздушными. В последнем случае провода воздушных линий напряжением до 1 кВ должны, как правило, располагаться на общих опорах с проводами наружного освещения. Для воздушных линий применяют железобетонные или деревянные опоры.

В распределительных сетях напряжением 10(6)–20 кВ сечение кабелей с алюминиевыми жилами при прокладке в траншеях принимают не менее 35 мм^2. Распределительные сети 10(6)–20 кВ предусматривают с учетом изменений сечений кабелей вдоль линий, но при этом на каждой линии допускается не более трех разных сечений. Кабели прокладывают непосредственно в земле, в траншеях. При наличии технико-экономических обоснований допускается прокладка кабелей напряжением 0,4–20 кВ в каналах, блоках, коллекторах и туннелях, а транзитных кабелей 0,4 кВ также в подвалах и технических подпольях жилых и общественных зданий.

Кабельные линии от ЦП до РП в земле, как правило, прокладывают по разным трассам. В виде исключения допускается прокладка по общей трассе, но в разных траншеях. При переходе через дороги с усовершенствованными покрытиями для замены кабелей без вскрытия дорожных покрытий предусматривают прокладку в одной траншее с кабелями резервных труб (без резервных отрезков кабеля) с плотно закрытыми устьями отверстий (при числе кабелей до трех – одной трубы, а при числе кабелей больше трех – двух труб).

Подстанции ТП, РП, а также опоры для воздушных линий всех напряжений должны быть, как правило, типовыми. Наряду с кирпичными, панельными, блочными и другими ТП рекомендуется применять КТПН заводского изготовления; в районах с воздушными сетями применяют мачтовые ТП.

54.5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В составе генерального плана города и поселка обязательно рассматриваются основные вопросы перспективного развития его системы электроснабжения, включая баланс электрических нагрузок всех потребителей и источники их покрытия. На плане города и поселка при этом предусматриваются территории для размещения электросетевых объектов: коридоров для трасс воздушных линий электропередачи, зон для кабельных линий, площадок для подстанций и баз предприятий электрических сетей.

Проектирование городских сетей осуществляется комплексно, т. е. выполняется увязка электроснабжающих сетей 110(35) кВ и выше и сетей 10(6)–220 кВ между собой. При распределении основных принципов развития сетей на расчетный период генерального плана города и поселка для ориентировочной оценки ожидаемых нагрузок исходят из среднегодовых темпов роста нагрузок, принимаемых для характерных районов города на основании анализа их изменения за прошедшие 10–15 лет, материалов генерального плана и перспективных планов развития народного хозяйства. В проектах должна предусматриваться возможность этапного развития системы электроснабжения по мере роста нагрузок на длительную перспективу без коренного переустройства электросетевых сооружений на каждом этапе.

Построение системы электроснабжения производят таким образом, чтобы в нормальном режиме все элементы системы находились под нагрузкой с максимально возможным использованием пропускной способности этих элементов. Резервирование питания электроприемников потребителей предусматривается в соответствии с их категорийностью при минимальных затратах средств и электрооборудования. Применение резервных линий и трансформаторов, не несущих нагрузку, допускают, как исключение, при наличии технико-экономических обоснований. При реконструкции действующих сетей максимально используют существующие электросетевые сооружения.

Для города на основе генерального плана, проектов планировки и застройки в увяз-

ке со схемой развития электрических сетей электросистемы разрабатывается схема развития городских электрических сетей напряжением 10(6)—20 кВ и выше на текущую и следующую пятилетки с выделением очередности строительства. В схеме рассматриваются основные принципы развития сетей генерального плана города. Допускается разработка схемы развития электрических сетей напряжением 110(35) кВ и выше и схемы развития электрических сетей напряжением 10(6)—20 кВ в виде двух самостоятельных взаимоувязанных работ. На основе схемы развития сетей разрабатываются рабочие проекты отдельных элементов сети.

Проект реконструкции и расширения городской электрической сети разрабатывается в две стадии: проект со сводным сметным расчетом стоимости строительства и рабочая документация со сметами. Для малых городов и поселков допускается одностадийное проектирование — разработка рабочих проектов. В схеме (проекте, рабочих чертежах) рассматриваются: существующие системы электроснабжения; активные и реактивные электрические нагрузки с районированием по ЦП и источники их покрытия; выбор схемы электроснабжающих сетей районов города и поселка с определением количества, мощности, напряжения и места расположения ЦП, при необходимости РП; выбор схемы, конфигурации и параметров сетей напряжением 10(6)—20 кВ, а в необходимых случаях и сетей напряжением 0,4 кВ; регулирование напряжения; компенсация реактивных нагрузок; режим работы нейтрали и компенсация емкостных токов в цепи; токи короткого замыкания; учет электроэнергии; релейная защита и автоматика сети; молниезащита и заземление сети; диспетчеризация и телемеханизация сети; мероприятия по гражданской обороне; организация эксплуатации сети; организация строительства; сводка (паспорт) основных и удельных технико-экономических показателей сети; ведомости на основное оборудование и материалы; расчет стоимости строительства (сметы и сводный сметный расчет стоимости). Объем графического материала включает в себя: схемы электрических соединений и конфигурацию сетей напряжением 110(35) кВ и выше на плане города и поселка с указанием нагрузок по элементам сети; схемы электрических соединений и конфигурации сетей напряжением 10(6)—20 кВ на плане города и поселка (при необходимости и сетей напряжением 0,4 кВ) с указанием нагрузок по элементам сети.

Проектирование электрических сетей напряжением до 20 кВ в новых жилых районах (микрорайонах) и сетей внешнего электроснабжения коммунальных, промышленных и других предприятий в селитебной зоне городов и поселков выполняется в составе проектов застройки района (микрорайона) и проектов предприятий в соответствии со схемой развития электрических сетей. Технические условия на присоединение новых мощностей выдаются на основе утвержденной в установленном порядке схемы развития электрических сетей города и поселка или проекта реконструкции и расширения электрических сетей. При проведении расчетов городских сетей исходят из следующих положений. Сечения проводов и кабелей в городских электрических сетях выбирают по длительно допустимому току в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах и допустимым отклонениям напряжения. Линии напряжением выше 1 кВ также проверяются по экономической плотности тока и токам короткого замыкания. Кабельные линии с пластмассовой изоляцией напряжением до 1 кВ проверяют по токам короткого замыкания.

Электрические сети напряжением до 1 кВ с глухим заземлением нейтрали проверяют также на обеспечение автоматического отключения поврежденного участка при однополюсных замыканиях.

При проверке кабельных линий по длительно допустимому току нагрева учитывают поправочные коэффициенты на реальную температуру почвы в период расчетного максимума нагрузки и удельное тепловое сопротивление грунта.

Городские электрические сети обеспечивают на зажимах присоединенных к ним приемников электроэнергии в нормальном режиме отклонения напряжения (% номинального напряжения сети), не превышающие:

а) для основной массы электроприемников $\pm 5\%$;

б) на зажимах приборов рабочего освещения, установленных в производственных помещениях и общественных зданиях, где требуется значительное напряжение зрения, а также в прожекторных установках наружного освещения от $-2{,}5$ до $+5\%$;

в) на зажимах электродвигателей и аппаратов для их пуска и управления от -5 до $+10\%$.

Для электроприемников, которые подключены к воздушным сетям в районах усадебной застройки городов и поселков или получают питание от тяговых подстанций электрифицированного транспорта, допу-

скают отклонения напряжения в пределах соответственно ±7,5 и от −7,5 до +10%.

В этих случаях не менее чем у 50% указанных электроприемников (по общей мощности) отклонения напряжения должны быть не более ±5%.

Расчеты электрических сетей на отклонения напряжения производятся для режимов максимальных и минимальных нагрузок. При отсутствии необходимых данных принимают нагрузку в минимальном режиме в пределах 25–30% максимальной.

Предварительный выбор сечений проводов и кабелей производят, исходя из средних значений предельных потерь напряжения в нормальном режиме: в сетях напряжением 10(6)–20 кВ не более 6%, в сетях 0,4 кВ (от ТП до вводов в здания) не более 4–6%.

Бóльшие значения относятся к линиям, питающим здания с малой потерей напряжения во внутридомовых сетях (малоэтажные и односекционные здания), меньшие значения – к линиям, питающим здания с большей потерей напряжения во внутридомовых сетях (многоэтажные, многосекционные жилые здания, крупные общественные здания и учреждения).

На шинах напряжением 10(6)–20 кВ ЦП желательно иметь встречное автоматическое регулирование напряжения, глубина которого определяется составом потребителей и параметрами сети. В отдельных случаях, когда в рационально выполненной сети с централизованным встречным регулированием напряжения на шинах ЦП не обеспечиваются нормированные отклонения напряжения, применяют дополнительные средства местного регулирования напряжения, в первую очередь батареи статических конденсаторов.

В жилых домах и общественных зданиях, включая индивидуальные и центральные тепловые пункты, компенсация мощности не предусматривается. Важным вопросом проектирования сети городского электроснабжения является выбор напряжения с учетом перспективы развития города и поселка в пределах расчетного срока их генерального плана и системы напряжений, принятой в энергосистеме: 110–220–500 кВ или 110–330–750 кВ. Выбор напряжения системы электроснабжения города и поселка производится с учетом сокращения количества трансформаций электроэнергии и ликвидации напряжений 6 и 35 кВ с переводом действующих сетей 6 и 35 кВ на повышенное напряжение 10 и 110 кВ. Для большинства городов и поселков на ближайший период наиболее целесообразной является система напряжений 220–110/10 кВ; для крупных городов 500/220–110/10 кВ или 330/110/10 кВ. Напряжение 35 кВ в городе и поселке может быть сохранено в исключительных случаях при технико-экономических обоснованиях, например в случаях питания близко расположенных сельскохозяйственных районов. Число городских понижающих подстанций напряжением 35 кВ в этом случае должно быть предельно ограниченным.

В проектах при наличии решения о переходе на повышенное напряжение оборудования кабели должны приниматься на перспективное номинальное напряжение. В новых районах застройки напряжения сетей принимается не ниже 10 кВ независимо от напряжения сети в существующей части города. При расширении и реконструкции действующих сетей напряжением 6 кВ следует предусматривать их перевод на напряжение 10 кВ с использованием установленного оборудования и кабелей 6 кВ. Сохранение напряжения 6 кВ допускается, как исключение, при соответствующих технико-экономических обоснованиях.

Существующие кабельные сети напряжением 6 кВ при темпах ежегодного увеличения нагрузок на 5% и более в течение 10–15 расчетных лет во всех случаях (независимо от их загрузки и износа) переводят в ближайшие 5–10 лет на напряжение 10 кВ. При использовании кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ предусматривают замену кабелей на вертикальных участках (вводы в ТП, крутонаклонные трассы) и участках линий с выраженными дефектами на кабели 10 кВ. Срок работы кабельных линий 6 кВ после перевода на напряжение 10 кВ принимают: не менее 20 лет для линий, проработавших на напряжении 6 кВ до перевода не более 15 лет; не менее 15 лет для линий, проработавших на напряжении 6 кВ более 15 лет, а также питающих линий, загрузка которых после перевода будет составлять выше 50% номинальной в течение ближайших 5 лет.

Применение напряжения 20 кВ в городских распределительных сетях допустимо при следующих условиях:

а) наличии генераторного напряжения 20 кВ;

б) реконструкции и расширении действующих сетей напряжением 20 кВ.

РАЗДЕЛ ПЯТЬДЕСЯТ ПЯТЫЙ

НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

55.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ ПО КАТЕГОРИЯМ НАДЕЖНОСТИ

Надежность электроснабжения городских потребителей должна соответствовать ПУЭ, согласно которым электроприемники делятся на три категории.

При рассмотрении надежности электроснабжения коммунально-бытовых потребителей к соответствующей категории относят как отдельные электроприемники, так и группу электроприемников. Под группой электроприемников понимается их совокупность, характеризующаяся одинаковыми требованиями к надежности электроснабжения (например, электроприемники операционных, родильных отделений и др.). В отдельных случаях в качестве группы электроприемников рассматриваются потребители в целом (например, водопроводная насосная станция, детское учреждение и др.). Требования к надежности электроснабжения отдельных электроприемников высшей категории недопустимо распространять на все остальные электроприемники потребителей.

Требования к надежности электроснабжения определяются применительно к вводному устройству электроприемника или вводному устройству группы электроприемников (потребителю).

При проектировании городских электрических сетей следует иметь в виду, что городские потребители не имеют в своем составе электроприемников, которые согласно ПУЭ относятся к особой группе электроприемников I категории.

Ниже приведен перечень электроприемников, относящихся к I, II и III категориям надежности электроснабжения. Этот перечень содержит электроприемники основных потребителей и не распространяется на электроприемники уникальных зданий и сооружений (крупнейшие театры, цирки, концертные залы, дворцы спорта и др.), а также электроприемники зданий центральных правительственных учреждений и особо важных объектов гражданской обороны, электроснабжение которых допускается решать по местным условиям.

К I категории относят электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей и нарушение функционирования особо важных элементов городского хозяйства. К ним относят:

а) электроприемники лечебно-профилактических учреждений, от бесперебойности работы которых зависит жизнь больного (операционных, родильных отделений, отделений анестезиологии и реанимации, кабинетов лапароскопии и бронхоскопии);

б) электродвигатели и другие электроприемники противопожарных устройств в больницах и диспансерах для взрослых или их отдельных корпусов вместимостью более 400 коек (для детей более 250 коек), в поликлиниках с количеством посещений в смену более 600;

в) котельные I категории, являющиеся единственным источником тепла системы теплоснабжения, обеспечивающие потребителей I категории, не имеющих индивидуальных резервных источников тепла;

г) электродвигатели сетевых и подпиточных насосов котельных II категории с водогрейными котлами единичной производительностью более 10 Гкал/ч;

д) водопроводные насосные станции в городах с числом жителей более 50 тыс. чел, канализационные насосные станции, не имеющие аварийного выпуска или с аварийным выпуском при согласованной продолжительности сброса менее 2 ч; насосные артезианских скважин, работающих на общую водопроводную сеть, относятся к III категории;

е) электродвигатели и другие электроприемники противопожарных устройств, лифты, эвакуационное и аварийное освещение, огни сетевого ограждения в жилых зданиях и общежитиях высотой 17 этажей и более;

ж) электродвигатели и другие электроприемники противопожарных устройств, лифты, охранная сигнализация общественных зданий и гостиниц высотой 17 этажей и более, гостиниц более чем на 1000 мест и учреждений с количеством работающих более 2000 чел. независимо от этажности, учреждений финансирования, кредитования и государственного страхования союзного и республиканского подчинения; библиотек, книжных палат и архивов на 100 тыс. единиц хранения и более;

з) музеи и выставки союзного значения;

и) электроприемники противопожарных устройств и охранной сигнализации музеев и выставок республиканского, краевого и областного значения;

к) электродвигатели и другие электроприемники противопожарных устройств общеобразовательных школ, профессионально-технических училищ, средних специальных и высших учебных заведений при количестве учащихся более 1000 чел;

л) электродвигатели пожарных насосов и другие электроприемники противопожарных устройств, эвакуационное и аварийное освещение крытых зрелищных и спортивных предприятий более чем на 800 мест;

м) электродвигатели и другие электроприемники противопожарных устройств и охранной сигнализации магазинов с торговой площадью более 2000 м^2, а также столовых, кафе и ресторанов с числом посадочных мест более 500;

н) тяговые подстанции системы централизованного электроснабжения городского электрического транспорта; тяговые подстанции системы децентрализованного электроснабжения относятся к III категории;

о) ЭВМ вычислительных центров, решающих комплекс народнохозяйственных проблем и задачи управления отдельными отраслями, а также обслуживающие технологические процессы, основные электроприемники которых относятся к I категории;

п) центральный диспетчерский пункт городской электрической сети, тепловой сети, сети газоснабжения, водопроводно-канализационного хозяйства и сети наружного освещения;

р) пункты централизованной охраны (ПЦО);

с) центральные тепловые пункты (ЦТП), обслуживающие здания высотой 17 этажей и более;

т) городские ЦП (РП) с суммарной нагрузкой более 10 000 кВ · А.

Все прочие электроприемники перечисленных в пп. «б», «г», «е», «ж», «к», «л», «м», «о» потребителей относятся ко II категории.

К электроприемникам II категории относят электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к нарушению нормальной деятельности значительного количества городских жителей. В их состав входят:

а) жилые дома с электроплитами, за исключением одно – восьмиквартирных домов;

б) жилые дома высотой 6 этажей и более с газовыми плитами или плитами на твердом топливе;

в) общежития на 50 чел. и более;

г) здания учреждений с количеством работающих 50 – 2000 чел.;

д) детские учреждения;

е) медицинские учреждения, аптеки;

ж) крытые зрелищные и спортивные предприятия с количеством мест в зале 300 – 800;

з) открытые спортивные сооружения с искусственным освещением при наличии 20 рядов и более;

и) предприятия общественного питания с количеством посадочных мест 100 – 500;

к) магазины с торговой площадью 250 – 2000 м^2;

л) предприятия по обслуживанию городского транспорта;

м) бани;

н) комбинаты бытового обслуживания, хозяйственные блоки и ателье с количеством рабочих мест более 50, салоны-парикмахерские с количеством рабочих мест 10 и более;

о) химчистки и прачечные (производительностью 400 кг белья в смену и более);

п) водопроводные насосные станции в городах и поселках с числом жителей 500 – 50 тыс. чел., канализационные насосные станции, имеющие аварийный выпуск при согласованной продолжительности сброса менее одних суток, а также очистные водопроводные и канализационные сооружения;

р) учебные заведения с количеством учащихся 200 – 1000 чел.;

с) музеи и выставки местного значения;

т) гостиницы с количеством мест 200 – 1000;

у) библиотеки, книжные палаты и архивы с фондом 100 000 – 1 000 000 единиц хранения;

ф) ЭВМ вычислительных центров, отделов и лабораторий, кроме указанных выше;

х) ЦТП в микрорайонах, кроме указанных выше;

ц) диспетчерские пункты жилых районов и микрорайонов;

ч) осветительные установки городских транспортных и пешеходных туннелей, осветительные установки улиц, дорог и площадей категории А в столицах союзных республик, в городах-героях, портовых и крупнейших городах;

ш) городские ЦП (РП) и ТП с суммарной нагрузкой 400 – 10 000 кВ · А при отсутствии электроприемников I категории.

К электроприемникам III категории относят все остальные электроприемники, не

подходящие под определение I и II категорий.

Электроприемники I категории обеспечивают электроэнергией от двух независимых источников питания, и перерыв их электроснабжения может быть допущен только на время автоматического ввода резервного питания. Независимыми источниками питания являются две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при соблюдении требований § 1.2.10 ПУЭ. В качестве второго независимого источника могут также использовать автономные источники питания (аккумуляторные батареи, дизельные электростанции и др.) и резервные связи по сети напряжением 0,4 кВ от ближайших ТП, питающихся по сети 10(6)—20 кВ от другого независимого источника.

Устройство автоматического включения резерва (АВР) предусматривают, как правило, непосредственно на вводе к электроприемникам I категории.

Электроприемники II категории рекомендуют обеспечивать электроэнергией от двух независимых источников питания. Для этих электроприемников допускают перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

При определении резервных элементов в системе электроснабжения электроприемников II категории учитывают допустимость их питания по ВЛ напряжением 0,4—20 кВ, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта линии за время не более одних суток.

Допускают питание электроприемников II категории по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к общему аппарату. Питание электроприемников II категории, как правило, предусматривают от однотрансформаторных ТП при условии организации централизованного резерва трансформаторов и при обеспечении возможности замены поврежденного трансформатора за время не более одних суток.

Для электроприемников II категории допускается резервирование в послеаварийном режиме путем устройства временных связей напряжением 0,4 кВ шланговым проводом.

Электроприемники III категории могут питаться от одного источника питания. Допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для подачи временного питания, ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более чем на одни сутки.

При отсутствии в городе (районе), поселке двух независимых источников питания допускается временное до появления второго источника питания электроснабжение перечисленных в пп. «б», «е» — «о», «р», «т» потребителей I категории и потребителей II категории от одного источника питания.

Временное отсутствие резервирования в элементе системы электроснабжения не освобождает от выполнения требований к резервированию в остальных элементах системы с учетом требований к надежности в зависимости от категорий электроприемников.

55.2. ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ

Для расчета надежности определяют число перерывов питания и их длительность. Перерывы при эксплуатации городской электросети могут произойти внезапно из-за аварийного повреждения отдельных элементов сети, а также в плановом порядке — при капитальном ремонте и текущем обслуживании. Число и длительность перерывов определяются качественными показателями оборудования сети, а также организацией мер по поддержанию работоспособности оборудования, в частности сроками и объемами предупредительных ремонтов, профилактических испытаний и т. п. Время ликвидации возникающих нарушений зависит от организации работ дежурных и ремонтных бригад.

Учитывая, что организация эксплуатации является различной для разных городских сетей, расчет надежности следует проводить, ориентируясь на местные особенности сети, что затрудняет разработку обобщенных критериев надежности.

При определении ожидаемого числа повреждений в сети оперируют средними для данной сети значениями отказов ее элементов. Поскольку перерывы питания являются следствием повреждения оборудования и других внезапных отклонений от нормального режима работы сети, то и перерывы возникают случайно со средней частотой. При этом среднее число перерывов электроснабжения приравнивается к их ожидаемому числу.

Надежность питания определяется вероятностью отсутствия перерывов электроснабжения за расчетный срок, например за год. Этот показатель может служить одним из критериев для оценки надежности.

Таблица 55.1. **Повреждаемость основного оборудования и длительность перерывов электроснабжения**

Элементы городской электросети	Средняя повреждаемость	Длительность перерыва электроснабжения, ч	
		внезапный	плановый
Кабельные линии, км·год:			
10 кВ	0,045	10	6
6 кВ	0,033	10	6
1 кВ	0,15	10	6
Воздушные линии, км·год:			
6–10 кВ	0,2	2,5	12
1 кВ	0,3	2,5	6
Трансформаторы 6–10 кВ, трансформатор/год:			
воздушных сетей	0,01	10	8
кабельных сетей	0,001	6	8
В целом (кабельных сетей):			
ТП	0,001	4	8
РП	0,015	6	12
Резервируемая сеть (ручное включение) до 10 кВ	–	1,5	–

Следовательно, необходимо иметь статистические данные повреждаемости различных элементов городских сетей, а также длительности перерывов в электроснабжении, что позволит, в свою очередь, установить число недоотпущенной потребителю электроэнергии. Опыт эксплуатации сетей показывает, что время ликвидации аварии определяется схемой питания, видом поврежденного оборудования и временем его восстановительного ремонта, готовностью персонала к ликвидации нарушения и т. п.

При расчете надежности можно использовать средние значения числа перерывов электроснабжения и их длительность, которые применяются на основе существующего опыта эксплуатации электрических сетей городов (табл. 55.1).

При наличии данных табл. 55.1 число повреждений кабельной линии в год

$$П_к = \alpha_к l_к,$$

где $\alpha_к$ – средняя повреждаемость кабеля; $l_к$ – длина кабеля, км.

Ожидаемое число перерывов, вызванных любыми причинами и устраняемых действиями дежурного персонала при повреждении в петлевой сети 6–10 кВ, составляет

$$П_л = \alpha_к l_к + П_1 \alpha_{ТП} + П_2 \alpha_{тр},$$

где $П_1$ – число ТП, присоединенных к линии; $\alpha_{ТП}$ – удельная повреждаемость ТП; $П_2$ – число трансформаторов в ТП; $\alpha_{тр}$ – удельная повреждаемость трансформаторов.

Значение электроэнергии, недоотпущенной потребителям из-за нарушения нормального режима,

$$\bar{Э} = \bar{P}\, \bar{t}_{авар} П,$$

где $\bar{P}$, $\bar{t}_{авар}$ – математическое ожидание соответственно мощности (средней за период) и времени ликвидации неисправности; $П$ – число перерывов питания.

Следует отметить, что надежность электроснабжения потребителей в городских сетях представляется достаточно высокой, что определяется низким уровнем повреждаемости оборудования. Основная доля нарушений питания возникает в кабельных линиях; недоотпуск энергии увеличивается по мере приближения поврежденного элемента сети к источнику питания. Поэтому при построении сетей основное внимание уделяется резервированию кабельных линий 6–10 кВ.

Повреждение оборудования и трансформаторов в городских сетях – явление редкое. В частности, отключение распределительной линии 6–10 кВ из-за повреждения ТП можно ожидать 1 раз в 100 лет и более.

В кабельных сетях достаточно часто возникают однофазные повреждения линий, ликвидация которых в резервированных сетях с компенсацией емкостных токов производится без отключения потребителей.

РАЗДЕЛ ПЯТЬДЕСЯТ ШЕСТОЙ

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ

56.1. МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К СИСТЕМАМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ

Обоснования решений при проектировании городских электрических сетей осуществляются технико-экономическим сопоставлением вариантов развития сети в целом или отдельных ее элементов. Сравниваемые варианты должны давать одинаковый энергетический эффект, т. е. обеспечивать всех рассматриваемых потребителей одинаковым количеством мощности и энергии при нормированном качестве напряжения и требуемой надежности электроснабжения. В качестве экономического критерия для выбора оптимального варианта в соответствии с «Инструкцией по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства» принимают приведенные затраты. Варианты, отличающиеся по приведенным затратам не менее чем на 3%, считаются одинаково экономичными. В пределах зоны равноэкономичности выбор оптимального варианта производят, исходя из инженерной оценки тех качеств, которые не могли быть полностью учтены в затратах (перспективность, надежность, конъюнктура с получением оборудования и т. п.).

При сопоставлении вариантов схем или их элементов, сооружаемых в один этап и не имеющих существенных изменений за рассматриваемый период эксплуатации, приведенные затраты определяют по выражению

$$З = E_н K + И,$$

где $E_н$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, равный 0,12; K – единовременные капитальные затраты; $И$ – ежегодные издержки производства (годовые эксплуатационные затраты).

При сравнении вариантов, в которых рассматривается развитие электрической сети во времени, капитальные вложения и ежегодные издержки по каждому варианту определяются с учетом разновременности затрат по годам расчетного периода T. Учет разновременности затрат сравниваемых вариантов осуществляется путем их приведения по формуле сложных процентов к какому-либо году τ, одинаковому для всех вариантов. В этом случае приведенные затраты определяются следующим образом:

$$З = \sum_{t=1}^{T} (E_н K_t + \Delta И_t)(1 + E_{нп})^{\tau - t},$$

где $E_{нп}$ – нормативный коэффициент учета разновременности затрат, равный 0,08; K_t – капитальные вложения в год t; $\Delta И_t$ – изменение издержек в каждом году расчетного периода по сравнению с предыдущим.

В свою очередь

$$И_t = И_р + И_{к,р} + И_э + И_м,$$

где $И_р$ – амортизационные отчисления на реновацию; $И_{к,р}$ – амортизационные отчисления на капитальный ремонт; $И_э$ – затраты на эксплуатацию, включающие затраты на текущий ремонт; $И_м$ – затраты на приобретение топлива, сырья и на компенсацию потерь в сетях.

Нормы ежегодных отчислений на амортизацию и обслуживание в процентах от капитальных вложений приведены в табл. 56.1.

Затраты на компенсацию потерь в сетях для каждого варианта определяют по выражению

$$И_м = \Delta P' T'_п з'_э + \Delta P'' T''_п з''_э,$$

где $\Delta P'$ – переменные потери мощности, зависящие от нагрузки (потери в линиях и обмотках трансформаторов); $\Delta P''$ – постоянные потери мощности, не зависящие от нагрузки (потери холостого хода в трансформаторе); $з'_э$, $з''_э$ – удельные затраты на компенсацию соответственно переменных и постоянных потерь, определяемые по [69] для конкретной энергосистемы и в зависимости от отношения $T'_п/\alpha$; $T'_п$, $T''_п$ – время наибольших потерь соответственно для переменных и постоянных потерь мощности (рис. 56.1).

При определении удельных затрат на компенсацию потерь учитывают коэффициент попадания максимума потерь в максимум энергосистемы $\alpha_м = K_м^2$, где $K_м$ – коэффициент попадания максимума нагрузки потребителя в максимум энергосистемы. В расчетах для коммунально-бытовых потре-

Таблица 56.1. **Нормы ежегодных отчислений на амортизацию и обслуживание, %**

Элемент сети	Отчисления на амортизацию			Отчисления на эксплуатацию и текущий ремонт	Суммарные отчисления при $E_н = 12\%$
	Реновация	Капремонт	Всего		
Кабельные линии до 10 кВ, проложенные в земле:					
со свинцовой оболочкой	2	0,3	2,3	1,5	15,8
с алюминиевой оболочкой	4	0,3	4,3	1,5	17,8
с пластмассовой оболочкой	5	0,3	5,3	1,5	18,8
Кабельные линии 35 кВ со свинцовой оболочкой, проложенные в земле	3	0,4	3,4	2	17,4
Кабельные линии 110–220 кВ маслонаполненные, проложенные в земле, в помещениях	2	0,4	2,4	2	16,4
ВЛ до 20 кВ на металлических или железобетонных опорах	3	0,6	3,6	0,3	15,9
ВЛ до 20 кВ на деревянных опорах из пропитанной древесины и на деревянных опорах с железобетонными приставками	4	1,7	5,7	0,5	18,2
ВЛ 35–220 кВ на металлических или железобетонных опорах	2	0,5	2,5	0,3	14,8
ВЛ 35–220 кВ на деревянных опорах из пропитанной древесины или непропитанной лиственницы	3,3	1,6	4,9	0,3	17,4
Силовое электротехническое оборудование:					
до 20 кВ	—	—	—	4	22,4
35–150 кВ	3,5	2,9	6,4	3	21,4
220 кВ и выше	—	—	—	2	20,4

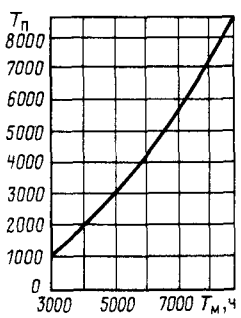


Рис. 56.1. Зависимость времени наибольших потерь от числа часов использования максимума перетока мощности $T_м$

бителей $\alpha_м$ рекомендуется принимать равным 0,9–0,95.

Для учета потерь в общих по вариантам звеньях электрической сети более высокого напряжения при отсутствии данных принимают коэффициент K_U, %, на который умножают затраты $з'_э$ и $з''_э$:

$$K_U = 1 + 2\sum_{n=1}^{n=m}\frac{\Delta Э_и}{100},$$

где m – количество ступеней; $\Delta Э_и$ – дополнительные потери электроэнергии в сети более высокого напряжения, которые имеют следующие средние значения в зависимости от ступеней более высоких напряжений по сравнению с напряжением рассматриваемой сети:

220–330 кВ 2,5%
110–150 кВ 1,5%
35 кВ 1%

56.2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ СЕТИ

Наивыгоднейшее сечение линии может быть определено из условия минимизации приведенных затрат. Однако при этом необходимо учитывать, что определяемое сечение линии не является непрерывной функцией, так как шкала стандартных сечений проводов и кабелей имеет дискретный характер.

Применительно к конкретной линии городской электросети выражение, с помощью которого можно определить приведенные затраты, примет вид:

$$З_л = [(E_н + И_р + И_к + И_э)K_л + 3I^2RT_п з'_э]\cdot 10^{-3},$$

где $K_л$ – стоимость сооружения 1 км линии, тыс. руб.; R – сопротивление 1 км линии, Ом.

На рис. 56.2 приведены экономические

характеристики кабельных линий (марки АСБ) при типичных для городской сети параметрах передачи. Точки пересечения кривых рис. 56.2 определяют зону экономического использования кабелей стандартных сечений в зависимости от тока нагрузки. Огибающая этих зон соответствует минимальным затратам. Так, в пределах тока нагрузки 61–96 А экономическим сечением является 70 мм², в пределах 96–122 А – сечение 95 мм² и т. д. Использование в указанных пределах тока нагрузки других сечений приводит к увеличению затрат на передачу энергии.

На рис. 56.2 приведена также экономическая характеристика линии, выполненной из двух параллельно проложенных кабелей сечением по 50 мм². Из приведенного графика следует, что эти линии не имеют зоны рационального использования, т. е. их применение не может быть обосновано экономически. Если же применение таких линий диктуется условиями обеспечения требуемой надежности, то оно должно быть дополнительно обосновано.

Приведенные на рис. 56.2 графики построены для конкретных значений $T_п'$ и $з_э'$. При изменении этих значений происходит пропорциональное изменение интервалов экономических токов для всех сечений.

Применительно к трансформаторам, установленным в городской электрической сети, выражение приведенных затрат примет вид:

$$З_{тр} = (E_н + И_р + И_к + И_э) K_{тр} + \left(\frac{S}{S_{ном}}\right)^2 P_к T_п' з_э' + P_х T_п'' з_э'',$$

где $K_{тр}$ – стоимость трансформатора; $P_к$, $P_х$ – потери мощности в трансформаторе (в обмотке и холостого хода) при номинальной нагрузке $S_{ном}$; S – расчетная нагрузка трансформатора.

