Б. И. КУДРИН

ЭЛЕКТРО-СНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Допущено УМО высших учебных заведений РФ по образованию в области энергетики и электротехники в качестве учебника для студентов высших учебных заведений, обучающихся по курсу «Электроснабжение промышленных предприятий»

Москва
«Интермет Инжиниринг»
2006

УДК 621.31(075.8)
ББК 31.29я73(2)
К88

Рецензенты докт. техн. наук проф. *А Н Шпиганович*, зав. кафедрой «Электрооборудование» (Липецкий государственный технический университет); докт. техн. наук проф. *В И Пантелеев*, зав. кафедрой «Электроснабжение и электрический транспорт» (Красноярский государственный технический университет); докт. техн. наук проф. *Л Т Магазинник*, зав. кафедрой «Электроснабжение» (Ульяновский государственный технический университет)

Кудрин Б.И.

К88 Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин. – 2-е изд. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с : ил.

ISBN 5-89594-128-1

Освещены вопросы электроснабжения промышленных предприятий и организаций, проблемы повышения эффективности электрического хозяйства при обосновании нового строительства, проектировании, эксплуатации, техническом перевооружении. Подробно рассмотрены расчеты электрических нагрузок, выбор электрооборудования, схемы и компоновки подстанций, способы канализации электроэнергии, обеспечение качества электроснабжения и компенсация реактивной мощности, структура управления электрическим хозяйством, включая электроремонт. Изложены принципы организации инвестиционного проектирования, состав проектной документации электрической части. Рассмотрены система договорных отношений и мероприятия по энергосбережению.

Для студентов высших учебных заведений, изучающих дисциплину «Электроснабжение промышленных предприятий».

УДК 621.31(075.8)
ББК 34.29я73(2)

ISBN 5-89594-128-1

© Кудрин Б.И., 2006
© Оформление.
«Интермет Инжиниринг», 2006

Оглавление

Предисловие 6
Введение 10
Глава 1. Электрическое хозяйство потребителей 15
1 1 Электрика в системе электрических наук и практической деятельности 15
1 2 Основы мировоззрения электриков электрики 23
1 3 Термины и определения электрики 31
1 4 Промышленное электропотребление и количественное описание электрического хозяйства 40
Вопросы для самопроверки 51
Глава 2. Уровни (ступени) системы электроснабжения 53
2 1 Потребители электрической энергии 53
2 2 Основные требования к системам электроснабжения 75
2 3 *Ценологические ограничения построения и функционирования электрического* хозяйства 87
Глава 3. Потребление электроэнергии и электрические нагрузки 97
3 1 Характерные электроприемники 97
3 2 Параметры электропотребления и расчетные коэффициенты 107
3 3 Формализуемые методы расчета электрических нагрузок 120
3 4 Определение электрических нагрузок комплексным методом 128
3 5 Практика определения расчетного и договорного максимума 139
Вопросы для самопроверки 147
Глава 4. Выбор схем, напряжений и режимов присоединения промышленных предприятий к субъектам электроэнергетики 148
4 1 *Схемы присоединения и выбор питающих напряжений* 148
4 2 Источники питания потребителей и построение схемы электроснабжения 160
4 3 Надежность электроснабжения потребителей 165
4 4 Выбор места расположения источников питания 172
Вопросы для самопроверки 178
Глава 5. Схемы и конструктивное исполнение главных понизительных и распределительных подстанций 179
5 1 Исходные данные и выбор схемы ГПП 179
5 2 Выбор и использование силовых трансформаторов 183
5 3 Схемы блочных подстанций пятого уровня 191
5 4 Схемы специфических подстанций 204
5 5 Компоновка открытых и закрытых распределительных устройств (подстанций) 212
Вопросы для самопроверки 220
Глава 6. Энергосберегающая энергетическая электроника в системах электроснабжения 221
6 1 Классификация устройств энергетической электроники 221
6 2 Устройства без преобразования частоты 223
6 3 Устройства с однократным преобразованием частоты 235
6 4 Устройства с двукратным (и более) преобразованием частоты 247
Вопросы для самопроверки 250
Глава 7. Схемы электроснабжения в сетях напряжением до 1 кВ переменного и до 1,5 кВ постоянного тока 251
7 1 Цеховые подстанции третьего уровня системы электроснабжения 251
7 2 Выбор трансформаторов для цеховых подстанций 256
7 3 Размещение и компоновка подстанций 3УР 261
7 4 Распределительные устройства 2УР 267
7 5 Преобразовательные установки и подстанции 281
Вопросы для самопроверки 285
Глава 8. Транспорт (канализация) электрической энергии 286
8 1 Общие сведения о способах передачи и распределения электроэнергии 286
8 2 Воздушные линии электропередач 289

8 3 Кабельные линии 294
8 4 Прокладка кабелей в траншеях 297
8 5 Прокладка кабелей в блоках 303
8 6 Прокладка кабелей в кабельных сооружениях 306
8 7 Токопроводы 316
Вопросы для самопроверки 325
Глава 9. Расчет токов короткого замыкания 326
9 1 Короткое замыкание в симметричной трехфазной цепи промышленного предприятия 326
9 2 Определение значений токов короткого замыкания в электроустановках выше 1 кВ 333
9 3 Короткое замыкание в сетях напряжением до 1 кВ 337
Вопросы для самопроверки 342
Глава 10. Выбор аппаратов и токоведущих устройств в электротехнических установках 343
10 1 Выбор аппаратов по номинальным параметрам 343
10 2 Выбор высоковольтных выключателей (ячеек) 344
10 3 Выбор разъединителей, отделителей, короткозамыкателей 348
10 4 Выбор выключателей нагрузки и предохранителей 349
10 5 Выбор реакторов 351
10 6 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения 353
10 7 Проверка токоведущих устройств на термическую и динамическую стойкость 355
Вопросы для самопроверки 358
Глава 11. Пуск и самозапуск электрических двигателей 359
11 1 Общая характеристика асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором и синхронных двигателей 359
11 2 Пуск и самозапуск асинхронных и синхронных двигателей 364
Вопросы для самопроверки 373
Глава 12. Качество электрической энергии 374
12 1 Нормы качества электрической энергии и область их применения в системах электроснабжения 374
12 2 Отклонения и колебания напряжения 378
12 3 Несинусоидальность и несимметрия напряжения 385
12 4 Отклонения частоты, провал и импульс напряжения Временное напряжение 390
12 5 Причины и источники нарушения показателей качества электрической энергии 395
12 6 Способы и технические средства повышения качества электроэнергии 400
Вопросы для самопроверки 410
Глава 13. Компенсация реактивной мощности 411
13 1 Баланс активных и реактивных мощностей 411
13 2 Потребители реактивной мощности 416
13 3 Источники реактивной мощности 421
13 4 Выбор мощности компенсирующих устройств 427
Вопросы для самопроверки 430
Глава 14. Релейная защита в системе электроснабжения промышленного предприятия 431
14 1 Назначение, требования и принципы релейной защиты 431
14 2 Релейная защита трансформаторов главных понизительных подстанций (5УР) 435
14 3 Релейная защита двигателей напряжением выше 1 кВ 444
14 4 Релейная защита трансформаторов 3УР 448
14 5 Релейная защита кабельных линий 450
14 6 Релейная защита двигателей напряжением до 1 кВ 452
14 7 Автоматический ввод резерва 452
14 8 Микропроцессорная защита электроустановок 455
Вопросы для самопроверки 462
Глава 15. Установки наружного и внутреннего освещения 463
15 1 Системы и виды освещения 463
15 2 Нормирование и устройство освещения 465
15 3 Расчет осветительной установки 468

15 4 Электроснабжение осветительных установок 471
Вопросы для самопроверки 474
Глава 16. Защитные меры электробезопасности и заземление 475
16 1 Классификация электротехнических установок относительно мер электробезопасности 475
16 2 Заземляющие устроиства 489
16 3 Расчет молниезащитных устройств, зданий и сооружений 495
Вопросы для самопроверки 499
Глава 17. Организация электропотребления 500
17 1 Потребитель и электроснабжающая организация 500
17 2 Нормы расхода электроэнергии по уровням производства 510
17 3 Прогнозирование электропотребления 520
17 4 Ценологическое влияние на электропотребление предприятий 528
Вопросы для самопроверки 539
Глава 18. Энергосбережение на промышленных предприятиях 540
18 1 Основные направления энергосбережения 540
18 2 Принципы и этапы внедрения системы энергоменеджмента 544
18 3 Энергетические балансы 546
18 4 Комплексный подход к сокращению электропотребления 552
18 5 Совершенствование работы общепромышленных систем и оборудования 559
18 6 Повышение эффективности электросбережения многоотраслевых технологических процессов и оборудования 566
18 7 Потери электроэнергии в электрических сетях 570
Вопросы для самопроверки 572
Глава 19. Инвестиционное проектирование объектов электрики 573
19 1 Проектирование как форма инженерной деятельности 573
19 2 Этапы и стадии проектирования 579
19 3 Проектирование объектов строительства 587
19 4 Электрическая часть проектирования 593
Вопросы для самопроверки 601
Глава 20. Рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов 603
20 1 Общественная и коммерческая эффективность 603
20 2 Денежные потоки и показатели эффективности инвестиционных проектов 603
20 3 Расчет показателей общественной и коммерческой эффективности 612
20 4 Локальные технико-экономические расчеты в электрике 619
Вопросы для самопроверки 625
Глава 21. Менеджмент электрики: организация управления электрическим хозяйством 626
21 1 Структурная перестройка менеджмента электрики 626
21 2 Принципы организации управления системами электрики 634
21 3 Организация эксплуатации и ремонта системы электроснабжения 639
21 4 Организация электроремонта силового электрооборудования 642
21 5 Центральная электротехническая лаборатория 645
21 6 Определение численности электротехнического персонала 648
21 7 Оптимизация структуры установленного и ремонтируемого оборудования систем электрики 650
Вопросы для самопроверки 660

Рекомендуемый библиографический список 661
Список принятых сокращений 663
Предметный указатель 664

Природа мудра, открывая человеку математические формулировки, строгость которых не охватывает реальную жизнь. Для успешной инженерной деятельности поэтому надо задуматься не только над законами развития окружающего и осознать проблему негауссовости, но и понять факты сегодняшнего целостного мира сообществ, в котором для собственного выживания требуются учет накопленного человеческого опыта, использование собственной интуиции, редких находок и озарения.

Автор

ПРЕДИСЛОВИЕ

В настоящем учебнике описана теория и практика электрообеспечения потребителей, фактически даны основы электрики как области технической деятельности. Область изучения — электрификация народного хозяйства (отраслевой экономики): существующие и перспективные подходы к электроснабжению вниз от определившейся с началом индустриализации границы раздела субъект электроэнергетики — потребитель (энергосистема — предприятие). Получили дальнейшее развитие положения учебных и справочных изданий проф. А. А. Федорова, которые под различными наименованиями издавались с 1951 по 1987 г. и явились основой сформировавшейся в XX веке специальности, традиционно называемой «Электроснабжение промышленных предприятий»

В учебнике учтены принципиальные изменения, вызванные количественным увеличением и качественным преобразованием поступающей электротехнической продукции, включая оборудование (технику), технологию, материалы, экологические ограничения. Появились новые правовые основания электропотребления, определяемые Гражданским Кодексом Российской Федерации и Энергетической стратегией России на период до 2020 г., а также Федеральным законом «Об электроэнергетике».

Изменения, включая социальные, диктуют новые условия использования электроэнергии (электроснабжения), другие требования к обеспечению эффективности построения и функционирования электрического хозяйства в целом. Потребовался иной подход к изучаемому материалу — использование классических законов физики (прежде всего — теоретических основ электротехники), с учетом вероятно-статистических системных взглядов и ценологических представлений. Речь идет о принципиально новом изложении ряда материалов по электроснабжению, отличающемся от традиционного.

Если говорить о повышении экономической эффективности электрического хозяйства (включая электропотребление) в современных условиях глобализации, то нельзя не использовать теорию, описывающую современный постиндустриальный мир, предлагая адекватные ему критерии эффективности. Но эта теория (самоорганизации, фрактальности, техноценозов, катастроф и др.) еще недостаточно представлена в блоке общеобразовательных дисциплин и не изучалась нынешним поколением инженерно-технических работников. Поэтому в учебнике приводятся основы ценологических представлений (cenology) и математический аппарат гиперболических *H*-распределений, методики по нормированию, энергосбережению, прогнозу параметров электропотребления, а также методики, включающие оценку эффективности систем электроснабжения и обеспечивающие повышение производительности труда при электроремонте.

Настоящее издание учитывает деятельность специалиста как исследователя систем электроснабжения (электрики); как проектировщика, электромонтажника, наладчика при инвестиционном строительстве и техническом перевооружении предприятий; как эксплуатационника электрического хозяйства и электроремонтника, определяющих наряду с научными исследователями и проектировщиками дальнейшее развитие электрики, включая требования к конструкторам и фирмам—изготовителям электротехнической продукции и требования к субъектам электроэнергетики; наконец, как менеджера, прогнозирующего, планирующего, организующего, руководящего и контролирующего заказ, получение, распределение и использование электротехнических устройств (изделий) и электрической энергии.

Первым вузовским электротехническим курсом в России стали лекции по гальванике и электромагнетизму, которые вел Б. С. Якоби с февраля 1849 г. в Главном инженерном училище. Первая кафедра электрификации промышленных предприятий была создана в Париже (1890 г.), первую книгу по электроснабжению и оборудованию подготовили Э. Кадке и Л. Дюбост (1885 г.). Первым электротехническим вузом в России стал Петербургский электротехнический институт (1891 г.). П. Д. Войнарвоский ввел (1898 г.) курс по электроснабжению, тяге и приводу; пособие по электроснабжению выпустил (1901 г.) М. А. Шателен. В Москве в 1905 г. на механическом отделении МВТУ был введен курс лекций по электротехническим специальностям (станции, освещение, трамвай). Первую лекцию по электротехнике прочитал в 1898 г. Б. И. Угримов, по курсу «Районные электрические станции» — М. К. Поливанов (1916 г.). В 1918 г. К. А. Круг организовал в МВТУ электротехнический факультет, а к 1925 г. произошло разделение энергетиков и электриков. В 1921 г. электропромышленный факультет открылся в Институте народного хозяйства им. Плеханова. В середине 20-х годов уже разрабатывался курс «Электроснабжение промышленных предприятий», образовалась научная секция «Районная и фабрично-заводская электрификация». Выход в 1937 г. книги А. С. Либермана «Подстанции малой мощности в электроснабжении промышленных предприятий» констатировал оформление науки «Эле-

ктроснабжение» и выделение ее как области, ориентированной на интересы потребителей.

Технические решения по электроснабжению промышленных предприятий (вниз) от границы раздела энергосистема—предприятие отличаются подходом от решений по «электроснабжению промышленных предприятий», которые принимала «большая» энергетика (вверх — до собственных подстанций и генерирующих мощностей). Это обнаруживалось в нашей стране при развертывании с 1926 г. индустриализации, осуществленной в 30—80-е годы. Науке и практике электроснабжения потребовалось решить в 20—50-е годы ряд основных проблем: расчет электрических нагрузок, выбор значения напряжения; определение количества, единичной мощности и размещения трансформаторов и подстанций; формулировка требований к оборудованию и сетям электроснабжения; компенсация реактивных нагрузок; создание методик проектирования и оценки результатов технико-экономических расчетов.

Спустя 75 лет можно говорить о развитии представлений, о специализации и детализации построения, функционирования и развития электротехнических комплексов, включающих дисциплины: «Электрооборудование промышленности»; «Потребители электрической энергии»; «Внутризаводское электроснабжение и режимы»; «Автоматизация управления системами электроснабжения»; «Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий»; «Проектирование электротехнических устройств и электрической части объекта»; «Менеджмент электрическим хозяйством».

Основное отличие настоящего учебника заключается в комплексном учете происшедших изменений, характеризующих электрическое хозяйство (электрику) в условиях вступления России в постиндустриальное (информационное) общество. Изложение материала ориентировано на реальные условия инвертирования, проектирования, эксплуатации систем электроснабжения, электроремонт, снижение экологического воздействия функционирующей электрики. Особое внимание уделяется рассмотрению вопросов взаимоотношений с энергоснабжающей организацией и прогнозу (заявке) параметров электропотребления; учету, нормированию, энергосбережению.

Дисциплина «Электроснабжение промышленных предприятий» изучается после таких дисциплин, как «Электрическая часть станций и подстанций», «Электрические машины», «Электрические аппараты», «Электрические материалы», «Электрические измерения». Поэтому при изложении материала было учтено знакомство читателя с указанными дисциплинами, курсами графики, математики (включая теорию вероятности), программирования. Качественное освоение материала книги невозможно также без знания дисциплины «Теоретические основы электротехники» — базовой в подготовке электриков высшего образования.

Многие ученые и практики, начиная со времен индустриализации, когда стали формироваться электрические хозяйства, и включая последние годы, когда потерпела крах идея централизованно «дойти» до каждого электродви-

гателя и нагревателя, до каждой кнопки и розетки, способствовали рождению и становлению научного направления «Электрика» (с 2001 г. издается ориентированный на потребителя одноименный журнал «Электрика»).

Среди ученых и практиков, стоявших у истоков промышленной электроэнергетики и развивающих электрику сейчас, хочется отметить: Б. Н. Авилова-Карнаухова, Б.Л. Айзенберга, И.А. Будзко, Г. Я. Вагина, В. И.Вейца, Д. Н. Верещагина, С. Д. Волобринского, С. А. Волотковского, С. И. Гамазина, В. И. Гнатюка, В. И. Гордеева, М. В. Грейсуха, С. Е. Гродского, Н. А. Дульзона, А. А. Ермилова, И. В. Жежеленко, Г. З. Зайцева, Ю. Н. Захарова, В. С. Иванова, И. И. Иванова, Э. М. и А. Э. Кажданы, Н. А. Казака, Г. М. Каялова, И. П. Карасева, П. Н. Клейн, Б. И. Князевского, В. А. Козлова, Б. А. Константинова, Н. В. и Ю. Н. Копытовых, И. Д. Кутявина, А. А. Лаврова, Б. А. Левитанского, М. Н. Левицкого, Т. Б. Лещинскую, А. С. Либермана, С. М. и Д. С. Лившиц, Л. В. Литвака, А. Б. Лоскутова, С. Р. Маймина, А. А. Максимова, Б. Г. Меньшова, Б. С. Мешель, Г. Р. Миллера, В. В. Михайлова, Ю. Л. Мукосеева, И. И. Надтоку, А. А. Никулина, М. И. Озерного, М. М. Перельмутера, Г. Г. Пивняка, В. К. Попова, С. А. Пресса, А. В. Праховника, Ю. Г. Разумного, Е. А. Розенмана, И. А. Сыромятникова, А. А. Тайца, В. П. Тихонова, В. И. Трапицына, А. А. Федорова, В. В. Фуфаева, М. К. Харчева, Ю. И Хохлова, В. В. Шевченко, А. К. Шидловского, О. П. Шишкина, Я. Н. Шпунберга, В. И. Щуцкого.

Сохранит ли история электрики эти и добавит ли новые имена? Но в любом случае хотелось бы, чтобы преподаватели и студенты каждого технического университета по-своему дополнили или дописали эту страничку.

Часть глав, отредактированных в соответствие с общим замыслом учебника, была подготовлена д. т. н., проф. Ю.И. Хохловым (гл. 6); к. т.н., доц. С.А. Цыруком (гл. 11); д. т. н., проф. И.В. Жежеленко (гл. 13). В написании разделов приняли участие: к. т. н., доц. А.С. Исаев (4.3); к. т. н., доц. Т.В. Анчарова (гл. 15); к. т. н., доц. Ю.В. Матюнина (17.1); к. т. н., доц. О.Е. Лагуткин (2.3 и 17.4); д. т. н., профессора Б.И. Заславец, Г.В. Никифоров, В.К. Олейников (17.2, 17.3), д. т. н., проф. В.В. Фуфаев (17.4 и 21.7). Термины и определения уточнены к. т. н. М.Г. Ошурковым.

Автор признателен за техническую помощь в подготовке рукописи С.В. Жичкину, А.И. Ильину, Г.А. Петровой, М.Н. Ползикову, А.Е. Сошникову.

Автор выражает благодарность рецензентам за полезные замечания и рекомендации, которые были учтены при доработке рукописи.

Автор благодарит за представленные материалы работников промышленности и вузов: Е. Я. Абрамову, Ю. С. Железко, Е. А. Курбацкого, Т. Б. Лещинскую, В. В. Прокопчика, Ф. А. Романюка, А. И. Сюсюкина, В. И. Чиндяскина.

Замечания и пожелания по книге прошу направить по адресу: 111250, Москва, Красноказарменная, 14, кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий».

ВВЕДЕНИЕ

Углубление электрификации отраслей экономики объективно для всех стран и сохранится в XXI веке. Валовый внутренний продукт и комфортность жизни корреляционно определяются электропотреблением, производительность труда — электровооруженностью. Рациональное увеличение потребления электроэнергии на душу населения актуально для России, где годовое электропотребление (6,1 кВтч/чел.)* вдвое ниже, чем в США (12,0 кВтч/чел.). Уровень же удельных и общих расходов электроэнергии недопустимо высок практически на все виды выпускаемой продукции (ВВП). Энергоемкость национального дохода в 2–4 раза выше, чем в развитых странах, у которых, что существенно, за последние 25 лет энергоемкость ВВП уменьшилась на 20–30 %. В России же за время реформ с 1990 г. энергоемкость продолжала возрастать, лишь относительно стабилизировавшись с 1999 г., когда рост промышленного производства превысил рост выработки электроэнергии (электроемкость ВВП по паритету покупательной способности составляла в 1990 г. 1,08 и возросла сейчас до 1,4 кВтч/дол.).

Эффективность использования электроэнергии — важнейшая часть обеспечения энергетической безопасности страны. В 2002 г. в России выработано 875,1 и потреблено 685,2 ТВтч (1990 г. — 885,4), в том числе промышленностью: 1990 г. — 529,3; 1997 г. — 325; 1999 г. — 334; 2000 г. — 357; 2001 г. — 364; 2002 г. — 362 ТВтч. Энергетической стратегией России на период до 2020 г. предусмотрено следующее потребление — производство электроэнергии (в скобках максимальное значение): в 2005 г. — 995 (1020), 2010 г. — 1135 (1180), 2020 г. — 1545 (1620) ТВтч.

Электрики-потребители, решая проблемы электроснабжения, должны исходить из ряда объективных факторов, на которых будет основана государственная политика энергосбережения. Это, прежде всего, неизбежный рост цен на энергоносители. Они будут расти на 15–20 % в год (без учета инфляции), так что электричество к 2005 г. подорожает в 1,6–2 раза по отношению к 2001 г., а к 2010 г. тарифы на него увеличатся по сравнению с действующими в 3,5 раза. В результате энергетическая составляющая в затратах энергоемких отраслей промышленности будет расти и вероятно приближение к уровню мировых цен с уменьшением внутрироссийских цен на величину транспортной составляющей.

* Существует устойчивая тенденция, характеризующая развитие русского языка во времени и связанная со стремлением упростить написание (это так называемый принцип «экономии мышления», ведущий для любого целостного текста к *H*-распределению), так когда-то килограммометр писали как кг·м. Кстати, в современных условиях поставить на компьютере точку посередине — это несколько операций, ведущих к ошибкам. Поэтому в учебнике приняты без точки обозначения некоторых размерностей величин, в частно-

Энергосбережение и углубление электрификации определяют обширной сферой экономики, называемой далее *электрикой* — потребителями электроэнергии (промышленность и транспорт, объекты агропромышленного комплекса, непромышленная сфера). Система электроснабжения является частью этой сферы, которая может быть определена вниз от границы раздела потребитель—энергоснабжающая организация (энергосистема) до единичного электроприемника. Как потребитель электрика по целям и задачам отличается от *электротехники* — крупного раздела науки и крупной отрасли народного хозяйства, которая изготавливает изделия, и от *электроэнергетики*, охватывающей производство, передачу, преобразование, аккумулирование и распределение электрической энергии. Электрика использует выработанную и переданную (транспортируемую) электрическую энергию и эксплуатирует изготовленные, доставленные и установленные электротехнические изделия, отвечая за их последующую утилизацию.

Эффективность и интенсификация общественного производства во многом определяются электрикой. Каждый электрик должен обладать знаниями, позволяющими ему оценивать решения и результаты. Приведем некоторые сведения (на 2000 г.), каждое из которых характеризуется ценологическим разбросом, как говорится, «в разы». Стоимость собственно электрического хозяйства промышленных предприятий составляет 6—10 % (включая сооружения). В общей величине инвестиции в энергоемких и насыщенных электроприводом отраслях может достигать 15 % (в том числе собственно электроснабжение 2—5 %), составляя 50 % для отдельных объектов. Доля энергетических затрат в себестоимости продукции достигает 20—40 %, в том числе электроэнергия от 2—4 до 10—12 %. Годовая стоимость эксплуатации и ремонта, отнесенная к 1кВт установленной мощности электрической машины в 2000 г., была на уровне 1900 руб., суммарные затраты — 2400 руб./машину (для завода со средней мощностью электродвигателя 20 кВт). Плата за 1 кВт заявленного (подключаемого) энергосистеме максимума — 120 руб., за расходуемый 1 кВтч — 60 коп. Стоимость строительства 1 кВт генерируемой мощности — 600—1000 дол.

Знания инженера-электрика — специалиста по электроснабжению — определяются областью его деятельности: на производстве он может вырасти до главного электрика (энергетика) предприятия, в инвестиционном институте — до начальника отдела (главного инженера проекта), в вузе — до профессора, в научно-исследовательском институте — до ведущего научного сотрудника, в конструкторском бюро — до генерального конструктора, на фирме—производителе электротехнических изделий и услуг — до генерального директора. На каждой ступени административного и профессионального роста приходится решать различные задачи, вначале частные и массовые (например, выбор сечения провода к приемнику 0,4 кВ), а затем общие или специальные. Например, решение схемы электроснабжения цеха, производства, завода на перспективу, включая управление электроприводом большой единичной мощности, электротермическими и специфическими электроприемниками.

В условиях неполноты и неопределенности исходных данных специалист должен уметь разрабатывать и принимать решения, определяющие как каждый элемент, так и систему электроснабжения в целом. В данном учебнике рассматриваются классические по ТОЭ свойства систем электроснабжения, обусловленные единством процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии, и системные — ценологические, определяемые постиндустриальными требованиями. Применительно к инвестиционному циклу электрики показан цикл эволюции техники и технологии, где выделены конструирование, проектирование и прогнозное проектирование как виды инженерной деятельности, определяющие научно-технический прогресс.

В области систем электроснабжения можно считать решенными проблемы, обсуждавшиеся 20–40 лет назад: повышение уровня напряжений — высокого [с 35 до 110(154)–220(330) кВ], среднего [с 6 на 10 кВ и выше] и низкого [ликвидация системы 220/127 В, переход к 380/220 и 660 В]; сооружение главных понизительных подстанций и внедрение глубоких вводов; разукрупнение понизительных подстанций и максимальное их приближение к объектам электропотребления; увеличение уровня и изменение класса изоляции подстанций и сетей; размещение источников питания с учетом центра нагрузок; применение специальных схемных решений для приемников с резкопеременной и ударной нагрузками, внедрение прямого пуска и самозапуска электродвигателей; устройство автоматического включения резерва; выделение потребителей особой группы первой категории и обеспечение надежной работы системы электроснабжения; диспетчеризация и автоматизация управления системой электроснабжения; нормирование, лимитирование, контроль и учет электропотребления; проектирование; организация электроремонта. Информатизация и глобализация принципиально не изменили подхода к построению, обеспечению функционирования и развитию систем электроснабжения и электрооборудования.

В настоящее время наибольшую экономию дает не оценка этих отдельных решений, которая тоже необходима, а менеджерский подход, оценивающий результат построения, функционирования и развития в целом предприятия, производства, цеха и их подсистемы — электрического хозяйства. Поэтому особенно важно изучение электрики, имеющей свои специфику, интересы, методы изучения.

К важнейшим проблемам электрики, которые подлежат решению, следует отнести: информационное обеспечение специалистов-электриков для эффективного менеджмента; определение параметров, включая электрические нагрузки и оптимизацию электрического хозяйства по уровням иерархии; организацию учета расхода электроэнергии от агрегата (выделяемой административной, территориальной или технологической единицы) до предприятия, энергосбережение; обеспечение надежного электроснабжения, достаточной компенсации реактивной мощности на всех уровнях электроснабжения, качества электроэнергии у электроприемников; обеспечение группового и одиночного самозапусков электродвигателей; расширение области частотного приво-

да; управление структурой установленного оборудования с целью его унификации, формулирования требований к электропромышленности, улучшения организации электроремонта.

Поэтапный ввод производственных мощностей, усложнение систем электроснабжения, рост количества элементов, единичной и суммарной мощностей привели к тому, что решения по электроснабжению предприятий в целом (номинальное напряжение, число и мощность источников питания, их размещение и др.) стали принимать до принятия решения собственно по электроснабжению отдельного электроприемника или их группы. Понятия расчетная мощность $P_р$ или ток $I_р$* стали многозначными. Наряду с известным по ТОЭ использованием этих терминов, например, для выбора проводника по нагреву, они стали часто обозначать условные понятия (договорные, регулировочные, стоимостные и др.). Например, расчетная нагрузка цеха, а тем более предприятия, является в большинстве случаев понятием условным, так как физически нет кабеля или коммутационного аппарата, по которому протекает ток, соответствующий расчетной нагрузке (современный цех всегда питается по нескольким вводам).

С целью выявления сложностей, стоящих перед электрикой, сравним количественные показатели современного электрического хозяйства и плана ГОЭЛРО, предусматривавшего сооружение электростанций суммарной мощностью 1750 МВт. При принятом Г. М. Кржижановским числе часов использования установленной мощности 3550 электростанций обеспечивали выработку примерно 6200 ГВтч. В то время электропотребление Новолипецкого металлургического комбината достигало 6700, Магнитогорского — 6300, Череповецкого — 6200 ГВтч. В настоящее время потребление одного алюминиевого завода составляет 15000 ГВтч (потребителей-абонентов, платящих по счетчику, насчитывается около 45 млн), и в стране свыше 100 предприятий, имеющих установленную мощность электроприемников, превосходящую мощность по плану ГОЭЛРО. Но основные проблемы порождают не крупные, а средние и мелкие объекты промышленности (их свыше 50 тыс.), транспорта, сельского хозяйства, административно-бытового сектора, которых абсолютное большинство.

Поэтому специалисту по электроснабжению необходимы соответствующие знания, он должен быть готовым управлять этой большой (сложной) технической системой, оперативно решая все вопросы и увязывая все три крупные составляющие (разделы) электрификации: 1) электроснабжение; 2) электропривод; силовое электрооборудование и автоматизацию; электроосвещение; 3) организацию и управление электрическим хозяйством, включая электроремонт. При этом должно выполняться целевое назначение электрического хозяйства — обеспечение потребителей электроэнергией определенного качества и (или) преобразование ее в другие виды энергии при заданных бесперe-

* В соответствии с профессиональным языком электриков вместо выражений «сила тока величиной 5А...», «величина тока...», «сила тока...» в учебнике использованы выражения «ток 5 А», «номинальный ток плавкой вставки...».

бойности (процесса обеспечения и преобразования) и живучести (системы электрического хозяйства и отдельных ее частей) с ограничениями по расходу ресурсов.

Множество изделий современных объектов электрики, описывающие их параметры, условия и связи образуют своеобразное сообщество — *техноценоз*, где количество изделий и их составляющих практически бесконечно. Для техноценоза характерны устойчивость структуры и закономерность развития. Следовательно, на принимаемые технические решения накладываются некоторые ограничения, хотя и не вытекающие из положений классической электротехники и теории вероятностей, но тем не менее определяющие эффективность функционирования электрического хозяйства, в частности системы электроснабжения. Многие технические решения определяются по названию предприятия (завод с полным металлургическим циклом, производство каустической соды диафрагменным способом). Возникает лингвистическая неопределенность — неопределенность значений слов и неоднозначность смысла фраз. В начальной стадии изучения задачи неопределенность проявляется как неизвестность, отсутствие информации. Например, важнейшие вопросы по присоединению потребителя к объекту электроэнергетики решаются, как правило, до получения сведений по всем объектам предприятия (тем более — неизвестны все электроприемники). В процессе решения задачи неопределенность раскрывается как недостоверность: собрана не вся возможная информация (неполнота), не вся необходимая информация (недостаточность), ряд данных приведен по аналогам (неадекватность).

В этих условиях работа инженера, опирающегося на современные средства вычислительной техники, начинает приобретать творческий характер: необходимо принимать принципиально неалгоритмизируемые решения. Поэтому учебник наряду с рутинными массовыми инженерными задачами предлагает освоить методологию принятия неформализуемых профессионально-логических решений по электрической части технических систем типа: предприятие, производство (хозяйство), цех, отделение, участок; единичный крупный технологический агрегат или отдельное сооружение; пусковой комплекс (очередь строительства).

В процессе изучения дисциплины нужно научиться видеть главное — при переходе от задачи к задаче использовать и порождать информацию, применять на практике полученные знания. Необходимо понять основные законы и закономерности построения, функционирования и развития систем электроснабжения потребителя, осознать особенности собственно электрики как реальности и науки, представить ее место в ряду других электротехнических дисциплин.

Глава 1. ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

1.1. Электрика в системе электрических наук и практической деятельности

Электричество — обширнейшая область теоретического знания и практического применения (свойства, проявление, получение, преобразование, передача и распределение, и, наконец, использование как материала и энергии во всех видах). Хотя слово упоминается в античные времена, лишь в XIX веке была сформулирована (1800–1830 гг.) электрическая наука и создана к 1880-м годам электрическая техника. Первая превратилась в теоретические основы электротехники — ТОЭ, вторая — в электротехнику, как отрасль промышленности и сферу деятельности, в частности, в направление высшего образования.

Электротехническая промышленность всегда рассматривалась как основная техническая база электрификации. При этом речь шла об изготовлении изделий, которые затем вместе с другими образуют электрическое хозяйство потребителей — электрику сегодняшнего техногенного общества. Электрическое хозяйство можно рассматривать поэлементно, например устройство и работу отдельного электродвигателя, затем выделять электрические цепи и системы, опираясь на жесткие классические законы ТОЭ, можно также рассматривать как некоторое сообщество (ценоз — *cenosis*, *coenose* изделий — особей (единиц, штук), каждое из которых в определенном смысле можно считать неделимым (элементарным) и которые стали частью электрического хозяйства не в одно время, поступили не от одного изготовителя, большей частью не по каким-то (пусть и классическим) формулам, но по субъективным привязанностям, объективным обстоятельствам, а то и случайно.

Так мы приходим к задачам электрики: из сконструированных и уже изготовленных электротехникой изделий представить некоторый образ — будущий объект, чтобы документально обосновать инвестиции и разработать рабочую документацию на электрическую часть объекта; выполнять строительные, монтажные, наладочные, приемо-сдаточные работы; осуществлять эксплуатацию электротехнических изделий и их электроремонт; обеспечивать электробезопасность и экологические ограничения, предусматривать утилизацию продуктов жизнедеятельности электрического хозяйства и его ликвидацию (в целом или части).

Электротехника начиналась с изготовления и экспериментов. Изобретение А. Вольтом гальванического элемента (1799 г.) и исследования (1800 г.) накаливания проводников током позволили предсказать появление электроосвещения и электротермии, изучать электролиз, гальваностегию и гальванопласт-

тику, открыть электрическую дугу (В. В. Петров, 1802 г.) и начать ее применение для освещения, сварки, пайки. Введение А. Ампером (1820 г.) понятия о направлении тока, наряду с исследованиями Ж. Био и Ф. Савара (1820 г.) по взаимодействию тока и магнитного поля, формулировка закона Ома (1827 г.) и законов Кирхгофа (1845 г.), работы М. Фарадея по вращению проводника с током (1821 г.) и электромагнитной индукции (1831 г.), исследование Э. Х. Ленцем обратимости электрических машин (1833 г.) привели к прообразу генератора (Фарадей, 1831 г.), изготовлению И. Пикси (по заказу А. Ампера) электромагнитного генератора (1832 г.) постоянного и переменного тока, Б. С. Якоби — электродвигателя с непосредственным вращением якоря (1834 г.), Дж. Вулричем — генераторов для питания гальванической ванны (1842 г.). Самовозбуждение машин, открытое В.Сименсом (1866 г.) наряду с Г. Уайлдом (1863 г.), открытие явления вращающегося магнитного поля, создание системы двухфазного тока (Г. Феррарис, 1885 г.) и ее развитие (Н. Тесла, 1886 г.), изобретение П. Н. Яблочковым (1876 г.) и И. Ф. Усагиным (1882 г.) трансформатора, М. О. Доливо-Добровольским асинхронного двигателя с «беличьей клеткой» (1882 г.) и трехфазного трансформатора с параллельными стержнями (1891 г.), изолирование провода шелком (Дж. Генри, 1827 г.), применение бесшовной резиновой изоляции проводов и кабелей (В.Сименс, 1847 г.) и кабеля со свинцовой оболочкой (Ф.Борель, 1879 г.) определили практическую очевидность электрических исследований.

Таким образом, открытия в физике и поиски технических решений превратили уже к концу XIX века электротехнику во вполне значимую науку и технику. Завершенность основ электротехники отразилась в установлении наименования электрических единиц (CGS — 1881 г., SI — 1960 г.), характеристик переменного тока (1889 г.), системы символов и обозначений (1893 г.), наконец, в образовании (1904 г.) Международной электротехнической комиссии — МЭК (электротехнический отдел Русского технического общества был организован в 1880 г. Тогда же начал выходить журнал «Электричество»).

Электротехническая продукция (изделия), определяемая специфической техникой, технологией, материалами и порождающая немалое экологическое воздействие, составляет материальную основу электрического хозяйства (электрики). Но оно не может функционировать и развиваться без различных видов обеспечения, прежде всего — без обеспечения электрической энергией. В нашей стране развитие электроэнергетики осуществлялось в соответствии с основными направлениями плана ГОЭЛРО: строительство электростанций по единому государственному плану, опережающее развитие тяжелой промышленности, электрификация при концентрации мощностей и централизации электроснабжения, создание на предприятии единого энергохозяйства.

Именно развитие электротехники и ее экспансия во все отрасли техники, а затем и быта, привели к развитию электроэнергетики, которая сформировалась в 1870—1930 гг. (до этого считалось технико-экономически бесперспективным создание и электродвигателя, и электрического генератора). В 1924 г. был образован МИРЭК, который начал решать проблемы «большой энерге-

тики». Можно выделить некоторые этапы ее становления. З. Т. Грамм (1873 г.) изготовил локомобильно-электрогенераторную установку для электроснабжения предприятия. Г. Уайлд исследовал синхронизацию двух генераторов переменного тока (1868 г.). Первая заводская электростанция в России была построена на Сормовском машиностроительном заводе в 1876 г. В Петербурге на Мойке в 1883 г. была включена первая в России электростанция общего пользования. Ф. А. Пироцкий исследовал передачу, а Д. А. Лачинов теоретически обосновал возможность передачи большого количества электричества на значительное расстояние. На Первом Всемирном конгрессе электриков (1881 г.) с докладом «О передаче и распределении электрических токов» выступил М. Депре, который позднее (1882 г.) построил первую линию передачи постоянного тока высокого напряжения (2,4 кВ, 57 км). М. О. Доливо-Добровольский соорудил (1891 г.) трехфазную ЛЭП с междуфазным напряжением 13 760–15 200 В для передачи 200 кВт (генератор 210 кВА, 86–95 В, повышающий трансформатор 150 кВА) на 175 км. Дж. Лейн-Фокс (1880 г.) изобрел первые счетчики электроэнергии. В Англии были введены первые правила устройства электроустановок (1882 г.). Г. Феррарис (1884 г.) ввел понятие коэффициента мощности, Э. Томсон в 1886 г. применил защитное заземление, А. Э. Кеннели в 1889 г. получил зависимость между сечением проводника и длительно допустимым током нагрузки. Р. Кромптон впервые применил (1891 г.) понятие коэффициента спроса при определении электрических нагрузок. П. Бушеро установил (1898 г.) конденсаторы для компенсации реактивной мощности. В. Петерсен предложил (1917 г.) систему компенсации емкостных токов замыкания на землю. Область устойчивости параллельной работы энергосистем в 20-х годах основополагающими теоретическими работами определил А. А. Горев. В. М. Монтсингер (1930 г.) сформулировал основные закономерности между температурой обмотки, нагрузкой и сроком службы силовых трансформаторов. И. А. Сыромятников внедрил (1937 г.) самозапуск электродвигателей при кратковременном перерыве питания.

Развитие электроэнергетики в стране осуществлялось последние 80 лет на основе принципов плана ГОЭЛРО (собственно план, рассчитанный до 1935 г., был выполнен к середине 1931 г., за который было произведено 10 687 ГВтч — меньше годового потребления крупного алюминиевого завода). Очевидна положительная роль плана ГОЭЛРО как основополагающего плана развития народного хозяйства, предусматривающего «электрификацию всей страны» (В. И. Ленин). Но если обратиться к реальной жизни большей части территории России, то к началу XXI века электрификация не осуществлена. Это касается не только северных и арктических регионов, занимающих 2/3 территории страны (где проживает «лишь» 9 млн человек), но и Центральной части России, Северо-Запада, Урала и Поволжья, не говоря уже о Сибири и Дальнем Востоке. В глубинке напряжение днем может зашкалить за 250 В, а вечером упасть до 190 В и ниже, село без света в Тульской губернии в 2001 г. с 11 апреля по 20 июля — рядовое явление. Речь идет о трансформации и рас-

пределении электроэнергии через воздушную одноцепку или однотрассовую ЛЭП 35–110, 6–20 кВ, трехфазную линию 0,4 кВ, линию фаза-ноль 380/220 по поселку или между поселениями для рассредоточенных отдаленных небольших единичных нагрузок с резкими суточно-климатическими одновременными колебаниями нагрузки на всем множестве потребителей. Регулирование напряжения по ПУЭ, осуществляемое на шинах 6–20 кВ, не обеспечивает у электроприемников требований ГОСТ к качеству электроэнергии. Это и технически реализуемая ныне схема электрификации от системных электрических сетей, фактические планово-ремонтные, аварийные, а сейчас и платежные ограничения, а также предупредительные отключения и обрывы при грозе, ветре, дожде и снеге не позволяют говорить о завершенности электрификации. Среднегодовая продолжительность отключения сельскохозяйственных потребителей 100 часов не дает возможность говорить о товарном производстве, обрекает на миграцию молодежь, оставляя ее без электронной информации.

План ГОЭЛРО был правилен и необходим (без последующего разрушения в 30-х годах действовавшей сети мелких и в 50-е годы средних энергоисточников), пока стояла проблема индустриализации, решить которую было невозможно без гигантов металлургии, химии, машиностроения. Они, в свою очередь, требовали сооружения гигантов энергетики. Положение изменилось в последние десятилетия, когда приоритетными стали требования потребителя. Мировая электротехника давно это учла, буквально завалив потребителя не только тем, о чем он знает, но и тем, чего он и представить не мог. Перед специалистами электрики встает задача уметь формулировать требования потребителя к изготовителям электротехнических изделий и к энергоснабжающей организации, а затем и отстаивать их.

Практически это означает реализацию утверждаемого Гражданским Кодексом РФ равенства таких юридических лиц, как энергоснабжающая организация и потребитель, переход от абсолютизма большой энергетики к тезису «потребитель всегда прав». Для повышения эффективности использования энергии важно понять: что в настоящее время качественно отличает электрическое хозяйство предприятия (организации) от электрического хозяйства заводов (комбинатов) времен начала индустриализации (об электрическом хозяйстве квартиры, коттеджа или офиса стало возможным говорить лишь в последние десятилетия: до 60-х годов его просто не было). Другими словами: что есть и какая будет в XXI веке *электрика промышленности и быта*?

Существуют пока еще мало известные широкому кругу электриков постулаты (законы), которые обеспечивают само существование электрического хозяйства и указывают количественные параметры его устойчивости и эффективности. Оказывается, электрическое хозяйство (мы до конца это еще не осознаем) создается (проектируется, строится), функционирует (эксплуатируется и ремонтируется) и развивается (модернизируется и технически перевооружается) не столько на основе классических законов механики и ТОЭ, сколько на основе некоторых ценологических ограничений (ограничений

самоорганизации). Они утверждают необходимость математически определенных соотношений по количеству между крупным, средним и мелким, или между уникальным (единичным, *ноевым*) и стандартизованным (массовым, *саранчёвым*).

Исторический опыт свидетельствует, что новая теория, какие бы практические результаты она ни давала, а тем более — новое мышление, не сразу овладевает массами. Формирование (построение) электрического хозяйства и закономерности его функционирования — сравнительно новый объект исследования. Лишь в 1944 г. при Государственном комитете обороны была создана Госинспекция по промышленной энергетике и энергонадзору, основан журнал «Промышленная энергетика», введена должность главного энергетика на предприятиях с мощностью 1000 кВт (сейчас это по электрической нагрузке мелкое предприятие, где электрика может не быть совсем). При подготовке студентов заговорили о внутризаводском электроснабжении, инженерах-электромеханиках, электрификации (по отраслям). Построение электрического хозяйства первенцев пятилеток основывалось на классических представлениях, когда можно было подсчитать все режимы для каждого двигателя (электроприемника), а суммировав, получить электрическую мощность, расход энергии, объемы энергосбережения. И это было правильно и реализуемо, если в кузнечном цехе в 30-х годах устанавливалось 11 двигателей, в механическом — 34, в цехе водоснабжения — 25, а в электроремонтном — 20, в теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) — 40 (на крупнейших заводах сейчас в 100 раз больше), а сортамент был единичен.

Количественное увеличение и качественное усложнение устанавливаемого электрооборудования и сетей электрики в 50–60-х годах привели к вероятностным системно-кибернетическим представлениям, основанным на убеждении в возможности получения данных по каждому электроприемнику и получения результата на основе групповых коэффициентов, на существовании среднего, наличии отраслевых норм на единицу выпускаемой продукции (наличие математического ожидания) и возможной небольшой ошибки (конечность дисперсии).

Фактически же количество устанавливаемого оборудования стремительно увеличивалось (как и его разнообразие), составляя к началу XXI века тысячи двигателей для производств, десятки тысяч (и миллионы единиц НВА) для заводов; к этому надо добавить также: а) вхождение предприятия в рыночную среду, следовательно — изготовление только пользующегося спросом (что ведет к разнообразию, требующему энергозатрат); б) изменение отношений с энергоснабжающей организацией и поставщиками оборудования; в) новый подход к инвестициям и их оценке, включая затраты на энергосбережение и повышение эффективности электрического хозяйства; г) усиление роли предпроектных стадий и согласований, когда принимают решения, не зная в частности данных по электроприемникам.

Устойчивое и качественное электрообеспечение потребителей (и не только отдаленных) разрешимо, если одновременно с сетевым строительством и

реконструкцией будут сооружаться мелкие источники электроэнергии, работающие параллельно с энергосистемой или автономно. Фактически эти два направления (крупное как основа электроэнергетики, некрупное как составная часть электроснабжения электрики) должны быть гармонично увязаны.

Строительство собственных источников электроэнергии тесно связано с тенденцией, характерной для средних и крупных металлургических, химических, машиностроительных и других предприятий, отдельных поселков и городов. Налицо стремление уменьшить свою зависимость от энергосистем в обеспечении электричеством (и теплом — восстановление и строительство собственных котельных) путем использования ВЭР и установки генераторов небольшой мощности на напряжение не только 6(10) кВ, но и 0,4 кВ. На основании науки электрики подобная децентрализация обостряет проблему технических условий, сформулированных в 60-е годы под взятые на себя, но не выполненные электроэнергетикой обязательства обеспечить всех потребителей электроэнергией при минимуме приведенных затрат. «Правила пользования электрической энергией» (ныне отмененные) были обязательным документом для всех пользователей (включая проектировщиков). Выдача технических условий превращалась в процедуру, зачастую ущемлявшую интересы потребителей.

Строительство собственных источников электроэнергии, расширение и реконструкция электрического хозяйства, нормирование и энергосбережение во многом связаны с переходом в полном объеме ко взаимоотношениям, основанным на требованиях Гражданского Кодекса РФ. Пока же равенство энергоснабжающей организации и потребителя как юридических лиц соблюдается не всегда, а переход от разрешительного на регистрационный принцип подключения лишь начинает обсуждаться. Без возможности свободной продажи потребителем электроэнергии от собственных источников по цене ниже тарифа в данном регионе с опорой на электростанции в единицы и сотни киловатт, трудно обеспечить энергобезопасность России.

Важная проблема — качество электрической энергии. Электротехническая промышленность выпускает, например, дуговую электросталеплавильную печь и прилагаемое к ней другое сертифицированное оборудование. Электроэнергетика обеспечивает подачу электроэнергии также в соответствии с ГОСТом. Почему же потребитель, установивший печь, сталкивается с проблемой нарушения ГОСТа? Это относится и к установке регулируемого электропривода, и другого электрооборудования.

Потребление энергоресурсов — особый вид купли-продажи, не относящийся к сфере услуг; энергоснабжение должно осуществляться по публичному договору. Взаимоотношения потребитель—энергосистема — важнейшая, но не полностью рыночно упорядоченная область (в отличие от пары потребитель—электротехническое изделие), которая во многом определяет эффективность электрического хозяйства в целом и к которой примыкают: проблемы прогноза параметров электропотребления на различные временные интервалы; нормирование по производствам и цехам; определение постоян-

ной составляющей, отключений по очередям и лимитов; организация иерархии учета и приборно-программное обеспечение, энергоаудит; создание системы энергосбережения и оценки результатов, существенно влияющих на себестоимость продукции.

Большое практическое значение имеет также применение нового электрооборудования, технологий, материалов и их модернизация, включая рационализацию схем электроснабжения и сетей, внедрение регулируемого электропривода, энергосберегающего электротермического и иного оборудования.

Эффективность электрического хозяйства неразрывно связана с электроремонтом, понимаемом как комплекс проблем, связанных с обслуживанием, ремонтом и утилизацией электрооборудования. Электроремонт не исчезнет, но со временем он должен существенно измениться, учитывая интеллектуализацию техники и технологий, большую надежность поступающего сейчас оборудования, распространение фирменного обслуживания, изменение соотношения между различными формами централизации, необходимость кардинального изменения системы планово-предупредительного ремонта, появление новых электроремонтных технологий, изоляционных материалов и лаков, компьютеризацию информационного обеспечения электроремонта.

Проблемы электрики — проблемы потребителя. Электрика с необходимостью возникла вместе с электроэнергетикой. Физическая природа электричества требовала этого: электричество в объемах промышленного электропотребления хранить нельзя, а различие времени выработки от времени потребления определяется скоростью света. Само же электроснабжение в трактовке Г. М. Кржижановского и нынешней мировой энергетики понималось и понимается как выработка и транспортировка электроэнергии до границы раздела предприятие (квартира, офис, фирма, организация) — энергоснабжающая организация. Энергосистему, можно утверждать, не интересует, где и как происходят дальнейшая передача и преобразование электроэнергии в другие виды энергии или в электроэнергию же, но с другими параметрами.

Таким образом, на потребителе «оказались завязанными» ключевые вопросы построения схемы электроснабжения внутри завода (квартиры) и эффективности электрического хозяйства объекта в целом (как бы все это ни называлось в XX веке в разное время и разными учеными и практиками, осознавшими специфику электрической части вниз от границы раздела потребитель—энергосистема). На практике это привело к созданию на заводах служб главного электрика. На уровне министерств были созданы Главэнерго (по отраслям), однако не сумевшие составить единый орган, формулирующий и отстаивающий интересы потребителя. Различными по целям и задачам были, в частности, Энергосетьпроект, Теплопроект, Промэнерго, с одной стороны; Тяжпромэлектропроект, Электропроект, ВНИИэлектропривод, ВНИИЭТО, электротехнические отделы ГИПРО, с другой.

При вступлении в новое тысячелетие и столкновении с необходимостью *управлять* созданием, функционированием и развитием электрического хозяйства, при ожидании революции на мировом рынке энергобизнеса, заклю-

чающейся в безусловном приоритете интересов потребителя (в том числе и в результате того, что на смену электростанциям 1000—2000 МВт приходит строительство электростанций, рассчитанных на обслуживание единичных производств, организаций, домов), практически становится важен вопрос: что все это означает теоретически, что нового должно появиться в нашем знании, к чему мы должны адаптироваться.

Век электротехники опирался на классические представления Ньютона—Максвелла—Лоренца: тела (поля) и движение можно представить в идеальном виде, существуют жесткие причинные связи и следствия. Математический аппарат — дифференциальное и интегральное исчисление. При заданных исходных данных решение однозначно и неотличимо от другого с такими же исходными данными. Существует обратимость и независимость решения от времени производимых вычислений. Все выходившие ранее учебники по электроснабжению промышленных предприятий опирались именно на эти представления.

Век электроэнергетики имел дело уже с процессами и системами (классические представления первой научной картины мира имеют соподчиненное значение). Господствующее мировоззрение — вероятностные представления, восходящие к Эйнштейну—Бору, и системно-кибернетические взгляды (Богданов, Винер, Эшби, Берталанфи), реализуемые теорией больших или сложных систем, системным анализом, системотехникой, исследованием операций, теорией надежности и массового обслуживания, многоцелевой оптимизацией. Все это основывалось на теории вероятности и математической статистике, которые предполагали действие закона больших чисел и центральной предельной теоремы. Решение любой задачи определялось параметрами распределения, с заданной вероятностью находился некоторый интервал, в котором и существовало решение. Это мировоззрение затронуло (но в малой степени) учебники по электроснабжению промышленных предприятий.

Век электрики будет иметь дело со структурами ценозов и отбором (для техноценозов — информационным). В этом случае электрическое хозяйство есть слабо связанное и слабо взаимодействующее практически бесконечное (счетное) множество изделий (целостность), конвенционно выделяемых как сообщество (ценоз), адекватно не описываемое системой показателей, тождественно не равное другому при совпадении показателей, необратимо развивающееся (эволюционирующее). Математический аппарат — гиперболические *H*-распределения (в технике) в видовой, ранговидовой и ранговой по параметру формах, которые не дают решения в точке из-за теоретического отсутствия математического ожидания (среднего). Однако оперирование с распределением в целом позволяет решать практические задачи определения параметров электропотребления, нормирования и энергосбережения, изменения организации электроремонта и повышения эффективности электрического хозяйства в целом и по отдельным составляющим.

1.2. Основы мировоззрения электриков электрики

Формирование современного мировоззрения электриков особенно важно для дальнейшей успешной деятельности и профессионального роста в изменившемся мире. Четверть века назад трудно было представить, насколько это актуально, потому что электрическое хозяйство (электрика) как самостоятельный объект исследования и управления лишь формировалась наряду с понятиями самоорганизация, фрактальность, техноценоз. Полезно было задуматься, насколько любое утверждение, задание, решение соответствует действительности, привязано ли это к конкретному времени, месту и действию. В общем виде утверждение не сводится к числу, но оперирование не количественными, а качественными различиями возможно лишь при знании основ нового мировоззрения. Следует иметь в виду, что объяснение техноценологическим законам и ограничениям не найдено, как и самому механизму формирования электрического хозяйства, что оставляет широкий простор для фундаментальных исследований.

Существуют мировые константы, например скорость света, и такие постоянные, как масса электрона. Антропный принцип утверждает, что изменение подобных величин даже на доли процента не привело бы к появлению жизни, в том числе и человека (так что читать эту книгу Вы можете, в том числе и потому, что масса электрона $m_э = 9{,}1093897 \cdot 10^{-31}$ кг). Опираясь именно на постоянные и не меняющиеся со временем числовые параметры материального мира, возникла наука, предложившая *механическую (первую) научную картину мира.* Наиболее логично и строго ей соответствует механика Ньютона и электродинамика Максвелла. Считалось, что дифференциальными и интегральными уравнениями можно описать все тела (поля) и все движения (траектории), опираясь на законы сохранения (принцип наименьшего действия).

Законы Кулона, Ома, Кирхгофа и другие есть частные решения, вытекающее из постулатов первой научной картины. В некотором смысле законы делают явным то, что уже присутствует в начальных условиях. В динамике «все задано», ничего нового не может ни «случиться», ни «произойти». Принципиально, что результат полностью и однозначно определяется исходными данными; он не зависит от времени (в смысле: сейчас или 100 лет назад, или через 1000 лет) от решающего субъекта (понимающего формулу и умеющего считать). Так, закон Ома для участка электрической цепи постоянного тока, не содержащей ЭДС,

$$U = IR \tag{1.1}$$

дает всегда $I = 5$ А при величине напряжения $U = 200$ В, прилагаемого к резистору сопротивлением $R = 40$ Ом.

Обратим внимание на даты открытия законов электричества, приведенные ранее (с. 000), и дату создания уравнений Максвелла (1864 г.), математические решения которых «переоткрывают» не только все указанные законы, но и

все другие законы электротехники, на основе которых сейчас существуют и будут существовать различные научные направления и науки, подотрасли электротехнической промышленности, десятки вузовских специальностей, сотни профессий. Собрав воедино все законы электричества и магнетизма, Максвелл создал, как отмечается в Фейнмановских лекциях по физике, «прекрасное здание, которое держится само по себе». Однако это «существование» не означает остановку и исчерпание науки об электричестве, а также отсутствие роста теоретического знания.

В начале XX века состоялась известная дискуссия Бора—Эйнштейна, когда выяснилась *вероятностная картина мира (вторая научная)*: нельзя сказать, куда будет двигаться электрон, пройдя узкую щель, но исчерпывающе ясна дифракционная картина практически бесконечного множества «приземлившихся» электронов. Половина атомов радиоактивных веществ распадется за строго определенное время, но распадется ли именно этот атом – сказать нельзя. Теория вероятностей снимает проблему, вводя математическое ожидание и ожидаемую ошибку (дисперсию).

Обратимся к ПУЭ, которые ограничивают, например, проход по ширине и высоте в распределительных устройствах: не каждого в стесненных условиях удовлетворит ширина прохода 0,6 м. Числовые значения параметров человеческого роста нормально распределены и должны учитываться при размещении органов управления, рабочих зон и др. Гауссово распределение для роста человека (95 % мужчин выше 163, но ниже 187 см; для женщин – соответственно 159 и 177 см) широко используется в самых различных областях. Открытые когда-то физико-химические свойства чистой меди постоянны, не менялись и не изменятся, пока существует наша Вселенная (это и есть классическое представление первой картины). Природная медь состоит из смеси двух стабильных изотопов с массовыми числами 65 (30,96 %) и 63 (69,04 %), что определяет атомную массу 63,54, плотность 8,96 (20 °С), электрическое сопротивление $1{,}68 \cdot 10^{-6}$ мкОм·см (20 °С), температурный коэффициент электрического сопротивления $4{,}3 \cdot 10^{-3}$ (0–100 °С).

В действительности множество факторов, например при выплавке меди, изготовлении провода или окислении его при эксплуатации, изменяют физико-химические свойства медного проводника (так, наклепом электропроводность уменьшается на 1–3 %). В результате величины активных сопротивлений и массы цветного металла, приводимые в таблицах и справочниках, изданных разными авторами или одним, но в разное время, могут незначительно различаться (во втором знаке). Например, по справочнику удельное сопротивление меди ρ в 1932 г. равно 0,0166 (при 15 °С); в 1954 г. $\rho = 0{,}0157$ (при 20 °С); в 2001 г. $\rho = 1{,}62 \cdot 10^{-8}$ Ом·м^2/м (при 0 °С).

Электрики в массе своей «не заметили» перехода к представлениям второй научной картины мира, к революционным следствиям в технике и технологии, связанным с этим переходом.

Специалисты знакомы с предельными теоремами теории вероятностей, которые указывают условия возникновения некоторых (статистических) законо-

мерностей в результате действия большого числа случайных факторов. Теоремы устанавливали факт и условия сходимости по вероятности тех или иных случайных величин. Все формы центральной предельной теоремы посвящены установлению условий, при которых возникает нормальный закон распределения. Так как эти условия на практике весьма часто выполняются, нормальный закон является самым распространенным из законов распределения, наиболее часто встречающихся в случайных явлениях. Поэтому не надо было что-либо менять в своей практической деятельности из-за неразличимости «истинной» величины, рассчитанной согласно классической физике, и величины математического ожидания (среднего), полученной экспериментально-статистически, и из-за предсказуемости ошибки (дисперсии). Значимый результат различных средних удельных расходов электроэнергии двух электросталеваров увеличивает необходимость использования второй научной картины мира для целей электросбережения.

Рассмотрим технические данные медных кабелей (массу, сопротивление, силу тока) по справочным материалам 1937 г. (табл. 1.1). Они такие же, как и в новом веке. Действительно, допустимый длительный ток для этих кабелей с сечением одной жилы 16 мм^2 составляет 120 А, эта величина не изменилась с начала индустриализации (тогда она называлась номинальной) и соответствует ПУЭ 1999 г. Этот пример и множество ему подобных демонстрируют классические представления электротехники. Заметим, что в 30-х годах выпускались кабели сечением 1,5; 2,5 и 4 мм^2, отсутствующие сейчас в ПУЭ, как и трехжильный кабель 300 мм^2. Эти кабели не прошли испытания информационным отбором и сейчас не выпускаются: с малыми сечениями — из-за недостаточной механической прочности; трехжильный сечением более 240 мм^2 — из-за трудностей монтажа (не сгибается).

В табл. 1.1 приведена также стоимость кабельных прокладок, определенная по методикам и ценам 1937 г. Очевидно, что эта величина (и ей подобные) не имеет смысла, если не зафиксирована во времени. Она никоим образом не определяет сегодняшнюю (или любого другого времени) стоимость, которая

Таблица 1.1. **Показатели кабельной продукции**

Показатель	Сечение одной жилы, мм^2			
	1,5	16	95	300
Полная стоимость прокладки на 100 м трассы*, руб.:				
при одном кабеле	195	344	1000	2570
при трех	1677	1704	3479	7762
при шести	3194	4724	9940	22789
Масса цветного металла, кг/км	40	415	2488	7855
Активное сопротивление при 80 °С, Ом/км	14,7	1,38	0,233	0,074
Номинальная сила тока* силовых кабелей, А**	30(–)	120(120)	340(340)	650(–)

* Для кабеля СБС-6000 (для незаземленной нейтрали) при прокладке в земляных траншеях, включая все строительные работы.

** Для кабеля СБ-1000 и СБС-1000 по ОСТ 6260 (информация Электропрома, 1936). В скобках – допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающими массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в земле по ПУЭ (1999 г.).

даже в пределах одного региона или отрасли может различаться в 2, 3, 10 и более раз. Но основное не то, что величина стоимости менялась со временем. Главное – на все виды работ существовали в высокой степени детализированные единые для всей страны расценки – нормы (районные коэффициенты и различные поправки принципиально не меняли эту ситуацию, как и введение ведомственных норм). Подчеркнем – единые и одинаковые нормы для работ одинакового наименования. Так реальную жизнь пытались свести к механической картине , предполагавшей возможность все измерить, а получив однозначные исходные данные – все рассчитать. Причем и сама методика опыта и замеров (наблюдений) была строго расписана, не допускала двойного толкования. Расчетные формулы, считалось, дают однозначные результаты, объективно не зависящие от вычисляющего субъекта. Полагалось, что есть «истинное» значение стоимости прокладки кабеля, трудозатрат на ремонт электродвигателя, времени между двумя капитальными ремонтами, величины расчетной мощности или потерь, расхода электроэнергии, объемов электросбережения. Предполагалось, что отличия показателей малы и аналогичны различию в величине проводимости или удельного электрического сопротивления меди. Следовательно, в практике проектирования и менеджмента, в частности при расчете электрических нагрузок и электросбережении, ими можно пренебречь.

В действительности использование средних норм в таких расчетах не отражает истинного положения вещей. Различие (разнообразие) – фундаментальное свойство, общее для всех реальностей, в том числе и электрической.

Данное положение – невозможность опираться на среднее (*третья картина мира*) – можно проиллюстрировать на примере удельных расходов электроэнергии $A_{уд}$ на производство основных видов продукции черной металлургии (табл. 1.2), составленной на основе информационного банка «Черметэлектро». Приведем еще пример по генеральной совокупности черной

Таблица 1.2. **Средние и предельные значения удельных расходов электроэнергии в черной металлургии, кВтч/т**

$A_{уд}$	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1990 г.
	Чугун			
Среднеотраслевая норма	10,8	13,1	12,9	15,2
Максимальное (минимальное) значение	23,1 (3,0)	49,2 (3,2)	41,5 (3,6)	43,3 (3,5)
	Конвертерная сталь			
Среднеотраслевая норма	26,2	29,0	32,3	33,0
Максимальное (минимальное) значение	38,1 (17,7)	50,0 (12,7)	54,0 (13,7)	49,7 (13,1)
	Электросталь			
Среднеотраслевая норма	683	692	727	723
Максимальное (минимальное) значение	1394 (544)	1385 (524)	1341 (522)	1310 (484)
	Прокат			
Среднеотраслевая норма	198	112	111	126
Максимальное (минимальное) значение	1882 (38,4)	2969 (37,3)	2222 (36,5)	3033 (40,4)

Таблица 1.3. **Ценологический разброс показателей электроремонта**

Показатель	Наименьшее значение, $r = 140$ ($r = 139$)	Наибольшее значение, $r = 2$ ($r = 1$)
Доля электрических машин, охваченных капитальными ремонтами, %	0,1 (0,4)	43,6 (47,2)
Доля электрических машин, охваченных средними ремонтами, %	0,0 (0,3)	54,1 (57,5)
Удельные затраты на ремонт, руб./машина	1,8 (2,7)	738,8 (967,1)
Затраты на 1 кВт отремонтированной электрической машины, руб.	0,3 (0,7)	47,2 (70,0)

металлургии, имеющей электроремонтные подразделения, за 1987 г., когда существовала жесткая система нормирования и распределения. Проранжируем предприятия по каждому из параметров, характеризующих электроремонт (табл. 1.3), т. е. присвоим первый ранг $r = 1$ предприятию, характеризующемуся наибольшим параметром, и так далее, так что наибольший ранг-номер будет иметь предприятие с наименьшим параметром. Различие «в разы» и на порядки по каждому из параметров (ср. r_1/r_{140} по всем строчкам) обычно для ценологических исследований. Это значит, что любое значение ряда $r = 1,...,140$ нельзя принять для нашего конкретного решения без анализа конкретного положения на предприятии.

Различие максимальных, минимальных и среднеотраслевых значений не может быть объяснено случайностью или вероятностными отклонениями от среднего. Теоретически это означает отсутствие математического ожидания и бесконечность дисперсии. Поэтому приводимые во всех справочниках и учебниках таблицы с расчетными коэффициентами (использования, спроса, максимума, одновременности, загрузки, заполнения графика и т. д.), удельными расходами электроэнергии на единицу продукции для отраслей экономики можно использовать лишь как иллюстративный материал или как материал для учебных целей.

Пусть определены абсолютная, удельная или относительная величины потребления энергетических ресурсов. Другими словами, получен показатель энергетической эффективности, и надо ответить на простой вопрос: кто более эффективно использует электроэнергию (в Енакиево, где на 1 т чугуна расходуют 3,5 кВтч, или в Липецке — 43,3 кВтч/т, см. табл. 1.2).

Различие на несколько порядков (в разы) — неизбежное ценологическое свойство электрического хозяйства по любому из параметров, его характеризующих (при рассмотрении цехов — по разнообразию множества установленного электрооборудования; для заводов — по величине стоимостных затрат на одну машину; величине охвата капитальными и средними ремонтами, по штатам и др.). Это же можно отнести и к параметрам электропотребления одной отрасли или одного региона, к показателям рейтинга по электропотреблению регионов России. Например, если задаться целью определить для Липецка рентабельность и численность персонала по данным за 2000 г. по Северстали и Магнитке (29,7 и 15,5 %; 44,5 и 33,4 тыс. чел.), зная объемы реализации

Таблица 1.4. **Научные картины мира**

Первая картина	Вторая картина	Третья картина
	Постулаты	
Классические (физические) К-постулаты	*Вероятно-статистические В-постулаты*	*Ценологические (технетические) Т-постулаты*
1К. Справедливы принцип относительности, принцип невозможности: в момент создания два одинаковых продукта-изделия (особи одного вида), изготовленные на одной технике, по одной технологии, из одинаковых материалов, неразличимы в пределах паспортных характеристик вида, в том числе и по экологическому воздействию (отходам)	1В. Существует вероятность события как число, связанное с этим событием так, что вероятности в теоретическую модель входят в качестве свободных параметров, и можно говорить о численной практической достоверности, которая законом больших чисел и центральной предельной теоремой определяет различие или неразличимость особей (объектов) одного вида и разных	1Т. Может быть предложено достаточно много систем отсчёта, относительно которых два ценоза могут быть равноправны и неравноправны, а сами системы различны по объективности знания, фиксируемого документально и онтологически отражающего физическую, биологическую, технетическую, информационную, социальную реальности
2К. Изделие-вид (действующая техника, применяемая технология, используемые материалы, выпускаемая продукция, возникающие отходы) полностью и однозначно определяется конечным набором параметров в рассматриваемый момент времени	2В. Параметры ряда изделия одного вида определяются законом распределения (в пределе — нормальным) так, что при состоятельной, несмещённой и эффективной оценке и принятой доверительной вероятности существуют и вычислимы математическое ожидание (среднее) и дисперсия (или среднее квадратичное отклонение — ошибка)	2Т. Состояние ценоза в любой фиксируемый момент времени не определимо любой наперёд заданной системой показателей тождественно точно: чем больше параметров и точнее каждый из них конвенционно определяется, тем менее точно для каждого момента времени описывается ценоз
3К. Пространство безгранично, абсолютно, однородно и изотропно, а время выражает длительность бытия; уравнения механики Ньютона и электродинамики Максвелла — обратимы	3В. Пространство может быть любой вычислительно-приемлемой размерности и любой геометрии, а время — лишь поставленная наблюдателем метка события, связанная или не связанная с реальным временем, но характеризующая последовательность смены состояний или длительность чего-либо	3Т. Для ценозов существует направленность развития в ограниченном неоднородном евклидовом пространстве и феноменологическом времени, концептуально исключающая обратимость, абсолютность времени и его однородность

Продолжение табл. 1.4.

Первая картина	Вторая картина	Третья картина
	Абстрактные (идеальные) объекты исследования и управления	
Тела (поля) и движение (траектории)	Процессы и системы	Ценозы и структуры
	Узловые точки научно-технического прогресса	
НОКР и изготовление (создание) единичных техники, технологии, материала, конечной продукции, порождение выбросов (экологическое воздействие)	Инвестиционное проектирование и построение (создание) объектов отраслей экономики (производство, услуги, потребление), включая обустройство проживания на основе неприродного	Информационный отбор НИОКР и изделий, инвестиционных проектов и функционирующих ценозов на основе тотальной оценки каждого технетического, информационного, социального индивида и каждого решения как вида
	Преимущественная область действия в науке и практике применения электричества и математический аппарат	
Электротехника	*Электроэнергетика*	*Электрика*
Единичные электротехнические изделия, комплексы и конечные электрические цепи; дифференциальное и интегральное исчисление, механика Ньютона и электродинамика Максвелла, принцип наименьшего действия в математической форме Лагранжа и Гамильтона	Электрические сети и системы, режимы, оценка устойчивости; теория вероятностей и математическая статистика, кибернетика, теория больших или сложных систем, системный анализ, исследование операций, технический анализ; многокритериальная оптимизация	Электрическое хозяйство, электротехническое и электроэнергетическое обеспечение с оценкой электросбережения; гиперболические *H*-распределения, фрактальная геометрия, ценологический анализ, ограничения самоорганизации, структурно-топологическая оптимизация

соответственно, 38,9; 59,1 млрд руб., то, опираясь на классические представления первой научной картины мира или на вероятностные — второй (даже с инженерной точностью), едва ли получим правильный ответ: 27,2 % и 46,6 тыс. чел.

Обратим внимание, как могут быть использованы данные корреляционно-регрессивного анализа или других методов прогнозирования (в соответствии с классической теорией вероятности — второй научной картины мира): средний расход электроэнергии по отрасли и виду продукции — Министерством экономики и другими властными структурами; средние данные по производству на данном предприятии — дирекцией предприятия (службой главного энергетика, энергетиком цеха) и службами Госэнергонадзора. Однако всегда следует учитывать ценологическое свойство — однородная продукция для разных заводов характеризуется различием в удельных расходах электроэнергии в 2, 5, 10, 100 и более раз (различие, невозможное для гауссового и сводящихся к нему распределений: в реальности нельзя встретить человека ростом 16 м или 16 см). Классическими методами, обращаясь к конкретной эксплуатируемой единице (особи, будь то изделие или предприятие в целом), можно, затратив значительные средства, получить решение (величину расхода электроэнергии) «в точке». Но это решение не распространяется не только на такой же стан (станок) другого цеха (завода), но и на эту же самую единицу в другой момент времени (два предприятия с близкими основными электрическими показателями технологически и электрически могут различаться существенно). И если расчетную аддитивность расхода электроэнергии можно както предположить, то отсутствие суммируемости электрических нагрузок за любой временной интервал (включая 30-минутный) можно считать очевидным. Игру в корреляционные и автокорреляционные функции, в этом случае, даже для числа электроприемников ЗУР (за одним трансформатором 630—1000 кВА) — следует отнести к теоретическим ухищрениям, не имеющим практического выхода.

Таким образом, существуют три группы чисел (законов), фундаментальные свойства и особенности использования которых следует учитывать в практической деятельности. Каждая группа отражает попытку описать какую-либо из сторон материального и идеального миров. И это описание соответствует одной из трех научных картин мира (табл. 1.4). Современные электротехнику, электроэнергетику, и особенно электрику, уже нельзя создавать, и ею нельзя управлять, опираясь только на знания, определяемые первой картиной. Недостаточны и вероятностные представления. Необходимо новое — ценологическое (см. раздел 2.3) — миропонимание, адекватное происшедшим изменениям и происходящему информационному переустройству.

Подведем итоги:

1) существуют «истинные» физико-химические свойства, не зависящие от конкретного исследователя и его методики, не меняющиеся со временем (первая научная картина мира);

2) фактически нельзя жестко обеспечить одинаковость используемой тех-

ники (на которой изготавливается, например, провод) и принятой технологии (однородность сырья), поэтому конечный продукт и отходы различны, но эти различия незначительны, так что на практике им (и связанной в связи с этим ошибкой) пренебрегают (вторая вероятно-статистическая картина);

3) есть, наконец, величины, которые следует понимать и оценивать только с учетом знания множества подобного и знаний, сопутствующих объекту в целом.

Ставя вопрос о мировоззрении, мы хотим, чтобы менеджер-электрик, принимающий решения, направленные на повышение эффективности электрического хозяйства в целом и отдельных его систем, задумался над тем, как часто он принимает решение, опираясь на жесткие расчеты, определяемые законами теоретических основ электротехники; или — вероятностно определяя некоторую величину-показатель, соответствующую (пусть и с небольшой ошибкой) чему-то ему известному ранее; наконец — опираясь на интуицию (озарение) и не руководствуясь средним. Лишь в последнем случае принятое решение может быть лучшим из всех предложенных и получит наибольшее признание.

1.3. Термины и определения электрики

Важнейшие термины и определения устанавливаются федеральными законами, стандартами и обязательны для применения в документации всех видов, в научно-технической, учебной и справочной литературе. Другие определяются директивными документами, например «Правилами устройства электроустановок»; отраслевыми инструкциями и циркулярами; нормами, методиками и справочными материалами научно-исследовательских, проектных и других организаций. Существуют и толковые, терминологические, энциклопедические, политехнические и специальные словари, которыми следует пользоваться для уточнения понятия при официальных обращениях и юридических истолкованиях, при создании информационного и программно-методического обеспечения. С 2001 г. журнал «Электрика» публикует понятия, определения и термины электрики, на основе которых издается «Словарь электрики», содержащий 10000 слов-понятий, словосочетаний, профессиональных и жаргонных выражений.

Электрика — область народного хозяйства (и науки), решающая задачи построения, обеспечения функционирования и развития электрической части объектов промышленности, транспорта, организаций и учреждений, сельского хозяйства и населения от границы раздела потребитель — энергосистема до единичного электроприемника или комплекса, поставленного изготовителем. Возникновение электрики как науки определилось наличием объекта исследования и управления (электрохозяйство потребителя); разработкой собственных методов расчета электротехнических и энергетических параметров объектов электрохозяйства; созданием адекватного объекту математического

аппарата гиперболических *H*-распределений; возникновением специфических задач и методов электроменеджмента, включая подходы к решению проблем нормирования и энергосбережения. Задача электрики — оптимизация (в широком смысле) формирования (из готовых изделий электротехники) и эксплуатации (с использованием готовой энергии электроэнергетики) электрохозяйства потребителя с учетом неизбежной техноэволюции.

При пользовании понятиями следует учитывать: изменение их во времени (старение, сужение или расширение), несовпадение термина по различным документам (разночтение), различное истолкование при несовпадении интересов, синонимию (сходство слов или выражений при различии написаний), омонимию (сходство в написании при различии значений). На каждом предприятии (организации) существуют документация и традиционное применение терминов, которые необходимо знать, работая на конкретном рабочем месте.

Система терминов, определяющая уровень любой науки, не может быть полной, исчерпывающей, замкнутой. Гедель дал доказательство неполноты формальных систем: имеются истинные предложения, которые в рамках этих систем нельзя доказать, но нельзя и опровергнуть. Теорема Геделя о неполноте утверждает принципиальную невозможность формализации научного знания. Это означает, что ряд понятий не может быть определен в рамках электроснабжения как дисциплины, требуя перехода к более широкому кругу понятий. Они в свою очередь требуют привлечения интуитивно воспринимаемых и концептуальных (по соглашению) терминов. Поэтому не будем определять термины «электроэнергия», «электрическая цепь», «система», «совокупность», «множество» и ряд других. Выделим ключевые.

Электроснабжением называют обеспечение потребителей электроэнергией, *системой электроснабжения* — совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией. Система электроснабжения может быть определена и как совокупность взаимосвязанных электроустановок, осуществляющих электроснабжение района, города, предприятия (организации).

Потребитель — предприятие, организация, территориально обособленный цех, строительная площадка, квартира, у которых приемники электроэнергии присоединены к электрической сети и используют электрическую энергию. Будем придерживаться этого определения, считая его более правильным и полагая, что абонент энергоснабжающей организации — потребитель электроэнергии, энергоустановки которого присоединены к сетям энергоснабжающей организации и который на границе предприятие-энергосистема имеет инструментальный или иной учет параметров электропотребления. Определение ПУЭ: потребителем электрической энергии называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории, — менее удачно. Во-первых, оно ставит знак равенства между потребителем и электроприемником, что физически и юридически ошибочно; во-вторых, группу приемников как от-

дельного потребителя следует выделять административно, и она не всегда объединена технологически или территориально. Следует считаться с условностью, неформализуемостью понятия «цех» и возможностью выделения из него отделений, участков, отдельных сложных агрегатов, требующих отдельного питания и учета электроэнергии.

Закон «Об электроэнергетике» называет потребителем электрической и тепловой энергии лица, приобретающие ее для собственных бытовых или производственных нужд. Правильнее считать, что потребитель остается им, если производит, осуществляет продажу, поставку, передачу электроэнергии (и связанные с этим услуги, если эта деятельность не является основной).

Приемником электроэнергии называют устройство (аппарат, агрегат, установку, механизм), в котором происходит преобразование электрической энергии в другой вид энергии (или в электрическую, но с другими параметрами) для ее использования. По технологическому назначению приемники электроэнергии классифицируют в зависимости от вида энергии, в который данный приемник преобразует электрическую энергию, в частности: механизмы приводов машин и механизмов; электротермические и электросиловые установки; электрохимические установки; установки электроосвещения; установки электростатического и электромагнитного поля, электрофильтры; установки искровой обработки; электронные и вычислительные машины; устройства контроля и испытания изделий.

Электроустановками называют совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, передачи, накопления, распределения электрической энергии и/или преобразования ее в другой вид энергии. Электроустановка — комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений. Примеры электроустановок: электрическая подстанция, линия электропередачи, распределительная подстанция, конденсаторная установка, индукционный нагреватель.

Специалисту-электрику приходится создавать и эксплуатировать различные объекты, не называемые электроустановками (склад лака, инструментальная, площадка хранения кабельной продукции, электротехнический конструкторский отдел, установки пожаротушения, воздухозабор и воздуховоды). На них распространяются другие правила безопасности и устройств, строительные нормы и правила. Часть таких объектов рассматривается в ПУЭ, например пневматическое и масляное хозяйство. Для них электрики выступают как технологи (требования ПУЭ являются основой задания на проектирование и строительство).

Введем определение *электрического хозяйства* промышленных предприятий, представляющего совокупность генерирующих, преобразующих, передающих электроустановок, посредством которых осуществляется снабжение предприятия электроэнергией и эффективное использование ее в процессе технологического производства. Электрическое хозяйство включает в себя: собственно электроснабжение (иногда называют внутризаводским электро-

снабжением), силовое электрооборудование и автоматизацию, электроосвещение, эксплуатацию и ремонт электрооборудования. Электрическое хозяйство представляет собой совокупность: 1) установленных и резервных электротехнических установок, электрических и неэлектрических изделий, не являющихся частью электрической сети (цепи), но обеспечивающих ее функционирование; 2) электротехнических и других помещений, зданий, сооружений и сетей, которые эксплуатируются электротехническим или подчиненным ему персоналом; 3) финансовых, людских, вещественных и энергетических ресурсов и информационного обеспечения, которые необходимы для жизнедеятельности электрического хозяйства с экологическими ограничениями как выделенной целостности. Электрическое хозяйство включает также часть электроэнергетической системы, отнесенную к предприятию.

Энергетическая система (энергосистема) — совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электроэнергии и теплоты при общем управлении этим режимом. *Электрической частью энергосистемы* называется совокупность электроустановок электрических станций и электрических сетей энергосистемы.

Система электроснабжения общего назначения — совокупность электроустановок и электрических устройств энергоснабжающей организации, предназначенных для обеспечения электрической энергией различных потребителей электрической энергии.

Субъект электроэнергетики — лицо, производящее, передающее, распределяющее электроэнергию и оказывающее услуги по управлению.

Электрическая сеть — совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории. Электрическую сеть можно определить и как совокупность подстанций и распределительных устройств и соединяющих их электрических линий, размещенных на территории района, населенного пункта, потребителя электроэнергии.

Подстанцией называют электроустановку, служащую для преобразования и распределения электроэнергии и состоящую из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительного устройства, устройства управления и вспомогательных сооружений. В зависимости от преобразования той или иной функции они называются трансформаторными (ТП) или преобразовательными (ПП). Трансформаторную подстанцию называют комплектной — КТП (КПП) — при поставке трансформаторов (преобразователей), щита низкого напряжения и других элементов в собранном виде или в виде, полностью подготовленном для сборки.

Распределительным устройством (РУ) называют электроустановку, служащую для приема и распределения электроэнергии и содержащую коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты,

автоматики и измерительные приборы. Если все или основное оборудование РУ расположено на открытом воздухе, оно называется открытым (ОРУ), в здании — закрытым (ЗРУ). Распределительное устройство, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов и блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, поставляемое в собранном или полностью подготовленном для сборки виде, называют комплектным и обозначают: для внутренней установки — КРУ, для наружной — КРУН.

Центр питания — распределительное устройство генераторного напряжения или распределительное устройство вторичного напряжения понизительной подстанции, к которым присоединены распределительные сети данного района.

Распределительным пунктом называют электроустановку, предназначенную для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении без преобразования и трансформации (чаще этот термин соотносят с РП до 1 кВ). Для напряжения 10(6) кВ в практике электроснабжения широко применяется эквивалентное понятие «распределительная подстанция» (РП). Распределительный пункт напряжением до 1 кВ называют, как правило, силовым (сборкой).

Распределительным щитом называют распределительное устройство до 1 кВ, предназначенное для управления линиями сети и их защиты.

Станция управления — комплектное устройство до 1 кВ, предназначенное для дистанционного управления электроустановками или их частями с автоматизированным выполнением функций управления, регулирования, защиты и сигнализации. Конструктивно станция управления представляет собой блок, панель, шкаф, щит.

Блок управления — станция управления, все элементы которого монтируют на отдельной плите или на отдельном каркасе.

Панель управления — станция управления, все элементы которой монтируют на щитах, рейках или других конструктивных элементах, собранных на общей раме или металлическом листе.

Щит управления (щит станций управления — ЩСУ) — сборка из нескольких панелей или блоков на объемном каркасе.

Шкаф управления — станция управления, защищенная со всех сторон таким образом, что при закрытых дверях и крышках исключается доступ к токоведущим частям.

Поясним термины и определения на примере схемы на рис. 1.1, где максимально упрощенно представлена иерархическая схема электроснабжения крупного промышленного предприятия. Предприятие является потребителем электроэнергии (абонентом). С точки зрения электриков предприятие и квартира неразличимы — оба потребители. Стремление свести предприятие к точке, не различать специфических проблем электрики ощущалось и при создании теории больших (сложных) систем электроэнергетики.

На схеме показан шестой уровень 6УР системы электроснабжения — условная граница раздела предприятие—энергосистема. Через нее предприятие обеспечивается электроэнергией:

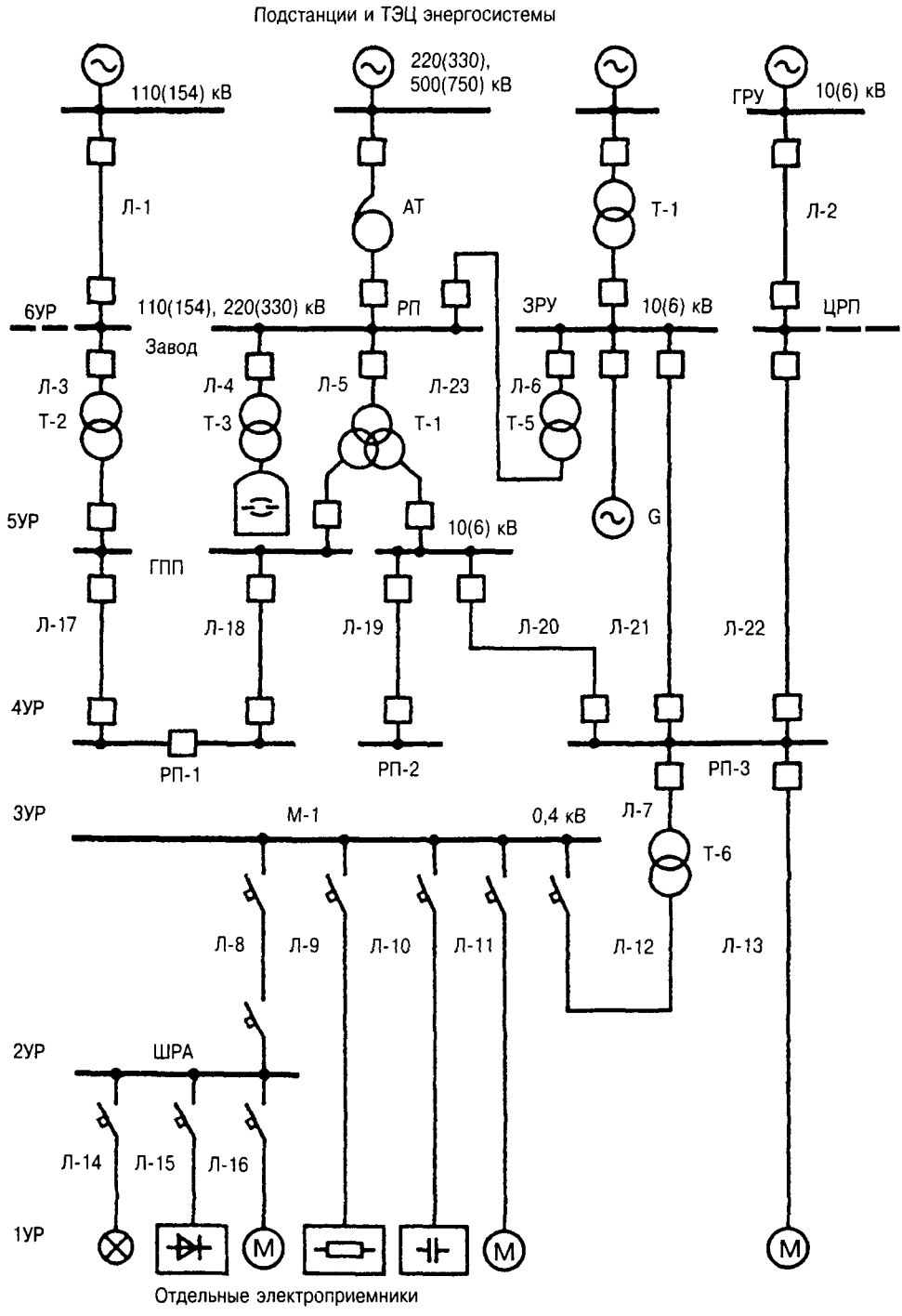


Рис. 1.1. Уровни системы электроснабжения

1) по линии электропередачи Л-1, как правило, воздушной ЛЭП, от подстанции энергосистемы или РУ 110 кВ ТЭЦ энергосистемы (в этом случае для потребителя не известны или не представляют интереса данные по источнику питания ИП-1, и он ограничивается сведениями по ЛЭП);

2) от автотрансформатора АТ районной подстанции (иногда называемой узловой — УРП, которая имеет, как правило, собственное имя, например Северная, Металлургическая, Новокузнецкая), возможное напряжение — высшее в энергосистеме, подстанция удалена на расстояние, обусловленное неэлектрическими требованиями (сохранение электроснабжения района при крупных авариях на предприятии и др.);

3) от трансформатора Т-1, установленного на подстанции энергосистемы, которая питает одно или несколько предприятий (потребителей), расположена вблизи, а иногда на территории предприятия и играет роль, близкую к роли главной понизительной подстанции (ГПП) предприятия;

4) по линии Л-2 от одной из РУ 10(6) кВ или от ТЭЦ энергосистемы на генераторном напряжении, в этом случае 6УР может проходить по шинам 10(6) кВ и, следовательно, линия Л-2 будет потребительской.

6УР — ключевой уровень. Выше — зона ответственности, область исследования, проектирования, эксплуатации, обучения субъекта электроэнергетики (электрические станции, электрические сети и системы). Ниже — зона ответственности электриков электрики. Часть от границы раздела предприятие — энергосистема до ТП 10/0,4 кВ, включая ГПП, РП и сети, собственно и есть электроснабжение. Электроустановки и сети 0,4 кВ многочисленны и разветвлены. Они определяются электроприемниками. На схеме (1УР) условно показаны осветительная нагрузка, выпрямительное устройство, двигатель, нагревательное устройство. Эту часть (от ТП до отдельного электроприемника) на предприятии и в проектных организациях называют силовым электрооборудованием, а сети (Л14—Л16 и др.) — цеховыми.

Число вводов присоединения предприятия к энергосистеме от двух и более (в некоторых случаев несколько десятков) при питании на генераторном напряжении аналогично Л-2 и высоком напряжении 110(154), 220(330) кВ аналогично Л-1, АТ (далее будем указывать только напряжение 110 кВ). Возникает задача определения нагрузки предприятия: расчетного значения, например проектного или договорного; суммирования показаний счетчиков и фактического суммирования, осуществляемого приборами в режиме реального времени.

Присоединение со стороны предприятия к энергосистеме можно осуществлять: 1) через ОРУ (3РУ) 110 кВ, как для Т-2 (может быть глухой ввод кабельной линией 110 кВ); 2) через РП 110 кВ предприятия, от которого питаются специальные подстанции, например печная Т-3, и обычные ГПП, например с трансформаторами с расщепленной обмоткой Т-4; 3) через ГРУ 10(6) кВ собственной ТЭЦ (в последние годы у потребителей устанавливаются отдельные генерирующие мощности, не образующие ТЭЦ), где установлены трансформаторы связи Т-5; 4) через РП 10(6) кВ пред-

приятий, которые иногда называют центральными — ЦРП (их может быть несколько).

Заводские подстанции 110/10 кВ (здесь и далее подразумевается возможность трансформации на 6 кВ) носят разные наименования: главные понизительные (преобразовательные) — ГПП, подстанции глубокого ввода — ПГВ, опорные подстанции — ОП. Возможны и оригинальные названия, например АРЗ — Азовская районная заводская. Подстанции нумеруются по порядку.

Обычная схема распределительной подстанции 10 кВ — две секции (РП-1). Схема с одной секцией (РП-2) встречается редко и применяется для неответственных потребителей или для нескольких электроприемников одной технологической линии; редок также и случай нескольких вводов на одну секцию (РП-3) — (подстанция в «кольце» осуществляет транзитное электроснабжение (существуют особые требования по надежности электроснабжения). От РП питаются высоковольтные электродвигатели по Л-13 и трансформаторы 10/0,4 кВ, как правило, КТП.