Если определить $З_{тр}$ для всей шкалы номинальных мощностей трансформаторов одного напряжения в зависимости от значения передаваемой мощности, то можно получить семейство экономических характеристик, точки пересечения которых будут определять пределы экономического использования рассматриваемых трансформаторов. На рис. 56.3 приведены подобные характеристики трансформаторов 10/0,4 кВ. Из рисунка следует, что каждый трансформатор имеет определенную зону, в которой его можно использовать более экономично, чем трансформатор другой номинальной мощности. Например, трансформатор 10/0,4 кВ номинальной мощностью 100 кВ·А экономически целесообразно применить для нагрузки до 100 кВ·А, а трансформатор 160 кВ·А – в пределах нагрузки 100–170 кВ·А. Кривые рис. 56.3 показывают благоприятные экономические характеристики трансформатора 10/0,4 кВ номинальной мощностью 400 кВ·А, экономическая зона которого находится в пределах нагрузки 280–560 кВ·А. Исходя из приведенных графиков, следует, что экономические характеристики двух трансформаторов номинальной мощностью по 160 кВ·А значительно уступают экономическим характеристикам одного трансформатора мощностью 160 или 250 кВ·А.

Для линий городских электросетей и для трансформаторов изменение исходных показателей, характеризующих энергосистему и потребителя, приводит к пропорциональному изменению интервалов экономических

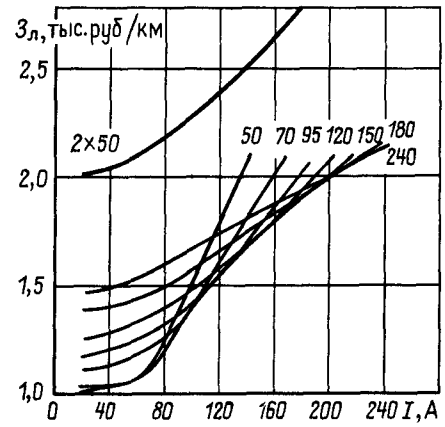


Рис. 56.2. Экономические характеристики кабельных линий 10 кВ

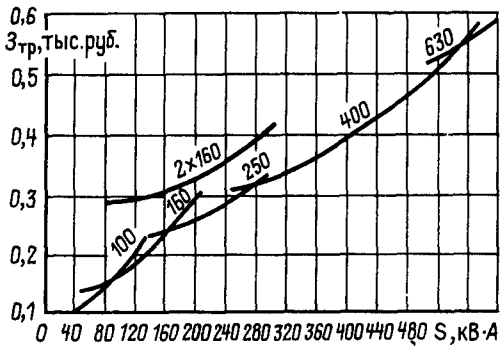


Рис. 56.3. Экономические характеристики трансформаторов 10/0,4 кВ

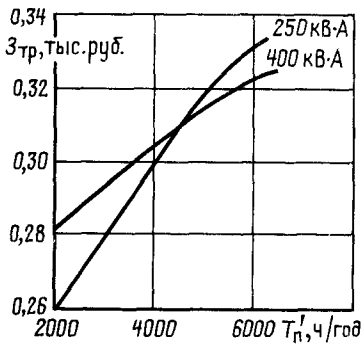


Рис. 56.4 Изменение экономических характеристик трансформаторов в зависимости от времени наибольших потерь

Таблица 56.2. **Относительные стоимостные показатели элементов городских электросетей**

Элемент сети	Первоначальные затраты, %	Годовые расходы, %	Приведенные затраты, %
Распределительная сеть 10(6) кВ	16	15	15,7
ТП	10	17	13
Распределительная сеть 0,4 кВ	21	21,8	21,2
Домовая сеть	15,5	17	16,1
Квартирная сеть	37,5	29,2	34
Итого	100	100	100

зон. На рис. 56.4 приведены графики изменения экономических характеристик трансформаторов номинальной мощностью 250 и 400 кВ·А в зависимости от времени наибольших переменных потерь $T_п'$. Графики построены при расчетной нагрузке 240 кВ·А. Как следует из приведенных графиков, трансформатор мощностью 250 кВ·А целесообразно применять только для нагрузки с $T_п' \leqslant 4400$ ч/год. В других случаях экономически целесообразно применять трансформатор мощностью 400 кВ·А.

Из рис. 56.3 следует, что применение трансформаторов иногда экономически целесообразно при нагрузке, превышающей их номинальную мощность. В частности, экономическая нагрузка трансформатора мощностью 400 кВ·А находится в пределах 70–140% его номинальной мощности. Однако работа трансформатора в режиме систематической перегрузки не всегда допустима по техническим соображениям.

Технико-экономический расчет городской электрической сети должен рассматривать как единое целое все ее элементы: сети 6–10 и 0,4 кВ, трансформаторные подстанции. Параметры отдельных элементов сети связаны между собой расчетными режимами. Наиболее полно технико-экономическая зависимость параметров отдельных элементов городской электросети выявляется при выборе наивыгоднейшей нагрузки ТП. В зависимости от принятой нагрузки ТП для данной городской сети будет изменяться их число. При этом будут изменяться как параметры, так и технико-экономические показатели сетей 10(6)–20 и 0,4 кВ.

В результате проведения соответствующих технико-экономических расчетов установлены оптимальные значения мощности ТП в зависимости от плотности нагрузки.

В районах малоэтажной застройки (1–4 этажей) в зависимости от плотности нагрузки на шинах 0,4 кВ рекомендуется принимать следующую мощность ТП:

Плотность нагрузки, МВт/км²	Мощность ТП, кВ·А
0,8–1	1×160
1–2	1×250
2–5	1×400

В районах многоэтажной застройки (5 этажей и выше) при плотности нагрузки более 5 МВт/км² рекомендуется применять РП; оптимальная нагрузка РП составляет: при напряжении 10 кВ – 12 МВт; при напряжении 6 кВ – 8 МВт; оптимальная мощность однотрансформаторных ТП – 630 кВ·А.

Оптимальная мощность двухтрансформаторных ТП составляет 2 × 630 кВ·А.

На стадии предпроектной разработки для ориентировочного определения стоимости сети можно использовать данные табл. 56.2.

РАЗДЕЛ ПЯТЬДЕСЯТ СЕДЬМОЙ

СХЕМЫ НАРУЖНОГО ОСВЕЩЕНИЯ ГОРОДОВ

57.1. СИСТЕМА ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ

В сетях наружного освещения применяют напряжение 380/220 В переменного тока при заземленной нейтрали. В установках подсвета зелени с использованием специальных низкорасположенных осветительных приборов допускается применение напряжения 220 В при соблюдении требований, предъявляемых ПУЭ к светильникам для помещений с повышенной опасностью. В установках освещения фонтанов номинальное напряжение питания погружаемых в воду осветительных приборов не должно превышать 24 В.

В установках освещения улиц, дорог и площадей допускается использование линейного напряжения 380 В для питания светильников с газоразрядными лампами. При этом должна быть предусмотрена возможность одновременного отключения всех фазных проводов, вводимых в светильник; на самом светильнике наносят хорошо различимую надпись – 380 В.

Освещение улиц, дорог и площадей в городах и поселках должно обеспечивать значения средней яркости усовершенствованных покрытий, указанные в табл. 57.1.

Средняя яркость скоростных дорог принимается равной 1,6 кд/м^2 независимо от интенсивности движения транспорта. Следует также иметь в виду, что при определении категорий улиц и площадей по таблице интенсивность движения транспорта принимается с учетом перспективы развития на ближайшие 10 лет.

Для непроезжих частей улиц, дорог, площадей, бульваров и скверов, пешеходных улиц и территорий, микрорайонов городов и поселков нормируется средняя горизонтальная освещенность на уровне покрытия (табл. 57.2).

По условиям обеспечения надежности электроснабжения устройства наружного освещения и устройства управления ими относятся к следующим категориям:

1-й – диспетчерские пункты управления сетями наружного освещения города;

2-й – осветительные установки городских транспортных и пешеходных туннелей, дорог, площадей категории А в столицах союзных республик, портовых и крупных городах;

3-й – остальные осветительные установки.

Для повышения надежности работы осветительных установок городских транспортных и пешеходных туннелей длиной более 80 м предусматривают электроснабжение их пунктов питания от разных секций

Таблица 57.1. **Нормируемые значения средней яркости дорожных покрытий улиц, дорог и площадей**

Категория объекта по освещению	Улицы, дороги и площади	Наибольшая интенсивность движения транспорта в обоих направлениях, единиц/ч	Средняя яркость покрытия, кд/м^2	Средняя горизонтальная освещенность покрытия, лк
А	Магистральные улицы общегородского значения; площади главные, вокзальные и многофункциональных транспортных узлов	Выше 3000	1,6	20
		1000 – 3000	1,2	20
		500 – 1000	0,8	15
		Менее 500	0,6	15
Б	Магистральные улицы районного значения, дороги грузового движения (общегородского значения), площади перед крупными общественными зданиями и сооружениями	Выше 2000	1	15
		1000 – 2000	0,8	15
		500 – 1000	0,6	10
		Менее 500	0,4	10
В	Улицы и дороги местного значения, дороги промышленных и коммунальных складских районов, поселковые улицы и площади	Выше 500	0,4	6
		Менее 500	0,2	4

Таблица 57.2. **Нормируемые значения горизонтальной освещенности на уровне покрытий для непроезжих территорий**

Освещаемые объекты	Средняя горизонтальная освещенность, лк
Непроезжие части площадей категорий А и Б и заводские площади	10
Тротуары, отделенные от проезжей части, на улицах категорий:	
А	4
Б и В	2
Посадочные площадки общественного транспорта на улицах всех категорий	10
Пешеходные мостики	10
Автостоянки на улицах всех категорий	4
Пешеходные туннели:	
днем	100
вечером и ночью	40
Лестницы пешеходных туннелей вечером и ночью	40
Пешеходные улицы	4
Пешеходные дорожки бульваров и скверов, примыкающих к улицам категорий.	
А	6
Б	4
В	2
Пешеходные аллеи и дорожки микрорайонов	4
Внутренние служебно-хозяйственные и пожарные подъезды, тротуары подъездов микрорайонов	2
Автостоянки, хозяйственные площадки микрорайонов	2
Прогулочные дорожки в микрорайонах	1

вводно-распределительного устройства, подключенных к разным линиям на напряжение 0,4 кВ и разным трансформаторам двухтрансформаторной подстанции или трансформаторам двух однотрансформаторных подстанций, питающихся по разным линиям 10(6) кВ.

В ночное время при снижении интенсивности дорожного движения уровень наружного освещения городских улиц, дорог и площадей при нормируемой средней яркости 0,4 кд/м^2 или средней освещенности 4 лк и более может быть снижен выключением не более половины светильников. При этом нельзя отключать два рядом расположенных светильника.

На улицах и городах при нормируемой средней яркости 0,2 кд/м^2 или средней освещенности не более 2 лк на пешеходных мостиках, автостоянках, пешеходных дорогах, пожарных проездах, а также на улицах и дорогах сельских населенных пунктов частичное и полное отключение освещения в ночные часы не производится.

Электроснабжение установки наружного освещения получают, как правило, от трансформаторов, предназначенных для питания сети общего пользования; использование для указанной цели отдельных трансформаторных подстанций или специальных трансформаторов допускается лишь в исключительных случаях при соответствующем технико-экономическом обосновании.

Светильники, устанавливаемые на территории микрорайона, подключают к пунктам питания наружного освещения или к сетям уличного освещения, примыкающим к микрорайону (исключая сети улиц категории А). Светильники наружного освещения территорий детских учреждений, школ, больниц, санаториев и т. п. подключают к вводным устройствам зданий или к трансформаторным подстанциям.

Световые указатели, светящиеся дорожные знаки, светильники открытых лестничных входов и выходов пешеходных туннелей присоединяют к тем проводам сети уличного освещения, которые ночью находятся под напряжением. К сетям уличного освещения не рекомендуется подключать устройства освещения реклам, витрин и т. п. В то же время к проводам, находящимся под напряжением только в вечерние часы, присоединяют осветительные приборы праздничного освещения и освещения архитектурных объектов суммарной мощностью не более 2 кВт на фазу.

Каждый светильник, в котором используются газоразрядные лампы, должен иметь индивидуальную компенсацию реактивной мощности с тем, чтобы коэффициент мощности был не ниже 0,85.

Линии сети наружного освещения подключают к пунктам питания с учетом обеспечения равномерной нагрузки фаз трансформаторов, для чего отдельные линии присоединяют к разным фазам с соответствующим чередованием фаз. В условиях обеспечения режима работы установок наружного освещения в ночные часы с отключением части светильников во многих случаях прокладывают раздельные распределительные линии вечернего и ночного освещения.

57.2. ОСВЕТИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ

Распределительные сети наружного освещения улиц, дорог, площадей, территорий микрорайонов в населенных пунктах, как правило, выполняют воздушными с использованием голых проводов. Кабельными выполняют распределительные сети территории детских учреждений, участков улиц с троллейбусным движением в местах наибольшей вероятности схода штанг, а также линии, питающие осветительные приборы подсвета зелени, фасадов зданий, скульптур и монументов.

Распределительные сети наружного освещения на улицах категорий А и Б в районах застройки зданиями высотой более пяти этажей, а также на территориях общегородских парков, садов, бульваров, примыкающих к улицам и площадям категорий А и Б,

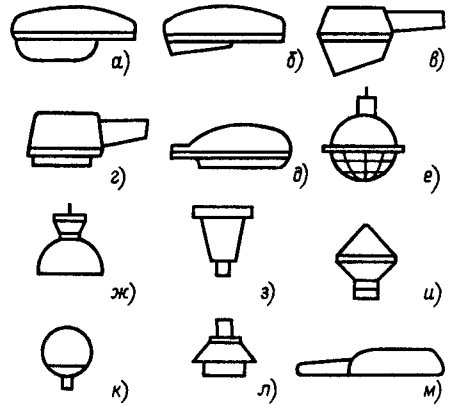


Рис. 57.1. Виды светильников наружного освещения

Таблица 57.3. **Основные типы светильников наружного освещения**

Тип	Краткая характеристика светильника	Рис 57 1	Тип лампы	cosφ при номинальном режиме
ЖКУ01-400-001	Консольный, закрытый, зеркальный, защитное стекло из прозрачной пластмассы, корпус — штампованный	*а*	ДНаТ-400	0,85
ЖКУ001-250-003	То же	*а*	ДНаТ-250	0,85
ЖКУ01-400-002	Консольный, открытый, зеркальный, с защитным козырьком из прозрачной пластмассы, корпус — штампованный	*б*	ДНаТ-400	0,85
ЖКУ01-250-004	То же	*б*	ДНаТ-250	0,85
ЖКУ02-400-001	Консольный, закрытый, зеркальный, защитное стекло из прозрачной пластмассы, корпус — литой	*в*	ДНаТ-400	0,85
ЖКУ02-250-003	То же	*в*	ДНаТ-250	0,85
ЖКУ02-400-002	Консольный, открытый, зеркальный, с защитным козырьком из прозрачной пластмассы, корпус — литой	*г*	ДНаТ-400	0,85
ЖКУ02-250-004	То же	*г*	ДНаТ-250	0,85
ГКУ02-400-001	Консольный, закрытый, зеркальный, защитное стекло из прозрачной пластмассы, корпус — литой	*в*	ДРИ-400	0,85
ГКУ02-250-003	То же	*в*	ДРИ-250	0,85
ГКУ02-400-002	Консольный, открытый, зеркальный, с защитным козырьком из прозрачной пластмассы, корпус — литой	*г*	ДРИ-400	0,85
ГКУ02-250-004	То же	*г*	ДРИ-250	0,85
РКУ01-400-006(010)	Консольный, открытый, зеркальный, корпус — штампованный	*д*	ДРЛ-400	0,85
РКУ01-250-007(009)	То же	*д*	ДРЛ-250	0,85
РКУ02-400-002	Консольный, открытый, зеркальный, с защитным прозрачным козырьком, корпус — литой	*г*	ДРЛ-400	0,85

Продолжение табл. 57.3

Тип	Краткая характеристика светильника	Рис 57.1	Тип лампы	cos φ при номинальном режиме
РКУ02-250-004	То же	*г*	ДРЛ-250	0,85
РКУ01-125-008	Консольный, открытый, зеркальный, корпус – штампованный	*д*	ДРЛ-125	0,85
СЗПР-2506М(цМ)	Подвесной, закрытый, зеркально-призматический, преломитель из силикатного стекла, корпус – штампованный	*е*	ДРЛ-250	0,55
СПОР-250	Подвесной, открытый, рассеиватель из молочного силикатного стекла	*ж*	ДРЛ-250	0,55
РТУ02-250-008	Венчающий, закрытый, рассеиватель из молочного силикатного стекла	*з*	ДРЛ-250	0,85
РТУ01-125/С53-01	Венчающий, закрытый, рассеиватель из рифленой прозрачной пластмассы	*и*	ДРЛ-125	0,85
РТУ04-125... (Олимпийская серия)	Венчающий, закрытый, рассеиватель из силикатного стекла	*к*	ДРЛ-125	0,85
СПО-200-1, СПО-200-2	Подвесной, открытый, рассеиватель из молочного силикатного стекла	*л*	ЛН-200	1
НКУ01-200/Д23-01	Консольный, открытый, отражатель – диффузно отражающий, корпус – штампованный	*м*	ЛН-200	1

допускается выполнять в виде кабельных линий.

В осветительных установках с газоразрядными источниками света, как правило, сечения нулевых жил кабелей принимаются равными сечению фазных проводов. Если же в этих случаях обеспечиваются требования по допустимой потере напряжения и по пропускной способности нулевой жилы, ее сечение может быть уменьшено. В воздушных линиях сечение нулевого провода выбирается во всех случаях равным сечению фазного провода.

Все переходы от кабельных линий к воздушным оборудуются отключающими устройствами, смонтированными в ящиках, которые устанавливают на опорах на высоте не менее 2,5 м от поверхности земли. Это требование не распространяется на кабельные выводы из пунктов питания на опоры, а также на переходы дорог и обходы препятствий, выполняемые кабелем.

Перечень основных типов светильников с соответствующими лампами приведен в табл. 57.3. Обозначения источников света: ДНаТ – натриевая лампа высокого давления, ДРИ – металлогалогенная лампа, ДРЛ – дуговая ртутная лампа. Цифра, стоящая после букв, означает мощность лампы, Вт. Виды светильников показаны на рис. 57.1.

57.3. РАСЧЕТ ПРОВОДОВ

Расчет сечения проводов сети наружного освещения производят по допустимой потере напряжения с проверкой на допустимую плотность тока и на отключение при замыкании фазного провода на нулевой в наиболее удаленной точке сети; кабели с пластмассовой изоляцией проверяют, кроме того, на термическую стойкость.

Расчетное отклонение напряжения у наиболее удаленных светильников не должно превышать 5% номинального напряжения сети, у наиболее удаленных прожекторов – 2,5%.

Коэффициент спроса при расчете сети наружного освещения принимается равным единице.

Расчет сети по потере напряжения проводится по следующим формулам:

А. При равномерной нагрузке фаз:

а) для однофазных и двухфазных сетей, а также трехфазных сетей с отдельным нулевым проводом

$$s = \frac{\sum M}{c\Delta U};$$

б) для трехфазной сети с использованием нулевого провода общего пользования

$$s = \frac{\sum M}{c\Delta U}\left(1 + \frac{aK}{\sqrt{P_{\text{и, осв}}}}\right),$$

где s – сечение провода, мм², $\sum M$ – сумма моментов нагрузки, кВт м, ΔU – расчетная потеря напряжения, % (табл 57 4), c – коэффициент, зависящий от напряжения, вида сети и материала проводника (табл 57 5), a – коэффициент, зависящий от соотношения нагрузок сети наружного освещения и сети общего пользования (табл 57 6), K – соотношение нагрузок сети наружного освещения и сети общего пользования, $P_{н\ осв}$ – нагрузка сети наружного освещения, кВт

Приведенные в табл 57 5 значения коэффициента c определены без учета потери напряжения в общем нулевом проводе и применяются только при симметрии нагрузки по фазам в сети наружного освещения и сети общего пользования При раздельном расчете указанных сетей пользуются коэффициентами для системы с отдельным нулевым проводом, если сечение нулевого провода сети общего пользования равно сечению фазных проводов сети наружного освещения

При сечении нулевого провода, отличном от сечения фазных проводов, значение коэффициента c умножают на коэффициент поправки l, определяемый по рис 57 2

Б При неравномерной нагрузке фаз

а) для трехфазной сети с отдельным нулевым проводом

$$s = \frac{3\sum M}{c\Delta U}\left(1 + K_{нс}\frac{r_0}{r_ф}b\right),$$

б) для трехфазной сети

$$s = \frac{2\sum M}{c\Delta U}\left(1 + K_{нс}\frac{r_0}{r_ф}b\right),$$

в) для трехфазной сети с использованием нулевого провода сети общего пользования

$$s = \frac{3\sum M}{c\Delta U}\left(1 + \frac{aK}{\sqrt{P_{н\ осв}}} + K_{нс}\frac{r_0}{r_ф}b\right),$$

Таблица 57 4 **Расчетные потери напряжения**

Мощность трансформатора, кВ А	Расчетные потери при коэффициенте мощности суммарной нагрузки			
	0,9	0 8	0,7	0 6
20	6	5,5	5,5	5,5
35	6,5	5,5	5,5	5,5
60	6,5	6	5,5	5,5
100	6,5	6	5,5	5,5
160	6,5	6	5,5	5,5
250	6,5	6	5,5	5,5
400	7	6	6	5,5
630 и выше	7	6,5	6	5,5

Таблица 57 5 **Значения коэффициента c при напряжении сети 380/220 В**

Число фаз в линии	Значения c			
	при отдельном нулевом проводе		при использовании нулевого провода общего назначения	
	алюминий	медь	алюминий	медь
3	46	77	46	77
2	20	34	30	51
1	7,7	12,8	15,3	25,6

Таблица 57 6 **Значения коэффициента a**

K	Значения a	
	$r_0/r_ф = 1$ 1	$r_0/r_ф = 2$ 1
0,05	9,5	18,2
0,1	6,7	13
0,2	4,6	9,1
0,3	3,8	7,4
0,4	3,3	6,5
0,5	2,9	–
0,6	2,7	–
0,7	2,5	–
0,8	2,3	–
0,9	2,2	–
1	2,1	–

Таблица 57 7 **Значения коэффициента b**

Число фаз в линии	Нагрузка %			Значения b
	фазы К	фазы Ж	фазы З	
3	100	0	0	1
	100	0	25	1,2
	100	0	50	1,3
	100	0	75	1,4
	100	0	100	1
	100	25	25	1,5
	100	25	50	1,6
	100	25	75	1 7
	100	25	100	1 1
	100	50	50	2
	100	50	75	1,9
	100	50	100	1,2
	100	75	75	2,5
	100	75	100	2,3
2	100	0	–	1
	100	25	–	1,2
	100	50	–	1,3
	100	75	–	1,4
	100	100	–	1
	100			

Таблица 57.8. **Значения коэффициента K_U**

Материал провода	Вид линии	Сечение провода, мм²	Значения K_U при cosφ нагрузки						
			0,5	0,55	0,6	0,7	0,8	0,85	0,9
Алюминий	Воздушная	16	0,781	0,804	0,826	0,862	0,892	0,909	0,925
		25	0,714	0,739	0,763	0,813	0,854	0,873	0,892
		35	0,649	0,673	0,709	0,763	0,813	0,838	0,862
		50	0,578	0,61	0,641	0,704	0,763	0,795	0,826
		70	0,5	0,534	0,568	0,636	0,699	0,737	0,775
	Кабель	6	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,99	0,99
		10	0,961	0,966	0,97	0,98	0,97	0,98	0,99
		16	0,934	0,943	0,952	0,961	0,97	0,975	0,98
		25	0,9	0,912	0,925	0,943	0,952	0,961	0,97
		35	0,877	0,889	0,9	0,925	0,943	0,952	0,961
		50	0,847	0,862	0,877	0,909	0,925	0,938	0,952
		70	0,806	0,823	0,84	0,877	0,909	0,922	0,934
		95	0,74	0,764	0,787	0,833	0,869	0,889	0,909
Медь	Воздушная	6	0,833	0,862	0,892	0,917	0,934	0,947	0,961
		10	0,775	0,8	0,813	0,859	0,884	0,905	0,925
		16	0,689	0,724	0,74	0,793	0,833	0,858	0,884
		25	0,595	0,626	0,657	0,719	0,719	0,808	0,84
	Кабель	6	0,952	0,956	0,961	0,97	0,98	0,985	0,99
		10	0,934	0,939	0,943	0,961	0,97	0,975	0,98
		16	0,892	0,905	0,917	0,934	0,952	0,961	0,97
		25	0,847	0,863	0,877	0,909	0,925	0,938	0,952
		35	0,806	0,827	0,847	0,877	0,909	0,923	0,934
		50	0,751	0,776	0,800	0,84	0,877	0,877	0,917
		70	0,699	0,726	0,751	0,8	0,84	0,862	0,892
		95	0,636	0,665	0,694	0,751	0,8	0,831	0,862

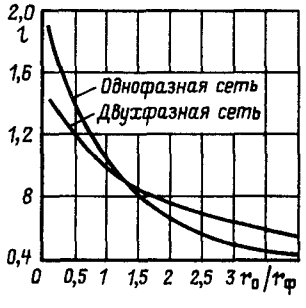


Рис. 57.2. График определения коэффициента поправки l, учитывающей отличие сечения нулевого провода от отношения сопротивлений нулевого r_0 и фазного проводов $r_{ср}$ сети наружного освещения

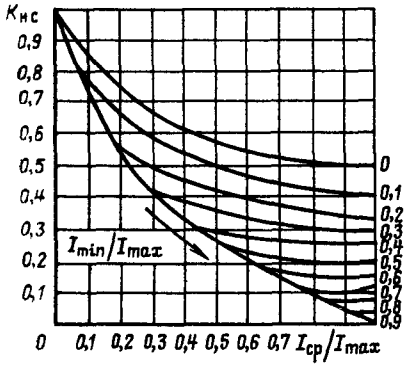


Рис. 57.3. График определения коэффициента несимметрии фазных нагрузок $K_{нс}$ (I_{min}, I_{max}, $I_{ср}$ – ток наименее, наиболее и средненагруженной фазы)

где $K_{нс}$ – коэффициент несимметрии фазных нагрузок, определяемый по рис. 57.3; b – коэффициент, зависящий от соотношения фазных нагрузок (табл. 57.7).

Расчет сетей наружного освещения с газоразрядными лампами высокого давления по потере напряжения проводится без учета реактивной составляющей нагрузки. Однако при этом расчетную потерю напряжения ΔU следует снижать, умножая ее на коэффициент K_U (табл. 57.8).

Таблица 57.9. **Значения Z петли фаза—нуль для воздушных линий наружного освещения**

Фазный провод	Расстояние между фазным и нулевым проводами, м	Z, Ом/км, при нулевом проводе			
		А16	А25	А35	А50
А16	0,4	4,86	—	—	—
	1	4,87	—	—	—
А25	0,4	4,01	3,18	—	—
	1	4,04	3,21	—	—
А35	0,4	3,59	2,76	2,53	—
	1	3,62	2,79	2,57	—
А50	0,4	3,25	2,43	2,01	1,69
	1	3,28	2,46	2,05	1,73

Таблица 57.10. **Значения Z петли фаза—нуль для кабельных линий наружного освещения**

Сечение фазной жилы, мм²	Z, Ом/км, при сечении нулевой жилы						
	6	10	16	25	35	50	70
6	12,34	—	—	—	—	—	—
10	10,88	7,41	—	—	—	—	—
16	—	5,92	4,43	—	—	—	—
25	—	5,19	3,7	2,96	—	—	—
35	—	5,77	3,35	2,54	2,12	—	—
50	—	—	3,06	2,22	1,8	1,48	—
70	—	—	—	2,02	1,59	1,27	1,06

С учетом того, что каждая газоразрядная лампа имеет пускорегулирующий аппарат, необходимо при определении нагрузки в сетях наружного освещения учитывать мощности этих аппаратов. Рекомендуется принимать их мощность равной 10% мощности газоразрядной лампы.

Расчет на отключение защиты при удаленном коротком замыкании проводится по методике определения тока однофазного короткого замыкания в наиболее удаленной точке сети. В полное сопротивление петли фаза—нуль входят активные и индуктивное сопротивления фазного и нулевого проводов. Значения полного удельного сопротивления петли фаза—нуль, включающего сопротивление фазного и нулевого проводов для воздушных линий, приведены в табл. 57.9, а для кабельных линий — в табл. 57.10.

Значения Z в табл. 57.10 приведены для кабелей с алюминиевыми жилами с резиновой и пластмассовой изоляцией при температуре 65 °С. Для кабелей с бумажной изоляцией данные табл. 57.10 следует умножить на 1,05. При применении кабелей с медными жилами данные таблицы следует умножить на 0,586.

Таблица 57.11. **Значения коэффициента w**

Температура жил до КЗ, °С	Ток нагрузки кабеля	Значения w для			
		алюминия		меди	
		изоляция из полиэтилена	изоляция из поливинилхлорвинила	изоляция из полиэтилена	изоляция из поливинилхлорвинила
15	$0,1I_н$	84,3	93,2	130	14
25	$0,45I_н$	79,5	89	122	137
50	$0,9I_н$	67	78	102,7	120
70	$1,05I_н$	55,5	68	85	104
80	$1,14I_н$	49,3	63	76	97
90	$1,23I_н$	—	58,8	—	91,2

Проверяют кабели сети наружного освещения на термическую стойкость по формуле

$$s = \frac{I_к \sqrt{t}}{w},$$

где $I_к$ — ток короткого замыкания, А; t — время срабатывания максимально токовой защиты; w — коэффициент, значения которого приведены в табл. 57.11.

Максимально допустимая длина l_{max} линии наружного освещения по условиям обеспечения отключения защитой удаленного тока короткого замыкания $I_{к,min}$ определяется формулой

$$l_{max} = \frac{1000}{Z}\left(\frac{U_ф}{I_{к,min}} - \frac{Z_т}{3}\right),$$

где $Z_т$ — полное сопротивление питающего трансформатора в режиме однофазного короткого замыкания, Ом.

57.4. УПРАВЛЕНИЕ НАРУЖНЫМ ОСВЕЩЕНИЕМ

Действующими нормативными документами установлено, что включение наружного освещения улиц, дорог, площадей, территорий микрорайонов и т. д. производится при снижении уровня естественной освещенности до 20 лк, а отключение — при ее повышении до 10 лк. Время же отключения на ночь части светильников и их включения вновь устанавливается исполнительными комитетами Советов народных депутатов города (поселка).

Управление сетями наружного освещения может быть телемеханическим или ди-

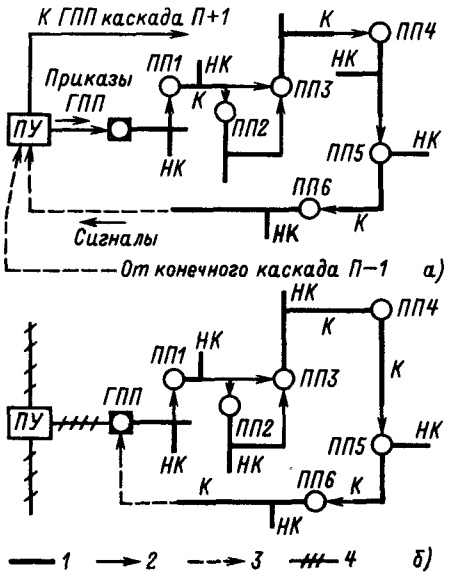


Рис. 57.4. Структурные схемы построения каскада наружного освещения:

а – при дистанционном управлении; *б* – при телемеханическом управлении; *ГПП* – головной пункт питания; *ПП1 – ПП6* – промежуточный пункт питания; *К* – контролируемые направления; *НК* – неконтролируемые направления наружного освещения; *1* – линия электропитания светильников; *2* – линия управления контакторами; *3* – линия сигнализации; *4* – канал телемеханики

станционным. Централизованное телемеханическое управление целесообразно применять в городах с населением свыше 50 тыс. жителей. Централизованное дистанционное – в городах и населенных пунктах с количеством жителей до 20 тыс. В городах с населением 20 – 50 тыс. жителей может быть применено или централизованное телемеханическое, или централизованное дистанционное управление.

Управление наружным освещением города или поселка необходимо осуществлять от одного центрального диспетчерского пункта. В больших городах появляется необходимость помимо централизованного создать ряд районных диспетчерских пунктов. В этих случаях центральный и районные диспетчерские пункты соединяют прямой телефонной связью. В качестве дублирующей связи во многих случаях используют УКВ-радиосвязь.

Управление освещением территории микрорайонов, парков, детских учреждений, гостиниц, больниц и т. п. также целесообразно осуществлять от системы управления наружным освещением города или поселка.