Часть от границы раздела предприятие—энергосистема до ТП 10/0,4 кВ (включая ГПП, РП и сети) собственно и есть электроснабжение, подразделяемое на предприятиях на участки: подстанции глубоких вводов, воздушные линии электропередачи всех напряжений, межцеховые кабельные сети всех напряжений, установки и сети наружного освещения территории завода, внецеховые распределительные трансформаторные и преобразовательные подстанции. Сооружения (блоки, каналы, туннели), в которых проложены сети от ГПП к РП и ТП различных цехов, называют магистральными.

Электроустановки и сети 0,4 кВ не только многочисленны и разветвлены. Определяемые электроприемниками (осветительная нагрузка, выпрямительное устройство, двигатель, нагревательное устройство) они наиболее подвижны, изменчивы во времени (с учетом замены по условиям технологии или экологии, увеличения электрической мощности или совершенствования режима и др.). При решении отдельных вопросов силового электрооборудования ограничения по размещению, установке и электроснабжению указывают специалисты по электроприводам, электротермическим установкам, освещению.

Уточним понятие потребитель и электроприемник на примере представленого на рис. 1.2 технологического чертежа установки 25-тонной дуговой электросталеплавильной печи, разреза подстанции и однолинейной схемы РУ-10 кВ. Формально ДСП — электроприемник, фактически — потребитель. Говоря о электроснабжении печи, подразумевают наличие других электроприемников с различными мощностями и напряжением (механизм магнитного перемешивания, подъема и отворота свода, крановое хозяйство, освещение и различная автоматика и измерения).

С другой стороны, настольный вентилятор, отдельная лампочка, электродвигатель мощностью, скажем, 10 Вт не дотягивают до понятия электроприемник.

Все это — проявление ценологической закономерности, не существовавшей в начале индустриализации: предприятие-гигант с неизбежностью окру-

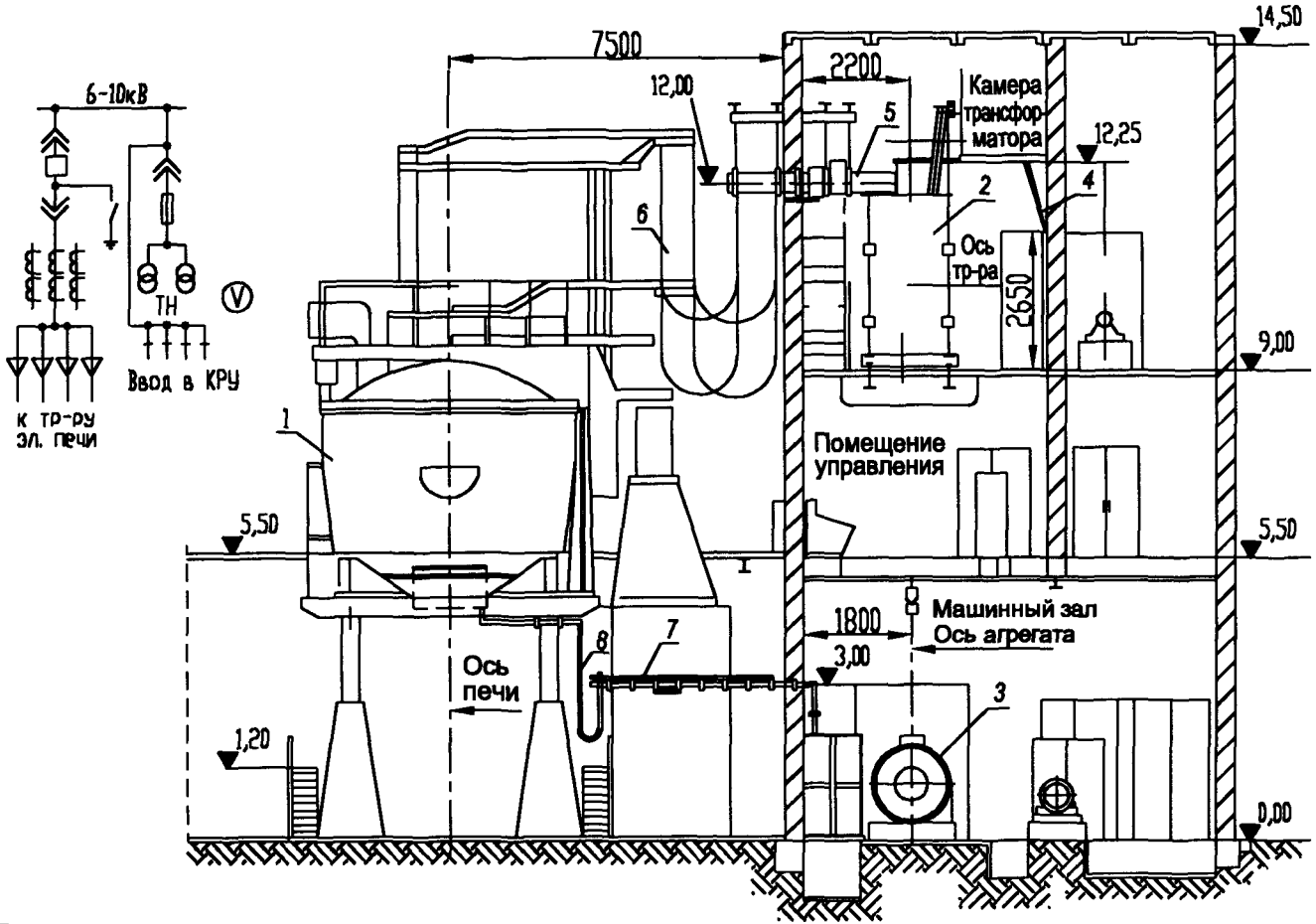


Рис. 1.2. Подстанция дуговой сталеплавильной электропечи ДСП-25 — схема (*а*) и разрез (*б*):
1 — электропечь; *2* — трансформатор; *3* — преобразовательный агрегат; *4* — подвод к трансформатору от шкафа КРУ; *5* — токопровод короткой сети; *6* — гибкий токопровод к электропечи; *7* — токопровод к статору перемешивателя; *8* — гибкий токопровод к статору перемешивателя

жает себя вспомогательными устройствами и механизмами; мелкие потребители, неразличимые для целей электроснабжения, группируются, чтобы быть замеченными.

1.4. Промышленное электропотребление и количественное описание электрического хозяйства

С 20-х годов было введено сохранившееся до 60-х годов подразделение промышленности на производство средств производства и производство предметов потребления, последнее считалось второстепенным и выпадало из рассмотрения в области промышленного электроснабжения (включая учебники). Со второй половины XX века ситуация изменилась. Появились целые подотрасли, ориентированные на нужды населения (например, домостроительные комбинаты, обеспечившие строительство «хрущевок»). Строились цеха так называемого ширпотреба, предназначенные, например, для выпуска гильз снарядов и мин, но выпускающие кастрюли и кружки. В результате диверсификации производства оборонка стала выпускать холодильники, пылесосы, электроплиты. С 90-х годов понятие «промышленность» ценологически размывается появлением малых предприятий (дающих в развитых странах более половины валового внутреннего продукта), возникновением и развитием сферы услуг. Началось акционирование и дробление крупных предприятий (комбинатов) на юридически и производственно самостоятельные единицы. Все это несколько изменило подход к электроснабжению, так как стало размытым само понятие «промышленный потребитель». Конечно, к проблеме электроснабжения нескольких потребителей, питающихся от 3УР, 4УР, 5УР (см. рис. 1.1) надо подходить комплексно. Раньше требовалось учитывать общий народнохозяйственный эффект. Но сейчас при наличии некоторого положительного результата от объединения потребитель, понесший большие затраты, по Гражданскому Кодексу РФ вправе требовать их компенсации. Но как это сделать в жесткие сроки, отпущенные на принятие решения?

На практике решение проблем электроснабжения потребителя осуществляется на основе его возможностей и его условий. Необходимо, чтобы эти условия не нарушали предельные требования директивных документов, особенно ПУЭ. Так, заказчик может потребовать третий ввод, где по ПУЭ следует два; проложить кабели одного сечения, так что отдельные из них будут недогружены в 2 раза и более; соорудить отдельную секцию для субабонентов. Раньше подобное, со ссылкой на государственные интересы, запрещалось, как и, например, прокладка кабелей с медными жилами в общепромышленных сетях и использование меди в жилищно-коммунальном секторе.

Очень специфично электроснабжение государственных и оборонных объектов (до семи источников электропитания для одного объекта-потребителя); крупных банков, магазинов и торговых центров, представительств и офисов;

объектов культуры, науки, образования, медицины, спорта; элитного жилья и коттеджей. Системы электроснабжения могут содержать элементы ноу-хау и в целом или частично являться государственной или коммерческой тайной. Однако все многообразие объектов не с точки зрения субъекта электроэнергетики, а с позиций электроснабжения электрики можно классифицировать, опираясь на уровни системы электроснабжения (см. рис. 1.1.): участок — 2УР, отделение — 3УР, цех — 4УР, производство — 5УР, предприятие в целом — 6УР. Тогда электроснабжение потребителей России (а их как абонентов до 45 млн) определится для общего случая уровнем, от которого они получают питание.

Разная масштабность и сложность электрического хозяйства потребителей предполагает различные решения по электроснабжению, а также организационно-технические и экономические подходы к решению проблем их электрообеспечения и электросбережения. Можно выделить следующие конкретные группы потребителей:

1) мини-потребитель, питающийся на низком напряжении со 2УР (~90 % всех потребителей РФ) и не имеющий электрослужбы;

2) мелкий потребитель, имеющий трансформаторные (один трансформатор или несколько) подстанции с высшим напряжением 10 (6) кВ (около 9 %);

3) средний потребитель, имеющий распределительные подстанции и развитое электрохозяйство со своей электрослужбой (~0,9 %);

4) крупный потребитель, имеющий главную понизительную подстанцию (подстанции) с высшим напряжением 35—330 кВ и специализированные цеха (подразделения в составе электрослужб).

Предлагаемая классификация отличается от классификаций, основанных на величине потребляемой (расчетной) электрической мощности. Потому, что во-первых, в каждой отрасли «крупность» по площади, штатам, объему продукции и потребляемым ресурсам понимают различно; во-вторых, и внутри отрасли следует считаться с территориальными и административными особенностями. Так, по нашей градации, предприятие с нагрузкой 30 МВт, *питающееся на генераторном напряжении 10 кВ от одной и по 6 кВ от другой* ТЭЦ — среднее (что для металлургии совпадает с технологической градацией, но для мясомолочной промышленности такое предприятие — крупнейшее). Предприятие с нагрузкой 10 МВт (технологически — мелкое) следует отнести к крупным потребителям, если оно из-за удаленности от источников питается на 110 (35) кВ, является градообразующим и осуществляет питание города.

Сложившаяся в стране структура потребления электроэнергии хозяйственным комплексом и населением России приведена ниже, ТВтч:

	1990 г.	2001 г.	2002 г.
Промышленность всего	529,3	364,3	361,8
в том числе:			
нефтедобывающая	49,5	39,9	41,8

нефтеперерабатывающая	14,4	10,7	12,2
газовая	11,5	7,9	7,4
угольная	13,7	8,7	8,2
черная металлургия	74,6	58,56	58,5
цветная металлургия	86,7	83,9	83,4
химическая и нефтехимическая	69,9	42,2	39,2
машиностроение и металлообработка	99,2	46,7	45,3
деревообрабатывающая и бумажная	29,3	19,8	20,0
стройматериалов	25,6	13,2	13,6
легкая	15,7	5,0	4,8
сельскохозяйственное производство	71,3	24,7	22,3
Транспорт и связь	98,5	66,2	70,9
Строительство	14,6	8,3	8,3
Население	77,1	104	101,8

Общая выработка электростанциями РФ в 2001 г составляла 875,8 ТВтч Анализ приведенных данных позволяет выделить наиболее энергоемкие отрасли и отметить изменение структуры потребления в 90-е годы Несомненный рост электропотребления населением, — отражение рыночной тенденции совмещения производства и быта (электрическая мощность при этом не выходит за пределы, обеспечиваемые напряжением 380/220 В, т е 2УР) Таких потребителей (абонентов) трудно отнести к населению, куда они попадают по государственной статистике, но нельзя отнести и к производству

От оценки места отрасли в промышленном электропотреблении и общей тенденции ее развития перейдем к конкретному количественному описанию электрического хозяйства для оценки его эффективности, для чего необходим анализ системы электроснабжения и структуры установленного оборудования Наиболее общий анализ можно выполнить на основе системы показателей

Электрическое хозяйство современного промышленного предприятия представляет собой, с одной стороны, сложную систему со множеством взаимосвязанных и взаимодействующих между собой элементов, организованных в подсистемы, с другой — сообщество слабосвязанных и слабовзаимодействующих изделий (техноценоз), свойства которого начинает проявляться с определенного количества элементов и степени сложности, точнее, с определенного уровня знания о нем

Описание (математическая модель) электрической части отрасли, предприятия, производства, цеха, отделения, участка, отдельной единицы оборудования как объекта проектирования можно реализовать через систему показателей (образов — графических, цифровых, таблично-текстовых) с соблюдением иерархии систем и выдержкой принципов целостности, автономности, дополнительности (сложная система во взаимодействии со средой представляет разные свойства в различных ситуациях), действия, начинающегося с порогового значения, неопределенности, выбора, структурированности (устойчивости структуры любого ценоза) и устойчивости развития

Оценим количественно электрическое хозяйство как систему на примере крупного металлургического комбината На нем установлено 101 тыс электрических машин средней мощностью 50,1 кВт (эксплуатируется включая резерв 111711 шт , 48,4 кВт), в том числе до 100 кВт (подключаются к 2УР) 76,7 тыс , 10,4 кВт, трансформаторов I–III габаритов, практически соответствующих 3УР, установлено 2626 шт средней мощностью 854 кВА, IV габарита и выше — 165 шт , 28500 кВА (5УР), высоковольтных выключателей — 6136 шт , шкафов и другого оборудования второго уровня около 10 тыс шт , низковольтной аппаратуры всех видов — около 10 шт на один электродвигатель Такое количество элементов системы электроснабжения не дает возможности изобразить полную схему электроснабжения завода Даже для 6УР и 5УР она может быть лишь упрощена (см с 58, рис 2 1 и 2 2) Общее количество изделий, узлов, деталей, образующих электрическое хозяйство крупных предприятий и указанных в какой-либо спецификации, оценивается в 10^{10} (общее количество, образующее предприятие в целом, 10^{11}) Это и есть техноценоз — сообщество изделий Для средних предприятий количество элементов меньше в 10 раз, для мелких — в 100 раз

Введем меру f взаимодействия элементов x множества X и через x_1 обозначим количество элементов, мера взаимодействия которых имеет наибольший порядок $f(x)$ При количестве элементов $x_{i\ 1}$, мера взаимодействия которых на порядок ниже $f(x_{i\ 1})$, $i = 1, 2, \ldots, n$, может быть образована система S, состоящая из набора элементов $x_1 + x_2 + \ldots + x_k + \ldots + x_n$, где $k < n$, которая характеризуется функционалом

$$S = [f(x_1),\ f(x_2),\ \ldots,\ f(x_n),\ x_1,\ x_2,\ \ldots,\ x_n,] \qquad (1\ 2)$$

Изменяя порядок k, получаем различные системы Последовательно используя системный анализ, можно выделить подсистемы электроснабжения, обслуживания и др Подсистемы имеют последовательно все большую вероятностно просчитываемую меру взаимодействия, и на каком-то этапе разделения можно выделить жесткие однозначно по Максвеллу рассчитываемые электрические цепи электроснабжение завода в целом, электроснабжение на стороне 110 кВ, электроснабжение отдельного сооружения и далее до отдельного электроприемника

Но есть элементы x_i, которые попарно или множественно не взаимодействуют связи и зависимости отсутствуют Есть x_i такие, у которых взаимодействие, определяемое $f(x)$, как-будто или даже несомненно имеется Однако аппарат математической статистики не подтверждает наличие связей коэффициент корреляции, в частности, не значим

Для целей прогнозирования развития электрического хозяйства и оценки эффективности использования электрической энергии нужны объективные критерии, основывающиеся на системе обобщающих показателей, которые позволяют оценить варианты проектных решений и уровень эксплуатации электрического хозяйства В условиях рынка принятие решений все в большей мере основывается на решениях, принимаемых на более высокой ступени иерархии В инвестиционном проектировании это предпроектные стадии (см гл 19), в частности стадия обоснования инвестиций Но и в момент при-

нятия решения на i-м уровне иерархии полных электрических данных по элементам получить нельзя из-за их практической бесконечности (счетности) и из-за множества данных по каждому из элементов, которых, строго говоря, требуют теоретические основы электротехники для расчета электрических нагрузок, переходных режимов. Необходимость принятия решения сверху-вниз не зависит от неполноты и неопределенности исходной информации, от несогласованности технологических требований, сроков строительства, выделяемых ресурсов, от противоречивости отдельных норм и др.

Счетным множеством называют множество, которое приводится во взаимно однозначное соответствие множеству натуральных чисел (целых положительных чисел) $N = \{1, 2,...\}$. Назовем практически счетным такое множество N_t, число элементов которого к моменту принятия решения точно не может быть определено, но может быть предложена система нумерации, обозначений. Тогда для целей курса применима теория множеств и строго можно записать

$$N_t = N_t - a = N_t + a, \tag{1.3}$$

т. е. добавление или исключение конечного числа элементов a не меняет мощности практически счетного множества.

Этим положением интуитивно руководствуются инженеры: добавление или исключение некоторого числа элементов не меняет технического решения, например, изменение нескольких электроприемников на 1УР не меняет схему электроснабжения, расчетную нагрузку, не требует индексации заказных спецификаций, корректировки кабельных трасс, смет. Может возникнуть вопрос о числе элементов, начиная с которого следует учитывать практическую счетность. Это в определенной степени связано с природой элемента. Устойчивость гиперболического H-распределения структуры электрического хозяйства как техноценоза обнаруживается при числе элементов 100–200. Полностью свойства ценоза выражены при 1000–1200 элементах (применительно к электродвигателям 1УР), представленных 50–200 видами (типоразмерами).

Другими словами, пользуясь законом Ома (1.1), можно рассчитать ток к любому приемнику, но если их сотни и каждый взаимодействует с другими слабо (корреляционно не значимо), то закон Ома просто не применим для множества. Тогда следует обратиться к теории вероятности или к H-моделям. Любое изучение может быть сколь угодно глубоким и широким: обнаруживаются все новые зависимости, которые на 10–20 %, а то и кардинально, могут изменить результаты. Например, расчетная нагрузка электродвигателя определяется технологическим режимом (зависящим от множества факторов), КПД и коэффициентом мощности (которые зависят от режима, изношенности и др.), законом распределения, отклонениями частоты и напряжения, цикличностью, температурой окружающей среды, условиями вентиляции, состоянием с обслуживанием и др. Например, крупный комбинат выплавляет сталь 250 марок и выпускает прокат 1000 профилеразмеров, изменяющих загрузку

Рис. 1.3. Структура системы показателей электрического хозяйства крупного промышленного предприятия

основной технологической линии, стан 450 катает профиль «50» с удельными расходами $A_{уд}$ = 100 кВтч/т, а квадрат «60» — $A_{уд}$ = 54 кВтч/т. Очевидно, что практически нельзя выполнить все измерения или просчитать все возможные сочетания.

Практическая счетность множества элементов, образующих электрическое хозяйство, неисчерпаемость каждого элемента вглубь и вширь делают необходимым системное описание, опирающееся на иерархическую систему показателей (рис. 1.3). При выполнении проектов величину электрических показате-

лей (соответствующих уровням системы электроснабжения, объектам и стадиям проектирования) можно прогнозировать, а для действующих предприятий возможна реализация показателя из множества значений (проектных вариантов).

Система технико-экономических показателей определена основными электрическими показателями, которые описывают электрическое хозяйство по 6УР системы электроснабжения. К ним относятся: P_{max} — получасовой максимум нагрузки, МВт; K_c — коэффициент спроса — отношение максимальной нагрузки к установленной мощности электроприемников по заводу (P_y, МВт); T — годовое число часов использования максимума, (ч) — отношение годового расхода электроэнергии (A, МВтч) по предприятию к максимальной нагрузке, $Д$ — количество установленных электродвигателей, шт.; $P_{ср}$ — средняя мощность электродвигателей(условный электродвигатель), кВт ; $A_т$ — электровооруженность труда (годовое потребление электроэнергии, приходящееся на одного трудящегося), МВтч/чел; $A_э$ — производительность электротехнического персонала (годовое потребление электроэнергии, приходящееся на одного электрика, МВтч/чел).

Основные показатели функционально определяют ряд других показателей

Основные показатели:

- получасовой максимум нагрузки P_{max} (МВт),
- коэффициент спроса K_c (отн. ед.),
- годовое число часов использования максимальной нагрузки T_{max} (ч);
- количество установленных электродвигателей $Д$ (шт.);
- средняя мощность электродвигателя $P_{ср}$ (условный электродвигатель, кВт),
- электровооруженность труда $A_т$ (МВтч/чел);
- производительность труда электротехнического персонала $A_э$ (МВтч/чел)

Определяемые показатели:

- общее электропотребление A (ГВтч);
- средняя потребляемая предприятием мощность $P_{ср}$ (МВт);
- установленная мощность электроприемников предприятия P_y (МВт);
- мощность установленных вращающихся электрических машин (двигателей) $P_{дв}$ (МВт);

Коэффициенты (отн. ед.):

использования активной мощности предприятия $K_и$;

максимума активной мощности $K_м$;

заполнения графика нагрузки по активной мощности $K_з$,

технологической нагрузки $K_т$.

Соотношения между показателями: $A = P_{max}T_{max}$, $P_c = A/8760$, $K_c = P_{max}/P_y$, $P = P_{дв}/Д$, $K_и = P_c/P_y$, $K_м = P_{max}/P_c$, $K_з = T_{max}/8760 = P_c/P_{max}$, $K_т = P_y/P_{дв}$.

Значения основных показателей для некоторых предприятий приведено ниже:

	P_{max}	K_c	T_{max}	$Д$	$P_{ср}$	$A_т$	$A_э$
Металлургический комбинат	336	0,19	7949	53 014	30,6	99,0	830
Завод сельхозмашин	68,5	0,14	4094	43 964	7,8	12,8	202

Нефтеперерабатывающий завод	64,3	0,28	7596	4231	53,9	242,3	3462
Завод кормовых дрожжей	55,7	0,27	8050	3195	62,6	439,6	3932
Завод искусственного волокна	44,9	0,21	7869	12 347	11,0	51 3	893

На числовой оси каждый показатель изображается точкой, а все вместе основные показатели образуют многомерное пространство

$$\{P_{max} \times K_c \times T \times Д \times P_{ср} \times A_т \times A_э\}, \qquad (1\ 4)$$

определяющее электрическое хозяйство как систему.

Представив (1 4) в виде матрицы $\{P\}$, можно сравнивать различные предприятия между собой, применив теорию распознавания образов, кластер и технический анализ, профессионально-логические методы и экспертные системы Электрические показатели при создании информационного банка

$$W_б = \{A\} \times \{P\} \times \{B\} \times \{C\} \times \{П\} \qquad (1\ 5)$$

перегруппировываются соответственно на матрицы (удельных и общих расходов электроэнергии $\{A\}$; электрических данных, относящихся к системе электроснабжения $\{P\}$, количества электрооборудования $\{B\}$, стоимостей и штатов $\{C\}$; проектных данных $\{П\}$). В банк помещают и матрицу $\{M\}$ технологических показателей.

Для представления об электрике современного промышленного предприятия рассмотрим сведения (на начало века) по показателям и составу электрооборудования одного, не самого крупного, завода, характеризующегося P_{max} = 336 МВт, T_{max} = 8247 ч, K_c = 0,19 о.е , $P_{ср}$ = 35,6 кВт (электродвигателя)·

	Число, шт	Мощность, МВт(МВА)
Электрические машины (всего)	59352	2113,7
переменного тока до 100 кВт	52052	621,6
то же свыше 100 кВт	1849	972,1
постоянного тока до 100 кВт	4471	65,9
то же свыше 100 кВт	980	454,0
Трансформаторы		
силовые габаритов		
I–III	1348	(1338,74)
IV–VI	47	(1677,8)
электропечные	42	(72,3)
Преобразователи полупроводниковые (всего)	1890	–
Сварочное электрооборудование (всего)	669	(67,9)
Выключатели силовые на напряжение, кВ		
3–10	3098	–
35 и выше	22	–
Шкафы и ячейки КРУ (всего)	3762	–

Воздушные линии:
всего ..... 213 (км) –
до 1 кВ ..... 158,8 (км) –
Кабели (всего):
силовые ..... 7257,63 (км) –
контрольные ..... 10357,3 (км) –

Если электрическое хозяйство или его часть выделены как система (1.2) и описаны (1.5), то для принятия решений по электроснабжению и для оптимизации электрическое хозяйство описывают с помощью трех классов моделей: 1) агрегативные; 2) экономико-математические; 3) техноценологические.

В условиях проектирования общее электропотребление A находят, как правило, для предприятия и производств (цехов) в целом и определяют вместе с P_{max} условия присоединения к энергосистеме. Значение P_{max} рассчитывают для всех уровней системы электроснабжения, начиная от группы электроприемников, цеховой ТП и т. д. до предприятия в целом. Поскольку при проектировании P_{max} устанавливают для каждого уровня системы электроснабжения на основании расчетов, в соответствии со сложившейся терминологией этот показатель называют расчетной нагрузкой. Для действующих предприятий P_{max} указывают в договоре на пользование электроэнергией и называют заявленным (договорным) $P_{з(max)}$, а при контроле параметров электропотребления определяют его фактическое значение $P_{ф(max)}$.

Число часов использования максимума нагрузки определяют по аналогии с энергосистемами. Если показатель T_{max} находят для действующего предприятия, то A и P_{max} берут с учетом собственных нужд, потерь в сетях, трансформаторах и преобразователях. В задачах по электроснабжению T_{max} также используют для вычисления потерь электроэнергии (через время максимальных потерь τ) в элементах системы электроснабжения (питающих ЛЭП, трансформаторах ГПП), а также для оценки неравномерности режимов потребления электроэнергии.

Коэффициент спроса определяют через P_{max} и $P_у$. При этом под $P_у$ понимается установленная мощность электроприемников, т. е. сумма их номинальных (паспортных) активных мощностей. Значения коэффициента спроса $K_с$ для различных групп электроприемников, производств и предприятий в целом разных отраслей промышленности принимают при проектировании по справочным материалам. Установленная мощность электроприемников предприятия может быть определена по отчетным данным.

Показатели $Д$ и $P_{ср}$ (условный электродвигатель) — основные критерии, по которым определяют электроремонтную базу и систему обслуживания электрического хозяйства, включая численность электротехнического персонала. Электровооруженность труда зависит от среднесписочной фактической численности промышленно-производственного персонала за отчетный год. Необходимость максимального использования электрооборудования, применение электроэнергии в технологических процессах обусловливают целесообраз-

ность оценки производительности труда электротехнического персонала согласно электрическим показателям, а не по штатному коэффициенту, получившему широкое распространение на электростанциях.

Опыт применения системы электрических показателей позволяет выделить ряд общих свойств в формировании и развитии электрического хозяйства предприятий:

1. Электрическое хозяйство является устойчивой системой, что означает прогнозируемое изменение показателей во времени. Существует постоянство структуры установленного электрооборудования как некоторое свойство техноценоза. Изменение численных значений электрических показателей (A, P_{max}, $Д$, $P_у$) во времени и наличие закономерностей этих изменений позволяют прогнозировать развитие предприятия.

2. Оптимальное значение каждого из показателей для различных предприятий указать теоретически не представляется возможным из-за индивидуальности каждого системного объекта. Создание информационной базы данных по электрическому хозяйству предприятий позволяет установить диапазон изменения показателей и выявить особенности технологии и электроснабжения, присущие данному предприятию.

3. Низкие фактические значения коэффициента использования $K_и$ и высокие значения коэффициента максимума $K_м$ наблюдаются практически на всех промышленных предприятиях независимо от отрасли промышленности. Фактические значения коэффициента спроса $K_с$ оказались вдвое ниже проектных, принимаемых при расчете электрических нагрузок.

Превращение электрического хозяйства в сложную систему и оптимизация его построения и функционирования требуют адекватных математических моделей, восходящих к кибернетике, системотехнике и системологии, к теории нечетких множеств, прогнозирования и катастроф. Этот аппарат не укладывается в рамки понятий, обычно применяемых в курсе электроснабжения. Ниже поясним основные модели, а также лежащие в их основе постулаты. Агрегат как система задается формальным пространством

$$S = \{T,\ X,\ \Gamma,\ Y,\ Z,\ H,\ G,\ B\}, \tag{1.6}$$

где T — множество рассматриваемых моментов времени $t \in T$; $x \in X$ — входной, $y \in Y$ — выходной, $g \in \Gamma$ — управляющий сигналы; $z \in Z$ — состояние; H и G — операторы переходов и выходов, реализующих $z(t)$ и $y(t)$; B — пространство параметров агрегата $в \in B$. По существу агрегат есть «черный ящик», а траектория его «движения» во времени и есть развитие электрического хозяйства. Разница между тем, что мы проектируем, и фактической траекторией характеризует ошибку.

Агрегативный подход реализуется следующим образом. Требуется получить электрические показатели на 6УР, 5УР, 4УР (стоимости, штаты и др.) $P \equiv y(t)$ при заданных технологических показателях $M = x(t)$. Тогда из множества показателей $W_б$, хранящихся в информационном банке (1.5) или известных спе-

циалисту электрику, инвестор (заказчик) или руководитель эксплуатационщик определяет множество $\{P\}$, наиболее соответствующее заданным $\{M\}$ и времени. Проектировщик, выполняя заказ и осуществляя профессионально-логический анализ, задает управляющие сигналы, воздействуя на состояние (1.6), меняет параметры и принимает оптимальное решение.

Экономико-математические модели — широкий класс моделей, применяющихся для описания электрического хозяйства. Эти модели тесно переплелись с методами оптимизации, их трудно отделить от исследования операций, кибернетики. Экономико-математические модели — это исследование формы (не обязательно выпуклой) некоторого множества (не обязательно плотного) в пространстве определенной проектировщиком размерности (см. гл. 19). Задача сводится к определению предпочтительной области (точки), когда накладываются, например, ограничения Парето.

Третий класс моделей отражает ценологическое научное направление. Исследования основаны на утверждении: любые два элемента, режима, состояния системы электроснабжения считаются одинаковыми (одного вида) или различными. Электрическое хозяйство рассматривается состоящим из случайно попавших в него элементов (штук-особей), как своеобразное сообщество изделий (техноценоз), образованное из практически счетного количества слабо связанных и слабо взаимодействующих изделий в условиях дефицита ресурсов.

Главным результатом ценологического подхода можно считать обнаружение широкого класса явлений, для которых отсутствует математическое ожидание, а дисперсия теоретически бесконечна (см. раздел 2.3). Явление имеет место всегда при наличии реальности. Поэтому при проектировании для любого завода нельзя использовать средние удельные расходы электроэнергии, средние стоимости, среднее количество электрооборудования и кабельной продукции.

Все три класса моделей действуют, по-видимому, от 3УР и выше, без явного использования законов Максвелла, Ома, Кирхгофа и других законов классической электротехники, действующие на 2УР, 1УР. Поэтому следует основываться на следующих допущениях.

1. Электрическое хозяйство $W \supset M$ есть целое, обладающее количественными характеристиками, которые не сводятся к суммированию элементов и их свойств $u \in W$. Знание об этом целом не может быть получено на основе исследования и описания свойств отдельных элементов или цепей, составленных из них.

2. Электрическое хозяйство W может быть описано иерархически системой показателей W_0, из которых могут быть выбраны показатели, необходимые и достаточные для принятия человеком решения в условиях неопределенной информации и дефицита времени.

3. Процесс принятия управляющего, в том числе и проектного, решения неформализуем и должен осуществляться на основе профессионально-логического анализа в экспертном режиме. Решения должны опираться на устойчи-

вость развития электрического хозяйства (вероятностная картина) и на устойчивость его структуры (ценологические ограничения).

Необходимо осмыслить тот факт, что часть и целое «одинаковы» (равномощны), что вычитание или прибавление конечной величины не меняет результата, что основная часть процессов и структур, с которыми имеет дело проектировщик, не имеет математического ожидания (среднее не имеет смысла), а ошибка может быть теоретически сколь угодно большой (дисперсия стремится к бесконечности).

Любой проектируемый объект при иерархическом делении моделируется иерархической системой показателей: отрасль, предприятие, ..., рольганговый двигатель, подшипник. Технолог-проектировщик определяет основные технические решения на уровне цеха, отделения, сооружения и оперирует системой показателей (параметров, признаков), схемами, упрощенными планами. Можно выделить k признаков R для предприятия i из общего количества существующих признаков W, $R_i^k \in W$. Если каждый признак — точка на оси признака, то геометрически $\cap R_i^k$ можно представить как некоторую область в многомерном пространстве. Эта область — образ проектируемого объекта, компьютерно воспроизводимого. Если задать эталон (объект-аналог, желаемый объект) $R_э^k \in W$, то можно осуществить сравнение по заданным проектировщиком критериям в пределах возможного изменения (1.5).

В результате устраняется субъективизм и договариваться следует не о выборе аналога, а о показателях, которые существенны. Компьютер, определив область $D(F) = \sum^{n} d\left(\cap R_i^k R_э^k\right) \to \min$, рекомендует тем самым аналог.

Вопросы для самопроверки

1. Попытайтесь выделить электрику известных Вам объектов и оценить ее границы и относительную стоимость.

2. Укажите объективные стороны электрики, которые требуют решений, основанных на строгих законах электротехники, и творческих решений, опирающихся на интуицию, общую культуру и информационно- технические образы-знания.

3. Что такое электроприемник, потребитель, система электроснабжения?

4. Укажите качественные различия: 1) между электроустановками как изделиями (сооружениями), созданными по классическим законам физики — электротехники, механики, сопромата и др.; 2) между электрическими хозяйствами промышленных предприятий; 3) между энергосистемами как производителями, так и продавцами электрической энергии.

5. Что такое подстанция, ТП, КТП, РУ, РП, ЦРП, ГРУ, ОРУ, ЗРУ, КРУ, ЩСУ, ШР, УРП, ГПП, ПГВ, ОП?

6. Поясните особенности каждого из уровней системы электроснабжения.

7. Конкретизируйте технические условия при питании предприятия от любого из уровней системы электроснабжения.

8. Как подразделяются электроустановки по величине напряжения, режиму нейтрали, роду тока и частоте?

9. Охарактеризуйте каждый из уровней системы электроснабжения, укажите количество элементов и интервалы передаваемой мощности.

10. Рассмотрите особенности графического изображения схем и планов электроснабжения применительно к каждому из уровней системы электроснабжения.

11. Классифицируйте промышленные предприятия по величине электрической нагрузки и условиям подключения к соответствующему уровню системы электроснабжения.

12. Поясните необходимость категорирования электроприемников по различиям их электроснабжения и его надежности.

13. Напишите формулы, определяющие основные и вспомогательные электрические показатели.

14. Какие объективные стороны отражают модели системного описания электрического хозяйства?

15. Сравните фундаментальные постулаты, определяющие электроснабжение как науку, и постулаты классической физики.

Глава 2. УРОВНИ (СТУПЕНИ) СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

2.1. Потребители электрической энергии

Группы потребителей

При выборе схемы электроснабжения предприятия учитывают его технологическое назначение и электрическую мощность, величину потребления электроэнергии, напряжение, генеральный план и условия на присоединение предприятия как потребителя. По получении заявки от предприятия (инвестора) или по его поручению от проектной организации энергоснабжающая организация (энергосистема) выдает технические условия на технологическое присоединение электроустановок потребителей.

В технических условиях указываются: точки присоединения (подстанция, электростанция или линия электропередачи); номера РУ, секций и ячеек; напряжение, на котором должны быть выполнены питающие линии; отклонения напряжения в режимах максимальной и минимальной нагрузок потребителя (обеспечиваемые энергоснабжающей организацией в точке присоединения потребителя к сети); допустимое влияние потребителя на качество электроэнергии по каждому показателю и требования к контролю показателей качества электрической энергии; границы балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности; требования по усилению существующей сети; расчетные значения токов короткого замыкания, требования к релейной защите, автоматике, связи, изоляции и защите от перенапряжения; рекомендации по потреблению реактивной мощности и энергии и режимам работы компенсирующих устройств; требования к коммерческому учету электроэнергии и к ее качеству; характеристики сети энергосистемы в точке присоединения потребителя, необходимые для выбора типа и мощности средств повышения качества электроэнергии; требования к регулированию суточного графика нагрузки потребителя; специфические требования к электроустановкам потребителей; требования к разработке решений по организации эксплуатации электроустановок. Отдельно рассматривается сооружение у потребителя генерирующих мощностей, особенно это касается необходимости строительства ТЭЦ потребителем или энергосистемой (см. рис. 1.1, генератор G и трансформатор $T\text{-}5$).

Электротехнические установки, производящие, преобразующие, распределяющие и потребляющие электроэнергию, подразделяются на электроустановки напряжением выше 1 кВ и до 1 кВ (для распределительных устройств постоянного тока — до 1,5 кВ). Электроустановки напряжением до 1 кВ переменного тока выполняются как с глухозаземленной, так и с изолированной

нейтралью, а установки постоянного тока — с глухозаземленной и изолированной нулевой точкой. Установки выше 1 кВ подразделяются на установки в сетях с эффективно заземленной нейтралью (с большими токами замыкания на землю) и с изолированной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю). Главным показателем для отдельных электроприемников является их номинальная мощность и род тока. Все потребители электроэнергии, работающие от сети, можно разделить по роду тока на три группы: переменного тока нормальной промышленной частоты 50 Гц (в ряде стран используют 60 Гц), переменного тока повышенной или пониженной частоты, постоянного тока. Большинство электроприемников промышленных предприятий работает на переменном трехфазном токе частотой 50 Гц.

Первой и основной группой промышленных потребителей электроэнергии являются электрические двигатели (электромашины). В установках, не требующих регулирования скорости в процессе работы, применяются исключительно электроприводы переменного тока (асинхронные — особенно в диапазоне 0,3–630 кВт и синхронные двигатели до 30 МВт). Нерегулируемые электродвигатели переменного тока — основной вид электроприемников в промышленности, на долю которых приходится около 70 % суммарной мощности. В электрике электродвигателем считается электродвигатель, имеющий мощность 0,25 кВт и выше, двигатели меньшей мощности рассматриваются как средства автоматизации и в статистику электрики не попадают.

Для нерегулируемых приводов по условиям электроснабжения и стоимости привода установлена экономичная область применения асинхронных и синхронных электродвигателей в зависимости от напряжения. При напряжении до 1 кВ и мощности до 100 кВт экономичнее применяют асинхронные двигатели, а свыше 100 кВт — синхронные; при напряжении 10 кВ и мощности до 630 кВт — асинхронные двигатели, 450 кВт и выше — синхронные. Асинхронные двигатели с фазным ротором применяются в мощных электроприводах с маховиком и с тяжелыми условиями пуска, в преобразовательных агрегатах, шахтных подъемниках.

В последнее время наблюдается тенденция перехода к регулируемому приводу, в котором в качестве основного элемента используется асинхронный короткозамкнутый электродвигатель, что улучшает управление технологией и обеспечивает радикальную до 50 % экономию энергии. При внедрении частотного привода возникает проблема электромагнитной совместимости.

Технологически эффективно регулирование скорости приводами постоянного тока. Они применяются в тех случаях, когда требуется быстрое, широкое и (или) плавное изменение частоты вращения или реверсирование двигателя.

Преобразование электроэнергии переменного тока в постоянный требует капитальных затрат на установку преобразовательных агрегатов и аппаратуры управления, на строительство помещений для них, а также эксплуатационных расходов на их обслуживание и на потери электроэнергии. Поэтому стоимость системы электроснабжения и удельная стоимость электроэнергии на постоян-

ном токе выше стоимости на переменном. Двигатели постоянного тока стóят дороже, чем асинхронные и синхронные двигатели.

Различные электротермические установки составляют вторую обширную по назначению группу потребителей. Это печи сопротивления косвенного и прямого действия, дуговые и индукционные печи, установки диэлектрического нагрева, электролизные и гальванические (металлопокрытий), высоковольтные электростатические. Как правило, от электротермических установок зависит технология и следовательно требования к электроснабжению. Большая единичная мощность может определять не только систему электроснабжения предприятия, но и сооружение районных подстанций энергоснабжающей организации.

Наконец, обязательную группу электропотребления составляет электроосвещение (по нагрузке до десятков процентов). Установки электрического освещения с лампами накаливания, люминесцентными, дуговыми, ртутными, натриевыми, ксеноновыми лампами применяют на всех предприятиях для внутреннего и наружного освещения. Удельная плотность нагрузки электроосвещения в производственных цехах зависит от уровня нормированной освещенности и может составлять в производственных помещениях 10—100 Вт/м^2 (например, в цехах металлообработки, литья, в котельных и термических цехах — 10—12, в инструментальных, шлифовальных цехах и цехах точной обработки — 13—20 Вт/м^2).

Описанные выше группы потребителей приведены на основании традиций преподавания настоящего курса с учетом формулировок ПУЭ, в которых потребитель — электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории, без учета различий двух ключевых понятий электрики — потребитель и электроприемник. Фактически же эти понятия разные.

Потребитель — юридическое или физическое лицо, использующее электрическую энергию для производственных, бытовых или иных нужд и получающее ее от субъекта электроэнергетики (энергоснабжающей организации). Физически это обязательно нечто выделяемое как объект (здание, сооружение, территория), которое имеет определенное производственно-хозяйственное название (единичное — насосная; ряд: участок, отделение цех, производство, предприятие, отрасль) или территориально-административное наименование (единичное — школа, офис, пансионат; ряд: дом, квартал (село), микрорайон, город (район), область, страна). Каждый объект вместе с себе подобными образует технический ценоз, где на структуру устанавливаемого электрооборудования и параметры электропотребления (мощность, расход) накладываются *H*-распределения по разнообразию и соотношению крупное-мелкое.

Из-за расхождения (самостоятельности) понятий электроприемник (их группа) не может соответствовать потребителю, которым может быть, например, лампочка в торговой палатке или 100 тыс. двигателей суммарной установленной мощностью 5 млн кВт (если потребитель — промышленный гигант). Следует иметь в виду, что потребитель как понятие используется при

планировании, проектировании, управлении при рассмотрении электроснабжения объекта в целом, а электроприемник — при решении узких электротехнических задач.

Уровни системы электроснабжения

Деление системы электроснабжения по напряжению до 1 кВ и выше традиционно в соответствии с электроэнергетикой. Однако такое деление не учитывает, что система электроснабжения электрики до 1 кВ и выше также многоступенчата, иерархична. Например, проектирование и эксплуатация РП 10 кВ и ГПП различаются, и вопросы, решаемые при проектировании ГПП и для границы раздела с энергосистемой, разные. Многоуровневость нужно учитывать при расчете электрических нагрузок, регулировании электропотребления и электросбережении, компенсации реактивной мощности, оптимизации потерь в сетях и т. д.

При расширении промышленного предприятия развивается и его электрическое хозяйство. Как техническая система оно рассматривается в качестве объекта проектирования, планирования, управления, обеспечения функционирования. Выделение электрического хозяйства в самостоятельный объект исследований определилось в период экстенсивного развития промышленности (30–80-е годы), когда произошло резкое увеличение количества установленного электрооборудования, стали проявляться ценологические свойства и формироваться электрика.

В проектном задании для любого завода в целом и для каждого цеха в 30-е годы приводился полный перечень устанавливаемых электродвигателей, трансформаторов. Прямым счетом определялись проводниковые материалы, низковольтные аппараты, электросчетчики. В 1929 г. для полного развития типового доменного цеха предполагалось установить 107 электродвигателей (для прокатного — 287). На всем Магнитогорском металлургическом заводе проектом предусматривалось установить 1334 электродвигателя, на Кузнецком — 1042, на Сталинградском тракторном заводе — 1548. Электроснабжение — через заводские РП (ЦРП) от ТЭЦ на генераторном напряжении 6–10 (иногда 3) кВ. Связь с энергосистемой совмещалась с открытым распределительным устройством ТЭЦ ОРУ 35(110) кВ. Заводские электрики практически имели дело с двумя ступенями по напряжению: распределительным напряжением 6–10 кВ и низковольтным 380/220 В (сначала 220/127 В).

В 50-х годах для связи с энергосистемой стали сооружаться районные и узловые подстанции с высшим напряжением 110(154) и 220(330) кВ, а затем 500 и 750 кв. Рациональным было признано строительство ГПП и ПГВ, максимально приближаемых к потребителям электроэнергии и во многих случаях совмещаемых с РП цехов. Количество уровней системы электроснабжения увеличилось, сама схема усложнилась. На каждом уровне стала проявляться специфика, влияющая на принимаемые технические решения.

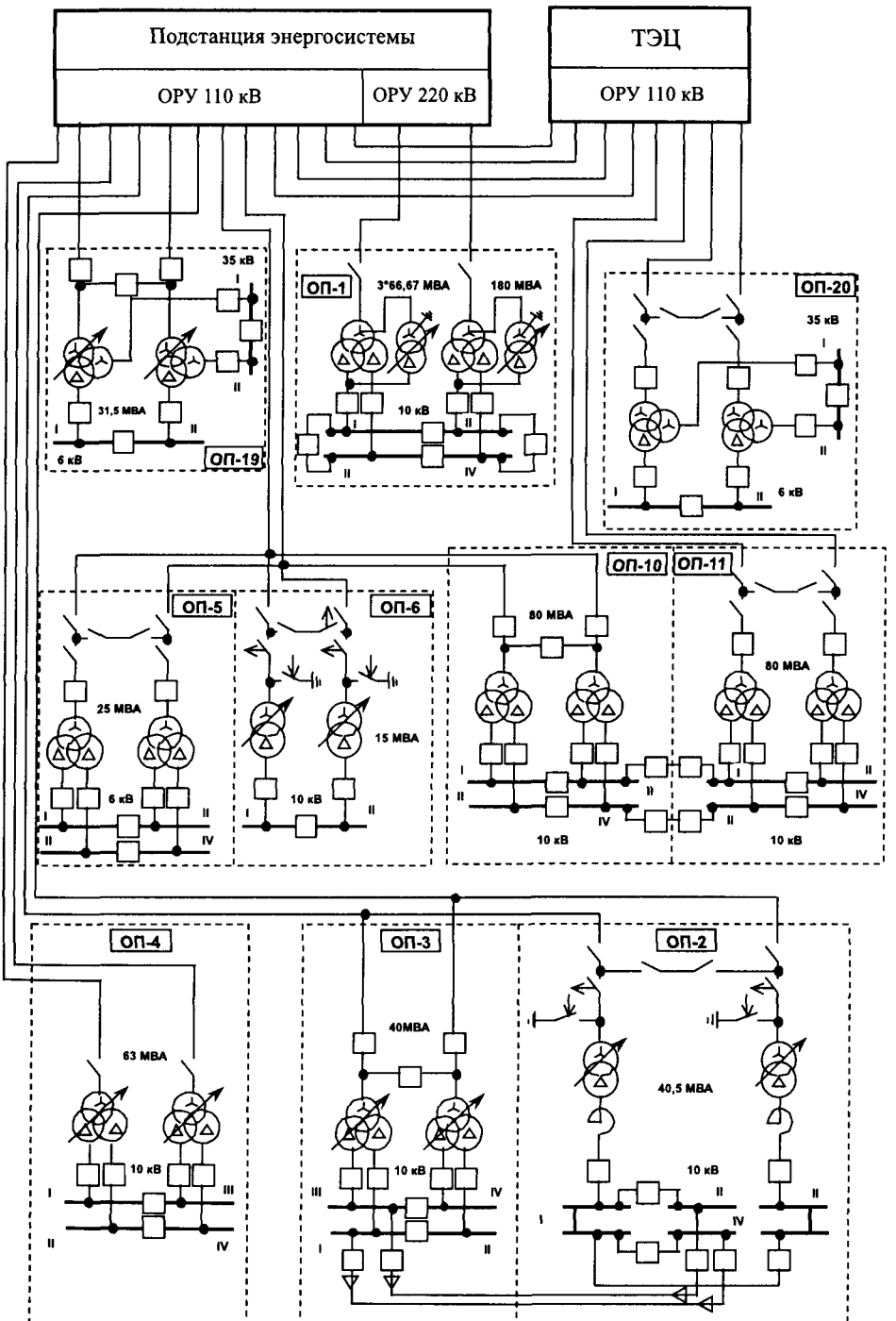


Рис. 2.1. Схема электроснабжения металлургического комбината

Теоретически и практически следует различать следующие уровни (ступени) системы электроснабжения (см. рис. 1.1):

– *первый уровень (1УР)* — отдельный электроприемник — аппарат, механизм, установка, агрегат (станок) с многодвигательным приводом или другой группой электроприемников, связанных технологически или территориально и образующих единое изделие с определенной (документально обозначенной заводом-изготовителем) паспортной мощностью; питание по одной линии (отдельным приемником электрической энергии может быть трансформатор, преобразователь, преобразующие электроэнергию в электроэнергию же, но с другими параметрами по напряжению, роду тока, частоте, и питающие, обычно блочно, специфические электроприемники или их группы);

– *второй уровень (2УР)* — щиты распределительные и распределительные пункты напряжением до 1 кВ переменного и до 1,5 кВ постоянного тока, щи-

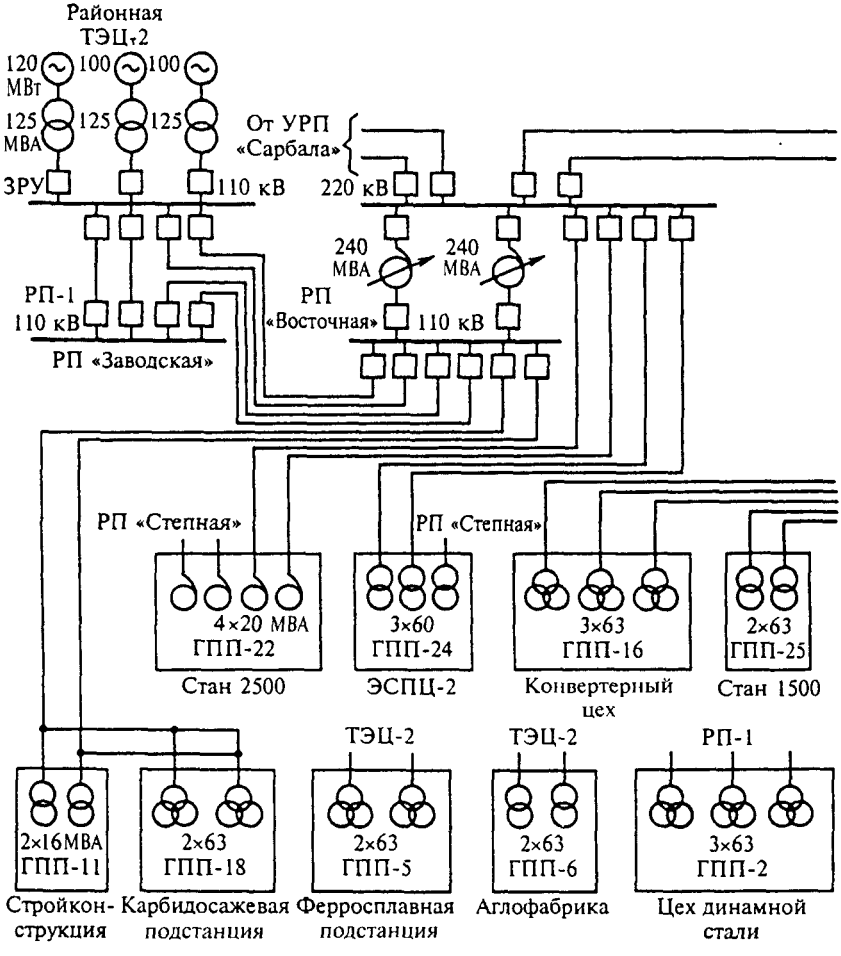


Рис. 2.2. Схема электроснабжения крупного предприятия: 6УР — граница раздела предприятие—

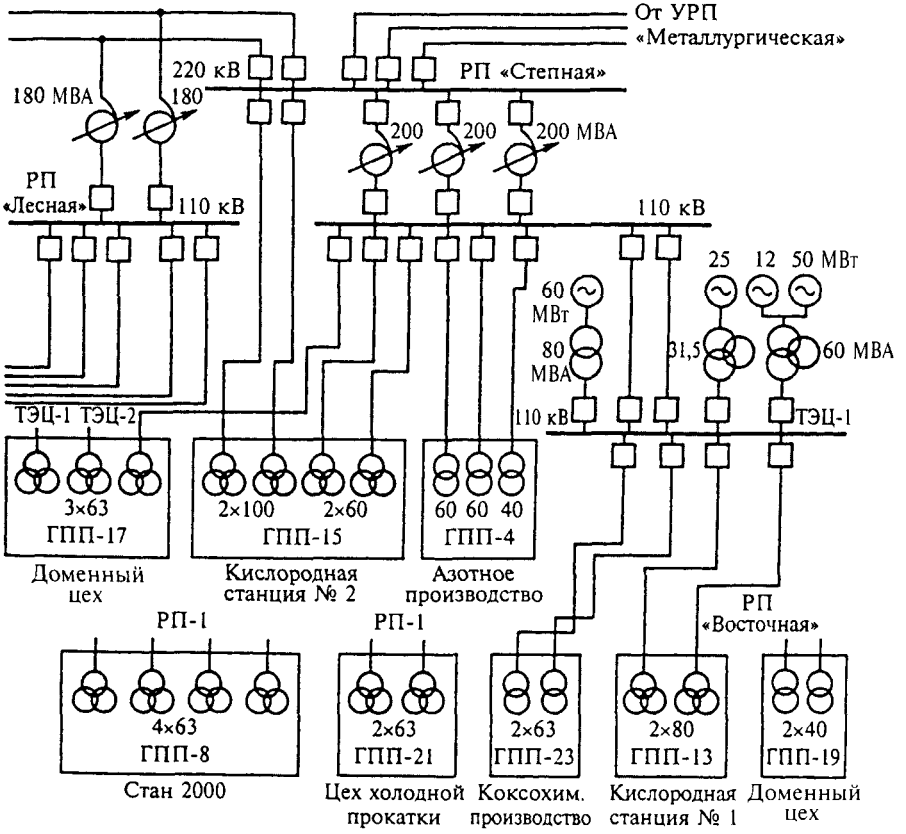
ты управления и щиты станций управления, шкафы силовые, вводно-распределительные устройства, установки ячейкового типа, шинные выводы, сборки, магистрали;

– *третий уровень (3УР)* — щит низкого напряжения трансформаторной подстанции 10(6)/0,4 кВ или сам трансформатор (при рассмотрении следующего уровня — загрузка трансформатора с учетом потерь в нем);

– *четвертый уровень (4УР)* — шины распределительной подстанции РП 10(6) кВ (при рассмотрении следующего уровня — загрузка РП в целом);

– *пятый уровень (5УР)* — шины главной понизительной подстанции, подстанции глубокого ввода, опорной подстанции района;

– *шестой уровень (6УР)* — граница раздела предприятия и энергоснабжающей организации (заявляемый (договорной), присоединяемый, лимитируемый, контролируемый и отчетный уровень).



Энергосистема и подстанции 5УР

Указанное количество уровней, если рассматривать систему электроснабжения предприятия в целом, можно считать минимальным. Близкие (подобные) схемы и подход можно применить к системе обслуживания и ремонта электрооборудования, к другим системам электрики, связанным с созданием и управлением электрического хозяйства.

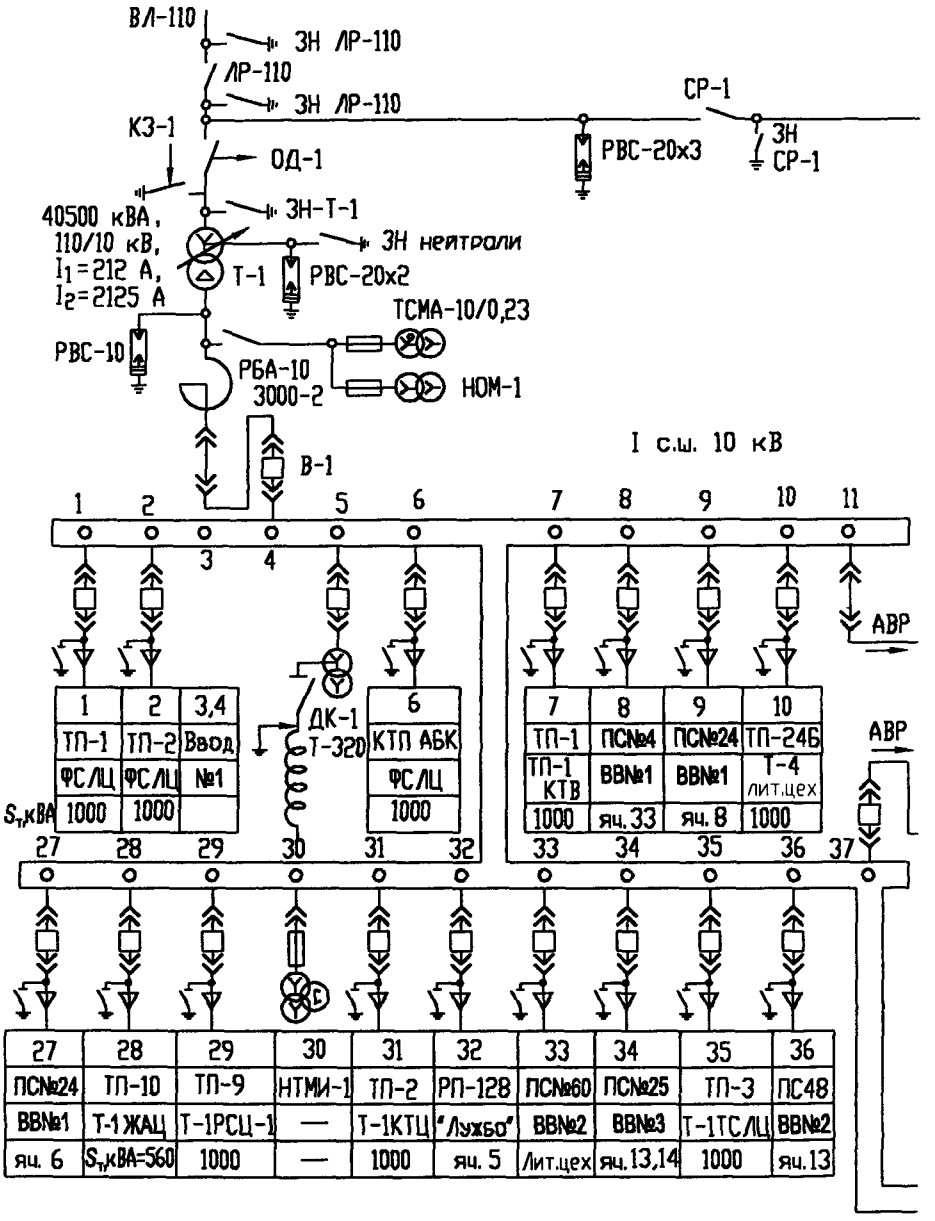
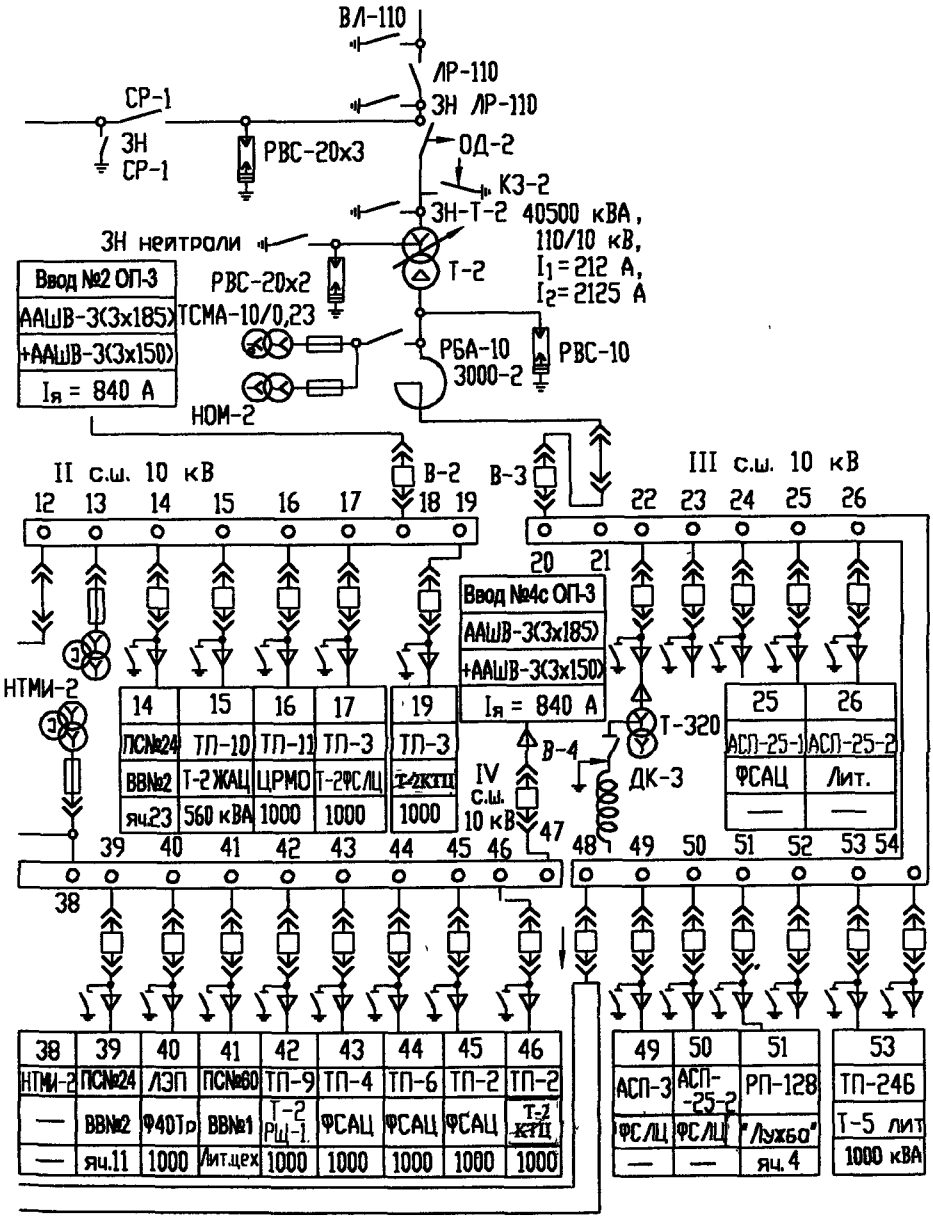


Рис. 2.3. Схема электроснабжения главной понизительной подстанции 5 УР химичекого завода

Возможно появление заводских распределительных пунктов на 110 (220) кВ, которые питаются от районных источников питания и предназначены для увеличения количества присоединений (ячеек) и экономии проводниковой продукции. От распределительных подстанций РП 10 кВ могут питаться не только ТП 10/0,4 кВ и высоковольтные двигатели, но и вновь сооружаемые



РП 10 кВ. Есть случаи, когда и эти РП в свою очередь питают еще РП 10 кВ. В связи с внедрением напряжения 10 кВ как преимущественного возникают подстанции 10/6 кВ с соответствующим РУ 6 кВ. Для 2УР распространено питание распределительного щита 0,4 кВ от другого щита (появление еще нескольких подуровней), что особенно характерно для удаленных и маломощных потребителей.

Рассмотрим приведенную ранее схему рис. 1.1 для металлургического комбината (рис. 2.1), где для каждой подстанции указана мощность трансформаторов и количество секций крупного предприятия (рис. 2.2). Представим 6УР по возможности полностью, а каждый более низкий уровень последовательно будем представлять одним из элементов, раскрывая его (рис. 2.3–2.7). Таким образом можно получить реальное представление о всей системе электроснабжения завода, считая, что каждая ячейка питает электроустановку более низкого уровня, а общее количество установок не меньше числа отходящих ли-

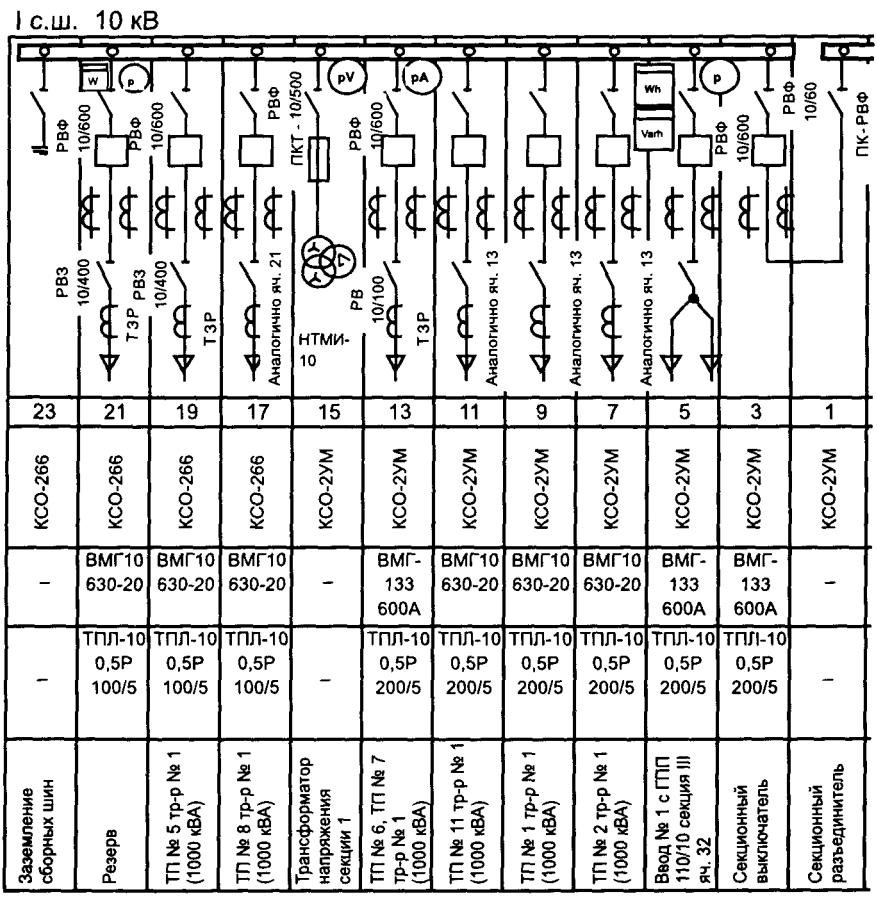
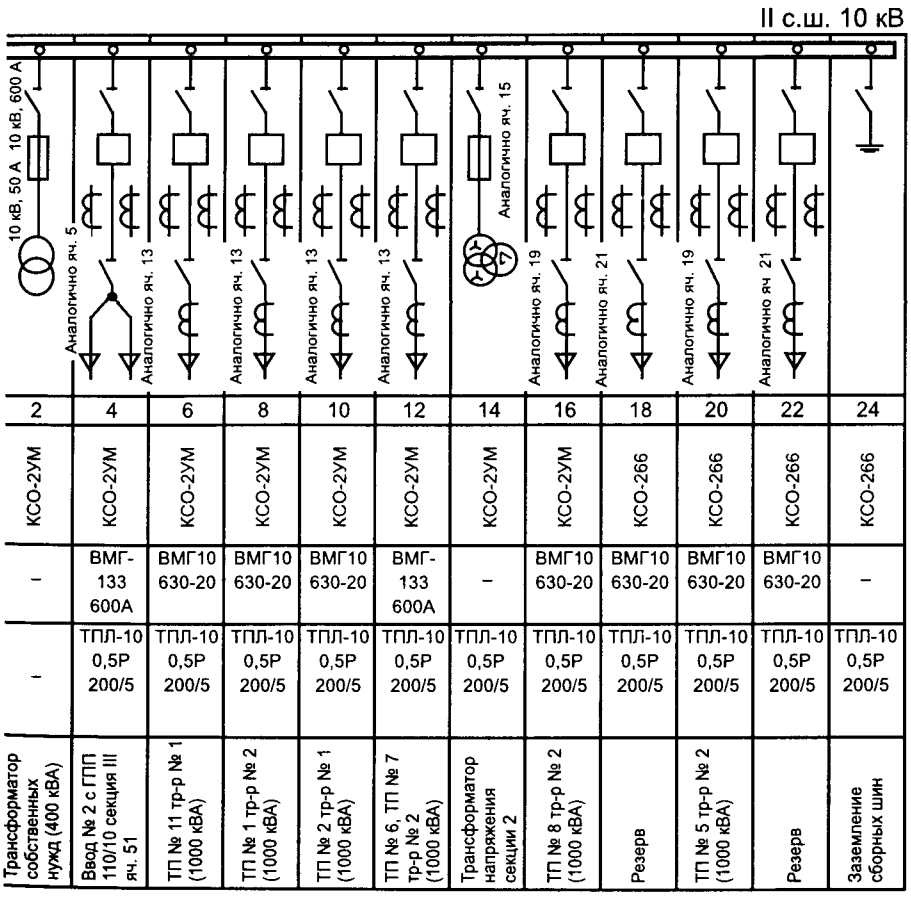


Рис. 2.4. Однолинейная схема РП-10 кВ «Лужба» цеха №17

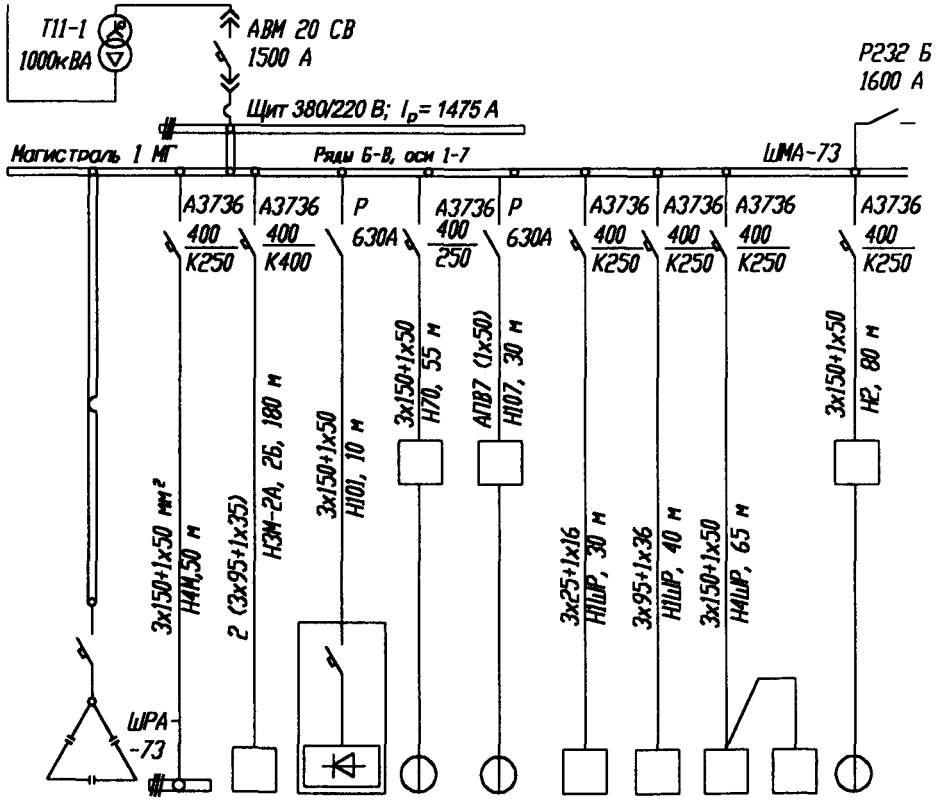
ний. Оценочно примем, что количество элементов от уровня к уровню изменяется в 10 раз (на порядок).

На рис. 2.1 приведена реальная схема существующего комбината (не показана схема электроснабжения 10 кВ, включая питание от ТЭЦ, принадлежащей энергосистеме, что объясняется числом подстанций 10, 6, 3 кВ, превышающим 100 шт. РП). В свете общепринятых рекомендаций (некоторые были директивными), на протяжении всего XX века при проектировании электроснабжения, полезно обратить внимание на следующее: 1) на комбинате, построенном в основном в 1960–1970-е гг., существует практически весь ряд номинальных напряжений электрических систем; 2) трансформаторы имеют различную мощность; 3) схемы по высшей и низшей стороне различны; 4) нумерация подстанций не сквозная. Неизбежность этого (как отражение ценологических свойств реальной жизни) будет пояснена далее.

Деформированная схема электроснабжения предприятия, характеризуемого



значительной диверсификацией производства (выпуск холодильников, например), изображена на рис. 2.2. Питание от районной ТЭЦ энергосистемы, где намечалось установить пять турбогенераторов (2·100 + 2·120 + 1·150 МВт), и от трех районных подстанций энергосистемы 220/110 кВ, которые подключены к двум УРП 500/220 кВ «Сарбала» и «Металлургическая». Узловая распределительная подстанция энергосистемы имеет большую мощность и отличается тем, что мощность, получаемая ею от объединенной энергосистемы, распределяется (без трансформации или с трансформацией) линиями 110(220) кВ между районными подстанциями или ПГВ предприятия. Трансформация на напряжение 110(220),154(330) кВ на УРП применяется в тех случаях, когда она получает питание соответственно на напряжении 500, 750 кВ. В ряде случаев происходит своеобразное совмещение подстанций, в результате которого можно отказаться от районных подстанций, аналогичных приведенным на

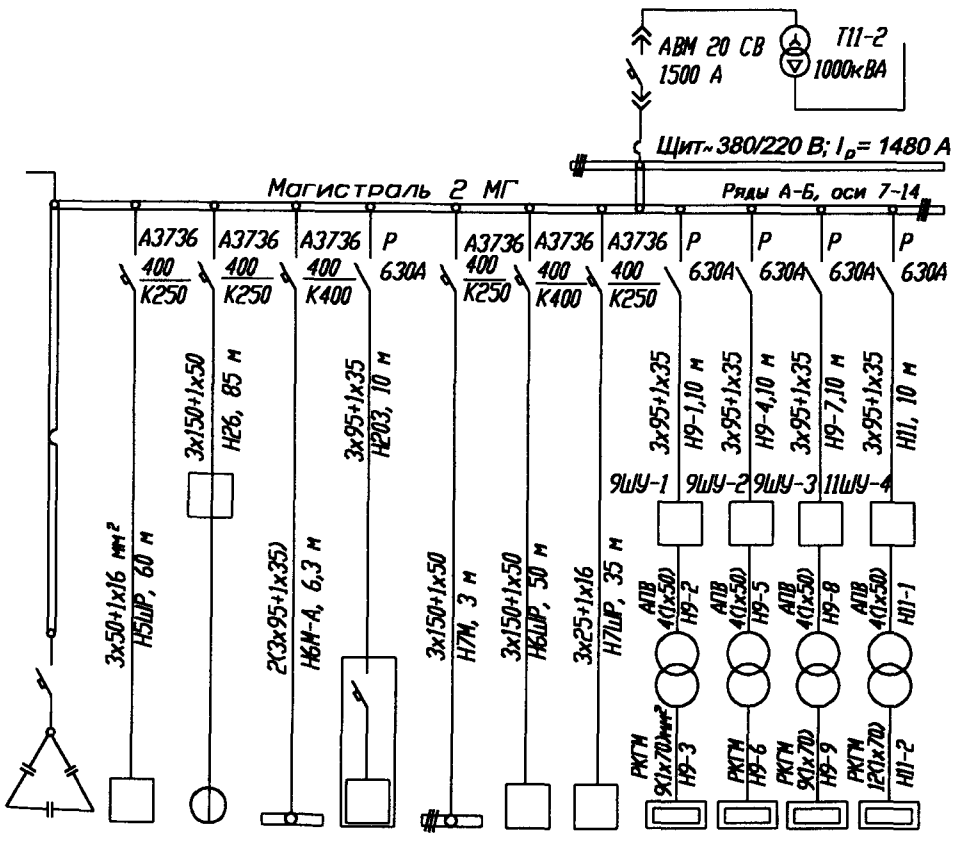


	Конденсаторы	4М	3М АБК	101 Сварочная	70 Фрезерный станок	107 Плазменная резка	1ШР	2ШР	4ШР	3ШР	2 Токарный станок
$P_{ном}$, кВт	500	656	222	135	145,7	123	86	126	95	119	140,2
$I_р$, А	770	370	242	205	220	190	74	160	90	135	210

Рис. 2.5. Схема 0,4 кВ трансформаторной подстанции ЗУР с трансформаторами 2×1000 кВА

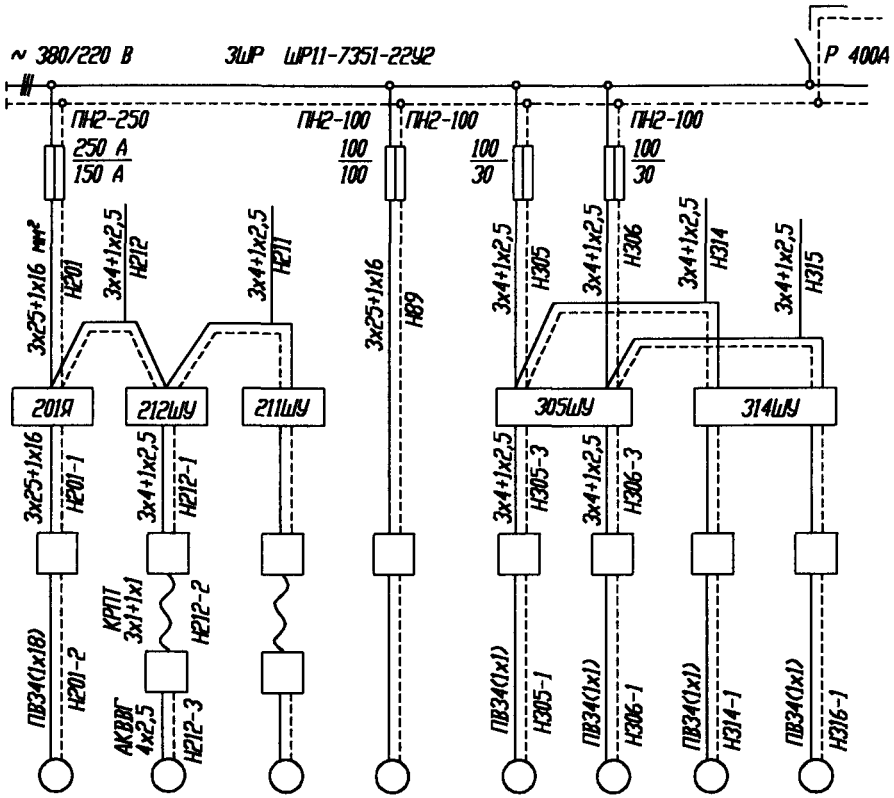
рис. 2.2. Такое решение было принято для района Старого Оскола, где была сооружена районная (узловая) подстанция 750/500/330/110 кВ с выходом по 750 кВ на Курск и подстанция 500/330/110 кВ с выходом 500 кВ на Воронеж. С каждой из этих подстанций на металлургический комбинат осуществлено по два глубоких ввода 330 кВ на подстанцию 330/110 кВ.

Граница раздела 6УР проходит по отходящим ячейкам районных подстанций энергосистемы «Восточная», «Лесная», «Степная» и ЗРУ 110 кВ районной ТЭЦ, от которых идут воздушные линии к заводской РП 110 кВ и заводским ГПП. Одна из них изображена на рис. 2.3 и соответствует 5УР. От ее ячеек питается распределительная подстанция РП-10 «Лужба» цеха №17, составляя 4УР (рис. 2.4). От подстанции питаются 12 трансформаторных подстанций. От ячеек № 6 и 11 запитаны два трансформатора электроремонтного цеха (рис. 2.5) по 1000 кВА с выходом на магистраль, образующую 3УР. Цех вы-



Конденсаторы	5ШР	26 Расточный станок	6М	203 Сварочная	7М	6ШР	7ШР	9 Печь шахтная электрическая			11 Печь
400	93	95	514	66,5	313	315	42	70	70	70	80
640	83	145	330	112	199	230	39	540	540	540	790

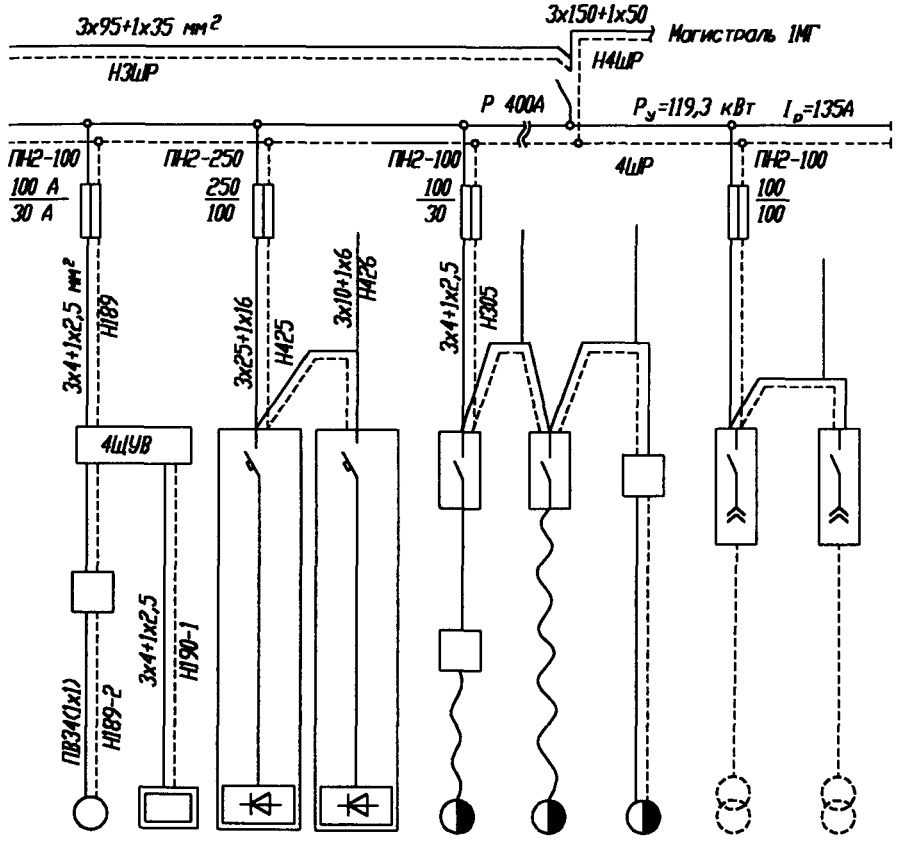
бран как объект, на котором установлено массовое оборудование, применяющееся во всех отраслях промышленности, и как объект, где электрики выступают как технологи, принимая технологические решения, определяющие не только электрическую часть, но и строительную, санитарно-техническую и др. От магистралей *1МГ, 2МГ,* выполненных шинопроводом ШМА-73, питаются отдельные электроприемники, распределительные шкафы ШР, распределительные шинопроводы ШРА и троллеи. На рис. 2.6 показана часть 2УР и электроприемников 1УР, а на рис. 2.7 схема секций ЩСУ, выполненная на стадии рабочей документации.



	201	212	211	89	305	306	314	315
	4А200L6	4АА63В4	—	—	В132S4	В132S4	В63В2	В63В2
$P_{ном}$, кВт	30,0	0,37	0,37	27,0	7,5	7,5	0,55	0,55
	Завеса У9 $I_{ном}/I_{пуск}$= 56,0А/364,0А	Ворота		Станок-стенд двухкамерный СНП-800	Вентилятор В14		Вентилятор В22	

Рис 2.6. Однолинейная схема 2УР

В общем случае 6УР — уровень потребителя электроэнергии — это в целом предприятие, организация, территориально обособленный цех, строительная площадка. Уровень, называемый заводским электроснабжением, интегрирует нагрузки ГПП, ПГВ, ОП, ЦРП и распределительных устройств заводских ТЭЦ. С системой внешнего электроснабжения 6УР связан линиями электропередачи, которые присоединены к источникам питания энергосистемы: районным и узловым подстанциям энергосистемы; ГРУ и РУ ТЭЦ, ГРЭС, ТЭС, ГЭС, АЭС; ГПП энергосистем, находящимся на территории предприятия. Сейчас эти внешние источники питания имеют номинальное напряжение от 6 до 750 кВ.



189	190	1УЗА	2УЗА	151	150	36	—	—
4А71А2	ТЭН1006	—	—	—	—	—	ТД300	ТД300
0,75	1,6	12,0	12,0	1,7+0,16	1,7+0,16	0,55+0,12	16,0	15,0
Вентилятор приточный П4	Нагреватель П4					Станок настольно-сверлильный ГМ112	Трансформатор сварочный	

Особенность 6УР заключается в том, что для этого уровня имеются наиболее достоверные, сравнимые и обширные данные по заявленному получасовому максимуму нагрузки $P_{з(max)}$, фактическому максимуму $P_{ф(max)}$ в режимные дни, среднегодовой и среднесуточной нагрузке и др. Это же относится к сведениям по качеству электроэнергии, значениям реактивной энергии, напряжения, токов КЗ и другим сведениям, определенным техническими условиями. Но именно на этом уровне в наибольшей степени неприменима классическая электротехника, нет аналога, имеющего классический физический смысл: нет одной ЛЭП, трансформатора, выключателя и т. д. Связей (если сделать сечение по 6УР) всегда несколько, и их количество может доходить до нескольких десятков (на рис. 2.1 и 2.2 показана лишь часть связей).

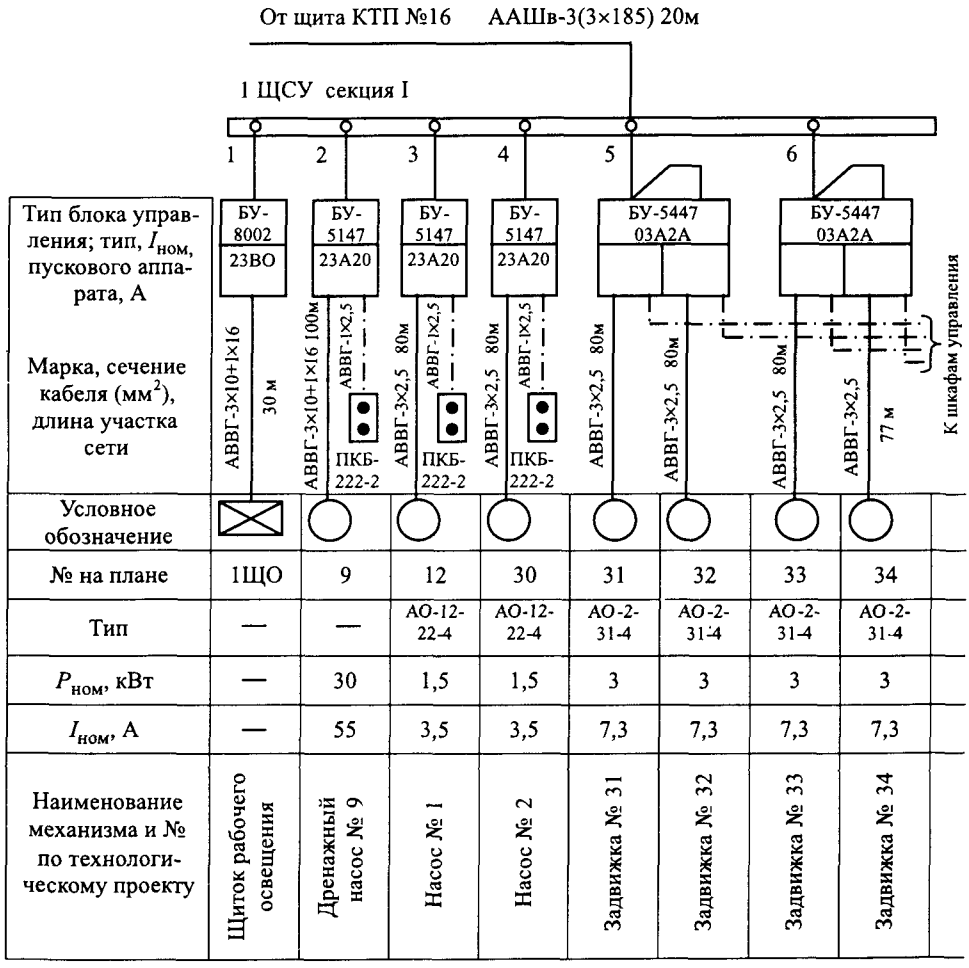
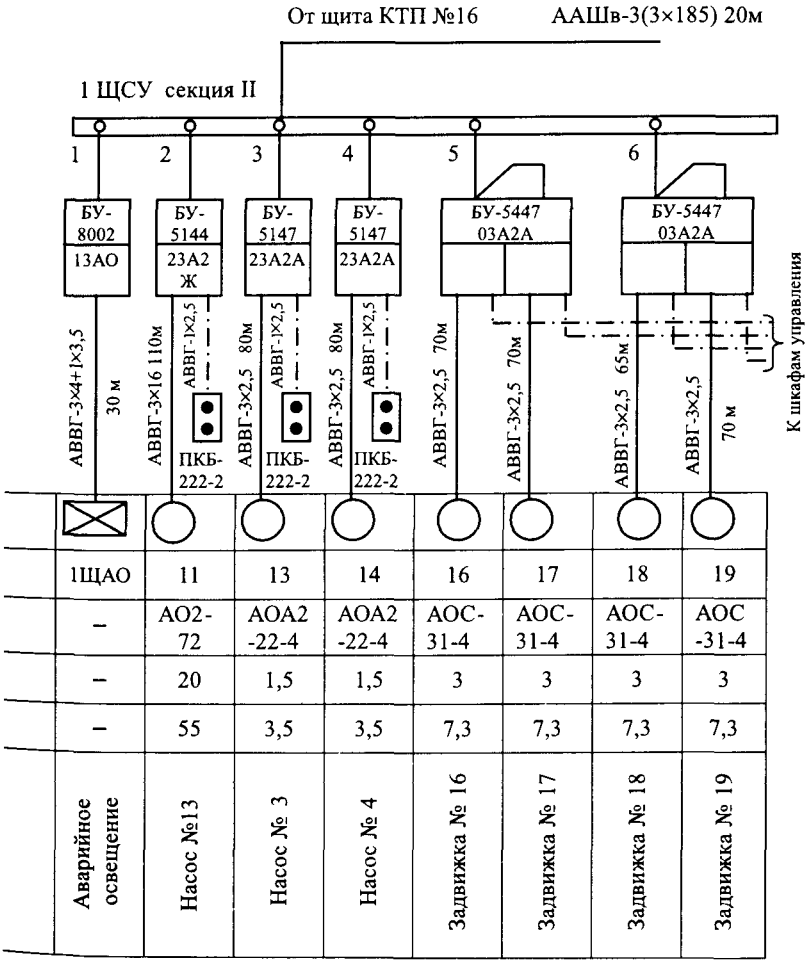


Рис. 2.7. Однолинейная схема секций ЩСУ

Высшее напряжение трансформаторов ГПП определяется шкалой напряжений, сложившейся в энергосистеме. На большей части страны существует система 500/220/110 кВ (тогда техническими условиями на присоединение задается напряжение 110 или 220 кВ), а в европейской части развивается система 750/330/154 кВ (задается 154 или 330 кВ). Напряжение 35 кВ для системы электроснабжения не рекомендуется и применяется, например, для дуговых сталеплавильных печей (что связано с надежной конструкцией печных трансформаторов и выключателей на 35 кВ), для удаленных потребителей небольшой мощности (шлаковые отвалы, отстойники очистных сооружений, временные подстанции строителей).