Системы централизованного телемеханического управления должны обеспечивать передачу на исполнительные пункты наружного освещения приказы «Включить все освещение», «Включить (отключить) часть освещения», «Отключить все освещение». На диспетчерский пункт с исполнительных пунктов должны передаваться сигналы: «Включено все освещение», «Включена (отключена) часть освещения»; «Отключено все освещение», «Несоответствие состояния освещения посланному приказу, а также неисправность в сети наружного освещения и канала связи».

Системы централизованного дистанционного управления предусматривают управление коммутационными аппаратами, обеспечивающими работу освещения в вечерние и ночные часы, главных пунктов питания последовательно включаемых участков сети наружного освещения и контроль их состояния по наличию напряжения на конце участка.

Управление коммутационными аппаратами участков сети наружного освещения производится путем последовательного (каскадного) их включения: к концу участка сети, включаемого контактором головного пункта питания, присоединяется катушка контактора следующего пункта питания (промежуточного).

Для отключения части светильников в ночные часы используются вторые контакторы. В воздушно-кабельных сетях в один участок сети (каскад) наружного освещения принято включать до 10 пунктов питания, а в кабельных – до 15.

Контроль состояния основных направлений (каскадов) обеспечивается при любых способах централизованного управления. В каскадных схемах управления допускают применение неконтролируемых участков: в воздушных сетях не более одного пункта питания, а в кабельных – не более двух.

Сеть каскадного управления строится таким образом, чтобы наружное освещение улиц, дорог и площадей категорий А и Б входило в головной участок каскада или в ближайшие к головному участку.

На рис. 57.4 приведены примеры структурной схемы построения каскада при телемеханическом и дистанционном управлении, а на рис. 57.5 – пример привязки пунктов питания к последовательно включенным участкам сети.

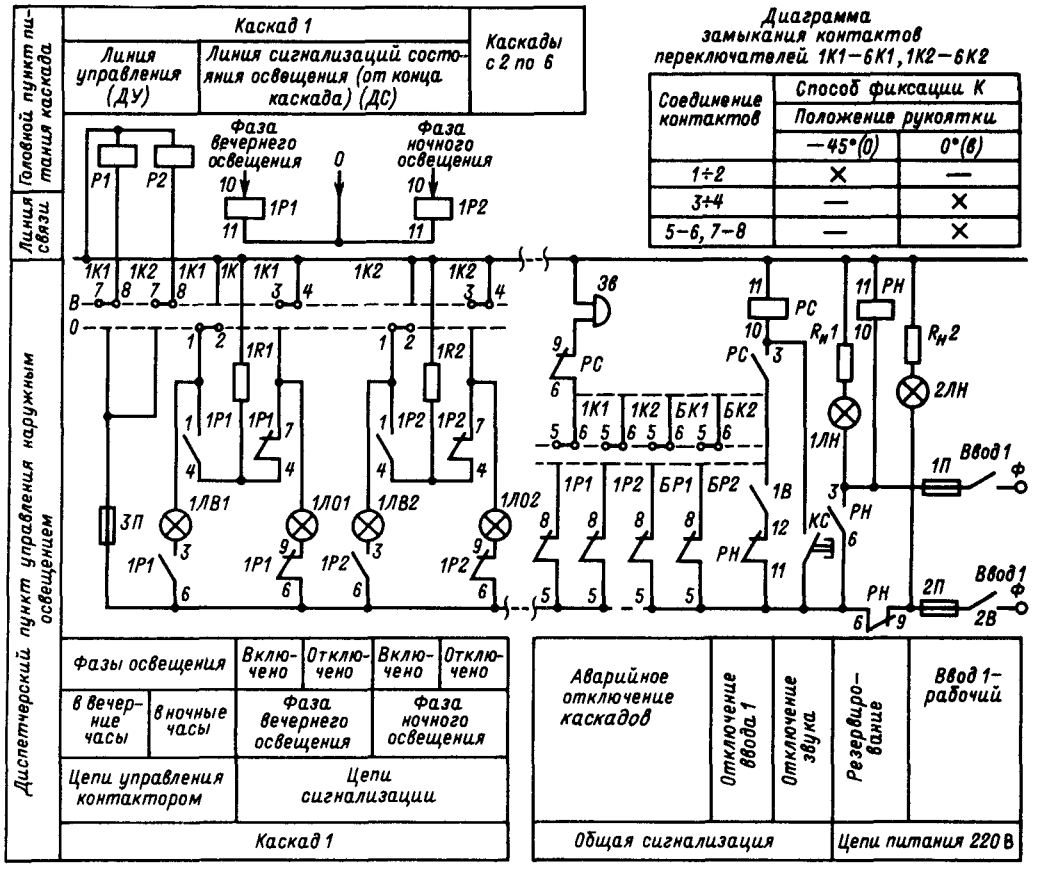


Рис. 57.5. Пример привязки пунктов питания и сети наружного освещения, состоящей из ряда последовательно включаемых участков при дистанционном управлении:

1К1, 1К2 – контакты контакторов освещения в вечерние часы; *1Р1, 1Р2* – промежуточные реле включения контактов

При проектировании схем наружного освещения проводится расчет включения контактора каждого каскада. При этом напряжение на его катушке при прохождении пускового тока должно быть не ниже 85% номинального.

В момент включения контактора общие допустимые потери напряжения $\Delta U_{общ}$ складываются из потерь напряжения в распределительной сети питания светильников до точки подключения линии управления ($\Delta U_{л,о}$) и потерь напряжения в линии управления ($\Delta U_{л,у}$)

$$\Delta U_{общ} = \Delta U_{л,о} + \Delta U_{л,у} \leqslant 0{,}15 U_{н}.$$

В качестве каналов связи в системах централизованного телемеханического управления наружным освещением, как правило, применяют прямые провода, абонируемые у телефонной сети. Допускается применение каналов высокочастотного или тонального уплотнения городских сетей, а также специально прокладываемых проводных линий связи.

В настоящее время наиболее массовыми установками централизованного телемеханического управления являются установки марки УТУ-4М. Установки выпускаются в пяти модификациях: на 5, 10, 20, 30 и 50 исполнительных пунктов, т. е. на 5, 10, 20, 30 и 50 каскадов.

Установка состоит из аппаратуры пункта управления (ПУ) и исполнительных пунктов (ИП). Аппаратура ПУ представляет собой пульт управления с коммутационными и сигнальными приборами, совмещенный

Таблица 57.12. **Основные технические характеристики фотоэлектрических и программных устройств**

Тип	Принцип работы	Пределы регулирования по освещению	Условия работы		Потребляемая мощность, Вт	Коммутируемая нагрузка при U = = 220 В, А
			Температура, °С	Влажность, %		
ПРО-68-II	Автоматический фотоэлектрический с программным управлением отключения части нагрузки в ночные часы	2–15	−30 ÷ +35	До 98	20	5
АВО-I	Автоматический фотоэлектрический	3–5	−40 ÷ +40	До 100	5	0,45
АО-77	Автоматический фотоэлектрический	3–8	−10 ÷ +40	До 80	8	0,6
2РВМ	Реле времени двухпрограммное	–	−20 ÷ +50	До 80	–	15

с блоками телемеханики, связи и питания. Аппаратура ИП представляет собой навесной шкаф, содержащий блоки телемеханики, питания, контроля состояния сети наружного освещения и исполнительные реле. Шкаф устанавливается в головном пункте питания каскада.

Структура каналов связи – радиальная.

Для кодирования команд и сигналов применяют постоянный ток положительной и отрицательной полярности и переменный ток промышленной частоты. Передача сигналов – непрерывная, передача команд – импульсная с обрывом на этот период тока сигнализации. Предусмотрено индивидуальное управление каждым ИП и групповое управление всеми ИП.

Ниже приведена техническая характеристика УТУ-1УМ:

Техническая характеристика устройства УТУ-1УМ

Модификация устройства . . . 1 ПУ – 5 ИП
1 ПУ – 10 ИП
1 ПУ – 20 ИП
1 ПУ – 30 ИП
1 ПУ – 50 ИП

Информационная емкость . . . . . 3 приказа управления, 4 сигнала состояния сети наружного освещения, телефонная связь

Дальность действия . . . . . 25 км по кабельной телефонной линии с жилами диаметром 0,5 мм

Коммутационная способность исполнительных реле . . . 5 А при напряжении 220 В

Напряжение источника питания ПУ и ИП . . . . . 220 В $^{+10\%}_{-15\%}$

Потребляемая мощность, кВт:
1 ПУ – 5 ИП 0,1
1 ПУ – 10 ИП 0,17
1 ПУ – 20 ИП 0,22
1 ПУ – 30 ИП 0,32
1 ПУ – 50 ИП 0,52

Размеры (высота, длина, глубина), мм:
1 ПУ – 5 ИП . . . . . 1330 × 500 × 920
1 ПУ – 50 ИП . . . . . 1330 × 1840 × 920
ИП . . . . . 350 × 350 × 160

Для управления освещением небольших поселков и сельских населенных пунктов, не имеющих диспетчерских пунктов, целесообразно использовать автоматические фотоэлектрические или программные устройства. В городах эти установки могут найти применение для управления наружным освещением улиц и микрорайонов, еще не включенных в общую систему централизованного управления, а также для управления световой рекламой. Автоматические фотоэлектрические установки целесообразно устанавливать на диспетчерских пунктах для уточнения моментов включения и отключения наружного освещения.

В табл. 57.12 приведены основные характеристики автоматических и фотоэлектрических устройств.

РАЗДЕЛ ПЯТЬДЕСЯТ ВОСЬМОЙ

АВТОМАТИЗАЦИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ

58.1. АВТОМАТИЗАЦИЯ СЕТЕЙ 10(6) – 20 кВ

Автоматические устройства в городских электрических сетях должны удовлетворять требованиям надежности действия, обеспечиваемым применением наиболее простых схем, наименьшего количества аппаратов, цепей, контактов и движущихся частей, а также применением наиболее надежных по принципу действия приборов. Выбор автоматических устройств должен учитывать условия технико-экономической эффективности их использования.

Автоматические устройства с учетом привода выключателя, на который они воздействуют, выполняют таким образом, чтобы исключалась возможность более чем однократного включения на короткое замыкание как при нормальной работе схемы автоматики, так и при отказе любого контакта в схеме устройства. При этом считают, что отказ вспомогательного контакта привода выключателя сопровождается отказом всех контактов, закрепленных с ним на одном валу.

Автоматизация электроснабжения электроприемников I категории решается только применением устройств автоматического включения резерва (АВР), причем устройства АВР предусматриваются непосредственно на вводе к электроприемнику.

Автоматизация электроснабжения электроприемников II категории решается в зависимости от технико-экономической эффективности этих мероприятий. Принципы автоматизации при этом могут быть различными: устройства АВР, применение замкнутых сетей 0,4 кВ и др.

Питающие сети 10(6) – 20 кВ выполняют с автоматическим резервированием в РП. При этом допускается однократное автоматическое включение на поврежденные сборные шины РП или ТП.

Расстановку устройств АВР в городских электрических сетях согласуют с размещением устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР) так, чтобы действием АВР не ликвидировалось снижение общей нагрузки сети, которое может иметь место при действии АЧР.

Устройства АВР запускаются в работу при исчезновении напряжения на резервируемом элементе, вызванном любой причиной, включая короткое замыкание на нем. Возврат к нормальной схеме может быть автоматическим и неавтоматическим. Устройства АВР обеспечивают однократность действия, при этом резервный источник включают только после отключения выключателя рабочего элемента со стороны шин потребителя. Для ускорения отключения резервного элемента при включении его на неустранившееся короткое замыкание предусматривают ускорение защиты резервного элемента после срабатывания устройства АВР.

Пусковой орган минимального напряжения, контролирующий наличие напряжения на рабочем элементе, выполняют таким образом, чтобы исключалась его ложная работа при перегорании одного предохранителя в цепи трансформатора напряжения.

Контроль напряжения на резервном элементе в устройствах АВР одностороннего действия выполняется на одном реле напряжения. Устройства АВР двухстороннего действия не работают, если схемой автоматики одновременно фиксируется исчезновение напряжения хотя бы на одной фазе обоих контролируемых элементов.

В устройствах АВР обеспечивается контроль состояния выключателей, на которые они воздействуют, и их приводов. Так как пусковой орган схемы АВР не должен срабатывать при понижениях напряжения, вызванных КЗ и самозапуском электродвигателей, то его напряжение срабатывания должно определяться из следующих выражений:

$$U_{ср} = U_{ост,к}/k_{зап}k_{тр};$$

$$U_{ср} = U_{ост,сз}/k_{зап}k_{тр},$$

где $U_{ост,к}$ – остаточное напряжение на шинах при КЗ; $U_{ост,сз}$ – остаточное напряжение при самозапуске электродвигателей; $k_{зап}$ – коэффициент запаса, принимаемый равным 1,2 – 1,3; $k_{тр}$ – коэффициент трансформации трансформатора.

Действие устройства АВР имеет смысл при наличии напряжения на резервном источнике питания, в связи с чем в пусковой орган АВР включают максимальное реле напряжения, контролирующее наличие напряжения на резервном источнике питания. На-

Таблица 58.1. **Варианты автоматизации городских электрических сетей 10(6)–20 кВ**

Краткое описание схемы	Вариант автоматизации	Рис. 58.1
Питающие сети		
Две раздельные линии от разных секций шин одного или разных ЦП. Сборные шины РП с секционным выключателем (СВ)	АВР на секционном выключателе с автоматической разгрузкой по току или без разгрузки	*а*
Две раздельные линии от разных секций шин одного или разных ЦП. Одна линия основная, вторая – резервная. Сборные шины РП без секционного выключателя	АВР на выключателе резервной линии	*б*
Две параллельно работающие линии от секций шин ЦП	Максимальная направленная токовая защита	*в*
Три отходящие линии, из которых две работают параллельно. Сборные шины РП с секционным выключателем	АВР на секционном выключателе. Максимальная направленная токовая защита двух параллельных линий	*г*
Распределительные сети		
Радиальная нерезервируемая линия	АПВ на головном участке сети	*д*
Петлевая разомкнутая сеть с перемычками. Потребители I категории	1) АВР на секционном выключателе двухтрансформаторной ТП2 2) АВР на выключателе резервного ввода на однотрансформаторной ТП	*е*
Многолучевая, двухлучевая; ТП двухтрансформаторная	АВР на секционном выключателе двухтрансформаторной подстанции	*ж*
Радиальная нерезервируемая с делительной ТП	Автоматическое секционирование в ТП на выключателях нагрузки (*В2*, *В3*, *В4*), АПВ на головном выключателе линии *В1*	*з*

пряжение срабатывания этого реле определяется из условия отстройки от минимального рабочего напряжения:

$$U_{\text{ср, р}} = \frac{U_{\text{раб, }min}}{k_{\text{зап}} k_{\text{в}} k_{\text{тр}}},$$

где $U_{\text{раб, }min}$ – минимальное рабочее напряжение на шинах резервного источника питания; $k_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса, принимаемый равным 1,1–1,2; $k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, который для реле серии РН-50 равен 1,2–1,25.

Устройство АВР должно иметь минимально возможное время срабатывания при аварийном отключении выключателя рабочего питания. В этом случае резервный источник питания должен включаться немедленно, а продолжительность перерыва питания будет определяться в основном собственным временем включения резервного выключателя (0,4–0,8 с).

Автоматические выключатели, коммутирующие линии, отходящие от ЦП и РП, оборудуются устройствами автоматического повторного включения (АПВ). Кратность действия и длительность бестоковых пауз АПВ определяют в каждом конкретном случае, исходя из состояния линий, подстанций и пр. Автоматические выключатели воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий оборудуют устройствами двукратного АПВ, а кабельных – однократного АПВ.

Время бестоковой паузы первого цикла АПВ, если его выбор не связан со специальными требованиями, должно быть не менее 1–2 с. Время бестоковой паузы второго цикла АПВ должно быть не менее 10–15 с с учетом времени возведения привода.

В табл. 58.1 и на рис. 58.1 приведены варианты автоматизации городских электрических сетей напряжением 10(6)–20 кВ.

В эксплуатируемых городских электрических сетях наибольшее распространение получили следующие решения: структура сети – двухзвенная; питание РП осуществляется по двум раздельным линиям с секционным выключателем (ВМ) (по проектным данным – 67,2 %, по данным опроса – 70%) или по одной основной линии и одной резервной (соответственно 4,4 и 19,4%); распределительные сети 10(6) – 20 кВ выполняют-

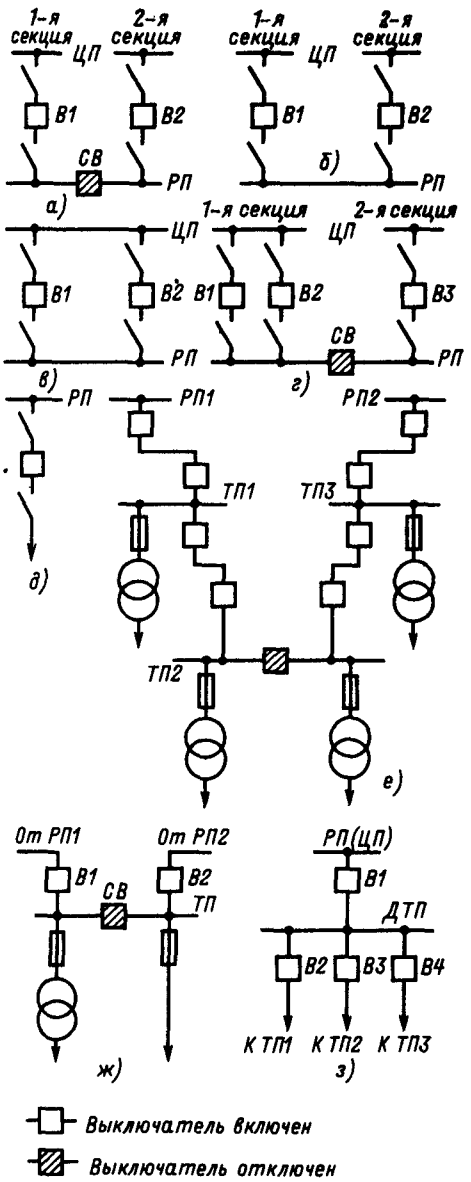


Рис. 58.1. Варианты сетей 10(6)—20 кВ:
ДТП – делительная ТП; В1, В2 – линейные выключатели

ся по радиальной, нерезервируемой схеме (по данным опроса – 45,8%) или по петлевой, разомкнутой с перемычками (46,0%).

В автоматизированных распределительных сетях предусматриваются телемеханические устройства для диспетчерского контроля основного коммутационного оборудования ЦП и РП, от которых осуществляется питание таких сетей. Объем телемеханизации распределительных сетей определяют совместно с объемом их автоматизации. Телемеханизация ЦП и РП включает:

телесигнализацию положения основного коммутационного оборудования; телеизмерение нагрузок и напряжения; аварийно-предупредительную сигнализацию в минимальном объеме, но не менее двух общих сигналов – авария, неисправность; телеуправление (одна общая команда) для гражданской обороны. При применении автоматизированных систем диспетчерского управления в городских электрических сетях при соответствующих обоснованиях допускается телеуправление выключателями отходящих линий. В качестве каналов связи для телемеханики используют городские телефонные сети. При необходимости допускается применение специально прокладываемых линий связи.

58.2. АВТОМАТИЗАЦИЯ СЕТЕЙ 0,4 кВ

Основным элементом автоматизации распределительных сетей напряжением до 1 кВ, как правило, являются устройства АВР, обеспечивающие требуемую надеж-

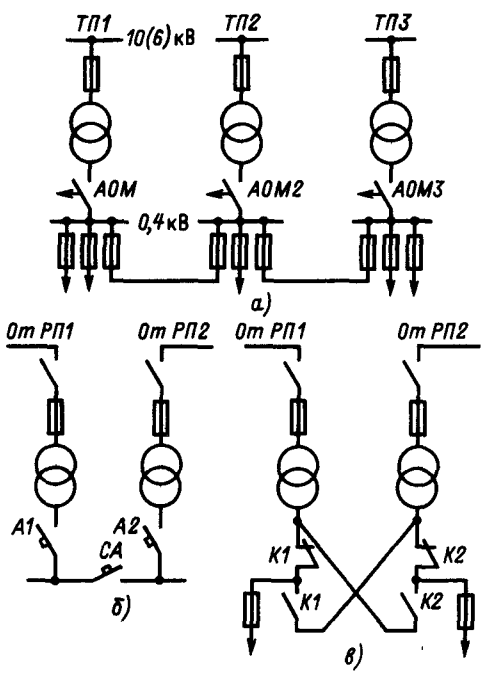


Рис. 58.2. Варианты сетей 0,4 кВ

Таблица 58.2. **Варианты автоматизации городских электрических сетей 0,4 кВ**

Схемы	Варианты автоматизации	Рис. 58.2
Замкнутые	Автоматические выключатели обратной мощности	*а*
Многолучевая; двухлучевая на стороне высокого напряжения; преимущественно двухлучевая на стороне низкого напряжения	АВР на стороне 0,4 кВ с использованием автоматических выключателей (*СА* – секционный автоматический выключатель)	*б*
То же	АВР на стороне 0,4 кВ с использованием контакторов (*К1*, *К2*)	*в*
Независимо от схемы высокого напряжения при питании потребителей I категории	а) АВР на стороне 0,4 кВ с резервной линии непосредственно в ТП б) АВР на стороне 0,4 кВ с резервной линии к вводу потребителя	–

ность электроснабжения электроприемников I категории.

Повышение надежности электроснабжения электроприемников в районах с малоэтажной застройкой (не выше 5 этажей) с однотрансформаторными подстанциями может быть достигнуто за счет применения замкнутых сетей напряжением до 1 кВ. Для успешного внедрения замкнутых сетей необходимо питать сеть от одной секции шин 10(6) – 20 кВ ЦП; иметь две-три линии напряжением 10(6) – 20 кВ и разветвленную кабельную сеть напряжением до 1 кВ.

В устройствах АВР предусматривают электрическую или механическую блокировку от одновременного включения обоих вводов.

При работе на резервном питании должна быть исключена возможность многократной коммутации токов короткого замыкания аппаратом резервного ввода при отсутствии основного питания.

В табл. 58.2 и на рис. 58.2 приведены рекомендуемые варианты автоматизации сетей 0,4 кВ.

58.3. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА В ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Элементы городской электрической сети оборудуются устройствами релейной защиты в объеме, регламентируемом ПУЭ. Устройства защиты обеспечивают автоматическое отключение защищаемого элемента при повреждениях, представляющих непосредственную опасность для этого элемента, или при возникновении ситуаций, угрожающих жизни людей. Устройства защиты могут сигнализировать о нарушении нормального режима работы защищаемого элемента, а также о возникновении повреждения, не представляющего непосредственной опасности для этого элемента.

Основным видом защиты сетей напряжением 10(6) – 20 кВ от многофазных замыканий является максимальная токовая защита с выдержкой времени. Время действия защиты предельно сокращают при соблюдении условий ее селективности. Используют преимущественно максимальные токовые защиты без выдержки времени – токовые отсечки (время действия 0,2 – 0,3 с). Для исправления неселективной работы отсечки на выключателях линий предусматривают АПВ однократного действия. Отсечка отстраивается от токов короткого замыкания на шинах 0,4 кВ в ТП. Защита от многофазных замыканий, как правило, предусматривается в двухфазном исполнении.

На секционных выключателях РП 10(6) – 20 кВ устанавливается максимальная токовая защита с ускорением действия после работы АВР. При необходимости сокращения выдержек времени в сети на секционном выключателе допускается устанавливать защиту, вводимую на время действия АВР.

Для линий с автоматическим сетевым резервированием предусматривается защита минимального напряжения с выдержкой времени, отключающая линию от источника основного питания при его обесточении. Устройства защиты минимального напряжения, рассчитанные для работы в сетях с АВР, вводят в действие при исчезновении хотя бы одной фазы контролируемого питания.

Для параллельных линий с односторонним питанием в качестве основной защиты, как правило, применяется максимальная токовая направленная защита. При использовании максимальных токовых направленных защит смежные комплекты защиты обеспе-

чивают взаимное резервирование действия при коротком замыкании в «мертвой зоне» реле направления мощности.

Уставки срабатывания устройств защиты выбирают из условий отстройки от наибольших токов нагрузки с учетом возможных перегрузок, согласования с уставками срабатывания смежных комплектов защиты и проверяют по условиям селективности действия с предохранителями трансформаторов 10(6)20/0,4 кВ.

Согласование времени действия последовательно расположенных устройств защиты начинают с устройства, наиболее удаленного от пункта питания. При этом принимают следующие ступени селективности для максимальных токовых защит: 0,5 с с независимым временем действия; 0,6 с с ограниченно зависимой выдержкой времени на реле косвенного действия; 0,7 с то же, но на реле прямого действия. Согласование по времени смежных устройств защиты с зависимыми выдержками времени производится графически на карте селективности совместным построением и сравнением характеристик согласуемых защит.

В целях ускорения обнаружения мест многофазных замыканий в сетях 10(6) – 20 кВ целесообразно оборудовать ТП указателями протекания токов короткого замыкания. Сработавшие указатели после устранения повреждения возвращаются в исходное положение вручную или автоматически при *восстановлении питания.*

На ЦП и РП для линий 10(6) – 20 кВ предусматривают устройства индивидуальной или групповой защиты от однофазных замыканий на землю с действием на сигнал.

Для защиты трансформаторов с ТП со стороны 10(6) – 20 кВ применяют предохранители с проверкой обеспечения селективности их работы с вышестоящими и нижестоящими защитами.

Для защиты элементов сетей напряжением до 1 кВ, как правило, используют закрытые плавкие предохранители. Когда защита линий и трансформаторов ТП находится в ведении одной организации, защиту трансформаторов со стороны низшего напряжения допускается не предусматривать.

При параллельной работе трансформаторов через сеть напряжением 0,4 кВ в точках токораздела петлевых линий устанавливают предохранители с номинальным током на одну-две ступени меньше (в зависимости от тока короткого замыкания), чем номинальный ток головных предохранителей петлевых линий в ТП.

Для двухлучевых (многолучевых) сетей с АВР на напряжении 0,4 или 10(6) – 20 кВ параллельная работа трансформаторов через сеть 0,4 кВ не допускается.

Защита замкнутых сетей 0,4 кВ осуществляется с помощью автоматических выключателей обратной мощности, устанавливаемых на стороне низшего напряжения трансформаторов. Для замкнутых сетей 0,4 кВ с АВР на стороне напряжения 10(6) – 20 кВ устройство АВР дополняют элементом, реагирующим на изменение направления потока мощности.

РАЗДЕЛ ПЯТЬДЕСЯТ Д

ТИПОВЫЕ ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ ГОРОДОВ

59.1. СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ

Системой электроснабжения города (ЭСГ) называется совокупность электрических станций, понижающих и преобразовательных подстанций, питающих и распределительных линий и электроприемников, обеспечивающих технологические процессы коммунально-бытовых, промышленных и транспортных потребителей электроэнергии, расположенных на территории города и частично в пригородной зоне.

Источниками питания (ИП) системы электроснабжения города являются городские электрические станции и понижающие подстанции. Центром питания (ЦП) называется распределительное устройство генераторного напряжения электрической станции или распределительное устройство вторичного напряжения понижающей подстанции, к шинам которого присоединяются распределительные сети данного района. Электрическими станциями являются обычно теплоэлектроцентрали, обеспечивающие тепловой и частично электрической энергией коммунально-бытовые и промышленные объекты.

Понижающими подстанциями систем

электроснабжения городов являются: городские подстанции (35–220 кВ), располагающиеся вблизи границы города; подстанции глубоких вводов 110–220 кВ, сооруженные непосредственно на территориях жилых районов и в промышленных зонах крупных городов; транспортные подстанции 10(6) – 20/0,38 кВ коммунально-бытовых и промышленных потребителей электроэнергии; выпрямительные подстанции городского и пригородного электрифицированного транспорта.

Линии электропередачи электрических сетей ЭСГ состоят из: воздушных линий 35–220 кВ внешнего электроснабжения города; кабельных (или воздушных) линий 110–220 кВ глубоких вводов высокого напряжения в центральные районы жилых и промышленных территорий; кабельных (или воздушных) линий наружных распределительных линий 0,38 – 10(6) – 20 кВ; электрических линий внутренних сетей 0,38 кВ жилых, общественных и производственных зданий.

Основными группами потребителей электроэнергии в системах электроснабжения города являются: коммунально-бытовые потребители; промышленные предприятия; электрифицированный городской и пригородный транспорт; в отдельных случаях – поселки, предприятия промышленного и сельскохозяйственного производства пригородных зон. Коммунально-бытовые потребители электроэнергии – это жилые, административные, культурно-массовые, учебные, лечебные и тому подобные здания

59.2. РАСЧЕТНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ

В основе определения расчетных нагрузок жилых зданий лежит нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира.

Расчетная активная нагрузка от жилых квартир на вводах в здание, на линиях, питающих дом или группу домов, на шинах трансформаторной подстанции определяется в зависимости от числа квартир по выражению

$$P_{кв} = P_{кв,уд} n_{кв},$$

где $P_{кв,уд}$ – удельная расчетная нагрузка квартиры, кВт; $n_{кв}$ – число квартир, присоединенных к элементу сети.

Расчетная активная нагрузка на вводе

Таблица 59.1. **Коэффициенты спроса электрических нагрузок лифтовых установок жилых зданий**

Количество этажей	Количество лифтовых установок						
	1	2	3	4	6	9	10
6–7	1	0,85	0,7	0,6	0,5	0,42	0,38
8–9	1	0,9	0,75	0,65	0,55	0,45	0,4
12–13	–	1	0,85	0,73	0,58	0,5	0,44
16–17	–	1	1	0,9	0,75	0,65	0,58
20	–	–	1	1	0,85	0,75	0,66
25	–	–	1	1	1	0,85	0,75
30	–	–	1	1	1	0,87	0,78

жилого здания определяется по выражению

$$P_{ж,з} = P_{кв} + k'_{н,м} P_с,$$

где $P_с$ – расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт; $k'_{н,м}$ – коэффициент, учитывающий несовпадение максимумов нагрузки квартир и силовых электроприемников, принимаемый равным 0,9.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников на вводе в здание $P_с$ определяется нагрузками лифтовых установок $P_{р,л}$ и иных двигателей коммунального обслуживания здания $P_{р,дв}$

$$P_с = P_{р,л} + k_{с,дв} \sum_{i=1}^{n_{дв}} P_{дв,и},$$

где

$$P_{р,л} = k_{с,л}\left(\sum_{j=1}^{n_л} P_{л,u_j} \sqrt{ПВ} + P_{л,доп} \right);$$

$P_{дв,и}$ – номинальные мощности двигателей насосов водоснабжения, вентиляции и других коммунальных установок здания, кВт; $k_{с,дв}$ – коэффициент спроса этих двигателей, принимаемый равным 0,7; $n_{дв}$ – число двигателей; $P_{л,u_j}$ – номинальная мощность электродвигателя j-й лифтовой установки, кВт; ПВ – продолжительность включенного состояния двигателя лифта, принимается по паспорту или в среднем равная 0,6; $P_{л,доп}$ – нагрузка от электромагнитного тормоза, освещения и аппаратов управления лифтовой установки, равная 1,5–2,5 кВт; $n_л$ – число лифтовых установок, питаемых от ввода в здание; $k_{с,л}$ – коэффициент спроса лифтовых установок, принимаемый по табл. 59.1.

Расчетные нагрузки линий до 1 кВ и трансформаторных подстанций 10(6) – 20/0,38 кВ, питающих группы жилых

и общественных зданий,

$$P_{\text{р}} = P_{\text{нб}} + k_{\text{н, м}_1} P_{\text{р}_1} + k_{\text{н, м}_2} P_{\text{р}_2} + \ldots + k_{\text{н, м}_i} P_{\text{р}_i},$$

где $P_{\text{нб}}$ – наибольшая расчетная нагрузка общественного здания или суммарная нагрузка жилых зданий с одинаковым типом кухонных плит, питаемых по данной линии или от ТП; последняя нагрузка определяется по суммарному количеству квартир и лифтовых установок, питаемых по линии или от ТП; $P_{\text{р}_1}$, $P_{\text{р}_2}$, ..., $P_{\text{р}_i}$ – расчетные нагрузки иных зданий, питаемых линией или от ТП; $k_{\text{н, м}_1}$, $k_{\text{н, м}_2}$, ..., $k_{\text{н, м}_i}$ – коэффициенты несовпадения максимумов нагрузок.

59.3. НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ГОРОДОВ

В современных отечественных системах ЭСГ применяют все номинальные напряжения переменного тока – от 0,38 до 220 – 380 В. Напряжения до 1 кВ применяют для распределения электроэнергии в ограниченных районах территории города (десятки – сотни метров), внутри жилых и производственных зданий и для непосредственного присоединения электроприемников. В проектируемых и реконструируемых электрических сетях всех назначений должно применяться линейное напряжение 380 В.

Напряжение 660 В предназначено для применения в системах электроснабжения некоторых промышленных предприятий. В перспективе возможно применение этого напряжения в многоэтажных зданиях большого объема для крупных двигателей централизованных установок кондиционирования воздуха, таких же установок насосов холодной и горячей воды, грузовых и грузопассажирских скоростных лифтов и т. п.; магистральных внутридомовых линий, питающих трансформаторы 660/380 – 220 В, рассредоточенно устанавливаемые по этажам зданий.