Распределительные подстанции 4УР получают электроэнергию от ГПП или ТЭЦ на напряжении 10(6) кВ и предназначены для ее приема и распределения



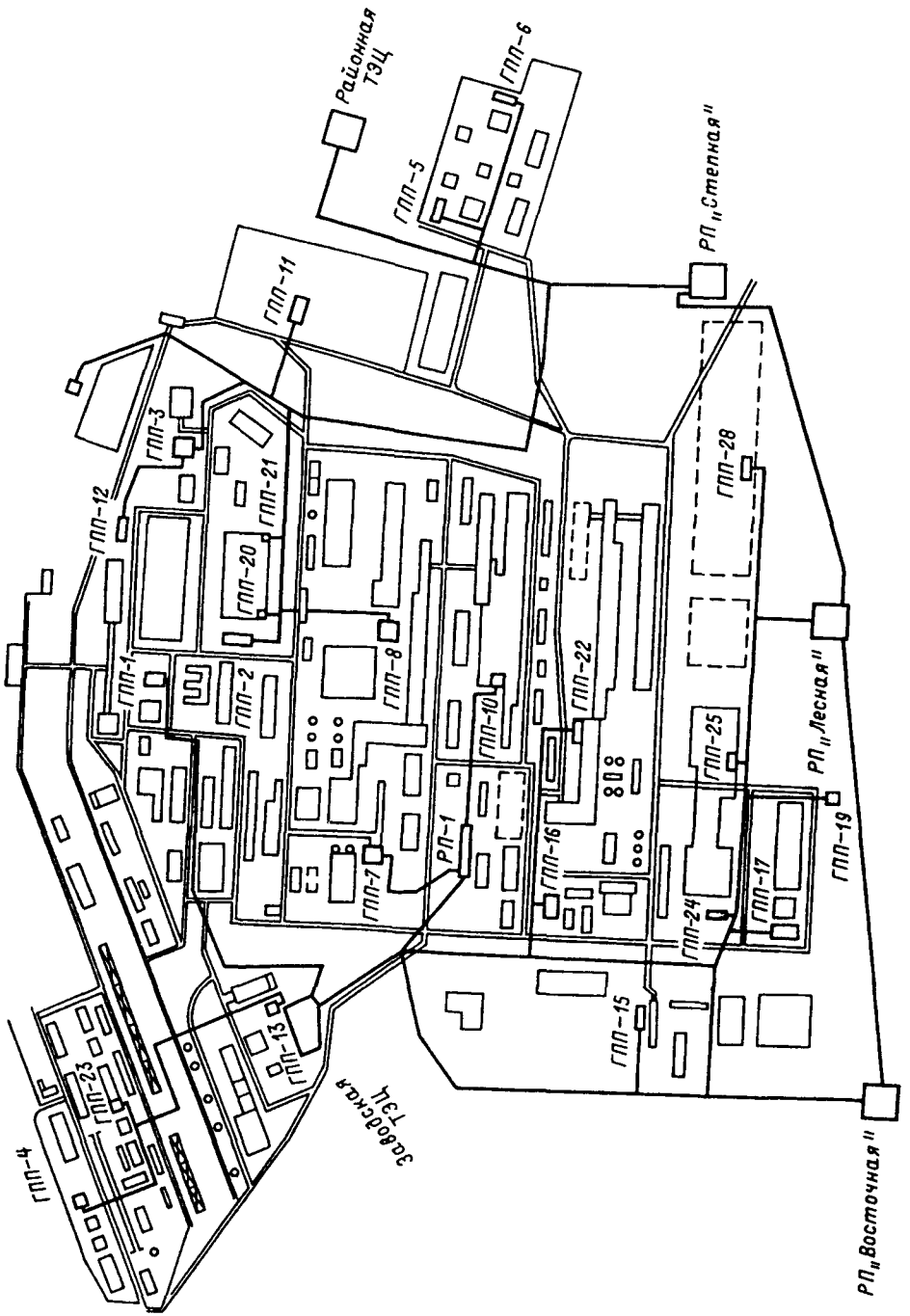


Рис. 2.8. Ситуационный план размещения подстанций и сетей крупного предприятия

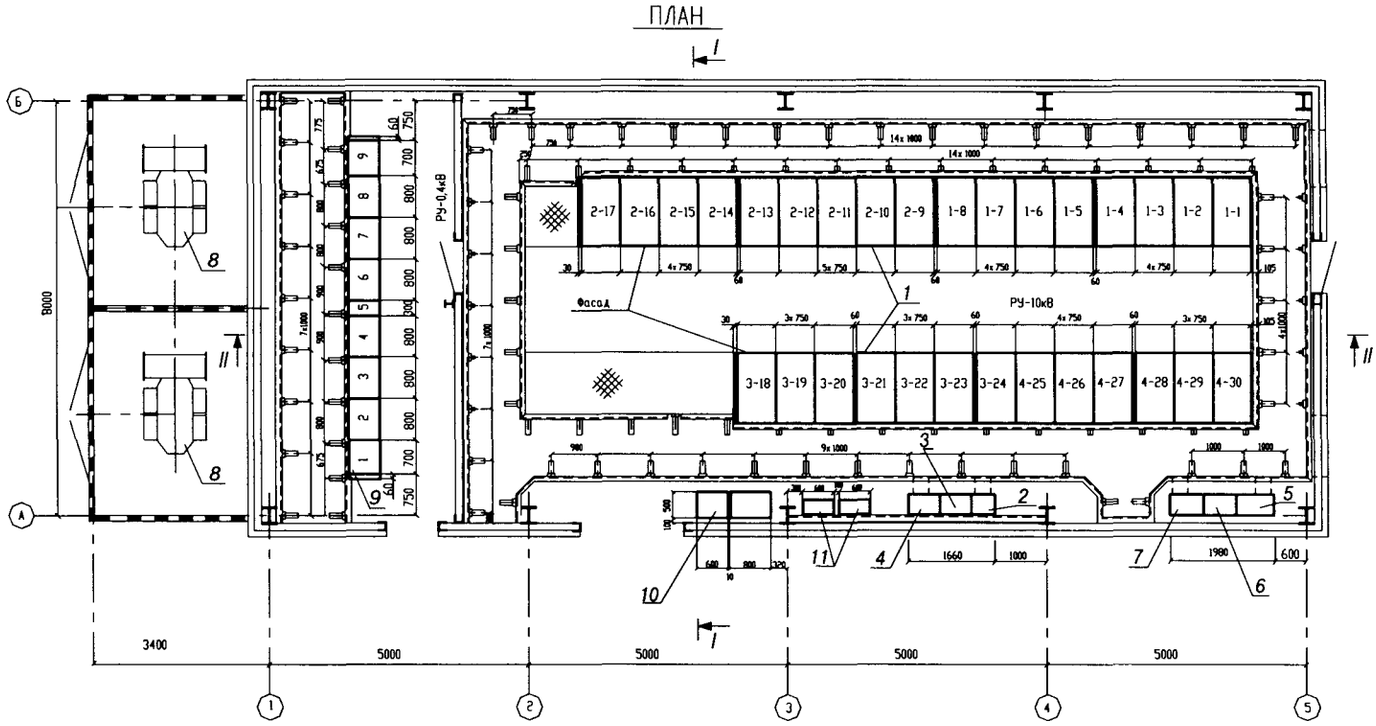
между цеховыми ТП и отдельными токоприемниками высокого напряжения (электродвигатели, преобразователи, электропечи). Функции РП могут выполнять распределительные устройства ПГВ. В некоторых случаях РП совмещаются с цеховыми ТП для удобства питания цеховых потребителей электроэнергии. 5УР и 4УР относят к внецеховому электроснабжению, сети называют межцеховыми (магистральными), а напряжение — распределительным (обычное 10 кВ, иногда оно достигает 110 кВ, 6 кВ сохраняется для реконструируемых заводов или при большом количестве высоковольтных двигателей средней мощности 6 кВ). От 5УР осуществляется электроснабжение крупного цеха или района (район конвертерного цеха, район ремонтных цехов и др.), от 4УР питаются цеха, отдельные здания и сооружения. Обслуживание 5УР осуществляется цехом сетей и подстанции. Часть подстанций 4УР тесно связана с производственным процессом — технологией (частое включение высоковольтного оборудования) и обслуживается производственным персоналом технологического цеха. Количество подстанций 5УР для крупного завода составляет несколько штук, достигая иногда 10 и более; количество подстанций 4УР на одну ГПП составляет 3—8 с двумя-тремя вводами на каждое РП.

Цеховые ТП предназначены для преобразования электроэнергии напряжением 10(6) кВ в напряжение 220/380, 660 В и питания на этом напряжении цеховых электрических сетей. К цеховым электрическим сетям 220/380 и 660 В присоединено большинство электроприемников промышленных предприятий. Одними из элементов системы электроснабжения являются преобразовательные подстанции, которые предназначены для преобразования переменного тока в постоянный, а также для преобразования энергии одной частоты в другую. При начальном рассмотрении схемы электроснабжения ПП рассматриваются аналогично ТП как потребители 3УР.

При современных тенденциях развития систем распределения электроэнергии на 0,4 кВ через ТП низковольтных щитов непосредственно у трансформатора может и не быть, тогда распределительные функции выполняет щит станций управления при применении схемы блок трансформатор — ЩСУ или токопровод при применении схемы блок трансформатор — магистраль.

Количество силовых элементов для 3УР крупных заводов велико, например трансформаторов I—III габаритов 500—1500 шт. (высоковольтных двигателей и других высоковольтных электроприемников может быть меньше или больше).

Расчет, который жестко определяет каждый элемент на предпроектных стадиях и на стадии технико-экономического обоснования, возможен лишь при многих допущениях для 6УР, 5УР и в отдельных случаях — для 4УР. Для низших уровней возможны лишь локальные расчеты (выбор кабеля, цеховой ТП, распределительного шкафа), так как количество элементов системы электроснабжения растет в направлении сверху вниз, т. е. от границы раздела предприятия с энергосистемой до конечных электроприемников в сети напряжением до 1 кВ.



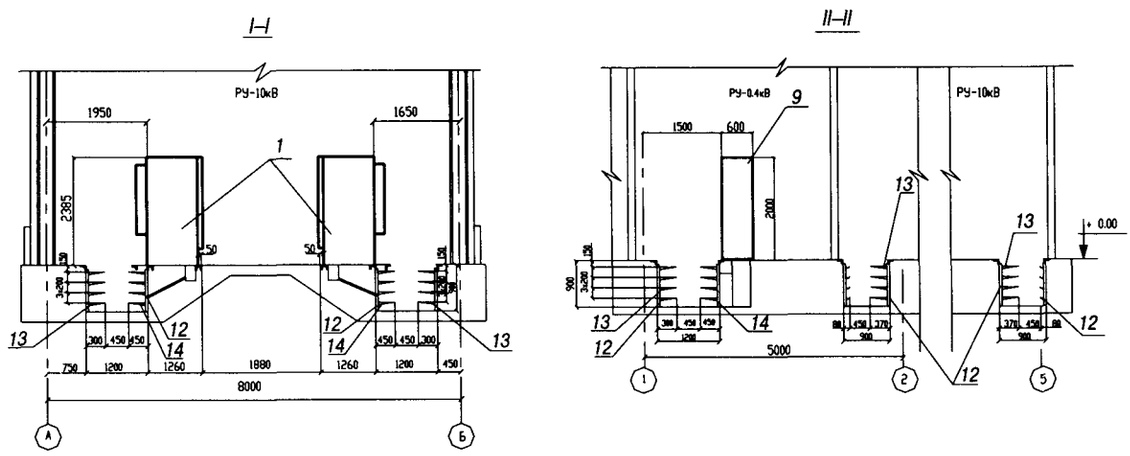


Рис. 2.9. Установка оборудования и кабельных конструкций РУ-10кВ:
1 — комплектное распределительное устройство 10кВ; *2, 3* — панель распределения собственных нужд (2), то же и организации выпрямленного тока (*3*); *4* — панель ввода ТСН и АВР собственных нужд; *5* — панель организации питания цепей защиты минимального напряжения; *6* — панель защиты минимального напряжения; *7* — панель вводов питания; 8 — трансформатор трехфазный ТМ-1000/10/0,4кВ; *9* — щит распределительный 0,4 кВ из панелей ЩО91; *10* — шкаф управления оперативным током ШУОТ-2403; *11* — устройство комплектного питания катушек электромагнитов включения УКП-КМ; *12* — лоток кабельный НЛ-20-П1,87У3; *13* — лоток кабельный НЛ-40-П1,8У3; *14* — розетка штепсельная (220В, 10А) с подрозетником

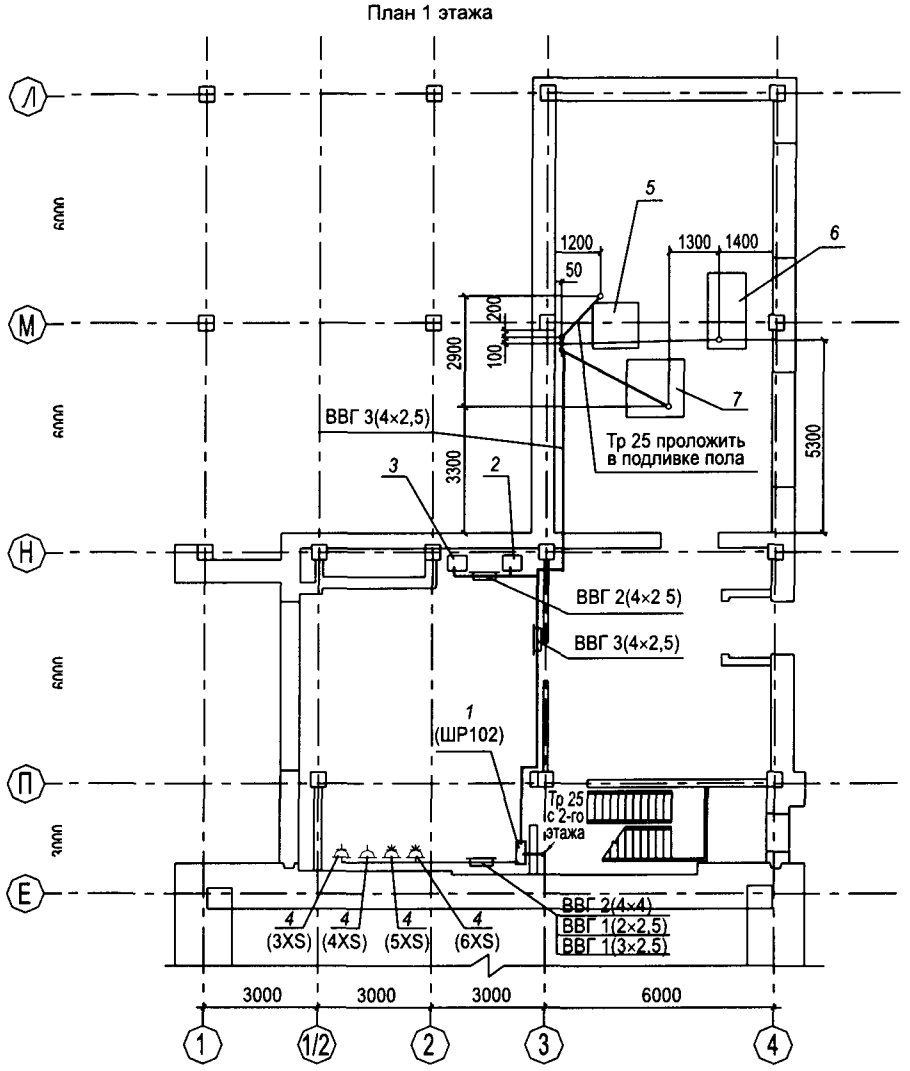


Рис. 2.1 Мастерская, план расположения оборудования, прокладка труб и кабелей
1 — ШР1— шкаф распределительный типа ПР8505, *2* — наждачный станок, *3* — сверлильный станок, 43XS–6XS — штепсельные розетки, *5* — рейсмус, *6* — фуганок, *7* — пила циркулярная

Уров отражают сложившуюся или проектируемую систему электроснабжения, едставленную различными схемами Они могут быть упрощенными (на всеровнях) для принятия принципиальных решений по схеме электроснабжея завода в целом (см рис 2 1 и 2 2), отдельного производства, цеха, отделен или участка или единичного электроприемника На таких схемах указывался не все коммутационные аппараты, секции и пр Так называемые принциальные схемы отдельных ГПП (см рис 2 3), РП (см рис 2 4), элементов Р (см рис 2 5) и 2УР (см рис 2 6 и 2 7) содержат все необходимые

сведения, соответствуя рабочей документации — фактическому состоянию уровня

Схемы электроснабжения и отдельных элементов того или иного уровня дополняют планами (для 6УР и 5УР их составляют на основе генерального плана в масштабах 1 500, 1 2000, 1 5000, для 4УР, 3УР, 2УР — на основе строительного или технологического плана) Такие планы представляют собой планы-схемы (рис 2 8) или планы, цель которых — размещение электрооборудования или электрического сооружения в целом (рис 2 9 и 2 10) На планах указываются справочные размеры и размеры, ответственность за которые несет электрик При предварительных согласованиях планы-схемы могут быть без размеров

2.2. Основные требования к системам электроснабжения

Исторически создание систем электроснабжения было связано с новым строительством на незанятой площадке нужно было построить новый завод, организовать новое производство В научных исследованиях и при обучении брали за основу данные по электроприемникам, по технологическим режимам, по условиям присоединения сетей и размещения сооружений в пространстве В настоящее время при принятии решений по электроснабжению учитывают ограничения из-за построенных зданий и сооружений, действующих подстанций и сети Если завод существует десятки лет, то с неизбежностью сохраняются основные схемные решения по системе электроснабжения Само же оборудование подстанций может быть заменено на 5УР (4УР) при техническом перевооружении производства (цеха), на 3УР — при реконструировании отделения, на 2УР — при модернизации оборудования на участке цеха В этом случае производится обследование существующей схемы электроснабжения, в частности распределительной сети 10 кВ и низковольтной 0,4 кВ, анализируются и оцениваются осуществленные решения, прогнозируется рост электрических нагрузок

Следует различать принятие технических решений на предпроектных стадиях и на стадии рабочей документации, когда выпускается рабочий чертеж на установку распределительного щита, прокладку каждого кабеля и т д В случае выбора кабеля к электроприемнику необходимы его паспортные данные (напряжение, номинальная мощность), для прокладки — план цеха с разрезами с привязкой электроприемника и его отметкой, условия помещений и среды по ПУЭ, границы взрыво- и пожароопасных зон Электротехнические расчеты выполняют по сложившейся методике, они алгоритмизируемы, не требуют высокой квалификации

Разработка электрической части при обосновании инвестиций и в составе технико-экономического обоснования (ТЭО) требует знания специфики технологии, тенденций, связанных с выработкой и распределением электроэнергии (электроэнергетики), выпуском электротехнического оборудования

Исходные данные, на основе которых разрабатывают предварительную схему электроснабжения и делают запрос в энергосистему на выдачу технических условий, следующие: 1) технологические задания, требования и условия; 2) электрические ограничения и правила.

Технологическое задание содержит общие сведения по производству (цеху), включая наименование, производительность, характеристику выпускаемой продукции, генеральный план (план цеха). Так как на любом предприятии цехов несколько и они технологически различны, то и технологические задания выдаются различными специалистами (отделами, организациями). Генплан объединяет их (план цеха, отделения, участка содержит вначале основную технологическую линию, агрегат, а затем дополняется установкой электроприемников всеми участниками проектирования). Наличие генплана и перечня цехов с их технологическими характеристиками позволяет приступить к разработке схемы.

Существует некоторая оценка принимаемых решений по электроснабжению, зависящая от величины предприятия и определяющая требования к системе электроснабжения. Но величина предприятия, в данном случае, не есть понятие административное или технологическое (отраслевое): речь идет об электрической мощности. Действительно, при близкой численности работающих и площадей по генплану машиностроительный завод имеет электрическую мощность в 10 раз меньшую, чем алюминиевый. Мощности крупного молочного и крупного металлургического комбинатов различаются в 100 раз. Условно предприятия можно подразделять по установленной мощности P_y электроприемников 1УР и по максимальной P_{max} на границе раздела 6УР. По установленной мощности предлагалось в 60–70-е годы деление предприятий на крупные с P_y = 75–100 МВт, средние 5–75 МВт, небольшие (мелкие) до 5 МВт. Но снижение коэффициента спроса по промышленным предприятиям в целом до 0,1–0,3 делает такое деление неприемлемым. Более правильно подразделять предприятия по значению P_{max}, так как она является определяющей при выдаче технических условий, выборе электрооборудования и проводников.

Возвратимся к классификации потребителей, основанной на технических решениях по электроснабжению, принимаемых на границе раздела 6УР предприятие — электроснабжающая организация (см. с. 36). Решения увязывают интересы потребителей с требованиями энергосистемы. Если пренебречь отдаленностью предприятия от узла питания энергосистемы, возможностью сооружения потребителем собственных генерирующих мощностей, оперированием максимумом на разных напряжениях, то по величине расчетной (максимальной) мощности можно ориентировочно привести следующее деление предприятий: мини — от единиц до сотен киловатт, малые (мелкие) — до 3–5 МВт, средние до 10–30 МВт, крупные до 100–500 МВт и, наконец, особо крупные — штучные гиганты с нагрузкой близкой к 1000 МВт, специфика электроснабжения которых в учебнике не рассмотрена. Уточним предложенные значения, опираясь на представления первой картины мира (с. 28).

Классифицируем предприятия опираясь на основы электрики, физические представления электротехники и используя значение активной мощности P:

$$P = \sqrt{3}UI\cos\varphi, \qquad (2.1)$$

где U — напряжение; I — ток; cos φ — коэффициент мощности.

Мини-предприятия. Мини-предприятие (организация) — потребитель (любой), питающийся от 2УР по одной линии через ШР 0,4 кВ. Исключим из рассмотрения практически не встречающиеся уже случаи, когда на предприятии один электроприемник, тогда теоретически задача сведется к определению параметров линии Л-8 (см. рис. 1.1). Практическое решение было представлено на рис. 2.6 для распределительных шкафов 3ШР, 4ШР.

В табл. 2.1 приведены данные, характеризующие загрузку шкафов 1ШР–7ШР [$P_у$ — установленная мощность приемников 1УР, присоединенных к шкафу; $I_р$ — расчетный ток, определяемый (2.1) с учетом того, что $P_{max} = P_у K_с$ ($K_с$ — коэффициент спроса), $I_р = P_у K_с/(\sqrt{3}U_{ном}\cos\varphi)$; n — количество приемников 1УР, присоединенных к шкафу 2УР; $P_{ср}$ — средняя мощность одного электроприемника 1УР].

Все ШР питаются от коммутационных аппаратов — автоматических выключателей с номинальным током $I_{ном}$, равным 400 А, и защитной уставкой 250 А. На каждом ШР установлены аппараты, обеспечивающие присоединение восьми отходящих линий с различными плавкими вставками.

Распространено питание шкафов 2УР по одной линии. Появление шкафа чаще вызывается не необходимостью передачи большой мощности, а количеством электроприемников 1УР, которых присоединяется по 100–250 шт. к одному трансформатору 1000 кВА (3УР). В эксплуатации удобнее одна линия, идущая к шкафу. При прохождении границы раздела предприятие — энергосистема по 2УР происходит, если использовать терминологию теории множеств, своеобразное пересечение 2УР ∩ 6УР: часть элементов сети принадлежит как одному, так и другому уровню.

Пусть линия выполнена бронированным или небронированным трехжильным кабелем с алюминиевыми жилами с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновых оболочках. При прокладке в земле и при сечении токопроводящей жилы 185 мм² (максимально допускаемое по условию монтажа) и допустимом по ПУЭ длительном токе

Таблица 2.1. **Загрузка распределительных шкафов 2УР**

Распределительные шкафы	$P_у$, кВт	$I_р$, А	n1УР, шт.	$P_{ср}$, кВт	$P_р$, кВт	$K_с$
1ШР	86	74	22	3,9	38,9	0,45
2ШР	126	160	13	9,7	84,1	0,67
3ШР	119	135	17	7	71,0	0,6
4ШР	95	90	13	7,3	47,3	0,5
5ШР	93	83	14	6,6	43,6	0,47
6ШР	313	230	20	15,6	121	0,39
7ШР	40	39	9	4,4	20,5	0,59

385 А, среднем $\cos\varphi = 0{,}8$ максимальная передаваемая мощность по (2.1) $P_{max} = \sqrt{3}\cdot 0{,}38\cdot 385\cdot 0{,}8 = 202$ кВт, при расчетном $K_c = 0{,}6$ (см. табл. 2.1) это обеспечит P_y около 340 кВт.

Применение четырехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение до 1 кВ и прокладка их в воздухе снижает передаваемую мощность, не изменяя оценки. Два-три ввода на предприятие обеспечивают потребителей электроэнергии с присоединенной мощностью до 1000 кВА, т. е. обеспечивается передача мощности по 0,4 кВ до значения, когда возникает необходимость в установке трансформатора 10/0,4 кВ (появление 3УР).

Понятие «присоединенная мощность», сложившееся при реализации плана ГОЭЛРО, как основная расчетная и оплачиваемая величина потеряла свое значение при переходе к договорным отношениям, основанным на оплате заявленного получасового максимума нагрузки и израсходованной электроэнергии. Под присоединенной мощностью понимают мощность на 6УР присоединенных трансформаторов (для линий — их пропускную способность по нагреву) вне зависимости от места установки этих трансформаторов (сумма мощностей трансформаторов Т-2 — Т-5 вместе с пропускной способностью линии от Т-1 и линии Л-2 приведена на рис. 1.1).

Большая часть потребителей — мини-предприятий (около 90 % всех промышленных, сельскохозяйственных, строительных, транспортных предприятий и объединений, предприятий связи, материально-технического снабжения, торговли и общественного питания, коммунального хозяйства и бытового обслуживания, кооперативов и других объектов электрики) имеют нагрузку не выше 700 кВА, электроснабжение их осуществляется от 2УР, а присоединенная мощность менее 1000 кВА.

При увеличении нагрузки и невозможности передачи мощности по линиям 0,4 кВ (в городах, как правило, кабельным) устанавливают трансформаторы 10(6)/0,4 кВ. Обычно это двухтрансформаторные подстанции 2×630 или 2×1000 кВА (см. рис. 2.5). Для удаленных и обособленных потребителей, имеющих небольшую плотность нагрузки, можно устанавливать трансформаторы меньшей мощности: 25, 40, 63, 100, 250, 400 кВА (при их выборе учитывают ограничения на потери и отклонения напряжения, которые относительно велики в сетях 0,4 кВ). Применяется и установка трансформаторных подстанций различной мощности, имеющих соединение на низкой стороне через магистрали или 1УР. При числе трансформаторов свыше шести возникает экономическая целесообразность сооружения распределительной подстанции РП 10(6) кВ.

Мелкие предприятия. При питании предприятия от трансформаторов 3УР происходит совмещение уровней 3УР $\cap$ 6УР. Само предприятие в этом случае относят к мелким (малым), и количество их около 10 % от общего числа объектов электрики (теоретически — 9 %). Нагрузка предприятия до 3000–5000 кВт при присоединенной мощности трансформаторов свыше 1000 до 8000 кВА. На мелких предприятиях возникает разветвленная сеть 2УР и появляются инженеры-электрики, обслуживающие щит низкого напряжения от

автоматического выключателя АВМ (см. рис. 2.5) и вниз, включая 1УР. Высоковольтная часть, как правило, вместе с трансформатором обслуживается электроснабжающей организацией (на мини-предприятиях обслуживание по договору шкафов осуществляется сторонними организациями). Для питания трансформатора мощностью 1000 кВА при напряжении 10 кВ длительный ток согласно (2.1) обеспечивается с помощью кабеля сечением 10 мм^2. Поэтому к каждому из трансформаторов 3УР прокладывают один кабель, сечение которого зависит от механической прочности (в блоках — не менее 95 мм^2) и токов короткого замыкания (на многих заводах — не менее 70 мм^2 по термической стойкости). Другими словами, кабель к трансформаторам 3УР выбирают с учетом большого запаса по нагреву.

Среднее предприятие. С появлением РП 10(6) кВ предприятие превращается в среднее, что означает организацию 4УР при совмещении 4УР $\cap$ 6УР (как правило, происходит переключение на РП всех собственных трансформаторов). Количество средних предприятий составляет около 1 %. Мощность секции РП 10 кВ определяется в зависимости от высоковольтного выключателя, установленного на вводе и пропускающего обычно 1000 или 1600 А, и от подводимых кабелей, число которых конструктивно принимают не более четырех, а сечение каждого — не более 185 мм^2. При прокладке кабелей 4×150 мм^2 на ввод (на рис. 2.4 указано два кабеля) с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной изоляцией и изоляцией нестекающими массами в свинцовой или алюминиевой оболочке при допустимом длительном токе 275 А при прокладке в земле общая передаваемая мощность на секцию без понижающих коэффициентов составит при $\cos\varphi = 0{,}9$, загрузке секции 0,7 и напряжении 10 кВ около 12 МВт, при напряжении 6 кВ и $I_р = 300$ А — около 9 МВт. Нагрузка на подстанцию в целом на 10 кВ — порядка 15 МВт (на 6 кВ — 10 МВт).

Крупное предприятие. Наличие трех и более РП приводит к необходимости, если отсутствует возможность электроснабжения на генераторном напряжении, сооружения одной-двух ГПП с совмещением некоторых РП с РУ главной понизительной подстанции. Такое предприятие считается крупным (их около 0,1 %). В этом случае ОРУ 110 кВ и трансформаторы 110/10 кВ могут обслуживаться энергосистемой или начинающим функционировать участком сетей и подстанций. На предприятии образуются разветвленные распределительные сети, формируются отдельные районы электроснабжения.

Для крупных предприятий (с нагрузкой свыше 100 МВт) характерно обязательное сооружение районной подстанции (иногда нескольких — см. рис. 2.1. и 2.2.), собственной или районной ТЭЦ. Различие между крупным и средним предприятиями качественное и заключается в том, что напряжение 110 кВ и выше становится для электрики обычным рабочим: производятся переключения и другие эксплуатационные действия с оборудованием и линиями. Распределительные сети характеризуются большими кабельными потоками: сооружением кабельных туннелей, каналов, эстакад, блоков; мощными шинопроводами 10(6) кВ. Прокладываются кабели 110 кВ и выше, воздушные

линии 110 кВ становятся разветвленными. Возникают цех сетей и подстанций с трансформаторно-масляным хозяйством и центральная электротехническая лаборатория (ЦЭТЛ). Районы электроснабжения ориентируются на технологические производства и в большой степени функционируют самостоятельно. По существу каждый район превращается в среднее предприятие. Крупные предприятия единичны и в каждой отрасли известны.

Особо крупные предприятия — предприятия с нагрузкой, приближающейся (а иногда и превосходящей) к 1000 МВт. По параметрам они не отличаются от энергосистемы, математически равномощны. Происходят качественные изменения и возникают вопросы построения таких систем, обычно изучаемых по специальности «сети и системы» и рассматриваемых в данном учебнике лишь в части, относящейся к электроснабжению.

Деление предприятий на мини, мелкие, средние, крупные и в некоторых случаях на особо крупные позволяет конкретизировать основные требования к системам электроснабжения и увязать их с техническими условиями энергосистем. Решение по электроснабжению, принимаемое для какого-либо уровня, затрагивает лишь частично следующий уровень, а иногда один из элементов еще и следующего за ним уровня. Например, подключение мини-предприятия с максимальной нагрузкой 50 кВт (что соответствует кузнечному участку — 5ШР на рис. 2.5, $P_н$ = 93 кВт, $I_р$ = 83 А) обычно требует определения места (точки) подключения на щите низкого напряжения трансформатора 10/0,4 кВ, реже — замены трансформатора на следующий габарит, еще реже — установки нового с оборудованием ячейки на РП 10 кВ или изменения зашиты в действующей ячейке. Такое подключение, образно говоря, не требует сооружения Саяно-Шушенской ГЭС, где каждый агрегат имеет мощность 640 МВт. Нормальным считается, если затраты (капитальные вложения) на следующий уровень составляют около 10 %, от проектируемого уровня.

После получения технологических сведений о составе проектируемого объекта (это может быть часть предприятия или даже отдельный электроприемник 1УР) и предварительного генплана (плана размещения) производят оценку и систематизацию потребителей электроэнергии, которую осуществляют обычно по следующим основным эксплуатационно-техническим признакам: производственному назначению и связям, режимам работы, мощности, напряжению и роду тока, территориальному размещению, требованиям к надежности электроснабжения, стабильности расположения электроприемников. При проектировании электроснабжения предприятия потребитель обсчитывает каждый объект (здание, сооружение, участок, помещение, линия, агрегат и др.), выделенный технологом.

Надежность электроснабжения определяется числом независимых источников питания и схемой электроснабжения. По надежности электроснабжения в соответствии с требованиями ПУЭ электроприемники разделяют на три категории.

К *I категории* относят электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный

ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Примеры электропотребителей I категории: котлы-утилизаторы, насосы водоснабжения и канализации, газоочистки, приводы вращающихся печей, печи с кипящим слоем, газораспределительные пункты, станы непрерывной прокатки, водоотлив, подъемные машины, вентиляторы главного проветривания, вентиляторы высокого давления и обжиговые, аварийное освещение.

Из состава I категории выделяют особую группу электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства в целях предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования. В качестве примеров электроприемников особой группы для черной металлургии можно назвать электродвигатели насосов водоохлаждения доменных печей, газосмесительные станции воздухонагревателей, насосы испарительного охлаждения основных технологических установок.

Во *II категорию* входят электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного числа городских и сельских жителей.

К *III категории* относят все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категорий. Это главным образом различные вспомогательные механизмы в основных цехах, цеха несерийного производства.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания от другого (на время действия АВР).

Независимым источником питания называется источник, на котором сохраняется регламентированное напряжение при исчезновении его на другом или других источниках питания. К числу независимых источников питания относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении двух условий: 1) каждая из секций или систем-шин в свою очередь имеет питание от независимого источника; 2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин.

Электроприемники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых, взаимно резервирующих источников питания. Для электроприемников II категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания с помощью дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Для электроприемников III категории электроснабжение может быть от одного источника питания при условии, что перерывы, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не более 1 суток.

Главная понизительная подстанция считается одним источником, если питается по одной двухцепной линии, и двумя источниками, если питается по двум одноцепным линиям (на разных опорах) или по двум кабельным линиям, проложенным по разным трассам. ТЭЦ можно принять за несколько источников питания, если при выходе из строя генератора или при аварии на секции остальные секции (генераторы) продолжают работать.

Отдельная трасса для кабельной линии — это отдельные (самостоятельные) траншея, блок, туннель (для последнего случая отдельной трассой можно назвать прокладку в трехстенном туннеле). Электроснабжение потребителей I категории должно осуществляться от двух независимых источников по отдельным трассам.

Категории — одно из ключевых условий, определяющих схему электроснабжения. Очевидна возможность неоднозначного толкования таких определений. Концептуально они существенно отличаются от определенных (подсчитанных) в первой научной картине мира (длительно допустимые токи, размеры, расстояния, проходы и другие), а потому однозначно обязательных для исполнения (как и величины приемосдаточных испытаний, основанные на вероятностных представлениях).

Так как категорирование есть формализация на качественном уровне проявления ценологических свойств реальности, то электрик на практике должен опираться на следующие ценологические представления:

1. Опасность, повреждение, брак, расстройство, нарушение в формулировке ПУЭ есть конвенционные понятия. Определять последствия, а следовательно, и категорию могут и должны технологи (администраторы). Электрик выступает как специалист в своей части, участвующий в составлении документа, определяющего категории электроприемников и, что правильнее, потребителей (такой документ должен быть у электрика до события, в нем же должна быть указана величина затрат на повышение надежности электроснабжения, если она признается недостаточной). Многочисленные попытки составить такой документальный перечень, сделать его нормативным, включающим стоимостную оценку последствий, из-за ценологического запрета окончились неудачей. В справочной литературе имеются подобные перечни, но юридической силы они не имеют;

2. Технологи должны допускать возможность ценологического стечения обстоятельств, сколь бы не была мала его вероятность, которое приведет к полному отключению (погашению) любого потребителя I категории и особой группы. И для безаварийного останова следует использовать все возможное — механическую энергию тяготения, как в водонапорной башне; действие пружин, как в механизме поворота и т. д.

Иерархия уровней должна обеспечивать требования к надежности на каждом из них — от 6УР и ниже. ПУЭ нормирует категорию электроприемника.

Но начиная от 2УР речь идет уже о потребителях. Отдельный электроприемник, например электродвигатель пушки доменной летки, обеспечивающий технологический процесс, но не имеющий технологического резерва, не может быть отнесен к особой категории. Если технологами устанавливается одна машина с электрическим приводом, который запитывается от шин щита низкого напряжения или шин высоковольтного РУ по одному кабелю, то такой потребитель не может быть отнесен к потребителям особой категории. Вероятность отказа механической части технологического агрегата, собственно электродвигателя, коммутационной аппаратуры, аппаратуры управления, питающих и контрольных кабелей не зависит от надежности системы электроснабжения.

Анализируя схему 6УР (см. рис. 1.2), можно заметить меньшую надежность районной подстанции «Лесная»: она питается от линии 220 кВ, соединяющей две другие районные подстанции, и не может рассматриваться как самостоятельный источник питания.

Надежность электроснабжения электроприемников I категории для потребителей мелких и мини-предприятий обеспечивается сверху. При устройстве перемычек и автоматических переключений для соединения вводов 2УР, питающихся от разных трансформаторов, следует исключить возможность подачи напряжения снизу на линии и трансформаторы и соединение на параллельную работу через сети 0,4 кВ разных секций РП и ГПП. Такое соединение повышает опасность попадания под напряжение и создает возможность протекания уравнительных и аварийных токов через соединение на 2УР.

При проектировании, построении и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий следует предусматривать гибкость системы и оптимизацию параметров путем выбора номинальных напряжений, условий присоединения к энергосистеме, определения электрических нагрузок и требований к надежности и качеству электроснабжения, рационального выбора числа и мощности трансформаторов, схем и конструкций распределительных и цеховых электрических сетей, средств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения, системы обслуживания и ремонта электрооборудования. Эти задачи непрерывно усложняются из-за роста общего количества электроприемников, увеличения их единичных мощностей, использования электроэнергии непосредственно в технологических процессах.

Схемы питания крупных цехов и объектов, проектируемых отдельными комплексами, должны быть увязаны с общей схемой электроснабжения завода. Схему следует строить так, чтобы все ее элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии или плановом ремонте оставшиеся могли принять на себя нагрузку, обеспечив функционирование основных производств. В период послеаварийного и ремонтного режимов элементы сети могут быть перегружены в пределах, допускаемых ПУЭ. Следует предусмотреть ограничение токов КЗ предельными уровнями, определяемыми на перспективу, и мероприятия, обеспечивающие снижение потерь энергии.

При определении объема резервирования и пропускной способности системы электроснабжения не следует учитывать возможность совпадения плано-

вого ремонта элементов электрооборудования и аварии в системе электроснабжения, за исключением случаев питания электроприемников особой группы. Следует, как правило, применять схемы электроснабжения с глубокими вводами, когда источники напряжения максимально приближены к потребителям электроэнергии. При построении схем электроснабжения можно предусматривать параллельную работу линий, трансформаторов и секций шин подстанций.

Выбор схем (магистральные или радиальные) и конструктивного выполнения (воздушные или кабельные) линии 110 кВ и выше для 5УР определяется технико-экономическими сравнениями с учетом особенностей данного предприятия, электрической нагрузки, взаимного расположения районных подстанций и ГПП, ожидаемой перспективы развития существующей схемы электроснабжения, степени загрязненности атмосферы, возможности прокладки коммуникаций к ГПП. Связи заводских сетей напряжением 110 кВ и выше с энергосистемой должны осуществляться таким образом, чтобы при выходе из строя одной из питающих линий РП 110 кВ или ГПП 220/110 кВ оставшиеся в работе линии 110 кВ и выше покрывали всю нагрузку предприятия. При выходе же из строя одного из источников питания (ТЭЦ или УРП) оставшиеся в работе источники питания должны обеспечить покрытие питания основных потребителей, включая потребителей I категории.

Выбор пропускной способности линий, питающих предприятие, ГПП, РП, должен производиться с таким расчетом, чтобы в аварийных и ремонтных режимах исключалось ограничение нагрузки как основных, так и вспомогательных цехов и объектов. При этом в аварийных режимах должны полностью использоваться резервные связи на всех напряжениях, а также допустимая перегрузка оборудования и сетей.

Электрики должны выдавать задания, чтобы при проектировании генеральных планов предприятий, а также цехов и объектов учитывались требования рационального размещения электротехнических сооружений, линий электропередачи (включая кабельные сооружения) и других электрических коммуникаций.

Проанализируем состояние электроснабжения за следующие периоды: 1) с 30-х до конца 50-х годов; 2) с 50-х до конца 80-х; 3) после 1998 г. по настоящее время.

В первом периоде (с 30-х до конца 50-х) годов электроснабжение крупных (и отдельных) заводов осуществлялось от собственных ТЭЦ, располагаемых в центре нагрузки: средних и мелких — от районных ТЭЦ или сетей энергосистем по ограниченному количеству вводов. Широко применялись однотрансформаторные подстанции, распределительные подстанции с одной секцией, магистральные схемы распределения электроэнергии. Существующие способы расчета электрических нагрузок и выбор электрооборудования обеспечивал коэффициент мощности по предприятию 0,85 при питании на генераторном напряжении, 0,92–0,95 при питании от сетей энергосистемы и близкую к номинальной загрузку всех элементов систем электроснабжения: в

1936–1950 гг. на 1 кВт нагрузки устанавливалось 1,1 кВА трансформаторной мощности 6/0,4 кВ и 1,3 кВА трансформаторной мощности с более высоким напряжением.

Второй период, закончившийся в конце 80-х годов, совпал с курсом на создание Единой электроэнергетической системы и строительством крупных электростанций. С учетом величины мощности электроприемников, устанавливаемых технологами, теоретических исследований по расчету нагрузок и на основании вывода о возрастании значений коэффициента спроса и продолжительности использования максимума нагрузки при широком внедрении поточного производства и его автоматизации расчетную максимальную нагрузку строящихся предприятий принимали в пределах (1000÷1700)—(1500÷2500) МВт.

Электроснабжение крупных заводов на уровне энергосистем стало осуществляться более чем от двух источников питания (под источником питания подразумевали в целом ТЭЦ или районную подстанцию энергосистемы). Из-за единичной мощности генераторов (150, 200, 300 МВт) значение генераторного напряжения перестало соответствовать напряжению четвертого уровня, и выдача электроэнергии на УРП стала производиться по блочной схеме или благодаря сооружению на ТЭС РУ 110 кВ. Таким образом, переход к строительству ТЭС ликвидировал главное достоинство ТЭЦ: надежность и экономичность схемы электроснабжения завода. Быстро выросло число главных понизительных подстанций и подстанций глубокого ввода, различия между которыми стали несущественными. Практически с каждым цехом сооружалась ГПП, а для прокатного цеха число их достигло четырех. Большинство ГПП выполняли двухтрансформаторными и по упрощенным схемам: с глухим присоединением к трансформатору без коммутационной аппаратуры, с ремонтными разъединителями или отделителями на вводах, с отделителями и короткозамыкателями. Распределительные устройства РУ 10(6) кВ по возможности совмещали с РУ цеховых подстанций. На стороне 10(6) кВ ГПП применялась одинарная секционированная по числу обмоток трансформаторов (ветвей сдвоенных реакторов) система сборных шин. С учетом систематически случающихся аварийных отключений по стороне 110 и 220 кВ (два-пять за год) вернулись к установке выключателей на стороне высокого напряжения (присоединение трансформаторов ГПП к магистральным линиям 110–220 кВ путем глухих отпаек с помощью отделителей и короткозамыкателей неприменимо для питания ответственных потребителей).

Получили широкое распространение различные комплектные устройства:

1. Комплектное распределительное устройство (КРУ) в сетях 10(6) кВ со шкафами на номинальные токи 630–3200 А и номинальные токи отключения 20 кА (КРУ 2-10, КХII), 31,5 кА (КР 10/500) и в отдельных случаях КРУ со шкафами на номинальные токи до 5000 А и токи отключения 58 кА (КР 10-Д9). В КРУ устанавливали маломасляные выключатели (в основном типов ВМП и ВМГ с отключаемой мощностью 850 МВА при 10 кВ), а при необходимости частых коммутаций — выключатели с электромагнитным гашением дуги.

2. Комплектные трансформаторные подстанции 10(6)/0,4 кВ с трансформаторами мощностью 250–2500 кВА. Исполнение трансформаторов в КТП: сухие, масляные, заполненные негорючей жидкостью.

3. Комплектные конденсаторные установки (ККУ) для компенсации реактивной мощности в сетях с неискаженной синусоидальной формой кривой напряжения без резкопеременного графика реактивной нагрузки.

4. Комплектные полупроводниковые выпрямительные подстанции и установки (КПП, КПВП, КПУ) для питания сетевых нагрузок на напряжение 230 и 460 В и питания специальных электроприемников.

5. Комплектные симметричные экранированные токопроводы 10 кВ на номинальные токи до 3200 А (серии КСТП и ТКС-10).

Третий период, ощутимо проявившийся после 1998 г., при начале роста промышленного производства, характеризуется, прежде всего, утратой абсолютного монополизма электроэнергетики. В частности, это касается отмены «Правил пользования электрической и тепловой энергией», где наряду с необходимыми техническими указаниями содержались требования, ставящие потребителя в неравные с энергосистемой условия (противоречащие Гражданскому Кодексу РФ).

Предприятия (и крупные и мелкие) стали сооружать собственные генерирующие мощности, стремясь повысить надежность собственного электроснабжения и снизить зависимость от электроэнергетики (ранее без согласования с Минэнерго этого нельзя было делать). Учитывая непрерывный рост тарифов электроэнергии, потребители фактически занялись энергосбережением, включая использование вторичных энергоресурсов и возобновляемых источников электроэнергии. Если в 1970–1995 гг. электропотребление опережало рост продукции (удельные расходы электроэнергии и электроемкость продукции росли), то восстановление промышленного производства не привело к прежним объемам электропотребления. Переход на медь, отказ от излишнего резервирования трансформаторной мощности (от обязательных двухтрансформаторных КТП), завышение сечения кабельных и воздушных ЛЭП, внедрение индивидуального частотного регулирования электропривода, более широкое использование электричества для термических целей, внедрение автоматизированных комплексных систем учета электроэнергии, замена устаревшего оборудования и сетей, увеличение доли импортного оборудования меняют общий подход к построению системы электроснабжения. Имеет место большая индивидуализация проектов, т. е. осуществляется отказ от обязательных стандартных решений.

Переход к энергосбережению неизбежно ведет к изменению стиля мышления (оно должно стать системным), что однозначно требует новых критериев при построении системы электроснабжения крупных и средних предприятий, районов и городов. Необходимо осознать, что система определяет решения, которые в свою очередь зависят от решений, принятых вышестоящими организациями. Для мини-предприятий, а также частично для мелких не требуется системного подхода. Шкаф, кабель, параметры электроснабжения выбирают под конкретный электроприемник и участок.

Сначала принимается решение о строительстве, например электроремонтного цеха, схема электроснабжения которого определяется ЗУР (см. рис. 2.5), а затем определяется, будет ли установлен в цехе фрезерный станок и какой именно, будет ли он питаться от ЗУР или от какого-либо ШР второго уровня. Само решение о цехе нельзя принимать, например, на основе полного списка установленных электроприемников. За годы обоснования и согласований, проектирования и строительства список может значительно измениться. Следовательно, для принятия решения нужны некоторые определяющие (основные и вспомогательные) критерии, которые устойчивы во времени и на которые следует опираться.

2.3. Ценологические ограничения построения и функционирования электрического хозяйства

Лишь в последние десятилетия в электричестве применительно к цеху, предприятию, отрасли были сформулированы два казалось бы простых (ранее почему-то не сформулированных) вопроса: 1) можно ли обеспечить однообразие (унификацию и стандартизацию) установленного электрооборудования, схем и сетей; 2) возможна ли одинаковость нагрузок, общих и удельных расходов электроэнергии для однотипных производств (равенство норм). Вопросы можно обобщить, распространив их на структуру всех установленных и ремонтируемых единиц техники (включая специализированные централизованные службы главного электрика), на всю систему расходов, затрат и получаемых результатов.

Однообразие и одинаковость оказались, и это вытекает из ценологической теории, неизбежным условием быстрой индустриализации. В 1930 г. были рекомендованы к установке лишь несколько типоразмеров (видов) электрических машин для массового электропривода; чуть позже начали выходить указания по проектированию подстанций и сетей малой мощности (так называли внутризаводское электроснабжение); в 1938 г. был предложен для расчета электрических нагрузок метод упорядоченных диаграмм.

Но к 50-м годам разнообразие электрооборудования и решений по электроснабжению захлестнуло страну, неудовлетворительными оказались системы нормирования электропотребления и расчета электрических нагрузок. До 1951 г. выпускали девять различных серий асинхронных электродвигателей до 100 кВт, затем они были заменены единой серией А-АО. Позже был упорядочен ряд силовых трансформаторов (например, вместо трансформаторов 560 и 750 кВА стали выпускать 630 кВт), который действует и поныне. Было доказано, и это вошло в учебники по электроснабжению, что на одном предприятии следует устанавливать не более двух типоразмеров (видов трансформаторов). В 60-е годы были разработаны нормы расхода электроэнергии для всех отраслей, утверждена методика расчета электрических нагрузок. В 70-х годах получила завершение детализированная по видам оборудования и режимам работы система ППР —

планово-предупредительного ремонта, с некоторыми различиями утвержденная во всех отраслях.

Созданная в 30–80-х годах система электрооборудования, электроснабжения, электроремонта (электрика), опирающаяся на представления первой научной картины мира, казалось, строго представима (математически описана), предсказуема, рассчитываема, контролируема.

Однако на практике удельные расходы электроэнергии (электроемкость ВВП) оказались в 3 раза выше, чем в развитых странах (см. гл. 19); загрузка силовых трансформаторов 20–40 % (встречается и до 10 %); в черной металлургии 100 тыс. отремонтированных электродвигателей имели среднегодовую повторяемость поступления в ремонт 4,6 (это значит, что двигатель определенного наименования и мощности, пришедший в ремонт, пересечется, «встретится» с себе подобными (такого же вида) только лишь в следующем квартале).

Устойчивость факта многообразия была подтверждена на 1000 выборках и генеральных совокупностях большинства отраслей страны, охватывающих свыше 2,5 млн единиц (особей) электрооборудования. Принципиально важно, что показатель, характеризующий разнообразие двигателей, оставался в пределах, предсказываемых ценологической теорией, в XX веке и остается сейчас.

Приведем пример электроснабжения, касающийся трансформаторов. Так, для строящегося завода (решение XXIII съезда КПСС, постановление ЦК и Совмина) было предписано устанавливать трансформаторы 10/0,4 кВ только 1000 кВА. После пуска первой очереди оказалось, что 541 эксплуатируемый трансформатор представлен 48 типоразмерами (и это при самой активной деятельности проектировщиков), в том числе:

P, кВА	1000	40; 800 и др.	180	1250	560	400	1600	630
n, шт	263	6	15	16	21	22	23	30

Конечно, трансформаторы 1000 кВА превалируют, но только (нарушена кривая H-распределения) через 25 лет (к 2002 г.) в результате фактических условий эксплуатации характеристический показатель пришел в «норму»).

Рассмотрим явление подробнее. Пусть на предприятии установлено 11 трансформаторов так, что задействован весь стандартный ряд мощностей силовых трансформаторов:

№ трансф.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$S_{ст}$, кВА	25	40	63	100	160	250	400	630	1000	1600	2500
$S_{ср}$, кВА	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615
Рекомендуемое значение, кВА	–	–	–	630	630	1000	1000	630	630	1000	1000

Сложив мощности, можно найти требуемую среднюю и установить только

ности не меняет вывода). Это предельный случай, к которому стремились ранее всегда при построении схемы электроснабжения. Рекомендуемый вариант устанавливать по два типоразмера (вида) не меняет принципиального вывода, что для крупного предприятия существует некоторое фундаментальное ограничение, которое не позволяет осуществить однообразие. Важно, что для мелких предприятий ЗУР и части средних 4УР унификация осуществима. В этом случае полезно возвратиться к реальным схемам электроснабжения (см. рис. 2.1 и 2.2) крупных предприятий, где необходимость унифицировать трансформаторы ГПП, казалось бы, должна была проявиться в большей степени.

Рассмотрим особенности ценологического подхода не для электрической части какого-либо технологического объекта, из-за незнания большинства рассматриваемых технологий, а на примере — 2—3-х комнатной квартиры (не молодоженов и не новоселов).

Выполним анализ ценологических ограничений по данным электрики квартиры (номера расположены по уменьшению частоты встречаемости электроприемников в 20 обследованных квартирах):

1. Часы
2. Люстра
3. Лампа подвесная
4. Калькулятор
5. Бра
6. Настольная лампа
7. Фонарь карманный
8. Телевизор
9. Утюг
10. Елочная гирлянда
11. Фен
12. Кипятильник
13. Паяльник
14. Холодильник
15. Звонок
16. Стиральная машина
17. Щипцы
18. Видеомагнитофон
19. Пылесос
20. Чайник
21. Ночник
22. Дрель
23. Вентилятор
24. Кофемолка
25. Миксер
26. Тостер
27. Торшер
28. Бритва
29. Кофеварка
30. Плита
31. Радиоприемник
32. Грелка
33. Зажигалка
34. Самовар
35. Машинка стрижки
36. Микроволновая печь
37. Елочная звезда
38. Водонагреватель
39. Мобильный телефон
40. Зарядное устройство
41. Лампа в аквариуме
42. Радиатор
43. Компьютер
44. Мясорубка
45. Видеокамера
46. Елочное украшение
47. Принтер
48. Соковыжималка
49. Швейная машинка
50. Лампа машинки
51. Озонатор

На примере квартиры мы констатируем некоторый умопостижимый (intelligible) и чувственно воспринимаемый (sensible) абстрактный объект. Он существует в нашем воображении (виртуально) и в реальном пространстве и времени (здесь и сейчас); состоит из дискретных элементов, каждый из которых своеобразен, индивидуален, имеет паспорт и номер, т. е. это есть своеобразная техническая особь, относимая к тому или иному виду, марке, модели, типоразмеру. Каждая особь потребляет ресурсы (в нашем случае электрическую энергию и мощность), которые являются величиной непрерывной.

Ставится вопрос: можно ли, не глядя на счетчик, рассчитать электропотребление за любые сутки, месяц, год; максимальную и среднюю мощность?

Оценим количество элементов-особей. Очевидно, что приведены не особи,

а наименование из ряда вид—ряд—семейство. Так, электрических часов всегда много (встроенные в компьютер, например), как и лампочек в елочной гирлянде. Нужно уяснить следующее: 1) перечень не полон (все вспомнить невозможно), пополняем во времени, изменчив на протяжении года; 2) требуются большие усилия, чтобы для каждой особи найти паспорт и установить рабочую электрическую мощность; 3) совсем нельзя с приемлемой ошибкой сказать, сколько часов в месяц, квартал, год и в каком режиме (теория ценозов это запрещает) в данной квартире работает данная особь-электроприемник.

Таким образом, нельзя точно указать, сколько и каких штук-особей и какого вида установлено в текущую минуту и будет установлено (или исчезнет) через год-два. Но можно допустить, что все, что появится, можно пронумеровать по порядку числами натурального ряда. Это означает, что мы имеем дело с практической бесконечностью, или — с практической счетностью.

Поговорим об идентификации. Можно ли настольной лампой (6) заменить лампу в аквариуме (41) или лампу швейной машины (50)? Ответ на подобный вопрос означает, что вы разобрались в технологическом оборудовании. Можно ли исключить фонарь электрический из рассмотрения? А если он с подзарядкой? А если нет, решена ли проблема с подзарядкой батареек? Но, ведь есть ряд строчек, характеризуемые ваттами, а есть плита с регулировкой от сотен Вт до 5 кВт. Мелкие позиции (как лишние) можно исключить из электрических расчетов (на практике проектирования так и делают). Но это теоретически означает, что вы взяли на себя право сказать можно-нельзя, не имея доказательств количественно определяемым границам, т. е. вы сказали: это я не учитываю.

Посмотрим на электрическую квартиру как единое целое. Электрически все особи как электроприемники питаются от одной сети. Но связаны ли они и как? Елочная звезда (37) и гирлянда (46) связаны, вероятно, положительной корреляционной связью, а люстра и ночник — отрицательной. Для большинства строчек можно лишь предполагать связь режимов. Но связь имеется и не только одна, и чрезвычайно важно, что наполнение электрики квартиры осуществляется под пристрастия. Точнее, купленая вещь ценой и дизайном определяет другую вещь и уничтожает какую-то. Образуется своеобразное сообщество (техноценоз), состоящее из слабо связанных и слабо взаимодействующих изделий, выделяемое как единое целое. Выбор изделия (покупка) во многом случаен, но в целом ценоз диктует свое построение и развитие (это и называют самоорганизацией).

Можно говорить о двух следствиях: 1) любая квартира (ценоз) индивидуальна; изделия-особи одного вида неразличимы в пределах паспортных характеристик (в момент изготовления), индивидуализируясь по режимам при эксплуатации; 2) для квартиры (ценоза) принципиально не может существовать документация, которая адекватна всему существующему (включая размещение).

Если выделение электрической цепи (или ее части) не вызывает проблем, то выделить ценоз (включая квартиру в многоквартирном доме) не так просто,

так как он не имеет четких и очевидных границ. Речь идет о договорном (конвенционном) выделении. Применительно к предприятию границы ценоза — в пределах генплана; другие границы — для электрической, теплосиловой, водоснабжения и остальных хозяйств и производств, с которыми не совпадают штатные, финансовые, транспортные границы. Ценологические границы в пределах одного электрического хозяйства не совпадают — одна для электроснабжения, другая для электроремонта, третья для диспетчеризации и т. д.

Наконец, время жизни квартиры (ценоза) бесконечно велико относительно времени выпуска изделия как вида и времени эксплуатации особи. Именно в результате этого осуществляется материальная сторона информационного отбора: формируется оценка-мнение, затем реализуемое при изготовлении (покупке): хорошо-плохо.

Для учета ценологических ограничений необходимо исследовать структуру установленного (ремонтируемого) электрооборудования и структуру электропотребления. Ключевые понятия ценологической теории следующие: ценоз, исследуемое семейство изделий (оборудования), элемент-особь, вид, каста; видовое, ранговидовое и ранговое по параметру H-распределение.

Применительно к электрическим машинам отдельным видом будем считать электрическую машину, имеющую совпадающие количественную и качественную характеристики: максимальную мощность и наименование серии (типа), например вид 28А. В этом случае двигатели А71-2, А72-4, А81-6, А82-8 будут одного вида (пример как исторический и неоднократно воспроизводимый сохранен: наименование — асинхронный с короткозамкнутым ротором, залитый алюминием, единой серии электрический двигатель в брызгозащищенном — А или в закрытом обдуваемом — АО исполнении). Для трансформатора вид — ТМ-1000. Каждый элемент ценоза помечается парой чисел: номером $u = 1, 2, ..., U$, где U — число элементов-особей одного семейства, образующих перечень особей — текст T, и номером вида $s = 1, 2, ..., S$, где S — число видов, образующих словарь объемом V. Особи одного вида образуют популяцию. Виды, каждый из которых представлен равным количеством особей, образуют касты. Каста — множество, образованное популяциями одинаковой численности.

Распределение видов (распределение популяций по кастам) описывает соотношение количества видов и численность каждого вида и служит теоретической основой ценологического подхода. Устойчивость видового распределения характеризуется некоторым видовым распределением, называемым гиперболическим H-распределением.

Таблица видового распределения может быть получена из текста T непосредственно, если выбрать вначале все популяции, состоящие из одной особи a_1, это они образуют первую касту $k = 1$, общее число видов в которой $w_1 = 11$ (табл. 2.2), численность особей в касте $a_1 w_1 = 11$. Затем выбирают все виды, представленные двумя особями: $k = 2$, $a_2 = 2$, $w_2 = 4$, $a_2 w_2 = 8$; затем — тремя и т. д. Последовательность w_i называется эмпирическим видовым распределением $\Omega(w_i)$. Число строк в табл. 2.2 равно числу каст k.

Таблица 2.2. Видовое распределение численности популяций электродвигателей по кастам

k	$a_i = i$	w_i	$a_i w_i$	ω	Перечень видов
1	1	11	11	0,4582	12 ДП; 22 МТ; 100 А; 200 П; 250 СД; 7,5 МРТ; 2,2 4А; 7,5 МТК; 110 П; 75 МА; 12 А
2	2	4	8	0,1667	7,5 АО; 3 АОЛ; 1,4 АРФ; 30 АО
3	3	2	6	0,0833	7 АО
4	4	1	4	0,0417	0,6 АОЛ
5	5	2	10	0,0833	16 МТВ; 1 АРП
6	7	1	7	0,0417	10 АО
7	9	1	9	0,0417	1,7 АОС
8	16	1	16	0,0417	2,8 АО
9	24	1	24	0,0417	4,5 АО
Всего		$s = 24$	$u = 95$	1,0000	

Обозначим через N_0 самую мощную популяцию, и на основе табл. 2.2 получим очевидные соотношения для объема словаря

$$V = |S| = \sum_{i=1}^{N_0} w_i, \tag{2.2}$$

длина текста

$$T = |U| = \sum_{i=1}^{N_0} i w_i. \tag{2.3}$$

а относительная частота появления касты, определяемая эмпирически $\omega_i = w_i / V$, описывается уравнением непрерывной кривой

$$\omega = A/x^{\alpha}, \tag{2.4}$$

где $1 > A > 0$, $\alpha > 0$ — константы.

Видовое распределение отличается характером изменения w_i. Достаточно полно распределение описывается обобщающими показателями S, U, K, w_1, N_0 (S, U — количество видов и особей; K — число каст; w_1, N_0 — значение первой и последней точки гиперболической кривой видового H-распределения). Устойчивую зависимость показывают $w_i(S)$, $S(U)$, $\Omega(x)$. Непрерывная кривая H-распределения, используемая в качестве аппроксимирующей зависимости при обработке эмпирических распределений (см. рис. 2.11, *а*), в общем виде описывается формулой

$$\Omega(x) = W_0/x^{1+\alpha}, \tag{2.5}$$

где $x \in [1, \infty[$ — непрерывный аналог мощности популяции i; α ($1 > \alpha > 0$) — постоянная распределения (характеристический показатель); $W_0 = AS$, $w_1 = [W_0]$; A — постоянная распределения, определяемая из условий нормировки:

$$A = \left(\sum_{i=1}^{\infty} i^{-(\alpha+1)} \right)^{-1} \tag{2.6}$$

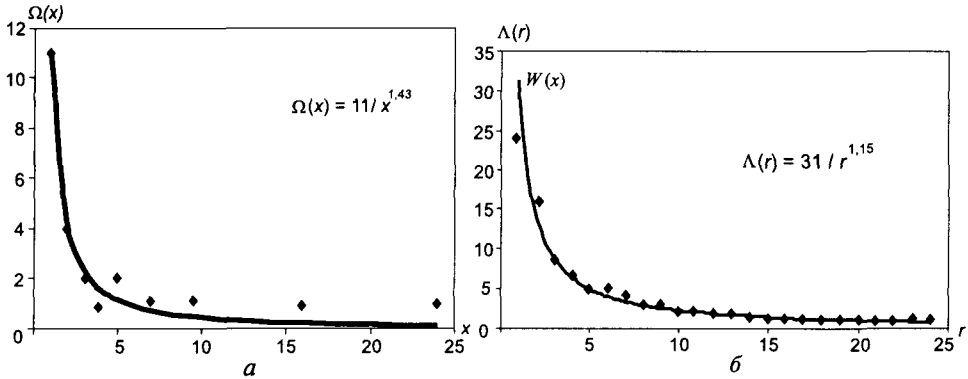


Рис. 2.11. Видовое (*а*), ранговидовое (*б*) *H*-распределения

Классификация перечня двигателей как особей текста T по видам двигателей позволяет составить таблицу ранговидового распределения, в которой виды располагают в порядке уменьшения численности их популяций. В табл. 2.3 приведено ранговидовое *H*-распределение $\Lambda(r)$ на примере электродвигателей [u_r — количество особей вида s_r, соответствующее рангу r; ранг вида s_r есть порядковый номер (номер строки)]. Последний номер S определяет объем словаря V; можно записать $V \equiv |S|$.

Ранговидовое распределение (рис. 2.11, *б*)

$$\Lambda(r) = B/r^{\beta}, \qquad (2.7)$$

где $\beta > 0$, $B > 0$ — константы ранговидового *H*-распределения. Очевидно, что длина текста $T = \sum u_r$ и объем словаря $V = \sum s_r$.

Видовое и ранговидовое распределение используют для изучения и управления структурой установленного и ремонтируемого электрооборудования (электроустановок), т. е. для дискретных величин. Но электрическое хозяйство, в том числе и система электроснабжения, характеризуется и непрерывными величинами (например, электропотребление, мощность, стоимости и затраты). В этом случае применяют гиперболическое ранговое *H*-распределение по параметру.

Пусть задано множество объектов, которое образует некоторую целостность (все подразделения одного предприятия или организации района, города; все предприятия одной отрасли или одного региона и др.) и которое соответствует ценологическим критериям. Каждый объект

Таблица 2.3. **Ранговидовое распределение электродвигателей-особей по повторяемости (встречаемости)**

r	u_r	Вид	r	u_r	Вид
1	24	4,5 АО	13	2	30 АО
2	16	2,8 АО	14	1	12 ДП
3	9	1,7 АО	15	1	22 МТ
4	7	10 АО	16	1	100 А
5	5	16 МТВ	17	1	200 П
6	5	1 АРП	18	1	250 СД
7	4	0,6 АОЛ	19	1	7,5 МТГ
8	3	7 АО	20	1	2,2 4А
9	3	6 МД	21	1	5,5 4А
10	2	7,5 АО	22	1	7,5 МТК
11	2	3 АОЛ	23	1	110 П
12	2	1,4 АРФ	24	1	75 МА

Таблица 2.4. **Удельный расход электроэнергии на производство проката, кВтч/т**

Комбинат (или завод)	$A_{уд}$	Комбинат (или завод)	$A_{уд}$	Комбинат (или завод)	$A_{уд}$
Отрасль в целом	121,6	Магнитогор. метиз	127,1	Чусовской	82,9
Верх-Исетский	3009,1	ОЭМК	122,7	Сарканайс	80,8
Ленинградский СПРЗ	655,2	Таганрогский	122,0	Кузнецкий	77,7
Новомосковский	560,3	Запорожсталь	118,5	Нижнетагильский	76,2
Сибэлектросталь	450,8	Красный Октябрь	115,8	Им. Петровского	75,5
Прециз. сплавов	397,1	Череповецкий	115,1	Днепропетровский	75,2
Новолипецкий	309,3	Миньярский метиз	112,5	Узбекский	75,0
Днепровалков	291,5	Магнитогорский	107,7	Донецкий	74,9
Выксунский	286,8	Молдавский	107,5	Донецкий	74,9
Серп и молот	274,5	им. Ильича	102,1	Тулачермет	72,5
Уфалейский	241,6	Н.Сергинский	101,2	Горьковский	66,6
Электросталь	232,0	Северский	97,2	Им. Серова	65,4
Нижнеднепровский	215,5	Западно-Сибирский	97,1	Гурьевский	63,7
Новосибирский	199,0	Енакиевский	96,9	Ашинский	62,6
Белорецкий	197,1	Им. Коминтерна	95,7	Краматорский	62,1
Днепроспецсталь	194,5	Белорусский	93,8	Азербайджанский	59,8
Щелковский	191,3	Криворожсталь	93,8	Салдинский	58,2
Одесский	186,8	Азовсталь	93,4	Златоустовский	54,5
Карагандинский	178,9	Амурсталь	92,2	Руставский	54,3
Лысьвенский	156,3	Макеевский	87,7	Алапаевский	50,8
Челябинский	136,2	Сулинский	87,2	Константиновский	36,4
Ревдинский метиз	133,5	ПЗМЗ	84,9		
Омутнинский	129,9	Коммунарский	83,8		

характеризуется одним или несколькими параметрами, выраженными численно. Определив параметр, можно упорядочить множество, расположив все объекты по порядку по мере уменьшения параметра, и получить гиперболическое ранговое *H*-распределение по параметру (табл. 2.4).

Применение математического аппарата ранговых *H*-распределений по параметру применительно к электропотреблению по видам продукции химического комбината приведено на рис. 2.12 (площадь под кривой *1* характеризует электропотребление предприятия в целом). Ранговые *H*-распределения по прокату генеральной совокупности предприятий черной металлургии показаны на рис. 2.13.

Математическое описание рангового *H*-распределения по параметру

$$W(r) = W_1/r^{\beta}, \tag{2.8}$$

где W_1 — максимальный параметр, которому соответствует ранг $r = 1$; β — ранговый коэффициент, характеризующий степень крутизны распределения.

Нормальный закон распределения можно представить в виде рангового распределения непрерывных величин. Особенность — хвост рангового распределения, который у нормального распределения быстро становится незначимым при рассмотрении значений больших «трех сигм» (гауссово распределение имеет «короткий хвост»). Ранговое *H*-распределение непрерывных величин имеет «длинный хвост», характеризующийся «саранчевыми объекта-

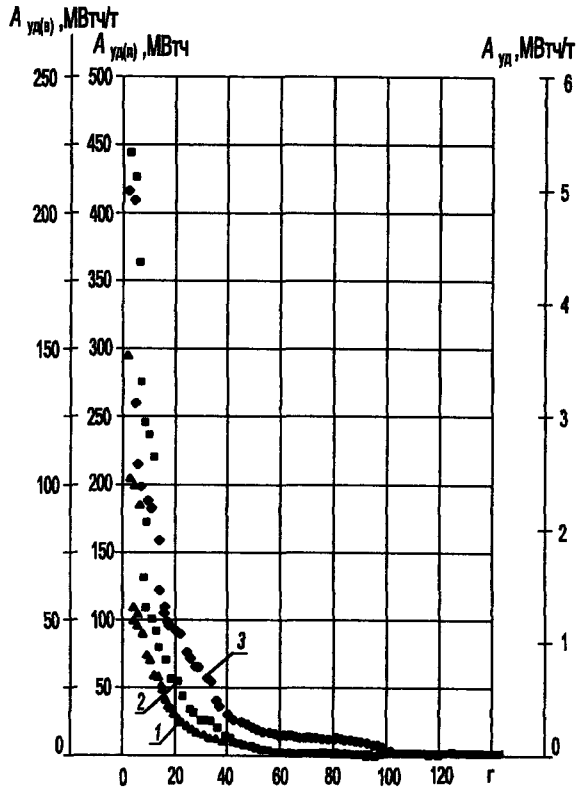


Рис. 2.12. Ранговое *H*-распределение по параметру:
1 — расход электроэнергии по цехам и производствам комбината, $A_п = 423/r^{0,68}$; *2* — общий расход электроэнергии на выпуск каждого из около ста видов продукции, $A_в = 444/r^{0,76}$; *3* — удельный расход электроэнергии на все выпускаемые виды продукции, $A_{уд} = 4997/r^{0,85}$

ми», что объясняется теоретически бесконечной дисперсией (в специальной литературе эти распределения называют широкими). Параметр каждого объекта, составляющего ценоз, индивидуален и изменяется во времени, но так, что параметр β во времени остается устойчивым. Динамика рангового коэффициента β по годам:

	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1990 г.
Электропотребление . . .	0,820	0,816	0,838	0,840
Удельные расходы	0,909	1,037	0,933	1,038

Выделение групп близких объектов для сравнения и оценки возможно, например, с помощью кластерного анализа. На основании приведенных данных можно сделать следующие выводы (см. табл. 2.4):

1) удельные расходы электроэнергии Верх-Исетского и Константиновского заводов различаются на два порядка, на порядок — несколько заводов;

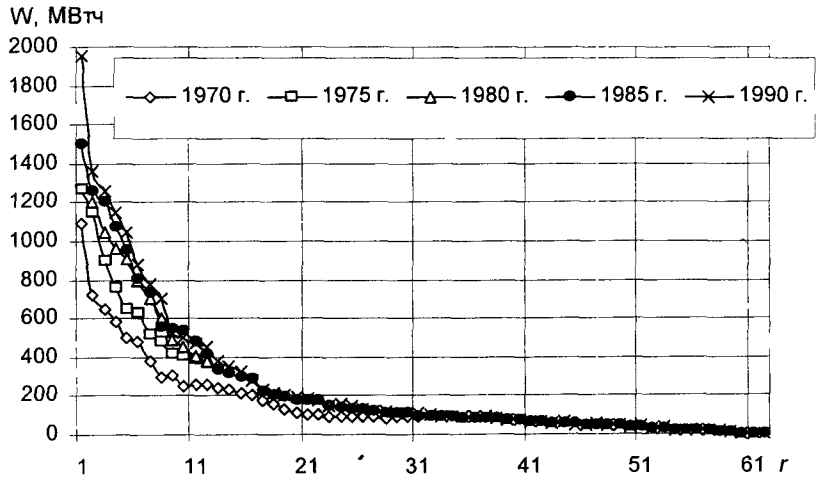


Рис. 2.13. *Ранговое распределение отраслевого электропотребления на производство проката*

2) для первых рангов $\Delta A_{уд} = A_r - A_{r+1}$ неизмеримо больше, чем для последних;

3) большая часть заводов имеет $A_{уд}$ ниже общеотраслевого значения, $A_{уд}$ мало различаются;

4) среднее (отрасль в целом) никоим образом не определяет $A_{уд}$ отдельного предприятия [решения для точки (предприятия) по значению среднего и дисперсии — не существует];

5) отдельно взятое значение $A_{уд}$ не может быть оценено с позиций, например, энергосбережения;

6) устойчивость β может быть использована для прогноза.

Глава 3. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

3.1. Характерные электроприемники

Практическое определение параметров электропотребления, специфика установленного электрооборудования, характер режимов работы электроприемников связаны с широким и лингвистически неопределенным понятием «производство», под которым в дальнейшем будем понимать отрасль промышленности или систему зданий, сооружений, сетей, технологически объединенных процессом изготовления (создания) какой-либо продукции. Исторически сложилось, что производством называют основное технологическое (например, доменное), а вспомогательное производство (ошибочный, но укоренившийся термин) чаще называют хозяйством: ремонтное, электрическое, теплосиловое, складское и др. Производство административно выделяется не всегда. Чаще оно состоит из нескольких хозяйственно самостоятельных цехов. Например, в состав сталеплавильного производства могут входить конвертерные цеха № 1 и 2, в состав ремонтного хозяйства — механический, литейный, кузнечный, электроремонтный цеха.

Главным показателем для отдельных электроприемников является их номинальная мощность. Для электродвигателей номинальные мощности выражаются в киловаттах (кВт). Номинальной (установленной) мощностью плавильных электропечей и сварочных установок является мощность питающих их трансформаторов, выраженная в киловольт-амперах (кВА). Это же относится и к трансформаторам, включая трансформаторы преобразовательных и выпрямительных агрегатов. Для электроприемников, работающих в повторно-кратковременном режиме, за номинальную принимается мощность, приведенная к продолжительному режиму.

Согласно ПУЭ, электротехнические установки, производящие, преобразующие, распределяющие и потребляющие электроэнергию, подразделяют на электроустановки напряжением выше 1 кВ и до 1 кВ (для электроустановок постоянного тока до 1,5 кВ).

Электроустановки напряжением до 1 кВ переменного тока выполняют как с глухозаземленной, так и с изолированной нейтралью, а установки постоянного тока — с глухозаземленной и изолированной нулевой точкой. Электроустановки напряжением выше 1 кВ подразделяют на установки: 1) с изолированной нейтралью (напряжением до 35 кВ); 2) с компенсированной нейтралью, включенной на землю через индуктивное сопротивление для компенсации емкостных токов (для сетей до 35 кВ и редко 110 кВ); 3) с глухозаземленной нейтралью (110 кВ и выше).

По роду тока все потребители электроэнергии можно подразделить на три группы: 1) работающие от сети переменного тока нормальной промышленной

частоты (50 Гц); 2) работающие от сети переменного тока повышенной или пониженной частоты; 3) работающие от сети постоянного тока. Большинство электроприемников промышленных предприятий работает на переменном трехфазном токе частотой 50 Гц.

Установки повышенной частоты применяют для нагрева под закалку, ковку и штамповку металлов, а также для плавки металлов. Для питания высокоскоростных электродвигателей в текстильной промышленности, деревообработке и других случаях также используются токи повышенной частоты (133–400 Гц). Для получения частот до 10 кГц применяют преимущественно тиристорные преобразователи, а выше — электронные генераторы. Регулируемые частоты стали применяться для управления асинхронными двигателями.

К электроприемникам пониженной частоты относятся коллекторные электродвигатели, применяемые для транспортных целей (16,6 Гц), установки для перемешивания жидкого металла в печах (до 25 Гц) и индукционные нагревательные устройства.

Цехи электролиза, установки электролитического получения металлов, цехи гальванопокрытий, некоторые виды электросварки и электродвигатели питаются от сети постоянного тока.

В установках, не требующих регулирования скорости в процессе работы, применяются исключительно электроприводы переменного тока (асинхронные и синхронные двигатели). Нерегулируемые электродвигатели переменного тока — основной вид электроприемников в промышленности, на долю которого приходится около 75 % суммарной мощности. Электродвигателем считается двигатель, имеющий мощность 0,25 кВт и выше, двигатели меньшей мощности относят к средствам автоматизации и в статистику электрики они не попадают.

Для нерегулируемых приводов по условиям электроснабжения и стоимости привода установлена наиболее экономичная область применения асинхронных и синхронных электродвигателей в зависимости от напряжения. При напряжении до 1 кВ и мощности до 100 кВт экономичнее применять асинхронные двигатели, а выше 100 кВт — синхронные (что далеко не всегда возможно по условиям работы и пуска). Мощности до 1000 кВт — это область напряжения 6 и 10 кВ. Напряжение двигателей 630 кВт и ниже в значительной степени определяется заводом-изготовителем. Асинхронные двигатели с фазным ротором используют в мощных электроприводах с маховиком и с тяжелыми условиями пуска (в преобразовательных агрегатах, шахтных подъемниках).

Преимущества синхронных двигателей: способность компенсировать реактивную мощность с меньшими затратами (чем у асинхронных в сочетании с конденсаторной батареей); повышение перегрузочной способности и устойчивости благодаря применению автоматического регулирования возбуждения с форсировкой возбуждения при снижении напряжения в сети ниже 85 %; более высокий КПД, чем у асинхронных электродвигателей.

При необходимости, плавного изменения скорости в широком диапазоне применяют в основном приводы постоянного тока, а в последнее время — ча-

стотный асинхронный привод. Преобразование электрической энергии переменного тока в постоянный для соответствующих электроприемников требует капитальных затрат на установку преобразовательных агрегатов и аппаратуры управления, на строительство помещений для них, а также эксплуатационных расходов на их обслуживание и на потери электроэнергии. Поэтому система электроснабжения и удельная стоимость электроэнергии на постоянном токе выше, чем на переменном. Двигатели постоянного тока стоят дороже, чем асинхронные или синхронные двигатели. Но регулируемые приводы постоянного тока технологически эффективны для случаев, когда требуется быстрое изменение частоты вращения или реверсирование двигателя (например, прокатные станы). Для питания двигателей постоянного тока на промышленных предприятиях предусмотрены преобразовательные установки.

К группе электроприемников (электродвигатели силовых общепромышленных установок и производственных механизмов) относят электродвигатели компрессоров, вентиляторов, насосов. Электродвигатели таких установок, как правило, работают в продолжительном режиме и в зависимости от номинальной мощности получают электроэнергию на напряжении 0,22—10 кВ. Номинальная мощность электродвигателей таких установок изменяется в широком диапазоне от 0,25 до 30 МВт и более. Для электропривода крупных насосов, компрессоров и вентиляторов преимущественно применяют синхронные двигатели, которые используются как дополнительные источники реактивной мощности в системе электроснабжения. Подъемно-транспортные устройства, относящиеся также к общепромышленным установкам, работают в повторно-кратковременном режиме. Для этих устройств характерны частые толчки нагрузки, которые приводят к тому, что коэффициент мощности изменяется в значительных пределах (0,3—0,8).

Обширную группу образуют приводы различных станков и производственных механизмов. Для электропривода современных станков применяются все виды двигателей номинальной мощности от долей до сотен киловатт. Станочное оборудование и машиностроение в целом развиваются по пути повышения эффективности производства благодаря комплексной автоматизации, внедрению программных средств и вычислительной техники, способных обеспечить при смене объектов производства оперативную перестройку технологии. Надежность функционирования такой техники во многом зависит от качества электроэнергии и бесперебойности электроснабжения.

Электродвигатели — наиболее распространенные приемники электроэнергии на предприятиях. Однако при проектировании электроснабжения следует помнить, что сами электродвигатели, как и большинство других электроприемников, в процессе проектирования электриками не выбираются, а поступают на предприятие в комплекте с технологическим оборудованием.

Электротермические приемники в соответствии с методами нагрева делятся на дуговые электропечи (для плавки черных и цветных металлов, электронные, вакуумные и шлакового переплава), установки индукционного нагрева (для плавки и термообработки металлов и сплавов), электрические печи со-

противления, электросварочные установки, термические коммунально-бытовые приборы.

Дуговые электрические печи подразделяют на сталеплавильные, рудно-термические и печи косвенного действия для плавки цветных металлов. Это мощные электроприемники низкого нестандартного напряжения, подключаемые через специальные печные трансформаторы к источникам переменного тока 6—330 кВ часто с сооружением специальных печных подстанций. Введены в эксплуатацию мощные ДСП-100 и ДСП-150 с трансформаторами 90 МВА. Существуют проекты ДСП с трансформаторами мощностью 125 и до 250 МВА (300—400 т). По емкости ДСП условно можно разделить на малые 0,5—12 т (трансформатор мощностью 0,4—9 МВА), средние 15—50 т (до 40 МВА) и крупнотоннажные 100—200 т (60—125 МВА). Большая мощность дуговых электропечей и резкопеременный характер их нагрузки оказывает большое влияние на работу всей системы электроснабжения.

Печи сопротивления бывают косвенного и прямого действия. В печах косвенного действия нагрев материала происходит за счет теплоты, выделяемой нагревательными элементами при прохождении по ним электрического тока. Печи косвенного нагрева выпускаются на напряжение до 1 кВ в одно- и трехфазном исполнении, питаются они чаще всего от сетей 380/220 В промышленной частоты 50 Гц. Мощность печей косвенного действия — 50—600 кВт для плавки цветных металлов и 5—10 000 кВт для термообработки.

Печи прямого действия осуществляют нагрев теплотой, выделяемой в нагревательном изделии при прохождении по нему электрического тока. Такие печи применяют для графитизации угольных изделий, их мощность 800—16 000 кВА, напряжение питания 6, 10 кВ, а для нагрева стекломассы — мощности 400—4000 кВА при 380 В или 6, 10 кВ. Выпускаются печи в одно- и трехфазном исполнении.

Электронные плавильные печи, вакуумные печи и печи шлакового переплава применяются для выплавки металлов самой высокой чистоты и с наилучшими свойствами, мощность их того же порядка, что и печей сопротивления.

К дуговым печам прямого действия относят вакуумные дуговые печи. Основное электрооборудование этих печей — источники питания (полупроводниковые выпрямительные агрегаты), вакуумные насосы, автоматические регуляторы тока и дугового промежутка и др. Мощность печей достигает 6000 кВА, напряжение питания 6, 10 кВ. Перерыв питания вакуумных насосов приводит к аварии и браку дорогостоящей продукции.

Источник тепловой энергии, идущей на нагрев металла в печах косвенного действия, — электрическая дуга, которая горит между угольными электродами. Дуговые печи косвенного действия имеют мощности 125—600 кВА и выпускаются однофазными, напряжение питания — 6, 10 кВ.

Печи и установки индукционного и диэлектрического нагрева подразделяют на плавильные и установки для закалки и сквозного нагрева диэлектриков.

В индукционных печах плавка металла осуществляется за счет теплоты,

выделяемой при прохождении по металлу индукционного тока. Плавильные печи изготавливают со стальным сердечником и без него. Печи с сердечником называют канальными, их мощность 125—2000 кВА, эксплуатация на промышленной частоте при напряжении питания 380 В, 6 или 10 кВ. Печи выполняют в однофазном исполнении. Основное электрооборудование этих печей: индуктор, конденсаторная батарея, устройство для регулирования напряжения, коммутационно-защитная аппаратура, аппаратура управления.

Печи без сердечника — тигельные, выпускают для промышленной частоты 50 Гц и для повышенных частот 500—2400 Гц. Печи промышленной частоты используют для плавки чугуна, цветных металлов, их мощность 200—18 000 кВА при напряжении питания 0,4, 6 и 10 кВ. Тигельные печи повышенной частоты применяют для плавки стали, их мощность — 90—2500 кВА, питание от тиристорных преобразователей частоты.

Для поверхностной закалки применяют индукционные установки мощностью 50—400 кВт (на частоте 2400—8000 Гц).

В установках диэлектрического нагрева материал (дерево, пластмасса и др.) помещают в электрическое поле конденсатора, нагрев происходит токами смещения. Установки этого типа широко применяют для сушки и клейки древесины, нагрева пластических масс, стерилизации продуктов и т. д. Установки диэлектрического нагрева питаются током частотой 20—40 МГц и выше (от электронных генераторов).

Электрические печи со смешанным нагревом подразделяют на рудно-термические (РТП) и печи электрошлакового переплава (ЭШП).

В РТП материал нагревается за счет теплоты, выделяемой при прохождении тока по шихте и при горении дуги. Печи применяют для получения ферросплавов, корунда, при выплавке чугуна, свинца, для возгонки фосфора. Печи малой и средней мощностей оборудуются трехфазными трансформаторами, а большей мощности — тремя однофазными. Мощность РТП до 80 МВА. Ведется разработка печей большей мощности. Напряжение питания переменное 60—220 кВ.

В ЭШП нагрев происходит за счет теплоты, выделяющейся в шлаке при прохождении по нему тока. Расплавление шлака достигается с помощью электрической дуги. ЭШП применяют для получения высококачественных сталей и специальных сплавов. Выпускаются ЭШП одно-, двух- и трехфазными мощностью 1000—10 000 кВА, напряжение питания 6, 10 кВ.

Для электроснабжения и электрооборудования электрических печей и других электротехнологических установок характерны существенные особенности и поэтому в настоящее время их рассматривают в специальном разделе теории и практики электроснабжения.

Электросварочные установки — специфичные приемники электроэнергии, особенно при расчете электрических нагрузок и выборе режимов работы. Виды технологии сварки: дуговая, контактная и специальная. Основное электрооборудование дуговых электросварочных установок: источник питания (ИП),

электроприводы перемещения тележек и подачи сварочной проволоки (у автоматов и полуавтоматов), коммутационная, защитная и управляющая аппаратура, устройства для поджигания и стабилизации дуги. Применяются следующие ИП: постоянного тока (электромашинные преобразователи, выпрямители и передвижные сварочные подстанции) и переменного тока (одно- и трехфазные трансформаторы).

Сварочное оборудование для контактной электросварки также питается переменным или постоянным током. При ИП постоянного тока сварочная нагрузка распределяется по трем фазам питающей сети равномерно, но график ее остается неравномерным. Коэффициент мощности таких установок при номинальной нагрузке составляет 0,7—0,8; на холостом ходу он снижается до 0,4. Электросварочные установки переменного тока имеют однофазную нагрузку в виде сварочных трансформаторов для дуговой сварки и сварочных аппаратов контактной сварки.

Сварка на переменном токе представляет собой однофазную нагрузку с неравномерной загрузкой фаз и низким $\cos\varphi$ (0,3—0,35 для дуговой и 0,4—0,7 для контактной сварки).

К специальным видам сварочных установок относят: высокочастотные, плазменные, электрошлаковые, лазерные, электронно-лучевые.

Широкое распространение получили высокочастотные сварочные установки: в производстве сварных труб, оболочек электрических кабелей, при изготовлении различных профилей. Этот вид сварки обладает меньшей энергоемкостью, чем дуговая и контактная сварки, и не имеет ограничений по скорости выполнения работ. Высокочастотная сварка труб осуществляется на трубоэлектросварочных станах (ТЭС) с использованием различного электрооборудования с установленной мощностью до 50 МВт, напряжение питающей сети 6, 10 кВ.

Электрохимические и электролизные установки (электролитические ванны для электролиза воды, растворов, расплавов цветных металлов; установки электрохимических процессов в газе; ванны для гальванических покрытий: омеднения, никелирования, хромирования, оцинкования и т. д.) работают на постоянном токе, который получают от преобразовательных подстанций, выпрямляющих трехфазный переменный ток. Электролитический процесс требует постоянства выпрямленного тока, для чего необходимо регулирование напряжения. Коэффициент мощности установок 0,8—0,9. По условиям работы электролизов допускается перерыв электроснабжения на несколько минут (иногда часов). Но из-за обратного перемещения металла в раствор ванны, обусловленного обратной ЭДС в электролизах, получается недовыпуск продукции и перерасход электроэнергии. Мощность одной электролизной серии 100—133 МВт.

Установки электростатического поля применяют для создания направленного движения капель при выполнении, например, электроокраски, для улавливания твердых взвешенных частиц в газе с помощью электрофильтров (очистка дымовых газов), для разделения смесей жидкости и газа, различающихся

по размерам и электропроводимости. Питание установок электрополя производится от сети 0,4 кВ, но внутри установки напряжение повышается. Мощность установки составляет сотни киловатт.

Установки электрического освещения с лампами накаливания, люминесцентными, ртутными, натриевыми, ксеноновыми лампами применяются на всех предприятиях для внутреннего и наружного освещения (см. гл. 15).

Не каждое производство (хозяйство) требует сооружения своей ГПП. Мощность части из них (свойство неформализуемости и неопределенности понятия) обеспечивается электроснабжением от 4УР и даже от 3УР. Из-за ценологических свойств теоретически нельзя обеспечить соответствие схемы электроснабжения административному делению завода (схема во времени меняется реже и меньше, чем технологические инновации и административные преобразования). Схему следует ориентировать на соответствие требованиям технологии (особенно следует рассматривать различные режимы). Для крупных заводов вместе с технологическими производствами (и крупными цехами) обычно сооружается ГПП, а в цехах, как правило, сооружаются РП 10 кВ.

Можно условно принять, что завод в целом соотносится с 6УР и параметрически описывается основными электрическими показателями, производство можно соотнести с 5УР, цех — с 4УР, отделение — с 3УР, участок — с 2УР. Подчеркнем, что по электроснабжению характерны потребители 5УР и 4УР, специфические для каждой отрасли народного хозяйства. Вопросы электроснабжения нового производства решаются при отсутствии данных по каждому электроприемнику 1УР и данных по щитам 2УР.

Учет параметров электропотребления осуществляют для предприятий, производств, цехов, реже — для отделений. Для щитов 2УР учет электроэнергии в большинстве случаев экономически не оправдан, а сравнение различных шкафов по их загрузке не имеет физического смысла из-за несовпадения номинальных данных электроприемников и их режимов.

Электроприемники 1УР для целей электроснабжения могут быть разбиты на характерные группы. Механические нагрузки приводов оценивают по значениям сил и моментов, действующих на рабочий орган, элементы механизма и вал двигателя, в общем случае нагрузки зависят от скорости, пути и времени. При вращательном движении момент нагрузки

$$M = f(\omega, \theta, t), \tag{3.1}$$

где ω — угловая скорость рассматриваемого элемента привода; θ — его угловое положение; t — время.

При поступательном движении действующее усилие нагрузки

$$F = \varphi(v, s, t), \tag{3.2}$$

где v — скорость поступательного движения рассматриваемого элемента привода; s — путь или его линейная координата.

Установившиися режим работы, при котором момент или усилие нагрузки не зависит от времени, оценивается статическими механическими характеристиками двигателя $M = f(\omega)$ и механизма $M_c = f(\omega)$ Направление деиствия моментов (сил) механизмов может быть согласным (для механизмов загрузки печеи сверху или подъема кранов) и встречным с частотои вращения двигателя (печные рольганги, механизмы передвижения мостов и тележек кранов)

Мощность, необходимая для преодоления момента статического сопротивления, определяется выражением $P_c = M_c\omega_c$. Для группы механизмов, у которых M_c = const (металлорежущие станки, поршневые насосы, компрессоры), изменение нагрузки пропорционально изменению частоты электрической сети, так как $\omega = 2\pi f$

Широко распространены механизмы с вентиляторными механическими характеристиками· различные вентиляторы и воздуходувки, для которых $M_c = k\omega^2$, $P_c = k\omega^3$.