Напряжения 10(6) – 20 кВ применяют для распределения электроэнергии от источника питания по прилегающей к ним территории города и для питания ТП 10(6) – 20 кВ. Напряжение 10 кВ является основным на современный и ближайший перспективный периоды для вновь сооружаемых и реконструируемых систем электроснабжения городов. Напряжение 6 кВ, как правило, не должно применяться во вновь проектируемых и реконструируемых системах ЭСГ.

Применение напряжения 20 кВ экономически оправдано: при стоимости кабелей, выключателей и трансформаторов этого напряжения не более 120 – 130% стоимости соответствующего оборудования 10 кВ; в новых районах, питающихся от городских электростанций с генераторным напряжением 20 кВ; при плотностях нагрузки 30 – 40 МВт/км^2 и более, при питании от подстанций 220/20 кВ; при комплексном электроснабжении некрупных городов и прилегающих обширных сельскохозяйственных районов от понижающих подстанций 110 – 220/20 кВ.

Номинальное напряжение 110 кВ и выше применяется в системах ЭСГ для внешнего электроснабжения, а также для главного ввода в центральные районы города.

Выбор высших номинальных напряжений связан с выбором числа трансформаций электроэнергии между этими напряжениями и напряжением до 1 кВ; экономически целесообразным является использование двух трансформаций электроэнергии.

Напряжение 35 кВ не рекомендуется для применения в системах ЭСГ как недостаточное по пропускной способности и приводящее, как правило, к необходимости дополнительной трансформации электроэнергии.

Напряжения 110 и 220 кВ экономически целесообразно применять для внешнего электроснабжения основной массы средних, больших и крупных городов.

59.4. СХЕМЫ ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Специфика требований при проектировании систем электроснабжения городов заключается в необходимости применения возможно простых схем с минимальным количеством электрооборудования.

Внутренние распределительные электрические сети до 1 кВ большинства жилых и общественных зданий и предприятий состоят из вводно-распределительного устройства (ВРУ), распределительных линий и соответствующего электрооборудования и выполняются в виде разветвленных магистральных сетей.

Схемы ВРУ до 1 кВ зависят от требований надежности электроприемников, расположенных в здании, количества и назначения линий внутренней и внешней сетей. На рис. 59.1 приводится принципиальная схема электрической сети 12-этажного жилого дома. Эта схема соответствует электроприемникам II категории по надежности питания. На рис. 59.2 приводится схема ТП и ввода в здание для электроприемников III категории.

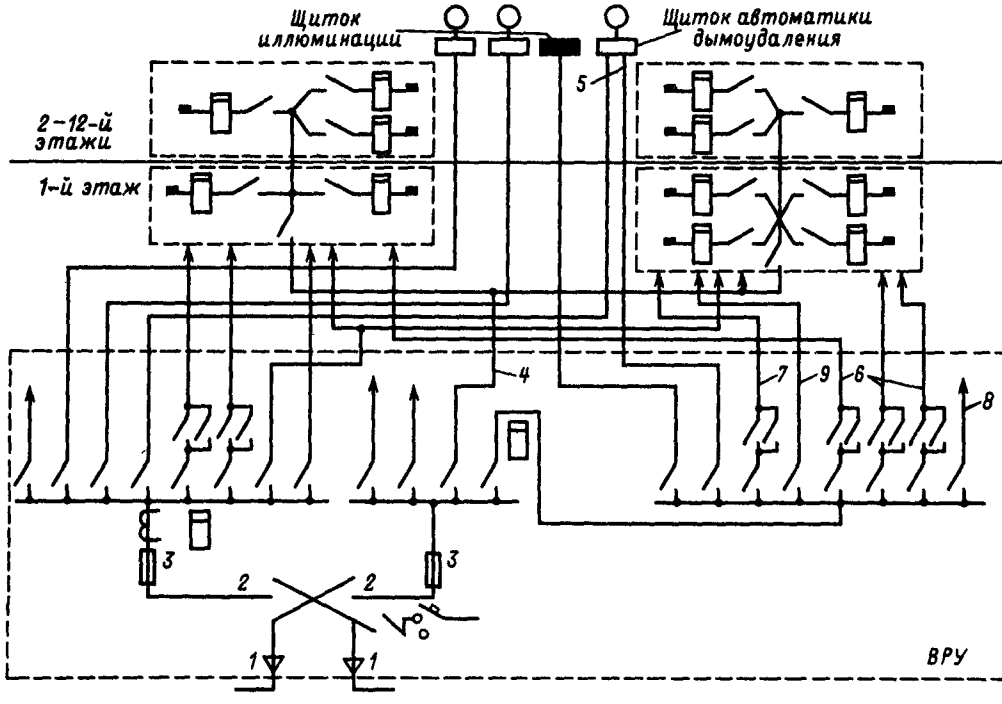


Рис. 59.1. Принципиальная схема электрической сети жилого дома:

1 – кабели ввода 380 В; *2* – переключатели; *3* – плавкие предохранители; *4* – питающие линии квартир; *5* – линии двигателей и общедомовых электроприемников; *6* – линии освещения лестничных клеток, *7* – линии наружного освещения здания; *8* – линии освещения технического подполья; *9* – то же чердака, шахт лифтов; ВРУ – вводно-распределительное устройство

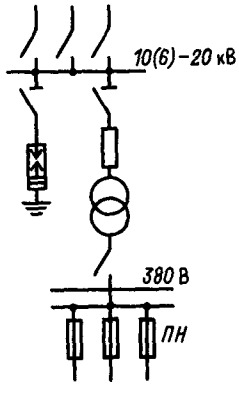


Рис. 59.2. Схема *ТП* и ввода в здание для электроприемников III категории

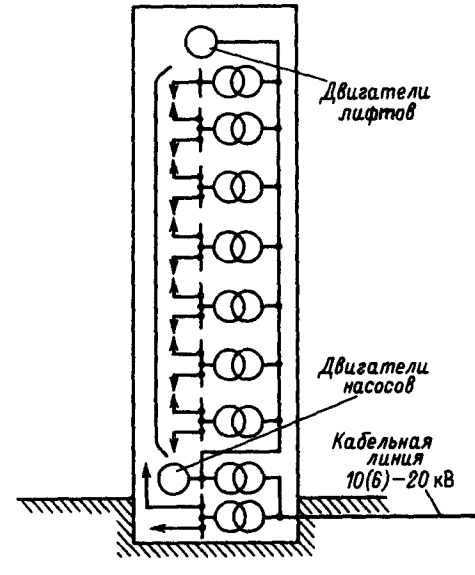


Рис. 59.3. Структурная схема внутренних электрических сетей многоэтажного и многосекционного здания с напряжением 660 В

При зданиях большого объема с количеством этажей 35–40 и более ТП 10–20/0,38 кВ оправдано размещать на промежуточных технических этажах, в чердачных помещениях, на крыше зданий. На рис. 59.3 показана структурная схема внутренних электрических сетей многоэтажного и многосекционного здания с применением напряжения 660 В.

59.5. ЭЛЕКТРОПРИВОД КРАНОВЫХ МЕХАНИЗМОВ

Современное жилищное и промышленное строительство немыслимо без применения мощных грузоподъемных средств. Начиная с закладки фундамента и до окончания завершения строительства при любом технологическом способе возведения здания грузоподъемные механизмы осуществляют подачу к месту монтажа строительных деталей и узлов, различных материалов и механизмов, уборку мусора и т. д. При строительстве зданий из деталей и узлов, изготовляемых на домостроительных комбинатах, строительные машины и механизмы включаются в технологический цикл и являются главным звеном строительного конвейера: завод – транспорт – сборка сооружения.

К грузоподъемному механизму предъявляются следующие требования: возможность обслуживания любой точки строительной площадки до завершения возведения здания, а также мобильной перевозки грузоподъемного механизма по улицам. Башенный кран вполне отвечает этим требованиям.

По способу установки на строительной площадке башенные краны бывают передвижные, стационарные и самоподъемные. Область применения строительных башенных кранов различных типов приведена в табл. 59.2. Питание электродвигателей механизмов крана производится обычно по гибкому кабелю.

59.6. ВЫБОР ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ КРАНОВ

Расчетная статическая мощность на валу электродвигателя, кВт, при подъеме груза номинальной массы определяется по формуле:

$$P_{ст} = 9{,}81 Q_{ном} v_{ном} / \eta_{мех} \eta_{п},$$

где $\eta_{мех}$ – КПД механизма лебедки; $\eta_{п}$ – КПД направляющих блоков и грузового по-

Таблица 59.2. **Области применения строительных башенных кранов**

Область применения	Исполнение крана	Наибольшая грузоподъемность, т	Наибольший вылет крюка, м	Наибольшая высота подъема, м	Скорость подъема номинального груза, м/мин	Частота вращения, об/мин
Городское и сельское строительство зданий до 9 этажей из:						
мелких элементов и блоков	Передвижной	5	25	25–35	25–30	0,7
объемных крупногабаритных блоков	»	25	10	35	10–15	0,5
Городское строительство зданий из крупных элементов до:						
14 этажей	»	8	25	45	20–30	0,6
18 этажей	»	10	25	55	20–30	0,6
24 этажей	Передвижной или приставной	12,5	25	70	35–40	0,5
Городское строительство высотных зданий	Приставной	6/12,5	50	110	35–40	0,5
Промышленное строительство зданий и сооружений высотой до 50 м	Передвижной	12,5/25	35	70	20–40	0,5
Строительство гидротехнических сооружений	»	25	40	40	60	0,4

Таблица 59.3. **Расчетные коэффициенты $k_т$ для различных типов крановых электроприводов**

Системы электропривода	Механизмы подъема при $z'/z = 1$, передвижения и поворота при $z'/z < 5$			Механизмы передвижения и поворота при $z'/z > 5$		
	Л	С	Т	Л	С	Т
Двухскоростной короткозамкнутый электродвигатель $2p = 4/24$	0,8	0,7	–	–	–	–
Односкоростной короткозамкнутый электродвигатель:						
$2p = 6$	1,25	1	0,65	0,4	–	–
$2p = 8$	1,45	1,2	0,8	0,7	0,4	–
Электродвигатель с фазным ротором:						
при торможении противовключением	1,45	1,2	0,95	0,75	0,65	0,35
при динамическом торможении	1,5	1,3	1,1	0,9	0,8	0,5
Электродвигатель с фазным ротором и регулятором напряжения	1,45	1,2	0,9	0,7	–	0,3
Тиристорный электропривод постоянного тока или система Г–Д	2	1,3	1,1	1,4	1	0,7
Электропривод постоянного тока с параметрическим регулированием	2	1,2	1	1,2	0,8	0,4

лиспаста; $Q_{ном}$ – номинальная грузоподъемность, которая является основным расчетным показателем для выбора всех элементов механизма подъема, т.

Расчетная статическая мощность реализуется при подъеме груза номинальной массы с номинальной скоростью. В свою очередь номинальная скорость подъема груза определяется по формуле

$$v_{ном} = \frac{\pi(D_б + 3d_к)n_{ном}}{60iK},$$

где $D_б$ – диаметр барабана лебедки, м; $d_к$ – диаметр каната подъема, м; $n_{ном}$ – частота вращения электродвигателя при номинальных параметрах питающей сети и расчетном вращающем моменте, об/мин; i – передаточное число редуктора лебедки подъема; K – кратность грузового полиспаста.

При выборе исполнительных электродвигателей крановых механизмов наиболее сложно определить необходимую номинальную мощность с учетом факторов, влияющих на нагрев. Неопределенность режима работы, специфические особенности электрических машин кранового исполнения – закрытых, которые характеризуются повышенными потерями холостого хода и ухудшенными условиями теплоотдачи при регулировании скорости, приводят к большим погрешностям при тепловых расчетах общепринятыми методами эквивалентного тока или момента.

В основу одной из распространенных методик определения мощности крановых электродвигателей входит учет всех составляющих общего баланса потерь в электроприводе за определенный интервал времени и сравнение этих потерь с допустимыми при нормированном режиме работы [76]. Номинальную мощность электродвигателя можно определить из выражения $P_{ном} \geqslant P_{ст}/k_т$. Здесь коэффициент $k_т$ зависит от режима работы крана, выбранной системы электропривода и приведенного числа включений.

В табл. 59.3 приводятся расчетные коэффициенты $k_т$. В таблице z – число включений; z' – приведенное число включений. Л, С, Т определяют режимы работы кранов: Л – легкий режим; С – средний, Т – тяжелый.

59.7. СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ КРАНОВЫМИ ЭЛЕКТРОПРИВОДАМИ

Существующие системы управления крановыми электроприводами можно объединить в три группы: непосредственного управления исполнительными электродвигателями постоянного и переменного тока с помощью комплектных силовых коммутационных аппаратов, называемых силовыми кулачковыми контроллерами; дистанционного управления исполнительными электродвигателями постоянного и переменного тока, получающими питание от сети и содержащими комплектные устройства коммутации силовых цепей, называемые магнитными контроллерами; управления двигателями постоянного тока и асинхронными с питанием

Таблица 59.4. **Система управления крановыми электроприводами**

Показатель	Асинхронный электродвигатель с фазным ротором			Асинхронный короткозамкнутый двигатель, кулачковый контроллер или магнитный пускатель	Асинхронный двухскоростной короткозамкнутый двигатель
	Кулачковый контроллер	Магнитный контроллер	Магнитный контроллер для двухдвигательного привода		Кулачковый магнитный контроллер
Диапазон мощностей, кВт	2—30	2—100	20—80	2—15	2—40
Диапазон регулирования при номинальной нагрузке	1 : 2,5	1 : 4 1 : 6	1 : 8	1 : 1	1 : 6
Регулирование скорости выше номинальной	Нет	Нет	От 1,5 : 1 до 20 : 1	Нет	Нет
Число ступеней устойчивого регулирования скорости	»	2	2/3	»	2
Пусковая мощность, доли номинальной	2,5	2,5	2,5	5	3,5
Произведение КПД на $\cos\varphi$ при номинальном режиме	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8
Относительный расход энергии на единицу полезной работы	1	1	0,9	1,3	1,8
Потери энергии в двигателе от общих потерь энергии в электроприводе, %	15	15	15	100	100
Вероятность безотказной работы за 6 мес	0,9	0,9	0,9	0,95	0,95
Возможность дистанционного управления	Нет	Есть	Есть	Есть	Нет
Допустимая частота включения до наибольшей скорости	120	300	300	120	300
Электрическая износостойкость, 10^6 включений	0,3	0,5	0,5	0,3	0,3—1
Эксплуатационное обслуживание	Электромонтер средней квалификации				
Условия наладки	Наладки не требуется				
Условия ремонта и обслуживания	Ремонт возможен в мастерских без специального оборудования				

Продолжение табл. 59.4

Показатель	Асинхронный двухскоростной короткозамкнутый двигатель	Электродвигатель постоянного тока			
	Тиристорный преобразователь частоты ПЧН-АД	Магнитный контроллер с нерегулируемым выпрямителем	Система Г—Д	Тиристорный преобразователь постоянного тока	
				нереверсивный	реверсивный
Диапазон мощностей, кВт	20—80	3—100	20—180	50—100	100—200
Диапазон регулирования при номинальной нагрузке	1 : 8	1 : 6	1 : 10	1 : 10	1 : 10

Продолжение табл. 59.4

Показатель	Асинхронный двухскоростной короткозамкнутый двигатель	Электродвигатель постоянного тока			
		Магнитный контроллер с нерегулируемым выпрямителем	Система Г–Д	Тиристорный преобразователь постоянного тока	
	Тиристорный преобразователь частоты ПЧН-АД			нереверсивный	реверсивный
Регулирование скорости выше номинальной	1,8 : 1	25 : 1	2,5 : 1	2,5 : 1	2,5 : 1
Число ступеней устойчивого регулирования скорости	До 5	До 4	До 5	До 5	До 5
Пусковая мощность, доли номинальной	3,5	2,2	1,8	1,8	1,8
Произведение КПД на $\cos\varphi$ при номинальном режиме	0,8	0,9	0,70	0,85	0,88
Относительный расход энергии на единицу полезной работы	0,85	1,3	0,9	0,9	0,9
Потери энергии в двигателе от общих потерь энергии в электроприводе, %	100	15	40	60	60
Вероятность безотказной работы за 6 мес	0,92	0,92	0,92	0,85	0,88
Возможность дистанционного управления	Есть	Есть	Есть	Есть	Есть
Допустимая частота включения до наибольшей скорости	600	600	600	600	600
Электрическая износостойкость, 10^6 включений	1	1	2	10	10
Эксплуатационное обслуживание	Электромеханик высокой квалификации	Электромонтер средней квалификации		Электромеханик высокой квалификации	
Условия наладки	Сложная наладка	Наладки не требуется	Наладка простая	Сложная наладка	
Условия ремонта и обслуживания	Ремонт в специальных мастерских с использованием специального оборудования	Ремонт возможен только в условиях мастерских со специальным технологическим оборудованием			

их от электромашинных или вентильных преобразователей тока, частоты, напряжения. Системы управления, применяемые в крановых электроприводах, а также основные технические показатели их работы приведены в табл. 59.4.

59.8. МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КРАНОВЫХ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ

Статические и динамические нагрузки крановых механизмов определяют выбор систем электроприводов и требования к ним.

При выборе системы электропривода крановых механизмов следует учитывать следующие особенности их работы: широкий диапазон изменения моментов сопротивления; необходимость реверсирования; ограничение момента в элементах механизмов; обеспечение работы на пониженной скорости; ограничение ускорений.

Желаемые механические характеристики механизмов подъема крана приведены на рис. 59.4. Характеристика *1n* используется для подъема грузов с пониженной скоростью и предназначена для выбора слабины канатов и точной установки груза при монтажных операциях. Характеристики *2n* и *3n*

служат для подъема грузов с промежуточной и номинальной скоростями. Характеристика $4n$ требуется для подъема малых грузов с повышенной скоростью с целью повышения производительности кранов; скорость при работе на этой характеристике превышает в 2 раза номинальную.

Характеристика $1c$ служит для спуска грузов с малой скоростью, что требуется для точной установки груза при его спуске. Характеристики $2c$ и $3c$ используются для спуска грузов с промежуточной и номинальной скоростями, а характеристика $4c$ – для спуска легких грузов с повышенной скоростью, что также повышает производительность работы кранов.

Показанные на рис. 59.4 вертикальные участки характеристик требуются для ограничения моментов и ускорений при пусках и торможениях механизма. По условиям эксплуатации удобно обеспечить примерно одинаковое время переходных процессов для подъема и спуска грузов. При этом стопорные моменты на характеристиках подъема и спуска должны различаться между собой, что объясняется разными моментами сопротивления при подъеме и спуске грузов (см. заштрихованные на рисунке области изменения M_c, обусловленные изменением массы груза). Из-за этого электроприводы механизмов подъема имеют несимметричные относительно начала координат характеристики, т. е. при подъеме и спуске грузов используются различные семейства механических характеристик.

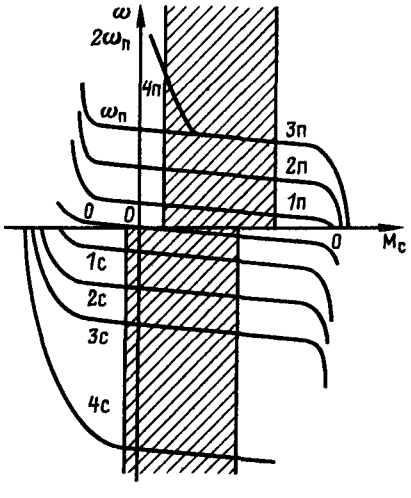


Рис. 59.4. Желаемые механические характеристики механизмов подъема крана

59.9. ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ МЕХАНИЗМОВ ПОДЪЕМА ПО СИСТЕМЕ ТП–Д

Тиристорные электроприводы постоянного тока (системы ТП – Д) все чаще применяют в крановых механизмах. По своим характеристикам система ТП – Д близка к системе Г – Д, но дополнительно обладает рядом достоинств, основным из которых является отсутствие вращающегося преобразователя. По технико-экономическим показателям систему ТП – Д рационально применять при мощности выше 60 кВт. Такие мощности имеют исполнительные двигатели механизмов подъема строительных башенных кранов с грузовым моментом выше 2500 кН · м. В настоящее время системами ТП – Д оснащены краны типов КБ-674 и КБ-675.

На рис. 59.5 приведена схема электропривода механизма подъема с нереверсивным тиристорным преобразователем и двигателем независимого возбуждения. Система автоматического управления приводом включает бесконтактные элементы, входящие в состав тиристорного преобразователя; релейно-контакторную часть, элементы которой обеспечивают взаимодействие тиристорного преобразователя, находящегося в цепи якоря, с реверсором. Управление электроприводом осуществляется командоконтроллером *КК*, имеющим по пять фиксированных рабочих положений в сторону «Подъем» и «Спуск» и одно нулевое нерабочее положение.

На первой позиции командоконтроллера включаются контакты реверсора (*КВ* и *КН*), растормаживается электромагнитный тормоз и на задающие обмотки *СМУР* (*ОЗ СМУР*) и *СМУЛ* (*ОЗ СМУЛ*) подается напряжение. Включение задающих обмоток *СМУР* и *СМУЛ* производится с помощью промежуточных реле *РП1*, *РП2* и *РПН*, *РПВ*. При последующих положениях командоконтроллера увеличивается напряжение на задающей обмотке *СМУР*, вследствие чего возрастает напряжение тиристорного преобразователя и соответственно частота вращения двигателя. Для получения повышенных скоростей подъема и спуска легких грузов и ненагруженного крюка на пятом положении командоконтроллера предусмотрено ослабление поля двигателя при полном напряжении на якоре двигателя.

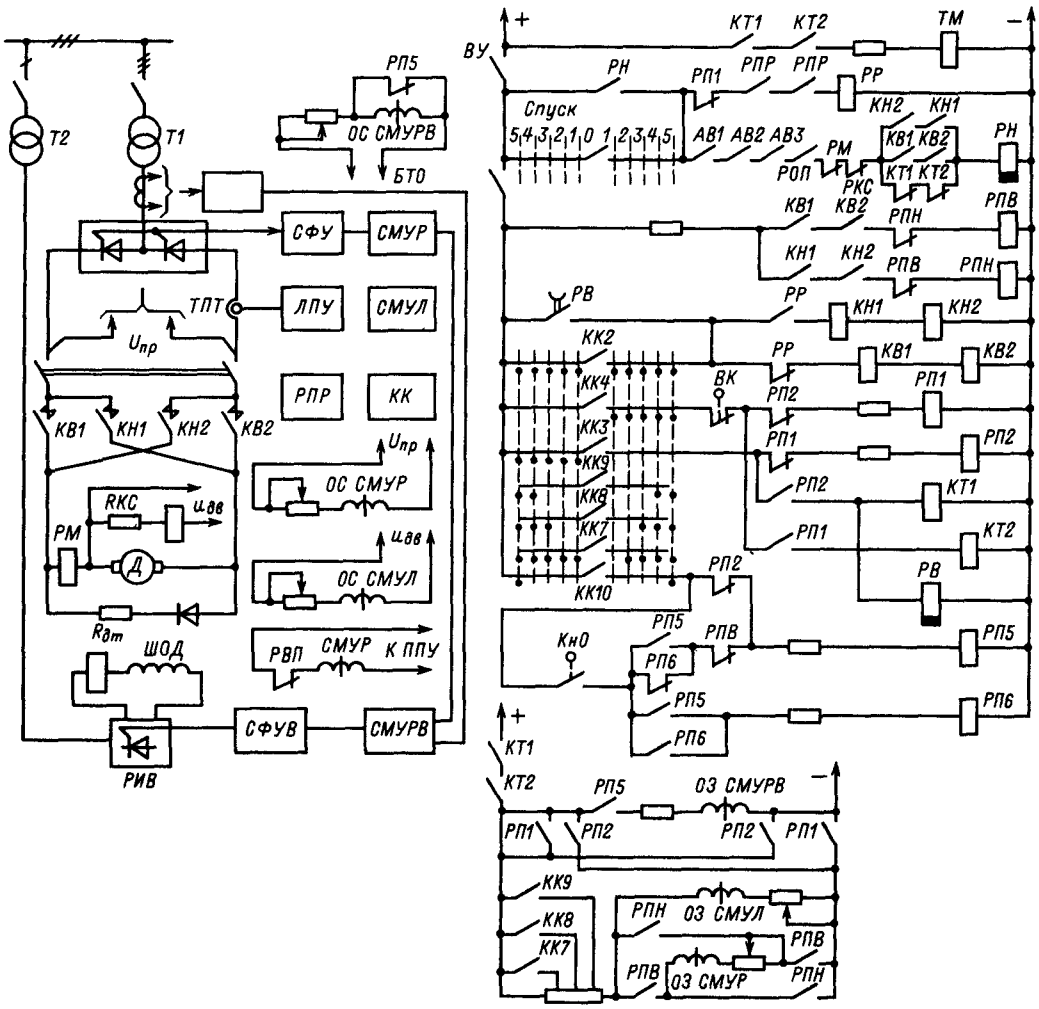


Рис. 59.5. Схема электропривода механизма подъема с нереверсивным тиристорным преобразователем

Регулирование тока возбуждения в этом режиме производится с помощью возбудителя *РИВ*. Изменение выходного напряжения *РИВ* осуществляется суммирующим магнитным усилителем *СМУРВ*, задающая обмотка которого включается с помощью реле *РП5*. Обратная связь по току двигателя выполняется обмоткой обратной связи *ОС СМУРВ*, включаемой контактами реле *РП5* и *РП6*. Ослабление поля при спуске достигается нажатием кнопки *КнО* и действует до нагрузки, на которой происходит переключение контакторов направления с *КН* на *КВ*, изменяющих режим работы преобразователя с выпрямительного на инверторный.

При установке командоконтроллера на нулевое положение задающие сигналы *СМУР* и *СМУЛ* становятся равными нулю и двигатель останавливается под действием электромагнитного тормоза *ТМ* и электрического торможения, осуществляемого на время действия выдержки реле *РВ*, через контакты которого производится подпитка катушек контакторов реверсора. Состояние контакторов реверсора при работе привода зависит от положения командоконтроллера

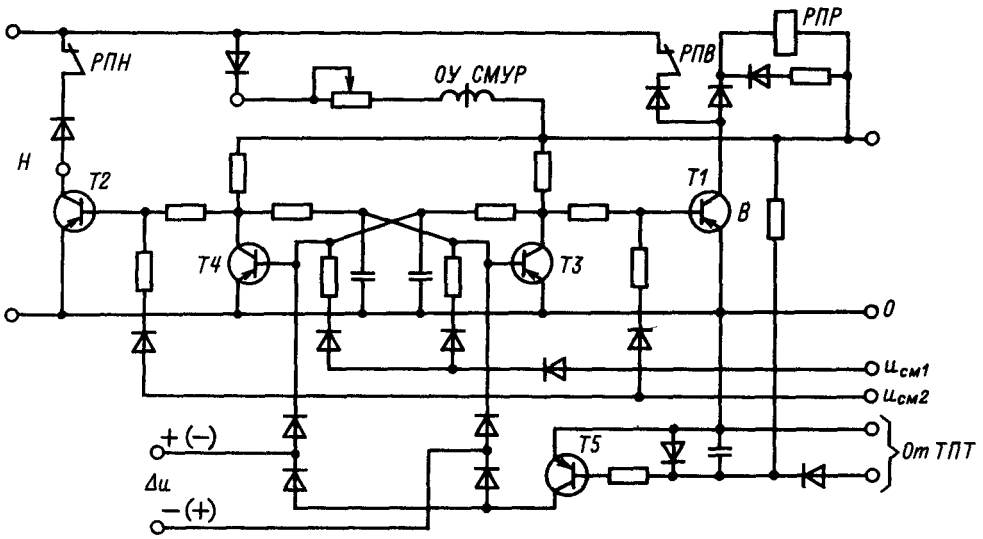


Рис 59.6. Схема логического переключающего устройства

и состояния логического переключающего устройства *ЛПУ* (рис. 59.6). Последнее воздействует на реле *РПР*, которое замыкающим контактом включает реле *РР*. В зависимости от состояния реле *РР* включаются контакторы *КВ1*, *КВ2* или *КН1*, *КН2*. Логическое переключающее устройство выполнено на базе триггера. Состояние этого устройства определяется его входным сигналом Δu, поступающим от *СМУЛ*, и сигналом, пропорциональным выпрямленному току преобразователя, который подается с трансформатора постоянного тока *ТПТ*. При положительном значении Δu *ЛПУ* переключается в положение, соответствующее включению промежуточного реле *РПР* (открыты триоды *Т1* и *Т4*). При отрицательном значении Δu реле *РПР* отключается (открыты триоды *Т2*, *Т3* и закрыты *Т1*, *Т4*). При этом включаются контакторы *КН1* и *КН2*. При исчезновении Δu состояние *ЛПУ* не изменяется и включение контакторов и реле остается прежним. Переход от одного состояния в другое возможен только при изменении знака Δu и отсутствии тока преобразователя. Если ток не равен нулю, то изменение состояния *ЛПУ* невозможно. Логическое переключающее устройство позволяет обеспечить бестоковую коммутацию контактов реверсора в процессе его переключения при торможениях, пусках и реверсах. Покажем это на примере процесса торможения с подъема при переходе с более высокого уровня скорости на более низкий. В этом случае снижение сигнала $u_з$, вызывающее процесс торможения, приводит к изменению знака $\Delta u = u_з - u_{дв}$ и снижению уровня выпрямленного напряжения. В результате противо-ЭДС двигателя оказывается выше напряжения преобразователя, что приводит к интенсивному снижению тока в двигателе. В момент достижения током нулевого значения происходит переключение *ЛПУ*, отключение реле *РПР* и *РР*; контакторы *КВ1*, *КВ2* отключаются и включаются контакторы *КН1*, *КН2*. Включение контакторов *КН1* и *КН2* приводит к смене полярности напряжения на обмотке *СМУР* (задающего и обратной связи по напряжению), вследствие чего преобразователь переходит в инверторный режим, а электродвигатель — в режим генераторного торможения. По мере торможения двигателя отрицательное значение Δu уменьшается по абсолютному значению, проходит через нулевое значение и вновь становится положительным. Ток двигателя падает до нуля, и *ЛПУ* переключается в прежнее состояние, при котором включены контакторы *КВ1*, *КВ2*. Преобразователь вновь начинает работать в выпрямительном режиме, но уже с более низким значением напряжения, что соответствует меньшей скорости двигателя.

В схеме электропривода предусматриваются защиты: нулевая (реле *РН*), максимальная (реле *РМ*), защита от обрыва поля (*РОП*), защита от токов короткого замыка-

ния и перегрузок по току (автоматические выключатели *AB1, AB2, AB3*), защита от чрезмерного повышения скорости (реле *РКС*), конечная защита (выключатель *ВК* в сторону подъема).

59.10. ЭЛЕКТРОПРИВОД С АСИНХРОННЫМ ДВИГАТЕЛЕМ МЕХАНИЗМОВ ПОДЪЕМА С МАГНИТНЫМ КОНТРОЛЛЕРОМ

Одна из распространенных схем, применяемых на крановых приводах механизмов подъема в диапазоне мощностей двигателей от 11 до 180 кВт и механизмов передвижения в диапазоне от 3,5 до 100 кВт, – схема с асинхронным двигателем и магнитным контроллером, приведенная на рис. 59.7. Эта схема обеспечивает автоматический разгон, реверсирование, торможение и ступенчатое регулирование частоты. На положениях подъема пуск и регулирование скорости осуществляется изменением сопротивлений резисторов, включенных в цепь обмотки ротора двигателя. Первое положение, на котором реализуется минимальный пусковой момент, служит для выбора слабины каната и подъема малых грузов на пониженной скорости. Подъем с малой скоростью тяжелых грузов производится на втором положении. На третьем положении осуществляется первая ступень разгона двигателя. Последние две ступени пуска осуществляются автоматически под контролем реле времени *КТ1* и *КТ2*.

На положениях спуска обеспечивается регулирование частоты вращения двигателя в режимах: противовключения на первом и втором положениях и однофазного торможения на третьем положении. На четвертом положении, на котором все ступени резисторов выведены, производится спуск грузов с наибольшей скоростью. Так же как и при подъеме, переход на естественную характеристику производится автоматически в функции времени под контролем реле *КТ1* и *КТ2*.