Существует оборудование, для которого $P_c = k\omega^4$ (например, центробежные насосы) Понижение частоты сети в системе приводит к уменьшению скорости вращения всех включенных двигателеи (понижение — ухудшение экономики производства) Уменьшение (сброс) нагрузки на электродвигатели, определяющие работу механизма с моментно-скоростнои характеристикои $k\omega^2$–$k\omega^4$, может вызвать повреждение оборудования из-за увеличения частоты вращения двигателя

Двигатели механизмов могут работать при изменяющеися нагрузке с разным соотношением времени работы и паузы, частоты пуска и торможения, цикличности и ритмичности и др Стандартами установлено восемь режимов работы электрических машин, которые, учитывая влияние на расчетные нагрузки на низших уровнях, можно свести к трем характерным группам — трем режимам. продолжительныи, кратковременныи, повторно-кратковременныи (рис. 3.1)

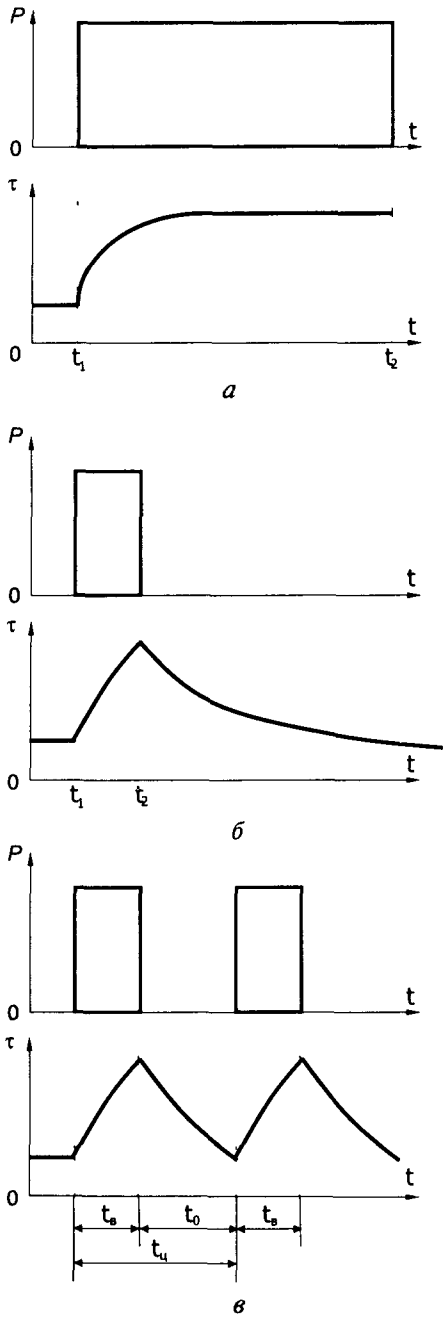
Продолжительный режим работы электрического двигателя соответствует его номинальнои неизменнои нагрузке, продолжающеися столь долго, что температура τ всех частеи его достигает установившихся значении Перегрев двигателя $\tau = f(P_c, t)$ определяется выражением

$$\tau = \tau_{уст}(1 - e^{-t/T_0}) + \tau_{нач}e^{-t/T_0}, \qquad (3.3)$$

где $\tau_{нач}$ — начальная температура перегрева двигателя над температурои окружающеи среды, $\tau_{уст}$ — установившаяся температура; T_0 — постоянная времени нагрева, равная времени перегрева двигателя на величину $\tau_{уст}$ при отсутствии теплопередачи в окружающую среду.

График работы электрического двигателя, соответствующии этому режиму работы, показан на рис 3 1, *а*, из которого видно, что мощность на валу двигателя P не изменяется в течение всего времени его работы $\Delta t = t_2 - t_1$ Установившеися температурои отдельных частеи двигателя считается температура, изменение которои в течение 1 ч не превышает +1 °С

Большинство электродвигателей, образующих технологические линии и агрегаты непрерывных производств, работают в продолжительном режиме, для части которых он может длиться часы, сутки, недели. Постоянство нагрузки двигателя (P_c = const) не является обязательным условием продолжительного режима, чаще нагрузка двигателя меняется во времени График получается ступенчатый, что характерно, например, для производств, где нагрузка зависит от геометрических и физических свойств измельчаемого или сортируемого материала. На рис. 3.1, *а* представлен график, на котором реальное многообразие протекающих процессов смоделировано представлениями первой научной картины мира, в то время как их фактически следует описывать вероятностно или ценологически



Отметим принципиально важное. специалисты (механики, приводчики), выбирающие мощность двигателя (это относится ко всем электроприемникам) определяют необходимую или номинальную мощность $P_{ном}$, т. е. мощность на валу электродвигателя. Потребляемая же мощность $P_{потр} = P_{ном}/\eta$ с учетом КПД больше (η = 0,8–0,9) — ошибка сразу на 10–20 %

Кратковременный режим работы электрического двигателя (рис. 3.1, *б)* характеризуется тем, что двигатель работает при номинальной мощности в течение времени, когда его температура не успевает достичь установившейся. При отключении двигатель длительно не работает и его температура экспоненциально снижается до температуры окружающей среды. В кратковременном режиме двигатели могут быть рассчитаны на стандартную продолжитель-

Рис. 3.1. График нагрузки и изменения температуры корпуса двигателя для продолжительного (*а*), кратковременного (*б*) и повторно-кратковременного (*в*) режимов работы

ность рабочего периода, по истечении которого они должны быть отключены на время $t > 3T_0$.

При *повторно-кратковременном режиме работы* двигателя кратковременные рабочие периоды номинальной нагрузки чередуются с паузами и возможны более сильные нагрузки, чем при продолжительном номинальном режиме (рис. 3.1, *в*). Продолжительность рабочих периодов и пауз не настолько велика, чтобы перегревы отдельных частей двигателя при неизменной температуре окружающей среды могли достигнуть установившихся значений.

Повторно-кратковременный режим работы характеризуется длительностью рабочего периода — продолжительностью включения в процентах (ПВ, %) или в относительных единицах $T_{ПВ}$, которое определяется отношением времени включения $t_в$ ко времени всего цикла $t_ц$, т. е. ко времени отключения $t_о$ плюс время включения $t_в$:

$$T_{ПВ} = t_в/(t_о + t_в) = t_в/t_ц.$$

Значение $t_ц$ при повторно-кратковременном режиме не должно превышать 10 мин, а длительность рабочего периода не более 4 мин.

Для ряда технологий $t_ц$ составляет 1 с и менее, что ведет к специальным методам расчета нагрузок, например для рельефных сварочных машин.

Для двигателей подъемно-транспортных и других механизмов установлены значения ПВ, равные 15, 25, 40 и 60 %, для которых электротехническая промышленность выпускает оборудование. Фактические ПВ устройств в процессе работы изменяются в значительных пределах, поэтому возникает необходимость перерасчета их мощности с паспортной ПВ на фактическую.

Соотношение между повторно-кратковременными мощностями P_1 и P_2 при соответствующих $ПВ_1$ и $ПВ_2$:

$$P_1\sqrt{ПВ_1/100} = P_2\sqrt{ПВ_2/100} = P_{прод},$$

где $P_{прод}$ — мощность, соответствующая продолжительному режиму (ПВ = = 100 %).

Кроме разделения потребителей по режимам работы следует учитывать также несимметричность нагрузки (неравномерность нагрузки по фазам). Трехфазные электродвигатели и печи — симметричные нагрузки, а электрическое освещение (одно- и двухфазное), однофазные и двухфазные печи, однофазные сварочные трансформаторы и другие — несимметричные.

Особую группу электроприемников составляют единичные с большой единичной мощностью (например, трансформаторы, работающие в блоке с электропечью, преобразователем, импульсной установкой; электропривод 30 МВт воздуходувки и др.), определяющие расчетную электрическую нагрузку, схемы главных 5УР и распределительных 4УР подстанций, меры по обеспечению качества электроэнергии в электрических сетях общего назначения, технические условия на присоединение к энергоснабжающей организации.

3.2. Параметры электропотребления и расчетные коэффициенты

Цель расчета электрических нагрузок — определение токов, протекающих по токоведущим элементам, для выяснения их допустимости по условиям нагрева элементов. Расчет электрических нагрузок проводится для определения величин затрат в системах электроснабжения промышленных предприятий.

Температура нагрева проводников ограничивается условиями износа изоляции и работы самого элемента. Если бы токи в проводниках были неизменны, то расчет их сечений можно было бы производить, пользуясь допустимыми температурами перегрева. Для кабелей и приводов, например, она составляет 50–80 °С. Но меняющийся во времени ток вызывает изменение температуры проводников. Интерес представляет максимальная температура, которая может существовать некоторое время.

Требование $\tau_{уст} < \tau_{доп}$ (установившаяся температура меньше допустимой), приводит к тому, что в паспорте оборудования (в каталожных данных) указывается: 1) номинальная мощность, при которой не произойдет перегрева (для трансформаторов, электродвигателей, генераторов); 2) допустимый ток, при котором не будет перегрева (для проводов, кабелей, реакторов).

Расчетная величина электрических нагрузок $P_р$ определяет технические решения и указывает затраты на изготовление электротехнических изделий, на создание и развитие субъектов электроэнергетики, на построение и функционирование объектов электрики. Ожидаемые $P_р$ определяют электроснабжение всех уровней. Опыт показал, что значения $P_р$ систематически завышают и что проблемы ее расчета не могут быть решены в рамках существующих теорий. Уже в 60-е годы обнаружилось, что применение указаний, основанных на методе упорядоченных диаграмм, не обеспечило допустимую погрешность расчетов ± 10%. Внедрение в черной металлургии (1976 г.) системной оценки количественно определило масштабы явления: ошибки $P_р$ составляли 50–200 %, фактическая загрузка силовых трансформаторов — 25–40 %, распределительных сетей — 20–30 %, коэффициент спроса находится на уровне 0,2–0,25 %. Такое положение было характерно и для других отраслей. Первое десятилетие рынка снизило на четверть среднюю общезаводскую загрузку трансформаторов и сетей системы электроснабжения и коэффициент спроса предприятий. В начале XXI века в электроэнергетике России устойчиво не используется не менее 30 ГВт генерирующих мощностей, ежегодное содержание которых (через тарифы) потребителям энергии обходится 12–15 млрд руб.

Отсутствие анализа исходных данных (известных к моменту принятия решения по схеме электроснабжения при проектировании, во время эксплуатации и др.), отрыв расчета от технологических, временных и человеческих факторов, нечеткость представления, для каких целей, стадий проектирования и уровней системы электроснабжения выполняется расчет, порождают путаницу в терминологии, проявляющуюся в применении понятий, имеющих разный физический смысл, но одинаковое математическое представление. Поня-

тие $P_р$ многозначно и применяется, во-первых, как связанное с физическим процессом протекания электрического тока, во-вторых, при инвестиционном проектировании, решении перспективных вопросов развития предприятия, модернизации отдельных производств, при согласовании вопросов присоединения (подключения) предприятия или отдельных его объектов с энергоснабжающей организацией; в третьих для нормирования, оплаты и других целей, связанных с управлением электропотреблением и энергосбережением.

Исторически, со времен Вольта и Ома, из-за греющего действия электрического тока I возникла проблема выбора сечения проводников. Выбор элементов электрической сети с учетом условий нагрева — один из основных этапов проектирования. Максимальную температуру перегрева проводника с постоянной времени нагрева T_0 в общем случае определяют по уравнению теплового баланса только для неизменного во времени t графика нагрузки $I(t)$ = const, т. е. для электроприемников, имеющих постоянную во времени нагрузку (см. рис. 3.1, *а*).

Для большинства приемников нагрузка во времени изменяется. На линиях 6УР, секциях РУ 5УР и 4УР, линиях и трансформаторах, связывающих 5УР, 4УР, 3УР, нагрузка меняется непрерывно (исчезающе мала вероятность сохранения нагрузки для двух последовательных интервалов Δt, сравнимых с часто применяемым интервалом дискретизации, равным 3 мин). На рис. 3.2, *а* представлено изменение напряжения $U_{ном}$ = 220 В случайного выбранного потребителя — интервал 1 ч. Закон изменения нагрузки, например на протяжении года, достаточно сложен. Подключение, соединение электроприемников в группу на распределительном щите или на подстанции порождает случайный характер нагрузки, в этом случае уравнение теплового баланса, в том числе (3.3), становится неразрешимым из-за математических трудностей.

Поэтому выбор сечения проводника по нагреву производят не по максимальной температуре перегрева, а по расчетной токовой нагрузке $I_р$, которая определяется на основании принципа максимума средней нагрузки:

$$I_{\theta m}(t)=\frac{1}{\theta}\int_{t}^{t+\theta} I(t)\,dt, \qquad (3.4)$$

где θ — длительность интервала осреднения ($\theta \le t \le T-\theta$), принимаемая для графиков нагрузки, практически неизменных во времени, равной $\theta = 3T_0$ (во всех остальных случаях $\theta < 3T_0$). Для распространенных сечений F кабеля постоянная времени нагрева T_0 (за время, равное $3T_0$ проводник нагревается до 95% от $\tau_{уст}$) изменяется следующим образом:

F, мм²	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150
T_0, мин	4,2	4,8	5,6	7,2	9	12	15	18,4	21,4	24,2

Для оценки нагрева проводников правильнее использовать закон Джоуля—Ленца и вести расчет по максимуму среднеквадратичного (эффективного) тока для каждого изменения за время Δt. Расчетный ток $I_р$, равный максимуму

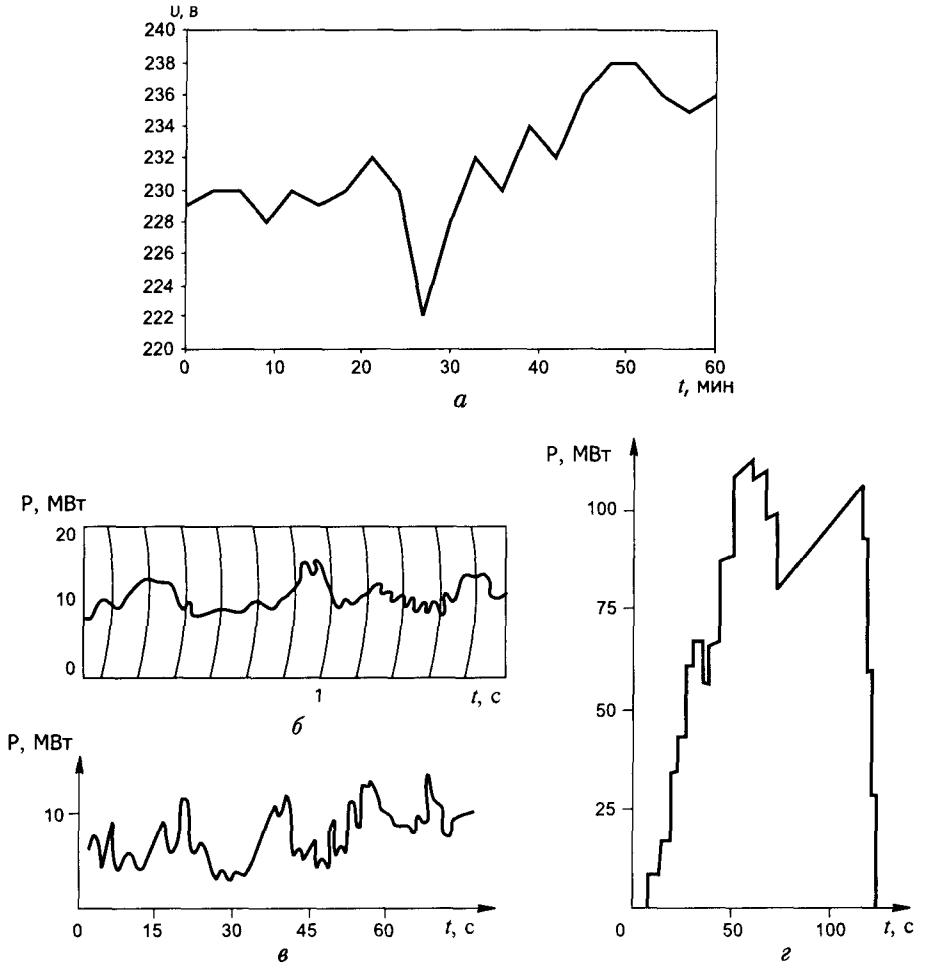


Рис. 3.2. Графики изменения напряжения и электрической мощности в зависимости от времени нагрузки:
а — трехминутные отклонения напряжения при часовом интервале; *б* — мгновенные значения активной мощности фазы дуговой печи; *в* — минутная нагрузка металлообрабатывающего станка; *г* — суммарная нагрузка главных приводов тонколистового стана за цикл горячего проката

среднего тока, можно считать приближением, обеспечивающим инженерную точность при построении схемы электроснабжения.

В простейшем случае, когда нагрузка постоянна, принимают $I = \text{const} = I_р$. При переменной нагрузке, когда график чаще всего случайный, использование выражения (3.4) приводит к эквивалентному по эффектам нагрева расчетному току $I_р$, который вызывает в проводнике или такой же максимальный нагрев, или тот же тепловой износ изоляции, что и при заданной переменной нагрузке $I(t)$. Ток $I_р$ обычно определяют по уравнению расчетной активной нагрузки:

$$P_{\text{р}} = \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{\text{р}} \cos \varphi_{\text{р}}, \tag{3.5}$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение; $\cos\varphi_{\text{р}}$ — расчетный коэффициент мощности.

В качестве расчетной нагрузки применяют среднюю нагрузку по активной мощности, где интервал реализации продолжительностью T связывают с постоянной времени нагрева T_0:

$$P_{\theta} = \frac{1}{\theta} \int_{t}^{t+\theta} P(t) dt, \tag{3.6}$$

где $\theta \le t \le T - \theta$.

Условно принимают $T_0 = 10$ мин, тогда $\theta = 30$ мин независимо от сечения проводника, что и приводит к понятию получасового максимума $P_{\max}$. Использование максимальной из средних нагрузок, в чем и заключается принцип максимума средней нагрузки, позволяет говорить о расчетном (проектном) максимуме, заявленном или фактическом (суточном, недельном, месячном, квартальном и годовом), 30-минутном, $P_{30} = P_{\max}$.

Использование вместо расчетного максимума $P_{\text{р}}$ значения получасового $P_{\max}$ приводит к завышению сечений проводников, мощностей трансформаторов и др. Существует тенденция (особенно с внедрением информационных технологий) к уменьшению интервала осреднения, например до 1–5 мин при управлении электропотреблением, и к его увеличению до 1 ч (и более), например при оценке работы инерционных агрегатов (часовая производительность, удельные нормы).

В зависимости от конструкции, условий прокладки для каждого проводника любого назначения указывается неизменный во времени нормируемый (номинальный) ток $I_{\text{ном}}$, длительно предельно допустимый по нагреву. Например, по ПУЭ допустимый длительный ток для трехжильных кабелей (напряжение 10 кВ, сечение токопроводящей жилы 185 мм^2, с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке), прокладываемых в земле, составляет 310 А. Ток принят из расчета прокладки в траншее (земле) на глубине 0,7–1,0 м не более одного кабеля при температуре земли +15 °С, с удельным сопротивлением земли 120 см·К/Вт и допустимой температурой жилы кабеля +60 °С. При прокладке нескольких кабелей рядом в зависимости от расстояния между ними и от их количества вводится понижающий коэффициент до 0,75. По току $I_{\text{р}}$ выбирают ближайшее сечение, номинальный ток которого с учетом всех расчетных коэффициентов больше ($I_{\text{ном}} \ge I_{\text{р}}$).

Таким образом, при проверке на нагрев проводников любого назначения используют получасовой максимум тока $I_{\max}$, наибольший из средних получасовых токов данного элемента. Выбор сечений проводников в целях определения предельно допустимого нагрева производится с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов, а также режимов в период ремонта

и возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин и т. д.

Кроме определения сечений элементов системы электроснабжения по нагреву максимальная нагрузка P_{max} необходима для определения потерь и отклонений напряжения, максимальных потерь мощности и энергии в сетях, для выбора элементов электрических сетей по экономической плотности тока, для определения тока трогания релейной защиты, для выбора плавких предохранителей и уставок выключателей, для проверки самозапуска электродвигателей, колебаний напряжения в сетях и в других случаях, когда необходимо рассчитать элементы электрической сети или их режимы с учетом законов Максвелла.

Кроме того, понятие получасового максимума активной мощности P_{max} стали применять: 1) с 70-х годов к максимальной 30-минутной мощности, заявляемой промышленными предприятиями в договорах с энергосистемами на 6УР, 2) с 80-х годов — к лимиту электрической мощности — предельно допустимому (разрешаемому энергосистемой) значению получасовой активной мощности предприятия в часы максимальных нагрузок энергосистемы (часы прохождения максимума в энергосистеме); 3) с выходом Федеративного закона «Об электроэнергетике» — к договорной величине мощности и энергии при оказании услуг по передаче электроэнергии по единой национальной электрической сети, при обращении на оптовый рынок или при функционировании в пределах различных розничных рынков электроэнергии. Для простоты далее будем рассматривать идеальный случай, когда расчетная (проектная или иная) максимальная нагрузка совпадает с фактической максимальной, замеренной каким-либо способом, и равна максимальной заявленной (договорной) на 6УР (на уровне предприятия): $P_р = P_{max} = P_ф = P_{з(max)}$.

Заявленный максимум не передается по конкретному проводу, не трансформируется одним трансформатором, не отключается одним выключателем: физически нет тока, соответствующего расчетной мощности $P_р$ и определяемого по уравнению (3.5). Положение усложняется, если учитывать максимальную электрическую нагрузку: 1) в утренние и вечерние часы ($P_{у(max)}$ и $P_{в(max)}$); 2) ночную; 3) превышающую заявленную и лимит (который может быть разрешен, если есть резерв у субъектов электроэнергетики); 4) соответствующую проектной технологической производительности; 5) согласованную с энергоснабжающей организацией для подключения; 6) перспективную проектную нагрузку; 7) при осуществлении регулирования режима электропотребления (управление потребителями-регуляторами) и др.

Таким образом, при решении вопросов электроснабжения определяющей является расчетная электрическая нагрузка, равная получасовому максимуму P_{max}. Этот максимум можно находить по данным конкретных электроприемников и применять для расчетов электрических сетей и их элементов (на основании теоретических основ электротехники). Но его можно рассчитывать и с учетом системных свойств предприятия, устойчивости развития и ценологической устойчивости структуры. Такой P_{max} нужен при выборе схем электроснабжения предприятий, производств и цехов, определении объемов их элек-

тропотребления, при решении вопросов технологического и технического присоединения к подстанциям и сетям энергоснабжающей организации, при определении основных групп электрооборудования, инновационных вложений, штатов.

Рост числа элементов по уровням сверху вниз приводит к тому, что расчеты, жестко определяющие каждый элемент системы электроснабжения, возможны лишь при многих допущениях для 6УР и 5УР. Для более низких уровней системы электроснабжения возможны лишь локальные расчеты (для данной секции РП, цеховой ТП, распределительного шкафа).

Величина электрической нагрузки соответствует электрической мощности $P = f(t)$. Если электрическая энергия A расходуется равномерно в течение времени t, то $P = A/t$. Изменение электрических нагрузок во времени представляют в виде таблиц (временные ряды) с указанием нагрузок для характерных режимов, например периодов расплавления, окисления и рафинирования дуговой сталеплавильной печи, или определенного временного интервала: получаса, часа, смены, суток, недели, месяца, года.

Наиболее наглядно нагрузки во времени представлены на графиках (см. рис. 3.2). Графическое изображение необходимо, например: 1) для оценки искажений, вносимых ДСП в сеть и определяющих качество электрической энергии на шинах присоединения (рис. 3.2, *б*); 2) для расчета мощности электропривода станка (рис. 3.2, *в*); 3) для определения нагрузки и технологического расхода электроэнергии за цикл, включая возврат рекуперации (рис. 3.2, *г*).

Можно выделить следующие графики нагрузки:

1) индивидуальные — графики электрических приемников:

2) групповые — слагаемые из индивидуальных графиков с учетом взаимозависимости нагрузок по условиям технологии; групповые графики можно применять при выборе оборудования и проводников, питающих группы электроприемников (главным образом для 2УР);

3) для потребителей в целом, питающихся от 6УР–4УР, для которых учет всего многообразия индивидуальных графиков практически счетного (практически бесконечного) множества электроприемников делает невозможным применение прямых методов расчета (даже при наличии всех графиков к моменту принятия технического решения).

Для графиков важен интервал осреднения, сумма Δt определяет 30-минутный интервал, принимаемый за расчетное время. Для индивидуальных графиков Δt должно соответствовать физике изучаемого процесса. Например, для рельефных сварочных машин Δt должно быть весьма малым из-за резкопеременного режима работы, отображаемого графиком нагрузки, который приведен на рис. 3.3 (время импульса сварки $t_1 = 0{,}04 \div 0{,}12$ с; время паузы между импульсами $t_2 = 0{,}02 \div 0{,}2$ с, число импульсов 2–10, время замены деталей $t_0 = 4 \div 200$ с, время цикла $t_ц$).

Регистрация величин на ординате графиков нагрузки группы электроприемников, подключенных к какому-либо коммутационному аппарату 2УР, и на

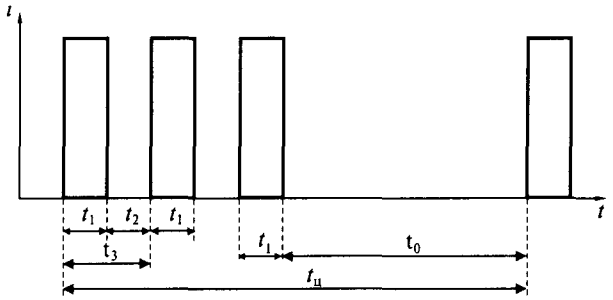


Рис. 3.3. График нагрузки сварочной машины:
t_1 — время сварки, t_2 — пауза между сварочными импульсами, t_3 — цикл собственно сварки в автоматическом режиме, t_0 — время на замену детали; $t_ц$ — цикл сварки

ординате графиков потребителей 6УР–4УР существующими регистрирующими приборами может осуществляться с любым интервалом осреднения, например 3 мин (рис. 3.4). При измерении на одном электрическом присоединении с интервалом Δt = 3 мин общее число регистрируемых точек за сутки составит 24·60/3 = 480, всего за год 175 200. Такое количество измерений затрудняет использование графика (см. рис. 3.4) на большом временном интервале и для большого числа присоединений. Кроме технических трудностей съема информации, суммирования результатов, регистрации и обработки существуют и экономические ограничения (затраты на аппаратуру, обслуживание).

Современная микротехника позволяет представлять электрические величины для наблюдения в виде коротких импульсов и регистрировать интервалы, делением, например, полупериодов частоты переменного тока. Но эта точность при измерении нагрузок оказывается неиспользуемой из-за индуктивных и емкостных сопротивлений электрической сети, датчиков и преобразователей, соединительных проводов. Любой график, построенный по показателям приборов или теоретически рассчитанный, имеет погрешность. Переход к большим интервалам, например от интервалов, представленных на рис. 3.4, к получасовым, увеличивает погрешность. Точность расчета электрических нагрузок по графикам не может быть выше априорной их точности.

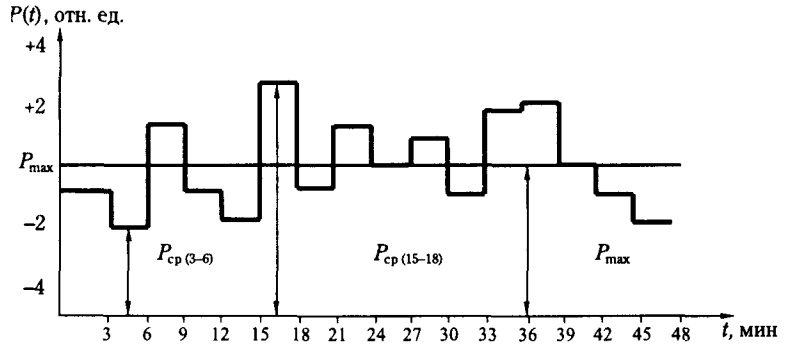


Рис. 3.4. График нагрузки $P = f(t)$ с интервалом осреднения Δt = 3 мин:
$P_{ср(3\ 6)}$, $P_{ср(15\ 18)}$ — усредненные (средние) нагрузки за интервал Δt = 3–6 мин и 15–18 мин; P_{max} — максимальная нагрузка (усредненная за Δt = 30 мин) за первые 30 мин графика

Если индивидуальные графики нагрузки электроприемников известны и возникает необходимость аналитического формирования групповых графиков, то можно использовать для расчетов автокорреляционную функцию индивидуального графика нагрузки $kp(\tau)$, рассматриваемого как реализация стационарного случайного процесса,

$$kp(\tau) = \lim_{T\to\infty} \frac{1}{T}\int_0^T (p(t)-p_{ср})(p(t+\tau)-p_{ср})dt, \tag{3.7}$$

и взаимно корреляционные функции всех пар индивидуальных графиков:

$$kp_{vs}(\tau) = \left(\frac{1}{t_ц}\int_0^{t_ц-\tau} p_v(t)p_s(t+\tau)dt + \int_{t_ц-\tau}^{t_ц} p_v(t)p_s(t-t_ц+\tau)dt\right) - P_{ср(v)}P_{ср(s)}, \tag{3.8}$$

где $p(t)$, $p_v(t)$, $p_s(t)$ — индивидуальные графики нагрузки; $p_{ср}$, $p_{ср(v)}$, $P_{ср(s)}$ — средние значения нагрузки (средняя мощность).

Среднее значение нагрузки за время цикла

$$P_{ср} = \frac{1}{t_ц}\int_0^{t_ц} p(t)dt. \tag{3.9}$$

Величина площади под ломаной графика нагрузки потребителя на рис. 3.4 равна значениям энергии A. Выделим интервал t_{0-30} за первые 30 мин, получим

$$A_{30} = \int_0^{30} p(t)\,dt = \sum_{i=1}^{10} P_{ср(i)}\Delta t = P_{max}\,t_{0-30}, \tag{3.10}$$

где $p(t)$ — неизвестное фактическое изменение мощности во времени; $P_{ср(i)}$ — средняя мощность за i-й интервал осреднения (Δt = 3 мин); P_{max} — расчетный получасовой максимум нагрузки, соответствующий выражениям (3.4) и (3.6), $P_{max} = P_р$.

Чтобы рассчитать P_{max} по (3.10), достаточно показания счетчика электроэнергии пересчитать в киловатт-часы и разделить на 0,5 ч. Отклонение от P_{max} учитывается счетчиком, определяющим среднюю нагрузку $P_{ср}$ за интервал, например t_{3-6} и t_{15-18}. Суммирование, проводимое счетчиком за 30 мин, упрощает допущения о значении и вероятности изменения нагрузки за Δt.

Очевидно, что величина P_{max} (см. рис. 3.4) зависит от начала отсчета. Если определить P_{max} в интервале t_{15-45}, то получим ΔP = +9. Технически возможно рассчитывать P_{max} за 30-минутный интервал, начинающийся с любого момента. Такие измерения экономически целесообразны при регулировании электропотребления предприятий и при создании систем управления электрическими нагрузками. Пока, как правило, измерение производят в фиксированное время, совпадающее с началом часа. Усредненные по (3.10) максимумы фиксируются, получается суточный график (рис. 3.5), состоящий из 48 точек.

На суточном графике выделяют утренний $P_{у(max)}$ и вечерний $P_{в(max)}$ (обычно больший) максимумы и ночной провал, когда нагрузка спускается до мини-

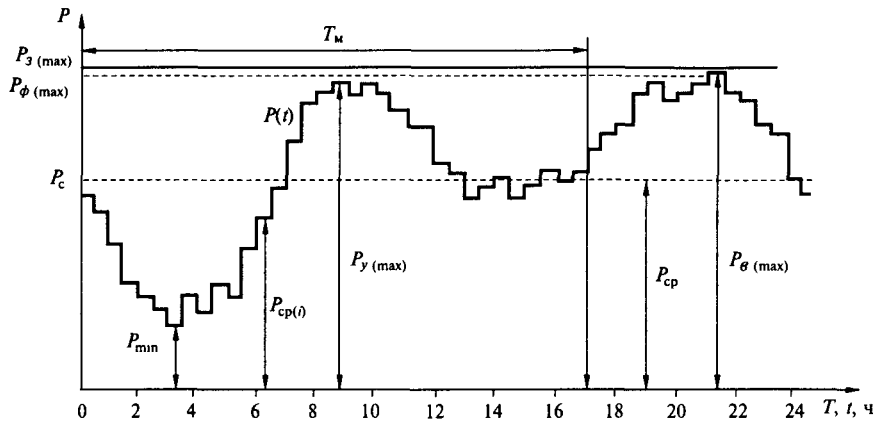


Рис. 3.5. Суточный $P(t)$ график электрических нагрузок:
$P_{c(i)}$ — одно из получасовых усреднений; $P_{ф(max)}$ — максимальная фактическая получасовая нагрузка за сутки, равная $P_{в(max)}$ — максимальной нагрузке в вечерние часы прохождения максимума в энергосистеме; $P_{y(max)}$ — максимальная нагрузка в утренний максимум; P_{min} — минимальная нагрузка; $P_{ср}$ — среднесуточная нагрузка; $P_{з(max)}$ — заявленный максимум нагрузки, равный расчетному $P_р$

мума P_{min}. Часы прохождения утреннего и вечернего максимумов задаются энергоснабжающей организацией. Наибольший из $P_{y(max)}$ или $P_{в(max)}$ принимают за суточный максимум (при регулировании максимум может не совпадать с этими значениями) и наносят на годовой (месячный, квартальный) график нагрузки. Наибольший из суточных максимумов в течение квартала следует принимать за заявленный $P_{з(max)}$ и оплачивать. В этом случае фактический расчетный и заявленный максимумы будут совпадать: $P_{ф(max)} = P_р = P_{з(max)} = P_{max}$. Аналогично (3.9) или (3.10) определяют среднесуточную мощность: $P_{ср\,сут} = (1/48)\,\Sigma\, P_{ср(i)}$, где $P_{ср(i)}$ — средняя нагрузка на получасовой интервал (см. рис. 3.5), или

$$P_{ср.сут} = A_{сут}/24. \qquad (3.11)$$

Графики наглядно характеризуют электрическую нагрузку (и многие другие стороны работы предприятия, например ритмичность, использование оборудования по сменам). Но в инженерной практике работать с графиками неудобно (в настоящее время на начальных стадиях проектирования их не используют, в отличие от проектных заданий 30—40-х годов). Поэтому при расчетах электрических нагрузок, согласовании технических условий на электроснабжение предприятий, лимитировании и управлении электропотреблением оперируют показателями, применение которых достаточно практически для всех расчетов.

Выражения (3.10) и (3.11) дают основания для введения ряда показателей. Фиксирование мощности во времени дает электропотребление: $A = PT$ — расход электроэнергии, регистрируемый счетчиком.

Для понимания особенностей представления $P_р$ важно иметь в виду, что могут быть измерены только мгновенные значения мощности (замеры для интервала $\Delta t = (2 \cdot 50)^{-1}$ с интересны только для специфических задач). Мощности за ряд одинаковых или различающихся интервалов на протяжении любого их количества (но не менее двух) во времени не суммируются, т. е. они не аддитивны в отличие от величин расхода электроэнергии A, которые можно суммировать за любой промежуток времени (что следует из закона сохранения энергии).

Поэтому, когда мы говорим о мощности $P_р$, P_{max}, $P_ф$ в электроснабжении предприятия, всегда предполагаем, что присутствует время и как интервал и как точка на текущем векторе времени Ньютона. Так что определение $P_р$ есть конвенционное соглашение 30–50-х годов (хотя его так не называют) об интервале Δt и привязки его к протяженности суток, ..., года. Это утверждение подтверждается замерами в характерные летние и зимние дни, когда предприятия по требованию энергоснабжающей организации предоставляют фактические замеры своего P_{max} в течение суток с 30-минутным интервалом.

Таким образом, для действующих предприятий на высших уровнях системы электроснабжения 6УР, 5УР, 4УР всегда имеется достоверная величина — расход электроэнергии за отчетный период: смену, сутки, неделю, месяц, квартал, год. Годовая отчетность для 6УР — это государственная статистическая; отчетность для 5УР (частично и для 4УР) — ведомственная, которая может быть взята за основу для отраслевых информационных банков по удельным и общим расходам электроэнергии.

Используем для расчетов наиболее известную и достоверную величину A. Если $A = \text{const}$ и $A = P_{ср}T$ (где T — число часов в сутках, в году 8760 ч), то при работе предприятий с нагрузкой, равной P_{max}, это же количество электроэнергии A было бы израсходовано за число часов T_{max}, называемое числом часов использования максимума (см. рис. 3.5 — $T_{max} = 17$ ч; $T = 24$ ч) или продолжительностью использования максимальной нагрузки. Для годового электропотребления 6УР, 5УР, 4УР можно записать

$$A_г = P_с T_г = P_{max} T_{max}. \qquad (3.12)$$

Из всех интервалов, усредненных на $\Delta t = 30$ мин, нагрузка с 21 ч до 21 ч 30 мин является максимальной (см. рис. 3.5). Именно эта нагрузка (средняя за некоторый интервал времени) иллюстрирует положение, согласно которому максимальная нагрузка P_{max}, принимаемая при расчете, есть максимальная из средних. Это положение распространяется на любой интервал, в том числе на квартал, год. Развитие вычислительной техники и потребности в регулировании электропотребления требуют уменьшения временного интервала (в идеале желательна ежесуточная заявка P_{max} реализован переход на заявку по месяцам и неделям).

Определим коэффициент максимума по активной мощности как отношение максимальной нагрузки на интервале T к средней:

$$K_м = P_{max}/P_{ср}, \tag{3.13}$$

среднюю нагрузку $P_{ср}$ определяют как отношение расхода электроэнергии A к продолжительности временного интервала (3.11). Например, среднегодовая нагрузка предприятия (производства, цеха)

$$P_{ср} = A_г/T_г = A_г/8760. \tag{3.14}$$

Назовем установленной мощностью электроприемника $P_у$ его номинальную мощность, указанную изготовителем электротехнического устройства (паспортная мощность, указанная в документации). Будем считать установленным любой электроприемник, подключенный к электрической сети, работающий или неработающий, но который можно включить или отключить в любое время по технологическим требованиям, условиям безопасности, ремонтным соображениям. Установленная мощность для любого присоединения и на любом уровне системы электроснабжения равна сумме установленных (номинальных) мощностей без каких-либо поправочных коэффициентов. В случае, например, установки трех насосов водоотлива с электроприводом (в нормальном режиме один обеспечивает удаление воды, второй включается взамен или аварийно, третий должен быть в готовом состоянии к периоду интенсивного поступления воды и все три насоса могут быть в любом из трех состояний) установленная мощность их двигателей будет

$$P_у = \sum_{i=1}^{3} P_{ном}(i). \tag{3.15}$$

При этом исключается неопределенность, которая вносилась исключением из (3.15) всех «заведомо резервных потребителей», простаивавших в дни производства записи (замера нагрузки) по причинам, не свойственным условиям нормальной эксплуатации.

В расчетах часто используется номинальная (паспортная) мощность электродвигателя $P_{ном}$ — мощность, развиваемая на валу при номинальном напряжении. Это значит, что на зажимах электродвигателя и далее на 2УР и выше потребуется большая мощность, определяемая КПД электродвигателя и потерями в сети, которые изменяются в зависимости от загрузки электродвигателя и напряжения. Однако, несмотря на вносимую погрешность в расчетах, электроснабженцы электрики используют только паспортные данные электроприемников ($P_{ном}$, $I_{ном}$, cos φ).

Определим коэффициент использования по активной мощности как отношение средней мощности к установленной:

$$K_и = P_{ср}/P_у \text{ или } K_и = \sum_{1}^{n} k_{и(i)} p_{ном} \Big/ \sum_{1}^{n} p_{ном}, \tag{3.16}$$

коэффициент спроса по активной мощности — как отношение максимальной нагрузки к установленной:

$$K_c = P_{max}/P_y. \tag{3.17}$$

Степень неравномерности графика нагрузки характеризуется коэффициентом его заполнения по активной мощности

$$K_з = K_н = P_{ср}/P_{max}, \tag{3.18}$$

или из (3.12) — (3.14)

$$K_з = K_н = T_м/8760 = 1/K_м.$$

Из (3.13), (3.16) и (3.17) коэффициент спроса

$$K_c = K_м K_и. \tag{3.19}$$

При расчете электрических нагрузок для 6УР полезно сравнить для предприятий и цехов-аналогов установленную мощность электроприемников в целом P_y (с учетом освещения и электрозатрат на термическую технологию: сварку, электронагрев, электроплавку и др.) с установленной мощностью электродвигателей $P_{дв} = P_{ср}n$, учитываемую коэффициентом технологической нагрузки:

$$K_т = P_y/P_{дв}, \tag{3.20}$$

где $P_{ср}$ — средняя мощность электродвигателя по предприятию; n — их общее количество.

Для электроприемников 1УР и их групп 2УР (3УР) [см. (3.4)] в некоторых случаях (например, при определении потерь мощности в проводнике, которые пропорциональны квадрату нагрузки) целесообразно введение понятия эффективной нагрузки $P_э$ как суммы квадратов ординат графика $P(t)$ (см. рис. 3.5), или в интегральной форме

$$P_э = \sqrt{\frac{1}{t_ц}\int_0^{t_ц} p^2(t)dt}, \tag{3.21}$$

пределы интегрирования могут быть взяты не за цикл, а за сутки, год. Коэффициент формы индивидуального или группового графика по активной мощности

$$K_ф = P_э/P_{ср}. \tag{3.22}$$

Для 1УР и 2УР (3УР) имеет физический смысл коэффициент включения как отношение времени включения $t_в$ электроприемника ко времени цикла $k_в = t_в/t_ц$ или как отношение номинальной мощности группы включенных электроприемников к установленной мощности группы:

$$K_в = P_{ном}(t)/P_у. \tag{3.23}$$

Групповой коэффициент включения $K_в$ можно определять так же как средневзвешенное (по номинальной активной мощности) значение коэффициентов включения всех приемников группы: $K_в = \sum_1^n k_в p_{ном} / \sum_1^n p_{ном}$. Коэффициент загрузки электроприемника или группы по активной мощности есть отношение его средней загрузки за время включения в течение рассматриваемого времени к номинальной мощности:

$$K_з = P_{ср\,з}/P_у. \tag{3.24}$$

Различие коэффициентов $K_и$ и $K_з$, (3.24) и (3.16), заключается в том, что $K_и$ учитывает загрузку работающих и наличие неработающих электроприемников, т. е. $K_и = K_в K_з$ (при $K_в = 1$; $K_и = K_з$). Заметим, что $K_с = K_м K_в K_з$ и что коэффициенты $K_ф$, $K_в$, $K_з$ для высших уровней системы электроснабжения теряют физический смысл и практически неопределимы.

По рассчитанной величине $P_р = P_{max}$ определяется максимальная реактивная мощность нагрузки

$$Q_{max} = P_{max} \operatorname{tg}\varphi \tag{3.25}$$

и полная мощность

$$S = \sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2} = P_{max}/\cos\varphi. \tag{3.26}$$

Выражения (3.12)—(3.14), (3.16)—(3.20), (3.22)—(3.26) необходимы при решении многих вопросов электроснабжения, и знание их обязательно.

Неравномерность нагрузки по сменам, в выходные и праздничные дни, сезонные колебания учитываются коэффициентами энергоиспользования (суточным $K_{э\,сут}$, месячным $K_{э\,м}$, квартальным $K_{э\,кв}$, годовым $K_{э\,г}$), если определена средняя активная нагрузка за смену $P_{ср\,см}$ и среднесуточная $P_{ср\,сут}$ нагрузка за месяц, квартал, год:

$$K_{э\,сут} = P_{ср\,см}/P_{сут};\ K_{э\,м} = P_{ср\,см}/P_м;$$

$$K_{э\,кв} = P_{ср\,см}/P_{кв};\ K_{э\,г} = P_{ср\,см}/P_г. \tag{3.27}$$

В различных теоретических расчетах чаще всего используют годовой коэффициент энергоиспользования $K_{э\,г}$, принимая среднегодовую нагрузку $P_{ср\,г} = A_г/T_г$, где $T_г$ — годовое число работы предприятия, заимствованное электриками в 50—60-е годы у экономистов. Годовое число часов работы предприятий приведено ниже:

Продолжительность смены, ч	8	7
$T_г$, ч, при числе смен		
1	2250	2000
2	4500	3950
3	6400	5870

Со временем $T_г$ трансформировалось в число часов использования максимума T_{max}, которое для силовых нагрузок цехов и предприятий составляет: одна смена — 1500÷2000; две смены — 2500÷4000; три смены 4500÷6000; непрерывная работа — 6500÷8000 ч/год. Естественно, что ценологические пределы существенно иные.

Понятнее для технологического менеджмента использовать коэффициент энергоиспользования электричества — электроиспользования $K_{э\,э}$ (число часов работы предприятия (объект 2УР–5УР), в сутки, неделю, месяц, квартал, год с нагрузкой неизменной и равной P_{max}):

$$T_{max(t)} = K_{э\,э} = A_{\Delta t}/P_{max(t)}, \tag{3.28}$$

где $A_{\Delta t}$ — расход электроэнергии за исследуемый интервал; $P_{max(t)}$ — максимум нагрузки (30-минутный).

Пример для наглядности: суточное число часов использования максимума в рабочий день механического цеха, не относящегося к основному производству, составляет 7 ч; для доменного цеха — 19 ч.

3.3. Формализуемые методы расчета электрических нагрузок

В соответствии с теорией расчета электрических нагрузок, основы которой сложились в 30-е годы, был определен набор формул, дающих однозначное решение при заданных электроприемниках и графиках (показателях) электрических нагрузок. В целом практика показала ограниченность подхода «снизу вверх», опирающегося на исходные данные по отдельным электроприемникам и их группам. Эта теория сохранила свое значение при расчете режимов работы небольшого числа электроприемников с известными данными, при сложении ограниченного числа графиков, при расчетах для 2УР.

В 50–60-е годы неудовлетворенность результатами проектных расчетов электрической нагрузки способствовала развитию вероятностно-статистических методов, основанных на представлении нагрузки случайными процессами, реализация которых подобна представленным на рис. 3.2, *а–в*. Нагрузки описывали с помощью случайных величин, определяемых аппаратом математической статистики, восходящей к гауссовым (нормальным) распределениям и использующим следующие понятия: математическое ожидание электрической нагрузки MP_t (среднее значение); дисперсия DP_t (среднеквадратичес-

кое отклонение — стандарт нагрузки $\sigma_p = \sqrt{DP}$); корреляционная $R_\tau(\tau)$ и автокорреляционные функции (см. (3.7) и (3.8)). Для нормального закона распределения вероятность выхода расчетной нагрузки P_p за пределы $MP_\tau \pm 3\sigma_p$ равна 0,003, что дает основание пренебрегать значениями, выходящими за $3\sigma_p$. Отдельные работы, ставящие пределы $(1{,}5-2{,}0)\sigma_p$, распространения не получили.

В 80–90-е годы в теории расчета электрических нагрузок наибольшее распространение получили неформализованные методы, в частности комплексный метод расчета электрических нагрузок, элементы которого вошли в «Указания по расчету электрических нагрузок систем электроснабжения» (РТМ 36.18.32.02.—89). Вероятно, работа с информационными базами данных по электрическим и технологическим показателям, кластер-анализ и теория распознавания образов, построение вероятностных и ценологических распределений для экспертной и профессионально-логической оценки может решить окончательно проблему расчета электрических нагрузок на всех уровнях системы электроснабжения и на всех стадиях принятия технического или инвестиционного решения.

Формализация расчета электрических нагрузок развивалась в нескольких направлениях, в настоящее время используют следующие из них: 1) эмпирические методы (коэффициента спроса; двухчленных эмпирических выражений, удельного расхода электроэнергии и удельных плотностей нагрузки, технологического графика); 2) метод упорядоченных диаграмм (расчет по коэффициенту расчетной активной мощности); 3) собственно статистические методы; 4) *метод вероятностного моделирования графиков нагрузки.*

Метод коэффициента спроса наиболее прост, широко распространен, с него начинают расчет нагрузок (3 17); по известной (задаваемой) величине P_y и табличным значениям K_c, приводимым в справочной литературе (табл. 3.1), определяют.

$$P_p = P_{max} = K_c P_y; \quad Q_{max} = P_{max}\mathrm{tg}\varphi. \tag{3.29}$$

Таблица 3.1. **Коэффициенты спроса, использования и мощности для некоторых групп электроприемников**

Электроприемник	K_c	$K_и$	$\cos\varphi$
Вентилятор и насос, работающие непрерывно	0,71	0,65	0,82
Дробилка конусная крупного и среднего дробления обогатительных фабрик	0,75	0,62	0,67
Конвейер ленточный	0,64	0,58	0,75
Дымосос и газодувка	0,95	0,90	0,92
Станок универсального назначения для механической обработки металла	0,22	0,16	0,65
Печи сопротивления, нагревательные аппараты и ванны, сушильные камеры	0,61	0,55	0,95

Величина K_c принимается одинаковой для электроприемников одной группы (работающих в одном режиме) независимо от числа и мощности отдельных приемников. Физический смысл K_c: это доля суммы номинальных мощностей электроприемников, статистически отражающая максимальный практически ожидаемый и встречающийся режим одновременной работы и загрузки некоторого неопределенного сочетания (реализации) установленных приемников.

Приводимые справочные данные по K_c и $K_и$ соответствуют максимальному значению, а не математическому ожиданию. Суммирование максимальных (а не средних) значений неизбежно завышает нагрузку. Если рассматривать любую группу современного электрического хозяйства, то становится очевидной условность понятия «однородная группа». Различия в значении коэффициента 1: 10 (до 1: 100 и выше) неизбежны и объясняются техноценологическими свойствами электрического хозяйства. В табл. 3.2 приведены K_c, характеризующие насосы как группу. При углублении исследований K_c, например только для насосов сырой воды, также может быть разброс 1: 10.

Необходимо правильнее учиться оценивать K_c в целом по потребителю (участку, отделению, цеху). Полезно выполнять анализ расчетных и действительных величин для всех близких по технологии объектов одного и того же уровня системы электроснабжения (см. с. 000), что позволит создать личный информационный банк и обеспечить точность ваших расчетов. Метод удельного расхода электроэнергии применим для участков (установок) 2УР, отделений 3УР и цехов 4УР, где технологическая продукция M однородная и количественно меняется мало (увеличение выпуска снижает, как правило, удельные расходы электроэнергии $A_{уд}$). Максимальная мощность

$$P_{max} = A_{уд} M / T, \tag{3.30}$$

где M — продукция (т, м^3, шт.), выпущенная за учетное время T.

В реальных условиях продолжительная работа потребителя не означает постоянство нагрузки в точке присоединения на более высоком уровне системы

Таблица 3.2. **Характеристика групп насосов котельно-вспомогательного оборудования**

Группа насосов	$P_у$, кВт	K_c	$T_г$, ч
Питательные	55	0,85	4300
Циркуляционные для мазута	26,4	0,93	8760
Подпиточные	4,5	0,38	8760
Перекачки конденсата	16,5	0,81	8760
Сырой воды	7,2	0,85	8760
Сетевой воды:			
зимний период	55	0,8	5090
летний период	14,6	0,8	3670
Насос-дозатор нитратов	0,6	0,17	8760
Промывки	2,8	0,46	345
Насыщенного раствора соли	2,2	0,55	365

электроснабжения. Как статистическую величину $A_{уд}$ (определяемую для какого-то ранее выделенного объекта по электропотреблению A и объему M) рассчитывают следующим образом: $A_{уд} = A/M$, таким образом есть некоторое усреднение на известном (чаще месячном или годовом) интервале. Поэтому применение (3.30) дает, строго говоря, не максимальную, а среднюю нагрузку. Для выбора трансформаторов ЗУР можно принять $P_с = P_{max}$. В общем случае, особенно для 4УР (цеха), необходимо учитывать $K_м$ [см. (3.13)] или в выражении (3.30) в качестве T принимать действительное годовое (суточное) число часов работы производства T с максимумом использования активной мощности. Например, для метизных цехов при трехсменной работе основных производств T может быть принято 5200, при двухсменной — 3100, при односменной — 1500 ч; для механических мастерских — 3600, котельных — 8300, компрессорных — 4100 ч. Эти данные, как и данные, приведенные выше (с. 000), представляют соединение вероятностного (пользование средним) и ценологических отношений. Поэтому указанные величины подлежат согласованию с технологами.

Метод удельных плотностей нагрузок близок к предыдущему. Задается удельная мощность (плотность нагрузки) γ, и определяется площадь здания F, сооружения или участка, отделения, цеха. Например для машиностроительных и металлообрабатывающих цехов $\gamma = 0{,}12 \div 0{,}25$ кВт/м^2, для кислородно-конвертерных цехов $\gamma = 0{,}16 \div 0{,}32$ кВт/м^2. Нагрузка, превышающая 0,4 кВт/м^2, возможна для некоторых участков, в частности, где имеются единичные электроприемники единичной мощности 1,0—30 МВт. Расчетная нагрузка

$$P_{max} = \gamma F. \tag{3.31}$$

Метод технологического графика опирается на график работы агрегата, линии или группы машин. Например, график работы дуговой сталеплавильной печи конкретизируется: указывается время расплавления, составляющее 27—50 мин, время окисления (20—80 мин), число плавок, технологическая увязка с работой других сталеплавильных агрегатов (один из циклов работы ДСП приведен на рис. 3.6). График позволяет определить общий расход электроэнергии за плавку, средний за цикл (с учетом времени до начала следующей плавки), и максимальную (в данном случае — 3-минутный максимум на участки до 4 ч 02 мин) нагрузку для расчета питающей сети.

Метод упорядоченных диаграмм, который в 60—70-е годы директивно применяли для всех уровней системы электроснабжения и на всех стадиях проектирования, в 80-е годы трансформировался в расчет нагрузок по коэффициенту расчетной активной мощности. При наличии данных о числе электроприемников, их мощности, режимах работы его рекомендуют применять для расчета элементов системы электроснабжения 2УР, 3УР (провод, кабель, шинопровод, низковольтная аппаратура), питающих силовую нагрузку до 1 кВ (упрощенно для эффективного числа приемников всего цеха, т. е. для сети 6—10 кВ 4УР). Различие метода упорядоченных диаграмм и расчета по коэф-

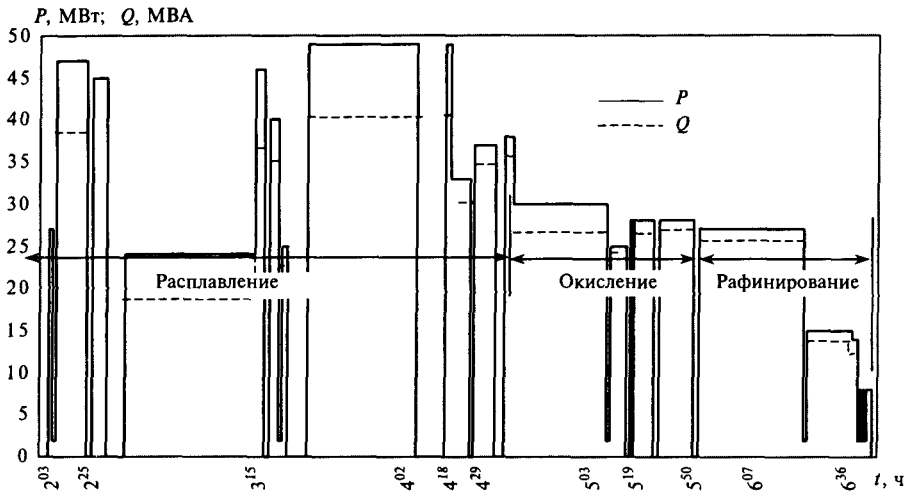


Рис. 3.6. График электрической нагрузки печи ДСП-200 с трансформаторами мощностью 60 МВА:
2^{03} — пуск, 6-я ступень; 2^{07} — переключение на 1-ю ступень; 2^{25} — поворот; 2^{36} — замена электрода; 3^{15} — поворот; 3^{28} — обвал шихты; 4^{02} — сталкивание шихты; 4^{18} — переключение на 6-ю ступень; 4^{29} — сталкивание шихты; 4^{50} — 1-я проба подача флюсов; 5^{03} — переключение на 10-ю ступень; 5^{15} — подача флюсов; 5^{19} — подача кислорода; 5^{30} — подача флюсов; 6^{07} — переключение на 16-ю ступень; 6^{30} — переключение на 18-ю ступень; 6^{36} — переключение на 16-ю ступень; 6^{42} — переключение на 18-ю ступень; 6^{47} — выпуск

фициенту расчетной активной мощности заключается в замене коэффициента максимума $K_м$, всегда понимаемого однозначно как отношение P_{max}/P_c (3.13), коэффициентом расчетной активной мощности $K_р$. Порядок расчета для элемента узла следующий:

1. Составляется перечень (число) силовых электроприемников с указанием их номинальной $P_{ном(i)}$ (установленной) мощности.

2. Определяется рабочая смена с наибольшим потреблением электроэнергии и выделяются характерные сутки.

3. Описываются особенности технологического процесса, влияющие на электропотребление, выделяются электроприемники с высокой неравномерностью нагрузки (которые рассчитывают по максимуму эффективной нагрузки).

4. Исключаются из расчета (перечня): а) электроприемники малой мощности; б) резервные по условиям расчета электрических нагрузок; в) включаемые эпизодически.

5. Определяются группы m электроприемников, имеющих одинаковый тип (режим) работы, и выделяются из них j-е подгруппы, $j = 1,...,m$, имеющие одинаковую величину индивидуального коэффициента использования $K_{и(i)}$.

6. Выделяются электроприемники одинакового режима работы и определяется их средняя мощность

$$P_{\text{ср}(j)} = \sum K_{\text{и}(i)} P_{\text{ном}(i)}, \tag{3.32}$$

где $P_{\text{ном}(i)}$ — номинальная мощность отдельного электроприемника.

7. Вычисляется средняя реактивная нагрузка

$$Q_{\text{ср}(j)} = \sum K_{\text{и}(i)} P_{\text{ном}(i)} \operatorname{tg}\varphi_i, \tag{3.33}$$

где $\operatorname{tg}\varphi_i$ — коэффициент реактивной мощности, соответствующий средневзвешенному коэффициенту мощности $\cos\varphi$, характерному для i-го электроприемника.

8. Находится групповой коэффициент использования K_u активной мощности

$$K_u = \sum_{j=1}^{m} P_{\text{ср}(j)} \Big/ \sum_{j=1}^{m} P_{\text{ном}(j)}, \tag{3.34}$$

где $P_{\text{ном}(j)}$ — установленная мощность подгруппы.

9. Рассчитывается эффективное число электроприемников в группе из n электроприемников:

$$n_{\text{э}} = (\sum P_{\text{ном}(i)})^2 / \sum (P_{\text{ном}(i)})^2, \tag{3.35}$$

где $n_{\text{э}}$ — число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое дает то же значение расчетного максимума $P_{\max}$, что и группа электроприемников, различных по мощности и режиму работы. При числе электроприемников в группе четыре и более допускается принимать $n_{\text{э}}$ равным n (действительному числу электроприемников) при условии, что отношение номинальной мощности наибольшего электроприемника $P_{\text{ном}(\max)}$ к номинальной мощности меньшего $P_{\text{ном}(\min)}$ меньше трех. При этом при определении значения n допускается исключать мелкие электроприемники, суммарная мощность которых не превышает 5 % номинальной мощности всей группы.

10. По справочным данным в зависимости от (3.34), (3.35) и постоянной времени нагрева T_0 принимается величина расчетного коэффициента $K_{\text{р}}$.

11. Определяется расчетный максимум нагрузки

$$P_{\text{р}} = P_{\max} = K_{\text{р}} \sum_{j=1}^{m} P_{\text{ср}(j)}. \tag{3.36}$$

Значение расчетного коэффициента активной мощности $K_{\text{р}}$ для T_0 = = 10 мин — сетей напряжением до 1 кВ, питающих 2УР, приведены в табл. 3.3. Для 3УР постоянная нагрева T_0 = 2,5 ч и при $n_{\text{э}} > 50$ и $K_{\text{и}} \le 0{,}5$ $K_{\text{р}} = 0{,}7$; $K_{\text{и}} > 0{,}5$; $K_{\text{р}} = 0{,}8$. Для кабелей, образующих высоковольтные сети 6–10 кВ потребителей, $K_{\text{р}} = 1$.

Упрощенно эффективное число приемников для цеха

$$n_{\text{э}} = 2\sum P_{\text{ном}(i)} / P_{\text{ном}(\max)}, \tag{3.37}$$

Таблица 3.3. Значение расчетного коэффициента активной мощности $K_р = f(n_э; K_и)$ для сетей до 1 кВ (T_0 = 10 мин)

$n_э$	Расчетный коэффициент активной мощности $K_р$ для значений $K_и$				
	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7
2	8,00	4,00	2,66	1,60	1,14
4	3,42	2,00	1,53	1,24	1,08
6	2,64	1,62	1,28	1,12	1,01
8	2,37	1,48	1,19	1,08	1,00
10	2,18	1,39	1,13	1,05	1,00
12	2,04	1,32	1,08	1,03	1,00
16	1,85	1,23	1,02	1,00	1,00
20	1,72	1,16	1,00	1,00	1,00
24	1,62	1,11	1,00	1,00	1,00
30	1,51	1,05	1,00	1,00	1,00
50	1,30	1,00	1,00	1,00	1,00
100	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00

где $P_{ном(max)}$ — номинальная мощность наиболее мощного электроприемника цеха.

Физический смысл выражения (3.37) объяснить трудно. Оно возникло из формулы (конец 50-х — начало 60-х годов)

$$n_э = n_1 + 2\left(\sum_1^m P_{ном(i)} - \sum_1^{n_1} P_{ном(1)}\right) \Big/ P_{ном(max)}, \qquad (3.38)$$

когда из группы электроприемников, для которой определяли расчетную нагрузку, были выделены наибольшие по мощности приемники n_i и суммарная мощность $P_{ном(i)}$ всех m приемников, входящих в группу. Размытость понятия «группа» (необходимо исключать лишние) и понятия «наибольших по мощности» осложняло проведение расчетов.

Электрические нагрузки отдельных узлов системы электроснабжения в сетях напряжением выше 1 кВ (находящиеся на 4УР, 5УР) рекомендуется определять аналогично с включением потерь в трансформаторах.

Результаты расчетов нагрузок по коэффициенту расчетной активной мощности сводят в таблицу.

Статистические методы определения электрических нагрузок. Расчетная максимальная нагрузка группы электроприемников P_{max} может быть найдена упрощенно по уравнению

$$P_{max} = K_м K_и P_{ном} = K_м P_{ср.см}, \qquad (3.39)$$

где $P_{ном}$ — групповая номинальная мощность (сумма номинальных мощностей, за исключением резервных по расчету электрических нагрузок); $P_{ср.см}$ — средняя активная мощность за наиболее загруженную смену.

Метод (3.36) громоздок, труден для понимания и применения, и главное, нередко дает двукратную (и более) ошибку. Негауссову случайность, неопределенность и неполноту исходной информации можно преодолеть с помощью

следующих допущений: одинаковые коэффициенты для электроприемников одного названия; исключения резервных двигателей по условиям электрических нагрузок; коэффициент использования считается независимым от числа электроприемников в группе; выделения электроприемников с практически постоянным графиком нагрузки; исключение из расчета наименьших по мощности электроприемников. Метод для различных уровней системы электроснабжения и стадий выполнения (согласования) проекта не дифференцирован. Принимается, что значение расчетного коэффициента активной мощности стремится к единице при увеличении числа электроприемников. Фактически это не подтверждается статистикой; для отделения, где двигателей 300–1000, и цеха, где их до 6000, коэффициент может составлять 1,2–1,4. Внедрение рыночных отношений, ведущих к автоматизации и к разнообразию выпуска продукции, способствует перемещению электроприемников из группы в группу.

Статистическое определение $P_{\text{ср.см}}$ для действующих предприятий осложняется трудностью выбора наиболее загруженной смены (перенос начала работы разных категорий работников в пределах смены, четырехсменная работа и др.). Проявляется неопределенность при измерениях (наложение на административно-территориальную структуру). Ограничения со стороны энергосистемы ведут к режимам, когда максимум нагрузки $P_{\max}$ имеет место в одной смене, а расход электроэнергии больше в другой. При определении $P_{\text{р}}$ нужно отказаться от $P_{\text{ср.см}}$, исключив промежуточные расчеты.

Ошибки накапливаются от уровня к уровню. Происходит простое суммирование мощностей и коэффициентов в соответствии с выражениями (3.34) и (3.35), хотя электроприемники оказываются из разных групп. Но простое суммирование недопустимо, так как многие из групп приемников совместно не работают (если поворачивается конвертер, не работает дымосос; если ремонтируется конвертер, то сталь не разливается). Цель подробного рассмотрения недостатков метода — показать, что расчет электрических нагрузок, опирающийся на классические представления об электрической цепи и графиках нагрузки, теоретически не может обеспечить достаточную точность.

Статистические методы расчета электрических нагрузок устойчиво отстаиваются рядом специалистов. Методы учитывают, что даже для одной группы механизмов, работающих на данном участке производства, коэффициенты и показатели меняются в широких пределах. Например, коэффициент включения для неавтоматических однотипных металлорежущих станков меняется от 0,03 до 0,95, коэффициент загрузки $K_{\text{з}}$ — от 0,05 до 0,85.

Задача нахождения максимума функции $P_{\text{р}}$ на некотором интервале времени практически осложняется тем, что от 2УР, 3УР, 4УР питаются электроприемники и потребители с различным режимом работы. Статистические методы основаны на измерении нагрузок линий, питающих характерные группы электроприемников, без обращения к режиму работы отдельных электроприемников и к числовым характеристикам индивидуальных графиков.

Методы используют две интегральные характеристики: генеральную среднюю нагрузку $P_{\text{ср}}$ и генеральное среднее квадратичное отклонение

$\sigma = \sqrt{DP_{max}}$, где дисперсия DP берется для того же интервала осреднения. Максимум нагрузки

$$P_{max} = P_{ср} + \beta\sigma, \tag{3.40}$$

где β — статистический коэффициент, зависящий от закона распределения и принятой вероятности превышения по графику нагрузки $P(t)$ уровня P_{max}; $\sigma = \sqrt{P_э^2 - P_{ср}^2} = \sqrt{DP}$ или $\sigma = P_{ср}\sqrt{K_ф^2 - 1}$ при введении коэффициента формы $K_ф = P_э/P_{ср}$.

Для построения группового графика необходимы данные о графиках нагрузки. Для отказа от графиков производят измерения (запись) максимальных нагрузок ежедневно за квартал (или другие периоды). Затем методами математической статистики определяют $P_{ср}$ (как математическое ожидание) и дисперсию (как центральный момент второго порядка).

Значение β принимается различным. В теории вероятности часто используется правило трех сигм: $P_{max} = P_{ср} \pm 3\sigma$, что при нормальном распределении соответствует предельной вероятности 0,9973. Вероятности превышения нагрузки на 0,5 % соответствует $\beta = 2{,}5$, для $\beta = 1{,}65$ обеспечивается 5 %-ная вероятность ошибки.

Статистический метод можно отнести к надежным методам изучения нагрузок действующего промышленного предприятия, метод обеспечивает относительно верное значение заявляемого промышленным предприятием максимума нагрузки $P_{э(max)}$ в часы его прохождения в энергосистеме. При этом приходится допускать гауссово распределение работы электроприемников (потребителей).

Метод вероятностного моделирования графиков нагрузки предполагает непосредственное изучение вероятностного характера последовательных случайных изменений суммарной нагрузки групп электроприемников во времени и основан на теории случайных процессов, с помощью которой получают автокорреляционную [см. (3.7)], взаимно корреляционную (3.8) функции и другие параметры. Исследования графиков работы электроприемников большой единичной мощности, графиков работы цехов и предприятий обусловливают перспективность метода управления режимами электропотребления и выравнивания графиков.

3.4. Определение электрических нагрузок комплексным методом

Комплексный метод основан на том, что любой объект можно описать с помощью числовых показателей и словесно (качественно) — образом, представляющим модель объекта. При этом любые два объекта могут быть похожими или различными, иметь или не иметь между собой ничего общего. Под объектом понимается предприятие, производство, цех, отделение, участок или

здание, сооружение, т. е. любая выделяемая объемно-территориальная или административная единица, для которой должна быть определена электрическая нагрузка. Каждый объект качественно идентифицируют (словесным описанием) и относят к какому-либо семейству, объединяемому ценологически («похожестью», хотя слабо определенной по связям и зависимостям). Это могут быть, например, все отделения и участки цеха; цеха и производства предприятия; все предприятия одной отрасли (подотрасли) или региона (города); школы или детсады крупного города, больницы федерального подчинения.

Опираясь на электрические и иные показатели, все объекты семейства, включая тот, для которого производится расчет параметров электропотребления, ранжируются. Точнее, в процессе количественной идентификации объектов, используя собственный *профессионально-логический анализ* (свою квалификацию), экспертные оценки, теорию распознавания образов, каждый объект относят к тому или иному классу объектов, называемому кластером. Принадлежность проектируемого (исследуемого) объекта к определенному кластеру дает область решения, где можно говорить о математическом ожидании и конечной ошибке (дисперсии).

Компьютеризация способствовала развитию теории распознавания образов, рассматривающей принципы и методы классификации и идентификации предметов, явлений, процессов, сигналов — всех объектов, которые могут быть описаны конечным набором признаков или свойств. Если два завода имеют одинаковые максимумы P_{max}, электропотребление A, среднюю мощность электродвигателей $P_{ср}$ и другие показатели, можно ли сделать вывод о равноценности их электрических хозяйств? Если они разные, то какое из них лучше, эффективнее? Однозначного ответа на это нет, что и объясняется ценологическими свойствами. Но информированность и профессионализм позволяют дать правильное решение задачи.

Назначение существующих методов определения электрических нагрузок состоит в попытке формализовать расчеты. Подразумевалось, что процесс электропотребления описывается (математически или графически) каузально однозначно (или вероятностно: математическим ожиданием, дисперсией и другими характеристиками), т. е. для заданных исходных данных может быть предложен алгоритм вычислений P_{max}, позволяющий получить однозначный результат. Фактически эта часть теории расчета электрических нагрузок имеет ограниченную область применения и удобна для учебных целей. Она не применима ни для инвестиционного проектирования, ни для определения мощности и расхода электроэнергии при эксплуатации, ни при определении перспективы.

Инвестиционное строительство нового предприятия (гл. 19), а также расширение, реконструкция, модернизация действующих осуществляется на основании решений, принимаемых на предпроектных стадиях и в технико-экономических обоснованиях. Необходимость предпроектных стадий сохраняется при любых решениях, требующих финансовых и иных затрат. На предпроектных стадиях не только не известны отдельные электроприемники, но

определены не все цеха, здания и сооружения, а в основных цехах — не все отделения и участки. Заданы лишь важнейшие цеха (агрегаты), но необходимо решить вопрос о присоединении к энергосистеме. Каждый электроприемник и вопросы его электроснабжения рассмотрены лишь в рабочей документации. На ГПП и РП отдельно от технологической части предпроектные стадии, как правило, не выполняются.

В электрической части ТЭО предприятий указаны нагрузка и расходы электроэнергии по производствам и цехам, удельные расходы $A_{уд}$. На схеме электроснабжения приведены источники питания (районные подстанции и ТЭЦ), ГПП, основные РП (ЦРП) (см. рис. 2.2 и 2.3); для средних предприятий могут быть даны все РП 10(6) кВ. Для предприятий, электроснабжение которых осуществляется от ЗУР, предпроектные стадии, в электрической части, выполняют упрощенно (главным образом решают вопросы технологического присоединения, следовательно, определяется P_{max} и расход электроэнергии A).

При выполнении ТЭО на сооружение крупного агрегата — пускового комплекса — рассматривается предприятие в целом — 6УР (см. рис. 2.2) и более подробно 5УР. Применительно к схеме электроснабжения, например, современной доменной печи (рис. 3.7) это означает определение состава ГПП, способа питания двигателей 2×30 МВт ЭВС, количества РП, значения напряжения и способа питания 42 высоковольтных двигателей мощностью 373 МВт (точное количество и мощность, как правило, не указывают, уточнение — в рабочих чертежах), напряжения и единичной мощности трансформаторов 0,4 кВ.

Первое принципиальное положение, отражающее усложнение окружающего мира, заключается в определении электрических нагрузок сверху вниз: для 6УР расчет производится до полного перечня цехов, зданий и сооружений; решение по ГПП (рис. 3.7) принимается до определения РП и высоковольтных двигателей; решение по РП — до выявления всех трансформаторов 10/0,4 кВ и питающихся от РП двигателей. Определение места установки и мощности трансформаторов 3УР предшествует, как правило, определению всех шкафов 2УР и всех электроприемников, которые будут подключены к этому трансформатору. Лишь выбор элемента 2УР (см. рис. 2.6 и 2.7), производимый на стадии рабочей документации, определяется конкретными электроприемниками (хотя для гибких производств и для ряда цехов и отделений известны проекты, где шкафы 2УР определялись строительным модулем, шинопроводы магистральные ШМА всегда, а шинопроводы распределительные ШРА в большей части проектируются и сооружаются до получения исходных данных по каждому электроприемнику 1УР).

Устойчивыми во времени остаются технологические и электрические показатели, характеризующие в целом предприятия, — 6УР, производство — 5УР, цех — 4УР. Из-за изменения технических решений во время проектирования на стадии рабочей документации в любую часть проекта (их десятки) и в любое время до пуска (и после него) вносятся корректировки, в результате

которых электроприемники исчезают, возникают, меняют напряжение, частоту, род тока, мощность. При этом схемы электроснабжения 5УР и 4УР сохраняются. Вопросы, определяющие показатели 6УР, в рабочей документации вообще не рассматриваются.

Второе принципиальное положение отражает количественное увеличение установленного электрооборудования и заключается в практической счетности установленных электроприемников (см. подразделы 1.2 и 2.3). С проблемой практической счетности связана проблема фрактальности, ведущая к *H*-распределению и заключающаяся в потенциальном наличии бесконечного количества свойств объекта по мере углубления исследований.

Комплексный метод включает: 1) создание информационного обеспечения; 2) классификацию объектов электроснабжения, применение распознавания образов, экспертных систем и кластер-анализа; 3) использование прогноза на всех уровнях системы электроснабжения, в том числе при сооружении крупных агрегатов (см. рис. 3.7).

Расчеты комплексным методом осуществляет специалист, решающий вопросы электроснабжения 4УР–6УР, от верхних уровней к нижним и заканчивает определением количества и мощности трансформаторов 0,4 кВ (3УР). При наличии статистики и опыта метод применим и для 3УР (мелких предприятий и отделений цеха), и для 2УР (мини-предприятий и участков). Для определенной технологии используют информационную базу аналогов, создавая некоторый образ, качественные стороны которого принципиально неформализуемы.

Комплексный метод расчета максимальной нагрузки предусматривает одновременное применение нескольких способов с использованием следующих параметров:

1) электроемкости продукции Э$_i$ на уровне 6УР:

$$P_{max} = Э_i M_i / T_{max}, \tag{3.41}$$

где M_i — объем технологической продукции i-го вида;

2) общегодового электропотребления A или среднегодовой мощности $P_{ср\,г}$ на уровнях 6УР, 5УР, 4УР:

$$P_{max} = K_м A / T_г = K_м P_{сг}, \tag{3.42}$$

где $K_м$ — среднегодовой коэффициент максимума; $T_г = 8760$ — число часов в году;

3) удельного годового расхода электроэнергии $A_{уд}$ на уровнях 5УР, 4УР, 3УР:

$$P_{max} = K_м \sum_{i=1}^{n} (A_{уд(i)} M_i / T_i), \tag{3.43}$$

где T_i — годовое число часов работы цеха (производства, отделения);

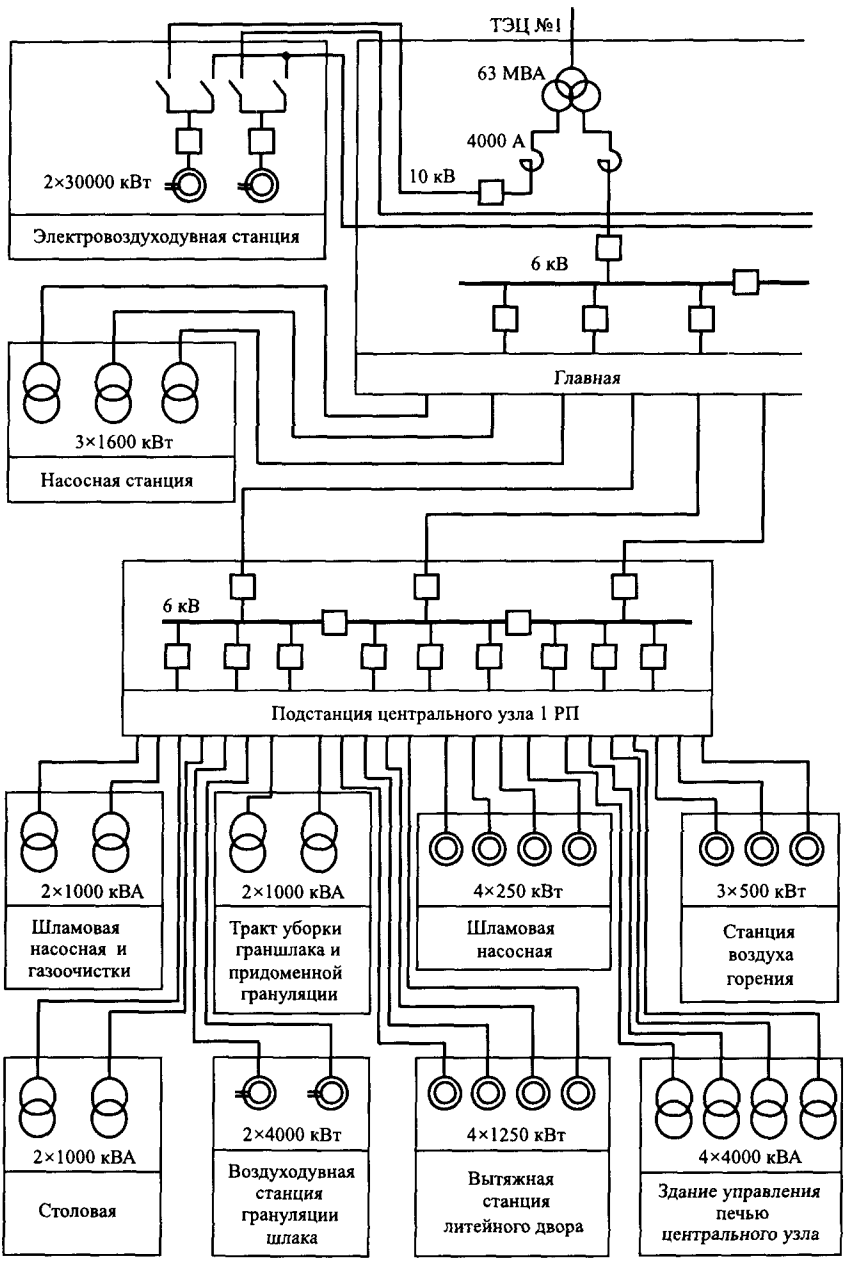
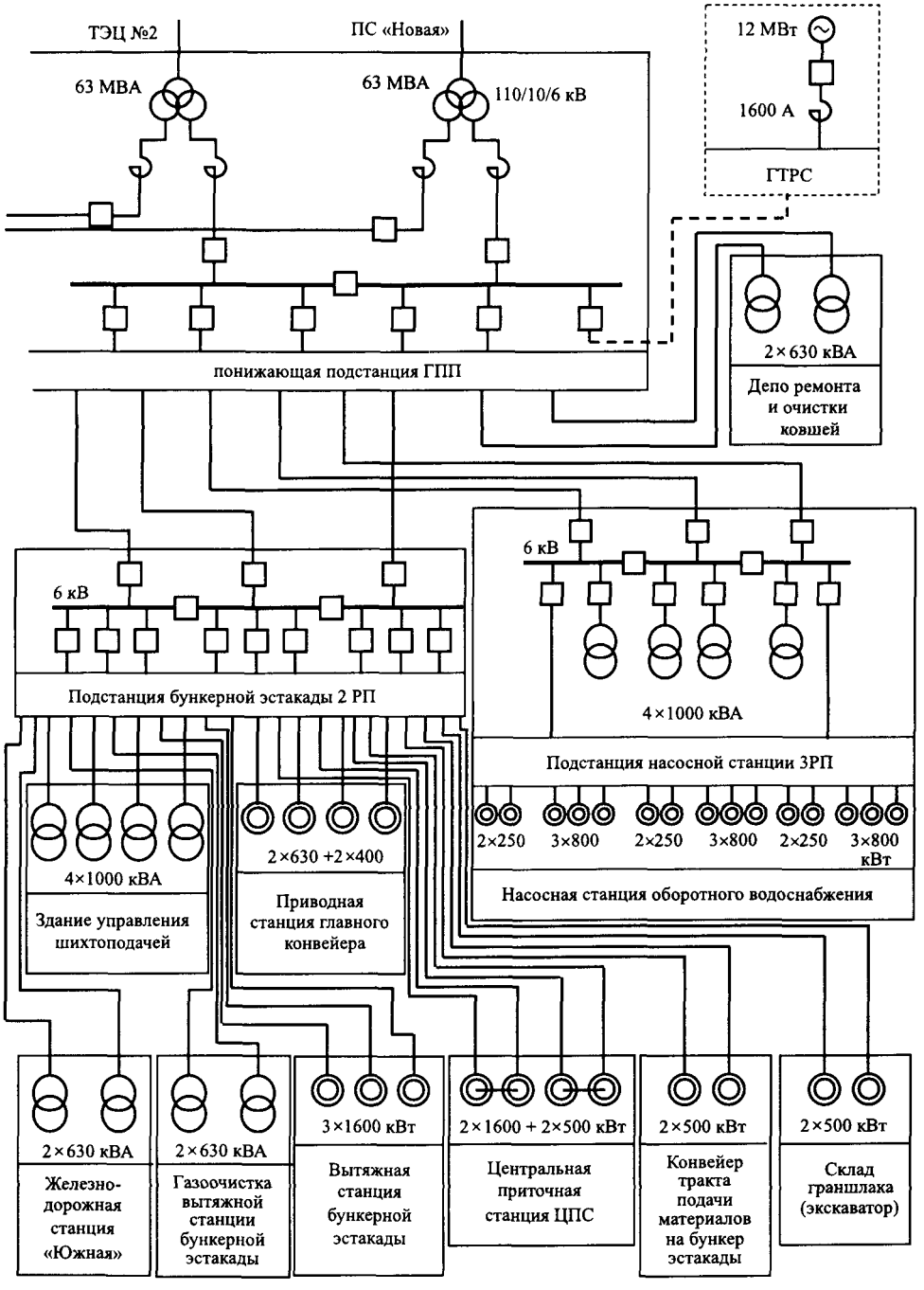


Рис. 3.7. Схема электроснабжения 5 УР — района доменной печи


ТЭЦ №2
ПС «Новая»
63 МВА
63 МВА
110/10/6 кВ
12 МВт
1600 А
ГТРС
понижающая подстанция ГПП
2×630 кВА
Депо ремонта и очистки ковшей
6 кВ
6 кВ
Подстанция бункерной эстакады 2 РП
4×1000 кВА
Подстанция насосной станции 3РП
2×250
3×800
2×250
3×800
2×250
3×800 кВт
Насосная станция оборотного водоснабжения
4×1000 кВА
Здание управления шихтоподачей
2×630 +2×400
Приводная станция главного конвейера
2×630 кВА
Железно-дорожная станция «Южная»
2×630 кВА
Газоочистка вытяжной станции бункерной эстакады
3×1600 кВт
Вытяжная станция бункерной эстакады
2×1600 + 2×500 кВт
Центральная приточная станция ЦПС
2×500 кВт
Конвейер тракта подачи материалов на бункер эстакады
2×500 кВт
Склад граншлака (экскаватор)

4) среднегодового коэффициента спроса K_c на уровнях 6УР–2УР:

$$P_{max} = K_c P_y; \tag{3.44}$$

5) удельных мощностей нагрузок на уровнях 6УР–2УР:

$$P_{max} = \gamma F, \tag{3.45}$$

где γ — удельная мощность (плотность нагрузки); F — площадь предприятия, района, цеха, отделения, участка;

6) прогнозирования временных рядов на уровнях 6УР–2УР:

$$P_{max} f(W_j); \quad W_1 = f_1(A, t); \quad W_2 = f_2(M_1, t),..., \tag{3.46}$$

где W_j — матрица показателей, определяемая временным рядом;

7) профессионально-логического анализа (включая режим САПР):

$$P_{max} = \{P_0, W_j\}, \tag{3.47}$$

где P_0 — матрица электрических показателей, характеризующая кластер объекта (электрического хозяйства).

В качестве расчетной мощности $P_р = P_{max}$ для каждого электроприемника 1УР с длительным режимом работы при выборе коммутационной аппаратуры и проводников принимают его номинальную (установленную) мощность $P_р = P_{max} = P_{ном} = P_у$. Изменением значения КПД и коэффициента мощности при изменении нагрузки пренебрегают. Расчетный ток определяют из выражения (3.5):

$$I_р = P_{max} / (\sqrt{3} U_{ном} \cos\varphi). \tag{3.48}$$

Для агрегата с многодвигательным приводом как электроприемника под его номинальной мощностью понимают сумму номинальных мощностей всех двигателей агрегата. Если два и три приемника образуют группу, питающуюся по одному проводнику от одного коммутационного аппарата, то $P_р = P_{max}$ определяется как сумма их номинальных мощностей. Для одного крана расчетная нагрузка принимается равной мощности двух наиболее мощных электроприемников.

Таким образом для 1УР расчет электрических нагрузок для целей электроснабжения не производится. Выбор электрооборудования для этого уровня осуществляется по $P_{ном}$. Определение коэффициентов $K_в$, $K_с$, $K_и$, $K_м$, $K_ф$ и выделение резервных электроприемников не требуются. Понятие наиболее загруженной смены не используется.

Комплексный метод предполагает, что специалист умеет оценить полученные результаты, принимая за основу электрические показатели. Тогда, напри-

Таблица 3.4. **Основные электрические показатели для некоторых крупных металлургических комбинатов**

№ п/п	P_{max}	T_{max}	K_c	$Д$	$P_{ср}$	$A_т$	$A_э$
1	728	6522	0,21	82 169	41,2	98,0	895
2	163	7337	0,28	26 260	33,5	46,6	650
3	425	7324	0,25	38 829	39,6	100	763
4	590	6630	0,24	59 646	35,1	123	1127
5	692	6706	0,20	51 391	45,8	155	1855

мер, 6УР описывается системой электрических показателей P_0 как некоторое векторное пространство (1.4), используемое для принятия решения (табл. 3.4).

Пусть требуется определить P_{max} для завода с полным металлургическим циклом, который будет производить агломерат объемом $M_а$, кокс объемом M, чугун объемом $M_ч$, сталь объемом $M_с$, прокат объемом $M_п$. Определим $P_р = P_{max}$ По данным табл. 3.5 (сравним с табл. 1.2) выбирают завод-аналог с близкими составом и объемом производства. Составляют перечень основных цехов, совместно с технологами анализируются близкие производства и отличия проектируемого завода. Через электроемкость $Э_i$ по выражению (3.41) предварительно рассчитывают P_{max}. Значение T_{max} принимают по показателям завода-аналога или по среднему (сред-

Таблица 3.5. **Технологические и электрические показатели некоторых металлургических предприятий**

№ п/п	Продукция, млн т	Удельный расход, кВтч/т	Общий расход, ГВтч	Средняя мощность, МВт
		Производство агломерата		
1	12,5	24,3	306,5	34,9
3	8,8	57,5	508,6	57,9
4	8,7	48,3	421,2	48,1
5	13,2	36,9	490,9	55,9
6	1,9	23,4	45,2	5,1
		Коксохимическое производство		
1	7,5	24,1	181,7	20,7
2	3,6	23,9	87,6	10,4
3	4,1	21,5	88,7	10,1
4	4,8	37,7	182,6	20,8
7	3,1	24,4	73,6	8,4
		Производство чугуна		
1	11,2	5,1	57,3	6,5
2	4,6	6,9	31,8	3,6
3	4,7	18,5	87,0	9,9
4	5,4	14,1	76,5	8,7
5	7,1	14,1	99,5	11,3
		Производство проката		
1	11,9	105,6	1252,6	142,9
2	3,5	82,4	290,2	33,1
3	4,7	112,1	529,5	60,4
4	8,1	119,3	965,9	110,0
5	6,2	183,2	1135,8	129,6

невзвешенному) T_{max} для группы (кластера) подобных заводов (для крупных металлургических T_{max} = 6900 ч).

Электроемкость $Э_i$ — количество электроэнергии, планируемой или расходуемой на выпуск, например, 1 т стали с учетом расхода электроэнергии на производство чугуна, получение кислорода, очистку воды и т. д. Например, электроемкость одного и того же комбината по агломерату составляет 400 кВтч/т, а удельный расход на производство собственно агломерата — 24 кВтч/т.

Если задаются объемы нескольких видов продукции, то (3.41) дает несколько, как правило, несовпадающих результатов. Например, чугун могут вывозить, кокс поставлять с другого завода. После уточнения объемов производства снова анализируют ближайшие заводы-аналоги по основным показателям, соответствующим табл. 3.4 и 1.2. Если P_{max} для всех видов продукции не отличается более чем на 10 % друг от друга и от P_{max}, приведенной в табл. 3.4, то результат инженерно удовлетворителен.

Прогнозирование достоверно для общего электропотребления и числа электродвигателей на 6УР. Менее достоверны прогнозы T_{max}, K_c, $A_т$, $A_э$. Хорошо прогнозируются общие и удельные расходы $A_{уд}$ для 5УР, 4УР. В простейшем случае прогнозирование осуществляется экстраполяционными методами. Задача аппроксимации результатов, выбор класса функций для определения P_c и критериев наилучшего соответствия P_{max}, $A_{уд}$ эмпирическим значениям, модели прогноза и оценка точности определяются методами математической статистики второй научной картины мира. Для целей оценки прогноза перспективно применение гиперболического H-распределения.

По окончании расчета должно быть проведено сравнение результатов, полученных разными методами, и представлено обоснование принятой нагрузки. Соотношение максимумов нагрузки по уровням (верхний индекс) представляет неравенство $P^6_{max} < P^5_{max} < P^4_{max} < P^3_{max} < P^2_{max}$. Если ввести коэффициент участия в максимуме (совмещение максимумов, разновременности максимумов) — отношение суммарного расчетного (фактического) максимума на данной ступени электроснабжения к сумме максимумов, рассчитанных для предшествующей ступени,

$$\sum_{i=1}^{n} K^{i-1}_{св(max)} = P^i_{max} \Big/ \sum_{j=1}^{n} P^{i-1}_{max(i)}, \qquad (3.49)$$

где i — уровень, на котором определяется $K_{св(max)}$; $j = 1,..., n$ — количество электроприемников (потребителей), составляющих уровень $i - 1$ (для 2УР значения $K_{св(max)}$ и K_c совпадают), то можно записать

$$P^6_{max} = K^5_{св\,(max)} \sum P^5_{max}; \quad P^5_{max} = K^4_{св\,(max)} \sum P^4_{max}; \ ...; \quad P^2_{max} = K^1_{св\,(max)} \sum P_y.$$

Определим произведение $\Pi K_{св(max)}$ с учетом среднегодового коэффициента спроса K_c для рассматриваемых предприятий, равного 0,2–0,25. Если $\prod_{i=1}^{5} K_{св\,(max)\,i} = K_c$, то для шести уровней при $K^6_c = 0{,}21$ коэффициент совмещения на каждом уровне, что важно, можно принять равным 0,73 (меньше, чем рекомендуют). При $K^6_c = 0{,}44$ $K_{св(max)} = 0{,}88$.

Практика применения комплексного метода для определения электрических нагрузок по предприятию и производствам (цехам) с учетом требований высокой квалификации специалиста как электрика и знания им особенностей технологии завода показывает, что недостаточно сформулировать задачу например, следующим образом: определить основные электрические показатели P_0 для металлургического завода с мощностью по стали 5 млн т/год.

Приведем пример, имея в виду, что ценологический кластер уже выделен и величины (числа) хотя и фактические, но не привязаны ко времени. По электроемкости стали $Э_{ст}$ заводов, имевших близкие производства, т. е. для одного кластера (Западно-Сибирский, им. Ильича, Азовсталь, Запорожсталь, Челябинский, $Э_{ст}$ соответственно 408, 425, 323, 461, 456 кВтч/т), можно определить по (3.41), имея в виду среднее (вторая картина) $A = A_{ст}M_c =$ $= 430$ кВтч/т $\cdot$ 5 млн т $= 21\ 50$ ГВтч. При $T_{max} = 7000$ ч, (характерно для крупных заводов) $P_{max} = A/T_{max} = 307$ МВт, $P_{ср} = A/8760 = 245$ МВт, $K_м = 1{,}25$ (фактический $K_м$ по группе, определенный по данным 20 крупных заводов, составляет 1,23).