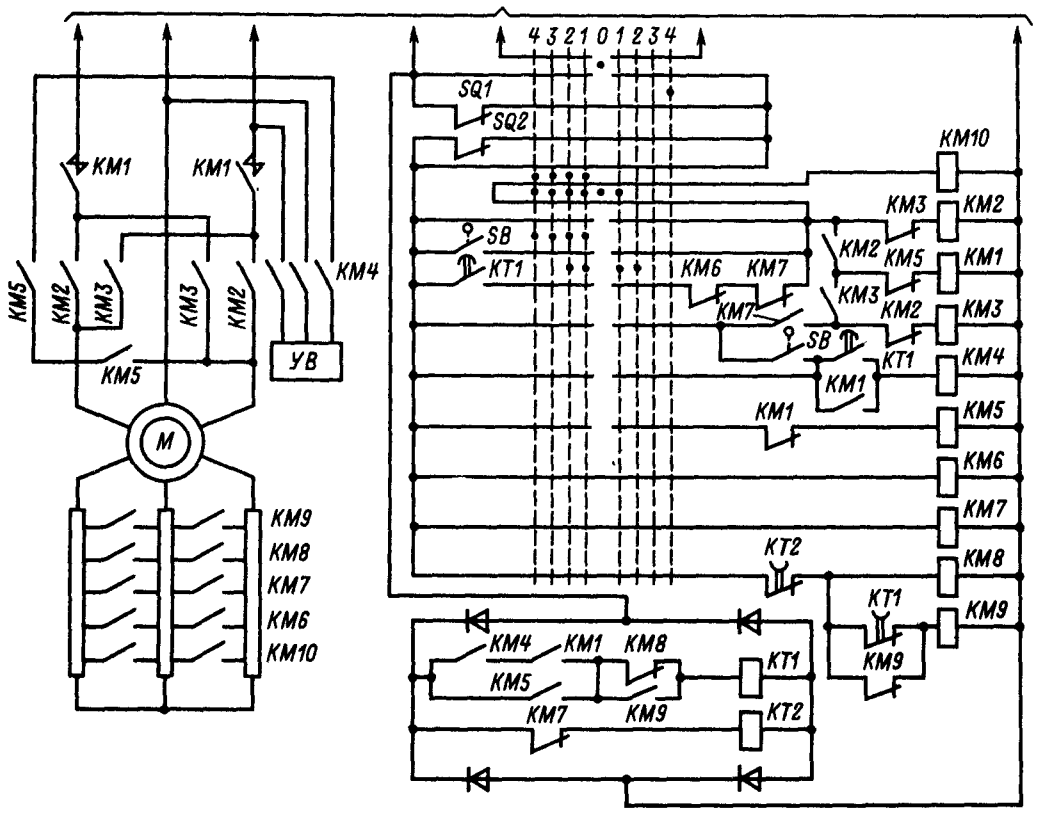


Рис. 59.7. Схема электропривода механизма подъема с асинхронным двигателем и магнитным контроллером

Первое и второе положения используются в основном для получения малых скоростей спуска грузов, близких к номинальному. Режим однофазного торможения предназначен для получения малых скоростей при спуске легких грузов. Используя положения противовключения и однофазного торможения, можно регулировать скорость спуска различных грузов (переключением рукоятки командоконтроллера между третьим, вторым и первым положениями) в пределах диапазона 4 : 1 — 3 : 1.

Реализация указанных режимов осуществляется коммутацией силовых цепей двигателя с помощью контакторов. В цепи статора двигателя включены контакты линейного контактора *КМ1*, контакторов направления вращения *КМ2, КМ3* и контактора однофазного включения двигателя *КМ5*. Ступени резисторов в цепи ротора выводятся с помощью контакторов ускорения *КМ6 — КМ9* и контактора противовключения *КМ10*. Контактор *КМ4* предназначен для управления электромагнитным тормозом *УВ*.

Схема однофазного торможения собирается при включении контактора *КМ5* в цепи статора и *КМ6* в цепи ротора. Для исключения одновременного включения контакторы однофазного включения *КМ5* и линейный *КМ1*, а также контакторы направления *КМ2, КМ3* соответственно попарно механически и электрически сблокированы.

Схема управления механизмами подъема выполнена таким образом, что включение двигателя при спуске грузов осуществляется только на третьем положении командоконтроллера. Это сделано с той целью, чтобы исключить возможность подъема (вместо спуска) легких грузов. Блокировка выполнена с помощью вспомогательного контакта *КМ4*, который включается лишь на третьем положении спуска. Этот вспомогательный контакт включен в цепь обмотки реле *КТ1*, через контакт которого при спуске грузов подается питание на катушку контактора *КМ2*. Для того чтобы при установке заведомо тяжелых грузов не получилось недопустимо большой скорости на третьем положении, можно сразу обеспечить включение двигателя в первом и втором положениях командоконтроллера, нажав педаль спуска тяжелых грузов *SB*, которая подает питание на контакторы *КМ4* и *КМ2*.

В приведенной схеме применен магнитный контроллер типа ТСА, в котором предусмотрена конечная защита с помощью контактов выключателей *SQ1, SQ2*. Максимальная и нулевая защиты выведены на защитную панель, которая в схеме не приводится.

59.11. ЭЛЕКТРОПРИВОД ЛИФТОВ

Одним из распространенных электроприводов городского хозяйства являются лифты. Лифты являются механизмами вертикального транспорта, предназначенными для транспортировки пассажиров и грузов в жилых, производственных и административных зданиях. В последние годы эти установки выполняются с высокой степенью автоматизации. Они отличаются общедоступностью пользования, комфортабельностью и безусловной безопасностью. Только электрический привод может соответствовать тем высоким требованиям, которым должны удовлетворять современные лифты.

Лифт представляет собой стационарный подъемник прерывного действия с вертикальным движением кабины или платформы по жестким направляющим, устанавливается в огражденной со всех сторон шахте, оборудованной на посадочных (погрузочных) площадках запирающимися дверями. По назначению лифты подразделяются на пассажирские, грузопассажирские, больничные, грузовые с проводником и без проводника, малые грузовые.

В зависимости от рабочей скорости движения кабины различают следующие категории лифтов:

тихоходные (до 0,5 м/с); быстроходные (до 1 м/с); скоростные (до 2,5 м/с); высокоскоростные (выше 2,5 м/с).

К электрооборудованию лифтов массового применения предъявляют следующие требования:

1) безопасность обслуживания пассажиров; обеспечение заданной производительности, заданной точности остановки на уровне этажной площадки (± 30 мм), электрической износостойкости (не менее 10^6 циклов «включение — отключение») и ресурса работы 20 тыс. ч.;

2) комфортность: обеспечение допустимого уровня шума и вибрации, допустимое максимальное ускорение кабины при пуске или остановке лифта в нормальных условиях 1,5 м/с^2; допустимый максимальный рывок скорости 10 м/с^3; максимальное ускорение при аварийной остановке 3 м/с^2.

В табл. 59.5 приводятся типы лифтов и краткие характеристики их электроприводов.

Таблица 59.5. **Лифты и краткая характеристика их электроприводов**

Лифт	Электропривод	Регулирование	Электродвигатель	Краткая характеристика электропривода
Тихоходный (до 0,5 м/с), редукторный, грузовой или пассажирский	Асинхронный с односкоростным двигателем	Нерегулируемый	Асинхронный односкоростной с короткозамкнутым ротором	Управление релейно-контакторное, ограничение ускорений за счет маховых масс, замедление – механическое торможение
Тихоходный или быстроходный (до 1 м/с), редукторный, грузовой или пассажирский	Асинхронный с двухскоростным двигателем	Регулирование ступенчатое с отношениями скоростей 3 : 1 и 4 : 1	Асинхронный двухскоростной с короткозамкнутым ротором	Управление релейно-контакторное, ограничение ускорения за счет маховых масс, замедление с электрическим торможением дотягиванием на малой скорости с механическим торможением
Тихоходный, быстроходный и скоростной (до 2 м/с), редукторный, пассажирский или грузовой	Тиристорный асинхронный с односкоростным двигателем	Плавное регулирование ускорения, регулирование ступенчатое с отношениями скоростей 3 : 1 и 4 : 1	Асинхронный односкоростной с короткозамкнутым ротором	Управление бесконтактное, полупроводниковое с замкнутыми контурами регулирования по скорости и положению кабины, замедлением при регулируемом динамическом торможении или противовключением
Тихоходный, быстроходный и скоростной, редукторный, пассажирский или грузовой	Тиристорный асинхронный с двухскоростным двигателем	Плавное регулирование ускорения, ступенчатое регулирование с отношениями скоростей 3 : 1 и 4 : 1	Асинхронный двухскоростной с короткозамкнутым ротором	Управление бесконтактное, полупроводниковое с замкнутыми контурами регулирования по скорости и положению кабины, замедление при регулируемом динамическом торможении на обмотке малой скорости
Редукторный, безредукторный, скоростной и высокоскоростной (более 2 м/с) пассажирский	Постоянного тока, система генератор – двигатель (Г – Д)	Плавное регулирование с отношением скоростей 10 : 1 и выше	Постоянного тока с независимым возбуждением	Управление бесконтактное с полупроводниковыми и магнитными усилителями с замкнутым контуром регулирования по скорости, положению и току, замедление при регулируемом рекуперативном торможении
Редукторный, безредукторный, скоростной и высокоскоростной пассажирский	Постоянного тока, система тиристорный преобразователь – двигатель (ТП – Д)	Плавное регулирование скорости с отношением скоростей 10 : 1 и выше	Постоянного тока с независимым возбуждением	Управление бесконтактное, с полупроводниковым усилителем и регулятором скорости, положения и тока, замедление при регулируемом рекуперативном торможении

59.12. ВЫБОР ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ЛИФТОВ

Современные пассажирские и грузовые лифты жилых и административных зданий выполняются с противовесом [79], который выбирается с таким расчетом, чтобы он уравновешивал массу кабины и часть номинального поднимаемого груза:

$$G_{пр} = G_0 + \alpha G_{ном},$$

где $G_{ном}$ – масса поднимаемого груза, Н; G_0 – масса кабины, Н; $G_{пр}$ – масса противовеса, Н; α – коэффициент уравновешивания, обычно равный 0,4 – 0,6.

Необходимость уравновешивания продиктована тем, что при отсутствии контргруза приходится соответственно увеличивать мощность двигателя. Из схемы, приведенной на рис. 59.8, следует:

$$F_1 = G_0 + G + g_к x;$$

$$F_2 = G_{пр} + g_к (H - x),$$

где $g_к$ – масса метра каната.

Усилие на канатоведущем шкиве

$$F = F_1 - F_2 = G - \alpha G_{ном} + g_к (2x - H).$$

Момент и мощность на валу двигателя определяются по следующим формулам:

$$M_1 = \frac{F}{i\eta}\frac{D}{2}; \qquad P_1 = \frac{FV}{\eta};$$

$$M_2 = \frac{F}{i}\frac{D}{2}\eta; \qquad P_2 = FV\eta,$$

где M_1, P_1 – момент и мощность при работе привода в двигательном режиме соответственно, Н·м и Вт; M_2, P_2 – момент и мощность при работе привода в генераторном режиме соответственно, Н·м и Вт; η – общий КПД механизма.

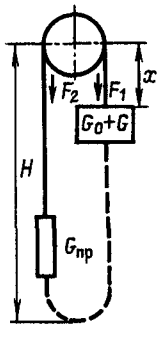


Рис. 59.8. К выбору мощности двигателя лифта

59.13. ОПТИМИЗАЦИЯ ДВИЖЕНИЯ КАБИНЫ ПАССАЖИРСКОГО ЛИФТА

Кабина пассажирского лифта движется по оптимальному закону, если лифт обеспечивает максимальную производительность при соблюдении необходимых условий комфортности. При этом предполагается, что лифт выбран на заданную производительность, обеспечивает минимум первоначальных и эксплуатационных расходов и имеет ограниченную (по максимуму) скорость движения кабины. При указанных

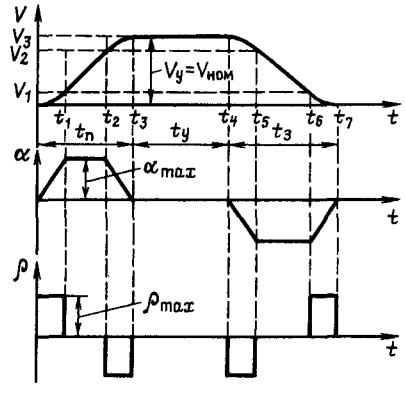


Рис. 59.9. Оптимальная диаграмма движения кабины лифта

условиях оптимальная диаграмма движения кабины имеет одинаковые по длительности интервалы пуска и замедления, в течение которых ускорение и рывок скорости не превышают максимально допустимых значений, и интервал равномерного движения, в течение которого скорость движения кабины не превышает максимального значения

Существуют различные законы движения кабины, признанные оптимальными. Один из простейших вариантов приведен на рис. 59.9.

При этом варианте в интервалах пуска и замедления рывок скорости ρ изменяется скачкообразно, ускорение α – по трапецеидальному закону, скорость V имеет параболические участки при изменении ускорения движения.

59.14. СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДАМИ ЛИФТОВ

Схемы управления электроприводами лифтовых установок разнообразны и зависят от типа и назначения лифта, скорости пере-

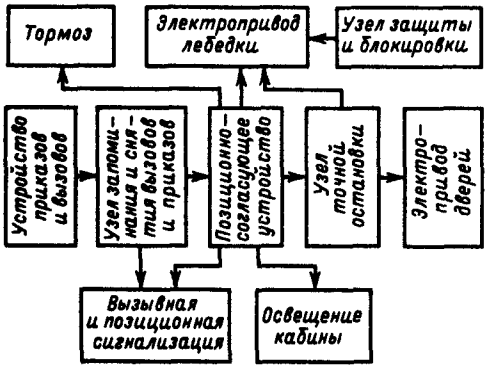


Рис. 59.10. Структурная схема лифтовой установки

мещения и ряда других факторов [3]. Для лифтов применяют различные системы электроприводов в зависимости от номинальной рабочей скорости лифта, требуемой точности остановки кабины, необходимой плавности работы при разгоне и торможении, стоимости изготовления и эксплуатации электроприводов. Чаще всего для лифтов используют электроприводы переменного тока с односкоростными и двухскоростными короткозамкнутыми асинхронными двигателями и электроприводы постоянного тока с управляемыми преобразователями.

Каждая схема управления лифтом содержит определенный набор блоков, предназначенных для выполнения определенных операций. На рис. 59.10 приведена структурная схема лифтовой установки. Команда на начало движения лифта подается с помощью устройства приказов и вызовов, в качестве которого обычно используются кнопки управления, кнопочные посты и кнопочные панели.

Команды от устройства приказов и вызовов поступают в узел, который осуществляет запоминание и последующее снятие соответствующих команд после их выполнения. Схемное решение этого узла зависит от очередности выполнения вызовов кабины и от типа элементов, применяемых в качестве запоминающих устройств. В качестве запоминающих устройств для лифтов используются залипающие кнопки, одно- и двухобмоточные электромагнитные реле и бесконтактные логические элементы.

Наиболее сложным и ответственным узлом схемы управления лифтовой установки является позиционно-согласующее устройство (ПСУ), которое служит для определения положения кабины в шахте и выдачи сигналов для движения кабины в нужном направлении и ее остановки. Конструктивно ПСУ выполняют в виде набора электромеханических переключателей, размещаемых в шахте или смонтированных в специальных приборах – копираппарате или селекторе, которые находятся в машинном помещении и связаны с кабиной механической или электрической связью. Простейшими ПСУ являются размещаемые в шахте трехпозиционные путевые переключатели, каждое положение которых соответствует движению кабины вверх, вниз и ее остановке.

Сигналами с выхода ПСУ осуществляется управление механическим тормозом с электромагнитным приводом и включение электропривода подъемной лебедки. При подходе кабины к нужному этажу подъемная лебедка отключается и снова накладывается механический тормоз. Для обеспечения точной остановки кабины предусмотрен узел точной остановки. Он используется только в тех лифтах, электропривод которых обеспечивает возможность перехода на пониженную скорость.

После остановки кабины автоматически включается электропривод дверей кабины и шахты. В лифтах с ручным управлением дверей этот узел отсутствует. Узел защиты и блокировки обеспечивает безопасность работы лифта. Этот узел исключает возможность движения кабины при открытых или незаблокированных замками дверях и открывания дверей шахты при отсутствии кабины на данном этаже, осуществляет остановку кабины при обрыве канатов, превышении допустимой скорости, нажатии аварийной кнопки «Стоп» и срабатывании защиты.

Схема управления лифтом включает также устройства сигнализации и освещения кабины. Вызывная сигнализация предназначена для извещения пассажиров о занятости кабины, направлении ее движения, принятии вызовов, а также для извещения обслуживающего персонала о состоянии схемы вызывных устройств.

Позиционная световая сигнализация предназначена для извещения пассажиров и обслуживающего персонала о местонахождении кабины в данный момент.

59.15. РЕГУЛИРУЕМЫЙ ЭЛЕКТРОПРИВОД ЛИФТА ПО СХЕМЕ ТИРИСТОРНЫЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ-ДВИГАТЕЛЬ

В скоростных и высокоскоростных лифтах со скоростью движения кабины более 2 м/с в нашей стране и за рубежом приме-

няют регулируемый электропривод с двигателем постоянного тока независимого возбуждения [77]. Лебедки лифтов могут быть редукторными или безредукторными, двигатели соответственно быстроходными или тихоходными (60 – 140 об/мин).

Среди систем электропривода постоянного тока в лифтах нашли применение две системы: генератор – двигатель (Г – Д) и тиристорный преобразователь – двигатель (ТП – Д). Систему Г – Д начинают заменять системой ТП – Д, хотя многие зарубежные лифтостроительные фирмы продолжают выпускать лифты с электроприводом системы Г – Д.

В электроприводе ТП – Д взамен двигатель-генераторного преобразователя применяют реверсивный тиристорный преобразователь, обычно состоящий из двух встречно-параллельно включенных трехфазных тиристорных выпрямителей с соответствующими устройствами управления.

Тиристорный электропривод постоянного тока системы ТП – Д для высокоскоростных лифтов грузоподъемностью 1000 и 1600 кг со скоростью 2; 2,8 и 4 м/с устанавливают в административных и жилых зданиях до 40 этажей. Схема электропривода разработана и спроектирована ВНИИЭлектроприводом, лифты изготовляет Карачаровский механический завод. Ниже приведено основное оборудование электропривода и его краткие характеристики:

Вводное устройство ВУ-4

Система соединения	Трехфазная с нейтральным проводом
Напряжение, В	380
Сила тока, А	160

Электродвигатель постоянного тока с канатоведущим шкивом, тормозом и тормозным электромагнитом МПЛ40-135

Мощность, Вт	40
Напряжение, В	440
Сила тока, А	125
Частота вращения, об/мин	135
Масса, кг	4000

Трансформатор ТСП-25/07-74 (ТСП-100/07-74)

Мощность, кВ·А	25 (100)
Напряжение, В	380/205 (380/410)
Напряжение КЗ, %	5,5 (5,5)

Реактор ограничивающий СРОС-63/05 (СРОС-100/0,5)

Сила тока, А	200 (160)
Индуктивность, мГн	4 (9)

Комплектное тиристорное устройство электропривода КТУЭЛ

Напряжение, В	230 или 460
Сила тока, А	100 или 200
Схема выпрямления	Трехфазная мостовая
Система управления	Вертикального типа
Угол регулирования, град	0 – 180

На рис. 59.11 приведена структурная схема тиристорного электропривода постоянного тока высокоскоростного лифта, разработанная во ВНИИЭлектроприводе, при которой приняты следующие обозначения: *Д* – электродвигатель постоянного тока; *СМ1* и *СМ2* – силовые модули тиристоров направления вверх и вниз; *Т1* и *Т2* – силовые трансформаторы модулей тиристоров; *РО* – реакторы ограничивающие; *BR* – тахогенератор; *ДТ1* и *ДТ2* – датчики тока направления вверх и вниз; *СИФУ1* и *СИФУ2* – системы импульсно-фазового управления силовыми модулями *СМ1* и *СМ2*; *РТ1* и *РТ2* – регуляторы тока направления вверх и вниз; *ЗИ* – задатчик интенсивности, обеспечивающий задание скорости и ограничение ускорения и рывка; *РС* – регулятор скорости; *РТ* – регулятор тока.

Регулирование частоты вращения двигателя производится изменением напряжения на якоре в пределах $+U_{ном} > 0 > -U_{ном}$ с помощью двух трехфазных мостовых выпрямителей (*СМ1* и *СМ2*).

Система импульсно-фазового управления тиристорами обеспечивает формирование импульсных сигналов включения тиристоров и подачу их на управляющие электроды в соответствующие моменты времени. Угол регулирования изменяется в пределах 0 – 180°, зависимость его от напряжения управления практически линейна.

Система регулирования электропривода построена по принципу последовательной коррекции с подчиненным регулированием параметров. Выходной сигнал регулятора скорости является сигналом задания регулятора тока. На заданном этапе вступает в действие регулятор положения, управляемый сигналом датчика точной остановки. Регулятор положения перед остановкой кабины выравнивает ее на этаже, обеспечи-

вает точность остановки в пределах ±15 мм. Он также удерживает кабину на этаже при неисправности тормоза.

Задатчик интенсивности формирует диаграмму скорости с ограничением скорости на уровне 1,4; 2 и 4 м/с, ускорения – 1,5 м/с^2 и рывка 1,5 м/с^3, что позволяет обеспечить необходимые комфортные условия и высокую производительность лифта.

Регулятор скорости *РС* является пропорционально-интегральным. В нем сигнал заданной скорости задатчика интенсивности *ЗИ* сравнивается с сигналом фактической скорости, поступающим от тахогенератора *BR*. Выходной сигнал *РС*, ограничиваемый по амплитуде, является задающим для регулятора тока *РТ*, с которым сравнивается сигнал обратной связи по току, получаемый с помощью датчиков тока *ДТ1* и *ДТ2*. Регулятор тока также является пропорционально-интегральным, поэтому ток двигателя пропорционален задающему току, а ограничению задания тока соответствует токоограничение двигателя. Использование двух пропорционально-интегральных регуляторов делает систему регулирования двукратно-интегрирующей, в связи с чем система регулирования скорости является астатической по

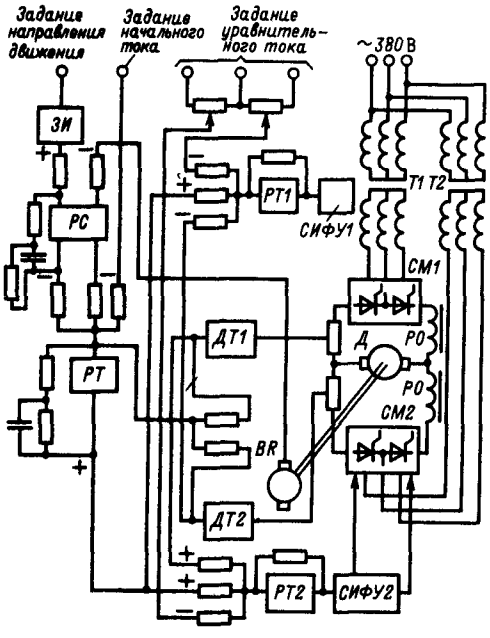


Рис 59.11. Структурная схема тиристорного электропривода постоянного тока высокоскоростного лифта

нагрузке. Система регулирования тиристорного электропривода постоянного тока высокоскоростных лифтов укомплектована блоками унифицированной системы блочных регуляторов (УБСР).

59.16. ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ НАСОСОВ, КОМПРЕССОРОВ, ВЕНТИЛЯТОРОВ

Среди электроприводов городского хозяйства распространенными являются электроприводы насосов, компрессоров, вентиляторов. Они составляют группу электроприводов турбомеханизмов, для которых одной из особенностей является зависимость статического момента сопротивления от частоты вращения турбомеханизма. На основании заданных для вентилятора или насоса производительности и суммарного напора, а для компрессора – производительности и удельной работы сжатия определяется мощность на валу, в соответствии с которой может быть осуществлен выбор мощности приводного двигателя.

Мощность на валу приводного двигателя вентилятора определяется выражением, кВт,

$$P = \frac{Fv^3\rho}{2\eta_в\eta_п}\cdot 10^{-3},$$

где F – сечение газопровода, м^2; v – скорость движения газа, м/с; ρ – плотность газа, м^3; $\eta_в$, $\eta_п$ – КПД вентилятора и передачи.

Мощность на валу центробежного насоса равна:

$$P = \frac{\rho_1 g Q(H_с + \Delta H)}{\eta_н\eta_п}\cdot 10^{-3},$$

где $H_с = H_г + (p_2 - p_1)/\rho_1 g$; Q – подача насоса, м^3/с; $H_г$ – геодезический напор, равный разности высот нагнетания и всасывания, м; $H_с$ – суммарный напор, м; p_2 – давление в резервуаре, куда перекачивается жидкость, Па; p_1 – давление в резервуаре, откуда перекачивается жидкость, Па; ΔH – потеря напора в магистрали, м (зависит от сечения труб, качества их обработки, кривизны участков трубопровода и т. д.); ρ_1 – плотность перекачиваемой жидкости, кг/м^3; g = = 9,81 м/с^2 – ускорение свободного падения; $\eta_н$, $\eta_п$ – КПД насоса и передачи.

Можно принять, что для центробежных насосов между мощностью на валу и скоростью существует зависимость:

$$P = c\omega^3 \quad \text{и} \quad M = c\omega^2.$$

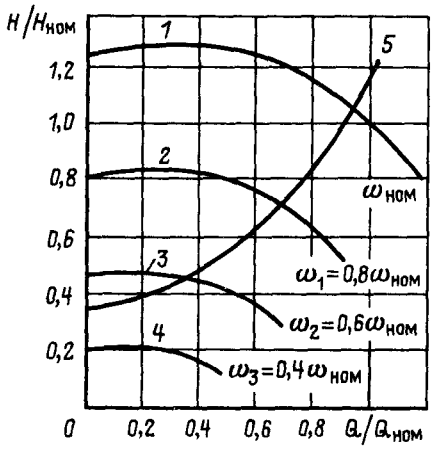


Рис. 59.12. Зависимость напора H насоса от его подачи Q

Основной характеристикой насосов, вентиляторов и компрессоров является зависимость развиваемого напора H от подачи этих механизмов Q.

На рис. 59.12 приведены характеристики центробежного насоса (*1*, *2*, *3*, *4*) при различных угловых скоростях его рабочего колеса. Там же приведена характеристика магистрали (*5*), на которую работает насос. Характеристикой магистрали называется зависимость между подачей Q и напором H, необходимым для подъема жидкости на высоту преодоления избыточного давления на выходе из нагнетательного трубопровода и гидравлических сопротивлений. Точки пересечения характеристик *1*, *2* и *3* с характеристикой *5* определяют значение напора и производительности при работе насоса на определенную магистраль при различных скоростях. Характеристики $H = f(Q)$ могут быть построены, если принять во внимание, что $Q/\omega = \text{const}$; $H/\omega^2 = \text{const}$, тогда

$$Q_1/Q_2 = \omega_1/\omega_2;\ H/H_1 = \omega_1^2/\omega_2^2.$$

Центробежные насосы являются массовыми и энергоемкими механизмами. Электроприводы этих механизмов потребляют 20% всей электроэнергии, вырабатываемой в стране. Мощность промышленных насосов находится в пределах от единиц до нескольких десятков тысяч киловатт. Обычно насосы оснащаются нерегулируемым электроприводом. Регулирование подачи осуществляется при этом практически единственным способом – дросселированием на стороне нагнетания.

В табл. 59.6 приводятся основные технические характеристики выпускаемых электротехнической промышленностью центробежных вертикальных насосов и двигателей к ним. Такие насосы используются для ирригационных систем, для водоснабжения населенных пунктов и промышленных предприятий и в других отраслях народного хозяйства.

Промышленностью выпускаются фекальные вертикальные центробежные насосы, предназначенные для перекачивания бытовых, производственных и дождевых сточных вод, загрязненных различными твердыми примесями (песком, гравием, тряпками, бумагой, утильными предметами, следами бензина, нефти и др.). Такие насосы применяются на главных и районных канализационных насосных станциях большой производительности по перекачиванию сточных вод на очистные сооружения со всей территории крупных городов или промышленных предприятий. Основные данные фекальных вертикальных насосов и комплектующих их электродвигателей также приведены в табл. 59.6.

В табл. 59.7 приводятся данные сетевых центробежных горизонтальных насосов и комплектующих их электродвигателей, предназначенных для перекачивания воды в тепловых сетях.

Турбокомпрессоры являются наиболее мощными турбомашинами. В настоящее время мощность турбокомпрессоров достигает 18 000 кВт, имеется перспектива увеличения мощности до 25 000 кВт и выше. Наиболее типичные области применения турбокомпрессоров: транспортирование газа по магистральным газопроводам; компрессирование воздуха для получения кислорода методом разделения; подача воздуха и кислорода в доменную печь, холодильная техника [78]. Турбокомпрессорные машины являются быстроходными. Частота вращения рабочего колеса их находится в пределах 3000 – 20 000 об/мин. Поэтому для турбокомпрессоров применяются, как правило, быстроходные электродвигатели с номинальной частотой вращения 3000 об/мин.

Мощность компрессора определяется следующим выражением:

$$P = \frac{Q}{\eta_к \eta_п} \frac{A_и + A_а}{2} \cdot 10^{-3},$$

где Q – подача компрессора, м^3/с; $A_и$ – изотермическая работа сжатия 1 м^3 атмосферного воздуха до давления p_2, Дж/м^3; $A_а$ – адиабатическая работа сжатия 1 м^3 ат-

Таблица 59.6. **Основные технические характеристики центробежных и фекальных вертикальных насосов**

Тип насоса	Подача		Напор, м	Частота вращения, об/мин	КПД, %	Масса, т	Электродвигатели			
	м³/ч	м³/с					Тип	Мощность, кВт	Напряжение, В	Масса, т
600В-1,6/100А	5500	1,52	90	750	88	10,3	СДВ-16-36-8	1600	6000	12,1
800В-2,5/100А	8600	2,4	90	600	88	11,2	СДВ-17-49-10	3200	6000	25,4
800В-2,5/40	9000	2,5	40	600	87	14,5	СДВ-16-44-10	1600	6000	12,9
1000В-4/63А	12300	3,42	60	500	88	12,7	СДВ-17-59-12	3200	6000	27,4
10000В-4/40	14400	4	40	500	87	14,6	АВ-17-31-12	1600	6000	15,2
1200В-6,3/100А	21900	6,1	88	375	88	34,11	ВДС-325/69-16	8000	10000	68
1200В-6,3/63А	21200	5,9	59	375	89	23,8	ВДС-325/44-16	5000	6000	53
1200В-6,3/40-0	22680	6,3	27	300	87	35	ВАЗ-215/89-20	2500	6000	27,55
1600В-10/40-0	31400	8,7	28	250	88	34,15	ВДС-325/59-24	5000	6000	58
2000В-16/63	56500	15,7	65	250	86,5	100	ВДС-375/130-24	12500	10000	140
2000В-16/63А	57600	16	53	250	86	100	ВДС-375/130-24	12500	10000	140
2000В-16/63А	52000	14,4	43	250	82	100	ВДС-375/130-24	12500	10000	140
ФВ-2700/26,5	2700	0,75	26,5	750	74	3,9	АВ-14-26-8	400	6000	5,05
ФВ-4000/28	4000	1,11	28	370	72	6,7	АВ-18-36-16	630	6000	9,7
ФВ-7200/29	7200	2	29	485	74,5	8,75	АВ-16-41-12	1000	6000	11,2
ФВ-9000/45	9000	2,5	45	500	80	10,33	СДВ-16-51-12	16000	6000	12,25
ФВ-9000/63	9000	2,5	63	500	83	18,1	СДВ-17-39-12	2000	6000	17,9

Таблица 59.7 **Основные технические характеристики сетевых центробежных горизонтальных насосов**

Марка	Подача		Напор, м	Давление на входе		Частота вращения (синхронная)		Мощность, кВт	КПД, %, не менее	Температура перекачки воды, К(°С)
	л/с	м³/ч		МПа	кгс/см²	$с^{-1}$	об/мин			
СЭ160-50	44	160	50	0,39	4	50	3000	29	73	393(120)
СЭ160-70			70					37	79	
СЭ160-100			100					59	71	
СЭ250-50	69	250	50	0,39	4	50	3000	41	80	393(120)
СЭ320-110	89	320	110					114		
СЭ500-70-11	139	500	70	1,08	11	50	3000	103	82	453(180)
СЭ500-70-16				1,57	16			103		
СЭ500-140			140	1,57	16			210	81	
СЭ800-55-11	221	800	55	1,08	11	25	1500	132	81	453(180)
СЭ800-55-16				1,57	16					
СЭ800-100-11			100	1,08	11			243	80	
СЭ800-100-16			100	1,57	16	50	3000	378		
СЭ800-160			160							
СЭ1250-45-11	347	1250	45	1,08	11	25	1500	166	82	453(180)
СЭ1250-45-25			70	2,45	25					
СЭ1250-70-11				1,08	11			260		
СЭ1250-70-16			100	1,57	16			370		
СЭ1250-100				1,08	11			518		
СЭ1250-140-11			140							
СЭ1250-140-16				1,57	16			518		
СЭ1600-50	445	1600	50	2,45	25	25		234	83	453(180)
СЭ1600-80	445	1600	80	1,57	16	25	1500	388	80	453(180)

Продолжение табл. 59.7

Марка	Подача		Напор, м	Давление на входе		Частота вращения (синхронная)		Мощность, кВт	КПД, %, не менее	Температура перекачки воды, К(°С)
	л/с	м³/ч		МПа	кгс/см²	с⁻¹	об/мин			
СЭ2000-100	555	2000	100	1,57	16	50	3000	572	85	453(180)
СЭ2000-140			140					810	84	
СЭ2500-60-11	695	2500	60	1,08	11	25	1500	422	86	393(120)
СЭ2500-60-25				2,45	25					
СЭ2500-180-16				1,57	16	50	3000	1380	84	
СЭ2500-180-10,0	890	3200	180	0,98	10	25	1500	672		
СЭ3200-70			70						86	
СЭ3200-100			100					898		
СЭ3200-160			160			50	3000	1530		
СЭ5000-70-6	1390	5000	70	0,59	6	25	1500	1035	87	453(180)
СЭ5000-70-10				0,98	10					
СЭ5000-100			100	1,57	16			1340		
СЭ5000-160			160	0,98	10	50	3000	2370		393(120)

Таблица 59.8. **Технические характеристики компрессорно-конденсаторных агрегатов с конденсатором водяного охлаждения**

Марка	Назначение	Параметры холодильной установки	Потребная мощность в гандартном режиме, кВт	Масса, кг	Габариты, мм
АК4,5-1-2	Для централизованного холодоснабжения оборудования магазинов типа «Универсам», предприятий торговли и общественного питания	При температуре испарения $t = -15$ °С, температуре воды на входе в конденсатор +20 °С и ее расходе 0,6 м³/ч производительность составляет 4200 ккал/ч	2,3	230	1015 × 410 × 765
АК6-1-2	То же	При температуре испарения $t = -15$ °С, температуре воды на входе в конденсатор +20 °С и ее расходе 0,6 м³/ч производительность составляет 6000 ккал/ч	3,2	305	1015 × 410 × 765
АК4,5-2-4	Для централизованного холодоснабжения низкотемпературного холодильного оборудования магазинов типа «Универсам», предприятий торговли и общественного питания	При температуре кипения $t = -35$ °С, температуре воды на входе в конденсатор +20 °С и ее расходе 1,2 м³/ч производительность составляет 3820 ккал/ч	3	290	1080 × 435 × 880

мосферного воздуха до давления p_2, Дж/м^3.