В действительности всегда задаются некоторые параметры состава завода, принятые в стране и за рубежом. Например, завод мощностью по стали 2 млн т/год имеет в составе: две коксовые батареи (1,1 млн т), доменную печь (1,9 млн т), два кислородных конвертера (2 млн т), блюминг-слябинг (3 млн т), заготовочный стан (2,6 млн т), крупносортный (0,9 млн т), среднесортный (0,9 млн т). Такие данные уже позволяют на основе отраслевого банка и с использованием данных, аналогичных приведенным в табл. 3.4 и 3.5, уточнить нагрузки 6УР и составить схему электроснабжения для 5УР (4УР). Например, для доменного цеха (см. рис. 3.7) уточняют объем печи, наличие электровоздуходувок и ГТРС, способы охлаждения (насосные), наличие установок грануляции.

Дальнейшее уточнение идет по «расшифровке» производства до уровня цеха и его отделений, например цех холодной прокатки сможет содержать: отделение отжигательных колпаковых печей, конвейер горячекатаных рулонов, непрерывно-травильный агрегат, одноклетьевой дрессировочный стан 1700, непрерывный пятиклетьевой стан 1700, два агрегата поперечной и два продольной резки, три агрегата упаковки рулонов, два агрегата упаковки пачек и один некантующихся листов, агрегат защитного газа, электролизер. Складское хозяйство включает: склад оборудования и запчастей, цинка и химикатов, слитков, горючесмазочных материалов, огнеупоров, сыпучих материалов и т. д. (фактические сведения по цехам крупного металлургического комбината с полным циклом при устойчивой его работе приведены в табл. 3.6).

Как бы ни были разнообразны цеха и агрегаты любого производства, специалисту-электрику необходимо знать их возможный перечень (существующую классификацию) и уметь оценить электрические показатели Теоретически это связано с теорией нечетких множеств, на которсй основана теория распознавания и классификации. Например, для горных предприятий предложено 48 факторов, разбитых на пять групп (климатические, горно-геологические и др.), которые формируют электропотребление.

Пусть заданы показатели-признаки W^1, ..., W^n и выбирается подмножество значимых признаков W^k ($k \in V$, $V \subset \{1,..., n\}$), которые могут быть заданы интервалом, например, с шагом 5 %. Тогда множество возможных пересечений $\cap\ W^k$ рассматривается как допустимое для согласованного разбиения. Вопрос о выборе множества V может быть сформулирован как вопрос о взя-

Таблица 3.6. **Фактические сведения по цехам крупного металлургического комбината с полным циклом**

Наименование объекта	P_{max}	K_c	$K_м$
Горнообогатительное производство	83,4	0,18	1,47
Коксохимическое производство	26,8	0,25	1,39
Доменный цех	6,9	0,12	1,13
Конвертерный цех	19,8	0,19	1,22
Обжимно-заготовительный цех	40,3	0,23	1,41
Слябинг 1150	23,5	0,18	1,36
Сортопрокатный цех	18,5	0,23	1,27
Проволочно-штрипсовый цех	16,3	0,31	1,21
Листопрокатный цех	9,6	0,22	1,15
Цех горячей прокатки	18,7	0,24	1,26
Цех холодной прокатки	8,3	0,16	1,23
Цех жести	26,2	0,19	1,19
Стан горячей прокатки	38,9	0,23	1,28
Стан холодной прокатки	28,5	0,13	1,25
Цех покрытий	7,4	0,11	1,21
Цех гнутых профилей	5,4	0,07	1,22
Цех углеродистой ленты	49,1	0,65	1,78
ТЭЦ (с собственными нуждами)	34	0,36	1,25
Цех сетей и подстанций	11,2	0,26	1,18
Цех водоснабжения	52,3	0,35	1,35
Кислородно-компрессорный цех	77,4	0,44	1,22
Теплосиловой цех	20,3	0,73	1,05
Газовый цех	11,9	0,57	1,19
Фасоносталелитейный цех	12,2	0,45	1,28
Цех металлоконструкций	2,5	0,04	1,25
Цех изложниц	4,7	0,31	1,31
Электроремонтный цех	1,3	0,18	1,44
Огнеупорное производство	2	0,12	1,93
Известковый цех	1,7	0,61	1,41

тии медианы в классе пересечений произвольных множеств $\{1,..., n\}$ или определенных экспертно. Множество пересечений W^n по возможным подмножествам признаков V превращается в область (функцию)

$$D(V) = \sum_{i=1}^{1} d(\cap W^k, W^i). \qquad (3.50)$$

Оптимизация области приведет к такому V, которое наиболее согласовано со всеми исходными признаками в классе их возможных пересечений. Существенно выделение редких объектов, производимое в соответствии с ценологическими представлениями ранее (см. подраздел 2.3), определение степени близости (например, эвклидовой) и др.

Приведем пример эффективности комплексного метода. Для Оскольского электрометаллургического комбината (ОЭМК) в декабре 1975 г. был подписан протокол, определивший нагрузку на 01.01.83 г. по комбинату 1700 МВт (по первоначальному предложению 2500 МВт). Когда подошел срок, нагрузка оказалась в 50 раз меньше. Вероятно, это пример самой боль-

шой ошибки, явившейся одной из причин многолетней нерентабельной работы ОЭМК. В 1976 г. был выполнен расчет комплексным методом, определивший нагрузку комбината на 1990 г. в размере 300 МВт и на полное развитие — не выше 600 МВт. Прогноз 1981 г. по (3.44), (3.45) подтвердил нагрузку P_{max} на 1990 г. в размере 300 МВт при расходе электроэнергии 2300 ГВтч и 280 МВт при $T = 8036$ ч. Фактически за 1990 г. $P_{max} = 290$ МВт, $T = 7200$ ч, $A = 2080$ ГВтч. Прогноз 1976 г. исходил из максимально достижимых в черной металлургии темпов строительства (освоение строймонтажа и ежегодное увеличение P_{max}, A, P_y). Нагрузка ОЭМК за 2001 г. оказалась 360 МВт.

С учетом того, что схема электроснабжения ОЭМК и района ориентировалась на 1700 МВт (а не на 600 МВт, как предполагалось прогнозом, а тем более не на 300 МВт), *были построены до 1983 г. районная подстанция 750/500/330/110 и подстанция 500/330/110 кВ.* Заводская подстанция 330/110 кВ питается по четырем кабельным линиям 330 кВ и имеет ЗРУ 330 и 110 кВ. В здании подстанции, выполненном на семь трансформаторов по 320 МВА, установлено четыре трансформатора.

Анализ временного ряда $t > 10$ лет, $A = f(t)$, $P_{max} = f(t)$, совмещенного с временем пуска технологических агрегатов, позволяет определить увеличение электропотребления и нагрузки, а также скачок, связанный с освоением агрегата. Так, при пуске (освоении) комплекса ДП (см. рис. 3.7) удельный расход в целом (с учетом существующих доменных печей) возрос с 13,2 до 43,1 кВтч/т чугуна. Собственно по цеху (4УР) — 110 кВтч/т — прогнозируемая величина $A_{уд}$ (фактическая 102 кВтч/т) против 285 заявленной проектными организациями и 320 кВтч/т, заявленной заводом по прямому счету.

3.5. Практика определения расчетного и договорного максимума

Правильное и своевременное определение расчетных (максимальных $P_{max} = P_p$) нагрузок методологически не отличается от расчета других параметров электропотребления или от определения ресурсов, необходимых для построения, функционирования и развития электрического хозяйства. Однако при расчете $P_{max} = P_p$ требуется высокий профессионализм, позволяющий опереться на прошлые знания и опыт, оценить текущее состояние, увидеть перспективу, включая прогноз параметров развития (эволюционных и бифуркационных), ожидаемых инноваций и инвестиций. И это в условиях, когда в бизнесе (на производстве) и в быту начали проявляться закономерности, о которых не только не подозревало ныне работающее поколение технариев и гуманитариев, но о которых лишь четверть века назад начали говорить в развитых странах и у нас.

В данном подразделе показано, что ни одна по-настоящему сложная задача не может быть решена чисто математическим формализованным путем. Проблему определения расчетной нагрузки $P_p = P_{max}$ нельзя отнести к сложной, пока речь идет о нескольких электроприемниках с известными параметрами и режимами (любой уровень системы электроснабжения до 1 кВ, высоковольтные двигатели 3–10 кВ, дуговые печи и другие единичные электроприемники 35,

110 и даже 220 и 330 кВ). Но когда на объекте предполагается установить 100–300 электроприемников, а тем более когда их ожидается 1,0–100 тыс. шт., когда суточные (часовые) режимы единично различны, а при годовом рассмотрении — не представимы с достаточной для инженерных расчетов точностью, с полным основанием можно говорить о сложной системе, свойства которой есть композиция вероятностных и ценологических ограничений.

Именно для таких сложных систем проблема определения $P_р$ неоднозначна. Недаром не хватило века, чтобы проблему можно было считать общепринято решенной (понятие коэффициента спроса введено в XIX веке). Другими словами, расчет нагрузок можно свести (с инженерным допущением) к «таблице умножения», взяв название технологического (сантехнического и проч.) оборудования из справочников и умножая на жестко определенные $K_и$, $K_с$, cosφ. Но это правильно на уровне шкафа, щита 0,4 кВ, когда речь идет о 8, 12, 16 присоединениях и встает вопрос о выборе кабеля (проводника), питающего этот щит.

Приведем три практических метода расчета:

1. Если (в соответствии с представительным обследованием в промышленности) множество эксплуатируемых асинхронных двигателей до 100 кВт имеет на 1УР максимальный коэффициент спроса $K_с = 0,7$ (по крупному заводу на 6УР среднегодовой $K_с$ близок к 0,2), то при выборе питающего кабеля шкафа 2УР для любой группы электроприемников, к нему присоединяемых, можно полагать $P_р = K_с\Sigma P_у$ при $K_с = 0,7$ (или $K_с = 0,8$). Метод можно проиллюстрировать.

2. Если из группы электроприемников, подключенных к одному источнику питания, три крупнейшие (остальные, более мелкие, по сумме номинальных мощностей не превышают 20 % от них), то $P_р = P_1 + P_2 + P_3$ (см. рис. 7.12).

3. Если объект по количеству электроприемников и их паспортам не определяем и 2УР(3УР) является одновременно границей раздела, выполняя функцию 6УР, то необходимы знания об объектах-аналогах, крупнейших (технологических и иных) электроприемниках и их режимах.

Таким образом, мы от прямого однозначного метода расчета приходим к профессионально-логическому техническому анализу (к человеческому опыту и интуиции специалиста). Следовательно, необходимо задуматься об окружающей технической, информационной и социальной действительности, осознать проблему фактов (исходных данных), понять логику ценологической методологии и, как следствие, овладеть методикой расчетов нагрузок, дающей результаты, близкие к реально необходимым.

Сформулируем до начала расчетов ряд предрасчетных вопросов:

1) $P_р$ определяется для действующего (существующего) объекта или для объекта, постройка которого намечается, следовательно, речь идет о проектных P_{max};

2) следует выяснить, для какого уровня системы электроснабжения (1УР–6УР) ведутся расчеты;

3) представлено ли (как? когда?) технологическое описание объекта, т. е. будет ли объект качественно охарактеризован как принадлежащий к некоторому виду (кластеру) некоторого класса (семейства) объектов;

4) возможно ли получение (где? у кого?) количественных показателей (чисел), характеризующих объект (включая электроприемники); какова их полнота, достаточность, достоверность;

5) какой научной картине мира соответствует предъявленный со стороны или названный вами показатель (число), который будет взят для определения $P_р$: а) число однозначно и неизменно, не связано со временем; б) оно есть среднее и есть уверенность, что его использование не повлечет большую ошибку, чем инженерная (допустимая); в) число — величина, привязанная только к данному объекту и только ко времени, обозначенному заданием.

Определение P_{max} для существующего (действующего) предприятия (потребителя) будет рассмотрено в гл. 17 и 18. Зададим вопрос: на что теоретически опирался расчет P_{max}, действующий весь XX век и устаревший к началу нового? В одном из последних учебников утверждается: «Групповая нагрузка есть сумма индивидуальных графиков независимых электроприемников (при числе приемников в группе больше 10), случайная величина групповой нагрузки подчиняется нормальному закону распределения». В 60-е годы на Всесоюзном совещании по нагрузкам доказывалось: «При большом числе электроприемников стрелка прибора, фиксирующего максимальную нагрузку рабочей смены, была бы фактически неподвижной, отклоняясь не более того, что требует нормальное распределение, так как случайное отключение (или сброс нагрузки одним электроприемником) тотчас компенсировалось бы другим».

Из этого теоретического убеждения делался вывод о возможности ограничиться одной реализацией нагрузки для назначенной расчетчиком наиболее загруженной смены и о возможности изучения электрической нагрузки как случайной величины, не связывая ее со временем (с конкретными сутками, ... годом). Это же давало основу для использования нормативных (т. е. утверждаемых централизованно) коэффициентов, удельных расходов электроэнергии на единицу продукции, плотностей нагрузок.

Тогда, по справочнику, можно было найти для чугунолитейного блока: $K_с = 0{,}55$; $\gamma = 0{,}45$ кВт/м^2 и 2750 кВтч/т для аптеки с приготовлением лекарств: 0,15 кВт/м^2 площади торгового зала и $\cos\varphi = 0{,}90$; для многопрофильной больницы 2,20 кВт/койко-место при $\cos\varphi = 0{,}93$ и т. д. Для расчетов $P_р$ не надо было быть инженером. Все задано, формализовано, кто бы ни считал — результат предопределен, ничего нового не может ни произойти, ни случиться.

Итак, формализованные методы предполагают однозначную возможность: 1) назвать смену (объект, технологический режим) с наибольшей электрической нагрузкой; 2) использовать фиксированные расчетные коэффициенты и именованные единицы как для отдельного электроприемника или их группы, так и для цеха, предприятия, руководствуясь тождеством объектов, которые имеют одинаковое (совпадающее) название (наименование); 3) не связывать

расчеты со временем (студент, задание на курсовой проект которого совпал с тем, что выполнялся его родителями, получит тот же результат).

Приведем два примера, подтверждающие необходимость нового подхода, который опирается на ограничение сферы действия центральной предельной теоремы теории вероятности и закона больших чисел. Подход предлагает иное видение мира (третья научная картина), иной математический аппарат (гиперболическое H-распределение).

Первый пример иллюстрирует теоретическое отсутствие среднего и бесконечность дисперсии — возможность сколь угодно большой ошибки при формальном решении задачи (решение в точке). Фактически, при конечном наборе чисел среднее и дисперсия конечно рассчитываемы. Мы говорим о теоретическом отсутствии математического ожидания. В результате может существовать ошибка в 2, 10, 100 раз, если руководствоваться средним, предсказываемым нормальным распределением.

Обратимся к суточному электропотреблению, про которое известно, что при одном и том же объеме производства оно различно. Уже в 1944 г. было показано, что удельный расход при прокатке 20 т/ч составлял 70 кВтч/т, падая до 30 кВтч/т при 40 т/ч. Расходы значительно различались для малоуглеродистых и среднеуглеродистых сталей. К этому в начале нового века добавлялась неравномерность загрузки [до 1985 г. прокатные станы страны работали с 98 %-ной загрузкой, для ряда станов заказ меньше 5000 т не принимали (см. табл. 3.7)], которая вела к простоям до 12 ч и более. В режиме реального времени требовался диспетчерский контроль за лимитами потребления энергоресурсов, что делало приоритетными электрические *режимы перед технологическими.*

Факты разброса удельных расходов электроэнергии $A_{уд}$ и разнообразия электрооборудования по всем предприятиям черной металлургии и предприятиям всех других отраслей экономики подтверждают непреложность закона информационного отбора, который накладывает количественные негауссовы ограничения на величины всех электрических показателей, параметры электропотребления и нормы.

Устойчива (табл. 3.8) средняя величина удельных расходов по отрасли (и предприятию) в целом. Она может быть использована при общегосударственной (отраслевой) оценке, сравнении с мировым уровнем потребности в электроэнергии и ее электроэффективности. Но это *среднее* неприменимо к конкретному предприятию (действительно, в 1990 г. максимум по конвертерной стали составил 49,7, минимум — 13,1 кВтч/т; по прокату — 3033 и 34,4 и кВтч/т). Если же привести полный список $A_{уд}$ по любому из 45 видов продукции, представленной ин-

***Таблица 3.7.* Агрегатные месячные удельные расходы электроэнергии (2001 г.)**

Стан 450			Стан 250		
Наименование продукции	$A_{уд}$, кВтч/т	M_i, т	Наименование продукции	$A_{уд}$, кВтч/т	M_i, т
Профиль 40 ВС	145	1516	Профиль 16	76	24743
Швеллер 10	84	9815	Круг 16	62	1819
Швеллер 16	75	11599	Профиль 18	70	280
Уголок 75×6	93	640	Круг 20	53	901
Уголок 75×8	85	1916	Круг 22	48	276
Профиль 50	100	17689	Профиль 25	64	12561
Квадрат 60	44	15168	Круг 24	45	1878
Уголок 45×5	375	11624	Бунты	95	250

Таблица 3.8. **Среднеотраслевые удельные расходы электроэнергии до 1990 г. по СССР**

Наименование продукции	$A_{уд}$, кВтч/т, по годам								
	1980	1985	1990	1991	1993	1995	1997	1999	2000
Конвертерная сталь	29,0	32,3	33,0	37,9	38,0	43,1	38,1	37,4	34,4
Электросталь	692	727	723	752	725	781	771	750	714
Прокат	112	111	126	150	144	169	155	154	152

формационным банком «Черметэлектро», то из него нельзя получить результат ни классическими методами, ни вероятностными, в пределе сводящимися к нормальному распределению (впрочем, это же относится и к двум квартирам, коттеджам, офисам, аптекам, больницам, вузам, имеющим сравнимые, и даже одинаковые, площади или другие технологические показатели, но несравнимые общие и удельные расходы электрической энергии). Решение дает только комплексный метод расчета электрических нагрузок и кластер-анализ предприятий, гауссово группирующихся по *H*-кривой.

Второй пример (см. табл. 2.2) иллюстрирует практическую бесконечность электроприемников, слабость связей и зависимостей их между собой (это всегда можно наблюдать для электроприемников 2УР в 3УР) что, собственно, подтверждает наличие ценоза.

Пусть нужно запитать квартиру с заданным электрооборудованием. Формализованные теории требуют паспорт на каждый электроприемник (номинальная мощность, режимы); индивидуальные расчетные коэффициенты; неформализуемое (а ценологические ограничения *иного и не допускают) объединение электроприемников в однородные группы, исключение* электроприемников, работающих эпизодически, и мелких (строгое определение годового расхода электроэнергии не допускает какого-либо исключения).

Пытаясь установить коэффициент одновременности включения, теоретически следует рассматривать матрицу (в данном случае 51×51). Тогда можно утверждать, например, если включен утюг, то не работает мясорубка. Но можно ли это сделать с уверенностью для всех 2600 пар (не говоря уже о трудозатратах)? И еще, о номинальной мощности. Вероятность одновременного включения четырех конфорок электроплиты и духовки крайне мала, но индивидуальный проводник должен выдерживать такую нагрузку (если не предусмотрена защита, в том числе и электронная, не допускающая какого-то режима). Можно представить нагрузку, когда 15 мин хотя бы один раз в течение года (это касается сечений 6 и 10 мм^2, см. подраздел 3.2) включено максимальное число приемников наибольшей мощности (плюс полное включение освещения).

*Таким образом, речь идет не о максимальной нагрузке из средних расчетчиком установ*ленного режима работы (наиболее загруженная смена, характерный летний и зимний день), а о максимальной из возможных (исключая режимы КЗ). Ставится вопрос о нагрузочном запасе сетей и аппаратов, который скрыто присутствовал всегда в самих методиках расчета и был обусловлен завышенными коэффициентами и который сейчас явно принимается собственниками, осознающими несопоставимость ущерба от перерыва электроснабжения и возможной перекладки сетей с затратами на кратное завышение сечения и второй ввод. Аварийность электроснабжения жилищно-коммунального хозяйства, особенно для многоэтажек, построенных 10–20 лет назад и более, не в малой степени связана с тем, что расчетная нагрузка была ориентирована на «среднюю квартиру» и не учитывала изменение электронасыщенности.

Исторически электротехнические расчеты отличаются от расчета механизмов, у которых запас прочности при расчете механической прочности принимается всегда и может быть десятикратным.

Обратимся к известному учебному примеру. Определим нагрузки для n независимо работающих электроприемников одинаковой мощности со средней $P_{ср} = 1$ кВт стандартом нагрузок $\sigma_1 = \sigma_2 = \ldots = \sigma_n = 0{,}5$ кВт, полагая $\beta = 2$ для $P_{max} = P_{ср} + \beta\sigma$, где $1{,}73 \le \beta \le 2{,}5$, при этом нижнему пределу плотности e_x нормального распределения отвечает $e_x = 0{,}05$, а верхнему $e_x = 0{,}005$. Следует отметить, что даже в очень точных исследованиях значение e_x менее 0,003 обычно не принимают, с учетом независимости коэффициенты взаимной корреляции нагрузок электроприемников $r_{jl} = 0$).

Генеральная средняя нагрузка в узле при предполагаемом питании все n электроприемников из одной точки (ошибочность такой постановки описана в подразделе и сумма максимумов i приемников

$$\overline{P}_{ср} = \overline{P}_{ср(i)} = nP_{ср},\ P_{р\,м} = \Sigma P_{i(max)},$$

генеральные дисперсия и стандарт нагрузки

$$\overline{D} = \sum^{n} \overline{D}_i,\ \overline{\sigma} = \sqrt{\overline{D}} = \sigma\sqrt{D}.$$

Расчетная нагрузка в узле нагрузки

$$P_{р(\Sigma)} = \overline{P}_{ср} + \beta\overline{\sigma} = nP_{ср} + \beta\sigma\sqrt{n} = P_{ср}\left(1 + \beta\gamma\frac{1}{\sqrt{n}}\right),$$

где $\gamma = \sigma/P_{ср}$ – коэффициент вариации.

Коэффициент одновременности включения нагрузки

$$K_{одн} = P_{р\,м}/P_{р(\Sigma)}.$$

Результаты вероятностного расчета, графически проиллюстрированные на рис. 3.8, приведены ниже:

Число ЭП	1	5	10	50	100	500
P	2	10	20	100	200	1000
$P_{р(\Sigma)}$	2	7,2	13,6	57	110	531
$K_{одн}$	1,0	0,72	0,68	0,57	0,55	0,53

Расчет, опирающийся на гауссовы представления (вторую научную картину мира), приводит к абсурдному результату: для любого предприятия (объекта), где установлено свыше 500 электроприемников, половина, с практической уверенностью, всегда включена (любой рост количества приемников не меняет этого соотношения).

Утверждают, что при учете обязательно существующих взаимных корреляционных зависимостей между отдельными парами $r_{jl} \neq 0$ (и группами) электроприемников $-1 \leq r_{jl} \leq +1$ можно подсчитать нагрузку точно, построив матрицу $|r_{jl}|$. К сожалению, за все время существования этой идеи (с 1973 г.) не удалось увидеть исследование матрицы большей, чем 20×20. Ценологическая теория утверждает, что реальная матрица для электроприемников, питающихся от ЗУР, не может быть получена. Сами же коэффициенты корреляции – ранжируемы.

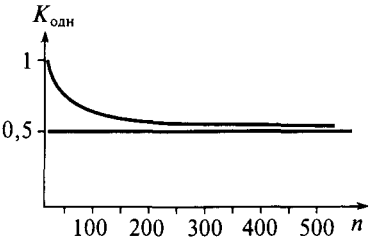


Рис. 3.8. График зависимости $K_{одн} = f(n)$

Продемонстрируем практический подход на примере небольшого электроремонтного участка, где намечается установить технологическое оборудование в соответствие табл. 3.9. Участок не относится к потребителям I категории, поэтому на вводе 2УР можно установить один распределительный силовой шкаф, например ШРС, и проложить один кабель Суммарная установленная мощность участка 53,3 кВт.

Сделаем краткий анализ. Установленное оборудование № 1, 2, 7, 12 работает непрерывно с мощностью, близкой к номинальной; № 4, 5 — большую часть смены; № 3 — периодически с номинальной нагрузкой, остальные — периодически с нагрузкой, как правило, меньшей номинальной К каждому из 12 электроприемников радиально подводится кабель, сечением не ниже требуемого по нагреву номинальным током (вне зависимости от нагрузки).

Так что выбирать нужно только шкаф ШРС и кабель ввода. Но номинальный ток шкафа 250 и 400 А (400 А — слишком большой запас) и к одному вводному зажиму возможно подключение двух кабелей 2 (3×95) мм^2. Длительно допустимый ток одного кабеля 3×95 с алюминиевыми жилами с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной или резиновой оболочках, бронированных и небронированных, при прокладке в воздухе составляет 170 А, в земле — 255 А

Число отходящих линий и номинальные токи предохранителей варьируют 5×60, 5×100,

Таблица 3.9. **Перечень электроприемников электроремонтного участка**

№ п/п	Наименование оборудования	P, кВт	Количество
1	Сушильный электрический шкаф	6,2	1
2	Трансформатор сварочный для пайки медных проводов, кВА	5,0	1
3	Балансировочный станок	1,7	1
4	Полуавтомат для рядовой многослойной намотки катушек	1,1	3
5	Намоточный станок	2,8	1
6	Точильный станок двухсторонний	1,7	2
7	Ванна для пайки	2,6	1
8	Обдирочно-шлифовальный станок	3,2	2
9	Токарно-винторезный станок	12	1
10	Вертикально-сверлильный станок	1,7	2
11	Таль электрическая	0,9	1
12	Вентилятор	2,8	2
	Итого	53,3	18

2×60 + 3×100. Оборудование № 1, 2, 9 целесообразно подключить к шкафу, остальное подключать под один зажим, шлейфом, от магистрали с разъемами (розетками) или, что дороже, от дополнительно устанавливаемого шкафа. Окончательная схема во многом определяется планом расположения, но одного кабеля 3×95 мм² к шкафу — достаточно.

Для существующего предприятия (объекта), которое уже имеет энергоснабжающую организацию, т. е. фиксированный 6УР, нет проблемы определения $P_р$ для выбора проводника по нагреву (трансформатора, коммутационного аппарата). Определение максимальной нагрузки $P_{max} = P_р$ должно быть основано на двух сейчас обязательных для любого потребителя условиях: 1) наличие опломбированного коммерческого счетчика (для крупных предприятий — системы автоматизированного учета и контроля электроэнергии — АСКУЭ); 2) согласование на 6УР коммутационного аппарата и уставки защиты (максимально возможной величины потребляемой мощности).

Счетчик позволяет отследить текущий получасовой максимум по (3.10) и определить средние нагрузки за сутки (3.11), неделю, месяц, квартал, год (3.14). Анализируя величину коэффициента максимума (3.13) и заполнения графика (3.18), можно ставить вопрос о воздействии на технологическую деятельность в целях повышения числа часов использования максимума нагрузки (3.28). Это тождественно снижению величины заявленного максимума. Для крупного предприятия, снижающего P_{max} на десяток мегаватт, речь идет о крупной экономии (при стоимости 1 кВт P_{max}, например, 150 руб./мес.).

Однако большинство потребителей платит за израсходованную электроэнергию (за кВтч), для них не интересен максимум, но важен вопрос, когда питающая сеть должна быть усилена (трансформатор заменен на следующий габарит), а уставка защиты загрублена. Это теоретически означает, что потребитель имеет возможность регулировать P_{max}, доводя коэффициент заполнения до 0,95–0,98 и имея коэффициент спроса в целом по предприятию не выше $K_с = 0,2$: ошибочны вероятностные представления расчета электрических нагрузок по коэффициенту расчетной активной мощности.

Надо отметить, что основные положения теории в последние десятилетия не подтверждались фактами, статистически. Кроме того, во-первых, не учитывается ценологическое различие электроприемников, которое заключается в качественном различии режимов приемников одного наименования и назначения и в разнице на несколько порядков мощностей приемников (от 0,25 до 1000 кВт и более). Во-вторых, P_{max} связывают с нагрузкой линии, что для средних и крупных предприятий не имеет смысла, так как и в проектах, договорах и в экономических расчетах при нормировании $P_р$ связывается не с вводами (их всегда не один, а может быть и десяток), а с потребителем (объектом) в целом. В-третьих, поведение множества электроприемников во времени определяется слабыми связями и слабыми зависимостями (т. е. их нельзя считать независимыми), которые существуют между приемниками и с реализуемой технологией.

Вопросы для самопроверки

1. Выделите характерные группы электроприемников по механической нагрузке.

2. Какие режимы работы электрических двигателей учитываются в системах электроснабжения?

3. Поясните различие в физическом смысле расчетной величины электрической нагрузки по нагреву и нагрузки по проектным договорным условиям.

4. Сравните классическое понятие получасового максимума нагрузки и разнообразные использованные на практике понятия при эксплуатации, при проектировании и в договорных отношениях.

5. Опишите величины интервала осреднения электропотребления во времени и графики электрических нагрузок.

6. Изобразите суточные графики электрической нагрузки любых известных Вам потребностей (можно и квартиры) и поясните неизбежность для электрики изменения параметров электропотребления по часам и минутам.

7. Приведите математические выражения расчетных коэффициентов, применяемые при определении электрических нагрузок.

8. Сравните эмпирические методы расчета электрических нагрузок.

9. Укажите достоинства, недостатки и область применения метода упорядоченных диаграмм.

10. Охарактеризуйте исходные данные, необходимые для статистических и вероятностных методов расчета электрических нагрузок.

11. Оцените по таблицам разброс параметров при использовании комплексного расчета электрических нагрузок.

12. Определите расчетный максимум электрической нагрузки своей квартиры по списку приемников и показаний счетчика.

Глава 4. ВЫБОР СХЕМ, НАПРЯЖЕНИЙ И РЕЖИМОВ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ К СУБЪЕКТАМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

4.1. Схемы присоединения и выбор питающих напряжений

Решение о строительстве электростанций, подстанций, линий электропередачи и других объектов электроэнергетики, о строительстве завода (цеха), например по выпуску электрических машин определенного габарита или низковольтной аппаратуры, принимается специалистами соответствующих электроэнергетических и электротехнических специальностей. Особенностью объектов электрики можно считать то, что их не выделяют, а рассматривают при инвестировании и утверждают обычно как неотъемлемую часть предприятия, сооружения — объекта, подлежащего новому строительству, реконструкции, модернизации, расширению, техническому перевооружению. Электрическая часть проекта, определяющая электрическое хозяйство (электрику), становится важной частью, но, как правило, не определяющей принципиальные решения по технологическому объекту и по объему инвестиций в целом, по применяемым инновациям.

Принятие технических решений по электроснабжению начинается с утвержденного технологического задания на строительство завода (объекта) определенного состава (пример см. § 1.4 и 3.4); на организацию производства, например жести; на строительство цеха, например эмальпосуды, или отделения, например термообработки. По этим данным оценивают параметры электропотребления, опираясь, в частности, на комплексный метод расчета электрических нагрузок, и готовят материалы для получения технических условий. Одновременно собирают сведения, которые включают: 1) особенности энергосистемы и вероятных мест технологического присоединения к сетям электроснабжающей организации (соображения о 6УР); 2) данные по объектам-аналогам и месту строительства. Определяющие на начальном этапе параметры — значение расчетного максимума нагрузки $P_р = P_{max}$ и число часов использования максимума, связанных с электропотреблением $A = P_{max} T_{max}$.

Исходными для окончательного выбора схемы электроснабжения служат следующие материалы:

– генеральный план завода с размещением основных и вспомогательных производственных зданий и сооружений, основных подземных и наземных коммуникаций;

– данные по электроемкости, удельным расходам электроэнергии, по составу и характеру электрических нагрузок и электроприемников как техноло-

гических механизмов, так и вспомогательных устройств цехов и сооружений завода с выделением энергоемких агрегатов;

– перечень объектов основного производственного, обслуживающего и подсобного назначения, энергетического хозяйства, включая сети и сооружения водоснабжения и канализации с указанием производственных показателей и объемно-планировочных архитектурных решений, сменности работы, структуры управления;

– данные по характеру производства, условиям пожаро- и взрывоопасности, включая температуру, влажность, запыленность, агрессивность выделяемых веществ, загрязнение атмосферы и грунта;

– требования к надежности электроснабжения отдельных производств, цехов, агрегатов и механизмов с выделением электроприемников особой группы первой категории по надежности электроснабжения;

– данные по нагрузкам сторонних потребителей (субабонентов), подключаемых к заводским сетям;

– геологические и климатические данные: характер грунта в различных районах площадки завода, его состав, состояние, температуру, удельное тепловое и электрическое сопротивления; глубину промерзания грунта, уровень грунтовых вод, расчетную температуру почвы в зонах прокладки электрических коммуникаций, высоту площадки завода над уровнем моря, сейсмичность;

– метеорологические условия: количество грозовых дней в году; скорость ветра; влажность; гололедность; максимальную, минимальную и среднюю температуру воздуха; наличие и характер загрязненности воздуха пылью, химически активными газами и парами, естественную освещенность;

– основные чертежи (планы и разрезы) цехов и сооружений завода с установкой технологического и вспомогательного оборудования;

– основные архитектурно-строительные чертежи зданий и сооружений завода;

– данные по силовому электрооборудованию (паспорта основных агрегатов, включая электрические расчеты привода) и электроосвещению объектов завода;

– сведения по организации электроремонта, возможности кооперации и специализации (в том числе по трансформаторно-масляному хозяйству);

– схему примыкающего района энергосистемы с характеристиками источников питания и сетей (внешнего электроснабжения);

– данные по токам и мощности короткого замыкания на шинах источников питания, характеристика места присоединения (трансформатор и выключатель; магистральное, радиальное или концевое присоединение и параметры ЛЭП), требования к компенсации реактивной мощности со стороны энергосистемы, к устройствам релейной защиты, автоматики, связи и телемеханики.

Реальное принятие решений требует учета указанных данных и самых различных технических, организационных, экономических, социальных и иных факторов. Но ценологические ограничения не дают возможности на стадиях

формирования инвестиционного замысла, разработки обоснования инвестиций, тендера и бейсик-проекта получить все указанные материалы. Квалификация специалиста-электрика определяется опытом и способностью принять лучшее решение, опираясь на имеющиеся сведения и оценивая значимость недостающих данных с учетом возможного изменения схемы и условий поставки оборудования в будущем.

Предварительные параметры электропотребления дают основание идентифицировать предприятие по электрической нагрузке и сформулировать предложения по 6УР. Для мини-предприятий $2 \cap$ 6УР, электроснабжение которых осуществляется на напряжении до 1 кВ, выбор напряжения производится в исключительных случаях, как и для мелких предприятий $3 \cap$ 6УР, для электроснабжения которых необходима установка одного или нескольких трансформаторов на напряжении 10 (6) кВ.

Напряжение 2УР для мини-потребителей принимается, как и для всех других близлежащих потребителей: оно может быть наиболее распространенным (380/220 В), устаревшим и ликвидируемым (220/127 В), считающимся перспективным (660/380 В), редким (500 В) или каким-либо вообще нестандартным. Это же относится к электроснабжению мелких предприятий, для которых выбор высокого напряжения трансформатора определяется напряжением 6, 10, 20 кВ ближайшим (питающим) РП. При сдаче под ключ мелких и мини-предприятий, в частности инофирмами (это же относится к отделениям и участкам средних и крупных предприятий), возможна установка оборудования с различным напряжением. Это требует установки переходных трансформаторов для обеспечения питания отдельных приемников или их групп, порождает трудности организации электроремонта.

Предложения (проектные проработки) по 6УР для средних (для которых необходимо формирование 4УР и возможен выход на оптовый рынок) и крупных 5УР и 6УР предприятий зависят от особенностей субъектов электроэнергетики, к которым подключено предприятие. Напряжение 660 В целесообразно использовать для предприятий с большой удельной плотностью электрических нагрузок при необходимости по технологическим условиям отдаления подстанции 3УР и наличии большого количества двигателей в диапазоне свыше 100 до 630 кВт.

Основные параметры, определяющие конструктивное выполнение элементов и построение высоковольтной сети 35–220 кВ, следующие:

— для линий электропередачи: номинальное напряжение, направление (откуда и куда осуществляется транзит электроэнергии) и протяженность, количество цепей, сечение провода;

— для подстанций: сочетание номинальных напряжений, количество и мощность трансформаторов, схема присоединения к сети высшего уровня и компенсация реактивной мощности.

Вследствие принятого ряда номинальных напряжений электрических систем $U_{ном}$ (табл. 4.1) в стране сложились две системы напряжений электрических сетей: 110–220–500 кВ, достаточное для основных сетей страны вплоть до

середины 80-х годов, и 110 (150)–330–750 кВ, не получившее развития. Для электроэнергетики введение второй системы означает увеличение потерь электроэнергии из-за повышения числа трансформаций, создание сложных коммутационных узлов и ограничение пропускной способности межсистемных связей; для электропромышленности — дополнительную загрузку и увеличение номенклатуры выпускаемых видов продукции; для электрики — финансирование дополнительного строительства подстанций и линий предприятиями, попавшими в зону «стыковки»; необходимость учета тенденции развития электрического хозяйства на 20-летнюю перспективу.

Выбор рационального напряжения системы внешнего электроснабжения до последнего времени осуществляли для каждого проекта промпредприятия. Использовали обычно эмпирические формулы, применяемые в США ($U = 4{,}25\sqrt{l + 16P}$) и Европе — $U = 3\sqrt{S} + 0{,}5l$ (S — полная мощность предприятия, МВА; P — активная, МВт; l — длина питающей линии, км). Полученную расчетную величину напряжения округляли в большую сторону, учитывая увеличение загрузки во времени.

Сети 110 кВ — основные распределительные сети энергосистем, питающие крупные предприятия (особо крупные имеют вводы на 220 и 330 кВ). По мере развития и роста напряжений электрических сетей, увеличения нагрузок потребителя повышается и напряжение сети, предназначенной для распределения электроэнергии. Для потребителя на практике уже встречаются случаи, когда напряжение 110 и 220(330) кВ считается распределительным. Развитие электрических сетей 110 кВ и выше характеризуется сетевым коэффициентом,

Таблица 4.1. **Номинальное напряжение электрических систем**

$U_{ном}$ электроприемников и сети, кВ	$U_{ном}$ междуфазное на зажимах, кВ	
	генераторов	обмоток трансформаторов
0,22	0,23	0,22/0,23
0,38	0,4	0,38/0,4
0,66	0,69	0,66/0,69
3	3,15	3/3,15
6	6,3	6 (6,3) / 6,3; 6,6
10	10,5	10 (10,5) / 10,5; 11
20	21	20 (21)/22
35	—	35/38,5
110	—	110 / 115; 121
150	—	150/158
220	—	220 / 230; 240
330	—	330/347

Примечание. В числителе напряжение первичное, в знаменателе вторичное; в скобках указано напряжение трансформаторов, присоединяемых непосредственно к шинам генераторного напряжения или к выводам генераторов.

составлявшим в СССР 1,74 км/МВт, и плотностью электрических сетей — 0,064 км/км² (в США соответственно 0,77 и 0,052). Протяженность сетей l_c и мощности трансформаторов P по России на начало века (2001 г., установленная мощность генерации 207 ГВт, располагаемая 180, совмещенный максимум 136 МВт, число часов использования максимума 4288 ч) приведены ниже:

U, кВ	750	500	330	220	154	110	–
l_c, тыс. км	3,0	37,4	10,5	101,8	2,8	293,6	Σ450,5
P, ГВА	14,4	99,9	30,1	177,0	3,1	245,6	Σ572,1

По мере роста плотности электрических нагрузок значение сетевого коэффициента снижается. Сети 220 кВ и выше отнесены законом «Об электроэнергетике» к Национальной сети РФ. Они предназначаются для питания крупных узлов 110 кВ, для обеспечения межсистемных связей, электроснабжения энергоемких предприятий и отдельных производств (алюминия, проката, электростали и др.) путем сооружения подстанций глубокого ввода 220/10кВ.

При решении вопросов электроснабжения предприятия, связанных с присоединением к сетям 110 кВ и выше, необходимо учитывать общие технические принципы построения сети на далекую перспективу и результаты развития электроэнергетики (особенно, естественно, районов присоединения). Долгосрочные исследования содержат большую неопределенность исходной информации, экстраполяционные методы прогноза становятся неприемлемыми. В большей степени возникает необходимость в профессионально-логическом анализе, оценивающем изменение технологии, уровни и размещение электрических нагрузок, изменение технико-экономических критериев. На предприятиях следует резервировать коридоры для прохождения воздушных или кабельных ЛЭП, места для сооружения подстанций и подъезды для транспортировки трансформаторов.

Выбор проводников производится по нагреву, экономической плотности тока и по условиям короны. При оценке различных вариантов электроснабжения полезно нагрев и плотность рассматривать в связи величиной напряжения (табл. 4.2), которое необходимо для передачи ожидаемой расчетной мощности. И хотя табл. 4.2 основана на первой научной картине мира, фактически данные лишь вероятностно (не строго) меняются вместе с изменением соотношения стоимости цветного металла, величины тарифа на электроэнергию, затрат на строительство и эксплуатацию.

При известной расчетной нагрузке $P_р = P_{max}$ нормированная (экономическая) плотность тока

$$J_{эк} = I_р/s, \tag{4.1}$$

где $I_р$ — расчетный ток в часы максимума энергосистемы, А; s — экономически целесообразное сечение, мм².

Годовое число часов использования максимума активной нагрузки T_{max}, принимаемого при выборе s, меньше и составляет $0{,}7T_{max}$ каждой из подстанций 5УР и 4УР.

Данные табл. 4.2 представлены для плотности тока $J_{эк}$ = 1,1 А/мм² для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов при числе часов использования максимума нагрузки в год T_{max} 3000–5000 и cos φ = 0,9. Предельная длина линий, определенная технико-экономическими расчетами при потере напряжения 10 %, составляет, например, 32 км при передаче мощности 10 МВт на напряжении 36,7 кВ; 75 км при 50 МВт на напряжении 115 кВ. В случае другого числа часов использования максимума, применения медного провода или кабеля вместо провода данные табл. 4.2 следует пересчитывать под другое нормированное значение $J_{эк}$, приводимое ПУЭ. При оценке перспективы следует ориентироваться на уменьшение нормированного значения плотности тока с 1,0–1,2 до 0,8 А/мм², что уменьшит потери (тарифы на электроэнергию на обозримое время будут расти).

При решении вопросов электроснабжения крупного предприятия следует избегать сближения смежных напряжений, которое увеличивает обобщенный коэффициент трансформации ОКТ и ведет к усложнению режимов и увеличению потерь электроэнергии. Значение ОКТ в сетях 110 кВ и выше достигло 2,5 кВА на 1 кВт установленной мощности электростанций. Если для промышленности принять ОКТ как отношение мощности трансформаторов, установленных на предприятии, к заявленной мощности, то он составляет 4–7, что не может быть признано нормальным. Следует избегать трансформа-

Таблица 4.2. **Экономическая (числитель) и предельная (знаменатель) мощности воздушных линий электропередачи 6–330 кВ**

U, кВ	Передаваемая мощность, МВт, для сечения, мм²										
	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400
6	0,27 / 1,3	0,378 / 1,75	0,54 / 2,1	0,755 / 2,65	1,025 / 3,3	1,3 / 3,8	1,62 / 4,45	1,99 / 5,1	—	—	—
10	0,45 / 2,25	0,63 / 3,1	0,9 / 3,6	1,26 / 4,6	1,71 / 5,7	2,16 / 6,6	2,7 / 7,7	3,33 / 9,5	—	—	—
20	0,9 / 4,5	1,26 / 6,1	1,8 / 7,2	2,52 / 9,2	3,42 / 11,4	4,33 / 13,2	5,4 / 15,4	6,6 / 19	—	—	—
35	1,58 / 7,9	2,22 / 9,52	3,17 / 11,4	4,44 / 14,4	6 / 17,8	7,6 / 20,6	9,5 / 24	11,8 / 27,6	15,2 / 32,6	—	—
110	—	—	10 / 35,5	13,9 / 44,8	18,8 / 55,9	23,8 / 64,4	29,7 / 75,2	36,7 / 86,2	47,5 / 102,2	59,5 / 116,6	—
150	—	—	—	21,4 / —	29 / 77	36,6 / 88,8	45,8 / 105	56,5 / 119	73,4 / 141	92 / 161	122 / 192
220	—	—	—	—	—	—	—	57 / 172	80 / 205	118 / 236	158 / 280
330	—	—	—	—	—	—	—	—	143 / 330	178 / 382	237 / 470

ций с коэффициентом 1,5–2 (например, 220/110 и 330/220 кВ). Для энергоемких производств целесообразнее сооружение ГПП 220/10 кВ.

Примерно 25 % воздушных линий (ВЛ) по протяженности выполняются двухцепными в сетях 110 кВ, 17 % — в сетях 220 кВ, ВЛ в сетях 330 кВ — одноцепные. При радиальной конфигурации электроснабжения ГПП предприятий двухцепные линии используют, если потребителей 1 категории можно обеспечить электроэнергией по линиям 10 кВ (в отдельных случаях — и по 0,4 кВ) от ГПП и РП, подключенных к другой двухцепной линии. Две одноцепные ЛЭП более надежны, но требуют большего коридора. Средневзвешенное сечение проводов для ВЛ 110 кВ около 150 мм^2 (можно рекомендовать 120–185 мм^2), для ВЛ 220 кВ — соответственно 240 или 300 мм^2.

В предварительных расчетах следует ориентироваться на оптимальный уровень короткого замыкания, который для сети 110 кВ не должен превышать 31 кА, а для сети 220 (330) кВ — 40 кА.

Следует различать два принципиальных случая подключения предприятия к энергосистеме: к подстанции (или главному распределительному устройству ТЭЦ на генераторное напряжение) и к ЛЭП. Присоединение к подстанции осуществляется через выключатель *Q* по одной из схем на рис. 4.1. Наиболее распространены схемы *1* и *2*. При трех и более системах (секциях) шин возможно более надежное электроснабжение потребителя: выключатель *Q* после его оперативного отключения через разъединитель присоединяется к необходимой секции. При наличии обходной системы шин (схема *5*) потребитель при отключении *Q* может питаться через обходной выключатель *Q1*, предназначенный для внутристанционных переключений.

Присоединение предприятия к ЛЭП определяется конфигурацией (топологией) электрической сети, зависящей от географических условий, плотности и распределения электрических нагрузок. Возможные основные типы присоединений изображены на рис. 4.2. Радиальную одинарную или двойную линию можно, сделав кольцо, подключить к тому же источнику питания ИП. Возможны узловые схемы, в которых ИП больше двух и

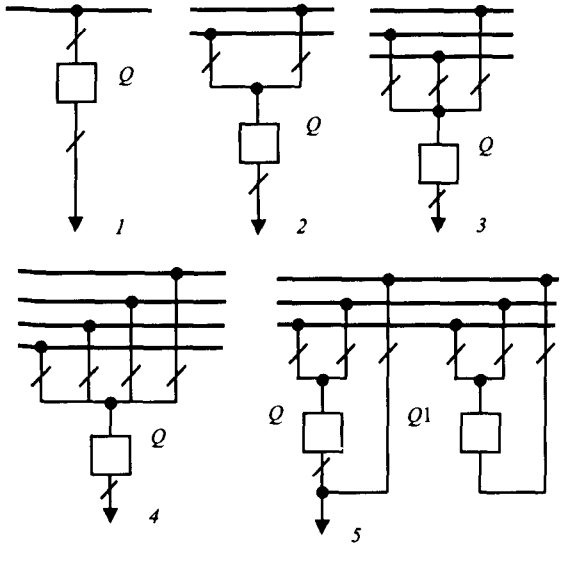


Рис. 4.1. Схемы присоединения потребителей к подстанциям энергосистемы:
1, 2, 3, 4 — соответственно с одной, двумя, тремя и четырьмя системами сборных шин; *5* — с двойной и обходной системами шин

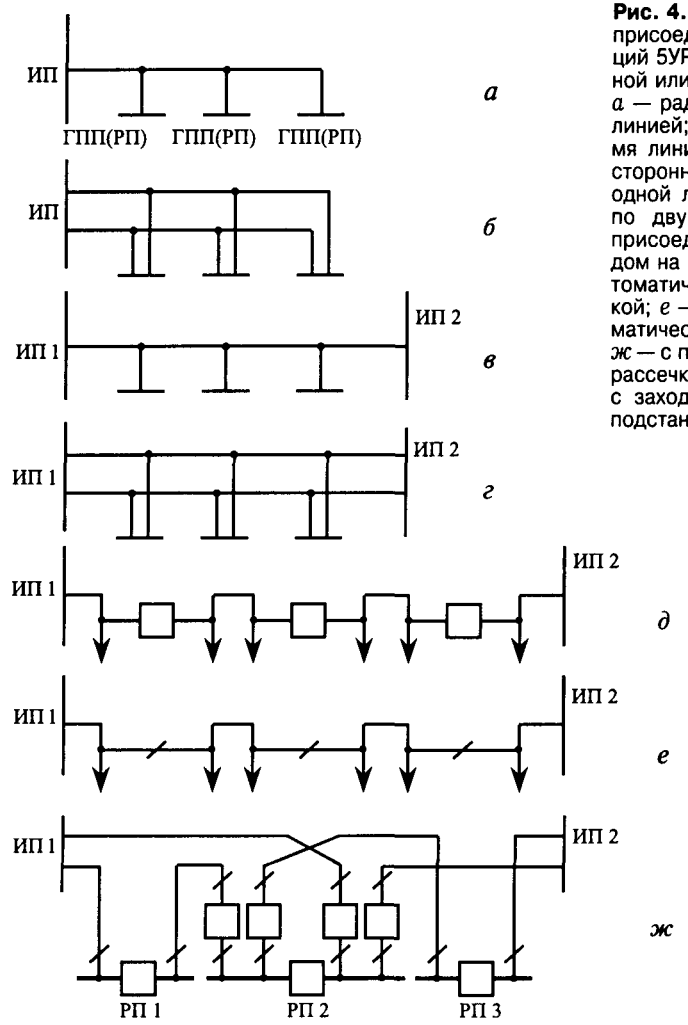


Рис. 4.2. Варианты схем присоединения подстанций 5УР — 3УР к одинарной или двойной ВЛ: *а* — радиальная с одной линией; *б* — то же с двумя линиями; *в* — с двусторонним питанием по одной линии; *г* — то же по двум линиям; *д* — присоединение с заходом на подстанцию с автоматической перемычкой; *е* — то же с неавтоматической перемычкой; *ж* — с присоединением в рассечку каждой линии и с заходом обеих ВЛ на подстанцию

линий больше трех, и многоконтурные схемы с несколькими узловыми точками.

Схема на рис. 4.2, *а* применяется редко, в основном для питания потребителей III категории, предприятий в районах с небольшой нагрузкой, удаленных или в начале строительства. По этой схеме возможно питание потребителя от другого ИП, что фактически означает переход к схемам на рис. 4.2, *д, е*. Схема на рис. 4.2, *б* наиболее распространена, количество присоединений (отпаек) к одной линии не должно быть больше трех (как указано на рисунке). Если подстанция питается радиально по одной или двум линиям без отпаек, ее называют тупиковой. Подстанции, изображенные на схемах рис. 4.2, *а—г*, называют ответвительными, на схемах рис. 4.2, *д, е* — проходными. Если че-

рез шины высокого напряжения ВН осуществляются перетоки мощности между отдельными точками сети, подстанцию называют транзитной.

Распространенность схемы на рис. 4.2, *б* для предприятий можно объяснить малыми расстояниями до ИП и высокой плотностью нагрузок, например для прокатного производства 0,39 МВт/га, электросталеплавильного 1,48 МВт/га, для коммунально-бытового потребления — до 12 Вт/м^2, а в отдельных промышленных зонах — до 30 Вт/м^2.

При решении вопроса о сооружении одной двухцепной ВЛ или двух ВЛ на разных опорах выгоду от увеличения надежности сравнивают с большими капитальными затратами (вложениями) и отчуждением земель. Надежность питания от линий на разных опорах, но по одной трассе увеличивается незначительно, а крупные аварии, вызванные климатическими условиями, повреждают линии независимо от конструкции. Поэтому сооружение одноцепных ЛЭП требует обоснования, за исключением электроснабжения магистральных трубопроводов, электрифицированных железных дорог. В схеме равномерно загружаются обе линии, что минимизирует потери, не увеличиваются уровни токов КЗ, возможно присоединение подстанций 5УР по простейшей схеме.

Конфигурация на рис. 4.2, *в—е* применяется в сетях 220—110 кВ энергосистем при малых и средних мощностях нагрузок, на промышленных предприятиях при наличии нескольких источников питания и при необходимости обеспечения высокой надежности схемы электроснабжения. Средняя подстанция РП-2, см. схему на рис. 4.2, *ж*, обеспечивается как потребитель особой группы I категории. Для данной схемы следует учитывать неэкономичное потокораспределение, больший уровень токов КЗ, большую сложность оперативных переключений.

В качестве основных при технологическом проектировании подстанций можно рекомендовать схемы соединений для РУ понижающих подстанций энергосистем, несколько отличающиеся от аналогичных по напряжениям и числу присоединений, принятых для электростанций. Число трансформаторов понижающей подстанции обычно не более двух (на ТЭС оно обычно больше). На районной ТЭЦ (на рис. 2.2 указаны не все блоки) пять блоков: 2×100 + + 2×120 + 1×150 МВт, на заводской ТЭЦ — шесть: 1×12 + 2×25 + 1×50 + 2×60 МВт (следует обратить внимание на отсутствие унификации установленных на ТЭЦ генераторов). Трансформаторы можно присоединять по одному к сборным шинам только с помощью разъединителей, что объясняется редкими переключениями. На РУ электростанций каждый из блоков отключают (включают) по 10—20 раз в год, что требует наличия выключателя в цепи повышающего трансформатора. Для понижающих подстанций с мощными потребителями I категории одновременное отключение обоих понижающих трансформаторов (или АТ) или питающих линий приводит к перерыву электроснабжения предприятий и к большому ущербу. Наличие в системе резервной мощности не может помочь потребителям данной подстанции.

На рис. 4.3 приведены аналогичные подстанциям промышленных предприятий 5УР, 4УР типовые схемы соединений для РУ 6—750 кВ понижающих

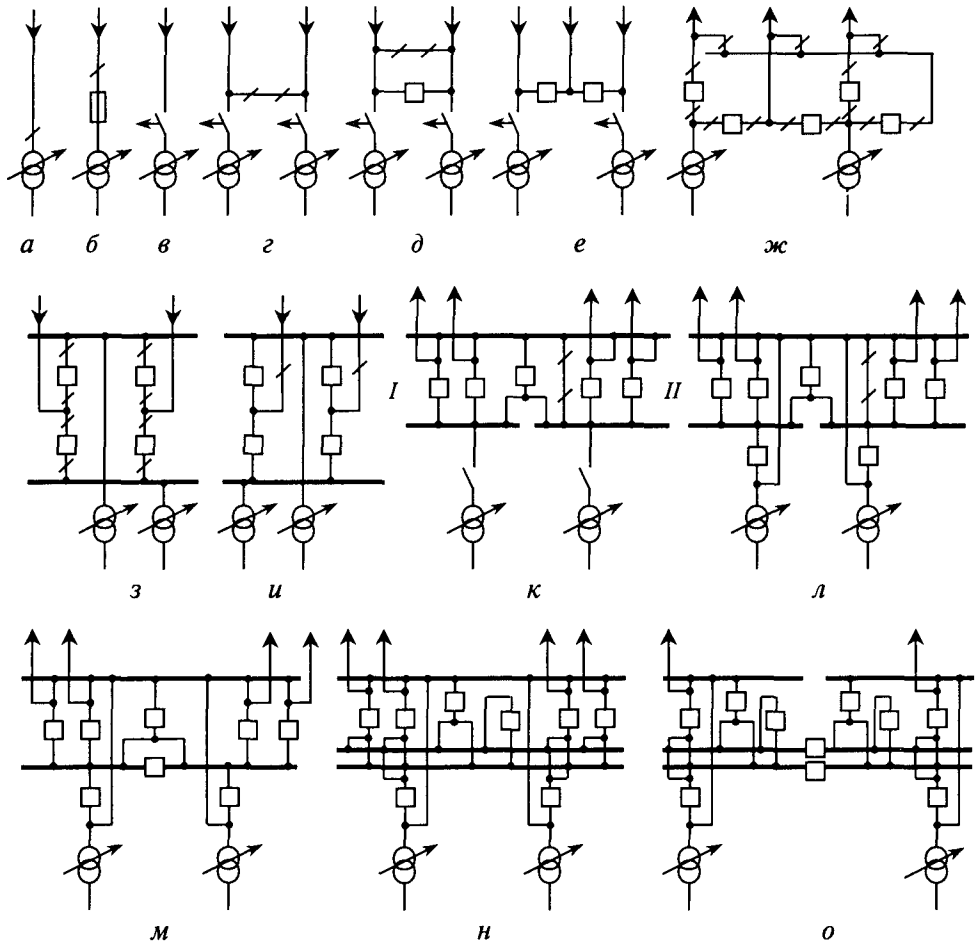


Рис. 4.3. Схемы соединения РУ понижающих подстанций

подстанций энергосистем. Трансформаторы условно показаны двухобмоточными (могут быть трехобмоточные и автотрансформаторы на напряжениях 220–750 кВ); все трансформаторы и автотрансформаторы устанавливают с РПН. Разъединители для упрощения, как правило, не показаны.

Схема линия — трансформатор (Л–Т) без коммутационной аппаратуры на ВН (рис. 4.3, *а*) применяется, если релейная защита линии на стороне питания охватывает понижающий трансформатор или если на выключатель линии со стороны питания передается телеотключающий сигнал при отказе трансформатора.

Схема Л–Т с предохранителем у трансформатора на ВН (рис. 4.3, *б*) применяется, если обеспечивается селективность работы предохранителя с защитой линий, присоединенных к стороне НН трансформатора, а также с защитой питающей линии, если от последней питаются еще и другие подстанции.

Схема Л–Т с отделителем на ВН (рис. 4.3, *в*) используется для автоматического отключения отказавшего трансформатора от линии, питающей несколько подстанций, при невозможности применения схемы (*б*).

Схема с перемычкой (мостиком) между двумя Т (рис. 4.3, *г, д*) применяется при двух питающих линиях, при необходимости перехода на питание от одной линии обоих трансформаторов — ручного (*г*) или автоматического с помощью выключателя в перемычке (*д*). Выбор варианта производится с учетом местных условий сети и потребителей подстанции. Схема *д* применяется также при двустороннем питании или транзите мощности; при соответствующем обосновании в этой схеме вместо отделителей можно устанавливать выключатели. При применении схемы *д* при отказе выключателя в перемычке теряются все РУ. В промышленности выключатель чаще устанавливают между разъединителями (в этом случае остается один мостик), что исключает автоматические переключения, но сохраняет возможность оперативной работы под нагрузкой.

В схемах на рис. 4.3, *г, д* один из двух (или оба) разъединителей перемычки нормально отключен.

Схема двойного мостика (рис. 4.3, *е*) применяется при двустороннем питании или транзите, допускающем разрыв связи между крайними линиями при отключении средней линии, а также при ревизии любого из двух выключателей. Схемой не предусмотрено выполнение общего требования обеспечения возможности ремонта любого выключателя без перерыва питания присоединения. Поэтому для РУ 110 кВ с тремя линиями и двумя трансформаторами (сетевого узла, который может развиваться дальше) следует применить схему двойного мостика с обходным выключателем с пятью выключателями (рис. 4.3, *ж*).

Схема квадрата для РУ с двумя линиями и двумя трансформаторами (рис. 4.3, *з*) рекомендуется при напряжениях от 220 до 750 кВ. При этом на линиях не устанавливаются линейные разъединители. При увеличении числа линий до четырех при напряжениях 220–330 кВ следует перейти на схему с установкой на всех линиях линейных разъединителей (схема расширенного квадрата).

Схема расширенного квадрата предусматривает присоединение еще двух линий 220–330 кВ к тем двум углам квадрата, к которым присоединены трансформаторы по схеме *з*, при этом на всех четырех линиях устанавливают линейные разъединители. В этой схеме отказ любой из двух линий, присоединенных к углам с трансформаторами, будет приводить к отключению вместе с линией и связанного с ней трансформатора; плановые отключения линии на ремонт также потребуют отключения трансформатора. В период ремонта одного из выключателей квадрата отказ среднего выключателя из трех оставшихся в работе приведет к потере трех линий и одного трансформатора.

Схема на рис. 4.3, *к* выполняется для РУ 110 кВ с числом присоединений до шести включительно, в том числе четырех линий и двух трансформаторов

(АТ). Схема предусматривает выполнение одной рабочей и одной обходной систем шин; рабочая система шин секционируется на две части, связанные с помощью выключателя, который может быть использован и как обходной для поочередной замены выключателей линий при ремонте. В нормальном режиме этот выключатель соединяет секцию I рабочей системы шин с обходной системой шин, а затем с помощью шинной перемычки с двумя разъединителями по ее концам присоединяет этот выключатель к секции II рабочей системы шин. При необходимости использования этого выключателя в качестве обходного его предварительно отключают, после чего также отключают оба разъединителя в шинной перемычке между обходной системой шин и секцией II, при этом прекращается параллельная работа двух секций рабочей системы шин. Трансформаторы (АТ) присоединяют к секциям шин только с помощью разъединителей.

Схема на рис. 4.3, *л* по числу присоединений к РУ 110–220 кВ аналогична схеме *к*; различие в том, что в цепях трансформаторов установлены выключатели и они присоединены к рабочей и обходной системам шин. Для связи секций и для питания обходной системы шин установлен выключатель.

Схема для РУ 110–220 кВ (рис. 4.3, *м*) имеет семь и более присоединений, установлен также отдельный секционный выключатель помимо обходного, в связи с чем исключена перемычка между обходной и рабочей системами шин.

Схема, представленная на рис. 4.3, *н*, предусматривает в РУ 110–220 кВ две основные и одну (третью) обходную системы шин с установкой на каждом присоединении одного рабочего, двух отдельных шиносоединительных (ШСВ) и одного обходного (ОВ) выключателей; число присоединений в РУ — до 7 включительно.

В нормальном режиме половина линий и трансформаторов присоединена к одной системе шин, другая половина — ко второй системе шин; при этом ШСВ включен и обеспечивает параллельную работу всех присоединений. В этой схеме в случае отказа одного из выключателей присоединений теряется половина цепей с сохранением в работе другой половины, а в случае отказа ШСВ теряются все присоединения. При ремонте ШСВ для сохранения параллельной работы всех цепей необходимо либо перевести их на одну систему шин (при этом увеличивается опасность потери всего РУ), либо перейти на раздельную работу двух систем шин с их присоединениями, что может затруднить питание сети и увеличить потери энергии в линиях и трансформаторах из-за неодинаковой загрузки последних.

Схема для РУ 110–220 кВ с числом присоединений более 15 (рис. 4.3, *о*) отличается от схемы рис. 4.3, *н* тем, что каждая из рабочих систем шин секционируется выключателем на две части, причем на каждой из двух половин установлены отдельные ШСВ и ОВ, и обходная система шин разделена на две изолированные части, кроме того в схеме установлено шесть дополнительных выключателей.

4.2. Источники питания потребителей и построение схемы электроснабжения

Для крупных и средних предприятий существует несколько стадий (этапов) принятия технических решений, зависящих от параметров электропотребления: выбор площадки (трассы) строительства; подготовка запроса на получение технических условий на технологическое присоединение; разработка схемы электроснабжения с указанием всех мест присоединения 6УР и подстанций 5УР; согласование технических условий на присоединение. Во всех случаях необходимо участие электриков: в предпроектных работах, когда формируется инвестиционный замысел и обосновываются инвестиции; в инвестиционном проектировании, когда до рабочей документации разрабатывается технико-экономическое обоснование (проект, проектные соображения, технико-экономические расчеты, утверждаемая часть рабочего проекта).

Для мини-предприятий на напряжении 0,4 кВ, занимающих одно здание (ограниченную территорию) или часть его, как правило в районе с развитыми электрическими сетями, решение принимается в одну стадию. Чаще по коэффициенту спроса или комплексными расчетами определяют нагрузку $P_р$. Принимается один, два (по условиям надежности электроснабжения), три или больше вводов (по значению мощности или планировке). Готовят запрос в энергоснабжающую организацию, с которой и уточняются границы и место ввода 2 ∩ 6УР. Вводный щит (шкаф) традиционно по условиям обслуживания (безопасности) устанавливают вблизи входа со свободным подходом во всех случаях.

Для мелких предприятий, питающихся от 3 ∩ 6УР, возникают варианты питания и размещения ТП 10/0,4 кВ. Техническими условиями могут задаваться другие потребители, присоединяемые по 0,4 кВ. Технические решения также принимаются одностадийно.

При определении источников питания производств и цехов промышленного предприятия для построения схемы электроснабжения в целом должны быть соблюдены следующие общие требования: обеспечение удобства и безопасности в эксплуатации, требуемая надежность в нормальном и послеаварийном режимах; обеспечение экономии по капитальным вложениям, эксплуатационным расходам, потерям электроэнергии; повышающаяся надежность электроснабжения при движении снизу вверх по уровням системы электроснабжения. Аварии на более высоких уровнях (ТЭЦ, ГПП и т. д.) приводят к более тяжелым последствиям и охватывают большую зону предприятия.

Для реализации этих требований при построении системы электроснабжения исходят из следующих положений:

1. Источники высокого напряжения следует максимально приближать к потребителям электроэнергии, а прием ее рассредоточивать по нескольким пунктам на территории предприятия.

2. При выборе элементов схемы необходимо исходить из условия их посто-

янной работы под нагрузкой, при таком режиме повышается надежность электроснабжения и уменьшаются потери электроэнергии.

3. Следует предусматривать раздельную работу параллельных цепей схемы (ЛЭП, трансформаторов и т. п.), при этом снижаются токи КЗ, упрощаются коммутация и релейная защита подстанций.

Выбор площадки (трассы) для строительства производится до начала проектирования комиссией, которая рассматривает материалы генерального проектировщика, заключения заинтересованных сторон и составляет акт, утверждаемый заказчиком вместе с заданием на проектирование после обязательного согласования с местной администрацией.

На этой стадии достаточно определить основные электрические показатели, на основе которых решаются принципиальные возможности присоединения (наличие или сооружение источников питания энергосистем), кооперирование в части транспорта и ремонта (единичная масса наибольшего трансформатора, количество электродвигателей и их средняя мощность), обеспеченность людскими ресурсами (электровооруженность труда и производительность труда электриков).

После утверждения задания и открытия финансирования в составе ТЭО или до него разрабатывают схему электроснабжения предприятия (см. рис. 2.1. и 2.2) и схематический план промышленного узла с нанесением проектируемого предприятия и основных подстанций и сетей энергосистемы (см. рис. 2.8). Эти материалы вместе с балансами электроэнергии и проектными нагрузками направляют для получения технических условий, которые определяют 6УР.

В качестве исходных данных уже имеется предварительный генеральный план, на который электротехнический отдел (отдел специализированного или технологического института, выполняющий электроснабжение на стадии ТЭО) и другие сетевые и неосновные отделы (выдают задание на размещение) наносят свои объекты. В результате всех заданий составляется таблица параметров электропотребления, содержащая P_{max}.

Генплан и таблица вместе с неформализуемыми сведениями по особенностям технологии определяют заводские источники питания и схему электроснабжения. Опираясь на уровни системы электроснабжения, классифицируют объекты по P_{max}, считая каждый из них самостоятельным. Объекты, тождественные мини-предприятиям, в такую таблицу не попадают. Исключение составляют специальные случаи, связанные, например, с потребителями особой группы I категории или с обеспечением качества электроэнергии (питание цепей управления электроприводами непрерывных линий). Электроснабжение отдельно стоящих зданий и сооружений 2УР осуществляется на стадии рабочей документации без специального рассмотрения в ТЭО.

Цеха известковый, огнеупорный, электроремонтный, металлоконструкций (нагрузки см. в табл. 3.6) питаются от трансформаторов 10/0,4 кВ как потребители 3УР. Нагрузка доменного, прокатных (покрытий, гнутых профилей и др.) цехов делает необходимым сооружение в каждом из них РП 10 кВ, что

образует в общем случае 4УР. Многое можно решить с помощью не технико-экономических расчетов, а профессионально-логического анализа. Например, для цеха изложниц достаточно установить шесть трансформаторов 6×1000 кВА и не сооружать РП 10 кВ. Но если в цехе намечается установка высоковольтных двигателей или рядом появляются сооружения, где также будут установлены трансформаторы (бытовые 2×400 кВА, газоочистка — два высоковольтных ввода), то РП становится необходимым. В механическом и кузнечно-термическом цехах сооружаются свои РП, но если они расположены на расстоянии противопожарного разрыва с проездом, то можно принять одну распределительную подстанцию.

Группируя цеха по производству и генеральному плану, определяют нагрузки, представленные подстанциями 4УР и трансформаторами 3УР, составляющие в сумме 20—40 МВт и более для каждого района (цеха). Здесь возможны варианты. Например, для одного из заводов в блоке прокатных цехов (прокатное производство) в составе двух мелкосортных и двух проволочных станов, среднесортного, непрерывно-заготовочного станов и блюминга при расчетной нагрузке 180 МВт и единичной мощности двигателя блюминга 20 МВт была сооружена ПГВ — подстанция 220/10 кВ с трансформаторами 2×200 МВА. Для другого завода с таким же набором цехов было сооружено пять ГПП (ПГВ) на 110 кВ [2 (2×40) + 3 (2×63) МВА]. В первом случае от пуска первого цеха до последнего прошло 12 лет, во втором каждую подстанцию пускали вместе со своим (или с первым из группы цехов) цехом.

Очевидна необходимость сооружения ГПП для кислородной станции, горнообогатительного производства, наиболее крупных прокатных цехов (станов). На количество ГПП сильно влияют наличие ТЭЦ и ее расположение. При размещении ее в центре завода (что сейчас не практикуется) и сооружении четырех и более секций на ГРУ — 10(6) кВ удавалось питать прокатные цеха на генераторном напряжении — передавать мощность до 40 МВт.

Используя фактические статистические данные (см. табл. 3.6) и результаты расчета электрических нагрузок комплексным методом можно определить нагрузки по производствам и цехам. Цех водоснабжения включает оборотные циклы (строятся вместе с цехами), а также административные и ремонтные здания. Чаще каждая насосная станция оборотного цикла с высоковольтными электродвигателями имеет свою распределительную подстанцию и обязательно ТП 10/0,4 кВ. Известны случаи сооружения ГПП специально для насосных станций (оборотный цикл крупных цехов, водозаборы, удаленные очистные сооружения). Рассредоточены объекты теплосилового, газового, транспортного цехов, цеха сетей и подстанций. Нагрузки этих объектов на последующих стадиях запитываются от ближайшей ГПП (или РП 10 кВ).

Определив предварительно подстанции 5УР (4УР) и составив схему (см. рис. 2.2), необходимо разработать варианты присоединения ГПП (РП) к энергосистеме, одновременно рассмотрев необходимость сооружения (расширения) источников питания энергосистемы, строительства или усиления электрических сетей. Строительство крупного и среднего заводов осуществляет-

ся очередями. Поэтому сооружение сразу нескольких УРП (ТЭЦ) энергосистемы не производится (см. рис. 2.2 — первой сооружали подстанцию 220/110 кВ «Лесная»).

За каждым из трансформаторов (см. рис. 4.3, *ж, к—о*) имеется распределительное устройство, принадлежащее энергосистеме, от которого питаются несколько потребителей. Заводские подстанции 5УР могут питаться от этого РУ непосредственно. При использовании таких РУ высокого напряжения (как это осуществлено ГПП-22, ГПП-24, ГПП-15 от 220 кВ подстанций «Восточная» и «Степная» — см. рис. 2.2) потребитель будет обеспечен питанием с высокой надежностью.

Допустив, что все трансформаторы (автотрансформаторы) установлены на напряжение 220/110 кВ (см. рис. 4.3), и приняв значение экономической мощности согласно табл. 4.2, можно считать, что двух линий 110 кВ достаточно для электроснабжения предприятия средней величины. Экономическая мощность одной линии от 10 до 60 МВт, при выходе ее из строя можно передавать по другой линии как предельную всю суммарную мощность (с соответствующим совмещением максимумов).

От схем подстанций, представленных на рис. 4.3, *а—в,* в целом нельзя питать предприятия исходя из условий обеспечения надежности, схемы *г—е* достаточно распространены, но предпочтительнее питание заводских подстанций от отходящих линий, выполненных по схемам *к—м* (наиболее встречающимся).

Если принять трансформаторы на схемах рис. 4.3, *а—е, з, и* как заводские, то возникает вопрос о структуре системы электроснабжения, включающей трансформаторы и отходящие линии к потребителям 5УР—3УР. Существуют три вида питания (радиальное, кольцевое, магистральное) и четыре типа структуры: радиальная, магистральная, кольцевая, петлевая (рис. 4.4). Области применения структур имеют свои особенности для 5УР (см. гл. 5) и для 3УР (гл. 7).

Для крупного предприятия необходимо напряжение 220 кВ и выше. На УРП энергосистем в этом случае устанавливают автотрансформаторы 220/110 кВ с предельными по экономической мощности ВЛ (см. табл. 4.3 и рис. 2.2). Присоединение ГПП на 220 кВ требует увеличения количества питающих линий. Наиболее приемлемой для предприятия по надежности и экономичности с учетом сооружения УРП за счет предприятия является схема с одной рабочей секционированной и обходной системой шин как на стороне 220, так и на стороне 110 кВ. В этом случае обеспечивается нужное количество присоединений и маневренность в различных режимах.

Внешнее электроснабжение (см. рис. 4.3) проектируется, как правило, институтом «Энергосетьпроект» на основе планов перспективного развития энергосистемы или отдельных ее частей в соответствии с заданием, полученным от генерального проектировщика на электроснабжение предприятия в целом, и выданными техническими условиями [ТЭО и проекты (как стадия) внутреннего электроснабжения (ГПП, ПГВ; воздушные и кабельные ЛЭП, то-

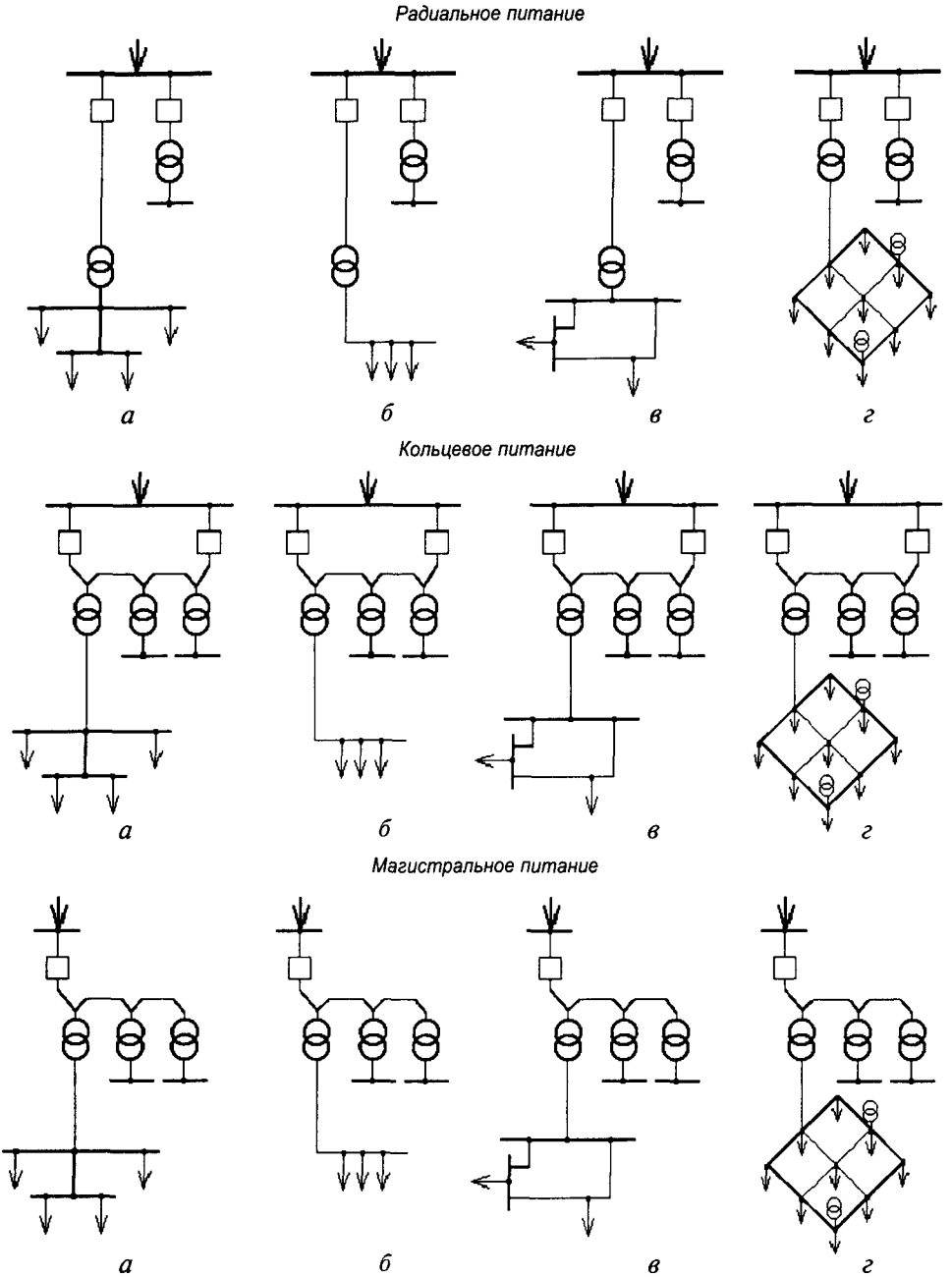


Рис. 4.4. Основные виды структур СЭС:
а — радиальная сеть; *б* — магистральная сеть; *в* — кольцевая (замкнутая) сеть; *г* — петлевая сеть

копроводы; РП и ТП; цеховые электрические сети)]. Сети проектируют последовательно во времени и в направлении сверху вниз, начиная с самого высшего уровня системы электроснабжения (предприятие в целом). Рабочую

документацию выполняют одновременно по всем уровням (см. рис. 2.3–2.7) независимо и параллельно. Внутреннее электроснабжение предприятий проектируется отраслевыми проектными и специализированными институтами (Гипрохим, Гипромез, «Тяжпромэлектропроект», «Электропроект» и др.). При проектировании электроснабжения больших предприятий к работе привлекают сразу несколько десятков проектных институтов. В этих случаях отраслевой проектно-технологический институт выступает в качестве генерального проектировщика, который осуществляет контроль за соответствием технических решений на стадии рабочей документации утвержденному ТЭО (проекту) и техническим условиям, стоимостям и параметрам электропотребления (с конца 90-х годов эту функцию взял на себя руководитель проекта — «управляющий проектом», см. гл. 19).

За рубежом и в нашей стране все большее распространение получает разработка предложений-тендеров (tender), которые представляют на рассмотрение предполагаемому заказчику. В тендере кратко представлены технические решения по сооружению, расширению, реконструкции предприятий, цехов, отдельных агрегатов и других объектов (для оценки необходимости инвестиций). Электрики должны разрабатывать схему электроснабжения для формулировки требований к энергосистеме и разделения границ, для принятия условий на присоединение и для определения затрат.

4.3. Надежность электроснабжения потребителей

Понятие надежности объекта (в нашем случае — оборудования, устройств и систем электроснабжения, рассматриваемых в периоды проектирования, производства, эксплуатации, исследований и испытаний) основано на сохранении во времени в установленных пределах значений всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения, транспортирования.

Надежность объекта: его безотказность (свойство непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или некоторой наработки); ремонтопригодность (приспособленность к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов и повреждений, а также к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем проведения технического обслуживания и ремонтов); долговечность (свойство сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта); сохраняемость (свойство сохранять показатели безотказности, долговечности и ремонтопригодности в течение и после хранения и/или транспортирования).

Надежность электроэнергетической системы: свойство осуществлять производство, преобразование, передачу и распределение электроэнергии в целях бесперебойного электроснабжения потребителей в заданном количестве при

допустимых значениях показателей качества. Надежность электроэнергетической системы и установки обеспечивается безотказностью и восстанавливаемостью ее элементов, устойчивостью, управляемостью, живучестью и безопасностью как самой системы (установки), так и ее элементов.

Надежность электроснабжения исследуют по двум причинам: 1) затраты на резервирование составляют до 50 % затрат в системе электроснабжения; 2) ущерб от недостаточной надежности иногда соизмерим с затратами в системе электрики.

Работоспособным называют такое состояние объекта, при котором все параметры, характеризующие способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской документации.

Предельным называют состояние, при котором дальнейшее применение объектов по назначению недопустимо или нецелесообразно либо восстановление его исправного или работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

Нарушение работоспособного состояния объекта называют отказами. Наиболее типичным отказом какого-либо элемента системы электроснабжения считают нарушение изоляции токоведущих частей, приводящее к КЗ и последующему автоматическому отключению этого элемента системой защиты. К отказам относят также обрывы проводников; поломку частей, обеспечивающих работоспособное состояние; опасный перегрев и другие явления, приводящие к аварийным режимам.

После отказа элементов системы электроснабжения могут потребоваться наладка, ремонт, осмотр, охлаждение до нормальной температуры, замена защитных устройств (например, плавких предохранителей) или другие меры восстановления работоспособного состояния. В качестве элемента системы рассматривается объект, представляющий собой простейшую часть системы, способную самостоятельно выполнять некоторые локальные функции. Элементом может быть, например, трансформатор, выключатель, линия передачи.

Наличие или отсутствие повреждений в объектах определяет исправное состояние, при котором он соответствует всем требованиям, установленным нормативно-технической документацией, или неисправное состояние, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической документации. По способности объекта выполнять заданные функции его состояния подразделяются на работоспособное, при котором он способен выполнять заданные функции, сохраняя значения основных параметров, и неработоспособное, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической документации.

По характеру исполнения и функционирования объекты могут быть восстанавливаемыми и невосстанавливаемыми. У первых после отказа работоспособность восстанавливается при ремонте и техническом обслу-

живании, у вторых восстановление работоспособности считается или является невозможным.

Важнейшие показатели надежности восстанавливаемых объектов: 1) средняя наработка между отказами T_o; 2) среднее время восстановления $T_в$; 3) интенсивность потока отказов λ, определяемая по уравнению

$$\lambda = d\Omega/dt, \tag{4.2}$$

где $\Omega(t)$ — математическое ожидание числа отказов за время t.

Величина $\Omega(t)$ зависит от времени нахождения объекта в эксплуатации и увеличивается с приближением предельного состояния. С достаточной для практики точностью считают, что в системах электроснабжения, где оборудование характеризуется относительно большим сроком службы (порядка 20 лет и больше) $\Omega = \text{const}$. В этих условиях $\lambda = 1/T$.

Коэффициент готовности

$$K_г = T/(T + T_в). \tag{4.3}$$

Коэффициент вынужденного простоя

$$K_в = T_в/(T + T_в) = 1 - K_г. \tag{4.4}$$

Вероятность безотказной работы в течение заданного времени (времени наблюдения) t

$$P(t) = e^{-\lambda t}. \tag{4.5}$$

Вероятность N отказов за время t

$$q(N, t) = e^{-\lambda t}(\lambda t)^N/N! \tag{4.6}$$

Приведенные коэффициенты оценивают не единичные свойства, а два-три одновременно. Для одновременной оценки безотказности и ремонтопригодности используются: коэффициент готовности — вероятность работоспособного состояния в произвольный момент времени t (вероятность выполнения условия $T > t$). Коэффициент простоя оценивает вероятность отказа $q(t)$ и проведения ППР.

Усредненные вероятностные характеристики характерных элементов электрики приведены ниже:

	λ, 1/г	$T_в$, ч
Разъединитель	0,01	2
Короткозамыкатель	0,02	10
Отделитель	0,03	10

Автоматический выключатель НН	0,05	4
Плавкий предохранитель ВН	0,1	2
Сборные шины напряжением до 10 кВ (на одно присоединение)	0,03	2
Кабельная линия ВН до 10 кВ (на 1 км), проложенная		
в траншее	0,03	44
в блоках	0,005	18
Кабельная линия НН, проложенная в траншее (на 1 км)	0,1	24
Воздушная линия НН (на 1 км)	0,02	5
Синхронный генератор	1	100
Асинхронный электродвигатель		
НН	0,1	50
ВН	0,1	160

Все математические модели надежности, используемые для количественной оценки, можно подразделить на элементарные, упрощенные, простые и сложные.

Элементарная модель основана на дифференцировании электроприемников и потребителей по характеру и тяжести последствий нарушения электроснабжения.

В упрощенной модели различают состояния работы и аварийного ремонта, оцениваемые вероятностными характеристиками. Восстановление после отказа, считающееся неограниченным (полным), осуществляют при ремонте. Резервирование считается только нагруженным, мощности потребителей — детерминированными, особые режимы работы не учитываются.

В простой модели учитывают ППР, возможности восстановления после отказа автоматическими или ручными переключениями и ряд особых режимов.

В сложных моделях, практически не используемых в сетях электрики, предлагаются для учета все особенности реальной системы.

Методы расчета надежности могут быть также разбиты на следующие группы: 1) элементарные, когда оценка надежности производится с помощью инженерных (опосредованных) или даже натуральных показателей, не требующие использования специального математического аппарата, 2) простые, основанные на использовании эмпирически разработанных аналитических подходов или на логико-вероятностных специализированных топологических и комплексных методах; 3) сложные — общие топологические, матричные и общие аналитические методы расчета надежности

Системный подход заключается в согласовании точности исходных данных, математических моделей и методов их исследования. Качество исходных данных (статистика) о показателях надежности электрооборудования (вместе с показателями ущерба от нарушения электроснабжения и сведениями о режимах работы и ППР) оценивают по точности — ширине доверительного интервала, покрывающего показатель, и по достоверности — вероятности не совершить ошибку при выборе этого интервала. Точность математических

моделей надежности оценивают по их адекватности реальному объекту, а точность метода расчета надежности — по адекватности полученного решения идеальному. Исследование точности исходных данных выявило целесообразность их оценки не в целом для системы, а для отдельных иерархических уровней.

Для 1УР–2УР практически отсутствует информация о показателях надежности работы электрооборудования (за исключением двигателей 1УР) и о показателях ущерба от нарушений электроснабжения. Для 5УР, 4УР состояние информационной базы удовлетворительно: имеются сведения о надежности элементов; данные об ущербах; возможна оценка последствий ограничения в электроснабжении. Однако отказ оценивается в целом без дифференциации его по факторам и особенностям.

Ограничена информация о режимах электропотребления и режимах работы оборудования. На 3УР информация существует, но оценка ее точности затруднительна. Таким образом, при расчете надежности наибольшие затруднения вызывает точность исходных данных С учетом точности особенностей математических моделей и методов их исследования для систем на 1УР–3УР рекомендуются логико-вероятностные методы, а на 4УР–5УР — специализированные логико-топологические и общие топологические методы.

Математическая модель надежности на 1УР–3УР является простой, бинарной, с отказом элементов типа короткого замыкания. Учитывается мощность, пропускная способность и степень требования к надежности электроснабжения. Возможен не только расчет надежности, но и оценка недоотпуска электроэнергии. При этом, как правило, не учитываются планово-предупредительный ремонт, возможности ограничения восстановления, недопустимые режимы работы и др. В этом случае система электроснабжения представляется состоящей из многих звеньев, часть из которых взаимно зависима (отключение одного из них приводит к прекращению работы и остальных), а часть может взаимно резервировать друг друга. Такие взаимные связи изображают на схемах надежности, где взаимно зависимые элементы представляют в виде последовательных, а взаимно резервирующие — в виде параллельных соединений (схема надежности по своей структуре может не совпадать с электри-

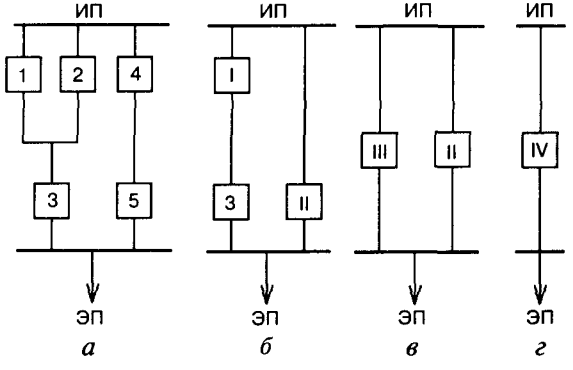


Рис. 4.5. Последовательность преобразования блок-схемы

ческой схемой). Последовательность свертывания блок-схемы представлена на рис. 4.5. Показатели надежности блока I (рис. 4.5, *б*) эквивалентны показателям элементов 1 и 2, блока II — показателям надежности элементов 4 и 5 исходной блок-схемы; блока III — показателям надежности блоков I и III, блока IV — показателям блоков II и III, причем показатели блока IV являются показателями надежности рассматриваемого узла нагрузки.

Для системы, состоящей из m зависимых элементов,

$$K_{\text{в}} = q(t) = \sum_{i=1}^{m} K_{\text{в}(i)}. \tag{4.7}$$

При взаимном резервировании n элементов

$$K_{\text{в}} = q(t) = \prod_{i=1}^{n} K_{\text{в}(i)}. \tag{4.8}$$

Относительно малые значения параметров потока отказов элементов системы электроснабжения приводят к тому, что применение уже двух взаимно резервирующих элементов или цепей настолько существенно повышает надежность системы, что кратность резервирования $n > 2$ встречается крайне редко.

Рекомендуемыми логико-вероятностными методами (ЛВМ) расчета надежности называют методы, в которых математическая модель надежности элементов и системы описывается с помощью функций алгебры логики (ФАЛ), а показатели надежности вычисляют с помощью теорем теории вероятностей.

Расчет надежности с помощью ЛВМ состоит из двух этапов: 1) перехода от словесного описания процесса функционирования системы к формализованному; 2) количественного учета показателей надежности элементов для нахождения показателей надежности системы.

На практике используют логико-аналитический (ЛАМ) и логико-топологический (ЛТМ) методы и таблицы готовых решений.

Первый этап расчета надежности во всех этих методах — нахождение по качественному описанию системы и условиям ее работы (отказа) формализованной записи этих условий через состояние элементов системы. Найденные условия (функции работоспособности (неработоспособности) системы) записываются в аналитической или графической форме — это функция минимальных путей (ФМП) или минимальных сечений (ФМС).

Для систем на 4УР–5УР в математической модели надежности элементов, характеристики которых используют при расчете надежности, рассматривают основное силовое оборудование, средства канализации электроэнергии и коммутационную аппаратуру. Устройства релейной защиты и автоматики учитывают при формулировке условий отказов системы и в характеристиках коммутационной аппаратуры. Не рассматриваются незначимые элементы, которые из-за своих функциональных свойств, места расположения или показателей надежности практически не влияют на работу системы электроснабжения.

Для уменьшения размерности несколько смежных элементов, отказы и ППР

которых приводят к одинаковым последствиям, объединяют в один элемент. Элементы восстанавливаемы и могут находиться в нормальной работе, аварийном ремонте или ППР (ППР не учитывают, если его совмещают электротехнического и технологического оборудования). В аварийный ремонт элементы попадают из-за отказа типа КЗ, для устранения которого требуется локализация места отказа. Вывод в ППР элементов не допускается в нерезервированном режиме работы. Дальнейшее увеличение числа учитываемых факторов и особенностей в математической модели элемента (учет вероятностных характеристик от времени года, нахождения в нагруженном или облегченном резерве, ускоренном выводе из ППР, учет графика нагрузки, большого числа отказов работоспособности, особых режимов работы и другие ценологические ограничения) допустимо осуществлять после обоснования необходимости и возможности такого увеличения с учетом неопределенности исходной информации.

В реальной системе из общего числа отказов (разновидность отказов; способы локализации отказов) не более пяти можно отнести к числу значимых по последствиям, определяющих уровень надежности системы электроснабжения в целом. Значимость отказа характеризуется, с одной стороны, требованием к надежности электроснабжения технологического процесса, а с другой стороны — степенью обеспечения этих требований и в целом определяется оценкой ущерба из-за данного вида отказа.

Наиболее распространенные значимые отказы — полный перерыв электроснабжения наиболее чувствительных потребителей на время автоматических и ручных переключений и ремонтов. Когда экономической оценкой надежности служат усредненные показатели ущерба, показателем надежности служит вычисленный по активной мощности условный недоотпуск электроэнергии.

Существует много методов повышения надежности. Основной из них — резервирование, т. е. применение дополнительных элементов для обеспечения повышенной надежности, применяется в двух вариантах: 1) жесткое резервирование; 2) резервирование путем переключения.

В электрике применяется второй вариант, основанный на автоматическом включении резерва (АВР) и использовании агрегатов гарантированного питания (АГП). АГП — проверенное длительным опытом эксплуатации средство повышения надежности электроснабжения и работы электрооборудования промышленных предприятий. Эффективность работы обеспечивается применением, например, тиристорных выключателей в схемах АВР, увеличением быстродействия приводов выключателей.