В крупных городах и населенных пунктах строят магазины типа «Универсам», другие предприятия торговли и общественного питания. Электротехнической промышленностью выпускаются специальные компрессорно-конденсаторные агрегаты, предназначенные для работы на таких предприятиях. В табл. 59.8 приводятся некоторые технические характеристики компрессорно-конденсаторных агрегатов.

Среди турбомеханизмов вентиляторы по применению в промышленности занимают второе место после насосов. Основное количество приходится на вентиляторы сантехнического назначения, осуществляющие кондиционирование воздуха в производственных и других помещениях.

Для привода крупных вентиляторов применяют, как правило, синхронные двигатели общепромышленного или специального исполнения – СДВ (вал вентиляторов с большим моментом инерции). Вентиляторы малой мощности (ниже 250 кВт) оснащаются асинхронными короткозамкнутыми двигателями.

Мощность двигателя вентилятора при пренебрежении плотностью воздуха определяется по формуле, аналогичной формуле для центробежных насосов, кВт,

$$P = k_3 \frac{pQ \cdot 10^{-3}}{\eta_{общ}},$$

где p – давление вентилятора, Па; Q – подача вентилятора, м^3/с.

Общий КПД вентиляторной установки

$$\eta_{общ} = \eta_в \eta_п \eta_{пер},$$

где $\eta_в$, $\eta_п$, $\eta_{пер}$ – КПД соответственно вентилятора, привода и передачи.

Коэффициент запаса для осевых вентиляторов $k_3 = 1{,}05 \div 1{,}1$; для центробежных $k_3 = 1{,}1 \div 1{,}15$.

Вентиляторы являются механизмами, обладающими большим моментом инерции на валу, что необходимо учитывать при расчете пусковых характеристик электроприводов.

Для крупных вентиляторов целесообразно применение регулируемого электропривода, при этом требуемый диапазон регулирования не превышает обычно 2:1. Нагрузка на валу механизма носит чисто вентиляторный характер, т. е. статический момент сопротивления на валу вентилятора пропорционален квадрату скорости.

РАЗДЕЛ ШЕСТИДЕСЯТЫЙ

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ

60.1. СИСТЕМА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Для газоснабжения городов в настоящее время широко применяют природные газы, представляющие собой смесь углеводородов метанового ряда с теплотой сгорания $Q_н^c$ от 33475,5 до 59672,7 кДж/м^3 (Пунгинское и Ромашкинское месторождения) при $t = 0\,°C$ и $p = 101{,}3$ кПа.

В городскую газовую сеть газ поступает по магистральному газопроводу с давлением 5,5 МПа. Магистральный газопровод рассчитывают на пропускную способность с учетом коэффициента загрузки $k_з = 0{,}85$ млн. м^3/сут,

$$q = \frac{Q}{k_3 \cdot 365},$$

где k_3 – коэффициент загрузки (0,85 – 0,7); Q – производительность газопровода, млн. м^3/год.

Вблизи крупных городов предусматривают подземные газохранилища-аккумуляторы или потребители-регуляторы, которые в зимний период работают на другом топливе (газомазутные или пылегазовые электростанции), чтобы частично покрыть суточную неравномерность потребления газа. Магистральный газопровод имеет не менее двух ниток и оканчивается газораспределительной станцией (ГРС), которая питает городскую газовую сеть.

Многоступенчатая система газоснабжения города показана на рис. 60.1. Газ поступает в кольцевую сеть высокого давления *СВД* по двум вводам от магистральных газопроводов *1МГ*, *2МГ*. Кольцевая сеть среднего давления *ССД* питается через несколько газораспределительных пунктов *ГРП*. Сеть низкого давления *СНД* выполняется для основных газопроводов кольцевой, причем *ГРП 1 – 4* обеспечивают ее питание в диаме-

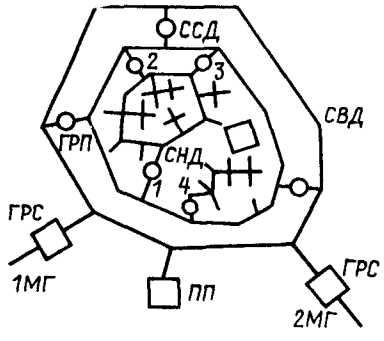


Рис. 60.1. Городская газовая сеть

трально противоположных точках для повышения надежности, или магистральной, когда ГРП питают ее в противоположных концах, а ответвления, как правило, делаются тупиковыми.

Такая система является надежной и гибкой в эксплуатации. В ней заложен принцип многостороннего питания городских газовых сетей, кольцевания основных линий и выравнивания суточной неравномерности потребления за счет хранилищ-аккумуляторов и потребителей-регуляторов.

Для газопроводов высокого и среднего давления в городских условиях применяют стальные трубы по ГОСТ 1050–74. Для газопроводов низкого давления следует применять стальные трубы по ГОСТ 380–71.

Соединение труб осуществляется сваркой с контролем соединения.

Резьбовые соединения допускаются при установке кранов, пробок, муфт на гидрозатворах и сборниках конденсата, на надземных вводах газопроводов низкого давления в местах установки отключающих устройств и для подключения измерительных приборов.

В качестве отключающих устройств применяются краны и задвижки. Краны обеспечивают лучшую герметичность, однако плохо регулируют расход газа.

Широко распространены стальные краны *КС* на $p_y = 1{,}6$; 4; 6,4 МПа, имеющие модификации КСР (ручной привод) с $D_y = 50 \div 80$ мм и КСП (пневматический привод) с $D_y = 50 \div 100$ мм.

Отключающие устройства на газопроводах устанавливаются на газопроводах низкого давления для отключения районов, газопроводах среднего и высокого давления для отключения участков, на ответвлениях всех газопроводов к группам зданий вне территории объекта, на вводах и выводах ГРП, на пересечениях газопроводами преград и на вводах газопроводов в здания или группы зданий.

60.2. РАСЧЕТ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА ГОРОДОМ

Исходные данные:
площадь жилой застройки F, га;
средняя плотность населения σ, чел/га;
средняя норма жилой площади n_0, м^2/чел;
расчетная наружная температура $t_{р.о}$, °С;
теплота сгорания газа $Q_н^c$, кДж/м^3;
относительная плотность газа s;
относительные характеристики потребителя, нормы обслуживания и коэффициент газификации – конкретно для потребителей;
норма расхода газа в тепловых единицах по СНиП-II-37–76.

Определяем:

Население города, чел., $N = F\sigma$;

Отапливаемая жилая площадь, м^2,

$$F_0 = F\sigma n_0.$$

Потребление газа в жилых зданиях на бытовые нужды (I группа):

а) пища и горячая вода:

характеристика потребления:

доля квартир I категории, имеющих газовую плиту и централизованное городское водоснабжение, X_1;

соответствующая норма расхода газа – 2680 МДж·год/чел.;

доля квартир II категории, имеющих газовую плиту, X_2;

соответствующая норма расхода газа – 3400 МДж·год/чел.;

доля квартир III категории, имеющих газовую плиту и газовый водонагреватель, X_3;

соответствующая норма расхода газа – 5320 МДж·год/чел.;

коэффициент газификации жилого фонда $У$.

Расход газа, м^3/год,

$$G_{3-1} = \frac{NУ}{Q_н^c}(2680X_1 + 3400X_2 + 5320X_3)\cdot 10^3;$$

б) стирка:

характеристика потребления:

доля белья, стираемого в квартирах, $Z_к$;

норма накопления белья – 100 т·год/1000 чел;

норма расхода газа – 8790 МДж/т;

коэффициент газификации жилого фонда $У$.

Расход газа, м³/год,

$$G_{3-2} = \frac{NУ}{Q_н^с} \cdot Z_к \cdot 8{,}79 \cdot 10^5.$$

Потребление газа в больницах и поликлиниках (II группа):

а) в больницах:

характеристика потребления:

доля коек с приготовлением пищи X_1;

соответствующая норма расхода газа – 3180 МДж·год/чел.;

доля коек с приготовлением горячей воды X_2;

соответствующая норма расхода газа – 9210 МДж·год/чел.;

норма коек – 121/1000 чел.

Расход газа:

$$G_{4-1} = \frac{N}{Q_н^с} 12(3180X_1 + 9210X_2);$$

б) в поликлиниках:

характеристика потребления:

норма посещений – 26 год/1000 чел.;

соответствующая норма расхода газа – 80 МДж/чел.;

коэффициент газификации $У$.

Расход газа, м³/год,

$$G_{4-2} = \frac{NУ}{Q^с} \cdot 2{,}08 \cdot 10^3.$$

Потребление газа предприятиями бытового обслуживания, столовыми и хлебозаводами (III группа):

а) прачечные:

характеристика потребления:

доля белья, стираемого в прачечных, $Z_п = 1 - Z_к$;

норма накопления белья – 100 т·год/1000 чел.

соответствующая норма расхода газа – 20100 МДж/т;

коэффициент газификации $У$.

Расход газа

$$G_{5-1} = \frac{N}{Q_н^с} \cdot 100 Z_п У \cdot 20\,100 = \frac{NZ_п У}{Q_н^с} \cdot 2{,}01 \cdot 10^6;$$

б) общественное питание:

характеристика потребления:

доля обслуживания населения Z_0;

норма газа на двухразовое питание – 6,28 МДж/т;

количество дней питания – 360;

коэффициент газификации $У$.

Расход газа

$$G_{5-2} = \frac{N}{Q_н^с} Z_0 У \cdot 360 \cdot 6{,}28 \cdot 10^3 = \frac{N}{Q_н^с} Z_0 У \cdot 2{,}26 \cdot 10^6;$$

в) хлебозавод:

характеристика потребления:

норма продукции – 250 т·год/1000 чел.;

норма газа – 2930 МДж/т;

коэффициент газификации $У$.

Расход газа

$$G_{5-3} = \frac{N}{Q_н^с} У \cdot \frac{250}{1000} 2930 = \frac{NУ}{Q^с} 732{,}5;$$

г) бани:

характеристика потребления:

доля обслуживания Z;

норма посещений – 52 чел/год;

норма расхода газа – 40 МДж/чел.;

коэффициент газификации $У$.

Расход газа, м³/год,

$$G_{5-4} = \frac{N}{Q_н^с} 52 ZУ \cdot 40 \cdot 10^3 = \frac{NZУ}{Q_н^с} \cdot 2{,}08 \cdot 10^6.$$

Потребители I и II групп подключаются к газопроводу низкого давления, их расход учитывается суммарно. Потребители III группы подключаются к газопроводу среднего давления, и при расчете их расход учитывается индивидуально.

Расход газа на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, м³/год,

$$G_6 = \left[24(1+k) \frac{t_{вн} - t_н^{ср,о}}{t_{вн} - t_{р,о}} + Zkk_1 \frac{t_{вн} - t^{ср,о}}{t_{вн} - t_{р,в}} \right] \frac{qF_0 n_0}{\eta_0},$$

где $t_{вн}$, $t_{р,о}$, $t_{р,в}$, $t_н^{ср,о}$ – температуры воздуха внутри отапливаемых зданий, расчетная наружная для отопления, вентиляции, средняя наружная за отопительный сезон, °С; k, k_1 – коэффициенты, учитывающие расходы тепла на отопление и вентиляцию (0,25 и 0,4 – соответственно при отсутствии данных); Z – среднее число часов работы системы вентиляции общественных зданий ($Z = 16$); n_0 – продолжительность отопительного сезона, дни ($n_0 = 205$); F_0 – жилая площадь отапливаемых зданий (квартир I категории), м²; η – КПД отопительной системы (0,8 – для котельных, 0,7 – для печей); q – показатель максимального часового расхода тепла на отопление жилых зданий, кДж/(ч·м²), зависит от $t_{р,о}$ (рис. 60.2).

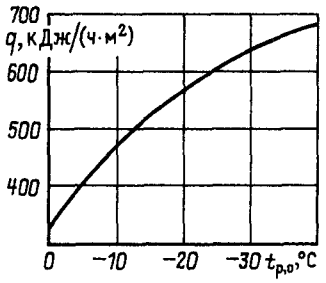


Рис. 60.2. Зависимость максимального часового расхода тепла q от расчетной температуры окружающей среды $t_{р.о}$

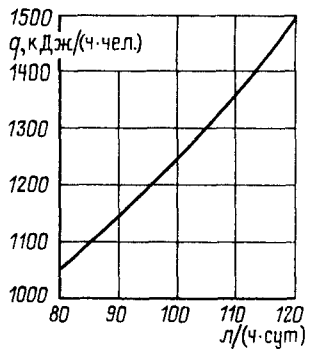


Рис. 60.3. Зависимость показателя среднего часового расхода тепла q на горячее водоснабжение от нормы потребления

Расход газа на централизованное горячее водоснабжение, м³/год,

$$G_7 = \frac{1}{Q_н^с}\left\{24q_{г,в}N\left[n_0 + (350 - n_0)\frac{60 - t_{х,л}}{60 - t_{х,з}}\beta\right]\right\}\frac{1}{\eta_{г,в}},$$

где $t_{х,з}$, $t_{х,л}$ – температура водопроводной воды в зимний и летний периоды (5 и 15 °С); β – коэффициент снижения расхода горячей воды летом ($\beta = 0{,}8$); N – число жителей квартир I категории; $\eta_{г,в}$ – КПД котельной ($\eta_{г,в} = 0{,}8 \div 0{,}85$); $q_{г,в}$ – показатель среднечасового расхода тепла на горячее водоснабжение, зависящий от средней нормы потребления, кДж/(ч·чел.) (рис. 60.3).

Определяем общий годовой расход газа городом:

$$G_0 = G_{3-1} + G_{3-2} + G_{4-1} + G_{4-2} + G_{5-1} + G_{5-2} + G_{5-3} + G_{5-4} + G_6 + G_7.$$

Удельный расход газа на человека

$$q_{уд} = G_0/N.$$

60.3. ГРАФИКИ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА

Режим расходования газа городом зависит от режима потребления газа отдельными категориями потребителей и их удельного веса.

Неравномерность расходования определяется такими факторами, как климатические условия, режим работы предприятий и учреждений, характеристики газового оборудования.

Наибольшую неравномерность создает отопительная нагрузка, которая изменяется соответственно температуре наружного воздуха. Наименьшую неравномерность создают заводы, перерабатывающие газ, и промышленные печи.

Учесть неравномерность отопительной нагрузки по месяцам можно по выражению:

$$q_н = \frac{(t_в - t_{срм})n_м}{\sum_{i=1}^{12}(t_{в,i} - t_{срм,i})n_{м,i}} \cdot 100,$$

где $t_{срм}$ – среднемесячная температура, °С; $t_в$ – температура отапливаемого помещения (18 °С); $n_м$ – число отопительных дней в месяце; $q_н$ – месячный расход, % годового.

Для Москвы при изменениях $t_{срм}$ и $n_м$, как показано в табл. 60.1, отопительная нагрузка меняется довольно значительно, ее график показан на рис. 60.4.

Для жилых зданий, учреждений коммунально-бытового обслуживания, общественного питания, хлебозаводов, бань и прачечных характерен график потребления газа на рис. 60.5.

Годовой график потребления газа городским хозяйством показан на рис. 60.6.

Если имеется годовой график потребления газа городским хозяйством, то годовая неравномерность может быть рассчитана по формуле, %,

$$\alpha_{год} = \left(\sum_{i=1}^{n} k_i - M\right)\frac{100}{12},$$

где M – число месяцев; $k_i > 1$.

Строят график месячной неравномерности потребления, показанный на рис. 60.7. Для графика

$$\alpha_{год} = (1{,}51 + 1{,}54 + 1{,}18 + 1{,}20 + 1{,}40 + 1{,}50 - 6)\frac{100}{12} = 19\%;$$

$$k_м^{max} = 1{,}54 \text{ (февраль)}.$$

Таблица 60.1. **Годовая зависимость $t_{срм}$, $n_м$, $q_н$ для Москвы**

Параметры	Месяц							
	X	XI	XII	I	II	III	IV	V
$t_{срм}$, °C	+5	−1,6	−6,9	−9,4	−8,5	−3,6	+4,9	+12,5
$n_м$	19	30	31	31	28	31	30	5
$q_н$, %	5,7	13,7	18,0	19,7	17,3	15,6	9,1	0,63

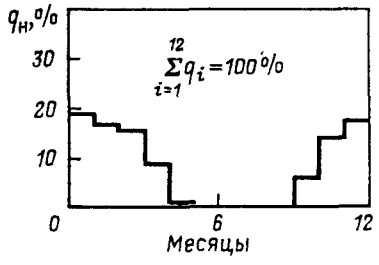


Рис. 60.4. График отопительной нагрузки для Москвы

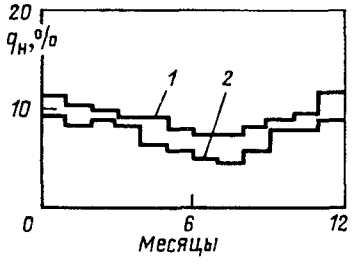


Рис. 60.5. График потребления газа для жилых домов (*1*) и прачечных (*2*)

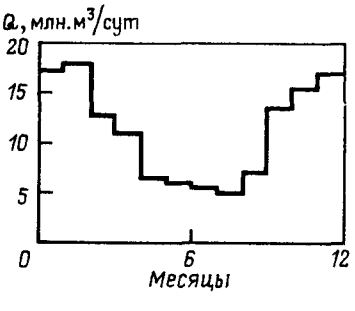


Рис. 60.6. Годовой график потребления газа

Эти величины характеризуют неравномерность потребления газа.

График потребления газа за сутки, показанный на рис. 60.8, характеризуется суточной неравномерностью, рассчитываемой по

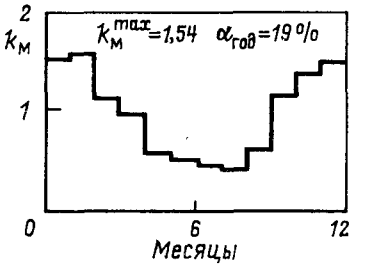


Рис. 60.7. График месячной неравномерности

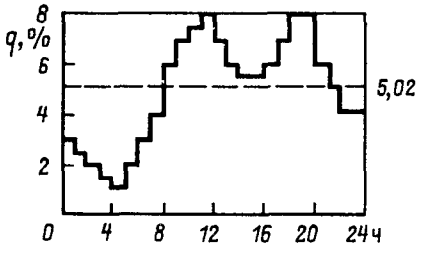


Рис. 60.8. График потребления газа за сутки

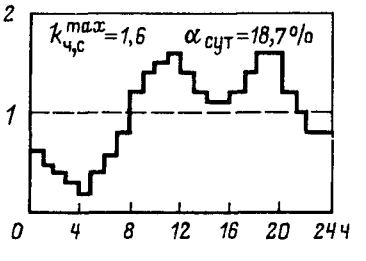


Рис. 60.9. Расчет $\alpha_{сут}$ и $k_{ч.с}^{max}$ для суточного графика

формуле, %,

$$\alpha_{сут} = \left(\sum_{i=1}^{n} k_i - r\right)\frac{100}{24},$$

где r – число часов; $k_i > 1$.

Строят график суточной неравномерно-

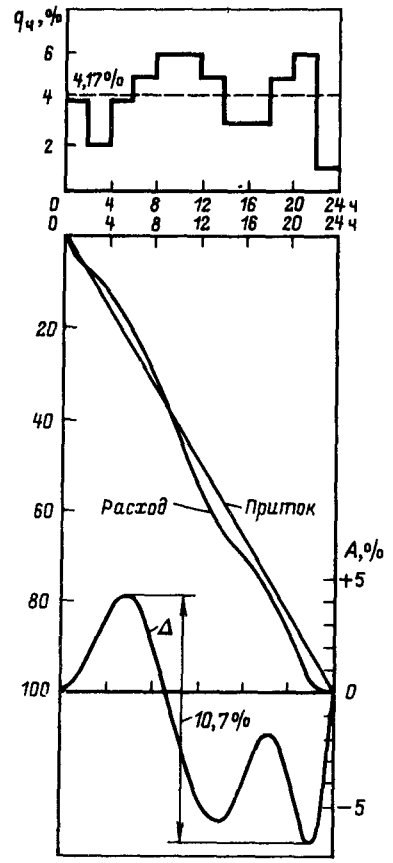


Рис. 60.10. Графический расчет аккумулирующей емкости

сти потребления газа и аналогично рассчитывают $\alpha_{сут} = 18{,}7\%$ и $k_{ч,с} = 1{,}6$, показанные на рис. 60.9.

Максимальные коэффициенты часовой неравномерности расхода газа в городах изменяются в пределах $k^{max}_{ч,с} = 1{,}6 \div 2{,}2$ (квартиры), $k^{max}_{ч,с} = 2{,}6$ (предприятия коммунально-бытового и культурного обслуживания), $k^{max}_{ч,с} = 1{,}65$ (бани), $k^{max}_{ч,с} = 2{,}3$ (прачечные).

При известном графике часового расхода можно рассчитать аккумулирующую емкость методом графического интегрирования графика. Построение соответствующих зависимостей показано на рис. 60.10.

Среднечасовая подача газа $100/24 = 4{,}17\%$ суточного расхода. Считая подачу газа равномерной, строим интегральную зависимость притока и сравниваем ее с интегральной зависимостью расхода, задаваемой суточным графиком. Разность прихода и расхода A дает количество газа, находящегося в аккумулирующей емкости, в процентах суточного расхода (10,7%).

60.4. РАСЧЕТНЫЙ РАСХОД ГАЗА

Максимальные часовые расходы газа для газопроводов всех давлений определяют по годовым расходам и коэффициентам неравномерности для различных потребителей газа:

$$G^{max}_{ч} = k^{max}_{ч,г}\frac{G_г}{8760} = \frac{G_г}{m} = k_m G_г,$$

где $G_г$ – годовой расход газа, м³/год; $k^{max}_{ч,г}$ – максимальный коэффициент часовой неравномерности за год; m – число часов используемого максимума; k_m – коэффициент часового максимума.

Для бытовых потребителей – жителей города – число часов максимума выбирается в зависимости от числа жителей по графику, изображенному на рис. 60.11.

Для отопительных котельных m рассчитывается по формуле

$$m = 24n_0\frac{t_{вн} - t^{ср,о}_{н}}{t_{вн} - t_{р,о}}.$$

Для прочих городских потребителей ориентировочно:

трехсменные предприятия $m = 6000 \div 7000$ ч;

двухсменные предприятия $m = 4500 \div 5000$ ч;

односменные предприятия $m = 3000 \div 4000$ ч;

бани $m = 1600 \div 2500$ ч;

прачечные $m = 2300 \div 3000$ ч;

предприятия общественного питания $m = 1700 \div 2200$ ч.

Для определения расчетных расходов газа внутридомовых газопроводов и квартальных газовых сетей используют формулу

$$G^{max}_{ч} = \sum_{1}^{n} k^{max}_{ч,г}\frac{G_{г,кв}}{8760}N_i,$$

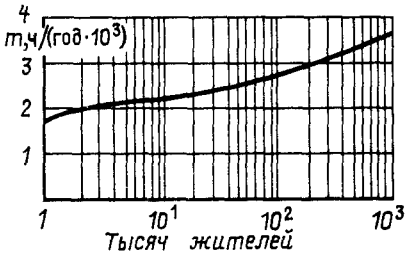


Рис. 60.11. Зависимость m от числа жителей

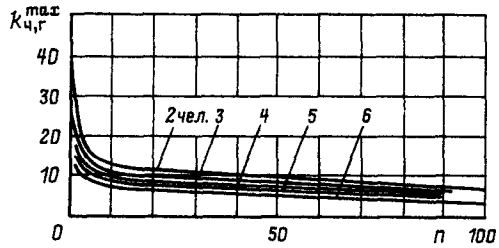


Рис. 60.12. Зависимость $k_{ч,г}^{max}$ от населенности n для квартир с газовыми плитами

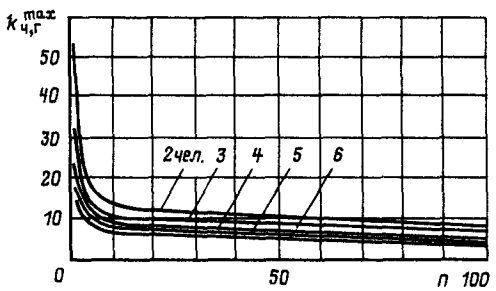


Рис. 60.13. Зависимость $k_{ч,г}^{min}$ от населенности n для квартир с газовыми плитами и водонагревателями

где $k_{ч,г}$ – максимальный коэффициент часовой неравномерности за год; $G_{г,кв}$ – расход газа квартирами за год; N_i – число квартир определенной категории; n – число категорий квартир.

Зависимости $k_{ч,г}^{max}$ для двух категорий квартир, учитывающие населенность, приведены на рис. 60.12 и 60.13.

60.5. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ В ГАЗОПРОВОДАХ

В установившемся режиме потребления газа потери давления в газопроводах могут быть определены по следующим формулам:

для газопроводов высокого и среднего давления (< 1,2 МПа)

$$p_н^2 - p_к^2 = 1{,}62\lambda \frac{G_о^2}{d^5} \rho_о p_о l;$$

для газопроводов низкого давления

$$p_н - p_к = 0{,}81\lambda \frac{G_о^2}{d^5} \rho_о l,$$

где $p_н$, $p_к$ – начальное и конечное давления, кПа; $G_о$ – объемный расход, м^3/с; d – внутренний диаметр, м; $\rho_о$ – плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3; $p_о$ – атмосферное давление 101,3 кПа; l – длина газопровода, м; λ – коэффициент трения, зависящий от числа Re.

При расчете распределительных городских газопроводов потери на местных сопротивлениях СНиП рекомендуют принимать как долю потерь на трение, обычно 5 – 10%.

При расчете городских газопроводов, проложенных в условиях разных геометрических отметок, следует учитывать изменение атмосферного давления. Это особенно важно при расчете внутридомовых газопроводов низкого давления высотных зданий.

Избыточное давление газа изменяется на величину, Па,

$$\Delta p = g(\rho_в - \rho_г) H,$$

где g – ускорение силы тяжести (9,8 м/с^2); $\rho_в$, $\rho_г$ – плотность воздуха и газа, кг/м^3; H – высота, м.

Для сложной сети газоснабжения города, показанной на рис. 60.14, характерны кольцевые (*1*, *2*, *3*, *4*, *5*, *6*), тупиковые (*3*, *7*) участки, где подключены распределенные потребители, и транзитные участки (*6*, *12*) подключения одиночных потребителей. Поэтому имеются три варианта распределения расходов газа – транзитом (*а*), тупиковой (*б*) и смешанной (*в*) сетями, показанные на рис. 60.15.

Путевой расход газа $G_п$ потребляется распределенной нагрузкой и определяется по формуле

$$G_п = \sum_{i,k} \frac{q_{i,k} F_{i,k}}{L_{i,k}} l,$$

где $q_{i,k}$ – удельное потребление газа районами, м^3/(ч·га); $F_{i,k}$ – площадь смежных районов, га; $L_{i,k}$ – длина (часть) периметра смежных районов; l – общая длина газопровода смежных районов.

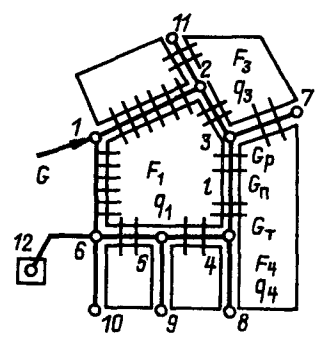


Рис. 60.14. Сложная сеть газоснабжения

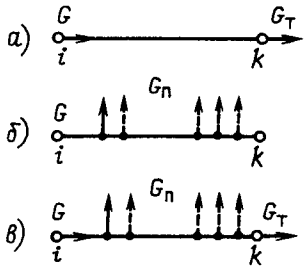


Рис. 60.15. Варианты распределения газа в сетях

Так, для смежных районов F_1 и F_4 путевой расход участка

$$G_{п3-4} = \left(\frac{q_4 F_4}{l_{7348}} \; \frac{q_1 F_1}{l_{1234561}} \right) l_{34}.$$

Для транзитного участка $G_р = G_т$.

Для тупикового участка $G_р = G_п$.

Для смешанного участка $G_р = G_т + \alpha G_п$, где α – коэффициент, зависящий от числа потребителей, принимается 0,55 для числа потребителей более 5.

60.6. РАСЧЕТ ГАЗОВОЙ СЕТИ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

Задано: плотность населения 500 чел/га; удельный расход газа 0,1 м³/(ч·чел.); план города представлен на рис. 60.16; расчетный перепад давления сети $\Delta p_с = 1000$ Па.

I. Определяем удельные путевые расходы, для чего: намечаем на плане трассу газовой сети (рис. 60.17); делим территорию на зоны газоснабжения (*1* – *7*); рассчитываем расходы газа для зон; вычисляем длины газовых контуров; определяем удельный путевой расход.

II. Определяем путевые расходы для участков, пользуясь законом Кирхгофа.

Количество газа, поступающего из ГРП:

$$G_г = G_{п9-13} + G_{т13-9} + G_{п9-14} + G_{т9-14} =$$
$$= 91{,}1 + 611{,}7 + 69{,}7 + 460{,}6 = 1233{,}1 \text{ м}^3/\text{ч},$$

что соответствует данным табл. 60.2 и 60.3.

III. Делаем предварительный расчет диаметров основных контуров сети. Считаем, что потери на местные сопротивления составляют 10% потерь линейных. Поэтому допустимые потери давления на трение

$$\Delta p_т = \frac{\Delta p_с}{1{,}1} = \frac{1000}{1{,}1} = 910 \text{ Па}.$$

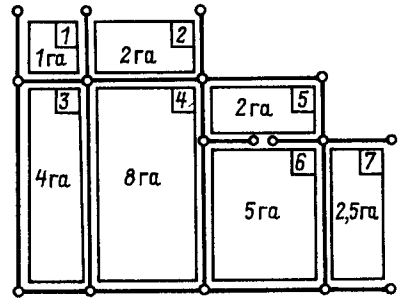


Рис. 60.16. План города и газовой сети

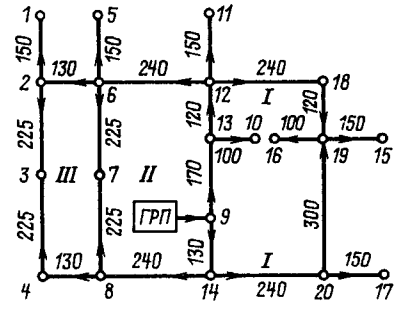


Рис. 60.17. Трасса газовой сети

Основные контуры трассы газовой сети: контур *9 – 13 – 12 – 18 – 19 – 20 – 14 – 9*; средняя длина полуколец *9 – 16* от ГРП (*9*) до точки встречи потоков (*16*) равна:

$$l_{ср1} = 0{,}5(170 + 120 + 240 + 120 + 100 + 130 +$$
$$+ 240 + 300 + 100) = 760 \text{ м};$$

линейные допустимые потери на трение:

$$\frac{\Delta p_т}{l_{ср1}} = \frac{910}{760} = 1{,}2 \text{ Па/м}.$$

Расчетный расход в первом приближении как средний из расходов полуколец:

$$G_р = 0{,}25(G_{р9-13} + G_{р9-14} + G_{р18-19} +$$
$$+ G_{р20-19}) =$$
$$= 0{,}25(661{,}8 + 498{,}9 + 79{,}6 + 74) = 328{,}6 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Этим линейным потерям и расходу соответствует труба диаметром 219 × 6 (по номограмме потерь на рис. 60.18) – контур *9 – 13 – 12 – 6 – 7 – 8 – 14 – 9*.