Выбор агрегатов гарантированного питания и автономных электростанций небольшой мощности обусловливается требованиями, предъявляемыми к бесперебойности питания потребителей при переключении основных источников питания на аварийные. АГП различаются по мощности, напряжению, роду тока, времени запуска и длительности работы. В качестве первичных источников энергии используются аккумуляторные батареи, дизель-генераторные агрегаты, газотурбинные установки, передвижные автономные электростанции. При отсутствии жестких требований в отношении времени перерыва пи-

тания можно использовать автономные электростанции или АГП на базе дизель-генераторов.

Кроме резервирования существуют другие методы, применяемые на практике, например метод, основанный на улучшении ремонтопригодности оборудования и заключающийся в использовании втычных контактов применительно к электроаппаратам. Это резко сокращает время их замены в случае аварии (по сравнению с аппаратами с болтовыми соединениями). Применяется также метод тренировки или «выжигания». Известно, что всякое изделие проходит через три стадии: 1) работа оборудования характеризуется относительно высокой интенсивностью отказов; 2) постоянная интенсивность отказов; 3) интенсивность отказов резко возрастает, что указывает на старение или износ оборудования (фаза износа). Метод тренировки основан на том, чтобы искусственно ускорить прохождение первой и выйти на вторую (рабочую) стадию.

4.4. Выбор места расположения источников питания

Теория определения местоположения источника питания, можно сказать, основана на законах классической механики (определения центра тяжести). Характерна общность подхода: от выбора места для шкафов 2УР, трансформаторов 3УР, подстанций РП-10 кВ и ГПП до расположения ТЭЦ, УРП и других источников питания энергосистем. Уровни имеют различные ограничения. Например, для ТЭЦ важны потребители горячей воды и размещение паровых воздуходувок; для ГПП — возможность размещения вблизи энергоемких агрегатов и особенности ввода ЛЭП высокого напряжения; для подстанций 4УР — необходимость технологического управления высоковольтным оборудованием или разбросанность подстанций 3УР, определяемых, в свою очередь, характером нагрузки и строительными решениями по отделению (сооружению); для 2УР — количество, единичная мощность, режимы работы электроприемников и территориальная выделенность участков и т. д.

Длина линий от i-го потребителя до источника питания ИП в прямоугольной системе может быть выражена через координаты ИП x, y и координаты потребителей x_i, y_i. (электроприемников для 2УР; шкафов 2УР и электроприемников, питающихся от щита низкого напряжения трансформатора для 3УР; трансформаторов 3УР и высоковольтных электродвигателей для 4УР; агрегатов и ТП, питающихся от 5УР, и распределительных подстанций для 5УР):

$$l_i = \sqrt{(x-x_i)^2 + (y-y_i)^2} \quad \text{или} \quad l_i = |x-x_i| + |y-y_i|.$$

Теория выбора места расположения источников питания была создана, когда для расчетов использовали величины приведенных затрат $З_i$. Для отдельной линии электропередачи $З_i$ определяли по уравнению

$$З_i = \left(EK_i + P_i^2 \delta(\alpha K_{\text{п м}} + \beta\tau_i)\right)/\gamma U_{\text{ном}}^2 \; F_i l_i = з_i l_i, \qquad (4.9)$$

где $E = E_н + E_а + E_э$, ($E_н$ — коэффициент нормативной (заданной) эффективности; $E_а$ — коэффициент амортизационных отчислений; $E_э$ — коэффициент расходов энергосистемы); K_i — стоимость сооружения единицы длины i-й линии; P_i — мощность нагрузки i-го потребителя (электроприемника); δ — коэффициент, учитывающий увеличение стоимости электроэнергии в зависимости от удаленности данной сети от ИП; $K_{пм}$ — коэффициент попадания расчетной нагрузки в максимум энергосистемы (при совпадении максимумов $K_{пм} = 1$, при работе потребителя не в часы максимума энергосистемы $K_{пм} = 0$); α — удельные затраты, обусловленные расширением электростанций для компенсации потерь мощности; β — удельные затраты на расширение топливной базы для выработки дополнительной энергии; τ_i — число часов максимальных потерь электрической энергии i-й линии; γ — удельная электрическая проводимость линии; $U_{ном}$ — номинальное напряжение линии; F_i — сечение i-й линии; где $з_i$ — приведенные затраты на единицу длины линии для определенного потребителя величина постоянная при выборе сечения линии по экономической плотности тока или по допустимому нагреву.

Суммарные приведенные затраты для n линий (радиально-лучевая сеть)

$$З = \sum_{i=1}^{n} З_i \sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \qquad (4.10)$$

теоретически определимы, если взять за основу детерминистскую точку зрения, согласно которой существуют однозначные исходные данные для каждой линии к моменту принятия решения о размещении ИП, соответствующие реальности после завершения строительства и выхода на проектную производительность.

Учитывая ценологические свойства каждой величины и практическую счетность сведений, можно пренебречь изменениями составляющих, входящих в (4.9), для разных линий, питающихся от одного ИП, и неизбежными скачками, возникающими, например, при переходе от радиальной к магистральной схеме, от прокладки в трубах (россыпью и напрямую) к прокладке в каналах, от одного габарита трансформатора к другому. Тогда $З_i$-значения будут пропорциональны расчетному току $I_р$, определяющему сечение линии, и в этом случае $P_р = P_{max}$.

Имеется ряд математических методов, позволяющих аналитически определить условный центр электрических нагрузок промышленного предприятия или отдельных его цехов. При отыскании центра электрических нагрузок, например цеха для размещения распределительной подстанции 4УР, используется план цеха с расположением ТП 10/0,4 кВ (3УР) и отдельных высоковольтных электроприемников 1УР, а при отыскании центра электрических нагрузок предприятия средней мощности (для крупного поиск центра не имеет смысла) используется его генеральный план, а в качестве отдельных потребителей рассматриваются цеха предприятия.

Наибольшее распространение получил метод, согласно которому если считать нагрузки цеха равномерно распределенными по его площади, то центр

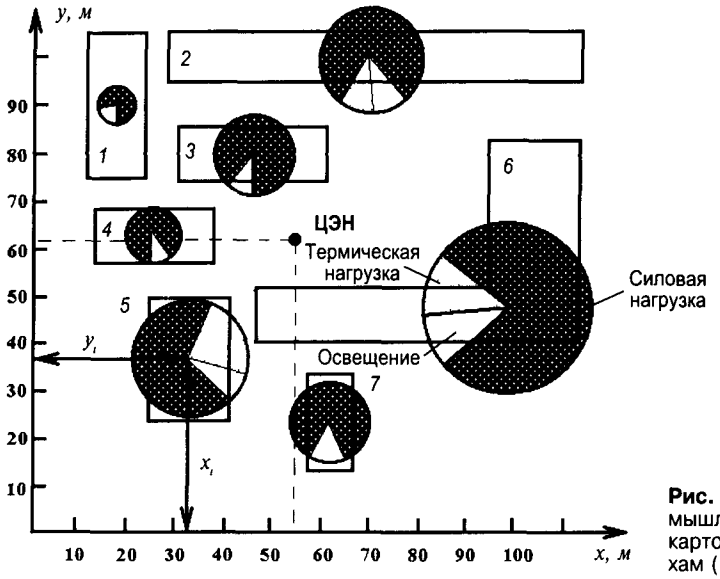


Рис. 4.6. Схема плана промышленного предприятия и картограмма нагрузок по цехам (*1–7*)

нагрузок (ЦЭН) можно принять совпадающим с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане (рис. 4.6). В действительности же нагрузки цеха распределены по его площади неравномерно, поэтому центр нагрузок не совпадает с центром тяжести цеха в плане.

Наличие многоэтажных зданий цехов и расположение электроприемников на различных отметках обусловливают учет в расчетах третьей координаты. Координатой Z для двух- и трехэтажных зданий не имеет смысла пользоваться, в частности учитывать требования о размещении оборудования выше нулевой отметки. Координатой Z можно пренебречь и в случае, когда расстояние от центра нагрузки потребителя, например КТП, до центра ИП, например РП 10 кВ, в 1,5 раза больше высоты здания. Практически учет третьей координаты в реальном проектировании промышленных предприятий не требуется.

При разработке схемы электроснабжения промышленных предприятий рекомендуется размещать источники питания с наибольшим приближением к центру питаемой нагрузки, под которым понимается условный центр. Проведя аналогию между массами и электрическими нагрузками производств, цехов, отделений, участков, P_i, координаты их центра для размещения источника питания следующего уровня системы электроснабжения можно определить по формулам

$$x_0 = \sum_{i=1}^{n} P_i x_i \Big/ \sum_{i=1}^{n} P_i; \quad y_0 = \sum_{i=1}^{n} P_i y_i \Big/ \sum_{i=1}^{n} P_i. \tag{4.11}$$

Описанный метод отыскания центра электрических нагрузок (ЦЭН) отличается простотой и наглядностью, он легко реализуется на ЭВМ. Погрешность расчетов по этому методу не превышает 5–10 % и определяется точностью исходных данных.

В общем случае такой подход не обеспечивает минимума приведенных затрат на сеть. При двух неодинаковых нагрузках центр будет между нагрузками, ближе к наибольшей. Если сюда поместить ИП, то приведенные затраты на сеть сложатся из затрат на участок сети, питающий меньшую нагрузку, и затрат на участок сети, питающий бо́льшую нагрузку. Если строго исходить из минимума приведенных затрат, то ИП следует совместить с наибольшей нагрузкой, что обеспечивает явно меньшие затраты, так как вся сеть будет состоять только из относительно дешевого провода, питающего меньшую нагрузку. При числе нагрузок больше двух в общем случае возникает аналогичная ситуация.

При решении вопроса о размещении ИП и определении их мощностей возможны три случая: 1) местоположение определено условиями генплана или требованиями технологов; 2) местоположение можно варьировать в ограниченных пределах, но известны нагрузки, которые предполагается питать от каждого ИП (4.10), (4.11); 3) не известны число ИП, распределение нагрузок по отдельным ИП.

Для некоторых ИП на местоположение накладываются ограничения. Это наиболее общий случай, отвечающий реальной практике и характерный для всех уровней системы электроснабжения.

В первом случае задача сводится к распределению нагрузок по отдельным источникам питания и к определению мощностей ИП.

Во втором случае задача может быть решена методом линейного программирования, если ограничения на размещение ИП могут быть заданы в виде системы линейных неравенств:

$$\varphi_k = a_k x + b_k y + c_k \geq 0, \qquad k = 1, 2, \ldots, m. \tag{4.12}$$

В случае нелинейных ограничений используется линейно-кусочная аппроксимация. Требуется найти такие x и y, при которых обеспечивался бы минимум суммарных приведенных затрат (4.9) с соблюдением ограничений (4.12) (a_i, b_i, c_i — заданные числа). Минимизация функции цели (4.10) является задачей отыскания минимума суммы модулей линейных функций, которая может быть сведена к задаче линейного программирования, например симплексным методом.

Центр электрических нагрузок определяется как некоторая постоянная точка на генеральном плане промышленного предприятия. В действительности центр смещается, что объясняется: изменениями потребляемой мощности отдельным приемником, цехом и предприятием в целом в соответствии с графиком нагрузки (на стадии проектирования график известен приближенно, а на стадии эксплуатации постоянно меняется); изменениями сменности и других социально-экономических и экологических условий; развитием предприятия.

В связи с этим центр электрических нагрузок описывает во времени на генеральном плане промышленного предприятия фигуру сложной формы. По-

этому правильнее говорить не о центре как некоторой стабильной точке, а о зоне рассеяния.

Задачи, связанные с построением рациональных систем электроснабжения промышленных предприятий, относятся к числу оптимизационных. В электрике выделилось два подхода к решению задач оптимизации: статический и динамический. При статическом подходе к решению проектных задач не учитывается изменение электрических нагрузок во времени. При динамическом подходе учитывается динамика систем электроснабжения во времени на перспективу 5, 10, 20 лет, особенно в части изменения электрических нагрузок, поэтому принимаемые решения получаются более обоснованными.

При переходе к конкретному проектированию следует помнить, что проектировщики широко применяют профессионально-логический метод. Суть его применительно к выбору местоположения подстанции заключается в том, что опытный проектировщик часто принимает решение, не прибегая к вычислениям координат. Он пользуется хорошими знаниями объектов проектирования, объектом-аналогом, учитывает реальные ограничения и другие неформализуемые сведения.

Задачу выбора местоположения подстанций приходится решать на различных уровнях системы электроснабжения. Опыт проектирования показывает, что выбор местоположения цеховых ТП осуществляется, как правило, без построения картограммы нагрузок цеховых потребителей электроэнергии. Объясняется это тем, что расположение цеховых ТП в центре питаемых ими нагрузок часто оказывается невозможным из-за различных ограничений (технологических, транспортных и т. п.). Поэтому для отыскания центра цеховой сети используют приближенные методы. Для упрощенного определения координат в цеховой сети можно воспользоваться методикой, применяемой при прокладке участков сети по взаимно перпендикулярным направлениям, которая заключается в следующем: 1) чтобы найти координату x_0 центра нагрузок, необходимо передвигать параллельно самой себе проведенную произвольно на плане цеха вертикальную линию до тех пор, пока разность сумм нагрузок левее и правее этой линии поменяет знак или станет равной нулю, т. е. нагрузки станут равными; 2) передвигая параллельно самой себе горизонтальную линию, находят такое ее положение, при котором разность сумм нагрузок выше и ниже этой линии изменит знак или станет равной нулю. Это положение линии даст координату y_0 центра нагрузок.

Оптимальное положение РП обычно будет не в центре нагрузок, получающих питание от него, поскольку это приводит к обратным потокам энергии, вызывающим увеличение расхода проводникового материала и потерь электроэнергии. Как правило, РП смещена к наибольшей нагрузке и располагается ближе к источнику питания. Выбор места РП в первую очередь определяется наличием двигателей напряжением выше 1 кВ (компрессорные, насосные, воздуходувные и т. п.) и электротехнологических установок, например электропечей с трансформаторами. Если по условиям среды нельзя сделать встроенное или пристроенное распределительное устройство, например из-за

взрывоопасности, то сооружается отдельно стоящая распределительная подстанция.

Особенно важен вопрос о размещении подстанций 5УР и 4УР, которые для средних и крупных предприятий определяют схему. В этом случае проектирование систем электроснабжения предприятий осуществляется на основе генерального плана объекта, на который наносятся все производственные цеха и отдельные участки предприятия. Расположение цехов на генеральном плане определяется технологическим процессом производства, а также архитектурно-строительными и эксплуатационными требованиями.

Выбор типа и места расположения подстанций осуществляют следующим образом: на генеральный план предприятия наносят нагрузки цехов, отделений или участков с уточнением напряжения, рода тока и очередности ввода в эксплуатацию; выявляют сосредоточенные нагрузки и находят центры групп распределенных нагрузок 3УР (2УР); предварительно намечают места расположения подстанций и производят распределение нагрузок между ними. Учитывая возможности применения унифицированных схем и комплектных распределительных устройств, намечают типы подстанций (закрытая или открытая, отдельно стоящая, пристроенная, встроенная, внутрицеховая), определяют их ориентировочные габариты. Выбранное место расположения подстанции согласовывают с генпланом, технологами, строителями. Для отыскания местоположения подстанций 5УР и 4УР широко применяют картограмму нагрузок.

Картограмма представляет собой размещенные на генеральном плане кругов, площади которых в принятом масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Аналогично на плане цеха можно разместить нагрузки отделений, участков, крупных электроприемников. Каждому цеху, отдельному зданию, сооружению соответствует окружность, центр которой совмещают с центром нагрузок цеха, т. е. с символической точкой потребления ими электроэнергии. Поэтому расположение главной понизительной или распределительной подстанции вблизи питаемых ими нагрузок позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электроэнергии и сократить протяженность как сетей высокого напряжения предприятия, так и цеховых электрических сетей.

Картограмма электрических нагрузок дает возможность проектировщику наглядно представить распределение нагрузок по территории промышленного предприятия. Она состоит из окружностей, причем площадь круга πr^2, ограниченная каждой из этих окружностей, с учетом принятого масштаба m равна расчетной нагрузке $P_{\text{р}(i)}$ соответствующего цеха, что определяет радиус окружности:

$$r_i = \frac{1}{m}\sqrt{\frac{P_{\text{р}(i)}}{\pi}}. \qquad (4.13)$$

Каждый круг может быть разделен на секторы, соответствующие силовой нагрузке, нагрузке на технологические процессы (электроплавка, сварка, нагрев и др.) и осветительной нагрузке. Иногда на картограмме разделяют на-

грузки до и выше 1 кВ. Все это дает представление о структуре нагрузок. Цеха, которые должны быть построены во вторую очередь, или нагрузки цехов, связанных с расширением производства, графически изображают различно (цветом, пунктиром).

Аналогичен подход к построению картограмм реактивных нагрузок и построению их центра. Реактивные нагрузки могут питаться от конденсаторных установок, которые располагаются в местах потребления реактивной мощности, а также от синхронных компенсаторов и синхронных электродвигателей. В связи с этим для отыскания оптимальных условий и мест установки источников реактивной мощности нужно находить отдельно центры потребления реактивной мощности предприятия.

Вопросы для самопроверки

1. Перечислите необходимые исходные данные для выбора схемы электроснабжения, увязав их с количественной оценкой величины предприятия и его производств (значения проектной расчетной мощности).

2. Укажите применяемые напряжения и обоснуйте их выбор с учетом особенностей присоединений, обусловленных величиной предприятия и условиями энергосистем.

3. Изобразите узлы присоединения предприятия к РУ подстанции энергосистемы.

4. Укажите варианты возможных присоединений предприятия с использованием ЛЭП энергосистем.

5. Сравните схемы высоковольтной части присоединения предприятия для 6УР системы электроснабжения.

6. Научитесь быстро и упрощенно изображать типовые схемы РУ подстанции предприятий и энергосистем.

7. Поясните основные понятия надежности, относящиеся к электроснабжению.

8. Приведите примеры количественных показателей надежности систем электроснабжения.

9. Перечислите методы исследования надежности и укажите область их применения.

10. Оцените величину ущерба от низкого уровня надежности.

11. Укажите различия в принципах построения схем электроснабжения предприятий, различающихся по величине заявляемой мощности.

12. Поясните физический смысл теоретического центра электрических нагрузок и определите местоположение источника питания для нескольких нагрузок.

Глава 5. СХЕМЫ И КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ГЛАВНЫХ ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

5.1. Исходные данные и выбор схемы ГПП

Проектирование подстанций с высшим напряжением 35—750 кВ (главные понизительные подстанции, подстанции глубокого ввода, опорные и другие подстанции), осуществляется на основе технических условий, определяемых схемами развития энергосистемы (возможностями источников питания) и электрических сетей района, схемами внешнего электроснабжения предприятия, присоединением к подстанции энергосистемы (см. рис. 4.1) или к ВЛ (см. рис. 4.2), схемами организации электроремонта, проектами системной автоматики и релейной защиты.

Исходные данные: район размещения подстанции и загрязненность атмосферы; значение и рост нагрузки по годам с указанием их распределения по напряжениям; значение питающего напряжения; уровни и пределы регулирования напряжения на шинах подстанции, необходимость дополнительных регулирующих устройств; режимы заземления нейтралей трансформаторов; значение емкостных токов в сетях 10(6) кВ; расчетные значения токов короткого замыкания; надежность и технологические особенности потребителей и отдельных электроприемников.

Проект подстанции, если особые условия не оговариваются инвестором, выполняется на расчетный период 5 лет с момента предполагаемого срока ввода в эксплуатацию с учетом возможности ее развития на последующие 5 лет. Площадку подстанции следует размещать вблизи центра электрических нагрузок, автомобильных дорог (для трансформаторов 10 МВА и выше), существующих инженерных сетей, с использованием подъездных железнодорожных путей промышленных предприятий и обеспечением удобных заходов воздушных или кабельных линий.

На подстанциях принимают, как правило, установку не более двух трансформаторов, большее количество допускается на основе технико-экономических расчетов и в тех случаях, когда требуются два средних напряжения.

Для ряда производств необходима установка электродвигателей (электроприемников) мощностью от 200—300 до 600—800 кВт. По конструктивным соображениям асинхронные электродвигатели на 10 кВ изготавливать неэкономично, как и синхронные машины, поэтому для этого диапазона выпускаются асинхронные электродвигатели 6 кВ. В 40—60-е годы с учетом конструктивного совершенства и высокой надежности электродвигателей 3 кВ предпочи-

тали строить внутризаводскую схему электроснабжения на напряжении 3 и 10 кВ. Поэтому в настоящее время на ряде предприятий при эксплуатации оборудования 3, 6, 10 кВ возникают разные проблемы, например электробезопасности при трансформации 110/10, 10/0,4 кВ и 110/10, 10/6, 6/0,4 кВ и возможном включении на параллель 380 В этих двух трансформаций.

В общем случае сейчас в качестве распределительного напряжения на 4УР принимают 10 кВ (уменьшение сечений и потерь в сетях). Но если кроме трансформаторов 3УР появляются высоковольтные двигатели с напряжением, отличным от 10 кВ, то возможны разные варианты. Отдельное предприятие (объект), где высоковольтная двигательная нагрузка преобладает (котельная, насосная, компрессорная) и необходимо сооружение подстанции 4УР, оба трансформатора (по условиям категорийности по надежности ПУЭ) со вторичным напряжением, обеспечивающим 380/220В, должны быть рассчитаны на напряжение двигательной нагрузки. При небольшой реконструкции предприятия, цеха (или их части) целесообразно сохранение имеющегося напряжения 6 кВ. При коренной реконструкции или строительстве крупного объекта в составе завода следует считать правильным переход в возможно большей степени на 10 кВ (осуществлено для целых регионов, разговор о переходе на 20 кВ ведется более 50 лет).

Во всех случаях рациональное напряжение $U_{рац}$ следует принимать на основе технико-экономических расчетов. Однако на практике можно руководствоваться следующими рекомендациями:

1. Если мощность электроприемников (ЭП) 6 кВ составляет 40–50 % от суммарной расчетной мощности предприятия, то за $U_{рац}$ принимается напряжение 6 кВ;

2. Если мощность ЭП 6 кВ составляет менее 10–15 % от суммарной расчетной мощности предприятия, то принимается $U_{рац}$ = 10 кВ, а ЭП 6 кВ запитывают от понижающих трансформаторов напряжением 10/6 кВ.

3. Если число электроприемников напряжением 6 кВ единично (на объекте их менее 4–6), применяют блочные схемы: понижающий трансформатор 10/6 кВ — электроприемник.

4. Если ЭП более 6, как правило, сооружают РУ 6 кВ, которое запитывают от 5УР или трансформаторов 10/6 соответствующей мощности, устанавливаемых на объекте.

5. Если на предприятии для электрических сетей напряжением до 1 кВ принято напряжение 660 В, то обычно в таком случае более предпочтительнее напряжение 10 кВ, так как электродвигатели средней мощности (до 600 кВт) могут быть запитаны на напряжении 660 В.

6. Если высоковольтная мощность 6 кВ в районе одной из подстанций 5УР составляет около половины, то для распределения электроэнергии можно применить одновременно напряжение 6 и 10 кВ. На ГПП в этом случае предусматривают установку понижающих трансформаторов с расщепленными обмотками на напряжение 6 и 10 кВ или трехобмоточных 110/10/6 кВ.

При наличии крупных сосредоточенных нагрузок; при необходимости выделения питания ударных, резкопеременных и других специальных электрических нагрузок; для производств, цехов и предприятий с преимущественным количеством электроприемников I категории и особой группы I категории возможно применение трех и более трансформаторов с соответствующим технико-экономическим обоснованием. В первый период эксплуатации при постепенном росте нагрузки подстанций допускается установка одного трансформатора при условии обеспечения резервирования питания потребителей по сетям среднего и низшего напряжений.

Выбирают такую мощность трансформаторов, чтобы при отключении наиболее мощного из них оставшиеся обеспечивали питание нагрузки во время ремонта или замены этого трансформатора с учетом допустимой перегрузки как оставшихся в работе, так и резерва по сетям среднего и низкого напряжений. При установке двух трансформаторов и отсутствии резервирования по сетям среднего и низшего напряжений мощность каждого из них выбирают с учетом загрузки трансформатора не более 70 % суммарной максимальной нагрузки подстанции на расчетный период. При росте нагрузки сверх расчетного уровня увеличение мощности подстанции производится, как правило, путем замены трансформаторов более мощными (следующего габарита, на который следует рассчитывать фундамент).

Трансформаторы должны быть оборудованы устройством регулирования напряжения под нагрузкой, при их отсутствии допускается использование регулировочных трансформаторов.

Предохранители на стороне высокого напряжения подстанций 35—110 кВ с двухобмоточными трансформаторами можно применять при условии обеспечения селективности предохранителей и релейной защиты линий высокого и низкого напряжений, а также надежной защиты трансформаторов с учетом режима заземления нейтрали и класса ее изоляции. Для трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ, нейтраль которых в процессе эксплуатации может быть разземлена, установка предохранителей недопустима.

Отделители на стороне высшего напряжения можно применять как с короткозамыкателями, так и с передачей отключающего сигнала. Применение передачи отключающего сигнала должно быть обосновано (удаленностью от питающей подстанции, мощностью трансформатора, ответственностью линии, характером потребителя). При передаче отключающего импульса по высокочастотным каналам (кабелям связи) необходимо выполнять резервирование по другому высокочастотному каналу (кабелю связи) или с помощью короткозамыкателя.

Распределительные устройства 6—10 кВ на двухтрансформаторных подстанциях выполняют, как правило, с одной секционированной или двумя одиночными секционированными выключателем системами сборных шин с нереактированными отходящими линиями, а на однотрансформаторных подстанциях — как правило, с одной секцией. На стороне 6—10 кВ должна быть предусмотрена раздельная работа трансформаторов.

При необходимости ограничения токов КЗ на стороне 6—10 кВ могут предусматриваться следующие мероприятия: а) применение трехобмоточных трансформаторов с максимальным сопротивлением между обмотками высшего и низшего напряжений и двухобмоточных трансформаторов с повышенным сопротивлением; б) применение трансформаторов с расщепленными обмотками 6—10 кВ; в) применение токоограничивающих реакторов в цепях вводов от трансформаторов.

Выбор варианта ограничения токов КЗ следует обосновать при технико-экономическом сравнении. Степень ограничения токов КЗ распределительных устройств 6—10 кВ определяют с учетом применения наиболее легкой аппаратуры, кабелей и проводников и допустимых колебаний напряжения при резкопеременных толчковых нагрузках.

При необходимости компенсации емкостных токов в сетях 35, 10, 6 кВ на подстанциях следует устанавливать заземляющие реакторы. При напряжении 6—10 кВ заземляющие реакторы подключают к сборным шинам через выключатели и отдельные трансформаторы. Не допускается подключение заземляющих реакторов к трансформаторам собственных нужд, присоединенным к трансформаторам подстанций до ввода на шины низшего напряжения, а также к трансформаторам, защищенным плавкими предохранителями.

В закрытых распределительных устройствах всех напряжений необходимо устанавливать воздушные, малообъемные масляные или элегазовые выключатели. В последние годы предпочтение отдается вакуумным выключателям, вплоть до замены выкатной части на действующих предприятиях (замена масляных). Баковые выключатели ВМБ-10, ВМЭ-6 и 10, ВС-10 (сейчас заменяемые) устанавливали, когда ещё не выпускались или отсутствовали малообъемные выключатели с соответствующим током отключения. Можно применять и другие типы выключателей после начала их серийного производства. В открытых распределительных устройствах 330 кВ и выше следует устанавливать воздушные выключатели.

На промышленных предприятиях широко применяются маломасляные выключатели типа ВМ-10, предназначенные для работы в шкафах КРУ внутренней и наружной установки на класс напряжения 10 кВ и используемые в установках общепромышленного применения (ВММ-10 — в экскаваторных КРУ и передвижных автоэлектростанциях внутренней установки). ВМ-10 выпускается на номинальные токи 320, 400, 630, 1000 А и номинальный ток отключения 10; 12,5; 20 кА. Распространены в КРУ внутренней и наружной установки выключатели маломасляные подвесного исполнения полюсов с электромагнитным приводом ВМПЭ на номинальные токи 630, 1000, 1600, 3150 А и током отключения 20 и 31,5 кА. В сборных камерах закрытых распределительных устройств (ячейках КСО-272 и КРУН) устанавливают выключатели подвесные маломасляные ВМП на 630 и 1000 А при номинальном токе отключения 20 кА. Известны и колонковые маломасляные выключатели с пружинным ВК-10 и электромагнитным ВК9-М-10 приводом, в сборе представляющим собой выкатной элемент ячейки КРУ.

Для коммутации в цепях генераторов 10 кВ используют маломасляный генераторный горшковый выключатель МГГ-10 на номинальный ток 2000, 3150, 4000, 5000 А; ток отключения при работе без АПВ 45 и 63 кА с амплитудным значением предельного сквозного тока 120 и 170 кА. На 20 кВ применяют выключатель генераторный маломасляный ВМГ-20 и усиленный МГУ-20. Для коммутации напряжения 110 и 220 кВ используют выключатели маломасляные ВМГ на ток 1000, 1250, 1600, 2000 А.

Воздушные выключатели серии ВВБ (а также ВВУ, ВВЭ, ВВД, ВВБМ) предназначены для включения и отключения в нормальных и аварийных режимах ЛЭП и другого оборудования на номинальное напряжение 35–750 кВ, токи 1600, 2000, 3150 А. Имеются воздушные выключатели для специальных целей на напряжение 10, 15, 20, 25 кВ.

Вакуумные выключатели (в запаянных баллонах вакуум сохраняется весь срок службы) оказались востребованными благодаря полной взрыво- и пожаробезопасности, отсутствию повторного замыкания, малому времени отключения и расходу мощности на включение и отключение, отсутствию обслуживания. Выключатель ВВВ–10–2/320 рассчитан на ток 320 А, отключаемый 2 кА.

При выборе аппаратов и ошиновки по номинальному току оборудования (синхронные компенсаторы, реакторы, трансформаторы) необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также перегрузочную способность. Аппаратуру и ошиновку в цепи трансформатора следует выбирать, как правило, с учетом установки в перспективе трансформаторов следующего габарита.

5.2. Выбор и использование силовых трансформаторов

Вообще говоря, расчетный срок службы трансформатора обеспечивается при соблюдении условий:

$$S_{н.т} = S_{ном}; \qquad U_{сеть} = U_{ном}; \qquad \tau_{о.ср} = \tau_{ном},$$

где $S_{н.т}$ — нагрузка трансформатора; $U_{сеть}$ — напряжение сети, к которой подключен трансформатор; $\tau_{о.ср}$ — температура окружающей среды.

При проектировании, строительстве, пуске и эксплуатации эти условия никогда (что и согласуется с теорией техноценозов) не выполняются.

Для правильного выбора номинальной мощности трансформатора (автотрансформатора) необходимо располагать суточным графиком нагрузки, из которого известна как максимальная, так и среднесуточная активная нагрузка данной подстанции, а также продолжительность максимума нагрузки. График позволяет утверждать, соответствуют ли эксплуатационные условия загрузки теоретическому сроку службы, определяемому заводом-изготовителем (обычно 20–25 лет).

Для определения относительного срока службы изоляции $t_{*\text{ср сл}}$ пользуются выражением

$$t_{*\text{ср сл}} = t/t_{\text{ном}} = e^{\alpha(\tau - \tau_{\text{ном}})} \tag{5.1}$$

или выражением для относительного износа изоляции:

$$L_{\text{и}} = 1/t_{*\text{ср сл}} = t_{\text{ном}}/t = e^{\alpha(\tau - \tau_{\text{ном}})}, \tag{5.2}$$

где τ — температура.

Относительный износ $L_{\text{и}}$ показывает, во сколько раз износ изоляции при данной температуре больше или меньше износа при номинальной температуре. Зависимость относительного срока службы и относительного износа изоляции от температуры (рис. 5.1) приведены ниже:

$\tau_{\text{и}}$, °C	80	86	92	98	104	110	116
$t_{*\text{ср сл}}$	8	4	2	1	0,5	0,25	0,125
$L_{\text{и}}$	0,125	0,25	0,5	1	2	4	8

Износ изоляции $H_{\text{и}}$ за время t оценивают по числу отжитых часов или суток $H_{\text{и}} = L_{\text{и}}t$ или в общем случае, когда температура изоляции не остается постоянной во времени,

$$H_{\text{И}} = \int_0^{t_\Sigma} L(t)dt, \tag{5.3}$$

где t_Σ — суммарный интервал времени, для которого определяется износ.

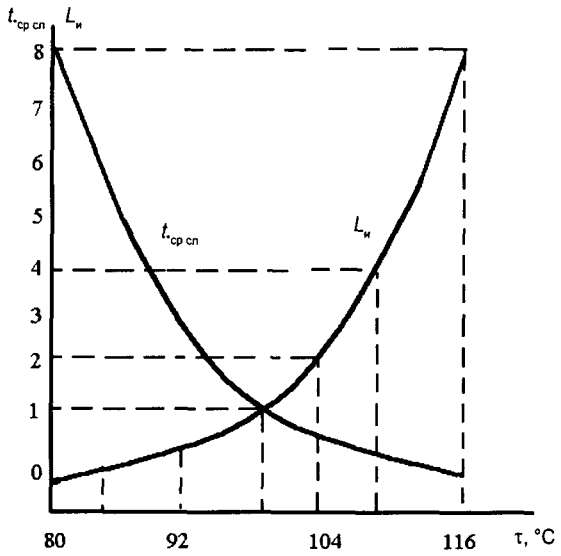


Рис. 5.1. Зависимость относительного износа $L_{\text{и}}$ и относительного срока службы $t_{\text{ср сл}}$ изоляции трансформатора от температуры обмотки

Износ изоляции можно охарактеризовать средним износом за рассматриваемый интервал времени (но не средней температурой за тот же интервал времени):

$$L_{ср} = \frac{1}{t_\Sigma}\int_0^{t_\Sigma} L(t)dt = \frac{1}{t_\Sigma}\int_0^{t_\Sigma} 2^{\frac{\tau-98}{6}} dt; \qquad (5.4)$$

в частности, среднесуточный износ изоляции равен

$$L_{ср\ сут} = H_{сут}/24. \qquad (5.5)$$

От температуры изоляции $\tau_и$ зависит число ее работы t при условии, что износ будет равен нормированному износу за сутки:

$\tau_и$, °С	98	101,5	104	107,5	110	113,5	116	119,5	122	125	128	131,5
t, ч	24	16	12	8	6	4	3	2	1,5	1,0	0,75	0,5

При $\tau_и < 80$ °С износ ничтожен и им можно пренебречь. Температура охлаждающей среды, как правило, не равна номинальной температуре и, кроме того, изменяется во времени. В связи с этим для упрощения расчетов используют эквивалентную температуру охлаждающей среды $\tau_{о\ эк}$, под которой понимают такую неизменную за расчетный период температуру $t_{расч}$, при которой износ изоляции трансформатора будет такой же, как и при изменяющейся температуре охлаждающей среды $\tau_{о(t)}$ в тот же период. Значение этой температуры при неизменном превышении температуры в наиболее нагретой точке $\tau_{н.т}$ можно найти из уравнения

$$H = \int_0^{t_{расч}} 2^{\frac{\tau_{о(t)}+\tau_{нт}-98}{6}} dt = 2^{\frac{\tau_{о\ эк}}{6}}. \qquad (5.6)$$

Эквивалентная температура за сутки $\tau_{о\ экв\ сут} \approx \tau_{о\ ср}$. Эквивалентную температуру за несколько месяцев или за год допускается принимать равной среднемесячным температурам или определять по специальным графикам зависимости эквивалентных месячных температур от среднемесячных и среднегодовых, эквивалентных летних (апрель—август), осенне-зимних (сентябрь—март) и годовых температур от среднегодовых.

Определение превышения температуры основано на следующих положениях. По действующим стандартам под превышением температуры какой-либо части трансформатора подразумевается разность температур этой части и охлаждающей среды. Превышение средней температуры обмотки над температурой окружающей среды, определяемое по изменению сопротивления обмотки, не должно быть больше 65 °С. Наибольшее превышение температуры масла в баке (под крышкой бака трансформатора) над температурой охлаждающей среды не должно быть больше 60 °С. Наибольшая допустимая температура охлаждающей среды $\tau_{о(t)}$: для воздуха +40°, для воды +25 °С. Допустимые превыше-

ния температуры частей трансформатора установлены одинаковыми независимо от вида охлаждающей среды (воздух или вода). В результате, если охлаждающей средой служила вода, то средняя температура обмотки на 15 °С ниже, чем при использовании для этих целей воздуха. Если температура охлаждающей среды больше, то нормы нагрева должны быть снижены на число градусов, превышающих температуру воздуха или воды, соответственно 40 и 25 °С.

Под температурой наиболее нагретой точки обмотки, обозначаемой через $\tau_{нт}$, подразумевается температура наиболее нагретого внутреннего слоя верхней катушки. Температура наиболее нагретой точки всегда больше на несколько градусов средней температуры верхней катушки (для изоляционных материалов класса нагревостойкости А допускается 115 °С): при кратковременных нагрузках допускается $\tau_{нт} = 140$ °С; при коротком замыкании $\tau_{нт} = 250$ °С для обмоток из меди и 200 °С из алюминия. Благодаря быстрому прекращению процесса КЗ и малой плотности тока в обмотке при нормальных эксплуатационных нагрузках указанные предельные значения температуры не достигаются.

На практике приведенными выше данными можно пользоваться при осуществлении непрерывного мониторинга суточного графика нагрузки, осуществляемого для оценки износа изоляции (для трансформаторов 3УР мониторинг сейчас экономически не целесообразен). Ценологическая реальность условий не позволяет использовать выражения (5.1) и (5.2), поэтому при проектировании и отсутствии суточного графика с достаточной для практических целей точностью на заданный расчетный уровень определяют максимальную активную нагрузку подстанции P_{max} (МВт) и на ее основе осуществляют выбор трансформатора.

Если при выборе номинальной мощности трансформатора на однотрансформаторной подстанции исходить из условия

$$S_{ном} \geq \Sigma P_{max} \geq P_{р}, \tag{5.7}$$

где ΣP_{max} — максимальная активная нагрузка пятого года эксплуатации; $P_{р}$ — проектная расчетная мощность подстанции, то при графике с кратковременным пиком нагрузки (0,5—1 ч) трансформатор длительное время будет работать с недогрузкой. При этом неизбежно завышение номинальной мощности трансформатора и, следовательно, завышение установленной мощности подстанции. В ряде случаев выгоднее выбирать номинальную мощность трансформатора близкой к максимальной нагрузке достаточной продолжительности с полным использованием его перегрузочной способности с учетом систематических перегрузок в нормальном режиме.

Наиболее экономичной по ежегодным издержкам и потерям будет работа трансформатора в часы максимума — работа с перегрузкой. В реальных условиях значение допустимой нагрузки выбирают в соответствии с графиком нагрузки и коэффициентом начальной нагрузки и в зависимости от температуры окружающей среды

Коэффициент нагрузки, или коэффициент заполнения суточного графика нагрузки, практически всегда меньше единицы:

$$k_{\text{и}} = P_{\text{ср сут}}/P_{\max} = I_{\text{ср сут}}/I_{\max}, \tag{5.8}$$

где $P_{\text{ср сут}}$, $P_{\max}$ и $I_{\text{ср сут}}$, $I_{\max}$ — соответственно среднесуточные и максимальные мощности и ток.

В зависимости от характера суточного графика нагрузки (коэффициента начальной загрузки и длительности максимума), эквивалентной температуры окружающей среды, постоянной времени трансформатора и вида его охлаждения согласно ГОСТ допускаются систематические перегрузки трансформаторов.

Перегрузки трансформатора можно определить при преобразовании заданного графика нагрузки в эквивалентный в тепловом отношении (рис. 5.2). Допустимая нагрузка трансформатора зависит от начальной нагрузки, максимума нагрузки и его продолжительности и характеризуется коэффициентом превышения нагрузки (перегрузки), определяемым из выражения

$$k_{\text{п н}} = I_{\text{экв (max)}}/I_{\text{ном}}, \tag{5.9}$$

а коэффициент начальной нагрузки определяется из выражения

$$k_{\text{н н}} = I_{\text{экв н}}/I_{\text{ном}}, \tag{5.10}$$

где $I_{\text{экв (max)}}$ — эквивалентный максимум нагрузки; $I_{\text{экв н}}$ — эквивалентная начальная нагрузка, определяется за время 10 ч, предшествующее началу максимума нагрузки.

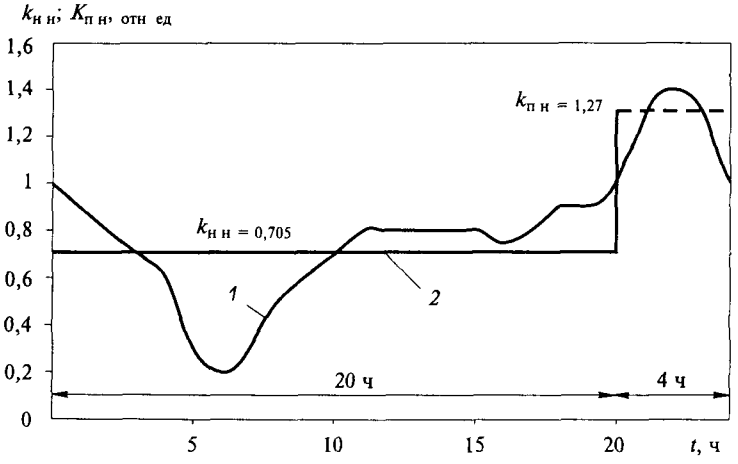


Рис. 5.2. Графики нагрузки:
——— — начальная нагрузка; — — — — — пиковая нагрузка, превышающая номинальную; *1* — фактический суточный график; *2* — двухступенчатый, эквивалентный фактическому графику

Эквивалентный максимум нагрузки (и эквивалентная начальная нагрузка) определяется по формуле

$$I_{\text{экв.(max)}} = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{a_1^2 t_1 + a_2^2 t_2 + \ldots + a_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \ldots t_n}}, \qquad (5.11)$$

где a_1, a_2, ..., a_n — различные ступени средних значений нагрузок в долях номинального тока; t_1, t_1, ..., t_n — длительность нагрузок, ч.

Допустимые систематические перегрузки трансформаторов определяют по графикам или таблицам нагрузочной способности трансформаторов. Коэффициент перегрузки $k_{\text{п.н}}$ дается в зависимости от среднегодовой температуры воздуха $\tau_{\text{ср.г}}$, вида охлаждения и мощности трансформаторов, коэффициента начальной нагрузки $k_{\text{н.н}}$ и продолжительности двухчасового эквивалентного максимума нагрузки $t_{\max}$ Для других значений $t_{\max}$ допускаемый $k_{\text{п н}}$ можно определить по кривым нагрузочной способности трансформатора.

Если максимум графика нагрузки в летнее время меньше номинальной мощности трансформатора, то в зимнее время допускается длительная 1 %-ная перегрузка трансформатора на каждый процент недогрузки летом, но не более чем на 15 %. Суммарная систематическая перегрузка трансформатора не должна превышать 150 %. При отсутствии систематических перегрузок допускается длительная нагрузка трансформаторов током на 5 % выше номинального при условии, что напряжение каждой из обмоток не будет превышать номинальное.

На трансформаторах допускается повышение напряжения сверх номинального: длительно — на 5 % при нагрузке не выше номинальной и на 10 % при нагрузке не выше 0,25 номинальной; кратковременно (до 6 ч в сутки) — на 10 % при нагрузке не выше номинальной. Дополнительные перегрузки одной ветви за счет длительной недогрузки другой допускаются в соответствии с указаниями завода-изготовителя. Так, трехфазные трансформаторы с расщепленной обмоткой 110 кВ мощностью 20, 40 и 63 МВА допускают следующие относительные нагрузки: при нагрузке одной ветви обмотки 1,2; 1,07; 1,05 и 1,03 нагрузки другой ветви должны составлять соответственно 0; 0,7; 0,8 и 0,9.

Номинальная мощность каждого трансформатора двухтрансформаторной подстанции, как правило, определяется аварийным режимом работы подстанции: при установке двух трансформаторов их мощность выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них оставшийся мог обеспечить нормальное электроснабжение потребителей с допустимой аварийной перегрузкой.

Номинальная мощность трансформатора на подстанции с числом трансформаторов $n > 1$ в общем виде определяется из выражения, МВА,

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{P_{\text{р}}}{k_{\text{п.н}}(n-1)\cos\varphi}, \qquad (5.12)$$

где $P_р = P_{max} k_{1-2}$ — расчетная мощность, МВт; (P_{max} — суммарная активная максимальная нагрузка подстанции на расчетный уровень пять лет, МВт; k_{1-2} — коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категорий); $k_{п.н}$ — коэффициент допустимой аварийной перегрузки; cos φ — коэффициент мощности нагрузки.

Для двухтрансформаторной подстанции, т. е. при $n = 2$,

$$S_{ном} \geq \frac{P_{max} k_{1-2}}{k_{п.н} \cos\varphi}. \qquad (5.13)$$

Для сетевых подстанций, где примерно до 25 % потребителей из числа малоответственных в аварийном режиме может быть отключено, k_{1-2} обычно принимается равным 0,75–0,85. При отсутствии потребителей 3-й категории $k_{1-2} = 1$. Для производств (потребителей) исключительно 1-й и особой группы известны проектные решения, ориентирующиеся на 50 %-ную загрузку трансформаторов.

Рекомендуется широкое применение складского и передвижного резерва трансформаторов, причем при аварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов на 40 % на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 ч в течение не более 5 сут. При этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформаторов $k_н$ в условиях его перегрузки должен быть не более 0,75 и коэффициент начальной нагрузки $k_{н.н}$ не более 0,93.

Поскольку $k_{1-2} < 1$, а $k_{п.н} > 1$, то их отношение $k = k_{1-2}/k_{п.н}$ всегда меньше единицы и характеризует резервную мощность, заложенную в трансформаторе при выборе его номинальной мощности. Чем меньше отношение, тем меньше закладываемый в трансформаторы резерв установленной мощности и эффективнее использование трансформаторной мощности с учетом перегрузки.

Завышение коэффициента k приводит к завышению суммарной установленной мощности трансформаторов на подстанции. Уменьшение коэффициента возможно лишь до такого значения, которое с учетом перегрузочной способности трансформатора и возможности отключения неответственных потребителей позволит покрыть основную нагрузку одним оставшимся в работе трансформатором при аварийном выходе из строя второго.

Таким образом, для двухтрансформаторной подстанции

$$S_т \geq kP_{max}/\cos\varphi. \qquad (5.14)$$

В настоящее время существует практика выбора номинальной мощности трансформатора для двухтрансформаторной подстанции с учетом значения $k = 0{,}7$, т. е.

$$S_т = 0{,}7P_{max}. \qquad (5.15)$$

Формально зависимость (5.15) выглядит ошибочной: действительно, единица измерения активной мощности — Вт, полной (кажущейся) — ВА. Есть различия и в физической интерпретации S и P. Но следует подразумевать, что осуществляется компенсация реактивной мощности на шинах подстанции 5УР, 3УР и что коэффициент мощности cos φ находится на уровне 0,92–0,95. Тогда ошибка, связанная с упрощением (5.14) до (5.15), не превосходит инженерную ошибку 10 %, которая включает и приблизительность значения 0,7, и ошибку в определении фиксированного P_{max}.

Таким образом, суммарная установленная мощность двухтрансформаторной подстанции

$$\Sigma S_т = 2(0{,}7P_{max}) = 1{,}4P_{max}. \qquad (5.16)$$

При этом значении k в аварийном режиме обеспечивается сохранение около 98 % P_{max} без отключения неответственных потребителей. Однако учитывая принципиально высокую надежность трансформаторов, можно считать вполне допустимым отключение в редких аварийных режимах какой-то части неответственных потребителей.

Условие покрытия расчетной нагрузки в случае аварийного выхода из строя одного трансформатора с учетом использования резервной мощности $S_{рез}$ сети НН (СН) определяется выражением

$$S_т(n - 1)k_{п\,н} + S_{рез} = P_р k_{1-2}. \qquad (5.17)$$

При двух и более установленных на подстанции трансформаторах при аварии с одним из параллельно работающих трансформаторов оставшиеся в работе принимают на себя его нагрузку. Эти аварийные перегрузки не зависят от предшествующего режима работы трансформатора, являются кратковременными и используются для обеспечения прохождения максимума нагрузки.

Ниже приведены значения кратковременных перегрузок масляных трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ, Ц сверх номинального тока (независимо от длительности предшествующей нагрузки, температуры окружающей среды и места установки).

Аварийные перегрузки масляных трансформаторов со всеми видами охлаждения:

Перегрузка, %	30	45	60	75	100	200
t, мин	120	80	45	20	10	1,5

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов указанные перегрузки относятся к наиболее нагруженной обмотке.

В качестве примера выбора трансформаторов и связанных с этим схем ГПП для подстанции кислородной станции с расчетной нагрузкой $P_р = P_{max} = 123$ МВт рассмотрим кислород-

ную станцию, которая предназначена для удовлетворения потребностей завода в продуктах разделения воздуха.

Основные потребители электроэнергии станции: синхронные электродвигатели 10 кВ мощностью $P_{ном} = 3200 \div 20000$ кВт приводов компрессоров; асинхронные электродвигатели 6 кВ приводов турбодетандеров; электродвигатели и электроподогреватели 0,4 кВ технологической нагрузки, электроосвещение и другая низковольтная нагрузка. Пуск двигателей 20 МВт осуществляется плавным изменением частоты питающего напряжения. Пуск воздушных компрессоров 10 МВт предусматривался реакторным при напряжении на выводах двигателя не более $0{,}5U_{ном}$. Питание двигателей и трансформаторов ЗУР радиальное.

Для электроснабжения кислородной станции было рассмотрено четыре варианта: 1) четыре трансформатора на напряжении 110 кВ по 80 МВА каждый; 2) три автотрансформатора 220/10 кВ по 125 МВА; 3) два по 100 МВА и два по 63 МВА 110 кВ; 4) две группы однофазных трансформаторов 220/10 кВ (3 × 66,67) МВА с двумя вольтодобавочными автотрансформаторами по 180 МВА для регулирования напряжения под нагрузкой.

В результате сравнения для одного из заводов в проекте был принят и осуществленный вариант (ОП-10 и ОП-11, см. рис. 2.1), для другого — третий вариант (ГПП-15, см. рис. 2.2). Выбор был сделан на основании техноценологических свойств проектируемого объекта, неформализуемости принятия технического решения, необходимости профессионально-логического анализа и применения экспертных систем.

5.3. Схемы блочных подстанций пятого уровня

Большинство подстанций промышленных предприятий выполняют без сборных шин на стороне первичного напряжения по блочному принципу в виде следующих схем: 1) линия — трансформатор; 2) линия — трансформатор — токопровод (магистраль). Блочные схемы просты и экономичны. Установка, как правило, двух трансформаторов на подстанциях промышленных предприятий, обеспечивает по надежности электроснабжение потребителей 1 категории.

На рис. 5.3 показаны схемы блочных ГПП, выполненные без перемычки (мостика) между питающими линиями (35) 110–220(330) кВ. На схеме показаны двухобмоточные трансформаторы *1*. При конкретном проектировании можно применять трансформаторы с расщепленными обмотками, трехобмоточные и др. При напряжении 110 кВ в нейтрали трансформаторов устанавливают заземляющий разъединитель-разрядник, при 220 кВ нейтраль наглухо заземляют. При необходимости высокочастотной связи на вводах ВЛ устанавливают аппаратуру ВЧ обработки линии.

В качестве заземляющего разъединителя *2* используют аппарат типа ЗОН-110. Для защиты нейтрали трансформатора ее заземляют через разрядник *4*, рабочее напряжение которого должно быть равным половине рабочего напряжения ввода. Для 110 кВ можно использовать составную колонку из разрядников РВС-35 и РВС-20, соединенных последовательно фланцами (с проверкой по току проводимости).

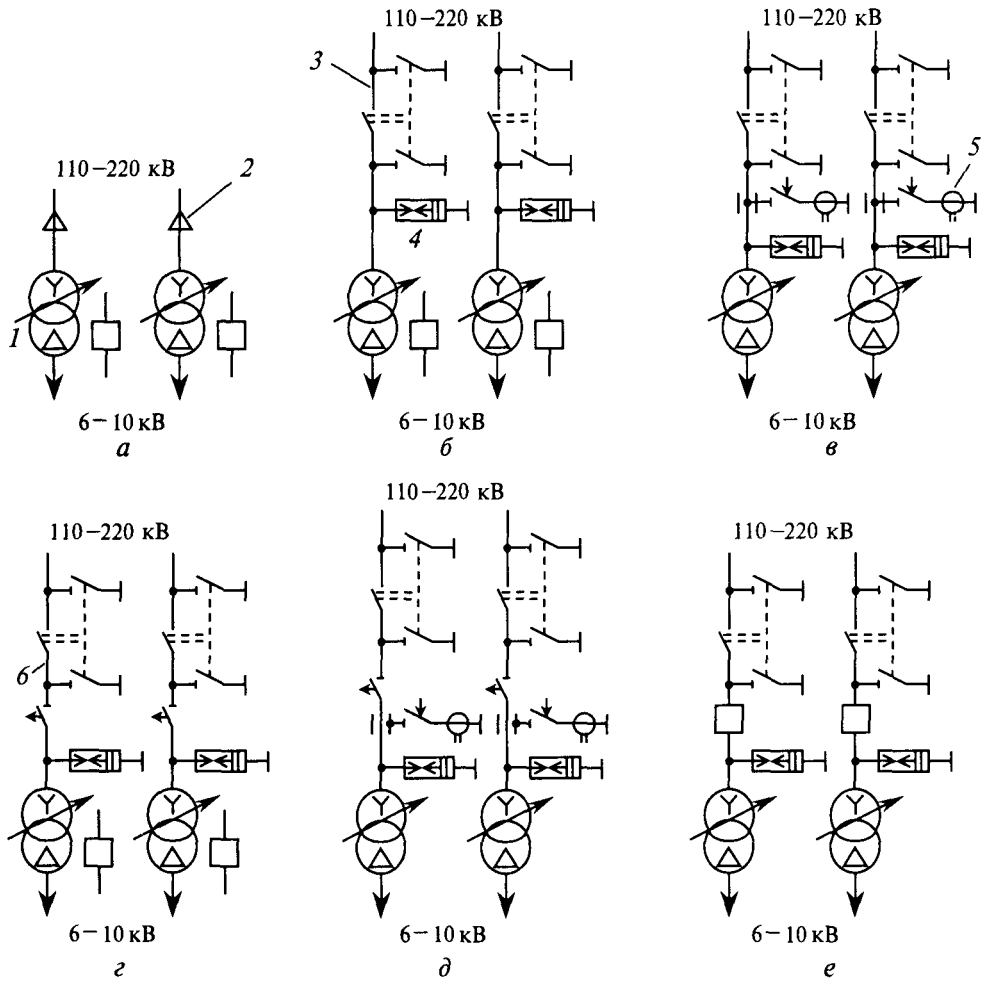


Рис. 5.3. Безмостиковые схемы блочных ГПП

Схема на рис. 5.3, *а* — простейшая (см. рис. 4.3, *а*) при радиальном питании, получила широкое распространение при закрытом вводе кабельной линии *2* в трансформатор (глухое присоединение). Особенно целесообразно использовать при загрязненной окружающей среде, высокой стоимости земли или при необходимости размещения ПГВ на плотно застроенном участке, например при расширении и реконструкции предприятия. При повреждении в трансформаторе отключающий импульс защиты трансформатора передается на отключение выключателя на питающей подстанции.

Глухое присоединение (без разъединителей) допускается при радиальном питании и для ВЛ, если территория имеет загрязненную атмосферу, а проектируемая ГПП и источник питания эксплуатируются одной организацией.

Обычно на спуске проводов от ВЛ к трансформатору устанавливают ремонтный разъединитель (рис. 5.3, *б*).

На рис. 5.3, *в* показана схема с воздушными линиями с установкой короткозамыкателей *5* и ремонтных разъединителей. При возникновении повреждения в трансформаторе короткозамыкатель включается под действием релейной защиты от внутренних повреждений в трансформаторе (газовой, дифференциальной), к которым не чувствительна защита головного участка линии, и производит искусственное короткое замыкание линии, вызывающее отключение выключателя на головном участке этой линии (головной выключатель защищает не только линию, но и трансформатор).

Схема на рис. 5.3, *г* используется при магистральном питании для отпаечных ГПП. Отделителем *6* осуществляются оперативные отключения трансформатора.

На рис. 5.3, *д* показана схема с воздушными линиями и установкой короткозамыкателей, отделителей и ремонтных разъединителей. Эта схема применяется при питании от одной воздушной линии нескольких (желательно не более трех) подстанций так называемыми отпайками. В отдельных случаях схема может быть применена и при радиальном питании, когда имеется реальная вероятность подсоединения в дальнейшем к этой линии других подстанций. Последовательность действия: замыкается короткозамыкатель поврежденного трансформатора и на головном участке питающей магистрали отключается выключатель, снабженный автоматическим повторным включением (АПВ). С помощью вспомогательных контактов короткозамыкателя замыкается цепь привода отделителя поврежденного трансформатора, который должен отключиться при обесточенной питающей линии, т. е. позже отключения головного выключателя и ранее его АПВ (во время так называемой бестоковой паузы). Если собственное время отключения отделителя меньше или равно времени действия защиты выключателя головного участка линии, то в схему отключения отделителя необходимо ввести выдержку времени, так как отделитель не способен отключить ток нагрузки и ток повреждения. Для фиксации отключения головного выключателя питающей линии в схемах с применением отделителей в цепи короткозамыкателя предусматривается трансформатор тока. После отключения отделителем поврежденного трансформатора, АПВ головного участка линии, после необходимой выдержки времени вновь автоматически включает линию и тем самым восстанавливает питание всех неповрежденных трансформаторов на всех отпаечных подстанциях, подключенных к данной линии.

Вариант с силовыми выключателями, приведенный на рис. 5.3, *е*, предпочтителен при наличии финансовых средств. Данную схему можно применять для отпаечных подстанций, питаемых по магистральным линиям, для тупиковых подстанций, питаемых по радиальным линиям, а также для подстанций, расположенных близко к источнику питания (применение короткозамыкателей в этих случаях приводит к значительным падениям напряжения на шинах ИП).

Схемы с перемычками между питающими линиями следует применять лишь в случае обоснованной необходимости устройства перемычек. В загрязненных зонах от данных схем следует отказаться из-за наличия дополнительных элементов, подвергающихся загрязнению и увеличивающих вероятность аварий на подстанции.

Достаточно распространена схема с отделителями *2* и короткозамыкателями *1* на линиях и с неавтоматизированной перемычкой из двух разъединителей *3*, установленной со стороны питающих линий (рис. 5.4, *а*). Эта перемычка позволяет: присоединить оба трансформатора к одной линии (при таком режиме при повреждении одного трансформатора отключаются оба); сохра-

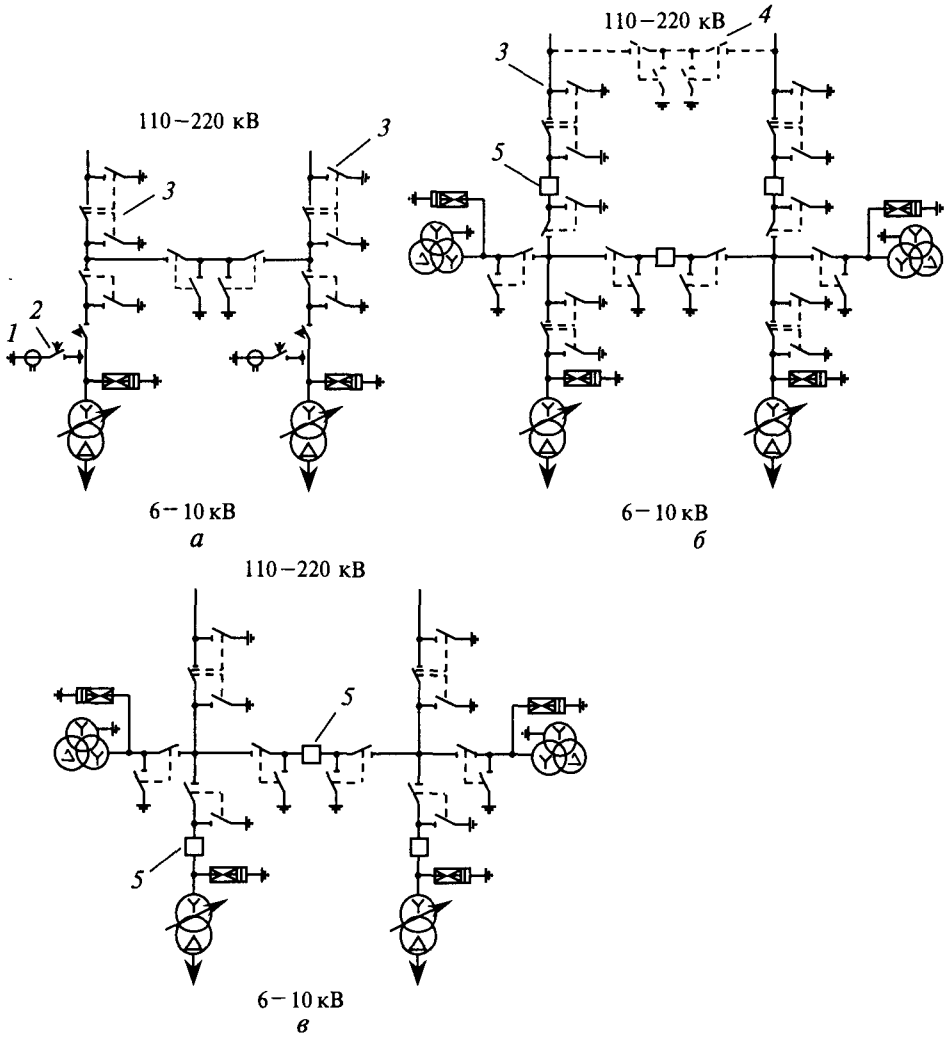


Рис. 5.4. Схемы подстанций с перемычками (мостиками) между питающими линиями

нить в работе трансформатор при повреждении питающей его линии, переключив его на вторую линию (перекрестное питание); обеспечить питание подстанции на время ревизии или ремонта трансформатора. В схеме может быть использован отключающий импульс вместо короткозамыкателя.

Схема на рис. 5.4, *б* используется при питании подстанций по транзитным линиям 220 кВ или по линиям с двусторонним питанием. Как вариант может быть применена схема со второй (показанной пунктиром) перемычкой *4* со стороны линий, выполненная разъединителями. Этот вариант схемы допускает не прерывать разрыва транзита электроэнергии в периоды ремонта одного из выключателей 220 кВ. Если в схеме предусмотреть дополнительную установку отделителей в цепях трансформаторов, то при повреждении трансформатор отключается отделителем (в бестоковую паузу), а транзит мощности автоматически восстанавливается.

Схема на рис. 5.4, *в* может быть применена для тупиковых подстанций с автоматикой в перемычке, если использование короткозамыкателя не представляется возможным по техническим причинам, а стоимость оборудования для передачи отключающего импульса соизмерима со стоимостью выключателя *5* или же передача отключаемого импульса неприемлема по другим причинам. Схему *в* можно применять также при включении трансформаторов в рассечку транзитных линий или линий с двусторонним питанием при сравнительно малых расстояниях между отпайками или между головным выключателем питающей подстанции и отпайкой. При этом повреждение трансформатора не нарушает питания всех других подстанций, связанных с этими линиями.

Схемы с выключателями в электроснабжении промышленных предприятий применяют редко, так как капитальные затраты выше, чем при схемах с отделителями и короткозамыкателями. Обоснованием для применения выключателей можно считать:

— условия самозапуска электродвигателей, так как время действия автоматики при схеме с отделителями больше, чем при выключателях, что может оказаться недопустимым для некоторых производств с непрерывным технологическим процессом;

— усложнение защиты и автоматики в схемах с отделителями при подпитке со стороны 6—10 кВ места короткого замыкания на линии 110—220 кВ или на ответвлении от нее;

— недостаточное качество отделителей и короткозамыкателей, что существенно для работы в загрязненных зонах, в районах Сибири и севера;

— развитие проектируемой подстанции, при котором требуется применение сборных шин на напряжении 110—220 кВ;

— включение трансформаторов в рассечку транзитных линий или линий с двусторонним питанием;

— невозможность по техническим причинам применения короткозамыкателей и большая стоимость устройств и кабелей, используемых для передачи отключающего импульса (с учетом его резервирования).

При отсутствии перечисленных выше условий можно рекомендовать простейшую блочную схему без перемычек. Требования со стороны эксплуатации к повышению надежности и оперативности управления системой электроснабжения на 6УР, 5УР привели к более частому применению схем *е* (см. рис. 5.3) и *в* (см. рис. 5.4), т. е. к отказу от короткозамыкателей и переходу к установке выключателей.

Мощность трансформаторов, присоединяемых по приведенным схемам, должна находиться в пределах коммутационной способности разъединителей и отделителей по отключению тока холостого хода, а при применении силовых выключателей определяется их параметрами.

Короткозамыкатели нельзя ставить в зоне действия дифференциальной защиты трансформатора потому, что каждое включение короткозамыкателя от действия газовой защиты или по другой причине будет вызывать срабатывание дифференциальной защиты. Это дезориентирует обслуживающий персонал (не сразу можно выяснить причину отключения трансформатора) и затягивает ликвидацию аварии. Разрядники также нужно ставить вне зоны действия дифференциальной защиты во избежание ложного действия защиты и неправильного отключения трансформатора.

От схем подстанций 5УР со стороны высокого напряжения практически не зависят схемы присоединения трансформаторов мощностью 10 МВА и выше к секциям сборных шин распределительных устройств вторичного напряжения. Число секций, напряжение, количество отходящих линий зависит в большой степени от требований потребителей с учетом вариантов электроснабжения на напряжении, отличном от наиболее распространенного 10 кВ (рис. 5.5).

При выборе схемы подключений решающими можно считать следующие показатели: мощность подстанции, определяющую число выводов и секций шин 6–10 кВ; наличие, единичную мощность и напряжение крупных потребителей (электропечей, воздуходувок и др.); мощность КЗ на стороне 6–10 кВ, от которой зависит необходимость установки реакторов; характер нагрузок, определяющих подпитку места КЗ и число секций на стороне 6–10(35) кВ.

Схемы на рис. 5.5 составлены для мощности КЗ от системы до 5000 МВА в сети 110 кВ и до 10 000 МВА в сети 220 кВ при раздельной работе сборных шин. При выборе схемы могут быть предложены некоторые общие рекомендации.

Присоединение одной секции сборных шин к обмотке трансформатора или к параллельно соединенным ветвям трансформатора с расщепленной обмоткой 6–10 кВ без реактирования отходящих линий основывается на использовании в качестве вводных, межсекционных и линейных выключателей для всего РУ выключателей с одинаковым номинальным током отключения. Рекомендуется применять выключатели с предельным током отключения $I_{п.о}$, равным 20 или 31,5(40) кА (не меньше предельного тока термической стойкости и действующего значения периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ).

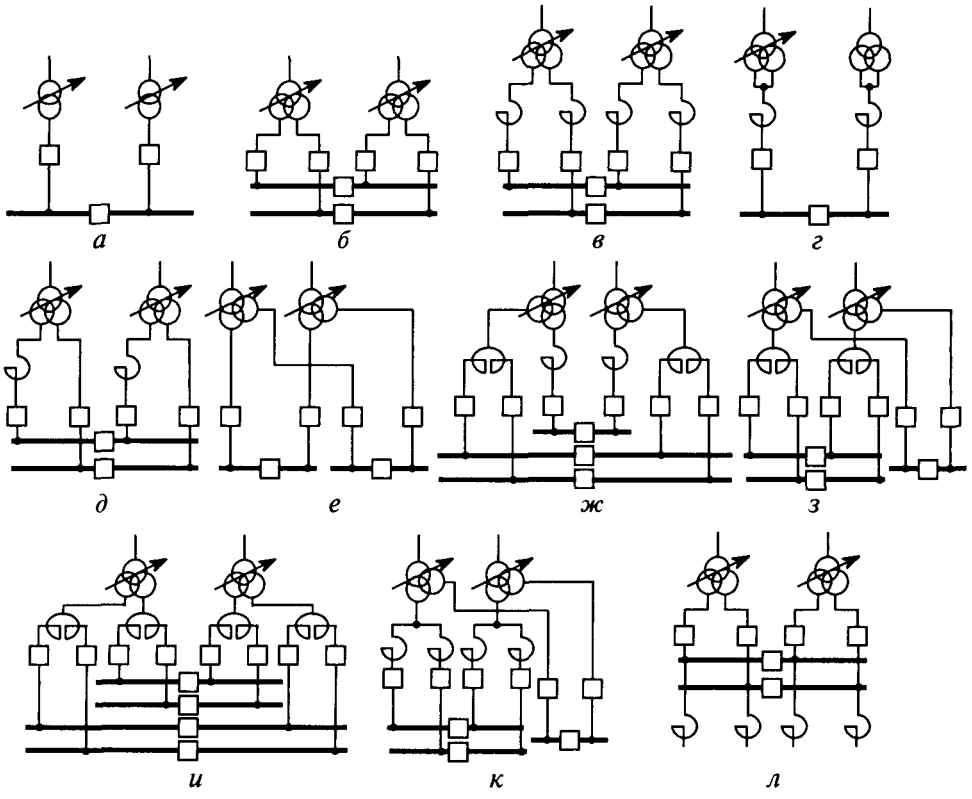


Рис. 5.5. Схемы подключения распределительных устройств к трансформаторам

Применение выключателей с $I_{п.о}$ = 31,5(40) кА и более вместо выключателя с $I_{п.о}$ = 20 кА (присоединяемых к двум ветвям трансформаторов с расщепленными обмотками или в различных схемах с реакторами) следует обосновывать технической необходимостью или экономической целесообразностью.

Присоединение сборных шин (двух секций) к трансформатору с расщепленной обмоткой 6–10 кВ без реактирования отходящих линий следует выполнять так, чтобы каждая секция была присоединена к одной ветви обмотки трансформатора стороны 6–10 кВ. Преимущество схемы –значительное уменьшение отрицательного влияния нагрузок одной ветви на качество напряжения питания другой ветви при резкопеременных графиках нагрузки, вызывающих колебания напряжения на шинах подстанции, или при вентильной нагрузке, искажающей форму кривой напряжения. Схему нельзя использовать при наличии крупных присоединений с нагрузкой, соизмеримой с номинальной мощностью одной ветви обмотки трансформатора, так как при этом, как правило, трудно равномерно распределить нагрузки между секциями сборных шин подстанции и обеспечить необходимое резервирование.

При присоединении одной секции сборных шин к обмотке или к параллельно соединенным ветвям трансформатора с расщепленной обмоткой

6—10 кВ с реактированием отходящих линий следует применять в качестве вводных и межсекционных выключатели с номинальным током отключения более 31,5 (40) кА. На отходящих от сборных шин РУ линиях устанавливают групповые реакторы, к каждому из которых присоединяют от одной до четырех-пяти линий с номинальным током отключения выключателей 20 кА.

Количество линий, присоединяемых к каждому групповому реактору, зависит от расчетных токов линий и от специфики присоединяемых вторичных подстанций или отдельных токоприемников. Иногда реактированные линии к сборным шинам присоединяются совместно с нереактированными линиями или токопроводами (через выключатели с соответствующим номинальным током отключения), для которых нецелесообразно снижение мощности КЗ (например, крупный преобразовательный агрегат или обеспечение самозапуска).

Основные преимущества схем с групповыми реакторами:

— уменьшается ток подпитки КЗ от синхронных и асинхронных электродвигателей;

— повышается остаточное напряжение на сборных шинах при КЗ на отходящих линиях за реакторами;

— при наличии электроприемников, ухудшающих качество электроэнергии в питающей их сети (вентильных, сварочных, с резкопеременными графиками нагрузки и др.), их неблагоприятное влияние меньше сказывается на качестве электроэнергии на сборных шинах подстанции.

К недостаткам схем следует отнести, как правило, большую стоимость электрооборудования 6—10 кВ; наличие постоянных потерь в реакторах; увеличение габаритов РУ 6—10 кВ; технические затруднения в выполнении релейной защиты в части обеспечения чувствительности и дальнего резервирования.

Различные схемы с реакторами на вводах 10(6) кВ от трансформаторов, обеспечивающие снижение мощности короткого замыкания после реактора, позволяют независимо от мощности трансформатора использовать (в качестве вводных, секционных и линейных) выключатели со сравнительно небольшим номинальным током отключения 20 кА или 31,5(40) кА. Значение, до которого целесообразно снижать мощность КЗ на шинах 6—10 кВ, определяется технико-экономическим анализом схемы подстанции и системы электроснабжения от шин подстанции. Существенными недостатками реактирования вводов можно считать ухудшение условий пуска и самозапуска крупных электродвигателей; сложности осуществления релейной защиты трансформаторов и крупных единичных электроприемников или линий, отходящих к вторичным подстанциям.

Если имеется значительное количество электродвигателей с большими пусковыми токами и не исключена перспектива дополнительного присоединения электродвигателей, следует по возможности избегать применения таких схем.

Приведем общие рекомендации по применению схем рис. 5.5.

1. Схемы *а* для двухобмоточных и *е* — для трехобмоточных трансформаторов (см. рис. 5.5) — для трансформаторов мощностью до 25 МВА.

2. Схема *б* (одна из наиболее распространенных) — для трансформаторов

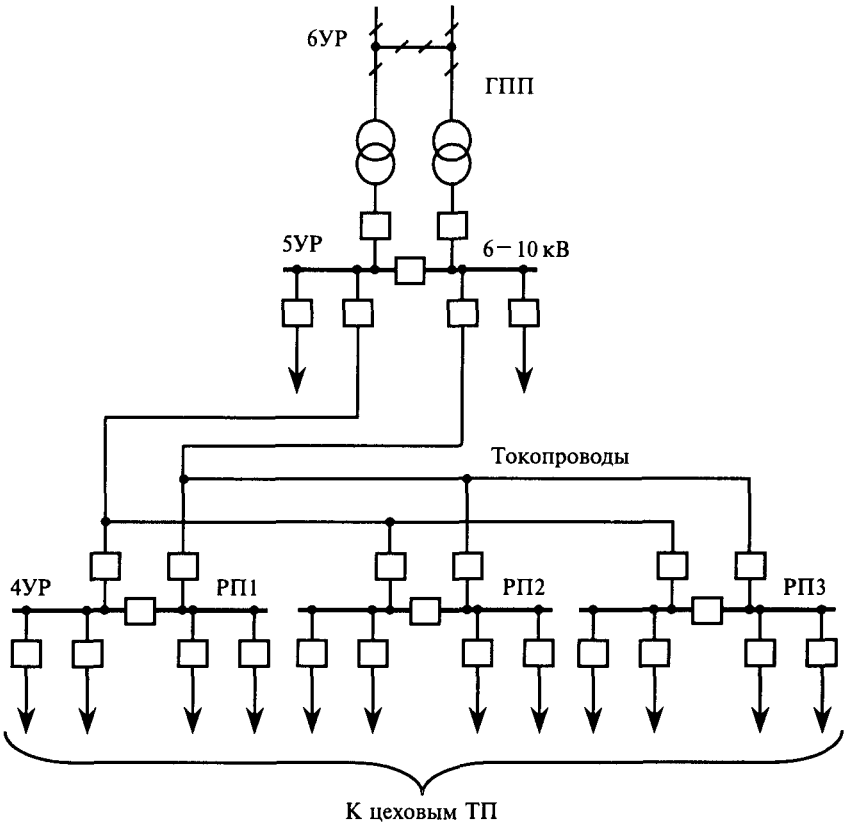


Рис. 5.6. Магистральное питание РП

с расщепленной вторичной обмоткой мощностью 25–63 МВА с вторичным напряжением 6–10 кВ.

3. Схемы *в* или *д* — для трансформаторов 32–63 МВА напряжением 6 кВ с реактированием вводов 6 кВ трансформаторов (если мощность КЗ на стороне 6 кВ близка к разрывной мощности выключателей камер КРУ или превосходит ее), и для трансформаторов мощностью 63 МВА при напряжении 10 кВ (трансформаторы 110/10 кВ).

4. Схема *г* — для трансформаторов мощностью 25 и 40 МВА вместо схемы *б* для уменьшения количества секций.

5. Схема *и* — для трансформаторов 63 МВА 110/6, а также 160 МВА 220/10 кВ с расщепленными вторичными обмотками (отличается от схемы *в* большой пропускной способностью вторичной стороны за счет применения сдвоенных реакторов, имеет вдвое больше секций шин 6–10 кВ).

6. Схемы *е*, *з* и *к* — для трехобмоточных трансформаторов, отличающихся высокой пропускной способностью и степенью ограничения мощности КЗ на стороне 6–10 кВ. Для трансформаторов с мощностью вторичной обмотки 40 МВА при 10 кВ — схема *е*, при 6 кВ — *з*, для трансформаторов 63, 80 и

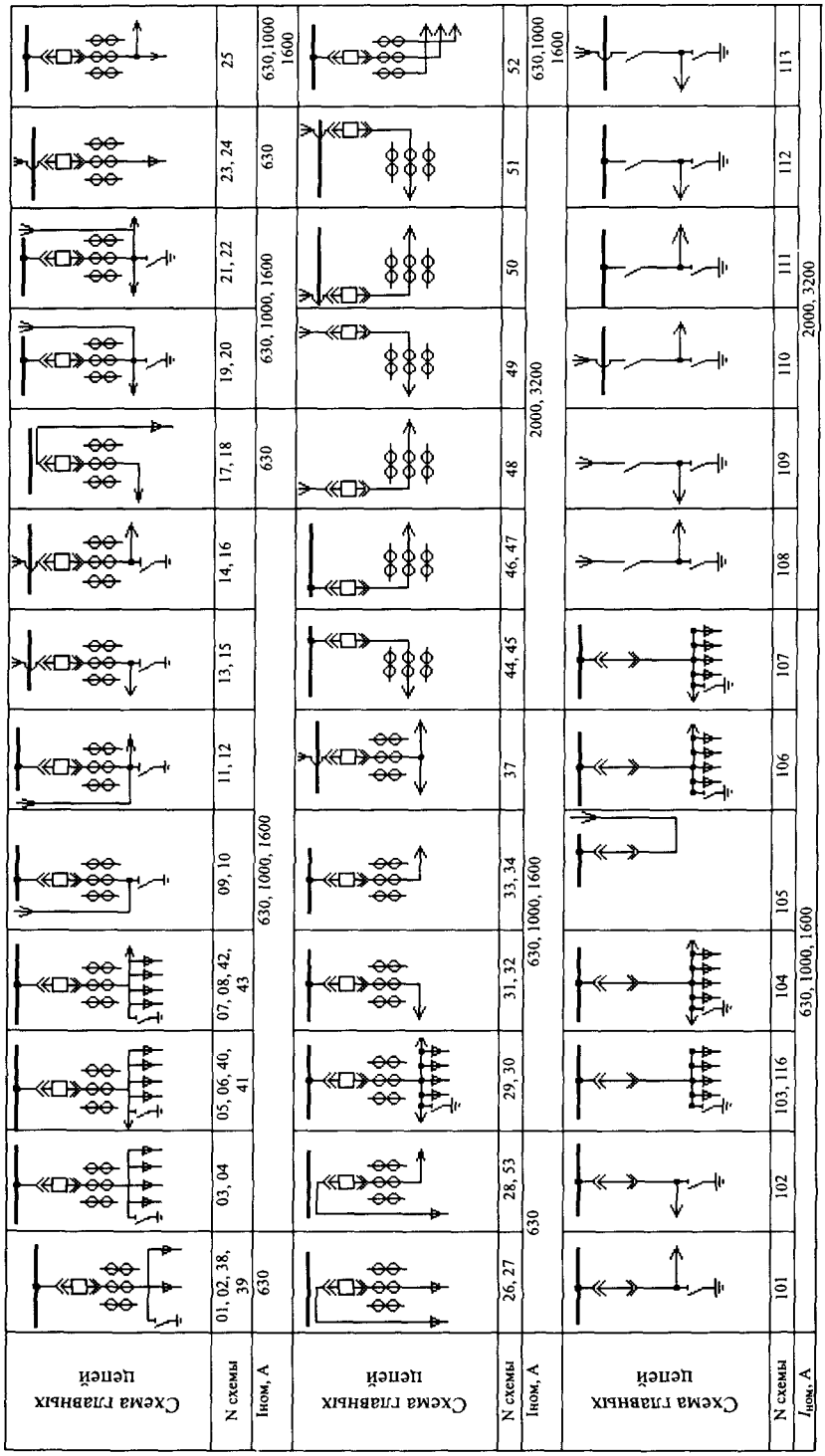
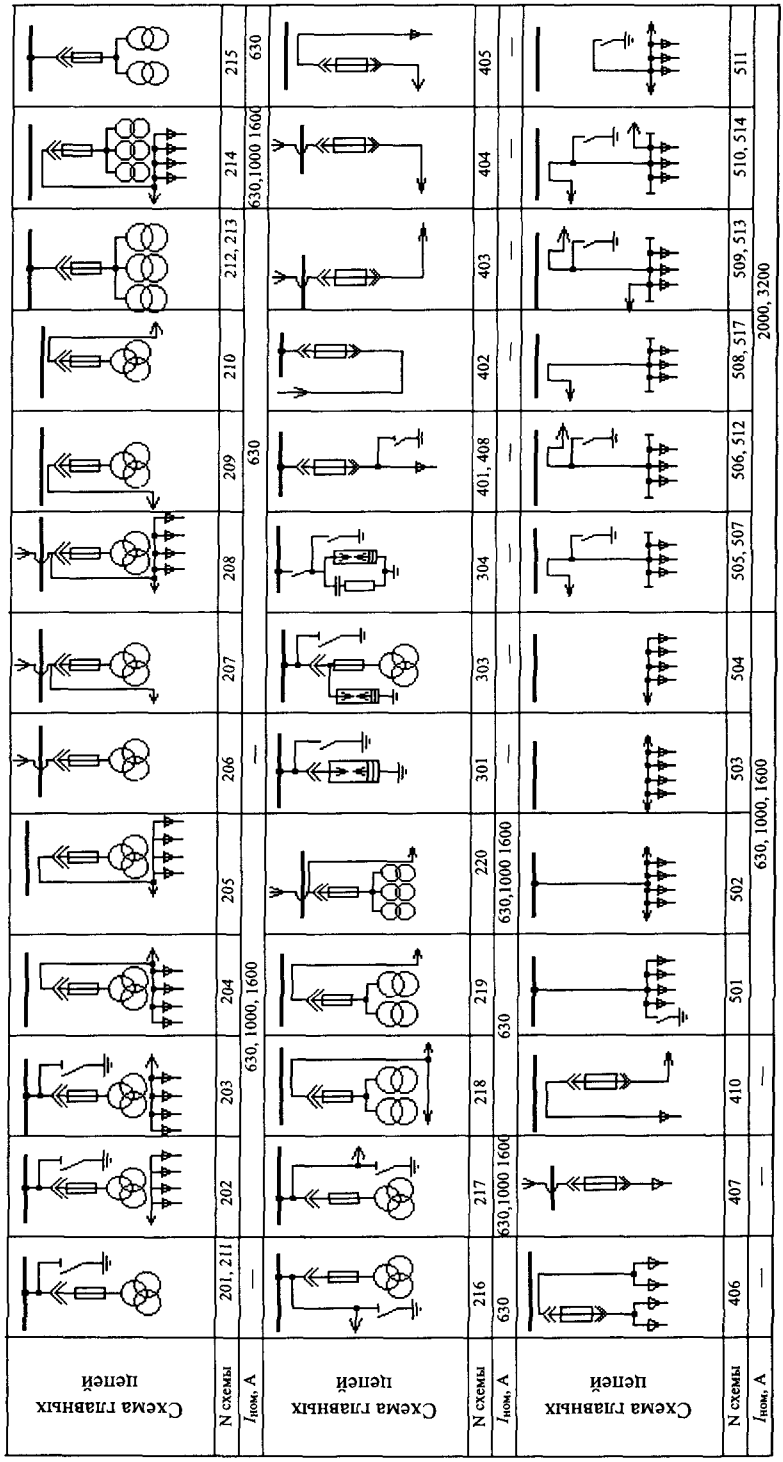


Рис. 5.7. Сетка схем главных цепей шкафов КРУ серии КМ-1 и КМ-1Ф



Продолжение рис. 5.7

Схема главных цепей													
N схемы	515	516	601	602	603	604	605	701,703	702,704	705,707	706,708	709,710	711
$I_{ном}$, А	630,1000,1600	2000,3200	—	—	2000,3200	630,1000 1600	2000, 3200						630,1000 1600

Схема главных цепей						
N схемы	712	713	714	715	716	718,719
$I_{ном}$, А	630, 1000, 1600		630		2000,3200	630,1000 1600

Принятые обозначения

— разрядник; — трансформатор тока; — трехфазный трансформатор напряжения (например, НТМИ-10, ЗНОЛ-10; — однофазный трансформатор напряжения, силовой трансформатор собственных нужд; — разъемный контакт главной цепи шкафа КРУ;

— шинный разъемный контакт главной цепи; — линейный разъемный контакт главной цепи, кабельный или шинный вывод; — конденсатор; — резистор; — кабельный ввод;

— шинный ввод; — разъединитель; — предохранитель; — выключатель

Окончание рис. 5.7

100 МВА — соответственно *з* (при высоком значении напряжения КЗ трансформатора может быть использована и схема *е*) и *к*.

При наличии на подстанции напряжения как 10 кВ, так и 6 кВ применяют схемы *б*, *д*, *ж*, *з* в зависимости от мощности вторичных обмоток (50 % мощности трансформатора при расщепленных вторичных обмотках и 100 % в трехобмоточных трансформаторах), от которой зависит выбор аппаратуры и ошиновки по пропускной способности и по устойчивости к токам КЗ.

В приведенных схемах реакторы предусмотрены в том случае, когда ощутима подпитка мест КЗ от электродвигателей. При этом более целесообразной может оказаться установка групповых реакторов на линиях электродвигателей, благодаря чему уменьшается пропускная мощность реакторов на вводах трансформаторов (схема *л*) или отпадает необходимость в реакторах и снижаются посадки напряжения при пусках и самозапусках электродвигателей.

Распределение электроэнергии с шин 5УР (рис. 5.5) осуществляется, как правило, радиальными линиями к распределительным подстанциям РП 6—10 кВ, отдельным крупным электроприемникам и отдельным установленным вблизи трансформаторам 3УР. Увеличение единичной мощности потребителей (цехов) и ограничения по генплану привели к сооружению магистральных токопроводов, от которых запитываются РП через реакторы или без них (рис. 5.6), на соответствующее РП. Эта схема, реализованная для ряда предприятий, не получила широкого распространения из-за тяжелых аварийных последствий. Реакторы устанавливают из-за больших токов КЗ, например для шинопровода $U_{ном}$ = 10 кВ, $I_{ном}$ = 5000 А, питающегося от ГРУ 10 кВ ТЭЦ.

Распределительные устройства 6—10 кВ ГПП и подстанции 4УР выполняют сейчас, как правило, комплектными, состоящими из отдельных шкафов, каждый из которых предназначен для одной технологической операции (отключение, присоединение, измерение и др.). Для принятой схемы электроснабжения предприятия (района) разрабатывают однолинейную схему РУ, под которую подбирают отдельные шкафы (рис. 5.7), т. е. электрические схемы главных цепей КРУ определяют вид используемого шкафа КРУ. Поэтому шкафы КРУ по электрическим схемам главных цепей подразделяют на основные виды: с выключателями (вводы, отходящие линии, секционирование); с разделителями; с ошиновкой и разъемными контактными соединениями — разъединителями; с разрядниками; с измерительными трансформаторами напряжения; с трансформаторами тока; с кабельными сборками или кабельными перемычками; с шинными выводами и перемычками, с силовыми трансформаторами; комбинированные (например, с измерительными трансформаторами напряжения и разрядниками, с выключателями и измерительными трансформаторами напряжения и т. п.); с силовыми предохранителями; со статическими конденсаторами и разрядниками для защиты вращающихся машин от атмосферных перенапряжений; со вспомогательным оборудованием и аппаратурой.

5.4. Схемы специфических подстанций

Вследствие индивидуальности крупных электроприемников (потребителей) необходима разработка оригинальных схем электроснабжения и подстанций 5УР, 4УР (эта проблема практически отсутствует для мини- и мелких предприятий, электроснабжение которых осуществляется на напряжении ниже 1 кВ).

Схемы ГПП и РП, отличающиеся от подстанций, питающих спокойную нагрузку, можно подразделить на схемы, предназначенные: для электроснабжения дуговых сталеплавильных печей; для потребителей с резкопеременной и ударной нагрузкой отдельного электроприемника (группы) с большой единичной мощностью (по условиям пуска, например, определяющего трансформатор и присоединение); для потребителей с особыми требованиями по преобразованию тока (электролиз, сварка), качеству электроэнергии и надежности в различных технологических, ремонтных и аварийных режимах. При разработке таких схем важны обеспечение качества электроэнергии (см. гл. 12) и компенсация реактивной мощности (см. гл. 13).

Нелинейные нагрузки (вентильные преобразователи, дуговые печи и др.) работают, как правило, с низким коэффициентом мощности (0,4–0,8), поэтому необходима компенсация реактивной мощности. Изменения нагрузки дуговых сталеплавильных печей, особенно реактивной мощности, вызывают значительные колебания напряжения в питающей сети, которые тем больше, чем больше мощность печного трансформатора и меньше мощность КЗ в точке присоединения дуговой печи. Особенно большие колебания нагрузки печи и наибольшие снижения напряжения происходят при эксплуатационных КЗ, например при погружении электродов в расплавленный металл. Значения изменений тока при этом могут достигать $1{,}5-2I_{ном}$ для дуговой сталеплавильной печи большой емкости и $2{,}5-3{,}5I_{ном}$ для печей средней и малой емкости, что важно для определения мощности сетевых трансформаторов и согласований схем с энергосистемой.

Колебания нагрузки прокатных станов можно рассматривать как строго цикличные. Значения средней, эффективной и пиковой активной и реактивной нагрузок зависят от мощности прокатных станов и их отдельных клетей. Периодичность (цикл) работы определяется технологическими параметрами, в основном размерами заготовки и размерами конечной продукции.

Фронт наброса реактивной мощности $\Delta Q/\Delta t$ для различных станов различен и соответствует приближенно следующим величинам: для блюмингов и слябингов — до 200, для непрерывных станов горячего проката — до 400, для станов холодного проката — до 2000 Мвар/с. Эти значения играют определяющую роль при выборе компенсирующих устройств по их быстродействию. Скорости набросов активной мощности несколько меньше, чем реактивной.

Расчетная реактивная нагрузка в сетях 6–10 кВ промышленных предприятий $Q_п$ слагается из расчетной нагрузки приемников 6–10 кВ $Q_{р.п}$; нескомпенсированной нагрузки сети до 1 кВ, питаемой через трансформаторы цехов $Q_т$,

потерь реактивной мощности ΔQ в сети 6–10 кВ, особенно в трансформаторах и реакторах:

$$Q_{\text{п}} = Q_{\text{р.п}} + Q_{\text{т}} + \Delta Q. \tag{5.18}$$

Зарядная мощность $\Delta Q_{\text{зар}}$ линий распределительной сети в часы максимума нагрузки приближенно равна потерям $\Delta Q_{\text{л}}$ в индуктивности линий, и поэтому $\Delta Q_{\text{зар}}$ и $\Delta Q_{\text{л}}$ взаимно исключаются. Расчет оптимальной мощности конденсаторов производится для режима наибольших нагрузок.

При выборе конденсаторов, сделав допущение о незначительной длине линий на предприятии, можно представить все предприятие как узел сети 6–10 кВ, к которому подключена реактивная нагрузка Q. В общем случае называют пять типов источников реактивной мощности: синхронные двигатели 6–10 кВ ($Q_{\text{СД}}$), синхронные компенсаторы ($Q_{\text{СК}}$), синхронные генераторы ТЭЦ ($Q_{\text{ТЭЦ}}$), энергосистема ($Q_{\text{эI}}$), батареи высокого напряжения ($Q_{\text{БК}}$).

Баланс реактивной мощности в узле 6–10 кВ промышленного предприятия в общем случае будет выражаться следующим соотношением:

$$Q_{\text{п}} - Q_{\text{СД}} - Q_{\text{СК}} - Q_{\text{ТЭЦ}} - Q_{\text{БК}} - Q_{\text{эI}} = 0. \tag{5.19}$$

Входная реактивность мощности $Q_{\text{эI}}$ задается энергосистемой как экономически оптимальная реактивная мощность, которая может быть передана предприятию в период наибольшей нагрузки энергосистемы. Заданная входная величина может ущемлять интересы потребителя, возлагая на него затраты, эффект от которых получит энергосистема. Потребитель, защищая свои интересы, должен при составлении договора опираться на Гражданский Кодекс РФ. Выражение (5.19) считается обязательным для 6УР при подключении к энергосистеме.