Средняя длина полуколец *9 – 7* от ГРП (*9*) до точки встречи потоков (*7*) равна:

$$l_{ср} = 0{,}5(240 + 225 + 240 + 225) = 465 \text{ м}.$$

Таблица 60.2. **Расчет удельных путевых расходов**

Район	Площадь, а	Количество, чел.	Расход газа, м³/ч	Длина газопровода, м	Удельный путевой расход, м³/(ч·м)
1	1	500·1 = 500	0,1·500 = 50	150 + 130 + 150 = 430	0,116
2	2	500·2 = 1000	0,1·1000 = 100	540	0,185
3	4	500·4 = 2000	0,1·2000 = 200	260 + 900 = 1160	0,172
4	8	500·8 = 4000	0,1·4000 = 400	1350	0,296
5	2	500·2 = 1000	0,1.1000 = 100	240 + 240 + 200 = 680	0,147
6	5	500·5 = 2500	0,1·2500 = 250	440 + 300 + 300 = 1040	0,240
7	2,5	500·2,5 = 1250	0,1·1250 = 125	600	0,208
Итого	24,5	12250	1225		

Таблица 60.3. **Расчет путевых расходов для участков**

Участок	Длина, м	Удельный путевой расход, м³/(ч·м)	$G_п$, м³/ч	0,55 $G_п$, м³/ч	$G_т$, м³/ч	$G_р$, м³/ч
1–2	150	0,116	17,4	9,57		9,57
3–2	225	0,172	38,7	21,1		21,1
2–6	130	0,116 + 0,172 = 0,288	37,4	20,6	17,4 + 38,7 = 56,1	76,7
5–6	150	0,116 + 0,185 = 0,301	43,2	23,7		23,7
7–6	225	0,172 + 0,296 = 0,468	105,3	52		52
6–12	240	0,296 + 0,185 = 0,481	115,4	63,5	17,4 + 38,7 + 37,4 + 43,2 + + 105,3 = 242,0	305,5
3–4	225	0,172	38,7	21,1		21,1
4–8	130	0,172	22,4	12,3	38,7	51
7–8	225	0,172 + 0,296 = 0,468	105,3	52		52
8–14	240	0,296	71	39,0	38,7 + 22,4 + 105,3 = 166,4	205,4
15–19	150	0,208	31,2	17,1		17,1
16–19	120	0,296 + 0,147 = 0,443	38,7	21,2		21,2
19–18	120	0,147	17,6	9,7	38,7 + 31,2 = 69,9	79,6
18–12	240	0,147	35,3	19,4	31,2 + 38,7 + 17,6 = 87,7	106,8
11–12	150	0,185	27,7	15,2		15,2
12–13	120	0,296 + 0,147 = 0,443	65,1	35,8	17,4 + 38,7 + 37,4 + 43,2 + + 105,3 + 115,4 + 31,2 + + 38,7 + 17,6 + 35,3 + 27,7 = = 507,9	543,7
10–13	100	0,147 + 0,240 = 0,387	38,7	21,2		21,2
13–9	170	0,296 + 0,240 = 0,536	91,1	50,1	507,9 + 65,1 + 38,7 = 611,7	661,8
19–20	300	0,240 + 0,208 = 0,448	134,4	74		74
17–20	150	0,208	31,2	17,1		17,1
14–20	240	0,240	57,6	31,7	31,2 + 134,4 = 165,6	197,3
14–9	130	0,296 + 0,240 = 0,536	69,7	38,3	38,7 + 22,4 + 105,3 + 71 + 134,4 + 31,2 + 57,6 = 460,6	498,9
		Итого	1233,1	666,7		

Определяем линейные потери давления в соответствующих участках основной линии *12–14* для трубы диаметром 219 × 6 и соответствующих расходов участков по номограмме:

$G_{р12-13} = 543{,}6$ м³/ч; $\Delta p/l = 0{,}9$ Па/м;

$G_{р9-13} = 661{,}9$ м³/ч; $\Delta p/l = 1{,}2$ Па/м;

$G_{р9-14} = 448{,}9$ м³/ч; $\Delta p/l = 0{,}6$ Па/м.

Суммарные потери в линии *12–14* диаметром 219 × 6 мм:

$\Delta p = 120 \cdot 0{,}9 + 170 \cdot 1{,}2 + 130 \cdot 0{,}6 = 390$ Па.

Таблица 60.4. **Расчет по кольцам газовой сети**

№ кольца	Участок	Соседнее кольцо	Длина, м	$Q_р$, м³/ч	Диаметр, мм	$\Delta p/l$, Па/м	Δp, Па	$\Delta p/G_р$, Па ч/м³	Ошибка $\delta = \frac{\Sigma\Delta p \cdot 100}{0{,}5\lvert\Sigma\Delta p\rvert}$
I	9–13	II	170	662	219×6	1,2	204	0,308	$\delta_I = +\frac{35\cdot 100}{0{,}5\cdot 943} = 7{,}4\%$
	13–12	II	120	543,6	219×6	0,8	96	0,176	
	12–18	–	240	106,8	133×4	0,45	108	0,402	
	18–19	–	120	79,8	114×4	0,68	81,6	0,163	
	9–14	II	130	–499	219×6	–0,7	–91	0,182	
	14–20	–	240	–197	140×4	–1,2	–288	0,79	
	20–19	–	300	–74	133×4	–0,25	–75	1,01	
II	9–14	I	130	498	219×6	0,7	91	0,182	$\delta_{II} = +\frac{15\cdot 100}{0{,}5\cdot 925} = 3{,}8\%$
	14–18	–	240	205	140×4	1,3	312	0,76	
	8–7	III	225	52	114×4	0,3	67,5	0,519	
	9–13	I	170	–662	219×6	–1,2	–204	0,031	
	13–12	±	120	–543,6	219×6	–0,8	–96	0,176	
	12–6	–	240	–305,5	219×6	–0,27	–64,8	0,212	
	6–7	III	225	–52	108×4	–0,4	–90	1,29	
III	8–7	II	225	52	885×4	1,2	270	1,29	$\delta_{III} = \frac{1{,}3\cdot 100}{0{,}5\cdot 1031} = 2{,}5\%$
	4–8	–	130	51,4	89×4	0,9	117	0,76	
	4–3	–	225	21,1	70×3	0,6	135	1,92	
	6–7	II	225	–52	88,5×4	–1,2	–27	1,29	
	6–2	–	130	–76,7	108×4	–0,8	–10,4	0,42	
	2–3	–	225	–21,1	70×3	–0,6	–13,5	1,92	

На остальную часть контура осталось давление

$$\Delta p = 910 - \frac{390}{2} = 715 \text{ Па}.$$

Это значит, что линейные потери давления контура

$$\frac{\Delta p}{l_{ср}} = \frac{715}{465} = 1{,}53 \text{ Па/м}.$$

Расчетный расход этого полукольца как средний:

$$G_р = 0{,}25(G_{р6-12} + G_{р6-7} + G_{р8-14} + G_{р8-7}) =$$
$$= 0{,}25(305{,}5 + 52 + 205{,}4 + 52) = 153{,}7 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Этим линейным потерям и расходу соответствует труба диаметром 133 × 4 мм.

IV. Проводим гидравлический расчет колец, выбирая диаметры труб согласно п. III.

Для участка кольца с расходом $Q_р$ по табл 60.3 для выбранного диаметра трубы по номограмме рис. 60.17 находим линейную потерю давления $\Delta p/l$ и далее потерю давления Δp на участке.

Расчеты по кольцам *I*, *II*, *III* сводим в табл. 60.4, где в последней графе вычислена ошибка расчета. Допустимая ошибка 10%.

V. Проведем расчет тупиковых участков по методике, аналогичной п. IV, задавая диа-

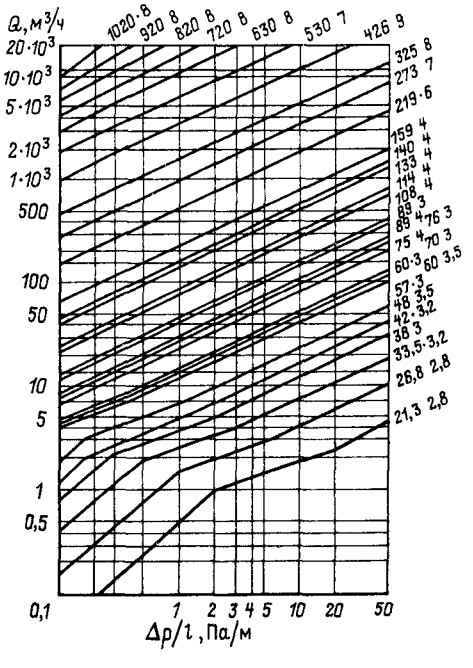


Рис. 60.18. Номограмма расчета удельных потерь по расходу

Таблица 60.5. **Расчет тупиковых участков**

Участок	Длина, м	Q_p, м³/ч	Располагаемые		Диаметр, мм	Уточненные		
			Δp, Па	$\Delta p/l$, Па/м		$\Delta p/l$, Па/м	Δp, Па	$1{,}1\Delta p$
2–1	150	9,57	584	3,89	57	0,52	78	85,5
6–5	150	23,7	698	4,65	57	2,5	375	412,5
12–11	150	15,2	770	5,13	57	1	150	165
19–15	150	17,1	562	3,74	57	1,5	225	247,5
20–17	150	17,1	600	4	57	1,5	225	247,5
19–16	100	21,2	562	5,6	57	2	200	220
13–10	150	21,2	875	5,8	57	2	300	330

метры труб не менее 50 мм. Данные расчетов сводим в табл. 60.5.

Значения располагаемых перепадов давлений получаем из табл. 60.4. Так, для участка *2–1*

$$\Delta p = 1000 - $$

$$- (\Delta p_{9-13} + \Delta p_{13-12} + \Delta p_{12-16} + \Delta p_{6-2}) =$$

$$= 1000 - (204 + 96 + 65 + 104) = 531 \text{ Па}.$$

VI. Проверяем использование расчетного перепада давления газа:

по участку *9–13–12–18–19–15* $\Delta p = 736$ Па;

по участку *9–14–8–4–3* $\Delta p = 655$ Па;

по участку *9–13–12–6–2–1* $\Delta p = 553$ Па.

В среднем использование перепада давления равно 0,6, т. е. газовая сеть имеет запас.

РАЗДЕЛ ШЕСТЬДЕСЯТ ПЕРВЫЙ

ТЕХНИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИИ ОБЪЕКТОВ ГОРОДСКОГО ХОЗЯЙСТВА

61.1. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЗДАНИЙ

Вводно-распределительные устройства (ВРУ) устанавливают в зданиях в местах ввода внешних распределительных сетей; они предназначены для присоединения к ним внутренних электрических сетей зданий. Схемы ВРУ состоят из сравнительно ограниченного числа элементов: один или два рубильника или переключатели с предохранителями, один или два автоматических выключателя или два контактора с аппаратурой АВР, а также аппаратура измерения или учета. Номинальные токи вводной части ВРУ обычно 250, 400, 630 А и в крупных зданиях 1000 А и более, распределительной части – 16, 25, 40, 63, 100 и 250 А. Для распределительной части типичны сборки групп автоматических выключателей или предохранителей, сборки с аппаратурой учета. Выполняются ВРУ в виде щитов одностороннего или двухстороннего обслуживания, которые собирают из панелей или шкафов. ВРУ поставляются отдельными шкафами или блоками в соответствии с опросным листом, заполненным заказчиком.

Электропроводки в жилых, а также общественных зданиях выполняют в основном незащищенными изолированными установочными проводами с алюминиевыми жилами, защищенными проводами, а также кабелями АНРГ, АВРГ, АВВГ. Основные характеристики установочных проводов, а также области их применения приведены в табл. 61.1.

Провода с медными жилами применяют только во взрывоопасных помещениях, зрительных залах при числе мест 800 и более. Кроме того, провода с медными жилами применяют для проводок в помещениях прачечных и химчисток.

Защита проводок внутри жилых и обще-

Таблица 61.1. **Характеристика и области применения алюминиевых установочных проводов**

Марка	Краткая характеристика	Сечение, мм²	Номинальное напряжение, В	Область применения
АПВ	Одножильный, с поливинилхлоридной изоляцией	2,5–120	380; 660	Прокладка в трубах, пустотах несгораемых конструкций, коробах, плинтусах, на лотках
АППВС	Двух- или трехжильный плоский, с поливинилхлоридной изоляцией	2,5–6	380	Скрытая прокладка под штукатуркой, а также в осветительных сетях для прокладки в каналах и замоноличивания в строительные конструкции
АППВ	Двух- или трехжильный плоский с разделительной пленкой, с поливинилхлоридной изоляцией	2,5–6	380; 660	Открытая прокладка по несгораемым конструкциям, а также при замоноличивании в строительные конструкции
АПН	Одно-, двух- и трехжильный, с найритовой резиновой изоляцией	2,5–4 и одножильный 2,5–6	380; 660	Скрытая прокладка под штукатуркой; открытая прокладка приклеиванием
АПРВ	Одножильный, с резиновой изоляцией в поливинилхлоридной оболочке	2,5–6	660	Открытая прокладка на роликах, прокладка в трубах и коробах
АПРТО	Одно-, двух-, трех- и четырехжильные, с резиновой изоляцией и хлопчатобумажной пропитанной оплеткой	2,5–400 2,5–120	660	Прокладка в стальных трубах
АПП	Одножильный, с изоляцией из полиэтилена	2,5–35	660	Прокладка в трубах из трудносгораемого материала и в каналах строительных конструкций
АППР	Одно- и двухжильный, с резиновой изоляцией пониженной горючести	2,5–4	660	Прокладка по деревянным основаниям
АПРН	Одножильный, с резиновой изоляцией в хлоропреновой оболочке пониженной горючести	2,5–95	660	Прокладка в трубах, каналах строительных конструкций, в наружных установках

ственных зданий от токов коротких замыканий обеспечивается плавкими предохранителями и автоматическими воздушными выключателями. Силовые электроприемники, кроме того, защищаются от перегрузок с помощью тепловых реле, встроенных в магнитные пускатели. Основные технические характеристики предохранителей ПР-2, ПН-2 и НПН, наиболее широко применяемых в электрических сетях зданий, приведены в табл. 61.2. На рис. 61.1. показаны усредненные времятоковые характеристики серии ПН-2.

Автоматические воздушные выключатели являются более совершенными аппаратами защиты по сравнению с плавкими предохранителями. Автоматические выключатели могут снабжаться тепловыми, электромагнитными или комбинированными расцепителями. Автоматические выключатели серии А37 широко применяются для установки на ВРУ и распределительных щитах. В табл. 61.3 приведены основные технические характеристики трехполюсных автоматических выключателей серии А37 переменного тока напряжением до 380 В, частотой 50 Гц с электромагнитными и тепловыми расцепителями, а на рис. 61.2 – защитные характеристики тепловых расцепителей автоматических выключателей этой серии.

Автоматические выключатели серии АЕ20 также широко применяются во внутридомовом электроснабжении. Их технические характеристики приведены в табл. 61.4, а защитные характеристики – на рис. 61.3.

В обозначениях типоисполнения автома-

Таблица 61.2. **Технические характеристики плавких предохранителей**

Тип предохранителя	Номинальный ток патрона, А	Номинальный ток плавкой вставки, А	Конструкция патрона	Предельный отключаемый ток при 500 В, кА
ПР-2	15	6, 10, 15	Разборный без наполнителя	–
	60	15, 20, 25, 35, 45, 60		–
	100	60, 80, 100		–
	200	100, 125, 160, 200		–
	350	200, 225, 250, 300, 350		–
	600	350, 450, 500, 600		
	1000	600, 700, 850, 1000		
ПН-2-100	100	30, 40, 50, 60, 100	Разборный с наполнителем	50
ПН-2-250	250	80, 100, 120, 150, 200, 250		40
ПН-2-400	400	200, 250, 300, 350, 400		25
ПН-2-600	600	300, 400, 500, 600		25
ПН-2-1000	1000	500, 600, 750, 800, 1000		10
НПН-15	15	6, 10, 15	Неразборный с наполнителем	–
НПН-60м	60	20, 25, 35, 45, 60		

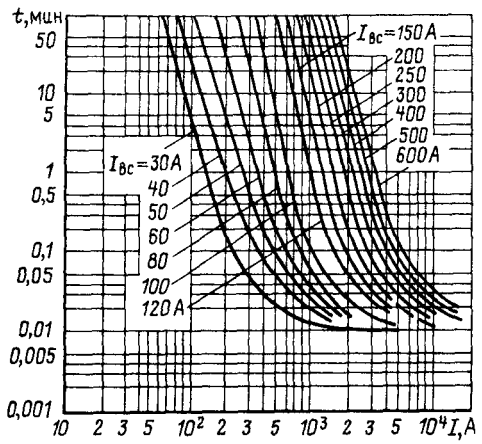


Рис. 61.1. Усредненные времятоковые характеристики предохранителей ПН2

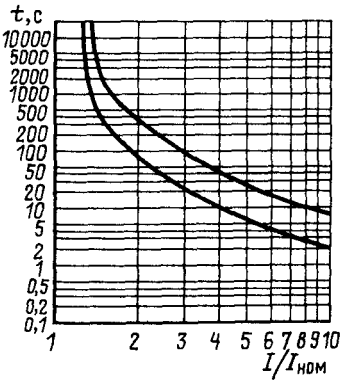


Рис. 61.2. Защитные характеристики тепловых расцепителей автоматического выключателя А37 в трехполюсном исполнении (выключатель 1-й величины с тепловыми расцепителями на ток 100, 125 и 160 А)

тических выключателей серии АЕ20 буква Н обозначает наличие регулировки в пределах от 0,9 до 1,15 номинального тока расцепителя, без температурной компенсации; буква Р – расцепитель имеет регулировку в тех же пределах, но с температурной компенсацией.

Кроме выключателей серий АЕ20 и А37 применяются двух- и трехполюсные выключатели серии АП-50 с электромагнитными и тепловыми расцепителями, регулируемыми в пределах $(0,6-1)\,I_{ном}$ на номинальные токи 1,6; 2,5; 4; 6,3; 10; 16; 25; 40 и 50 А, а также однополюсные автоматические выключатели серии АБ-25М с тепловыми расцепителями на номинальные токи 15, 20 и 25 А.

Составным элементом электрических сетей внутри зданий являются распредели-

Таблица 61.3. **Основные технические характеристики трехполюсных автоматических выключателей серии А37 переменного тока напряжением 380 В**

Тип выключателя	*I* ном			*I* уставки расцепителя		Предельная коммутационная способность, ударный ток КЗ, кА
	выключателя, А	электромагнитного расцепителя, А	теплового расцепителя, А	теплового, А	электромагнитного, А	
А3716ФУ3	160	160	16	18	630	5,5
			20	23	630	10
			25	29	630	15
			32	37	630	20
			40	46	630	20
			50	58	630	25
			63	73	630	25
			80	92	630	25
			100	115	630	25
			125	144	630	25
			160	184	630	25
А3726ФУ3	250	250	160	184	2500	35
			200	230	2500	34
			250	288	2500	35
		630	500	575	5000	50
			630	725	6300	50

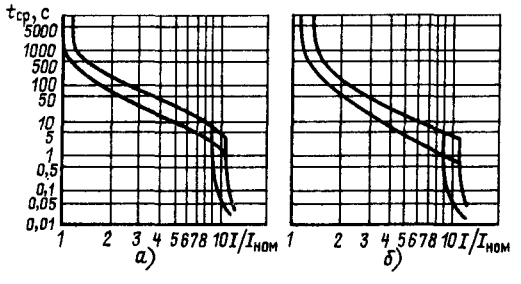


Рис. 61.3. Защитные характеристики выключателей серии АЕ20 с комбинированными расцепителями:

а – с температурной компенсацией; *б* – без компенсации

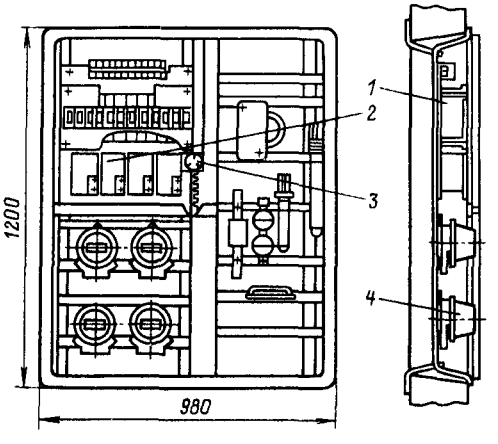


Рис. 61.4. Этажный щиток типа ШЛС-4:

1 – выключатель автоматический АЕ10; *2* – выключатель автоматический АП-50; *3* – розетка; *4* – счетчик однофазный

тельные пункты и щитки, которые подразделяются:

а) по типам аппаратов на отходящих линиях – с предохранителями или автоматическими выключателями;

б) по схемам электрических соединений – для четырех, трех- или двухпроводных отходящих линий, с вводными или без вводных аппаратов;

в) по способу установки – навесные и напольные.

В жилых зданиях применяют щитки:

а) этажные (лестничные) защитные с аппаратурой защиты вводов в квартиры;

б) этажные (лестничные) учетные с аппаратурой защиты групповых линий квартир, счетчиками и пакетными выключателями, устанавливаемыми перед счетчиками;

в) квартирные с аппаратурой защиты групп и счетчиками.

Перечисленные виды щитков выпускаются монтажными и строительными организациями. Номенклатура выпускаемых щитков широка. Отметим, что в Москве наибольшее распространение получил этажный щиток ЩЛС-4, устанавливаемый в нишах стеновых панелей. Общий вид щитка ЩЛС-4

Таблица 61.4. **Основные технические характеристики трехполюсных автоматических выключателей серии АЕ20 переменного тока напряжением 380 В**

Тип выключателя	$I_{ном}$	Типоисполнение выключателя	$I_{ном}$ теплового расцепителя, А	Допустимый ударный ток КЗ одноразовой коммутационной способности, кА	Коммутационная способность	
					ударный ток КЗ, кА	действующее значение тока КЗ, кА
АЕ2010	10	АЕ2016-10	0,32; 0,4; 0,5	Не ограничен	5	3
		АЕ2016-20	0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6	То же	5	3
		АЕ2016-10Н	2; 2,5; 3,2; 4; 5; 6	» »	1,5	0,9
		АЕ2016-20Н	8; 10	» »	2	1,2
АЕ2030	25	АЕ2036-10	0,6; 0,8; 1	10	5	3
		АЕ2036-20	1,25; 1,6	10	5	3
		АЕ2036-30	2; 2,5; 3,2	10	2,5	1,6
		АЕ2036-40	4; 5; 6; 8	10	2,5	1,6
		АЕ2036-10Р	10; 12,5	10	5	3
		АЕ2036-20Р	16; 20; 25	10	5	3
		АЕ2036-30Р	Нет	10	3,5	2
		АЕ2036-40Р	Нет	10	3,5	2
АЕ2040	63	АЕ2046-10	10; 12,5	10	3,5	2
		АЕ2046-20	Нет	10	3,5	2
		АЕ2046-30	Нет	10	3,5	2
		АЕ2046-40	Нет	10	3,5	2
		АЕ2046-10Р	16; 20; 25	10	5	3
		АЕ2046-20Р	32; 40; 50	16	10	6
		АЕ2046-30Р	63	–	10	6
		АЕ2046-40Р	Нет	–	10	6
АЕ2050	100	АЕ2056-10	16; 20; 25	10	5	3
		АЕ2056-20	16; 20; 25	–	5	3
		АЕ2056-30	16; 20; 25	–	5	3
		АЕ2056-40	32; 40	25	10	6
		АЕ2056-10Р	32; 40	25	10	6
		АЕ2056-20Р	50; 63	25	10	6
		АЕ2056-30Р	80; 100	25	16	9
		АЕ2056-40Р	Нет	–	16	9

показан на рис. 61.4. В качестве квартирных применяют щитки ЩУН (для установки в нише) и ЩУС (для установки на стене). В зданиях коммунально-бытового назначения наиболее распространены распределительные пункты серий ПР9000, ПР11, ПР21, ПР24, силовые распределительные пункты серии СУ9500 и групповые распределительные (пункты) щитки серии СУ9400, осветительные щитки серий ОЩ, ОЩВ, ЩО, ЩОА и УОЩВ. Для силовых электроустановок применяют шкафы станций управления ШСУ и ШУ, в которых на заводах по заказным схемам встраивается соответствующая аппаратура.

Расчеты электрических сетей жилых и общественных зданий проводят с учетом следующих положений:

1) провода не должны перегреваться сверх допустимой температуры при прохождении расчетного тока нагрузки;

2) отклонения напряжения на зажимах электроприемников должны находиться в допустимых пределах по ГОСТ 13109–67* «Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения» с изменениями 1979 г.;

3) снижения напряжения, вызванные кратковременными изменениями нагрузок, например включением короткозамкнутых асинхронных электродвигателей, не должны превышать значений, установленных указанным ГОСТ, и вызывать нарушения работы действующих электроприемников;

4) механическая прочность проводов

должна быть не ниже допустимой для данного вида электропроводки;

5) при выборе схемы и расчетах питающей сети целесообразно учитывать экономические факторы, характеризующиеся наименьшими приведенными затратами;

6) распределение допустимых потерь напряжения по участкам внутренней сети целесообразно производить из условия наименьших затрат проводниковых материалов;

7) аппараты защиты должны обеспечивать защиту всех участков сети от коротких замыканий, а в некоторых случаях, предусмотренных ПУЭ, и от перегрузки. Кроме того, эти аппараты не должны срабатывать при кратковременных повышениях токов нагрузки, возможных при нормальных режимах работы сети, например при включении короткозамкнутых электродвигателей, электромагнитов клапанов противопожарных устройств и т. д. Аппараты защиты должны по возможности работать избирательно, т. е. обеспечивать селективное отключение поврежденного участка.

Выбор видов проводки, способов прокладки и типов проводов производится в соответствии с требованиями ПУЭ. Прокладка питающих сетей от ВРУ осуществляется, как правило, по техническому подполью или подвалу открыто в тонкостенных металлических или винипластовых трубах, а также в коробах и лотках. Трубы и лотки в зависимости от конструкции здания крепят к стенам на скобах или кронштейнах или подвешивают к перекрытиям. Ответвления в трубных проводках выполняют в металлических ответвительных коробках или протяжных ящиках. Трубы соединяют на муфтах или манжетах; допускаются сварные соединения.

При большом числе прокладываемых труб их целесообразно монтировать пакетами, изготовленными в заводских условиях.

Подъем проводов линий (стояков) на этажи осуществляется скрыто в каналах стен лестничной клетки или поэтажных коридоров. Не разрешается совместная прокладка в общем канале сетей сильных и слабых токов. В крупнопанельных и крупноблочных зданиях каналы для подъема электрических сетей выполняют в специальных бетонных электроблоках или электропанелях.

При установке светильников на промежуточных площадках в лестничной клетке провода для их питания прокладывают скрыто под штукатуркой или замоноличивают в стене и потолке.

Способы скрытой проводки групповой сети в квартирах, поэтажных коридорах, вестибюлях и других сухих помещениях жилых домов выбирают в зависимости от конструкций стен, перегородок, перекрытий и полов. В кирпичных и шлакоблочных оштукатуренных стенах проводка выполняется проводами марки АППВС непосредственно под слоем штукатурки. В стенах из крупных бетонных блоков проводка выполняется в швах между блоками.

В гипсобетонных сборных стенах и перегородках из отдельных плит провода прокладывают в бороздах, выполненных при изготовлении плит, с заделкой провода штукатурным или гипсовым раствором. В перекрытиях из сборных многопустотных железобетонных плит провода укладывают в пустотах или в неметаллических трубах, уложенных поверх плит перекрытия в подготовке пола.

В последние годы получили распространение специальные электрические плинтусы. При этом в плинтусах можно проложить скрыто не только провода освещения и розеток, но и сети телефона, телевидения и радиотрансляции.

В современных общественных зданиях питающие линии, как правило, выполняют сменяемыми: а) открыто – в винипластовых трубах, коробах из несгораемых материалов, а также небронированными кабелями; б) скрыто – в каналах строительных конструкций без труб или в пластмассовых трубах.

Групповые сети электрического освещения должны выполняться скрытыми сменяемыми в каналах и пустотах или в пластмассовых трубах. В общественных зданиях часто применяют подвесные потолки, за которыми прокладывают электротехнические коммуникации.

Области применения установочных проводов приведены в табл. 61.1.

61.2. ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКИ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ И ПРЕДПРИЯТИЙ КОММУНАЛЬНО-БЫТОВОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Наиболее энергоемким видом внутриквартирного электроприемника являются напольные стационарные кухонные электроплиты (табл. 61.5).

Основным видом потребителя общедомового назначения являются лифты. На лифтовых установках жилых домов при скорости движения кабины до 1,4 м/с приме-

Таблица 61.5. **Характеристика стационарных квартирных кухонных электроплит**

Тип плиты	Номинальная мощность, кВт	Число конфорок	Конфорки		Тип переключателя мощности
			Диаметр, мм	Мощность, Вт	
ЧРШ-3/5,1 «Лысьва-6»	5,1	3	145 180 180	800 1200 1500	Четырехпозиционный ПМ-4
ЧРШ-3/5,8 «Лысьва-7»	5,8	3	145 180 180	1000 1500 1500	Четырехпозиционный ПМ-4
ЧРШ-3/5,8 «Лысьва-8»	5,8	3	145 180 180	1000 1500 1500	Семипозиционный ПМ-7
ЧРШ-3/5,8 «Томь»	5,8	3	145 180 180	1000 1500 1500	Семипозиционный ПМЭ-10/7УЗ
«Электра-1001»	8	4	145 180 180 220	1000 1500 1500 2000	Семипозиционный ПМЭ-Р1-7
«Нина-4» СФРЮ	6,75	4	80 145 145 220	450 1000 1500 2000	Семипозиционный
«Е-405» СФРЮ	6,3	3	145 180 180	1000 1500 2000	Семипозиционный
«Мечта» НРБ	6,1	3	145 180 220	800 1200 1800	Пятипозиционный

Таблица 61.6. **Технические характеристики асинхронных двигателей для лифтовых установок**

Тип	Номинальная мощность, кВт, при ПВ, %	Частота вращения, об/мин	Момент		Масса, кг	Грузоподъемность, кг	Скорость движения кабины, м/с
			пусковой	номинальный			
АОС-52-6	4,5; 40	890	4,5	2,2	91	350	0,65
АС-62-6/18	3,5; 40	960	6,5	2,8	140	350	0,65
АС-62-6/18	1,16; 15	280	2	1,8	140	350	0,65
АС-81-6/24	5; 60	960	7	2,4	360	350	1
АС-81-6/24	1,25; 15	220	1,8	1,4	360	350	1
АС-82-6/24	7; 60	950	7	2,8	400	500	1
АС-82-6/24	1,75; 15	195	1,8	1,7	400	500	1
АОЛ-12-4	0,18; 100	1400	4	1,8	5,6	Применяется для привода дверей	

Таблица 61.7. **Техническая характеристика тормозных установок лифтов**

Тип	$U_{ном}$, В	Род тока	Номинальная мощность, Вт	Ход якоря, мм, не менее
КМТ-100	220/380	Переменный	8	20
КМТ-102	220/380	»	20	50
КМТ-3А	220/380	»	35	50
МП-201	110/220	Постоянный	78/9	4

Таблица 61.8. **Техническая характеристика насосов СЭ и приводов к ним**

Тип насоса	Расход воды, $м^3/ч$	Рабочее давление на входе, $кгс/см^2$	Двигатель			
			Тип	Мощность, кВт	$U_{ном}$, В	Частота вращения, $мин^{-1}$
СЭ500-70	500	16	АОЗ-315-2	160	380/660	3000
СЭ800-55	800	11	АЗ-315-2	160	380/660	3000
СЭ800-100	800	16	АЗ-400-4	315	6000	1500
СЭ1250-45	1250	11	АОЗ-400-4	200	6000	1500
СЭ1250-70	1250	11	АЗ-400-4	315	6000	1500
СЭ1250-140	1250	11	А12-52-4	630	6000	1500
СЭ2500-60	2500	11,5	АЗ12-41-4	500	6000	1500
СЭ2500-180	2500	10	2АЗМ-1600	1600	6000	3000
СЭ5000-70	5000	6	ДДП-116/49-4	1250	6000	1500
СЭ5000-160	5000	10	2АЗМ-2500	2500	6000	3000

няют асинхронные двигатели. Их технические характеристики приведены в табл. 61.6.