При электроснабжении производства (цеха) с нелинейной нагрузкой вопросы обеспечения качества электроэнергии и компенсации реактивной мощности решают локально для подстанции 5УР (4УР) (рассчитывают реактивную нагрузку (5.18) и определяют необходимость установки фильтров). Это делает схему и компоновку подстанций нетиповой, а сам процесс принятия технического решения творческим. На рис. 5.8 показана обобщенная однолинейная схема подстанции, питающей вентильную нагрузку, с параллельно установленными на шинах подстанции силовыми фильтрами 5-й гармоники.

Для систем электроснабжения дуговых сталеплавильных печей ДСП можно рекомендовать следующее:

– оснащение печных трансформаторов переключающимися устройствами, работающими под нагрузкой и имеющими большой механический и коммутационный ресурс;

– оперативные и оперативно-защитные выключатели должны иметь необходимый ресурс работы (не менее 20 тыс. операций);

– взаимное резервирование оперативных выключателей, при установке их

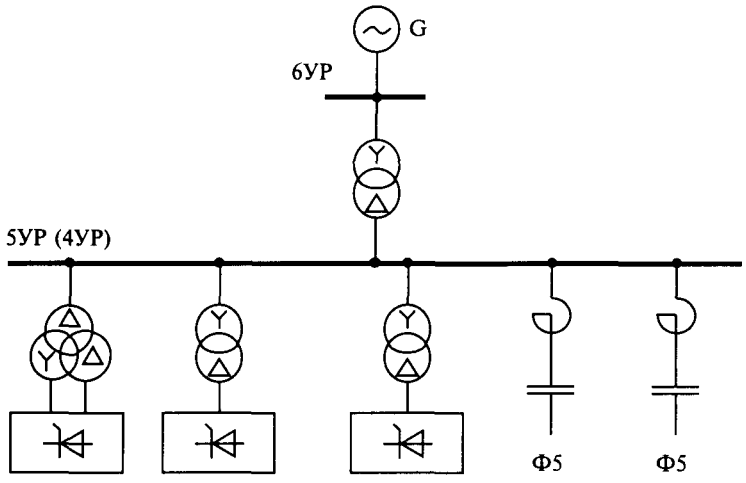


Рис. 5.8. Однолинейная схема подстанции с фильтрами 5-й гармоники

на печной подстанции следует предусматривать индивидуальное резервирование, при установке на ПГВ, как правило, — групповое;

– сетевые трансформаторы необходимо выбирать с учетом динамического характера электрической нагрузки ДСП;

– с целью снижения мощности силовых трансформаторов и повышения устойчивости работы ДСП следует по возможности предусматривать их параллельную работу;

– сетевые трансформаторы ДСП, как правило, надо подключать к питающей сети в точках с наибольшим значением мощности КЗ с целью снижения влияния ДСП на питающую сеть.

Для ДСП в необходимых случаях следует предусматривать установки компенсации реактивной мощности. Тип, мощность и состав компенсирующего устройства необходимо выбирать с учетом параметров системы электроснабжения на основании технико-экономического сравнения схем электроснабжения и способов компенсации реактивной мощности. Подстанции, питающие установки ДСП, необходимо размещать, как правило, в непосредственной близости от печей.

При разработке схемы мощные электроприемники с ударным характером нагрузки не должны вызывать недопустимой перегрузки питающих трансформаторов как по нагреву, так и по условиям динамических воздействий ударных нагрузок. Целесообразно подключать электроприемники с усложненными режимами работы в точках системы электроснабжения с наибольшим значением мощности КЗ.

Средства ограничения токов КЗ в сетях с такими нагрузками следует применять только в пределах необходимости для обеспечения надежной работы коммутационных аппаратов и электрооборудования без больших запасов по

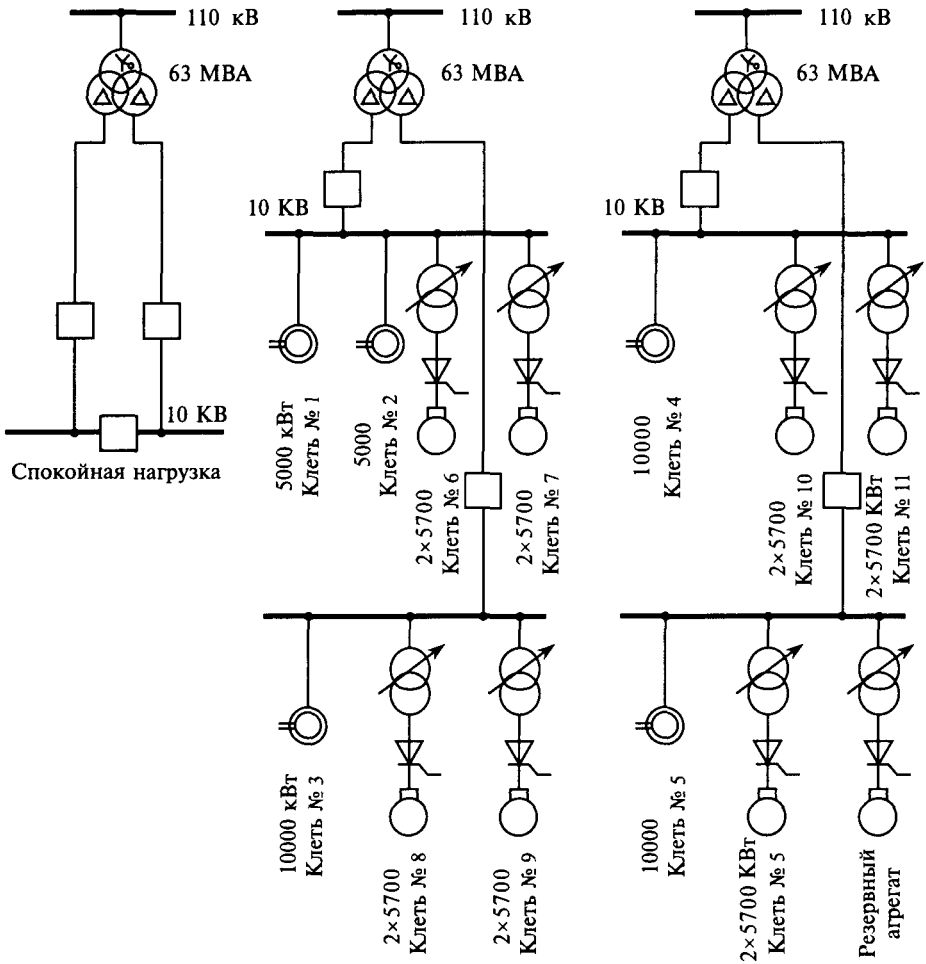


Рис. 5.9. Структурная схема электроснабжения стана 2000 горячего проката

отключающей способности, по термической и динамической стойкости аппаратов.

Мощность электроприемников ДСП, сварочных аппаратов, прокатных станов с питанием через преобразовательные агрегаты повышается в узле быстрее, чем для других потребителей. Поэтому ограничение влияния специфических нагрузок повышением КЗ недостаточно.

Для предварительной оценки допустимости подключения ДСП к питающей сети без принятия специальных мер рекомендуется принимать следующее значение мощности КЗ:

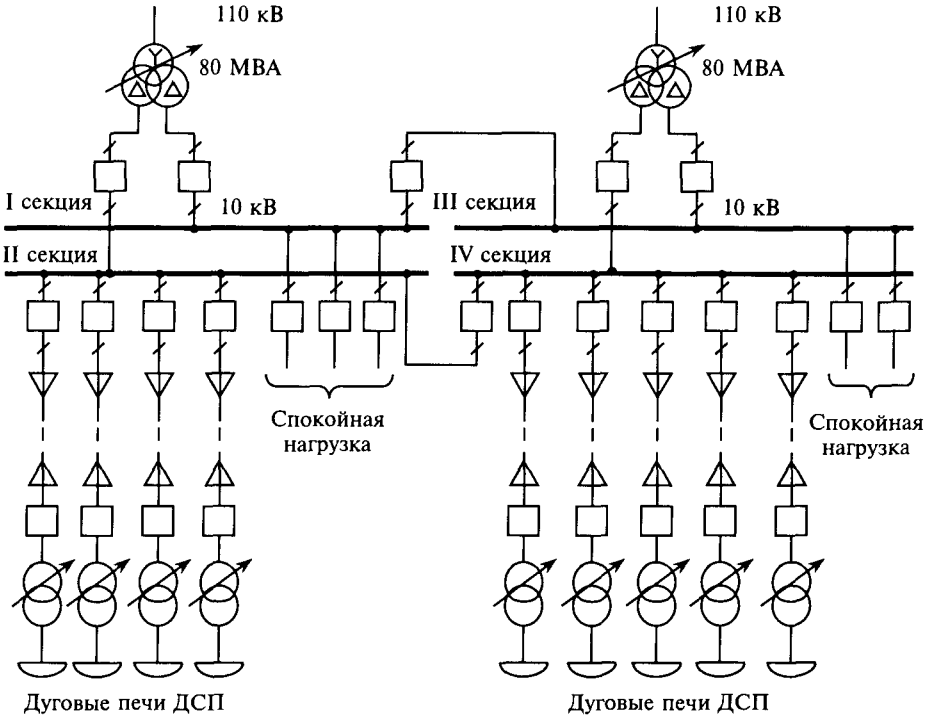


Рис. 5.11. Схема питания ДСП от трансформатора с расщепленными обмотками

1. Отдельные глубокие вводы для резкопеременной и несинусоидальной нагрузок. Например, на некоторые секции главной понижающей подстанции выделяются вентильные приводы, а спокойная нагрузка подключается на другие секции ГПП.

2. Схемы главных понижающих подстанций на напряжении 6–10 кВ с трансформаторами с расщепленными вторичными обмотками или сдвоенными реакторами с четырьмя или большим количеством секций для раздельного питания спокойных (например, групп синхронных двигателей насосов) и сгруппированных специфических нагрузок.

Для заводов, имеющих в своем составе несколько электросталеплавильных цехов, на ГПП можно устанавливать так называемые сетевые трансформаторы (рис. 5.12), которые предназначены для питания ДСП через специальный распределительный пункт (РП) (к нему другие электроприемники не подключают). Полная схема подобного электроснабжения крупной дуговой печи представлена на рис. 5.13. Естественно, что некрупные печи питаются от трансформатора, к которому подключена и спокойная нагрузка (рис. 5.14).

Главные трансформаторы ГПП могут включаться временно на параллельную работу секционным выключателем на стороне 6–10 кВ, когда это допус-

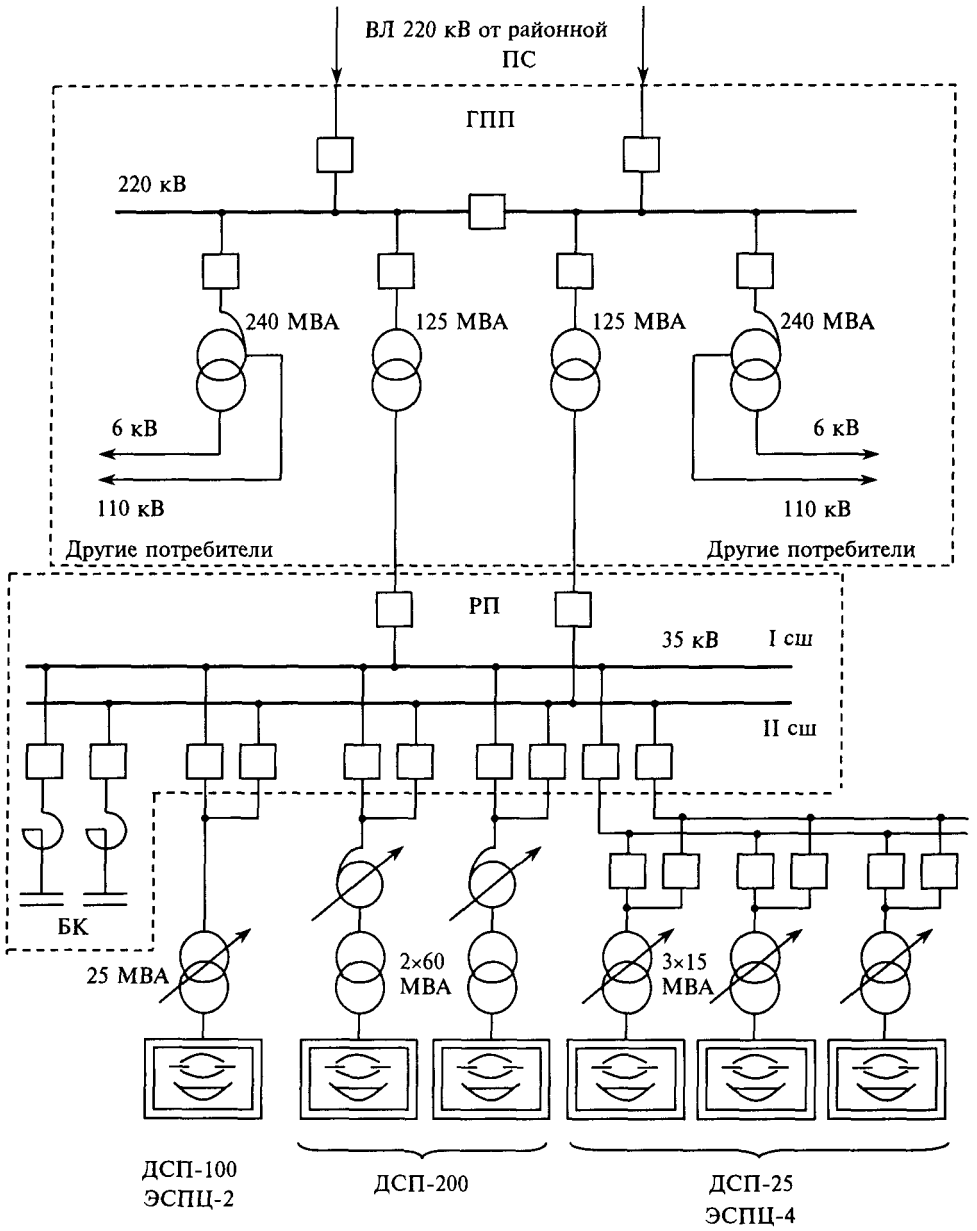


Рис. 5.12. Схема электроснабжения ДСП различной емкости

тимо по токам КЗ и необходимо, например, в период пуска крупных электродвигателей.

Следует отметить, что наиболее широкое применение, особенно для предприятий средней мощности, находят схемы с расщепленными обмотками

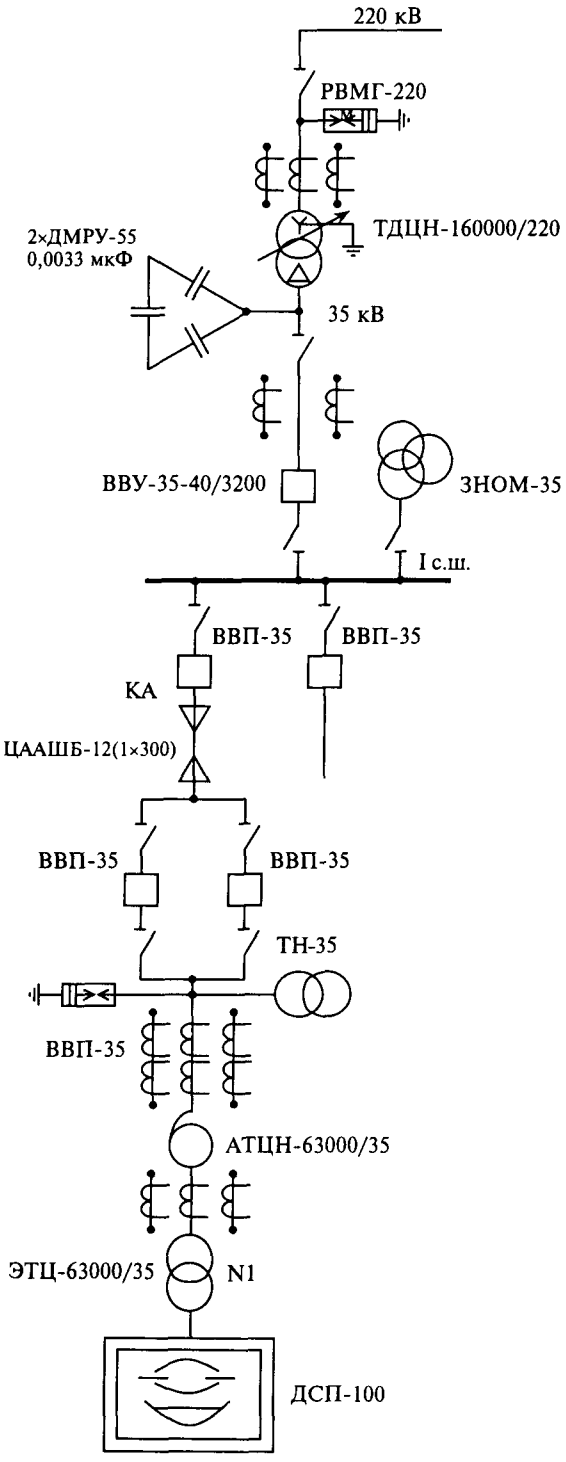


Рис.5.13. Схема электроснабжения крупного ЭСПЦ

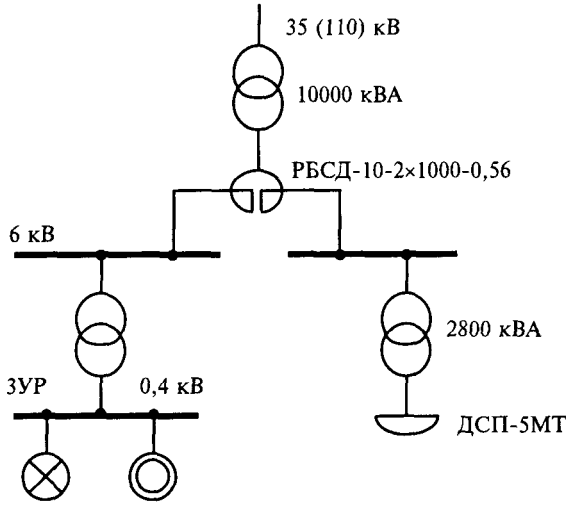


Рис. 5.14. Схема питания ДСП с использованием сдвоенного реактора

трансформаторов ГПП (см. рис. 5.11) или со сдвоенными реакторами (см. рис. 5.14), если последнее обусловлено токами КЗ.

В сдвоенном реакторе падение напряжения в каждой секции обмотки составляет $\Delta U \approx I_{\text{обм}}\, x_L \cdot 0{,}5$ (где $I_1 = I_2 = I_{\text{обм}}$ — токи в секциях обмотки реактора; x_L — индуктивное сопротивление обмотки реактора; $K_м = M/L \approx 0{,}5$ — коэффициент взаимоиндукции между секциями обмотки сдвоенного реактора). Как видно из формулы, колебания напряжения на секциях со спокойной нагрузкой под влиянием колебаний на этой секции от резкопеременной нагрузки будут меньше, чем при объединении их на одну секцию шин.

Схему 5.12 используют при строительстве крупных электросталеплавильных цехов (производств), когда начинают сооружать отдельные печные подстанции, на которых устанавливают отдельные сетевые трансформаторы и сборные шины. Это позволяет сохранять питание ДСП при различных аварийных и ремонтных режимах работы сетевых трансформаторов. На рис. 5.13 приведены соотношение мощности сетевых и печных трансформаторов, схема подключения оперативных выключателей и выключателей, осуществляющих защиту, указано сечение кабельной перемычки и даны другие элементы (рабочие чертежи, рабочая документация), отсутствующие при разработке собственно схемы для получения технических условий или для ТЭО (проекта).

5.5. Компоновки открытых и закрытых распределительных устройств (подстанций)

Определение параметров электропотребления на разных уровнях систем электроснабжения, выбор источников питания, разработка схемы электроснабжения, выбор силовых трансформаторов, количества и места расположения подстанций 5УР и 4УР дают возможность скомпоновать каждое подстан-

ционное ОРУ — открытое распределительное устройство, когда всё или основное оборудование РУ расположено на открытом воздухе, и ЗРУ — закрытое распределительное устройство, оборудование которого расположено в здании.

Существуют некоторые общие требования, определяющие компоновку ОРУ или ЗРУ (установку каждого изделия и конструкцию сооружения) и регламентируемые ПУЭ. Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния необходимо выбирать и устанавливать таким образом, чтобы были соблюдены следующие условия:

– вызываемые усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не смогут привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

– при нарушении нормальных условий работы электроустановки обеспечивается необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

– при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции можно подвергать безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей;

– обеспечение возможности удобного транспортирования оборудования.

Во всех цепях РУ следует предусматривать установку разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. п.), каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения.

Указанное требование не распространяется на шкафы КРУ и КРУН с выкатными тележками, высокочастотные заградители и конденсаторы связи, трансформаторы напряжения, устанавливаемые на отходящих линиях, разрядники, устанавливаемые на выводах трансформаторов и на отходящих линиях, а также на силовые трансформаторы с кабельными вводами.

Для территории ОРУ и подстанций, на которых в нормальных условиях эксплуатации могут иметь место утечки масла (аппаратная маслохозяйства, склады масла, машинные помещения, а также трансформаторы и выключатели при ремонтных и других работах), должны предусматриваться устройства для его сбора и удаления в целях исключения возможности попадания в водоемы.

Подстанции 35–110 кВ следует преимущественно проектировать комплектными, заводского изготовления, блочной конструкции. Распределительные устройства 35–750 кВ рекомендуется выполнять открытого типа. Распределительные устройства 6–10 кВ можно выполнять в виде комплектных шкафов наружной установки (КРУН). Распределительные устройства 6–10 кВ закрытого типа следует применять: в районах, где по климатическим условиям не могут быть применены КРУН; в районах с загрязненной атмосферой и районах со снежными и пыльными бурями; при числе шкафов бо-

лее 25; при наличии технико-экономического обоснования (по требованиям заказчика).

На подстанциях 35—330 кВ с упрощенными схемами на стороне высшего напряжения с минимальным количеством аппаратуры, размещаемых в районах с загрязненной атмосферой, рекомендуется использовать открытую установку оборудования высокого напряжения и трансформаторы с усиленной внешней изоляцией.

Закрытые распределительные устройства 35—220 кВ следует применять в районах: с загрязненной атмосферой (где применение открытых распределительных устройств с усиленной изоляцией или аппаратурой следующего класса напряжения, с учетом ее обмыва, неэффективно, а удаление подстанции от источника загрязнения экономически нецелесообразно, как и требование об установке специального оборудования); со стесненной городской и промышленной застройкой; с сильными снегозаносами и снегопадом (а также в суровых климатических условиях при соответствующем технико-экономическом обосновании). Здание ЗРУ должно быть без окон, и его допускается выполнять как отдельно стоящее, так и сблокированное со зданиями общеподстанционных пунктов управления, в том числе и по вертикали.

Герметизированные комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией 110 кВ и выше (КРУЭ) применяют при стесненных условиях в крупных городах и на промышленных предприятиях, а также в районах с загрязненной атмосферой.

В условиях интенсивного загрязнения в блочных схемах трансформатор — линия рекомендуется применять трансформаторы со специальными кабельными вводами на стороне 110—220 кВ и шинными выводами в закрытых коробах на стороне 6—10 кВ.

Закрытую установку трансформаторов 35—220 кВ используют, если усиление изоляции не дает должного эффекта; в атмосфере содержатся вещества, вызывающие коррозию, а применение средств защиты нерационально; при необходимости снижения уровня шума у границ жилой застройки.

В закрытых распределительных устройствах 6—10 кВ следует применять шкафы КРУ заводского изготовления. Шкафы КРУ, конструкция которых предусматривает обслуживание с одной стороны, устанавливают вплотную к стене, без прохода с задней стороны. Ширина коридора обслуживания должна обеспечивать передвижение тележек КРУ; для их хранения и ремонта в закрытых распределительных устройствах необходимо предусматривать специальное место.

Компоновку и конструкцию ОРУ разрабатывают для принятых номинального напряжения, схемы электрических соединений, количества присоединяемых линий, трансформаторов и автотрансформаторов, выбранных параметров и типов высоковольтной коммутационной и измерительной аппаратуры (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения) и ошиновки. При этом должны быть учтены местные условия размещения площадки, отведенной для проектируемого ОРУ: рельеф, грунты, размеры площадки,

направления линий (коридоры для ввода и вывода линий), примыкание железнодорожных путей и автомобильных дорог. Должны быть также учтены местные климатические условия. Собственно ОРУ может быть выполнено широким и коротким, либо узким и длинным. ОРУ может быть с гибкой, жесткой и смешанной (и гибкой, и жесткой) ошиновкой, что отразится на конструкциях для установки (подвески) этой ошиновки и на размерах этих конструкций (пролетах порталов, высоте колонн, их количестве и массе, количестве опорных и подвесных изоляторов).

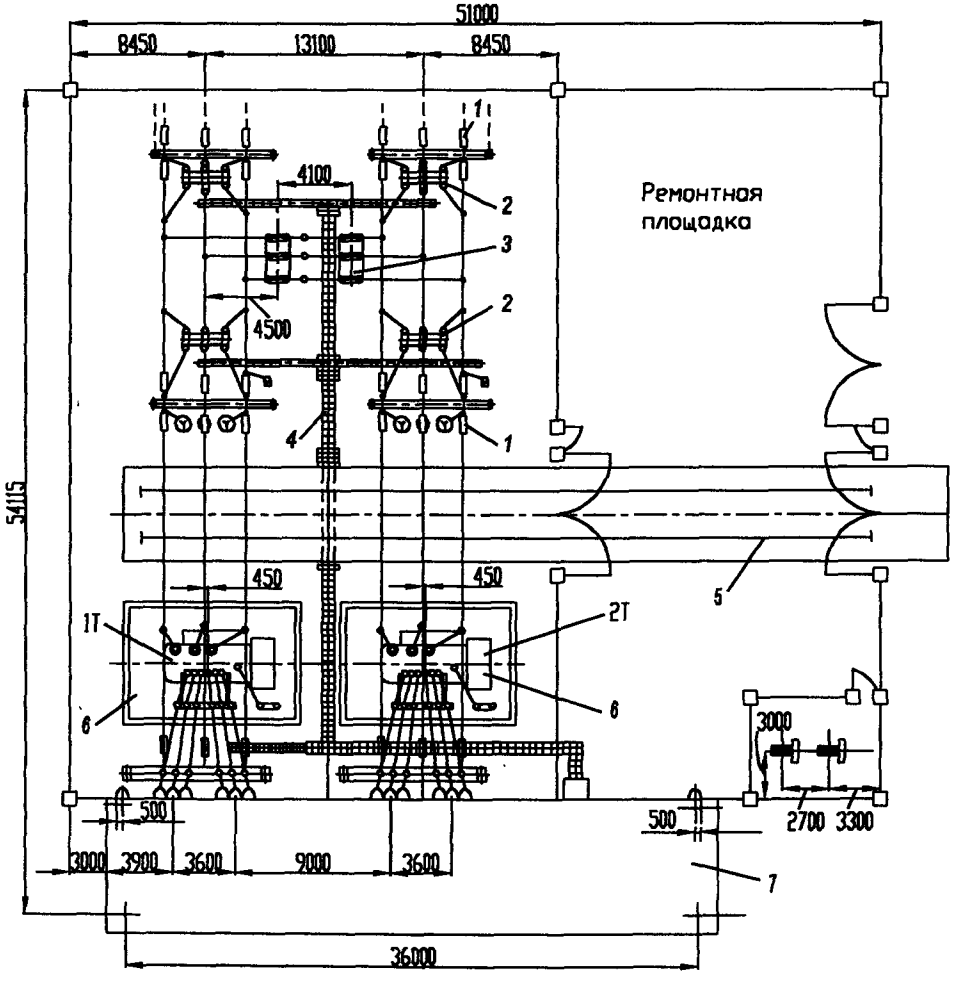


Рис 5.15. Типовая открытая подстанция на напряжение 110/6–10 кВ:
1 — изоляторы; *2* — разъединители; *3* — мостик из двух разъединителей; *4* — кабельный канал; *5* — железнодорожная колея; *6* — трансформаторы; *7* — здание подстанции

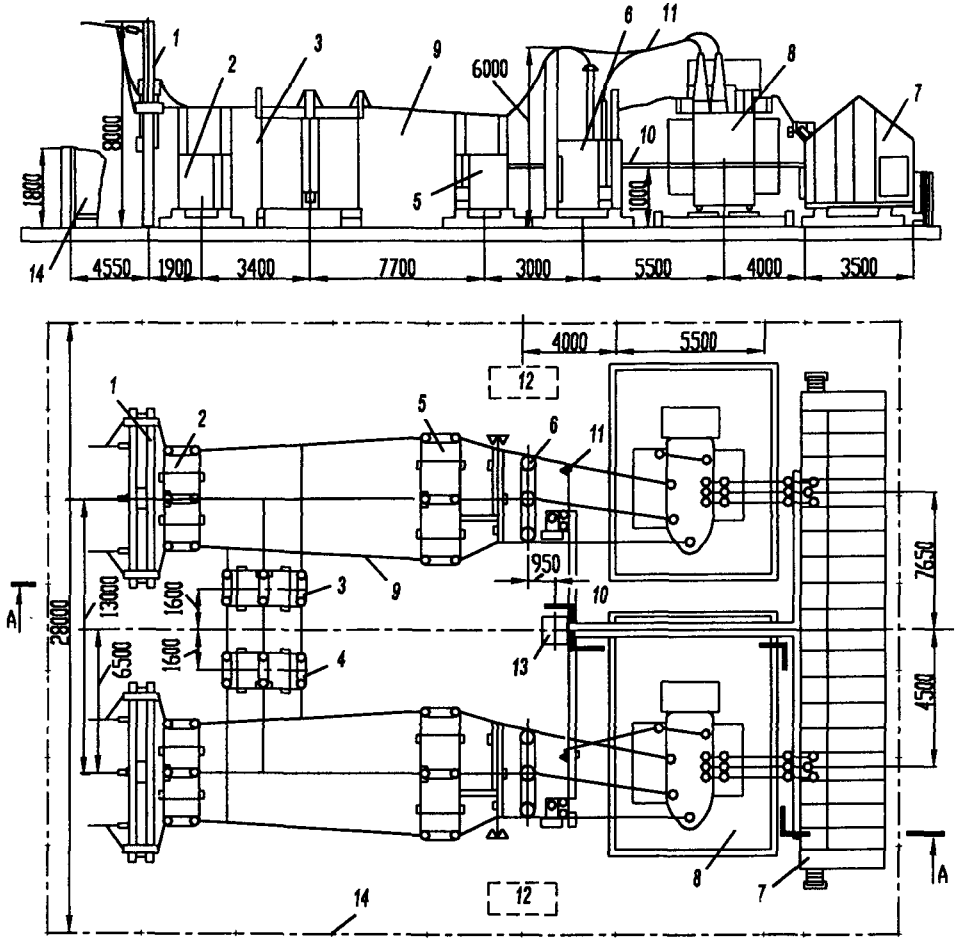


Рис. 5.16. Унифицированная комплектная подстанция с трансформаторами мощностью 10–40 МВА:
1 — конденсатор связи и высокочастотный заградитель; *2* — линейный разъединитель; *3* — разъединители в перемычке; *4* — разъединитель, установленный до отделителя; *5* — отделитель; *6* — короткозамыкатель; *7* — КРУН 6–10 кВ типа К37; *8* — силовой трансформатор; *9* — самонесущие трубчатые алюминиевые шины; *10* — кабельные лотки; *11* — гибкие провода; *12* — место для дугогасящего устройства; *13* — инвентарный шкаф; *14* — ограждение

Каждое из решений имеет свои достоинства и недостатки; задача проектировщика состоит в том, чтобы выбрать для данных местных условий наиболее целесообразное, обеспечивающее надежность, удобные условия для эксплуатации и экономичность по сравнению с другими вариантами.

Большая часть подстанций промышленных предприятий выполняется с открытой частью 110 кВ и ЗРУ 10 кВ. На рис. 5.15 показана схема обычной от-

крытой понижающей подстанции на напряжение 110/6–10 кВ, рассчитанной на установку трансформаторов мощностью 25–63 МВА в районах с нормальной окружающей средой. Между питающими линиями 110 кВ предусмотрены перемычки с двумя разъединителями. На рис. 5.16 представлена ГПП комплектной поставки и открытой установки.

Компоновка подстанций определяется схемами со стороны высокого и низкого (среднего) напряжений, которые могут быть как типовыми (см. рис. 5.3–5.5), так и оригинальными, ориентированными на технологические особенности потребителя (см. рис. 5.9–5.13). Схемы типизированы, и из них компонуется ОРУ подстанции.

На рис. 5.17 изображено ОРУ 220 кВ из унифицированных конструкций. Установка трансформаторов тока и напряжения обосновывается отдельно.

В последние годы все большее распространение получают комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) на напряжении 110–500 кВ. Применение КРУЭ открывает новые перспективы индустриализации строительства подстанций, позволяет уменьшить время монтажа по сравнению с традиционными РУ в 4–5 раз, улучшить условия эксплуатации и надежность работы, сократить необходимую для подстанции площадь в 7–40 раз (в зависимости от напряжения).

Однако высокая стоимость ячеек КРУЭ делает их применение более оправданным в случаях, когда решающим является размер площадки (например, для подстанций глубоких вводов на территории промышленных предприятий или в крупных жилых массивах).

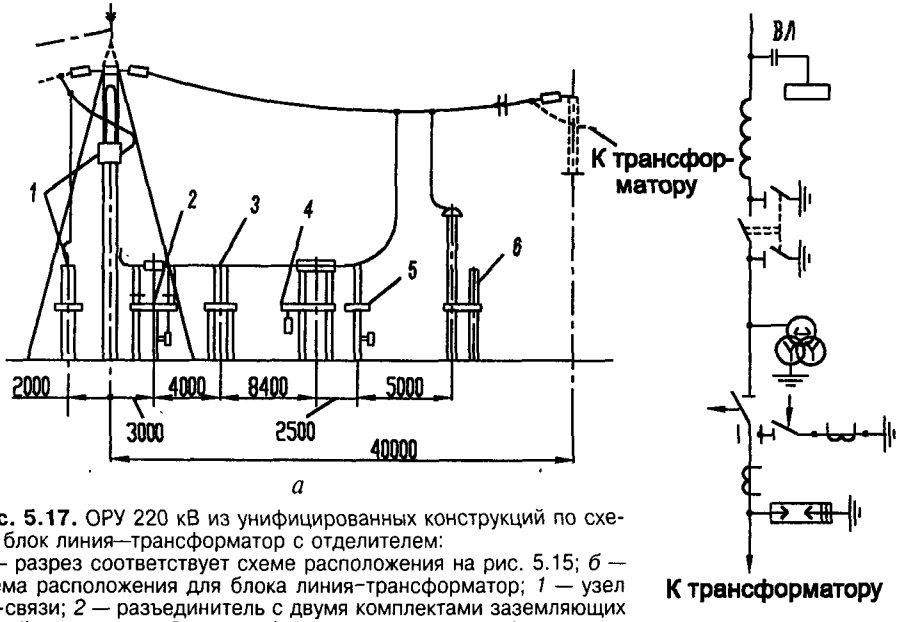


Рис. 5.17. ОРУ 220 кВ из унифицированных конструкций по схеме блок линия–трансформатор с отделителем:
а — разрез соответствует схеме расположения на рис. 5.15; *б* — схема расположения для блока линия–трансформатор; *1* — узел ВЧ-связи; *2* — разъединитель с двумя комплектами заземляющих ножей с приводом; *3* — трансформатор напряжения; *4* — отделитель однополюсный с приводом; *5* — короткозамыкатель однополюсный с приводом; *6* — разрядный вентильный регистратор срабатывания

Закрытые подстанции 6—10 кВ, выполненные для 4УР как РУ 10 кВ или дня 5УР как ЗРУ 10 кВ ГПП, по компоновке различаются мало, за исключением случаев, когда на ГПП сооружается развитое ОРУ (см., например, рис. 5.4, *б, в*) или к РП подключаются электроприемники (потребители), требующие специального пуска, ограничения по пуску и др. Развитое ОРУ требует помещений для щитов управления, сигнализации и автоматизации, устройств оперативного тока, аккумуляторов; для воздушных выключателей необходима установка компрессоров и специального оборудования.

Распределительные устройства выполняют с однорядным (рис. 5.18) или двухрядным расположением ячеек. Для наибольшего приближения к электроприемникам рекомендуется применять внутренние, встроенные в здания или пристроенные к ним подстанции и трансформаторные подстанции ЗУР, питающие отдельные цеха или их отделения и участки. Такое размещение дает экономию в электрической части и имеет преимущества в компактности генплана (позволяет сократить расстояния между цехами и уменьшить размеры проездов и подъездов и, следовательно, получить экономию территории и затрат на подземные и надземные технологические, электрические и транспортные внутризаводские коммуникации).

При недопустимости или затруднительности размещения подстанций внутри цеха, а также в цехах небольшой ширины (одно-, двух-, а иногда и трехпролетных) или же при питании части нагрузок, расположенных за пределами цеха, применяют подстанции, встроенные в цех либо пристроенные к нему. Встроенные и пристроенные подстанции обычно располагают вдоль одной из длинных сторон цеха, желательно ближайшей к источнику питания, или же при небольшой ширине цеха — в шахматном порядке вдоль двух его сторон. Рекомендуются встроенные подстанции, более удобные при построении генплана и архитектурном оформлении цеха, чем пристроенные. Распределительные пункты, в том числе крупные, тоже рекомендуется пристраивать к производственным зданиям или встраивать в них и совмещать с ближайшими трансформаторными подстанциями во всех случаях, когда это не вызывает значительного смещения последних от центра их нагрузок.

Если распределительные подстанции служат для приема электроэнергии от энергоснабжающей организации, т. е. играют роль центральной распределительной подстанции ЦРП, то следует предусматривать выделение камер вводов и транзитных линий, чтобы они были недоступны для обслуживающего электротехнического персонала предприятия. На рис. 5.18 приведен пример встроенной двухтрансформаторной подстанции, совмещенной с распределительным пунктом и конденсаторной батареей, с применением комплектных устройств.

Внутренние цеховые подстанции, в которых доступ ко всему электрооборудованию осуществляется из цеха, целесообразно применять главным образом в многопролетных цехах большой ширины, когда это не мешает размещению технологического оборудования. При использовании упрощенных схем коммутации цеховых подстанций ЗУР их оборудование состоит из трансфор-

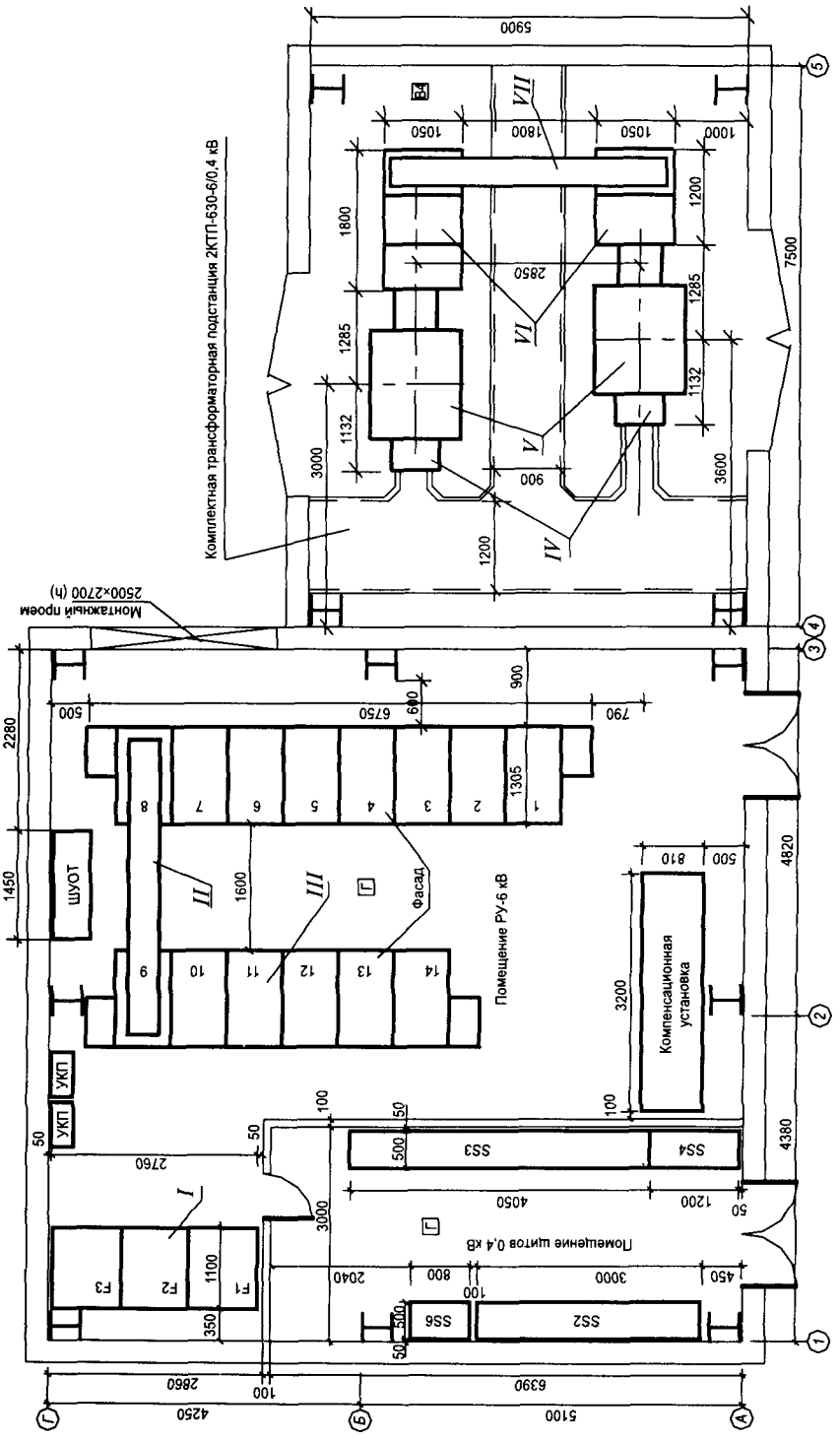


Рис. 5.18. Вариант размещения РП-6кВ с двухтрансформаторной КТП:
I — ячейки 6кВ иностранного производства; *II* — шинный мост 6кВ; III — распределительное устройство 6кВ; *IV* — шкаф ввода высокого напряжения; *V* — трансформатор ТМ-630/6/0,4кВ; *VI* — комплектное распределительное устройство 0,4кВ; *VII* — шинный мост 0,4кВ; SS2 ÷ SS4, SS6 — щиты 0,4кВ иностранного производства

коммутации цеховых подстанций 3УР их оборудование состоит из трансформатора с вводом высокого напряжения и щита вторичного напряжения.

Отдельно стоящие цеховые подстанции применяют редко, например при питании от одной подстанции нескольких цехов, при невозможности размещения подстанций внутри цехов или у наружных их стен по соображениям производственного или архитектурного характера, при наличии в цехах пожаро- или взрывоопасных производств.

Вопросы для самопроверки

1. Перечислите исходные данные, необходимые для выбора главных понизительных и распределительных подстанций.
2. Каковы особенности выбора схем и оборудования ГПП?
3. Поясните особенности выбора силовых трансформаторов в системах электроснабжения.
4. Укажите количественные значения рабочих и аварийных нагрузок силовых трансформаторов.
5. Изобразите схемы блочных подстанций ГПП.
6. Рассмотрите во времени изменение взглядов на применение выключателей на высокой стороне ГПП.
7. Упрощенно изобразите возможные схемы подстанции 5УР на стороне низкого (и среднего) напряжения 6–10 кВ.
8. Представьте различные варианты схем подстанций с резкопеременной и ударной нагрузками.
9. Какие принципы используются при разработке схем печных подстанций для разделения печной и спокойной нагрузок?
10. Опишите компоновки ОРУ заводских подстанций и по справочникам найдите габариты основного оборудования, устанавливаемого на ОРУ.
11. Изобразите планы и компоновки подстанций 4УР с отдельно стоящими трансформаторами и совмещенными с КТП.

Глава 6. ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭЛЕКТРОНИКА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

6.1. Классификация устройств энергетической электроники

Энергетическая (силовая) электроника — техника, управляющая большими потоками электроэнергии с использованием мощных электронных приборов (вентилей).

Первыми электронными приборами были ртутные вентили (начало—середина XX века), в 1948 г. изобретен транзистор и в 1956 г. создан мощный управляемый полупроводниковый прибор — тиристор. Полупроводниковые диоды, тиристоры и симисторы резко расширили сферу применения электронных устройств. С началом 80-х годов связано освоение полностью управляемых полупроводниковых приборов — мощных биполярных и полевых транзисторов, запираемых тиристоров и биполярных транзисторов с изолированным затвором. Одновременно были разработаны устройства энергетической электроники и на их основе — электроснабжение. Эффективное решение проблемы энергосбережения, с учетом мощных потоков энергии, должно опираться: 1) на разработку устройств энергетической электроники, снижающих потери и повышающих качество электроэнергии в самом электроснабжении; 2) на осуществление электроснабжения, повышающего энергоэффективность технологических процессов.

К устройствам предъявляют следующие требования: компенсация реактивной мощности, снижение гармонического воздействия на питающую сеть и нагрузку, симметричность режима работы, улучшение динамики пуска и останова агрегатов, уменьшение фактора регулирования на энергетические показатели системы электроснабжения.

Классификация устройств энергетической электроники по признаку преобразования частоты (рис. 6.1).

1. Устройства без преобразования частоты. Контакторы и регуляторы переменного и постоянного напряжения, выполняющие коммутирующие и регулирующие функции в качестве самостоятельных или в составе более сложных устройств (пример — статические компенсаторы реактивной мощности прямой и косвенной компенсации). Работа контакторов и регуляторов осуществляется без преобразования (с нулевой кратностью преобразования) частоты питающего напряжения.

2) Устройства с однократным преобразованием частоты. Выпрямление с помощью выпрямителей (В), обратным преобразованием (инвертированием) с помощью зависимых (ЗИ) и автономных (АИ) инверторов, однократное преобразование переменного тока одной частоты в энергию переменного то-

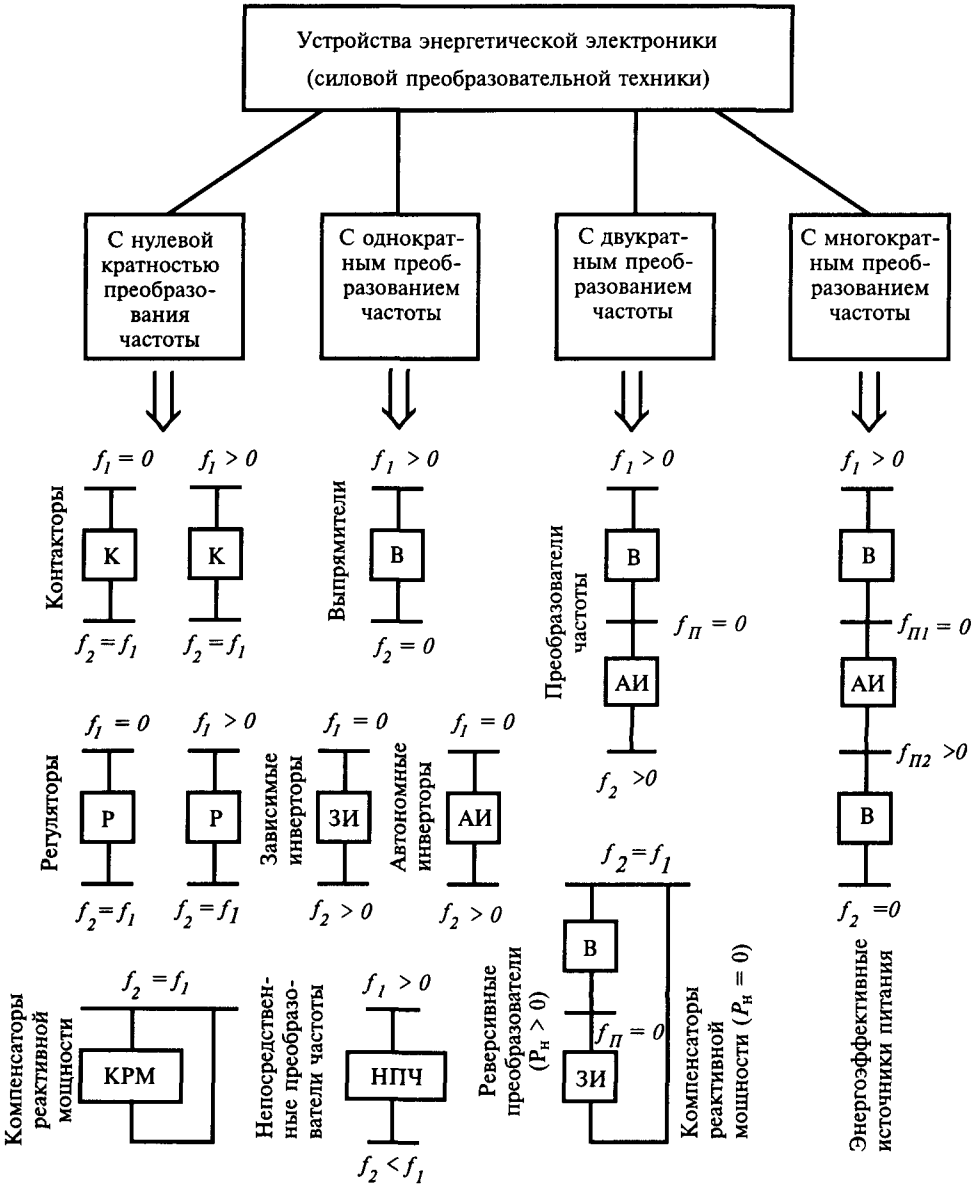


Рис. 6.1. Классификация устройств энергетической электроники

ка другой частоты с помощью непосредственных преобразователей частоты (НПЧ).

3) Устройства с двукратным преобразованием энергии и частоты. Типичный представитель — преобразователь частоты со звеном постоянного тока (ПЧ), где энергия переменного тока с помощью В сначала преобразуется в энергию постоянного тока, а затем с помощью АИ инвертируется в энергию

переменного тока другой (при необходимости регулируемой) частоты. Двукратное преобразование энергии при равенстве входной и выходной частот осуществляют реверсивные преобразователи, а при отсутствии активной мощности, потребляемой на промежуточной нулевой частоте, — статические компенсаторы реактивной мощности.

4) Устройства с многократным преобразованием энергии и частоты, применяемые при создании экономичных источников питания с улучшенными массогабаритными показателями для электротехнологических установок.

6.2. Устройства без преобразования частоты

Электронные контакторы (К) и регуляторы (Р) имеют большую перспективу промышленного применения при обеспечении экономичности, надежности, бесперебойности и быстродействия систем электроснабжения.

Контактор — устройство, первой функцией которого является коммутация (включение или отключение) и второй — управление переходными процессами, возникающими при коммутациях, в целях их оптимизации. *Регулятор* — устройство, позволяющее дискретно или плавно регулировать напряжение, а следовательно, мощность.

К числу преимуществ электронных контактов и регуляторов следует отнести: отсутствие дугообразования на контактах и дугогасящих устройствах, высокое быстродействие и хорошую управляемость, повышенный срок службы и надежность, практически неограниченное число включений и отключений, хорошую избирательность в защитах, возможность работы при высоких частотах, в сложных климатических условиях, агрессивных и взрывоопасных средах, хорошие массогабаритные показатели, малую мощность управления, простоту и технологичность конструкции, возможность унификации в сетях различного напряжения путем замены только класса вентилей. Контакторы и регуляторы переменного напряжения применяют в качестве бесконтактной коммутирующей и регулирующей аппаратуры в сетях до 1 кВ (разрабатываются устройства и для 10 и 35 кВ). Замена, где это возможно, масляных выключателей с полным временем отключения 0,2 с на бесконтактные электронные выключатели со временем отключения 0,01 с снимает проблему термической и облегчает условия электродинамической стойкости (один удар) и резко уменьшает время АВР, что важно для ряда технологических процессов. Контакторы и регуляторы переменного напряжения применяют для регулирования напряжения силовых и преобразовательных трансформаторов под нагрузкой, для мягкого пуска, останова и регулирования по заданному закону мощности электротехнологических установок и электроприводов, для изменения порядка следования фаз при реверсировании и электродинамическом торможении электрических машин, а также в различных устройствах компенсации реактивной мощности и повышения качества электрической энергии.

Контакторы и регуляторы постоянного напряжения применяют в устройствах электропитания различных объектов, в частности, в устройствах регулирования электроприводов (например, тяговых, для регулирования напряжения автономных инверторов).

Контакторы и регуляторы переменного напряжения

Электронные контакторы и регуляторы подразделяют: по числу фаз (одно- и трехфазные); по способу коммутации вентилей (с естественной и искусственной принудительной коммутацией); по способу управления (с фазовым и широтно-импульсным, низкочастотным и высокочастотным регулированием). Основным элементом устройств является электронный ключ в виде симистора (встречно-параллельно включенных тиристоров или транзисторов и системы управления ими). Естественная коммутация вентилей осуществляется напряжением питающей сети, искусственная — с помощью полностью управляемых тиристоров и транзисторов или с применением узла принудительной коммутации. Фазовый способ управления реализуется путем подачи на управляющие электроды встречновключенных вентилей сдвинутых на половину периода питающей сети (при симметричном управлении) управляющих импульсов и последующего изменения их фазы. При низкочастотном широтно-импульсном управлении регулирование осуществляется путем чередования ряда периодов с открытым и закрытым электронным ключом. При высокочастотном широтно-импульсном управлении электронный ключ многократно переключается в течение периода напряжения питающей сети, формируя на нагрузке с помощью регулировочного трансформатора добавку или отбавку к напряжению сети.

Рассмотрим работу контакторов и регуляторов с фазовым управлением. Пусть они используются для управления процессами пуска, останова, регулирования режима работы потребителей, обеспечивая энергосберегающий эффект, уменьшение установленной мощности и оптимизацию режимов работы электрооборудования, повышая надежность и производительность технологических агрегатов. Чаще это относят к некомпенсированным активно-индуктивным потребителям, которые после пуска остаются потребителями реактивной мощности, увеличивая потери и снижая качество электроэнергии, уменьшая пропускную способность по активной мощности.

Поэтому интерес представляют системы, содержащие источник синусоидального напряжения, тиристорный регулятор, статическую или динамическую активно-индуктивную нагрузку и конденсаторную батарею как устройство искусственной коммутации тиристоров регулятора или как компенсирующее устройство нагрузки. Схема одного из вариантов таких систем электроснабжения представлена на рис. 6.2.

В качестве примера рассмотрим результаты исследования схемы в случае статической нагрузки, замещенной последовательным соединением активно-

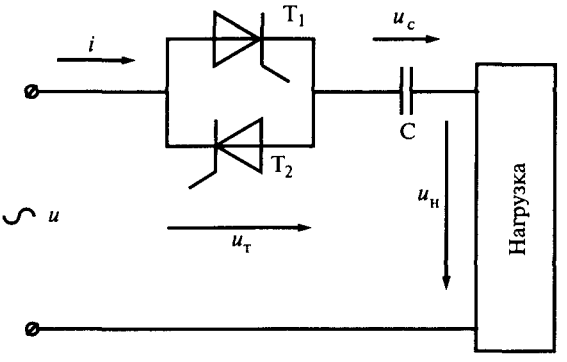


Рис. 6.2. Принципиальная схема системы электроснабжения

го $r_н$ и индуктивного $x_н$ сопротивлений. Напряжение на конденсаторной батарее в любом полупериоде питающего напряжения $u = U_m \sin \vartheta$ описывается дифференциальным уравнением

$$\frac{d^2 u_c}{d\vartheta^2} + 2\delta \frac{du_c}{d\vartheta} + \nu^2 u_c = \nu^2 U_m \sin \vartheta, \tag{6.1}$$

где

$$\delta = r_н / 2x_н; \quad \nu = \sqrt{x_c / x_н}.$$

Принимая за базисные величины

$$U_б = \frac{U_m}{\sqrt{2}} \text{ и } I_б = \frac{U_m}{\sqrt{2}\sqrt{r_н^2 + (x_н - x_c)^2}} = \frac{U_m}{\sqrt{2}x_н\sqrt{(1-\nu^2)^2 + 4\delta^2}}, \tag{6.2}$$

с учетом связи $i = \frac{1}{x_c}\frac{du_c}{d\vartheta}$ в относительной форме в n-м полупериоде напряжения сети получим

$$u_{cn*} = M(\vartheta) + A_{1n*}\exp[k_1(\vartheta - (n-1)\pi)] + A_{2n*}\exp[k_2(\vartheta - (n-1)\pi)]; \tag{6.3}$$

$$i_{n*} = N(\vartheta_n) + \frac{1}{\nu^2}\sqrt{(1-\nu^2)^2 + 4\delta^2}\{k_1 A_{1n*}\exp[k_1(\vartheta-(n-1)\pi)] + k_2 A_{2n*}\exp[k_2(\vartheta-(n-1)\pi)]\}, \tag{6.4}$$

где $M(\vartheta_n) = \frac{\sqrt{2}\nu^2}{\sqrt{(1-\nu^2)^2 + 4\delta^2}} \cos[\vartheta - \operatorname{arctg}\frac{1-\nu^2}{2\delta} - (n-1)\pi)]$;

$$N(\vartheta_n) = \frac{\sqrt{2}\nu^2}{\sqrt{(1-\nu^2)^2 + 4\delta^2}} \sin[\vartheta - \operatorname{arctg}\frac{1-\nu^2}{2\delta} - (n-1)\pi)];$$

$$k_{1,2} = -\delta \pm \sqrt{\delta^2 - \nu^2}\,.$$

Для граничных условий
$u_{\text{сп}*}(\alpha_n) = u_{\text{сп}-1*}(\theta_{n-1})$; $i_{n*}(\alpha_n) = 0$; $i_{n*}(\theta_n) = 0$,

где α_n — угол управления тиристоров в n-м полупериоде напряжения; θ_{n-1}, θ_n — углы выключения тиристора в $(n-1)$-м и n-м полупериодах напряжения), получаем следующие соотношения, определяющие постоянные интегрирования и угол выключения тиристоров в n-м полупериоде:

$$A_{1n*} = -\frac{[M(\alpha_n) + u_{\text{с}, n-1*}(\theta_{n-1})]k_2 + N(\alpha_n)}{(k_1 - k_2)\exp(k_1\alpha_n)}; \tag{6.6}$$

$$A_{2n*} = -\frac{[M(\alpha_n) + u_{\text{с}, n-1*}(\theta_{n-1})]k_1 + N(\alpha_n)}{(k_1 - k_2)\exp(k_2\alpha_n)}; \tag{6.7}$$

$$k_1 A_{1n*}\exp(k_1\theta_n) + k_2 A_{2n*}\exp(k_2\theta_n) + N(\theta_n) = 0. \tag{6.8}$$

Для определения значений A_{1n*}, A_{2n*} и θ_n примем начальное значение напряжения на конденсаторной батарее и правила управления тиристорами регулятора. Определив постоянные интегрирования и углы выключения тиристоров на всех полупериодах напряжения во время переходного процесса, рассчитаем мгновенные значения напряжения на батарее и тока нагрузки. Далее установим напряжения на активном и индуктивном сопротивлениях нагрузки, а также на тиристорном ключе.

Цифровая модель схемы (см. рис. 6.2), построенная с использованием приведенных соотношений, позволяет исследовать режимы мягкого пуска, мягкого останова и произвольного управления нагрузкой. Модель позволяет в установившихся режимах работы при заданных углах управления тиристорами (α_n = const) проводить полный спектральный анализ токов и напряжений на элементах электроснабжения, а также расчет энергетических показателей в точках подключения синусоидального напряжения и нагрузки, при $\nu = 0$ можно проанализировать случай с некомпенсированной нагрузкой. На рис. 6.3 приведены временные диаграммы токов и напряжений для этого частного случая. Ток нагрузки в виде суммы свободной и вынужденной составляющих при работе как прямого, так и обратного тиристоров появляется с задержкой на угол управления по отношению к моменту перехода напряжения питающей сети через нулевое значение. Прекращение положительной и отрицательной полуволн тока за счет расхода запасенной в индуктивности нагрузки энергии магнитного поля происходит при угле выключения соответствующего тиристора, превышающем 180 эл. град. Величину угла выключения можно устанавливать по кривым рис. 6.4. Несинусоидальные ток и напряжение на нагрузке

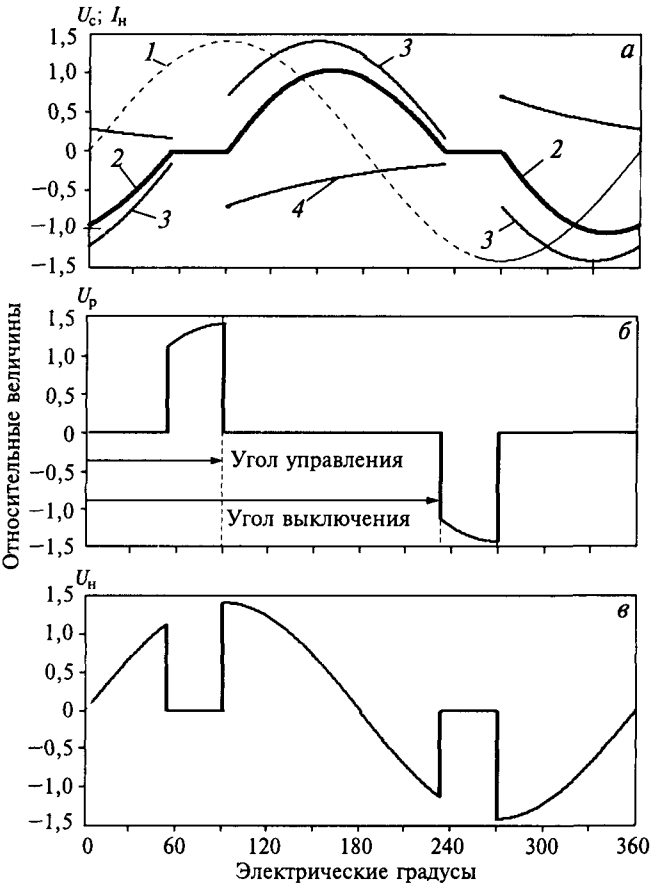


Рис. 6.3. Временные диаграммы тока и напряжений СЭС при угле управления 90 эл. град. и угле сдвига фаз нагрузки 60 эл. град.:
а — напряжение сети и ток нагрузки (*1* — напряжение сети; *2* — ток нагрузки; *3*, *4* — вынужденная (*3*) и свободная (4) составляющая тока); *б* — напряжение на регуляторе; *в* — напряжение на нагрузке

становятся синусоидальными лишь при уменьшении угла управления до угла сдвига фаз нагрузки, т. е. при полностью открытом регуляторе. При дальнейшем уменьшении угла управления (зона левее ограничительной линии на рис. 6.4) регулирующий эффект исчезает.

Регулировочные характеристики в виде зависимостей действующего значения напряжения на нагрузке от угла управления и угла сдвига фаз (рис. 6.5) иллюстрируют возможность глубокого, плавного и практически безынерционного управления электрическим режимом потребителя. Однако процесс регулирования сопровождается ухудшением коэффициента формы (рис. 6.6) и появлением нечетных высших гармоник как в напряжении (рис. 6.7, *а*), так и в токе нагрузки (рис. 6.7, *б*). Из-за наличия в нагрузке индуктивности уровень высших гармоник (*1*—*13*) в токе ниже, чем в напряжении. Несимметричное

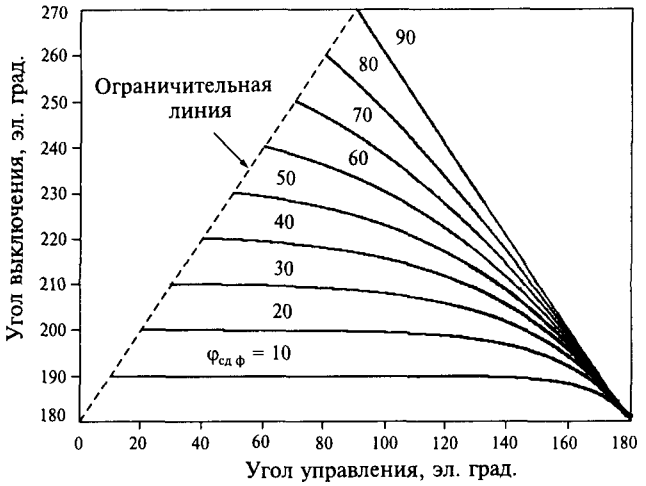


Рис. 6.4. Зависимости угла выключения тиристоров от угла управления и угла сдвига фаз ($\varphi_{сд\,ф}$) нагрузки

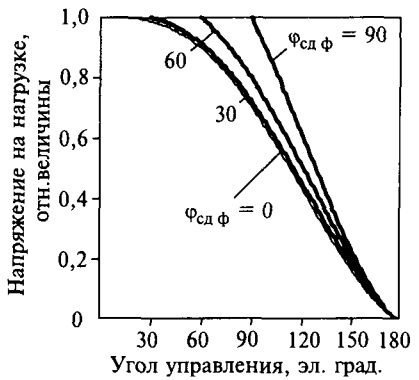


Рис. 6.5. Регулировочные характеристики СЭС

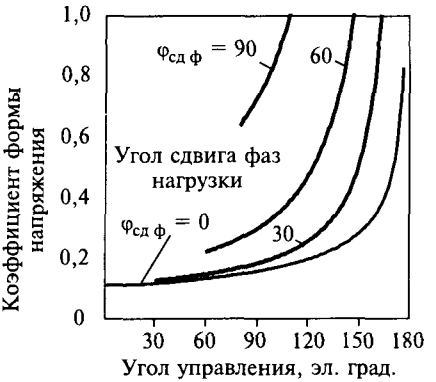
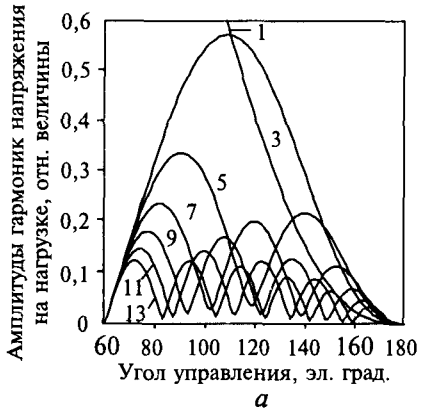


Рис. 6.6. Зависимости коэффициента формы напряжения от угла управления



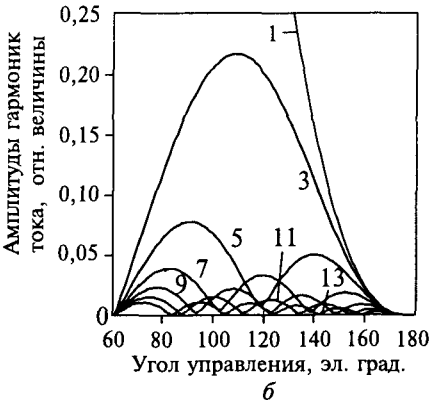


Рис. 6.7. Спектр напряжения (*а*) и тока (*б*) при угле сдвига фаз, равном 60 эл. град.

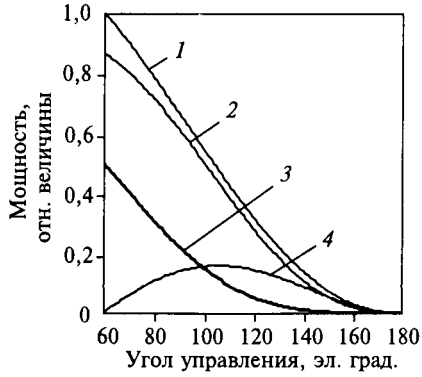


Рис. 6.8. Мощности на входе СЭС:
1 — полная; *2* — реактивная; *3* — активная; *4* — искаженная

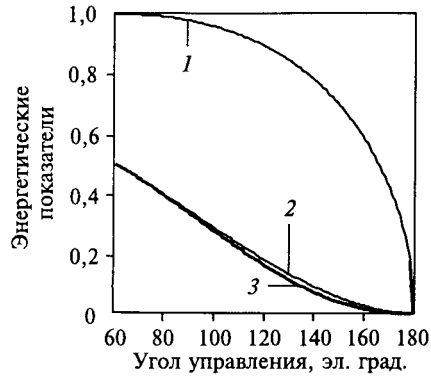


Рис. 6.9. Энергетические показатели СЭС:
1 — коэффициент искажения; *2* — коэффициент сдвига; *3* — коэффициент мощности

управление тиристорами приводит к появлению и четных гармоник. Процесс управления сопряжен и с ухудшением энергетических характеристик (рис. 6.8 и 6.9).

Следует подчеркнуть, что преодоление отрицательных явлений, связанных с потреблением нагрузкой реактивной мощности, становится возможным в компенсированной системе электроснабжения. Этот факт на рис. 6.10 иллюстрируется временными диаграммами токов и напряжений мягкого пуска компенсированной реактивной нагрузки при линейном законе управления, $x_н = 60$ Ом, $r_н = 100$ Ом и $x_c = 100$ Ом, а также зависимостями углов управления и выключения тиристоров от числа полупериодов напряжения сети, приведенными на рис. 6.11.

Проанализировав приведенные рисунки, можно сделать следующие выводы:

1) система управления электронным ключом в случае компенсированной реактивной нагрузки должна обеспечивать движение управляющих импульсов тиристоров как в положительной, так и отрицательной областях;

2) отрицательные значения углов управления становятся возможными в результате того, что смена знака напряжения на тиристорах с отрицательного на положительный происходит ранее точки смены знака напряжения питающей сети за счет искусственной коммутации, обеспечиваемой напряжением на конденсаторной батарее;

3) величина угла выключения тиристоров, в отличие от активно-индуктивной нагрузки, может быть меньше 180 электрических градусов;

4) после пуска нагрузки в установившемся режиме ток питающей сети, равный току нагрузки, сдвигается в сторону опережения, что приводит к снижению потребления или к генерированию реактивной мощности в питающую сеть;

5) напряжение на конденсаторной батарее во время пуска возрастает монотонно и во время переходного процесса может приводить к некоторому уве-

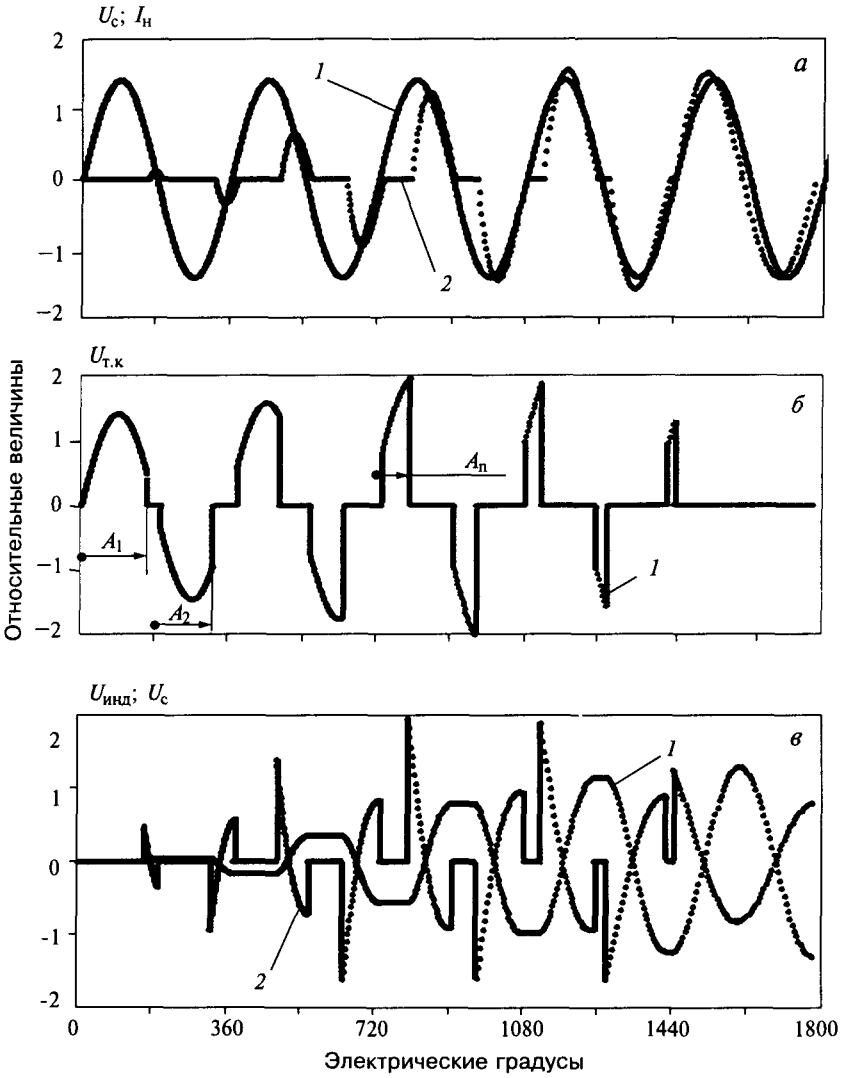


Рис. 6.10. Временные диаграммы мягкого пуска компенсированной активно-индуктивной нагрузки: *а* — напряжение питающей сети $U_с$ (*1*) и ток нагрузки $I_н$ (*2*); *б* — напряжение на тиристорном ключе $U_{т.к}$; *в* — напряжение на емкости (*1*) и на индуктивности (*2*)

личению амплитуд напряжений на тиристорном ключе и повышению индуктивности нагрузки.

Исследования по плавному управлению компенсированными асинхронными электродвигателями представляют интерес, поскольку велика их мощность как установленная, так и потребляемая реактивная. Компенсация реактивной мощности позволяет снизить потребляемый из сети ток и потери электрической энергии, увеличить пропускную способность системы электроснабжения по активной мощности, уменьшить падение напряжения и повысить надеж-

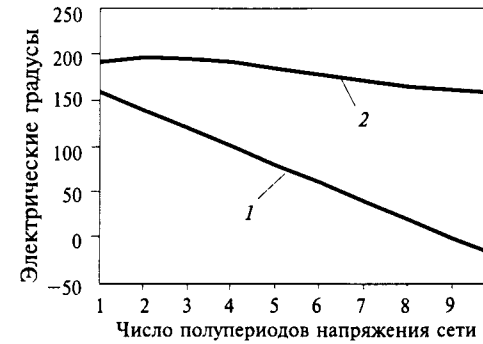


Рис. 6.11. Зависимости углов управления (*1*) и выключения (*2*) тиристоров от номера полупериода напряжения питающей сети

ность работы приемников в конце линий. Для компенсированных асинхронных машин характерны повышенная выходная мощность, КПД, пусковой момент и перегрузочная способность.

Контакторы и регуляторы постоянного напряжения

Контакторы и регуляторы постоянного напряжения связывают две сети постоянного тока без промежуточного звена переменного тока. Регуляторы осуществляют периодическое с периодом $T_п$ включение на время $T_в$ и отключение на время T_0 одного участка электроснабжения от другого. В результате на подключаемом участке или элементе формируются импульсы напряжения, и регулятор называют импульсными. Изменением времени включенного и отключенного состояний регулятора достигается плавное регулирование напряжения в выходной сети.

Регуляторы бывают (рис. 6.12) на полностью и не полностью управляемых вентилях — тиристорах (на не полностью управляемых тиристорах необходимо применение устройства одно- и/или двухступенчатой искусственной коммутации). Регуляторы могут быть нереверсивные (рис. 6.12, *а—в*) и реверсивные (рис. 6.12, *г*).

Регуляторы подразделяют также на:

1) понижающие выходное напряжение $U_{вых}$;

2) повышающие $U_{вых}$;

3) повышающие и понижающие $U_{вых}$.

В регуляторах *первого типа* (рис. 6.12, *а*) управляемый вентиль и необходимый для нормальной работы дроссель-фильтра включаются последовательно с выходной сетью. На интервале $T_в$, когда тиристор T включен, напряжение U_1 приложено к нагрузке и дросселю L_2. Ток в нагрузочной цепи по экспоненте нарастает. Скорость нарастания тока ограничивается индуктивностью дросселя и самой нагрузки. На интервале T_0, когда тиристор отключен, ток в нагрузке замыкается через шунтирующий диод $Д$ и поддерживается за счет энергии, запасенной в дросселе L_2. При идеальной сглаженности выходного тока при использовании уравнения энергетическо-

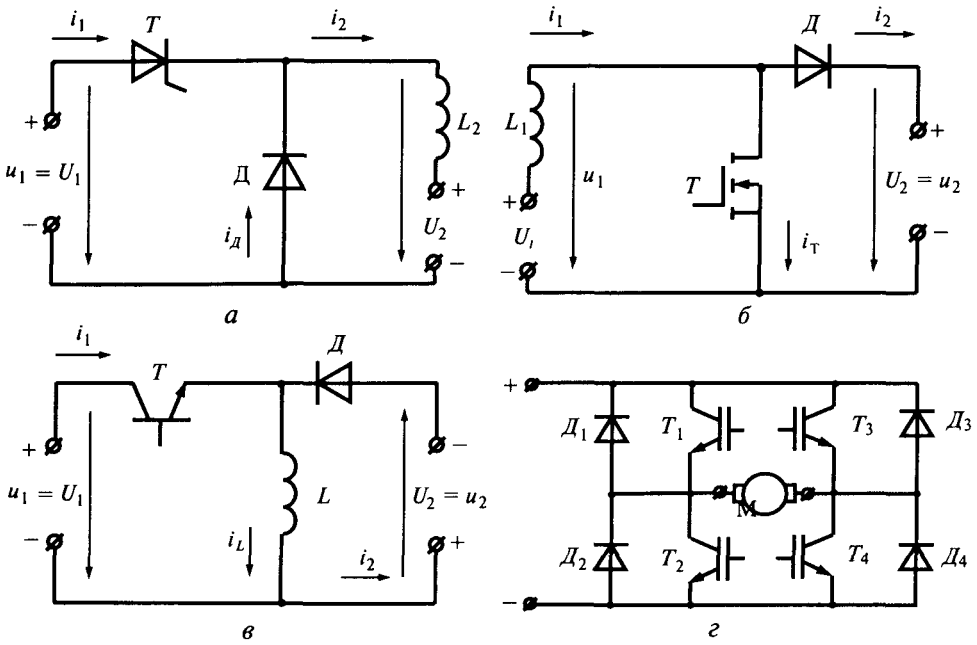


Рис. 6.12. Принципиальные схемы регуляторов постоянного напряжения:
а — с понижением выходного напряжения и полностью управляемым тиристором; *б* — с повышением выходного напряжения и полевым транзистором; *в* — с повышением и понижением выходного напряжения и биполярным транзистором; *г* — с реверсированием выходного напряжения и IGBT приборами

го баланса для коэффициента передачи по постоянным составляющим напряжения получаем

$$k_U = U_2/U_1 = T_в/T_п \le 1. \qquad (6.9)$$

Из данного соотношения следует, что регуляторы первого типа могут изменять выходное напряжение только вниз по сравнению с питающим напряжением.

В регуляторе *второго типа* включается последовательно лишь дроссель фильтра, а управляемый вентиль — параллельно с выходной сетью (рис. 6.12, *б*). Коэффициент передачи по напряжению

$$k_U = U_2/U_1 = T_п/T_о = (T_о + T_в)/T_о = 1 + (T_в/T_о) \ge 1. \qquad (6.10)$$

Следовательно, регуляторы второго типа способны повышать выходное напряжение по сравнению с питающим напряжением.

В регуляторах *третьего типа* управляемый вентиль включается последовательно, а дроссель фильтра — параллельно с выходной сетью (рис. 6.12, *в*). Коэффициент передачи по напряжению определяется соотношением

$$k_U = U_2/U_1 = T_в/T_о, \qquad (6.11)$$

подтверждающим возможность изменения выходного напряжения как вверх, так и вниз по сравнению с напряжением питания.

Регуляторы по схемам на рис. 6.12, *а—в* обеспечивают лишь одноквадрантный режим работы, при котором ток и напряжение нагрузочной цепи не изменяют направления. На рис. 6.12, *г* дана схема многоквадрантного режима, в котором или ток, или напряжение, или то и другое имеют возможность менять направление на противоположное.

Регулирование напряжения в выходной цепи можно осуществлять несколькими способами, наиболее распространенные из них: 1) частотно-импульсный (частота переключений при сохранении времени включенного состояния ключа); 2) широтно-импульсный (время включенного состояния ключа при постоянной частоте переключений); 3) времяимпульсный (время включенного состояния ключа и частота переключений). Первые два способа чаще всего используются для регулирования среднего значения напряжения на нагрузочной цепи. Последний — для регулирования среднего значения тока нагрузки, когда моменты включения и выключения ключа определяются по максимальному и минимальному мгновенному току нагрузки (двухпозиционное следящее регулирование).

Статические компенсаторы реактивной мощности

Для осуществления компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения с нелинейными и резкопеременными нагрузками могут применяться быстродействующие статические компенсаторы реактивной мощности (КРМ). При наличии несимметричных режимов на них может быть возложена также задача пофазной компенсации. Разработано множество принципов построения и схемных решений таких компенсаторов. Для устройств без преобразования частоты можно выделить два типа компенсации: прямая и косвенная.

КРМ прямой компенсации представляют собой блоки конденсаторных батарей или фильтров высших гармоник, подключаемых с помощью электронных (чаще всего тиристорных) контакторов переменного напряжения. Включением и отключением блоков регулируют реактивную мощность. Управляемость используется для исключения переходных процессов. При подключении это достигается подачей управляющих импульсов на тиристоры в момент, когда напряжения сети и блоков близки, а при отключении — снятием управляющих импульсов в момент, когда ток через тиристоры становится меньше тока удержания их в открытом состоянии.

Основной недостаток таких КРМ — дискретность регулирования реактивной мощности. Этого недостатка лишены КРМ косвенной компенсации (рис. 6.13). ТКРМ содержит трехфазный реактор, управляемый тиристорным

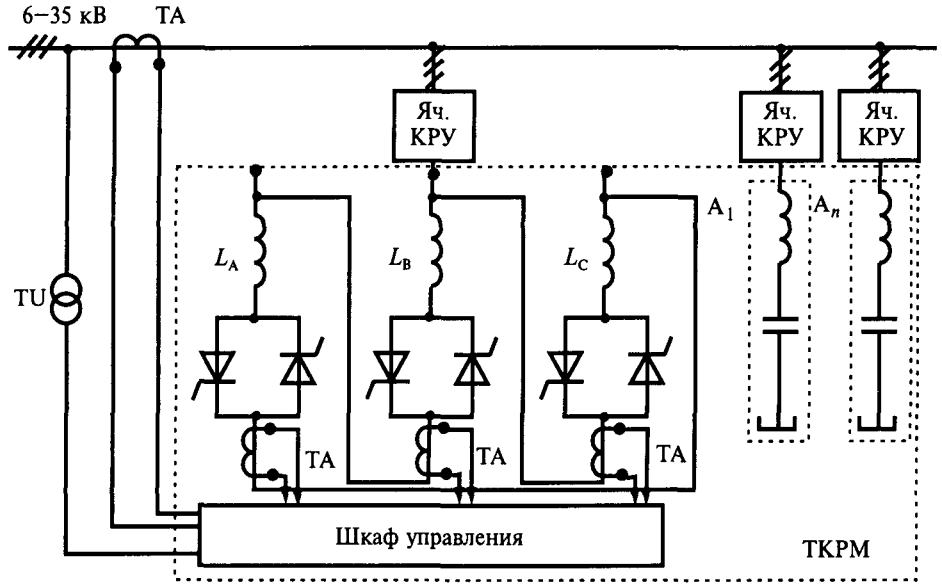


Рис. 6.13. Принципиальная схема тиристорного компенсатора реактивной мощности ТКРМ с косвенной компенсацией

регулятором переменного напряжения, и нерегулируемые фильтры высших гармоник A_1–A_n. Высокодобротный реактор представляет собой практически чисто индуктивную нагрузку. При работе регулятора, как следует из рис. 6.8, его реактивная мощность практически совпадает с полной мощностью и плавно регулируется от максимума до нуля. В фазах реактора L_A, L_B, L_C в соответствии с рис. 6.7 генерируются нечетные высшие гармоники. Соединение обмоток реактора в треугольник запрещает выход гармоник, кратных трем, в питающую сеть. Остальные нечетные гармоники проникают в питающую сеть. Несмотря на то, что при чисто индуктивной нагрузке в токе они проявляются еще слабее, чем показано на рис. 6.7, их уровень остается высоким. Для сбора этих гармоник тока, ликвидации их в кривой напряжения сети и одновременно для генерирования реактивной мощности на первой гармонике в состав ТКРМ включают фильтры, настроенные в резонанс напряжений на частотах фильтруемых гармоник. Как правило, это 5, 7, 11, 13-я гармоники. Число фильтров определяется обеспечением необходимого качества электрической энергии и величиной компенсируемой реактивной мощности. В результате наличия в одной точке системы электроснабжения постоянной генерируемой фильтрами и плавно регулируемой потребляемой реактором реактивных мощностей, ТКРМ способен обеспечить плавное быстродействующее управление потоком эквивалентной реактивной мощности как в зоне ее потребления, так и в зоне выдачи. К числу недостатков ТКРМ косвенной компенсации следует отнести большую установленную мощность и невысокую эффективность используемого оборудования.

6.3. Устройства с однократным преобразованием частоты

На рис. 6.14 представлена принципиальная схема электроснабжения с простейшим нулевым двухфазным симметричным компенсированным преобразователем (СКП).

Сеть переменного тока с напряжением u и током i замещена синусоидальной ЭДС e и внутренним индуктивным сопротивлением x_s. Цепь постоянного тока с напряжением u_d и током i_d содержит активное R_d, индуктивное x_d сопротивления и ЭДС e_d. В СКП включен преобразовательный трансформатор с сетевой (первичной ω_1) и двумя равными вентильными (вторичными ω_2 и ω_3) обмотками, две группы встречно включенных тиристоров (1′, 1″ и 2′, 2″) и устройство одноступенчатой искусственной коммутации вентилей в виде двухфазного уравнительного реактора, зашунтированного конденсаторной батареей. В сопротивлениях x_1, x_2 и x_3 учтены магнитные потоки рассеяния трансформатора. Частным случаем СЭС по схеме на рис. 6.14 можно считать систему с симметричным некомпенсированным преобразователем (СНП), в котором отсутствует компенсирующее устройство.

Такие СКП и СНП могут работать во всех четырех квадрантах в координатах средних значений u_d и i_d, обозначаемых соответственно U_d и I_d и назы-

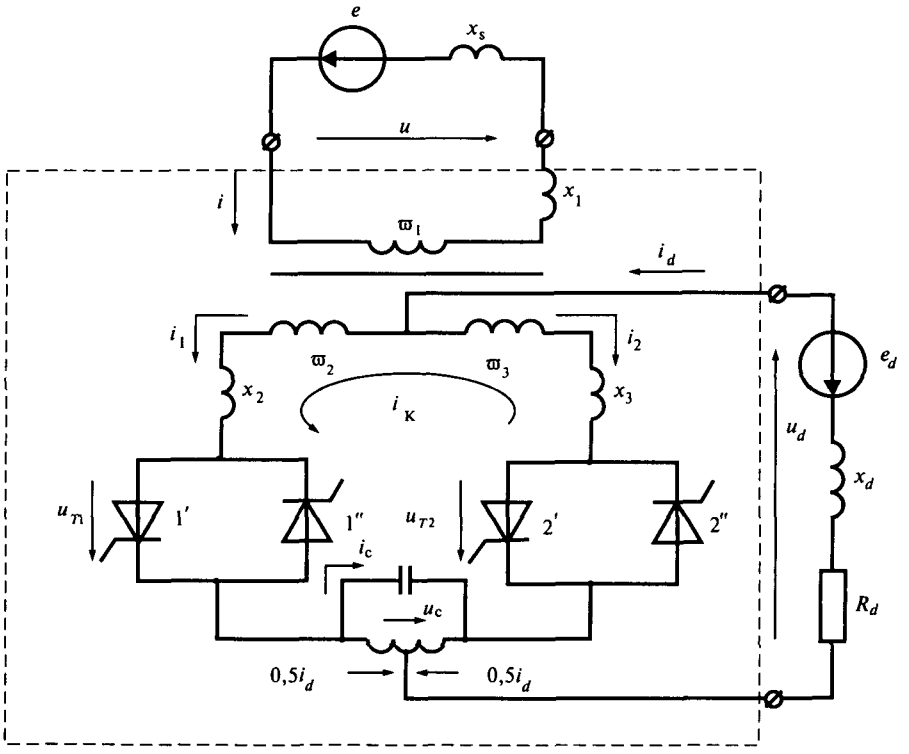


Рис. 6.14. Принципиальная схема СЭС с двухфазным симметричным компенсированным преобразователем

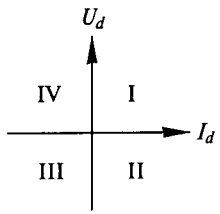


Рис. 6.15. Квадранты режимов работы преобразователей

ваемых выпрямленными напряжением и током (рис. 6.15). В I и II квадрантах при положительном направлении тока I_d работают тиристоры 1′ и 2′, тиристоры 1″ и 2″ заперты из-за отсутствия управляющих импульсов на управляющих электродах. В III и VI квадрантах при отрицательном направлении тока I_d работают тиристоры 1″ и 2″, тиристоры 1′ и 2′ заперты системой управления.

На рис. 6.16 приведены рассчитанные на ЭВМ временные диаграммы процессов в СЭС с работой СКП в первом квадранте. В этом режиме требуются только тиристоры 1′ и 2′. Тиристоры 1′ и 2′ и вентильные обмотки ω_2 и ω_3 попеременно проводят токи i_1 и i_2. При обычном для мощных преобразователей допущении $x_d = \infty$, когда $i_d = I_d$, на интервалах одиночной работы тиристоров (межкоммутационные интервалы) токи i_1 и i_2 неизменны и равны I_d. В коммутационных интервалах (углы коммутации γ) выходящий из работы вентиль передает ток вступающему в работу вентилю. Плечи реактора компенсирующего устройства в любой момент времени обтекаются половиной тока I_d. В результате ток в конденсаторной батарее имеет знакопеременный характер и амплитуду $0{,}5I_d$. Напряжение u_c также знакопеременно, причем полярность его такова, что оно, по сравнению с СНП, снижает потенциал вступающего в работу, катода и повышает потенциал катода выходящего из работы вентиля. Поэтому напряжение на тиристорах (рис. 6.16, *г*) становится положительным в момент $\vartheta = \alpha - \alpha_т$, т. е. раньше точки перехода коммутирующей ЭДС трансформатора $e_к$, осуществляющей коммутацию вентилей в СНП. Угол включения вентилей α в СКП, в отличие от СНП, может быть не только положительным, но и отрицательным. Угол тиристорного управления $\alpha_т$ при работе СКП в первом квадранте не превышает 90 эл. град. Напряжение u_d, в отличие от СНП, формируется не только ЭДС вторичных обмоток трансформатора, но и половиной напряжения u_c. Выпрямленное напряжение должно быть больше среднего значения ЭДС e_d ($U_d \geq E_d$). Ток сети i, определяемый разностью токов i_1 и i_2, приведенных к сетевой обмотке, изменяется на коммутационных интервалах. Напряжение u в точке подключения СКП за счет падения напряжения на сопротивлении x_s в этих интервалах отличается от синусоидальной ЭДС сети.

Тиристоры 1′ и 2′ представляют собой одну коммутирующую группу вентилей с числом фаз $m = 2$. В многофазных преобразователях $m \geq 3$. Коммутирующие группы к цепи постоянного тока можно соединять последовательно и параллельно. Число последовательно (параллельно) соединенных коммутирующих групп обозначим величиной $h_1(h_2)$, а коэффициент связи между линейной и фазной ЭДС трансформатора группы – $k_{л\,ф}$.