В табл. 61.7 приведена техническая характеристика тормозных электромагнитных лифтовых установок.

В системах теплоснабжения применяют насосы различных типов с соответствующими электрическими приводами. В крупных системах теплоснабжения в качестве сетевых используют насосы типа СЭ (табл. 61.8).

Горизонтальные консольные одноступенчатые насосы серии К и КМ предназначены для перекачивания воды с температурой не выше 85 °С и номинальным подпором до 20 м. Насосы серии КМ отличаются от насосов серии К по виду соединения электродвигателя с рабочим насосом. Насосный агрегат серии К состоит из насоса и электродвигателя, смонтированных на общей фундаментной плите; привод насоса от электродвигателя осуществляется через упругую муфту. Моноблочный насосный агрегат серии КМ состоит из центробежного консольного насоса, крепящегося на фланцевом щите электродвигателя с удлиненным концом вала, на который непосредственно насаживается рабочее колесо насоса. Технические характеристики приводов рассматриваемых насосов приведены в табл. 61.9.

К электродвигателям насосных агрегатов систем водоснабжения предъявляют специфические требования. Одним из опреде-

Таблица 61.9. **Технические характеристики приводов к насосам серий К и КМ**

Тип насоса	Электродвигатель		
	Тип	Мощность, кВт	Частота вращения, $мин^{-1}$
К8/18	ЧА-80-АУ23	1,5	2850
	ЧА-80-А2	1,5	2850
	ВАО-21-2	1,5	2850
К20/18	ЧА-80-В2У3	2,2	2850
	ТМ-41-2	2,8	2900
	ВАО-32-2	4	2900
К20/30	АО2-32-2	4	2880
	ЧА-100-2У3	4	2880
	ВАО-42-2	7,5	2900
К45/30	АО2-42-2	7,5	2910
	ЧА-11-2М3	7,5	2900
	АО2-52-2	13	2900
К45/55	4А160-2	15	2940
	АО2-71-2	22	2900
	ВАО-42-2	7,5	2900
К90/20	АО2-42-2	7,5	2910
	ЧА-11-2М2	7,5	2900
	АО2-52-2	13	2900
К90/35	АО2-71-2	22	2900
	ЧА-160-2	15	2940
	ЧА-180-2	22	2945
К90/55	АО2-71-2	22	2900
	АО2-72-2	30	2900
	ЧА-0200-2	45	2945

Продолжение табл. 61.9

Тип насоса	Электродвигатель		
	Тип	Мощность, кВт	Частота вращения, $мин^{-1}$
К90/85	А2-81-2	55	2900
	АО2-82-2	55	2900
	ЧА-160-4	15	1465
К160/24	АО2-71-4	22	1455
	А2-72-4	30	1455
К160/30	АО2-72-4	30	1455
	ЧА-180-М4	30	1470
	А2-71-4	22	1455
КМ8/18	ЧА-80-А2	1,5	2850
КМ20/18	ЧА-90-2	2,8	2900
КМ20/30	2А-100-2	4	2880
КМ45/30	А-11-2М2	7,5	2900
КМ45/55	ЧА-160-2	15	2940
КМ90/20	ЧА-11-2М2	7,5	2900
КМ90/55	ЧА-180-2	22	2945
КМ160/22	ЧА-160-4	15	1465

ляющих является необходимость пуска двигателей под нагрузкой. Конструкция электродвигателя должна допускать довольно продолжительное (не менее 5 мин) вращение ротора в обратную сторону с угловой скоростью, определяемой отключением электродвигателя от сети в случае нормальной эксплуатационной или аварийной остановки агрегата.

Для насосов небольшой мощности, а также для насосов, работающих в режимах с частыми пусками, рекомендуется применять асинхронные электродвигатели.

Для привода вертикальных высокопроизводительных центробежных насосов применяют асинхронные двигатели серии ВАН мощностью 315–2500 кВт, напряжением 6 кВ и частотой вращения 375–1000 об/мин. Эти электродвигатели изготовляют на базе унифицированной серии 14–20-го габаритов.

Для насосов мощностью выше 250 кВт, а также насосов, характеризующихся большой продолжительностью работы, применяют синхронные электродвигатели. Для центробежных насосов с горизонтальным валом используют синхронные двигатели общепромышленного назначения различных типоразмеров при напряжении 0,38–10 кВ. Для привода вертикальных насосов выпускают две специальные серии синхронных двигателей трехфазного тока мощностью 630–2500 кВт при напряжении 6 и 10 кВ. Эти синхронные двигатели работают с опережающим $\cos\varphi = 0{,}9$.

Первая серия ВСДН 15–17-го габаритов включает синхронные двигатели мощностью 630–3200 кВт при частотах вращения 375–750 об/мин, вторая серия ВДС 18–20-го габаритов включает машины большей мощности – 2000–12 500 кВт при частотах вращения 250–375 об/мин. Начиная с мощности 5000 кВт, электродвигатели этих серий выпускают на напряжение 10 кВ. Для возбуждения синхронных электродвигателей применяют статические тиристорные возбудители.

Для регулирования подачи и напора воды и улучшения технико-экономических показателей насосной станции целесообразно в определенных условиях привод насоса осуществлять от двухскоростного электродвигателя с отличающимися на 25–35% частотами вращения. Такие двухскоростные асинхронные электродвигатели серии ДВДА с короткозамкнутым ротором выпускаются мощностью 2500–5000 кВт, напряжением 6 кВ.

Крупным потребителем электроэнергии в городах являются предприятия общественного питания и торговли. В табл. 61.10 приведены технические характеристики электроприемников этих предприятий.

Таблица 61.10. **Технические характеристики электроприемников, устанавливаемых на предприятиях общественного питания и торговли**

Оборудование	Тип	Габариты, мм	Масса, кг	Мощность, кВт
Механическое оборудование				
Мясорубка	МИМ-105	700×355×940	150	22
	М-2(764)	840×310×480	72	1
Фаршемешалка	Л5-ФМ2-М-150	1625×730×980	168	3,27
Машина для резки замороженных продуктов	МРЗП	800×750×1370	360	2,31
Машина для резки гастрономических продуктов	МИВП	780×410×1180	150	5,5

Продолжение табл. 61.10

Оборудование	Тип	Габариты, мм	Масса, кг	Мощность, кВт
Хлеборезка	МРХ-180В	1200 × 600 × 730	80	0,27
Кофемолка	МИК-60	545 × 365 × 805	60	1,5
Машина взбивальная	МВ-35	780 × 534 × 1080	257	0,8
Машина тестомесительная	ТМ-63	1600 × 1430 × 1400	945	5,1
Картофелечистка	МОК-250	630 × 430 × 920	105	0,6
Машина для приготовления картофельного пюре	МКП-60	1180 × 955 × 1385	330	9,45
Машина резальная универсальная	МРА-400-1000	750 × 510 × 710	90	0,8
Привод универсальный	ПУ-0,6	1000 × 300 × 495	100	0,8
Электропила	ФЭП	1280 × 300 × 495	52	1,7
Линия расфасовки гастрономических товаров	ЛРГТ-700А	6020 × 1410 × 1500	1540	11,5
Электрооборудование				
Плита электрическая с жарочным шкафом	ПЭСМ-ЧШБ	1050 × 840 × 860	245	17,04
	ПЭСМ-2К	420 × 840 × 860	95	3,8
	ПЭСМ-2НШ	840 × 840 × 860	265	12,24
Электроплита	ЭП-7	1090 × 836 × 800	218	9,8
Электромармит	ЭПМ-5М	1605 × 932 × 1150	160	3,75
Жаровня вращающаяся	ВХШЭ-675	960 × 760 × 1300	240	15,4
Печь конвейерная жарочная	ПКЖ	4400 × 900 × 1400	950	58,8
Водонагреватель	НЭ-1В	670 × 510 × 670	65	9,6
Автоклав со станцией управления	АЭ-1	820 × 980 × 1245	178	10,8
Котел пищеварочный секционный	КПЭСМ-60М	1050 × 900 × 860	248	9,45
Сковорода:				
электрическая	СЭСМ-0,2	1050 × 840 × 860	185	6
секционная	СЭСМ	1470 × 915 × 878	320	12
Шкаф жарочный	ШЖЭСМ-2	830 × 800 × 1500	340	9,6
Кипятильник	КНЭ-100М	440 × 370 × 800	35	12
Посудомоечное оборудование				
Машина для мытья посуды	ММТ-1	3580 × 1050 × 1375	630	33,2
	ММУ-2000	4800 × 1100 × 1350	1058	40,8
	ММТУ-1000	3770 × 1060 × 1540	950	40
Холодильное оборудование				
Прилавок-витрина	ПВ-Ш	2058 × 854 × 1135	380	3,2
Витрина холодильная	ВХС-2-ЧК	3750 × 1122 × 2000	610	3,2
Прилавок холодильный	ПХС-2-20	5500 × 1230 × 860	850	2,3
Холодильная машина	ХМВ1-6	865 × 920 × 860	256	3,5
	ХМ1-6	1265 × 485 × 747	—	3,1
Холодильный агрегат	ФАК-1, 5-М3	755 × 540 × 455	91	1,5
Камера низкотемпературная	НРК-1	340 × 2190 × 2290	890	1,68
Контрольное оборудование				
Машина контрольно-кассовая	«Ока»	465 × 355 × 435	36	0,05
	КС-2М	492 × 412 × 530	75	0,05
Машина электронная контрольно-регистрирующая	П-302А	405 × 485 × 440	50	0,2

Таблица 61.11 **Активные и индуктивные сопротивления кабелей**

Сечение жилы, мм	Активное сопротивление, Ом/км		Индуктивное сопротивление, Ом/км, при $U_{ном}$, кВ		
	с медными жилами	с алюминиевыми жилами	1	6	10
25	0,74	1,28	0,0662	0,091	0,099
35	0,54	0,92	0,0637	0,087	0,095
50	0,39	0,64	0,0625	0,083	0,090
70	0,28	0,46	0,0612	0,080	0,086
95	0,20	0,34	0,0602	0,078	0,083
120	0,158	0,27	0,0602	0,076	0,081
150	0,123	0,21	0,0596	0,074	0,079
185	0,103	0,17	0,0596	0,073	0,077
240	0,078	0,132	0,0587	0,071	0,075

Таблица 61.12. **Предельные токи короткого замыкания по условию термической стойкости кабелей с алюминиевыми жилами, кА**

Время выдержки отключения, с	Сечение, мм²						
	50	70	95	120	150	185	240
0,75	6,9	9,65	13	16,5	20	25,45	34,25
0,75	5,6	7,9	10,65	13,5	16,9	20,50	27,2
1,0	4,85	6,8	9,25	11,8	14,6	18	23,5
1,5	4	5,55	7,55	9,55	11,9	14,75	19,3
2,0	3,45	4,8	6,55	8,25	10,3	12,75	16,65

Медицинские учреждения (больницы, поликлиники, диспансеры) имеют различное электрооборудование широкой номенклатуры. К наиболее распространенным видам относятся автоклавы, стерилизаторы, дистилляторы, сушильные шкафы, рентгеноаппараты, аппараты диагностики, бактерицидные кварцевые облучатели, термостаты и др. Электрические нагрузки и значения присоединенных мощностей определяются на основании проекта, в котором указаны конкретные виды аппаратуры.

61.3. ЭЛЕМЕНТЫ ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В распределительных пунктах и трансформаторных подстанциях городских электрических сетей применяется типовое оборудование (изоляторы, разъединители, выключатели нагрузки, предохранители, измерительные трансформаторы и др.). Наиболее распространены в электрических сетях городов выключатели нагрузки типов ВН-16

Таблица 61.13. **Параметры предохранителей**

$I_{ном}$ меньшей вставки, А	$I_{ном}$ большей вставки, А, при кратности тока КЗ меньшей вставки			
	10	20	50	100
100	120	120	150	150
120	150	150	250	250
150	200	200	250	250
200	250	250	300	300
250	300	300	400	600
300	400	400	600	600
400	500	600	600	600

Таблица 61.14. **Ступени регулирования напряжения на трансформаторах ТП**

Ступени регулирования, %	Напряжение ступеней, кВ		
5	6,5	10,5	21
2,5	6,3	10,25	20,5
Номинальное	6	10	20
−2,5	5,85	9,75	19,5
−5	5,7	9,5	19

и ВН-11, для управления которыми используется ручной привод типа ПР-16 или автоматический типа ПРА-17, имеющий одну катушку отключения.

Наряду с выключателями нагрузки широкое применение в городских сетях получили предохранители типа ПК.

В городских электрических сетях выполнение условий селективности действия предохранителей встречает трудности из-за существенных разбросов характеристик плавких вставок. На практике можно исходить из среднего значения отключений характеристик плавких вставок в пределах ±25%. В табл. 61.13 приведены номинальные параметры предохранителей, включенных в электрической схеме последовательно друг другу и имеющих различные номинальные токи плавких вставок, обеспечивающих их селективную работу.

В трансформаторных подстанциях городских электрических сетей применяются главным образом масляные трансформаторы I, II и III габаритов номинальной мощностью 100, 160, 400, 630 и 1000 кВ · А со следующими ступенями регулирования напряжения (переключение осуществляется при отключенном от сети трансформаторе) (табл. 61.14).

В городских электрических сетях автоматические воздушные выключатели имеют

ограниченное применение Они устанавливаются только в цепях трансформаторов (на стороне 0,4 кВ) Наиболее приемлемыми для городских сетей являются автоматические выключатели АВМ

В зависимости от вида используемого максимального расцепителя автоматические выключатели выпускаются двух исполнений Н – расцепители отключают выключатель с регулируемой обратнозависимой от тока выдержкой времени при перегрузках и мгновенно – при токах КЗ, С – то же, что и Н при перегрузках, и регулируемой выдержкой времени при токах КЗ Селективные выключатели (С) выпускаются с двумя уставками выдержки времени при отключении токов КЗ 0,25 и 0,4 с или 0,4 и 0,6 с

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Правила** устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.

2. **Справочник** по электропотреблению в промышленности/Под ред. Г. П. Минина и Ю. В. Копытова. – М.: Энергия, 1978. – 496 с.

3. **Справочник** по электроснабжению промышленных предприятий. Электрооборудование и автоматизация/Под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. – М.: Энергоиздат, 1981. – 624 с.

4. **ГОСТ 13109-67*.** Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения. – 12 с.

5. **Боднар В. В.** Нагрузочная способность силовых трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 176 с.

6. **Айзерман М. А., Браверман Э. М., Розеноэр О. И.** Метод потенциальных функций в теории обучения машин. – М.: Наука, 1970. – 383 с.

7. **Федоров А. А., Каменева В. В.** Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с.

8. **Федоров А. А., Садчиков С. В.** Характеристики и алгоритмы формирования и отбора вариантов систем промышленного электроснабжения. – Электричество, 1982, № 2, с. 1 – 5.

9. **Кочин Н. Е.** Векторное исчисление и начала тензорного исчисления. – М.: Наука, 1965. – 426 с.

10. **Вентцель Е. С.** Теория вероятностей. – М.: Наука, 1963. – 547 с.

11. **Мукосеев Ю. Л.** Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1973. – 583 с.

12. **Полупроводниковые** выпрямители / Ф. И. Ковалев, Г. П. Мостков. – М.: Энергия, 1978. – 474 с.

13. **Вишневский А. Н., Руденко В. С., Платонов А. П.** Силовые ионные и полупроводниковые приборы. – М.: Высшая школа, 1975. – 343 с.

14. **Справочник** по преобразовательной технике/И. М. Чиженко. – Киев: Техніка, 1978. – 447 с.

15. **Гельман Н. В., Лохов С. П.** Тиристорные регуляторы переменного напряжения. – М.: Энергия, 1975. – 104 с.

16. **Янке Е., Эмде Ф., Леш Ф.** Специальные функции (формулы, графики, таблицы), пер. с 6-го нем. изд./Л. И. Серов. – М.: Наука, 1977. – 107 с.

17. **Повышение** надежности и экономичности систем электроснабжения предприятий цветной металлургии / В. Г. Сальников, Я. Л. Фишлер, Л. М. Петряева и др. – М.: ЦНИИцветмет экономики и информации, 1982. – 55 с.

18. **Тиристорная** преобразовательная техника в цветной металлургии/А. Д. Никулин, Л. С. Родштейн, В. Г. Сальников, В. А. Бобков. – М.: Металлургия, 1983. – 170 с.

19. **Определение** коэффициента несинусоидальности напряжения в системе электроснабжения серий электролизеров цветных металлов/А. А. Федоров, П. И. Семичевский, Н. А. Семичевская, В. Г. Сальников. – Промышленная энергетика, 1983, № 4, с. 35 – 37.

20. **Жежеленко И. В.** Показатели качества электроэнергии на промышленных предприятиях. – М.: Энергия, 1977. – 125 с.

21. **Влияние** параметров систем электроснабжения и режимов работы полупроводникового выпрямительного агрегата серии электролизеров цветных металлов на коэффициент несинусоидальности/А. А. Федоров, В. Г. Сальников, П. И. Семичевский, Н. А. Семичевская. – Изв. вузов. Энергетика, 1982, с. 31 – 36.

22. **Сальников В. Г.** Экономия электроэнергии в промышленности. – Алма-Ата: Казахстан, 1983. – 140 с.

23. **Пелисье Р.** Энергетические системы: Пер. с франц. Предисл. и коммент. В. А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1982. – 568 с.

24. **Каталоги** Информэлектро 1978 – 1985.

25. **Энергетика** СССР в 1981 – 1985 годах/Под ред. А. М. Некрасова, А. А. Троицкого. – М.: Энергоиздат, 1981. – 352 с.

26. **Справочник** по электроснабжению железных дорог/Под ред. К. Г. Марквардта. – М.: Транспорт, т.1, 1980. – 256 с.; т. 2, 1981. – 392 с.

27. **Афанасьев А. С., Долаберидзе Г. П., Шевченко В. В.** Контактные и кабельные сети трамваев и троллейбусов. – М.: Транспорт, 1979. – 303 с.

28. **Марквардт К. Г.** Электроснабжение электрифицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 1982. – 528 с.

29. **Чеботарев Е. В.** Основы электрической тяги, ч. II. – М.: Госэнергоиздат, 1963. – 184 с.

30. **Строительные** нормы и правила (СНиП II-41-76), ч. II, гл. 41. – М.: Стройиздат, 1977. – 32 с.

31. **Нормы** и правила проектирования систем электроснабжения трамваев и троллейбусов. – М.: МКХ РСФСР, 1983. – 56 с.

32. **Инструкция** по ограничению токов утечки из рельсов трамвая. – М.: ОНТИ АКХ, 1974.

33. **Загайнов Н. А., Финкельштейн Б. С.** Тяговые подстанции трамвая и троллейбуса. – М.: Транспорт, 1978. – 336 с.

34. **Пронтарский А. Ф.** Системы и устройства электроснабжения. – М.: Транспорт, 1979. – 264 с.

35. **Госстрой** СССР. Инструкция по разработке проектов и смет для промышленного строительства (СН 202-81).

36. **Строительные** нормы и правила. Железные дороги колеи 1520 мм общей сети. Нормы проектирования (СНиП II-39-76).

37. **Фрайфельд А. В., Поршнев Б. Г., Власов И. И.** Проектирование контактной сети электрифицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 1972. – 320 с.

38. **Горошков Ю. И., Бондарев И. А.** Контактная сеть. – М.: Транспорт, 1981. – 397 с.

39. **Руководящие** материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. – М.: Сельэнергопроект, 1981. – 110 с.

40. **Руководящие** материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. ГлавНИИпроект. – М.: 11.1981. – 109 с., 12.1981. – 44 с., 02.1982. – 11 с., 03.1982. – 44 с.

41. **Справочник** по проектированию электросетей в сельской местности/Под ред. П. А. Каткова и В. И. Франчуляна. – М.: Энергия, 1980. – 350 с.

42. **Будзко И. А., Гессен В. Ю., Левин М. С.** Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов. – М.: Колос, 1975. – 287 с.

43. **Электроснабжение** сельских потребителей (Справочное пособие). – Алма-Ата: Кайнар, 1976. – 279 с.

44. **Правила** технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Атомиздат, 1970.

45. **Бойко Ф. К.** Повышение эффективности использования оборудования и электроэнергии. – Алма-Ата: Наука Казахской ССР, 1979. – 127 с.

46. **Славин Р. М.** Комплексная механизация и автоматизация промышленного птицеводства. – М.: Колос, 1979. – 320 с.

47. **Сафонов В. В., Приешкин В. П.** Оборудование для создания микроклимата в помещениях животноводческих комплексов. – М.: Высшая школа, 1981. – 104 с.

48. **Бодин А. П., Московкин Ф. И.** Электрооборудование для сельского хозяйства. – М.: Россельхозиздат, 1981. – 204 с.

49. **Захаров А. А.** Применение тепла в сельском хозяйстве. – М.: Колос, 1980. – 312 с.

50. **ГОСТ 19348-82.** Изделия электротехнические сельскохозяйственного назначения. Общие технические требования.

51. **Применение** электрической энергии в сельскохозяйственном производстве. Справочник. – М.: Колос, 1974.

52. **Регулируемые** асинхронные электродвигатели в сельскохозяйственном производстве/Под ред. Д. Н. Быстрицкого. – М.: Энергия, 1975.

53. **Электрооборудование** и автоматизация сельскохозяйственных агрегатов и установок/Л. С. Герасимович, Л. Я. Калинин, А. В. Корсаков, В. К. Сериков. – М.: Колос, 1980.

54. **Казимир А. П., Грундулис А. О.** Проблемы защиты электродвигателей в сельском хозяйстве: – Электротехника, 1980, № 9.

55. **Логинов В. П., Шуссер Л. М.** Справочник по сельскохозяйственному водоснабжению. – М.: Колос, 1980. – 288 с.

56. **Карамбиров Н. А.** Сельскохозяйственное водоснабжение. – М.: Колос, 1978. – 444 с.

57 **Багров М. Н., Кружилин И. П.** Прогрессивная технология орошения сельскохозяйственных культур – М Колос, 1980 – 208 с

58 **Госстрой** СССР Перечень типовых проектов ПОЧ-7, т 2 М 1982

59 **Егиазаров А. Г.** Отопление и вентиляция зданий и сооружений сельскохозяйственных комплексов – М Стройиздат, 1981 – 238 с

60 **Гордюхин А. И.** Газовые сети и установки – М Стройиздат, 1978 – 382 с

61 **Отраслевые** нормы освещения сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений – Светотехника, 1980, № 2

62 **Кнорринг Г. М.** Осветительные установки – Л Энергоиздат, 1981 – 284 с

63 **Электроснабжение** сельских потребителей/М Н Рабинович – Алма-Ата Кайнар, 1976 – 280 с

64 **Инструкция** по проектированию городских и поселковых электрических сетей ВСН-97–83 Минэнерго СССР – М 1983 – 57 с

65 **Тульчин И. К., Нудлер Г. И.** Электрические сети жилых и общественных зданий – М Энергоатомиздат, 1983 – 307 с

66 **Козлов В. А.** Городские распределительные электрические сети – Л Энергоиздат, 1982 – 227 с

67 **Гордиевский И. Г., Лордкипанидзе В. Д.** Оптимизация параметров электрических сетей – М Энергия, 1978 – 145 с

68 **Федосенко Р. Я.** Надежность электроснабжения и электрические нагрузки – М Энергия, 1967 – 159 с

69 **Инструкция** по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства – М Энергия, 1973 – 74 с

70 **СНиП II-4-79.** Естественное и искусственное освещение – М Стройиздат, 1980 – 48 с

71 **СН 541-82.** Инструкция по проектированию наружного освещения городов, поселков и сельских населенных пунктов – М Стройиздат, 1982 – 22 с

72 **Указания** по эксплуатации установок наружного освещения городов, поселков городского типа и сельских населенных пунктов – М Стройиздат, 1978 – 139 с

73 **Освещение** открытых пространств/ Н В Волоцкий, М С Дадиомов и др – Л Энергоиздат, 1981 – 232 с

74 **Корягин О. Г., Добрякова Г. А.** Оборудование для установок наружного освещения – М ЦБНТИ МЖКХ РСФСР, 1979 – 56 с

75 **Основные** положения по автоматизации городских электрических сетей АКХ им К Д Памфилова, 1979 – 78 с

76 **Электропривод** и автоматизация управления строительными башенными кранами / И И Петров, А П Богословский, Е Н Певзнер и др – М Машиностроение, 1983

77 **Чутчиков П. И., Алексеев Н. И., Прокофьев А. К.** Электрооборудование лифтов массового применения – М Машиностроение, 1983

78 **Справочник** по автоматизированному электроприводу – М Энергоатомиздат, 1983 – 616 с

79 **Соколов М. М.** Автоматизированный электропривод общепромышленных механизмов – М Энергия, 1969

80 **Киселев А. А.** Газоснабжение – М Госстройиздат, 1956 – 315 с

81 **Куприянов М. С.** Рациональные системы газоснабжения городов – М Стройиздат, 1971 – 208 с

82 **Стаскевич Н. Л.** Справочное руководство по газоснабжению – М Гостоптехиздат, 1962 – 420 с

83 **Ионин А. А.** Газоснабжение – М Стройиздат, 1981 – 415 с

84 **Тарнижевский М. В., Афанасьева Е. И.** Пути экономии электроэнергии в жилищно-коммунальном хозяйстве – М Стройиздат, 1980 – 240 с

85 **Инструкция** по проектированию электрооборудования жилых зданий СН 544-82 – М Стройиздат, 1982 – 56 с

86 **Справочник** по наладке и эксплуатации водяных тепловых сетей/В И Манюк, Я И Каплинский и др – М Стройиздат, 1982 – 215 с

87 **Громов Н. К.** Абонентские устройства водяных тепловых сетей – М Энергия, 1979 – 247 с

88 **Справочник** проектировщика Водоснабжение населенных мест и промышленных предприятий/Под ред И А Назарова – М Стройиздат, 1977 – 288 с

89 **Пассажирские** лифты/П И Чутчиков, Н Е Дроздов и др – М Машиностроение, 1978 – 141 с

90 **Карелин В. Я., Новодережкин Р. А.** Насосные станции с центробежными насосами – М Стройиздат, 1983 – 223 с

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

Аварийно-восстановительный ремонт 340
Автоматизация сетей 541
– систем электроснабжения потребителей 390
Автоматизированные тиристорные системы 234
Автоматические выключатели 144
– устройства в городских электрических сетях 539
Автотрансформатор 39, 78
Активные меры защиты 290
Асимметрия распределения нагрузок 98

Б

Блуждающие токи 279, 290
Блокировка выключателей 274

В

Векторная диаграмма напряжений 248
Вероятностно-статистический метод 108
Выключатели вакуумные 176
– воздушные 171
– масляные 176
– силовые 165
Выключатель автогазовый 184

Г

Главные понизительные подстанции 22, 113

Д

Децентрализованный способ электроснабжения 255
Дистанционная защита 277
Длина пролета 321
Допустимые отклонения напряжения 369

З

Заземлители 194
Защита тяговой сети 276
– электродвигателей 434
Зона оптимальных углов управления 240
– рассеяния 101

И

Изоляторы 316
Индуктивные делители тока 237
Источник питания 91, 94

К

Капитальный ремонт 340
Картограмма нагрузок 87
– – активных 87
– – реактивных 87
Ковариации 109
Коммутационные искажения линейного напряжения 242
Компенсационные пункты железных дорог 307
Компенсирующие устройства 307
Комплектные распределительные устройства 150
– трансформаторные подстанции 28, 86
Конструкция кремниевых вентилей 119
Контактная сеть электрического транспорта 253
Контактные провода 313
Короткие замыкания в тяговой сети 272
Короткозамыкатели 193
– наружной установки 193
– рубящего типа 193
Коэффициент несинусоидальности напряжения 244, 246
Кремниевые вентили 119

М

Магистральный транспорт 256
Максимальная токовая защита 276
Математическое ожидание относительной ошибки расчетов отклонения напряжения 248
Меры защиты подземных сооружений от блуждающих токов 286
– пассивной защиты 286
Методика расчета рельсовых сетей трамвая 284

Н

Нагрузочные характеристики асинхронного двигателя 407
Надежность электроснабжения городских потребителей 522
Напряжение небаланса 236
Нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений 525
Нормы допустимого нагрева контактной сети 277

О

Однофазные автотрансформаторы 80, 81
Опоры 327
Осветительные сети 531
Отделители 194

П

Пакетные переключатели 141
Панели распределительные 156
Параметр контрастности 88
Перегрузка трансформатора 27
— — аварийная 27
— — систематическая 28
Подвеска простая 309
— сложная 309
— цепная 309
Подстанция глубокого ввода 513, 517
Показатели качества электроэнергии 247
Показатель разброса нагрузок 91
— связи распределения нагрузок 95
Полупроводниковые выпрямители 129
— преобразователи электроэнергии 232
— приборы 119
Посты секционирования 275
Потенциальная защита 375
— функция 88
Потери мощности трансформатора 39
— напряжения 248
Предохранители 220
— газогенерирующие 220
— стреляющие 220
Привод пневматический 182
— электромагнитный 181
Приводы к выключателям 180
— — отделителям, короткозамыкателям, заземлителям 197
— — разъединителям 195
Провода 314
— отсасывающие 314
— питающие 314
— усиливающие 314
Простая гибкая поперечина 323
Пускатели 150

Р

Разброс нагрузок 90
Разрядники 223
— вентильные 224
— трубчатые 224
Разъединитель 184
— вертикально-рубящего типа 184
— внутренней установки 191
— линейный 190
— наружной установки 191
— с заземляющими ножами 191
— фигурный 191
Распределительные пункты 152
— шкафы 154
Расчет устройств электроснабжения электрифицированного транспорта 263
Реакторы 226
— заземляющие 226
— токоограничивающие 226
— шунтирующие 229
Реверсивные преобразовательные агрегаты 133
Регуляторы напряжения 128
Режимы работы тяговых сетей 251
Рельсовая сеть 260, 279
Рубильники 136

С

Светильники 386
Сглаживающие фильтры 307
Сложная гибкая поперечина 325
Синхронные двигатели 418
Система электроснабжения электрического транспорта 252
Стрела провеса 321
Схемы внешнего электроснабжения
— и группы соединений обмоток трансформаторов 45
— кольцевые 257
— магистральные 18, 257
— радиальные 18, 257
— смешанного питания 19
— тяговых подстанций 292
— электроснабжения потребителей сельскохозяйственных районов 359

Т

Текущий ремонт 340
Тензор 96
— разброса нагрузок 99
Технико-экономический расчет в системах электроснабжения сельского хозяйства 370
Тиристоры 119
Тиристорный преобразователь частоты 126
— пускатель 128
— электропривод 132

Токи короткого замыкания в тяговых сетях 272, 273
Трансформаторы напряжения 214, 219
– – силовые 22, 25
– – – трехфазные трехстержневые 219
Трансформаторы тока 197, 203, 210
– – внутренней установки 214
– – встроенные 211
– – наружной установки 210
– – нулевой последовательности 202
Тросы несущие 314
– фиксирующие 314
Тяговая подстанция 249, 251, 292
Тяжение 318

У

Угол коммутации 243
Уравнение коммутации 244
Уравнительный ток 265
Условные обозначения типов трансформаторов 44
Устройства защиты от перенапряжений 235
– распределительные 159

Ц

Целевая функция 91
Центр электрической нагрузки 86, 91
Централизованное телемеханическое управление 536
Централизованный способ электроснабжения 255
Цеховые трансформаторные подстанции 22

Щ

Щиты осветительные 151

Э

Эквивалентная температура охлаждающей среды 33
Экономически целесообразное сечение 329
– целесообразный режим работы трансформатора 37
Электрический калорифер 397
– транспорт 249
Электродвигатели 397, 438
Электропривод вентиляционных установок 442
– – – орошения 441
– поточных линий 449
– – – регулирования температуры и влажности в теплицах 444
– ручных инструментов 451
– установок для водоснабжения 439
Эффективное число приемников 419

Я

Ящики распределительные 156

СПРАВОЧНИК
ПО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЮ
И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЮ

Том 2
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

Редакторы Э А Киреева, И И Кирпа
Редактор издательства Л В Копейкина
Художественные редакторы В А Гозак-Хозак,
Ю В Созанская
Технические редакторы Н П Собакина,
Н Н Хотулева
Корректор Г А Полонская

ИБ № 970

Сдано в набор 13 01 86 Подписано в печать 14 01 87 Т-03531
Формат 70 × 100¹/₁₆ Бумага офсетн кн-журн Гарнитура таймс
Печать офсетная Усл печ л 48,1 Усл кр-отт 96,2 Уч-изд л 57,78
Тираж 50 000 экз Заказ № 232 Цена 3 р 30 к

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб, 10

Ордена Октябрьской Революции, ордена Трудового Красного Знамени Ленинградское производственно-техническое объединение «Печатный Двор» имени А М Горького Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли 197136, Ленинград, П-136, Чкаловский пр, 15