Следует заметить, что приведенные временные диаграммы и последующие характеристики СЭС представлены в относительных величинах. При этом в качестве базисных приняты: ЭДС холостого хода на зажимах постоянного то-

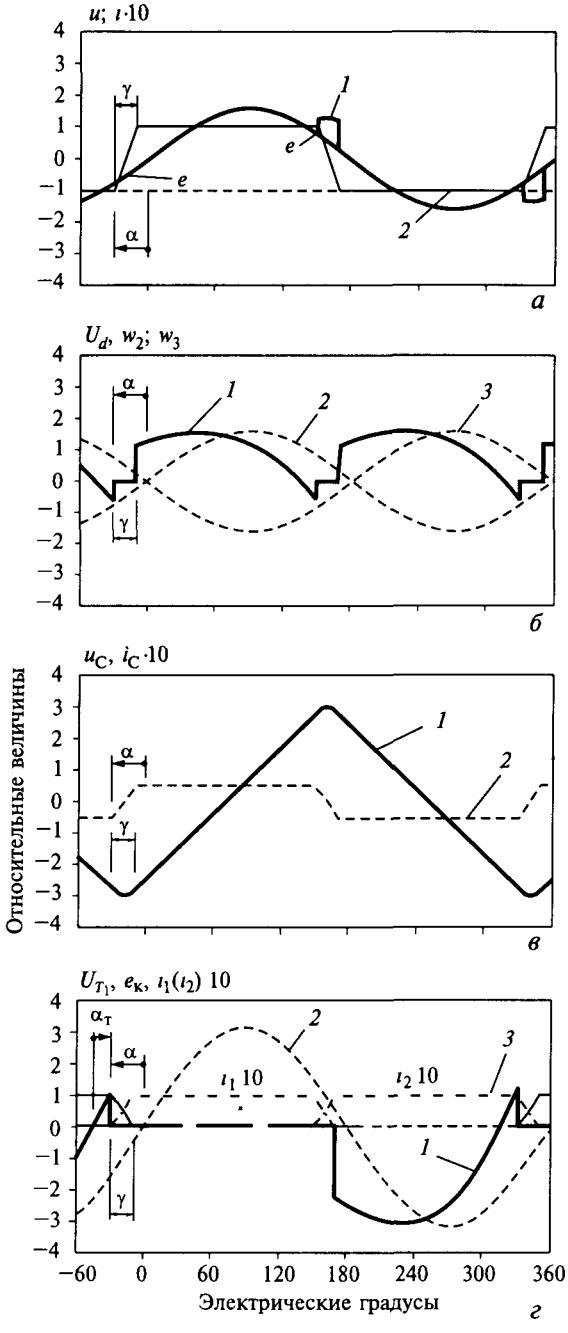


Рис. 6.16. Временные диаграммы токов и напряжений двухфазного нулевого симметричного СКП. *а* — напряжение (*1*) на входе (*u*), ток (*2*) питающей сети i_c (*e* — ЭДС питающей сети), *б* — выпрямленное напряжение (*1*) и ЭДС вторичной обмотки w_2 (*2*) и w_3 (*3*); *в* — напряжение (*1*) на конденсаторной батарее u_C, ток i_C конденсаторной батареи (2), *г* — напряжение U_{T_1} на тиристоре (*1*), коммутирующая ЭДС — $e_к$ (*2*), ток i_1 и i_2 (*3*)

ка преобразователя; амплитуда принужденной составляющей тока в контуре коммутирующих вентилей ($i_к$ на рис. 6.14):

$$U_б = E_{d0} = \frac{m}{\pi} h_1 \frac{E_{к.т}}{k_{л.ф}} \sin\frac{\pi}{m}; \tag{6.12}$$

$$I_б = h_2 E_{к.т}/x_к, \tag{6.13}$$

где $E_{к.т}$ – амплитуда коммутирующей (линейной) ЭДС $e_к$, определяемой разностью ЭДС вторичных обмоток трансформатора (рис. 6.16); $x_к$ – индуктивное сопротивление контура коммутации, для рассматриваемого СКП, $x_к = 2(x_1 + x_s)/n_2 + x_2$ (n –коэффициент трансформации трансформатора);

$$S_б = U_б I_б. \tag{6.14}$$

Выпрямители

Из диаграмм на рис. 6.16 видно, что при работе СКП в первом квадранте мгновенные значения тока и ЭДС в фазах вторичной обмотки совпадают по направлению большую часть полупериода. В цепи же постоянного тока ЭДС и ток направлены встречно. Следовательно, в рассматриваемом режиме, называемом выпрямительным, энергия передается из сети переменного тока в цепь постоянного.

Наличие компенсирующего устройства приводит к сдвигу в сторону опережения тока сети по отношению к напряжению. Поэтому одновременно с указанным направлением потока энергии СКВ (В — выпрямитель), в отличие от СНВ, способен осуществлять компенсацию реактивной мощности в сети переменного тока. Степень компенсации зависит от величины напряжения на конденсаторной батарее и возрастает при увеличении тока I_d и относительной величины собственной частоты контура коммутации $\nu = \sqrt{x_c/2x_к}$, (x_c – емкостное сопротивление конденсаторной батареи).

Приведем соотношения, определяющие основные характеристики СЭС, представленной на рис. 6.17 в упрощенном однолинейном изображении:

1. Связь между углами α, γ и $\alpha_т$ описывается соотношением

$$\operatorname{tg}\left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right) = \frac{\sin\left(\alpha_т + \frac{\gamma}{2}\right) + k_x \cos\frac{\gamma}{2}}{\cos\left(\alpha_т + \frac{\gamma}{2}\right) + \nu^2 k_1 \left(\psi - \frac{\gamma}{2} - \alpha_т\right)\sin\frac{\gamma}{2}}, \tag{6.15}$$

где коэффициенты

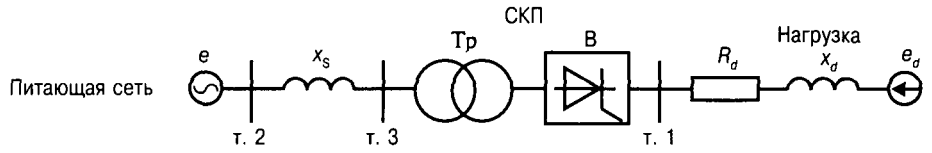


Рис. 6.17. Принципиальная схема СЭС с симметричным компенсированным преобразователем

$$k_x = \frac{\nu^2}{1-\nu^2}\left(\operatorname{tg}\frac{\gamma}{2} - \frac{1}{\nu}\operatorname{tg}\nu\frac{\gamma}{2}\right);\ k_1 = \frac{1}{1-\nu^2}\frac{\frac{1}{\nu}\operatorname{ctg}\nu\frac{\gamma}{2} - \operatorname{ctg}\frac{\gamma}{2}}{\frac{1}{\nu}\operatorname{ctg}\nu\frac{\gamma}{2} + \frac{\gamma}{2} - \psi}. \qquad (6.16)$$

2. Уравнения внешних характеристик, определяющие выпрямленные напряжение и ток в точке 1 (рис. 6.13), имеют вид

$$U_d^* = k_U \cos(\alpha + \frac{\gamma}{2})\cos\frac{\gamma}{2}; \qquad I_d^* = k_1 \sin(\alpha + \frac{\gamma}{2})\sin\frac{\gamma}{2}, \qquad (6.17)$$

где $k_U = 1 + \left(\psi - \frac{\gamma}{2}\right)k_x$.

3. Величина ψ (схемный параметр) равна длительности нарастания коммутирующего напряжения конденсаторной батареи компенсирующего устройства от нулевого значения до максимума при мгновенной коммутации вентилей. Для рассматриваемого СКП, как следует из рис. 6.16, она равна $\pi/2$.

1. Энергетические характеристики приведем в трех точках.

В т. 1 основной величиной, определяющей энергетический процесс, является активная мощность

$$P_d^* = U_d^* I_d^* = \frac{1}{4} k_U k_I \sin(2\alpha + \gamma)\sin\gamma; \qquad (6.18)$$

В т. 2, если пренебречь потерями энергии в сети и преобразователе, активная и реактивная мощности, а также коэффициент реактивной мощности будут равны:

$$P_e^* = P_d^*; \qquad (6.19)$$

$$Q_e^* = \left\{-\frac{\nu^2 - 1}{4\nu^2}\left[\gamma - \sin\gamma\cos(2\alpha + \gamma)\right] + \frac{U_{d*}^2}{k_U^2}\left(\frac{1}{\nu}\operatorname{tg}\nu\frac{\gamma}{2} - \operatorname{tg}\frac{\gamma}{2}\right) - \right.$$
$$\left. - \frac{I_d^{2(*)}}{k_I^2}\left[1 + (\nu^2 - 1)k_I\right]\left(\frac{1}{\nu}\operatorname{ctg}\nu\gamma - \operatorname{ctg}\frac{\gamma}{2}\right)\right\}; \qquad (6.20)$$

$$\operatorname{tg}\varphi_e = Q_e^* / P_e^*. \qquad (6.21)$$

В т.3 (точке подключения преобразователя) те же величины по первой гармонике составят:

$$P^*_{\text{П}(1)} = P^*_d; \tag{6.22}$$

$$Q^*_{\text{п}(1)} = Q^*_e - 2qk_{\text{л.ф}}h_1h_2\frac{m}{\pi}\sin\frac{\pi}{m}(P_e^{2(*)} + Q_e^{2(*)}); \tag{6.23}$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{П}(1)} = Q^*_{\text{П}(1)}/P^*_{\text{П}(1)}, \tag{6.24}$$

где $q = x_s/(n^2x_к)$ – доля индуктивного сопротивления питающей сети в сопротивлении контура коммутации.

Кроме того, т. 1 характеризуется наличием высших гармоник в напряжении u_d, т. 2 — несинусоидальностью сетевого тока, а т. 3 – несинусоидальностью тока и напряжения (см. рис. 6.17).

На рис. 6.18–6.19 приведены характеристики системы электроснабжения с СНВ, для которого $\nu = 0$, $k_x = 0$, $k_1 = k_U = 1$. На рис. 6.18, *а* и *б* показаны возможности преобразователя в зависимости от тока нагрузки. Внешние характеристики СНВ на рис. 6.18, *а* свидетельствуют о том, что преобразователь способен выполнить любые требования потребителя по быстродействию, глубине и плавности регулирования электрического режима. Однако спектр напряжения на нагрузке сильно обогащен всеми четными высшими гармониками, начиная со второй (см. рис. 6.18, *б*).

Рис. 6.18, *в* и 6.19 свидетельствуют о совместимости СНВ с питающей се-

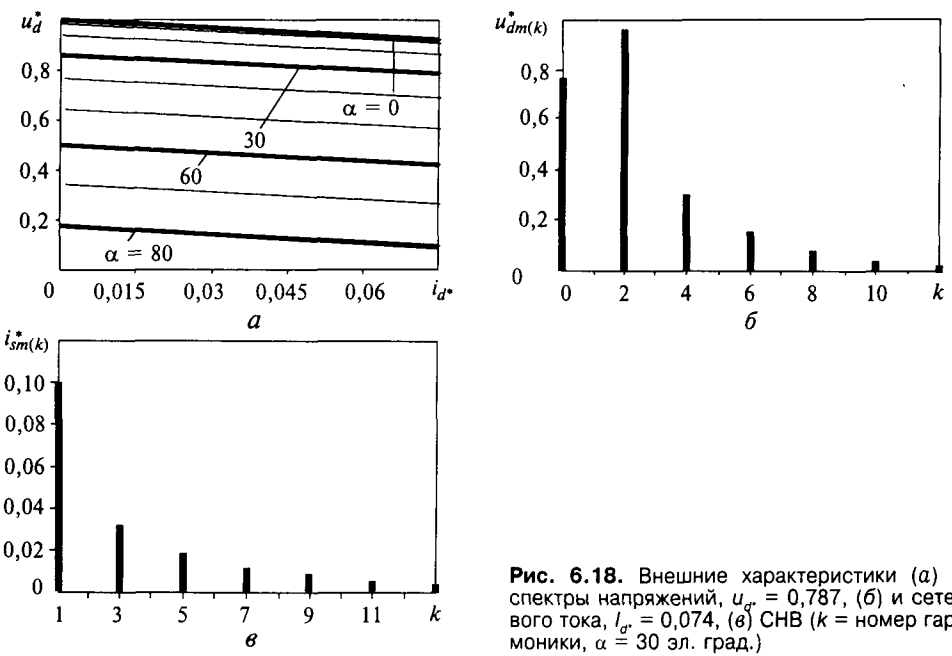


Рис. 6.18. Внешние характеристики (*а*) и спектры напряжений, $u_{d^*} = 0{,}787$, (*б*) и сетевого тока, $I_{d^*} = 0{,}074$, (*в*) СНВ (k = номер гармоники, α = 30 эл. град.)

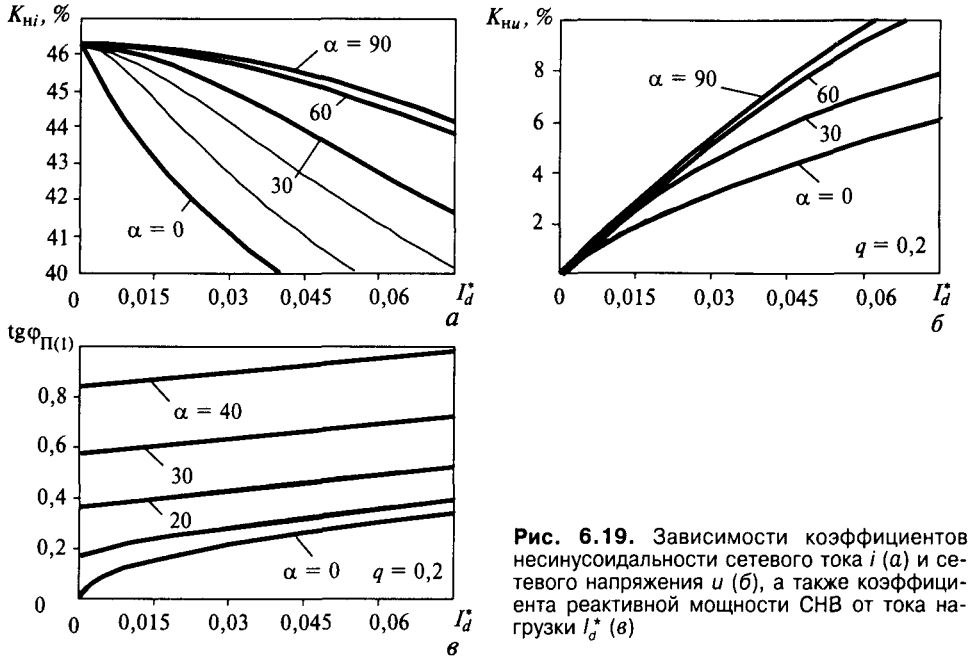


Рис. 6.19. Зависимости коэффициентов несинусоидальности сетевого тока *i* (*а*) и сетевого напряжения *u* (*б*), а также коэффициента реактивной мощности СНВ от тока нагрузки I_d^* (*в*)

тью. Спектр сетевого тока (см. рис. 6.18, *в*) насыщен нечетными высшими гармониками, что приводит к недопустимым для мощных систем электроснабжения коэффициентам несинусоидальности тока и напряжения (рис. 6.19, *а* и *б*). Причем коэффициент несинусоидальности напряжения повышается с возрастанием величины *q*, или, что то же самое, с увеличением отношения мощности преобразователя к мощности питающей сети. Одновременно СНВ является значительным потребителем реактивной мощности, что особенно проявляется при использовании фазового управления преобразователем (см. рис. 6.19, *в*).

Применение СКВ можно считать одним из наиболее эффективных способов компенсации реактивной мощности. СКВ способны при выполнении своей основной функции обеспечить снижение потребления и даже генерирование реактивной мощности в питающую сеть (рис. 6.20, *б*). Процесс компенсации реактивной мощности в этом случае осуществляется оптимально, поскольку осуществляется непосредственно в месте ее потребления. Кроме того, включением компенсирующего устройства в преобразователь можно воздействовать на его внешние характеристики, делая их более или менее жесткими, по сравнению с СНВ (рис. 6.20, *а*). Жесткие характеристики целесообразны, если требуется поддержание на определенном уровне выпрямленного напряжения (электрический транспорт), а мягкие — при поддержании выпрямленного тока в установках (сварка, электролиз).

Наиболее эффективным способом снижения гармонического воздействия преобразователей как на питающую сеть, так и на нагрузку можно считать по-

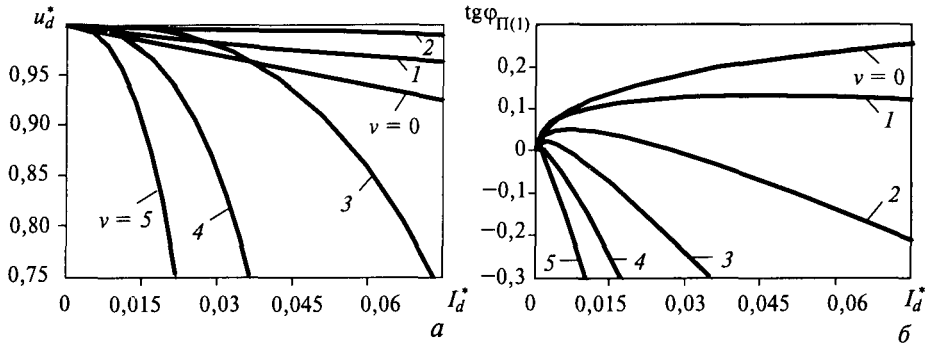


Рис. 6.20. Внешние характеристики, $\alpha_r = 0$, (*а*) и зависимости коэффициента реактивной мощности СКВ от тока нагрузки I_d^* (*б*)

вышение фазности преобразования. На рис. 6.21 представлены принципиальные схемы имеющих наибольшее практическое значение шестифазных (*1–6*) вариантов СКП. В качестве вентилей в этих и последующих схемах могут быть использованы диоды, тиристоры или, как в схеме на рис. 6.14, встречно включенные тиристоры.

Основная отличительная особенность электромагнитных процессов в шестифазных связана с тем, что они имеют не одну, как в двухфазном СКП, а две коммутирующие группы вентилей (четную и нечетную), состоящие теперь из трех вентилей. В схемах на рис. 6.21, *а* и *б* эти группы по отношению к нагрузке соединены параллельно и работают независимо, что в схеме *а* обеспечивается выравниванием потенциалов анодов одновременно работающих вентилей четной и нечетной групп с помощью уравнительного реактора УР.

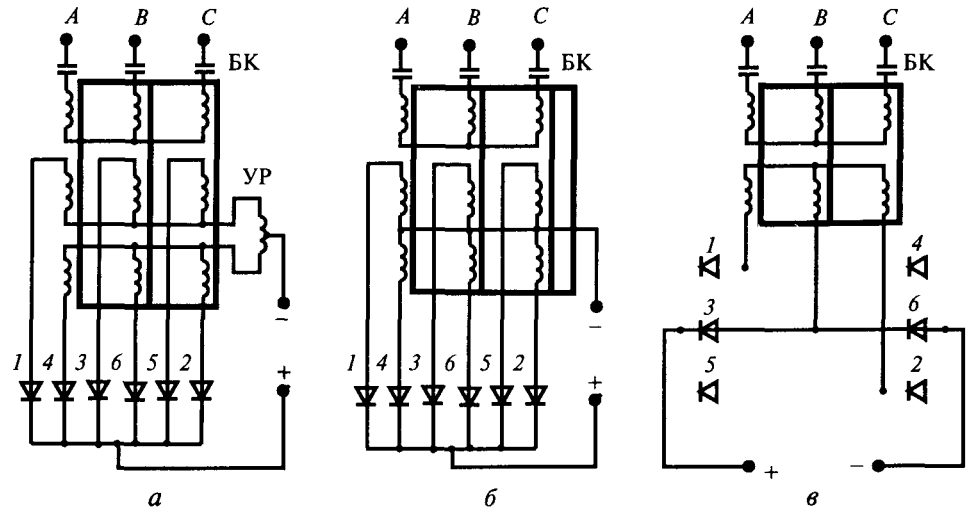


Рис. 6.21. Принципиальные схемы шестифазных СКП:
а — нулевого с уравнительным реактором; *б* — нулевого с дополнительным стержнем в магнитопроводе трансформатора; *в* — мостового

В схеме *б* этот же эффект реализуется в результате наведения выравнивающих напряжений непосредственно в обмотках трансформатора, что обеспечивается созданием пути для магнитного потока тройной частоты благодаря наличию дополнительного стержня трансформатора. В схеме *в* коммутирующие группы соединены последовательно.

Наличие в коммутирующей группе трех вентилей сокращает продолжительность вентильного тока до 120 эл. град. (при допущении о мгновенной коммутации вентилей). Поэтому в отличие от рис. 6.16 временные диаграммы токов питающей сети и конденсаторов содержат участки с нулевым током и неизменным напряжением на конденсаторах. При указанной длительности в вентильном токе и соответственно во всех ветвях системы отсутствуют гармоники, кратные трем. В сетевом токе теперь содержатся лишь 1, 5, 7, 11, 13-я и подобные гармоники, коэффициенты несинусоидальности уменьшаются.

Каждая коммутирующая группа в отличие от двухфазного СКП создает три пульсации в напряжении на нагрузке. Во всех схемах коммутирующие группы включены на противофазные системы трехфазных напряжений. В результате на кривой выпрямленного напряжения отражен шестипульсный режим, а в спектре этого напряжения остаются лишь гармоники, кратные шести.

Представленные соотношения могут быть использованы и для расчета приведенных СЭС с шестифазными СКП, если принять $\psi = 2\pi/3$, $m = 3$, $k_{л\,ф} = \sqrt{3}$, для схем *а* и *б* (см. рис. 6.21) – $h_1 = 1$, $h_2 = 2$, а для схемы *в* – $h_1 = 2$, $h_2 = 1$. При этом следует иметь в виду, что в правой части выражения (6.23) множитель 2 необходимо заменить на 2/3. Внешние и энергетические характеристики с шестифазными СКВ и СНВ, за исключением спектров и коэффициентов несинусоидальности, в основном режиме работы преобразователей качественно подобны приведенным для двухфазного СКВ. С целью повышения эффективности использования конденсаторов при сохранении той же длительности вентильного тока в шестифазных СКП возможно включение конденсаторной батареи на двойную частоту.

Широкое применение в системах электроснабжения установок электротехнологии и транспорта нашли двенадцатифазные выпрямительные агрегаты. Для перевода их в компенсированный режим работы с целью резкого снижения установленной мощности компенсирующих устройств КУ была предложена схема с фильтрацией в коммутирующие конденсаторы пятых и седьмых гармоник токов преобразовательных блоков. Принципиальные однолинейные схемы трех вариантов таких преобразователей представлены на рис. 6.22.

Временные диаграммы при мгновенной коммутации вентилей СКП показаны на рис. 6.22, *г*. Ток питающей сети, существенно приближенный к синусоиде, равен сумме сетевых токов шестифазных блоков, а ток конденсаторной батареи — их разности. Напряжения на конденсаторах преимущественно создаются пятыми и седьмыми гармониками токов блоков. Важным достоинством описываемых СКП является возможность включения КУ практически в любую точку системы электроснабжения. При низких напряжениях и больших токах КУ целесообразно включать со стороны сетевых обмоток транс-

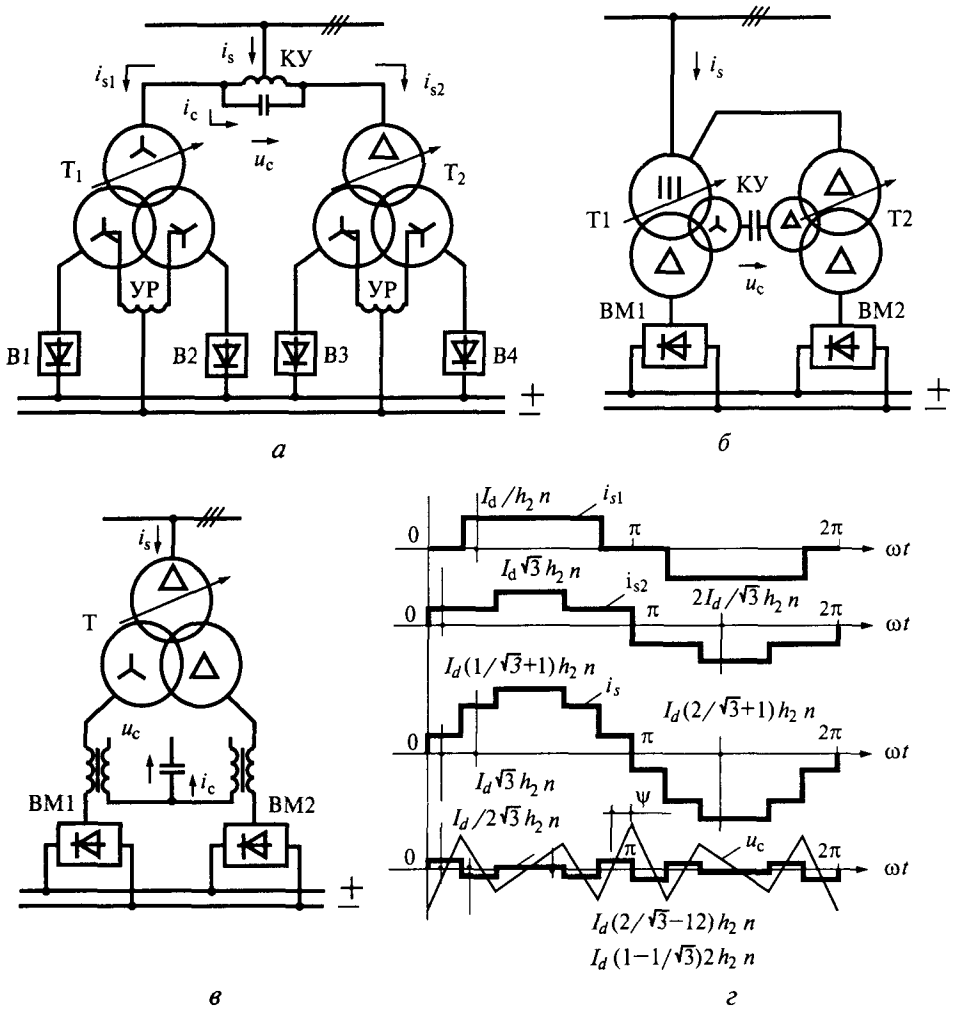


Рис. 6.22. Принципиальные схемы и временные диаграммы двенадцатифазных СКП:
а — схема с КУ на стороне ВН трансформатора; *б* — схема с КУ на стороне СН трансформатора; *в* — схема с КУ на стороне НН трансформатора; *г* — временные диаграммы токов и напряжения на конденсаторах

форматора (*а*), при обратном соотношении токов и напряжений — со стороны вентильных обмоток (*б*), при любых токах и напряжениях возможно включение КУ на среднем напряжении (*в*). КУ имеют ряд дополнительных преимуществ, среди которых жесткое равномерное распределение постоянной составляющей выпрямленного тока между параллельно работающими шестифазными блоками и удвоение фазности преобразования при одновременной работе СКП и СНП.

Для наиболее мощных потребителей постоянного тока, например мощных электролизных серий алюминия, цинка и др., следует применять двадцатиче-

тырехфазные (и более) выпрямительные агрегаты. Схемных решений таких агрегатов много. Одна из принципиальных схем двадцатичетырехфазного компенсированного агрегата с регулированием от головного трансформатора приведена на рис. 6.23.

Сетевые обмотки шестифазных блоков соединены в звезду, треугольник и два треугольника с различным продолжением их сторон. Агрегат, кроме более улучшенных спектров выпрямленного напряжения и сетевого тока, имеет исключительную симметрию по распределению постоянной составляющей тока, что обеспечивается равенством схем соединения вентильных обмоток, указанным выше способом при работе каждого из КУ в двенадцатифазных блоках и подбором емкостей в КУ1 и КУ2. В основном режиме работы характеристики СКП, представленные на рис. 6.21 и 6.22, составлены с учетом схемного параметра

$$\psi = \pi(2 - \sqrt{3})/3. \tag{6.25}$$

Зависимости на рис. 6.19 показывают, что процесс управления выпрямителем снижает энергетические показатели. С целью энергосбережения фазовое управление выпрямителями следует или исключать полностью (где это возможно), или применять специальные способы регулирования выпрямленного напряжения. К их числу следует отнести комбинированные способы (сочетание дискретного трансформаторного и плавного дроссельного или тиристорного управления), способы несимметричного управления, способы параметрической стабилизации тока или напряжения.

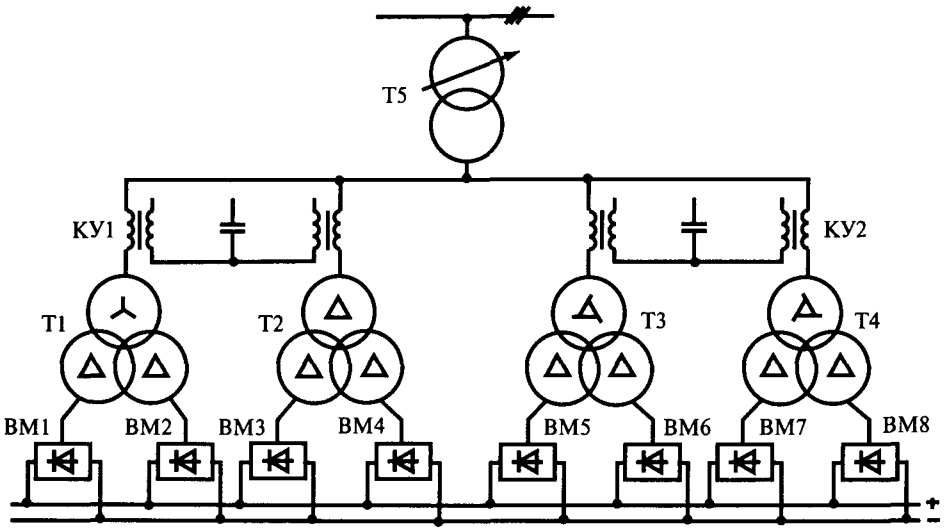


Рис. 6.23. Принципиальная схема двадцатичетырехфазного СКП

Зависимые инверторы

Направление потока при передаче энергии из сети переменного тока в цепь постоянного тока можно изменить, переведя СКП в инверторный режим работы. Приемной становится сеть переменного тока и если в сети имеется источник переменной ЭДС (см. рис. 6.14), то под ее действием и осуществляется коммутация вентилей. Частота выходного напряжения инвертора равна частоте ЭДС сети. Компенсирующее устройство и в этом случае осуществляет компенсацию реактивной мощности. Такие инверторы называют *ведомыми сетью* или *зависимыми*.

Реверс направления потока энергии в зависимых инверторах можно осуществить: 1) изменением направления тока I_d при сохранении полярности ЭДС E_d и напряжения U_d, обеспечив соотношение $E_d \geq U_d$; 2) изменением полярности ЭДС E_d и напряжения U_d при сохранении направления тока I_d и соотношении $|E_d| \geq |U_d|$. Первый способ осуществляется при применении тиристоров 1″ и 2″, а второй – 1′ и 2′. Для сохранения направления напряжения U_d в первом случае и его изменения во втором углы тиристорного управления должны превышать 90 эл. град.

Автономные инверторы

В отличие от зависимых автономные инверторы могут работать при отсутствии в приемной сети других источников переменного напряжения, осуществляющих коммутацию вентилей. АИ могут обеспечить любую частоту выходного переменного напряжения. Наибольшая частота ограничивается минимально возможным временем выключения полупроводниковых приборов и составляет десятки килогерц.

Схемные решения АИ разнообразны. В частности, в режиме АИ могут работать преобразователь по схеме на рис. 6.14 (при отсутствии ЭДС *е*) или регулятор по схеме на рис. 6.12, *г*. Основной классификационный признак АИ связан с характером протекания электромагнитных процессов, в соответствии с которым различают автономные инверторы тока (АИТ), резонансные инверторы (АИР) и инверторы напряжения (АИН).

АИТ питается от источника тока, что практически обеспечивается включением во входную цепь дросселя с большой индуктивностью. В АИР запирание тиристоров осуществляется за счет резонанса напряжений в колебательном контуре, состоящем из индуктивности нагрузки и реактивных элементов инвертора. АИН питается от источника напряжения с малым внутренним сопротивлением или от иного источника с включением на входе инвертора конденсатора большой емкости.

В АИ на не полностью управляемых вентилях их успешная коммутация возможна лишь при наличии коммутирующего устройства, например, по схеме на рис. 6.14 это – реактор, зашунтированный конденсатором. В АИ

на полностью управляемых вентилях коммутирующее устройство не требуется.

Непосредственные преобразователи частоты

Если в описанном ранее преобразователе (см. схему на рис. 6.14) одновременно поменять направления I_d, U_d и E_d, то работа СКП будет осуществляться в III квадранте в выпрямительном режиме с тем же направлением потока энергии и теми же возможностями по компенсации реактивной мощности, несмотря на противоположное направление напряжения на нагрузке. Двухрежимная работа преобразователя с работой сначала тиристоров 1″ и 2″, а затем – 1′ и 2′ в первом и третьем квадрантах используется в непосредственных преобразователях частоты (НПЧ). Увеличением длительности работы прямого и обратного комплектов и изменением соответствующим образом угла управления тиристоров на нагрузке формируют кривую, близкую к синусоиде. С помощью НПЧ частота напряжения может регулироваться плавно, но только вниз по сравнению с частотой питающей сети. В режиме НПЧ могут работать и другие приведенные схемы.

6.4. Устройства с двукратным (и более) преобразованием частоты

Устройства с двукратным преобразованием частоты составляются из двух преобразователей. Входным преобразователем служит, как правило, выпрямитель, а выходным – инвертор. В зависимости от вида инвертора можно выделить два класса преобразователей. Первый класс преобразователей предусматривает использование АИ. Устройство в этом случае представляет собой преобразователь частоты (ПЧ) со звеном постоянного тока. При использовании зависимого инвертора (ЗИ) в качестве выходного преобразователя устройство превращается либо в реверсивный преобразователь, либо в статический компенсатор реактивной мощности. Выпрямитель может быть управляемым, если на него возлагается функция регулирования входного напряжения инвертора и, соответственно, напряжения на нагрузке. Чаще выпрямитель выполняется неуправляемым, и эта функция, наряду с регулированием частоты, передается инвертору. Инвертор выполняется на обычных тиристорах с узлом искусственной коммутации или на полностью управляемых тиристорах или транзисторах.

Принципиальная схема одного из возможных вариантов ПЧ представлена на рис. 6.24. Неуправляемый выпрямитель через согласующий трансформатор питает выполненный на IGBT транзисторах автономный инвертор. Между выпрямителем и инвертором включены сглаживающий реактор *1* и развязывающий конденсатор *2*. Автономный инвертор ПЧ, работающий в

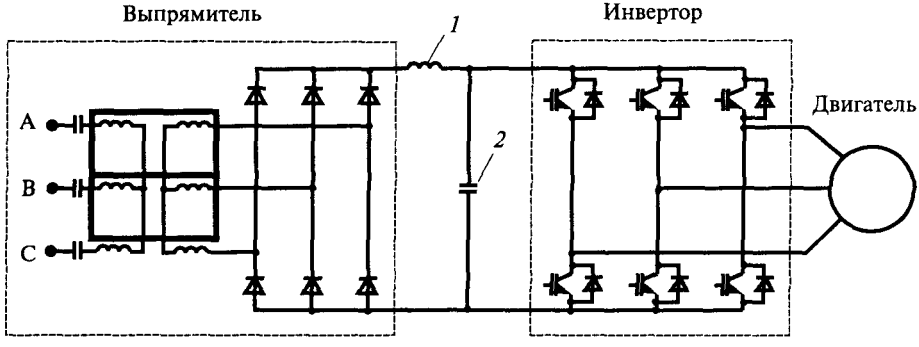


Рис. 6.24. Принципиальная схема преобразователя частоты со звеном постоянного тока

режиме высокочастотной широтно-импульсной модуляции, формирует на входе двигателя симметричную трехфазную систему токов регулируемой частоты. Для обеспечения достаточного момента при изменении частоты инвертором изменяется выходное напряжение согласно выбранной вольт-частотной *U/f* характеристике. В наиболее совершенных ПЧ реализуется векторное управление. При этом система управления инвертором отслеживает напряжение на обмотках, ток двигателя и сдвиг фаз между ними, создает модели двигателя, рассчитывает скольжение и положение ротора. На основании этих данных в каждый момент времени рассчитывается оптимальное положение поля и генерируются соответствующие выходные сигналы. Векторное управление обеспечивает работу с полным моментом в области нулевых частот, поддержание скорости при переменной нагрузке, контроль момента на валу двигателя и др.

Наибольшее применение ПЧ находят в электроприводе, что позволяет отказаться от редукторов и другой регулирующей аппаратуры, обеспечить плавный пуск двигателей без пусковых токов и ударов, улучшить технологический процесс за счет поддержания скорости при переменных нагрузках, снизить непроизводительные затраты энергии. ПЧ начинают использовать и в электротехнологии, например в установках для индукционной плавки и поверхностного нагрева металлов. В целях улучшения энергетических и внешних характеристик (см. рис. 6.20) выпрямитель ПЧ может быть компенсированным (рис. 6.24).

Реверсивный преобразователь изменяет направление постоянного напряжения, постоянного тока или того и другого. В результате он может работать во всех четырех квадрантах в системе координат U_d и I_d (см. рис. 6.15). Представленный на рис. 6.14 преобразователь называется реверсивным с встречно-параллельно включенными вентильными комплектами без уравнительного реактора. В некомпенсированном варианте преобразователя компенсирующее устройство отсутствует. На рис. 6.25, *а* представлена схема некомпенсированного преобразователя с уравнительным реактором, включенным между указанными комплектами вентилей; на рис. 6.25, *б* — перекрестная (восьмерочную

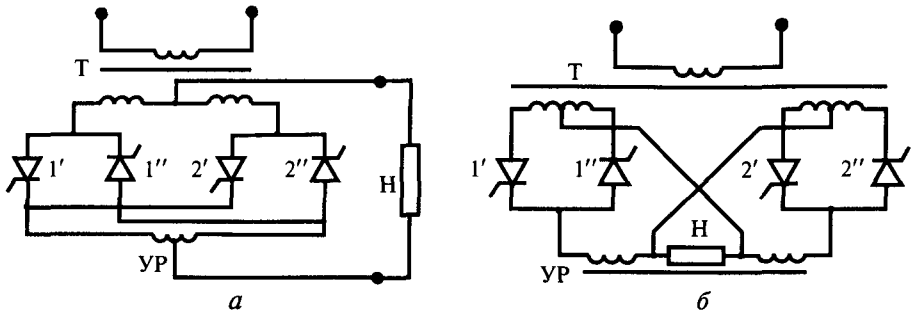


Рис. 6.25. Схемы реверсивного преобразователя с уравнительным реактором (*а*) и перекрестная (*б*)

ная) схема некомпенсированного реверсивного преобразователя. Схемы многофазных реверсивных преобразователей строят аналогично.

Управление реверсивными преобразователями осуществляется двумя способами.

Первый способ используется в преобразователях по встречно-параллельной схеме без уравнительного реактора (см. рис. 6.14). Импульсы управления подаются только на один комплект тиристоров. Другой комплект остается запертым. Для перевода тока с одного комплекта на другой в работающем комплекте системой управления ток снижается до нуля. В бестоковую паузу снимаются импульсы управления с работающего комплекта и подаются на вступающий в работу комплект. Далее ток вступившего в работу комплекта системой управления наращивается до необходимой величины. Наличие бестоковой паузы обязательно, поскольку одновременная работа комплектов тиристоров приводит к короткому замыканию вентильных обмоток трансформатора. Такое управление называют раздельным. Достоинство — отсутствие протекания между комплектами уравнительного тока. Однако указанный способ применим лишь тогда, когда со стороны нагрузки не предъявляются жесткие требования к динамическим показателям и наличие бестоковой паузы допустимо. Несмотря на наличие двух комплектов тиристоров, преобразователь с таким способом управления следует отнести к устройствам с однократным преобразованием частоты.

Второй способ называется согласованным. Он реализуется в схемах, подобных приведенным на рис. 6.25. Управляющие импульсы подаются сразу на оба комплекта. Один комплект тиристоров работает в выпрямительном режиме, а другой в инверторном. Угол управления выпрямителя находится в диапазоне 0–90, а инвертора — 90–180 эл. град. Из рис. 6.16 следует, что постоянные составляющие выпрямленного напряжения при этом должны иметь разный знак. Но комплекты в реверсивном преобразователе включены встречно, поэтому указанные составляющие на нагрузке однонаправлены. Углы управления выпрямителя и инвертора согласуют так, чтобы эти составляющие были равны и по величине. В результате в контуре, образованном обоими комплектами тиристоров, постоянная составляющая уравнительного тока отсутствует.

Мгновенные значения напряжений выпрямителя и инвертора, однако, не совпадают. Поэтому в этом контуре возникает переменная составляющая уравнительного тока. Для ее ограничения и используется уравнительный реактор. Для реверса тока в нагрузке одновременно плавно изменяют углы управления выпрямителя и инвертора, переводя выпрямитель в инверторный, а инвертор в выпрямительный режимы работы. При согласованном управлении бестоковая пауза сводится к нулю. Преобразователь обладает высокими динамическими характеристиками (и его можно использовать в высокоточных приводах). Недостаток – наличие уравнительного реактора, ухудшающего массогабаритные показатели.

В преобразователе имеет место двукратное преобразование частоты. Если отбор активной мощности в звене постоянного тока исключить, то он становится компенсатором реактивной мощности. При применении компенсированных выпрямителя и инвертора такой компенсатор способен плавно регулировать реактивную мощность как в режиме ее потребления, так и в режиме генерирования.

С применением многократного преобразования частоты могут быть построены различного рода источники питания, для которых на первый план выдвигается задача оптимизации массогабаритных показателей и, соответственно, ресурсосбережения. Примером могут служить разработки малогабаритных источников питания для электросварки. В них переменное напряжение питающей сети сначала выпрямляется с помощью выпрямителя. Поэтому первой промежуточной является нулевая частота. Затем с использованием автономного инвертора постоянное напряжение преобразуется в переменное. Частота этого напряжения может достигать десятков килогерц. Наличие второй высокой промежуточной частоты позволяет существенно снизить установленную мощность реактивных элементов, а следовательно, и всего источника питания. Далее вновь с помощью выпрямителя переменное напряжение преобразуется в постоянное. При необходимости полученное постоянное напряжение может быть преобразовано в импульсное с регулируемыми скважностью и амплитудой.

Вопросы для самопроверки

1. Приведите классификацию электронных устройств электроснабжения.
2. Объясните работу контактов и регуляторов постоянного и переменного тока на основе диаграмм токов и напряжений.
3. Докажите преимущества тиристорных устройств компенсации реактивной мощности перед конденсаторными батареями.
4. Расскажите о достоинствах и недостатках статистических компенсаторов реактивной мощности.
5. Приведите временные диаграммы токов и напряжений на выпрямителях и симметричных компенсирующих преобразователях.
6. Объясните принцип работы инверторов.
7. Расскажите о способах управления реверсными преобразователями.

Глава 7. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ ПЕРЕМЕННОГО И ДО 1,5 кВ ПОСТОЯННОГО ТОКА

7.1. Цеховые подстанции третьего уровня системы электроснабжения

Цеховые трансформаторные подстанции напряжением 6–10/(0,4–0,69) кВ не имеют, как правило, сборных шин первичного напряжения как при радиальном, так и при магистральном питании. При радиальной схеме питания глухое присоединение к линии 6–10 кВ (рис. 7.1, *а*) идет от распределительной подстанции 4УР (к глухим присоединениям относят и применение штепсельного кабельного разъема). Коммутационный аппарат (разъединитель или выключатель нагрузки в сочетании с предохранителем) перед цеховым трансформатором применяется в следующих случаях: источник питания находится в ведении другой эксплуатирующей организации (установка отключающего аппарата необходима по условиям защиты, например газовой или однофазных КЗ): подстанция значительно (более 3 км) удалена от источника питания (по воздушной линии, на стороне низкого напряжения не установлен отключающий аппарат). На стороне 6–10 кВ коммутационный аппарат устанавливают и для создания видимого разрыва (при осмотрах и ремонтных работах). На давно эксплуатируемых подстанциях встречается присоединение трансформатора через высоковольтный предохранитель.

Подключение через разъединитель с плавкими предохранителями — наиболее дешевый вариант защиты трансформатора 3УР (по сравнению с отдельным выключателем на подстанции 4УР). Эту схему применяют в следующих случаях: ток нагрузки трансформатора отключается аппаратами НН, разъединитель ВН способен отключить ток холостого хода трансформатора; номенклатура плавких предохранителей позволяет выбрать подходящие по номинальному току трансформатора предохранители с требуемой отключающей способностью токов короткого замыкания; включение и отключение трансформатора производится относительно редко (например, не более нескольких раз в месяц); не требуется дистанционное управление или телеуправление подстанцией, у трансформатора нет защит, требующих в цепи ВН выключателя. Когда необходимо отключение тока нагрузки со стороны ВН, вместо разъединителя применяют выключатель нагрузки (в случае частых, например ежедневных, коммутаций в цепи трансформатора и при применении сложных защит со стороны ВН трансформатора).

При магистральном (кольцевом, петлевом) питании на вводе трансформатора устанавливают: при номинальной мощности $S_{ном} \geq 630$ кВА — предохра-

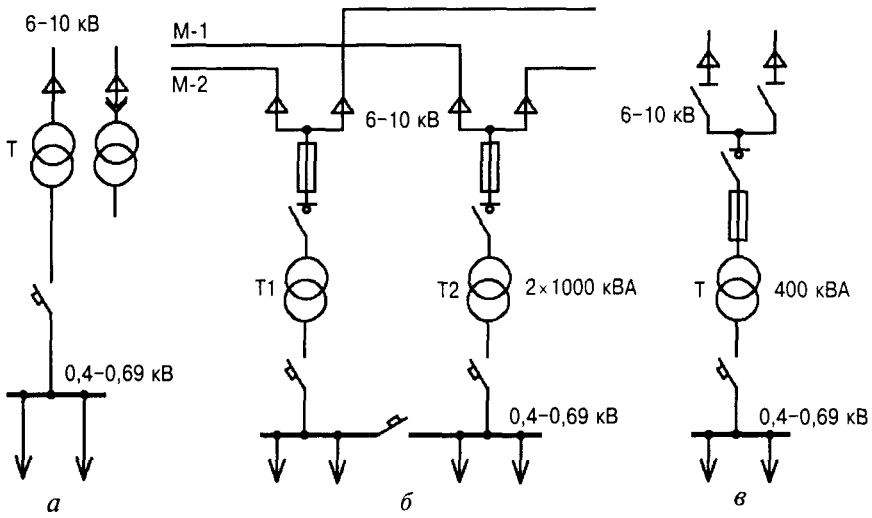


Рис. 7.1. Схемы включения трансформаторов КТП в электрическую сеть (описание в тексте)

нитель и выключатель нагрузки (рис. 7.1, *б*); при $S_{ном} \leq 400$ кВА разъединитель и предохранитель (рис. 7.1, *в*). Для трансформаторов 25–100 кВА можно устанавливать лишь один разъединитель.

При магистральной схеме распределения электроэнергии на напряжении 6–10 кВ установка отключающего аппарата не обязательна в следующих случаях: 1) если магистраль выполнена воздушной линией и обеспечена достаточная чувствительность защиты на головном участке к повреждениям в трансформаторе; 2) если обеспечена необходимая степень резервирования электроприемников (применение схемы двойной магистрали и резервирования на стороне низкого напряжения ТП); 3) если на двухтрансформаторной подстанции мощность одного трансформатора достаточна для питания 1 и 2 категории и установлена отключающая аппаратура со стороны низшего напряжения трансформатора; 4) секции шин ТП оборудованы устройствами АВР.

При магистральной схеме питания на вводе к цеховому трансформатору в большинстве случаев устанавливают выключатель нагрузки последовательно с предохранителем или разъединитель в комплекте с предохранителем, так как при повреждении или ненормальном режиме работы трансформатора это позволяет осуществить селективное отключение цеховой ТП. Глухое присоединение трансформаторов при магистральной схеме питания применяют редко, так как в этом случае повреждение трансформатора приводит к отключению всей магистрали выключателем головного участка (высоковольтным выключателем подстанции 4УР) и к потере питания всех цеховых ТП, подключенных к магистрали. Не рекомендуется (рис. 7.2, *б*) подключение к одной магистрали более трех трансформаторов 1000 кВА (за исключением специальных схем, в которых требуется, например, повы-

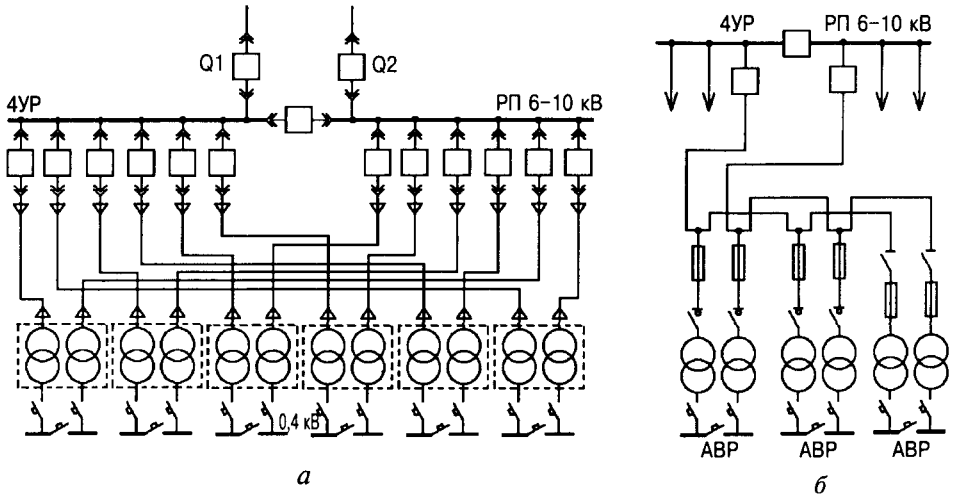


Рис. 7.2. Схемы питания трансформаторов ЗУР:
а — радиальная; *б* — магистральная

сить токи КЗ на стороне 0,4 кВ). При магистральных кольцевых схемах и силовых трансформаторах небольшой мощности 10—400 кВА это ограничение не используют.

Таким образом, цеховые трансформаторные подстанции ЗУР можно присоединять к распределительным подстанциям 4УР по радиальной, магистральной или смешанной схеме. Схема радиального питания трансформаторов ЗУР, широко применяемая в базовых отраслях промышленности (с глухим присоединением), представлена на рис. 7.2, *а*. Создание РП предполагает две ячейки ввода (В-1 и В-2), двойную ячейку АВР, две ячейки, отходящие от подстанции 5УР. Поэтому в общем случае по экономическим соображениям РП 6—10 кВ сооружают, когда количество рабочих присоединений на секцию рано шести и более. До этого используют магистральную схему и занимают большее количество ячеек на 5УР.

Магистральная схема (рис. 7.2, *б*) отличается меньшей надежностью электроснабжения и большим числом отключенных потребителей, она экономичнее за счет меньшего количества используемых ячеек и меньшей длины кабельных линий. Что касается сечения питающих кабелей (и проводов воздушных ЛЭП), то из-за ограничений по механической прочности и термической стойкости выбрано одно — обычно 95 мм^2. Хотя подобные решения об унификации принимались неоднократно, но ценологические свойства электрического хозяйства не дали им осуществиться.

В последнее десятилетие ЗУР оснащают преимущественно комплектными ТП. Возможна отдельная установка трансформатора в цехе для непосредственного питания технологического агрегата: в отдельной камере (со щитом низкого напряжения или без); открыто у стены цеха (по требованиям собственников или условий эксплуатации).

Широко применяемые КТП не имеют сборных шин первичного напряжения и отличаются только конструкцией (в зависимости от завода-изготовителя). КТП комплектуют из следующих основных элементов (рис. 7.3): устройство высокого напряжения — шкаф ВН; трансформатор; распределительное устройства низкого напряжения — шкаф НН с вводным автоматическим выключателем, низковольтные шкафы отходящих линий и шкаф секционного низкого напряжения, обычно осуществляющий АВР. Шкаф ВН представляет собой блок высоковольтного ввода трех типов: ВВ-1 — с глухим присоединением кабеля; ВВ-2 — с присоединением кабеля через разъединитель; ВВ-3 — с присоединением кабеля через разъединитель и предохранитель. В шкафу находится коммутационно-защитный аппарат КТП, тип которого зависит от мощности трансформатора. Выбор выключателя нагрузки или разъединителя в качестве коммутационного аппарата зависит от необходимости отключения холостого хода трансформатора.

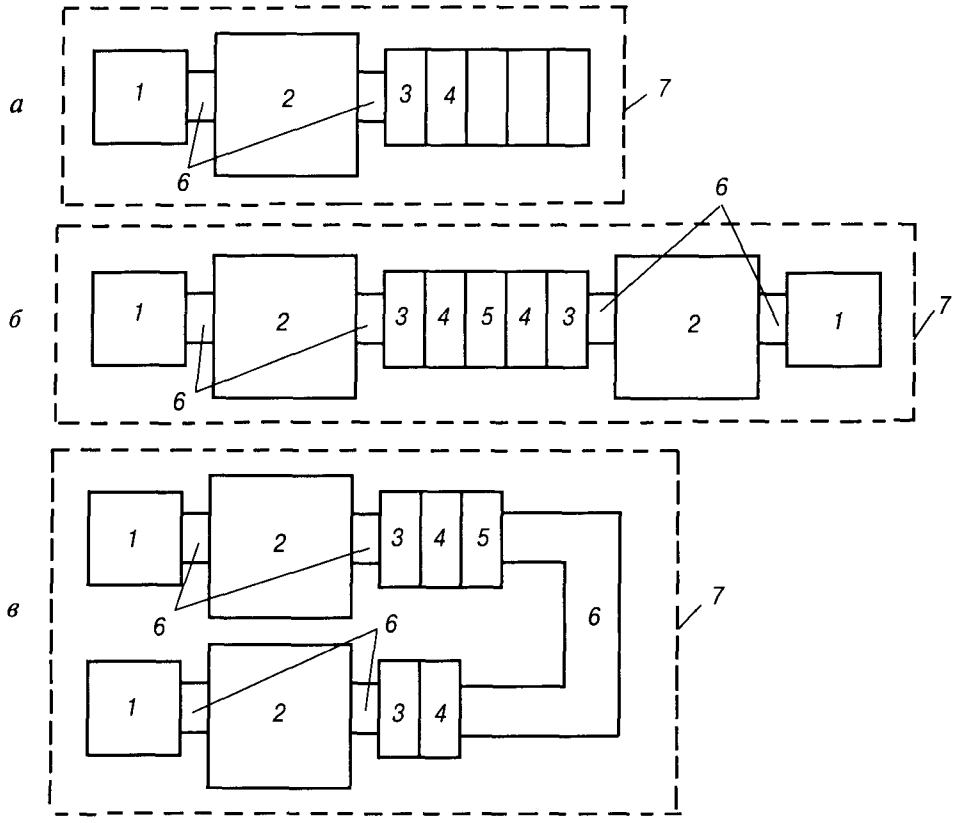


Рис. 7.3. Компоновки КТП с одним (*а*) и двумя трансформаторами (*б*) — линейное и П-образное расположение трансформаторов и шкафов (*в*):
1 — вводное устройство высокого напряжения (6, 10 кВ); *2* — силовой трансформатор (6–10/0,4 кВ); *3* — распределительное устройство низкого напряжения (0,4/0,23 кВ); *4* — низковольтный шкаф отходящих линий; *5* — шкаф секционный низкого напряжения; *6* — шинные короба; *7* — ограждение подстанции

Комплектные ТП 6–10 кВ общего назначения для внутренней установки выпускают одно- и двухтрансформаторными с трансформаторами ТМФ, ТМЗ, ТСЗ, НТЗ*. Шкала трансформаторов стандартная: 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500 кВА. Все КТП выпускаются со вторичным напряжением 0,4 кВ, модифицированные 2КТПМ-1000-6 и 2КТПМ-2500-10 — на 0,69 кВ. Шкафы низкого напряжения КТП комплектуют шкафами типа КРП, КН, ШНВ, ШНЛ, ШНС, ШН и др.

Подстанции с трансформаторами 630 и 1000 кВА комплектуются шкафами типа КН, КРН, ШРН с универсальными втычными (выкатными) автоматическими выключателями с моторным приводом или без него со следующими схемами заполнения: 1) шкафы ввода — с выводами шин вверх на магистраль и двумя отходящими линиями; 2) шкафы ввода и секционный — с двумя выключателями на отходящих линиях; 3) шкаф отходящих линий — с тремя выключателями. Подстанции с трансформаторами 1600 и 2500 кВА комплектуют выключателями на вводе, которые отключают соответствующие номинальные токи и токи КЗ. На отходящих линиях могут устанавливаться выключатели, как и для 1000 кВА.

На вторичном напряжении трансформаторов 0,4–0,69 кВ применяют схему с одной системой шин или схему блока трансформатор-магистраль и устанавливают автоматические выключатели, рубильники или разъединители. Рекомендуется использовать автоматические выключатели в тех случаях, когда их параметры достаточны по нормальному режиму и режиму КЗ. При больших токах КЗ, в частности при установке трансформаторов единой мощностью 1600 и 2500 кВА, используют специальные автоматические выключатели.

Автоматические выключатели в цепи вторичного напряжения трансформаторов и между секциями шин устанавливают при устройстве АВР. Рубильники применяют сравнительно редко при кабельных вводах от небольших трансформаторов к распределительному щиту низкого напряжения или при секционировании магистралей. Шире используют блоки рубильник-предохранитель. Для отходящих линий от трансформаторов мощностью до 1000 кВА на ток менее 600 А, как правило, применяют автоматические выключатели или блоки рубильник-предохранитель.

Схема распределения низковольтной электрической энергии (рис. 7.4) может быть радиальной, магистральной или смешанной. Принятая схема диктует особенности второго уровня системы электроснабжения 2УР.

---

* Маркировка означает Т — трехфазный, М — естественная циркуляция воздуха и масла, З — без расширителя, защищенный азотной подушкой, герметичный, С — сухой трансформатор при открытом защищенном (СЗ) и герметичном (СГ) исполнениях, Ф — фланцевый вывод; Л — исполнение с литой изоляцией, Н — естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком Так, ТМ-1000/10-78У1 — трехфазный двухобмоточный трансформатор, с охлаждением М, номинальной мощностью 1000 кВА, класса напряжения 10 кВ, конструкция 1978 г , исполнение У, категория 1 ТНЭЗ-1000/10 — Т — трехфазный, Н — с естественным охлаждением негорючим экологически чистым диэлектриком (Э), З — герметизированный, 1000 кВА, 10 кВ Трансформаторы с негорючей жидкостью типа «совтол» запрещено устанавливать из-за высокой экологической опасности и опасности для здоровья человека, их следует уничтожать В настоящее время получили развитие трансформаторы с заливкой экологически нейтральными негорючими синтетическими и кремний-органическими жидкостями Так, в России выпускают трансформаторы с негорючим диэлектриком «Midel 7131», биологически расщепляемым, низкой токсичностью, беспроблемной утилизацией

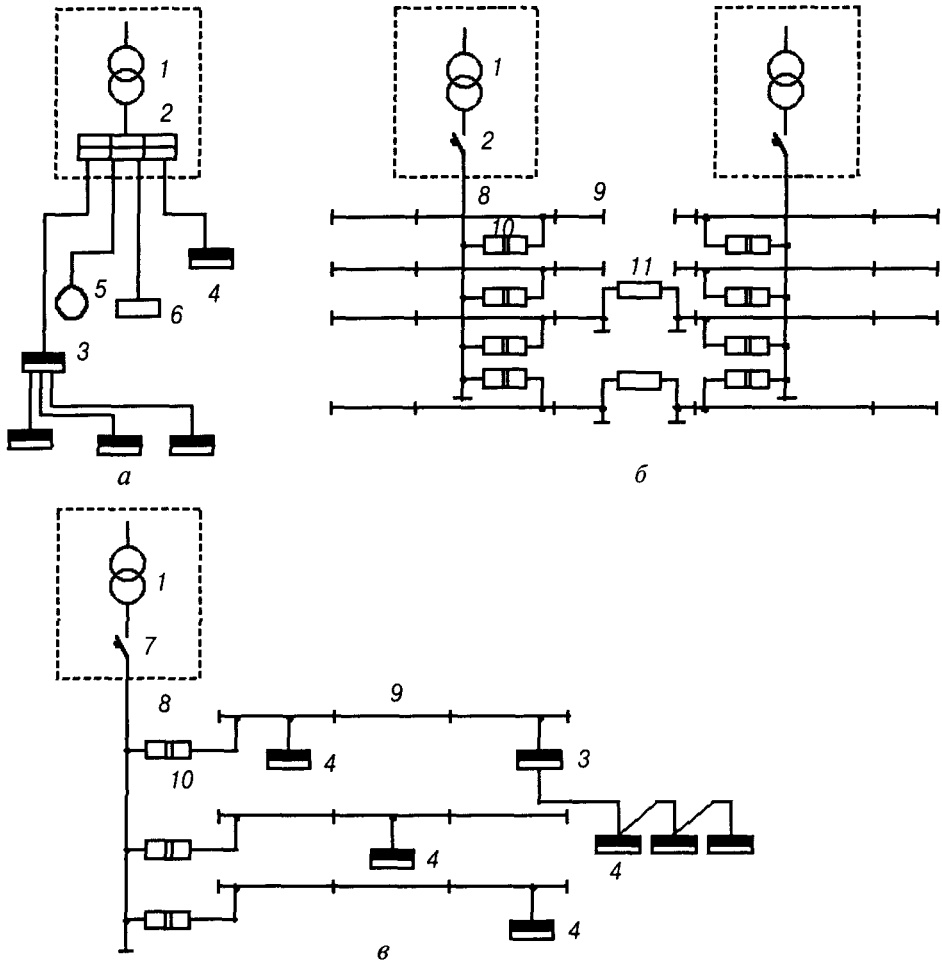


Рис. 7.4. Схемы распределения электрической энергии:
а — радиальная; *б* — магистральная; *в* — смешанная; *1* — трансформатор; *2* — щит низкого напряжения; *3* — питательный пункт; *4* — распределительный пункт; *5* — крупный электродвигатель; *6* — крупный электроприемник; *7* — автоматический выключатель на подстанции; *8* — магистральный токопровод (шинопровод); *9* — распределительный токопровод (шинопровод); *10* — шкаф с рубильником (разъединителем или автоматическим выключателем); *11* — устройство переключения резерва (на автомате — АВР)

7.2. Выбор трансформаторов для цеховых подстанций

При выборе трансформаторов ЗУР определяют их количество, вид (тип, габарит), учитывают единичную номинальную мощность каждого, место размещения, способ присоединения со стороны высокого напряжения и выхода на щит (шкаф, магистраль) низкого напряжения, вид переключения ответвлений, схемы и группы соединения обмоток. К моменту выбора и размеще-

ния полного списка электроприемников 1УР и количества шкафов 2УР не требуются.

Выбор трансформаторов осуществляют в зависимости от окружающей среды. При наружной установке применяют масляные трансформаторы, для внутренней также преимущественно рекомендуется их использование, но с ограничениями по количеству и мощности с учетом этажности. Для трансформаторов сухих или с негорючим жидким (твердым) диэлектриком для внутрицеховых подстанций отсутствуют ограничения по мощности, количеству, расстоянию между ними, этажу.

Трансформаторы с охлаждением негорючей жидкостью или литой изоляцией целесообразно применять в производственных помещениях, где по условиям среды, по количеству, значению, мощности и этажности нельзя использовать масляные трансформаторы. Сухие трансформаторы мощностью от 160, но не более 630–1000 кВА устанавливают главным образом в административных и общественных зданиях, где возможны большие скопления людей (универмаги, спортивные и культурные сооружения, аэровокзалы), а также на испытательных станциях, в лабораториях и других установках с ограничениями по условиям обеспечения пожарной безопасности. Оба типа применяют в электроустановках промышленных предприятий (в этом случае ТСЗ до 1600 кВА), в частности в нефтехимической, металлургической, машиностроительной, целлюлозно-бумажной отраслях.

Главное преимущество сухих трансформаторов заключается в отсутствии горючего масла, поэтому их можно устанавливать непосредственно в производственных и других помещениях без ограничения по суммарной мощности, а также в необычных местах, например в подвале. Трансформаторы с охлаждением жидкостью токсичной и экологически опасной (хлордифениловые и большинство других) рекомендуется заменять. Сухие трансформаторы небольшой мощности легко разместить в помещениях, на колоннах, антресолях и других местах, так как они не содержат охлаждающей жидкости и, следовательно, не требуют устройства маслосборников. Применение сухих трансформаторов целесообразно, например, для питания освещения при системе раздельного питания силовых и осветительных нагрузок. Сухие трансформаторы обладают повышенным раздражающим шумом, что следует учитывать при их установке в местах с возможным присутствием людей.

Практика проектирования и эксплуатации показывает, что число типов и исполнений трансформаторов, применяемых на одном предприятии, необходимо ограничивать, так как их разнообразие создает неудобства в эксплуатации и вызывает дополнительные затраты на электроремонт, осложняет резервирование и взаимозаменяемость. Разнообразие отражает ценологические свойства электрического хозяйства и не может быть уничтожено, но может быть сокращено или увеличено в пределах, разрешенных законом информационного отбора.

Выбор числа и мощности трансформаторов для промышленных предприятий зависит от типа цеховых подстанций (одно- или двухтрансформаторные).

Можно создавать и рассматривать различные варианты схемы электроснабжения. Число $N_{тр}$ трансформаторов ЗУР зависит от нагрузки цеха, исключая высоковольтную, и требований надежности электроснабжения:

$$N_{тр} = S_р/(k_з S_{ном}), \tag{7.1}$$

где $S_р$ — полная расчетная нагрузка объекта, для которого определялись P_{max} и cos φ при расчете нагрузок; $k_з$ — коэффициент загрузки; $S_{ном}$ — номинальная мощность единичного трансформатора.

Наиболее простое и дешевое решение — применение однотрансформаторных цеховых подстанций. На крупных предприятиях, имеющих складской резерв трансформаторов, их можно использовать для питания электроприемников III и даже II категории. Однотрансформаторные подстанции можно применять и для питания электроприемников I категории, если мощность последних не превышает 15–20 % мощности трансформатора и возможно резервирование подстанций на вторичном напряжении перемычками с АВР.

В соответствии с правилами проектирования и общей тенденцией повышения надежности электроснабжения стремятся устанавливать двухтрансформаторные подстанции для обеспечения всех потребителей как потребителей I категории. При установке однотрансформаторных подстанций их можно закольцевать на стороне 0,4 кВ (соединить магистралями или кабельными перемычками), что обеспечивает сохранение электроснабжения при отключении любого трансформатора и возможность загрузки каждого из них до номинального значения, считая за расчетную нагрузку не максимум P_{max}, а среднюю $P_{ср}$.

Двухтрансформаторные цеховые подстанции применяют при преобладании электроприемников I и II категорий и в энергоемких цехах предприятий при большой удельной мощности нагрузки, достигающей 0,5–4 кВА/м^2. В последних случаях технологически оформляют энергоемкие установки (агрегаты), питающиеся от своих трансформаторов (преобразователей), что снижает нагрузку на общецеховые трансформаторы до 0,2 кВА/м^2.

Число и мощность трансформаторов цеховых подстанций — взаимосвязанные величины, поскольку при заданной расчетной нагрузке цеха $P_р$ число трансформаторов будет меняться в зависимости от принятой единичной мощности КТП (7.1). При выборе цеховых трансформаторов обычно приходится сравнивать трансформаторы КТП единичной мощностью 630, 1000, 1600, 2500 кВА. Увеличение единичной мощности снижает общее количество устанавливаемых трансформаторов, но увеличивает протяженность сетей к 2УР и 1УР, а также затраты как на коммутационную аппаратуру, так и конструктивные, связанные с ростом токов КЗ (по условиям установившегося отклонения напряжения и в связи с потерями электрической энергии не рекомендуется принимать длину кабельной линии 0,4 кВ свыше 200 м). На практике отдается предпочтение трансформаторам 1000 кВА (и в меньшей степени 630 кВА), считается, что эта оптимальная мощность, а оптимальный коэффициент за-

грузки $k_{з.опт} = 0{,}75–0{,}80$. Однако ряд специалистов считает необходимым обеспечить для цеховых трансформаторов $k_з = 1$.

Число и мощность трансформаторов зависят от распределения нагрузок по площади цеха, наличия места для расположения цеховых подстанций, характера и режима работы электроприемников. Выбор цеховых трансформаторов осуществляется одновременно с решением задачи компенсации реактивной мощности цеховых потребителей электроэнергии (см. гл. 13). Для крупных цехов и комплексов выбор единичной мощности трансформаторов ЗУР целесообразно осуществлять на основе технико-экономического сравнения вариантов. Значительное влияние на результаты расчетов оказывают стоимость активных нагрузочных и холостого хода потерь в трансформаторах и разница в стоимости трансформаторов $\Delta K_{тр}$, которая для КТП значительна.

При каждой заданной суммарной нагрузке предприятия S существует значение номинальной мощности трансформаторов подстанций, которое определяется минимумом суммарных приведенных затрат на строительство сетевых узлов (подстанций и распределительных устройств). С ростом номинальной мощности в единице (одном трансформаторе) удельная стоимость трансформаторов на 1 кВА уменьшается, поэтому при обычно используемых коэффициентах загрузки $k_з$ (заданной сумме номинальных мощностей трансформаторов) с уменьшением их числа суммарные капитальные вложения в трансформаторы снижаются. Однако при этом возрастает стоимость коммутационной аппаратуры низкого напряжения, которая начинает составлять все большую часть капиталовложений в сеть низкого напряжения (и подстанций). После некоторого значения номинальной мощности трансформатора аппаратура низшего напряжения должна быть устойчива к действию значительных токов короткого замыкания, что делает ее стоимость соизмеримой со стоимостью трансформаторов. Это приводит к увеличению удельной (на 1 кВА) стоимости подстанций с учетом аппаратуры для подключения трансформаторов и обеспечивает существование минимума суммарных приведенных затрат на сетевые узлы. Этот минимум отвечает предельной (наибольшей) номинальной мощности трансформаторов, которая достаточно близка к оптимальной, так как для современных крупных промышленных предприятий значение предельной мощности трансформаторов отвечает пологой неубывающей части зависимости

$$З_в(S_н) + З_н(S_н), \tag{7.2}$$

где $З_в(S_н)$ — затраты на сеть высшего и $З_н(S_н)$ — низшего напряжений (включая трансформирование и подстанции).

В проектной практике цеховые трансформаторы часто выбирают без технико-экономических расчетов, используя коэффициенты загрузки трансформаторов и расчетной нагрузки цеха. Для двухтрансформаторных цеховых подстанций при преобладании нагрузок 1 категории (до 80 %) коэффициент загрузки трансформаторов $k_з$ принимается в пределах 0,6–0,7. Для одно-

трансформаторных подстанций при наличии взаимного резервирования по перемычкам с другими подстанциями на вторичном напряжении мощность трансформаторов выбирают с учетом степени резервирования, при преобладании нагрузок II категории принимают $k_з = 0{,}7–0{,}8$, а при нагрузках III категории — $k_з = 1$.

Однако такой подход к выбору трансформаторов во многих случаях приводит к неэкономичным решениям, так как в условиях неполноты исходной информации имеют место ошибки в определении расчетных нагрузок цехов (завышение расчетных нагрузок) и, кроме того, расчетная нагрузка цеха или предприятия достигается не сразу в первый год эксплуатации, а постепенно. Следует считаться и со стремлением не допускать максимальной загрузки трансформаторов ответственных потребителей свыше 50 %. На ТП устанавливают не менее двух трансформаторов для электроприемников (потребителей) любой категории надежности в следующих случаях: 1) если суточный или годовой график нагрузок очень неравномерен (например, налицо односменная или сезонная работа цеха, предприятия, когда выгодно в ненагруженные часы (сезон) отключать один трансформатор); 2) когда лимитируются габариты ТП и оборудования; 3) если возможен дальнейший быстрый рост нагрузок, а заменить на более мощный трансформатор в будущем невыгодно или невозможно. В виде исключения возможно сооружение цеховых трехтрансформаторных (и более) подстанций, например, если имеются мощные электроприемники, требующие блочного питания.

В последние годы ведется поиск наиболее эффективных методов выбора мощности цеховых трансформаторов. Один из подходов к решению этой задачи основан на применении комплексного метода расчета электрических нагрузок (прогноз увеличения нагрузки во времени и в зависимости от технологических показателей объекта). В этом случае можно использовать удельную плотность нагрузки, которая для промышленных предприятий повышается со временем. Число трансформаторов $N_{тр}$ зависит от их номинальной мощности:

$$N_{тр} = S_р/(k_{з\,тр} S_{ном\,э}), \tag{7.3}$$

где $S_{ном\,э}$ — экономически целесообразная номинальная мощность трансформатора.

Значение $S_{ном\,э}$ в выражении (7.3) принимается в зависимости от удельной плотности расчетной нагрузки $S_{уд}$:

$S_{уд}$, кВА/м²	менее 0,2	0,2–0,5	более 0,5
$S_{ном\,э}$, кВА	до 1000	1000–1600	1600–2500

Если $S_{уд} \geq 0{,}4$ кВА/м², то независимо от требований надежности электроснабжения целесообразно использовать двухтрансформаторные подстанции. Выражение (7.3) не означает, что если вначале целесообразна установка трансформаторов 1000 кВА, то через 5 лет при росте нагрузок их заменят на

большие. Обычно осуществляют дополнительную установку трансформаторов, стараясь сохранить тип и мощность. Трансформаторы мощностью 630 кВА и менее рекомендуется применять для питания вспомогательных цехов и участков крупных предприятий.

Подход к выбору трансформаторов меняют следующие факторы: увеличение количества малых предприятий и дробление крупных и средних; диверсификация производства, включающая вариофикационные находки; промышленное освоение пригородов и отдаленных территорий, опирающееся на частное и некрупное строительство офисных и общественных зданий и коттеджных поселков. Трансформаторы, включая вторичную сторону, выбирают в соответствии с интересами инвестора, т. е. исходя из индивидуальных требований. Возникают ТП от 25 кВА. Чаще сооружают однотрансформаторные ТП (второй трансформатор, вообще говоря, не обеспечивает надежность, требуемую инвестором) и устанавливают независимый генерируемый источник электроэнергии, обеспечивающий заданный минимум электропотребления. Мощность $S_{ном}$ определяется с учетом перспективы на срок службы трансформатора для стационарных (долговременных) объектов и 100 % — загрузкой для недолговечных (типа ларька).

7.3. Размещение и компоновка подстанций ЗУР

Цеховые трансформаторные и преобразовательные подстанции могут быть пристроенными, встроенными или внутрицеховыми отдельно стоящими. *Пристроенной подстанцией* называется подстанция, непосредственно примыкающая к основному зданию, встроенной — подстанция, вписанная в общий контур здания, внутрицеховой — расположенная внутри производственного здания (в открытом или отдельном закрытом помещении). Подстанции или их части, устанавливаемые в закрытом помещении, относятся к внутренним электроустановкам, на открытом воздухе — к наружным. Внутрицеховые ТП можно сооружать в помещениях с производственными категориями «Г» и «Д», в производствах категории «В» — только по специальному разрешению пожарного надзора. Нельзя устраивать трансформаторные помещения под помещением с мокрым технологическим процессом (отделения мойки, душевые и т.п.), если не приняты специальные меры против попадания влаги на электрооборудование, например, гидроизоляция потолка КТП. Нельзя устанавливать под и над помещениями ограниченных размеров (не более помещения подстанции), в которых могут длительно (более 1 ч) находиться значительное число (более 50) людей.

Общие габариты (для принятой по рис. 7.3 компоновки) должны быть согласованы с технологами и строителями. В процессе принятия решения выявляются разные варианты, например необходимость совмещения КТП с комплектными РУ (подстанцией 4УР) и комплектным компенсирующим устройством ККУ (рис. 7.5). Во всех случаях необходимы габаритные и уста-

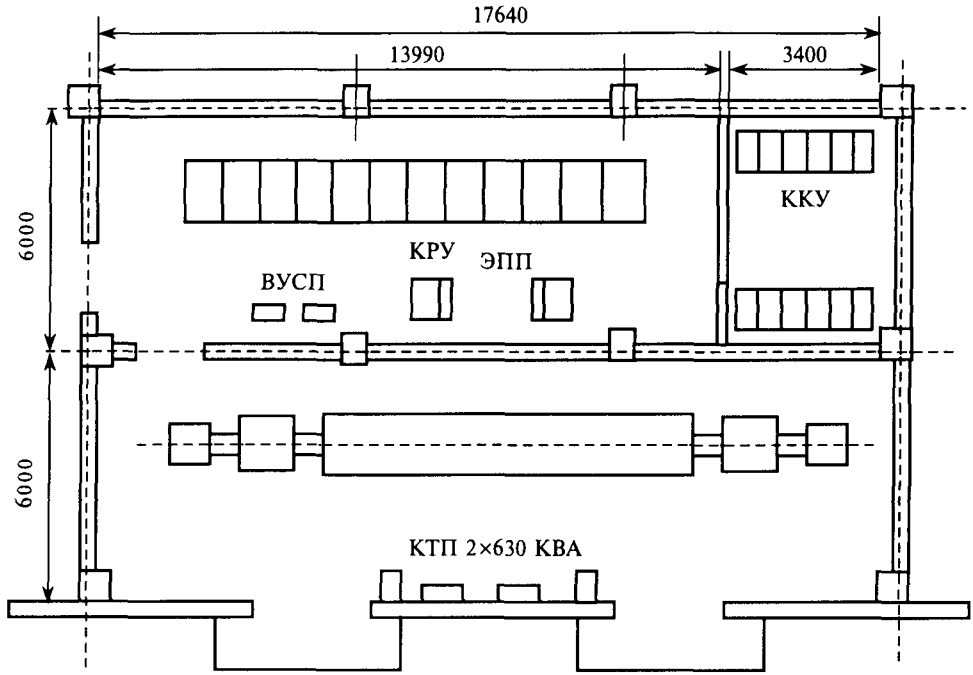


Рис. 7.5. Встроенное РП с двухтрансформаторной КТП

новочные размеры оборудования (рис 7 6), которые предоставляются поставщиком (заказчиком) или находят по паспорту Должны быть уточнены компоновка, размер трансформатора, количество низковольтных шкафов и автоматов, включая их электрические и габаритные параметры (сравните КТП на рис 7 3, *а* и 7 6)

В целях наибольшего приближения цеховых подстанций к электроприемникам сети до 1 кВ рекомендуется размещать их внутри цехов, огораживая сеткой, встраивать (рис 7 7, *а*) или пристраивать (*б*) в зависимости от производственных условий и требований архитектурно-строительного оформления производственных зданий и сооружений По возможности внутрицеховые подстанции устанавливают в центре электрических нагрузок, что позволяет сократить протяженность сетей 0,4 кВ и уменьшить в них потери мощности и энергии

Для цехов небольшой ширины, для случаев, когда часть нагрузок расположена за пределами цеха, а также в связи с затруднениями при размещении подстанции внутри цеха применяют встроенные в цех ТП или пристроенные к нему К пристроенным ТП предъявляются претензии по архитектурным соображениям, а к отдельностоящим (*в*) — по затратам на отвод земли (генплан) Встроенные и пристроенные подстанции имеют выход из камер с масляными трансформаторами непосредственно наружу зданий

Возможно применение цеховых ТП с размещением щита низкого напряжения в цехе, а трансформатора — снаружи около питаемых им производственных

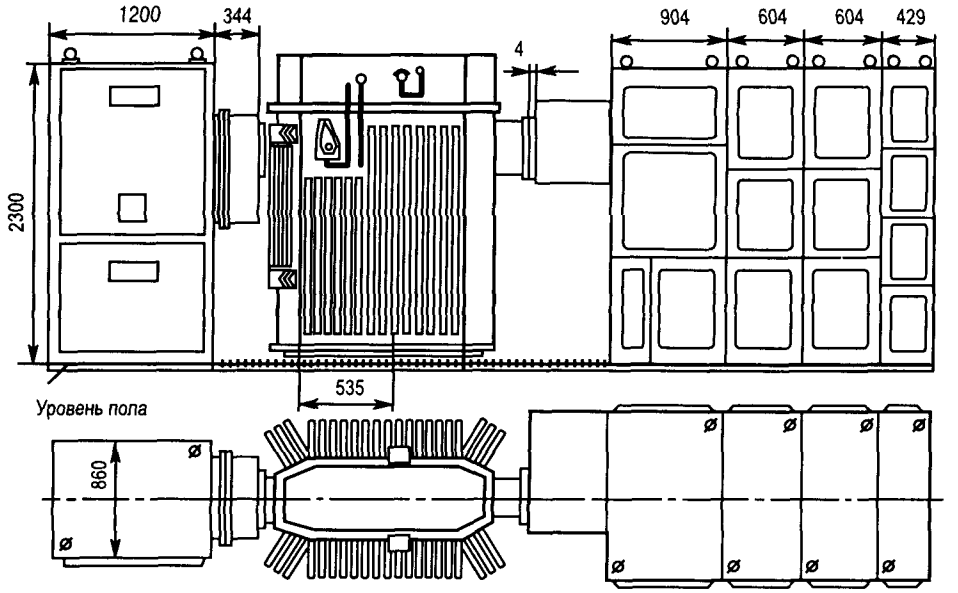


Рис. 7.6. Габаритные и установочные размеры КТП

зданий В результате подстанция занимает значительно меньше площади цеха, чем встроенная Такая открытая установка маслонаполненных трансформаторов допускается только у стен зданий с производствами категорий Г и Д (по противопожарным нормам) Расстояние от трансформатора до стены нормируется в

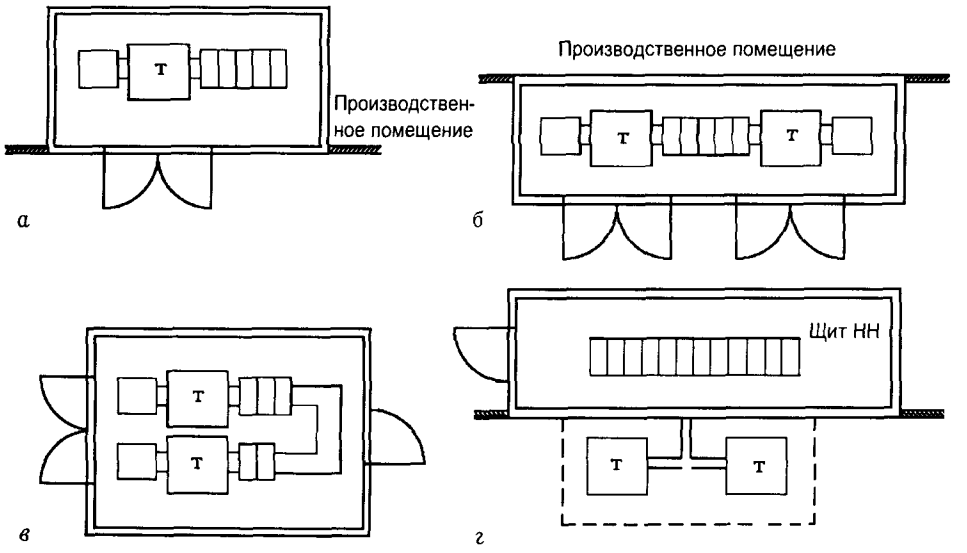


Рис. 7.7. Компоновка КТП с одним и двумя трансформаторами
а — однотрансформаторная ТП встроенного типа *б* — двухтрансформаторная ТП пристроенного типа, *в* — ТП отдельно стоящая, *г* — ТП с наружной установкой трансформаторов

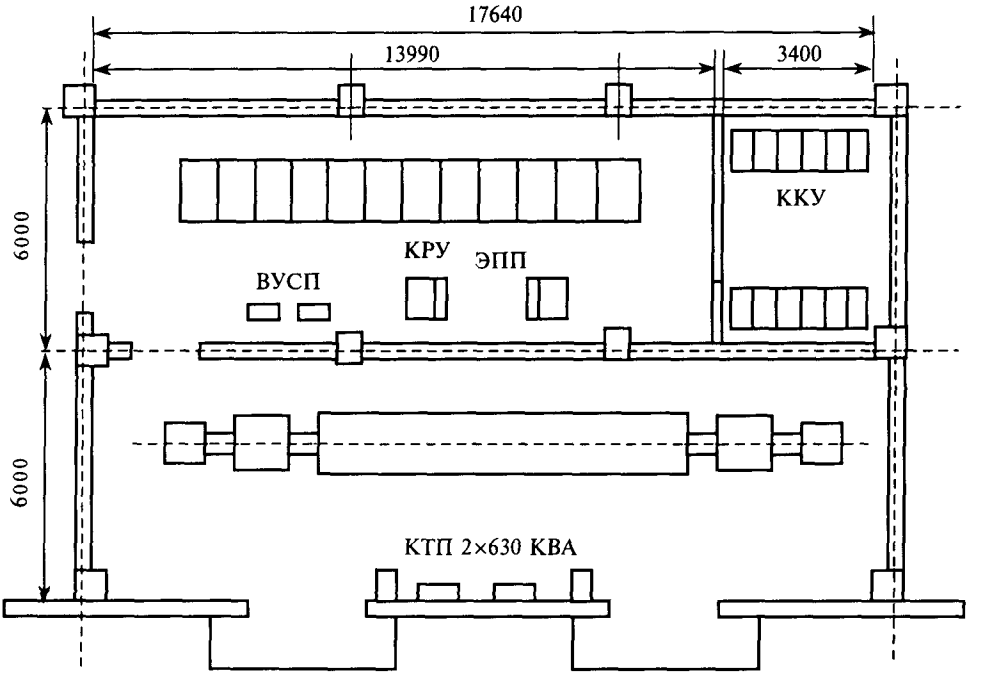


Рис. 7.5. Встроенное РП с двухтрансформаторной КТП

новочные размеры оборудования (рис 7 6), которые предоставляются поставщиком (заказчиком) или находят по паспорту Должны быть уточнены компоновка, размер трансформатора, количество низковольтных шкафов и автоматов, включая их электрические и габаритные параметры (сравните КТП на рис 7 3, *а* и 7 6)

В целях наибольшего приближения цеховых подстанций к электроприемникам сети до 1 кВ рекомендуется размещать их внутри цехов, огораживая сеткой, встраивать (рис 7 7, *а*) или пристраивать (*б*) в зависимости от производственных условий и требований архитектурно-строительного оформления производственных зданий и сооружений По возможности внутрицеховые подстанции устанавливают в центре электрических нагрузок, что позволяет сократить протяженность сетей 0,4 кВ и уменьшить в них потери мощности и энергии

Для цехов небольшой ширины, для случаев, когда часть нагрузок расположена за пределами цеха, а также в связи с затруднениями при размещении подстанции внутри цеха применяют встроенные в цех ТП или пристроенные к нему К пристроенным ТП предъявляются претензии по архитектурным соображениям, а к отдельностоящим (*в*) — по затратам на отвод земли (генплан) Встроенные и пристроенные подстанции имеют выход из камер с масляными трансформаторами непосредственно наружу зданий

Возможно применение цеховых ТП с размещением щита низкого напряжения в цехе, а трансформатора — снаружи около питаемых им производственных

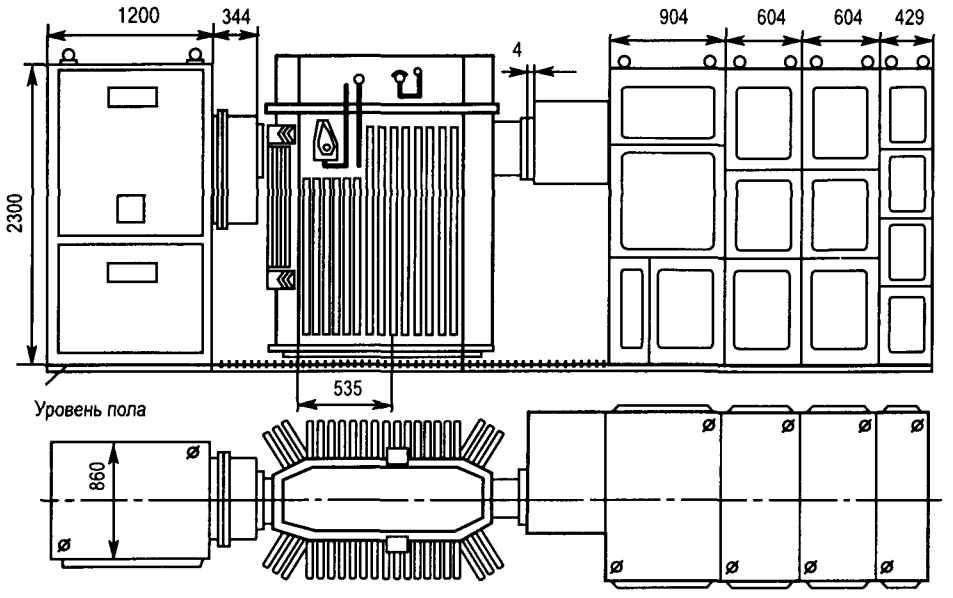


Рис. 7.6. Габаритные и установочные размеры КТП

зданий В результате подстанция занимает значительно меньше площади цеха, чем встроенная Такая открытая установка маслонаполненных трансформаторов допускается только у стен зданий с производствами категорий Г и Д (по противопожарным нормам) Расстояние от трансформатора до стены нормируется в

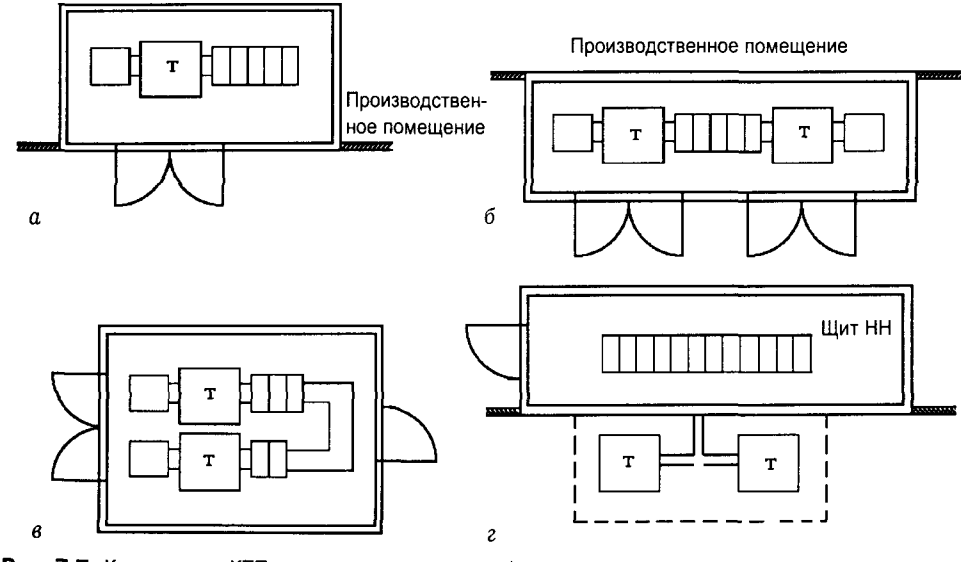


Рис. 7.7. Компоновка КТП с одним и двумя трансформаторами
а — однотрансформаторная ТП встроенного типа *б* — двухтрансформаторная ТП пристроенного типа, *в* — ТП отдельно стоящая *г* — ТП с наружной установкой трансформаторов

зависимости от степени огнестойкости здания. Шины, соединяющие выводы вторичного напряжения трансформатора со щитом НН, заключают в короба из листовой стали. При комплектной поставке на предприятии производится только сборка элементов и подключение питающих и отходящих кабелей. Если установка щита НН производится на втором этаже здания или на более высоких отметках, то дополнительно устанавливают вертикальные звенья токопроводов.

Отдельно стоящие закрытые цеховые подстанции устанавливают, когда невозможно разместить ТП внутри цехов или у наружных их стен по требованиям технологии или пожаро- и взрывоопасности производства. Отдельно стоящие ТП можно применять также для небольших предприятий при значительной разбросанности электрических нагрузок по их территории. На действующих предприятиях существуют цеховые подстанции старого типа с открытыми трансформаторами, установленными в специальных камерах или на открытом воздухе. В городах, как правило, ТП отдельно стоящие.

Внутрицеховые подстанции целесообразно использовать в многопролетных цехах большой ширины и в машинных залах. В производственных помещениях трансформаторы и КТП можно устанавливать открыто, в камерах и в отдельных помещениях. Опыт эксплуатации показал, что внутрицеховые подстанции целесообразно размещать у колонн здания или около каких-либо постоянных цеховых помещений с таким расчетом, чтобы не занимать подкрановых площадей (рис. 7.8). При вынужденном размещении внутрицеховых подстанций вблизи путей внутрицехового транспорта или крановых путей, тельферов и других механизмов их необходимо располагать в безопасной зоне или принимать меры для защиты от случайных повреждений.

Размещение оборудования и сетей при проектировании требует определенных навыков и должно опираться на строительные чертежи и технологические согласования, следует учитывать: удобство и безопасность обслуживания (монтажа); минимальность использования технологических площадей и максимального пространства ферм, балок, перекрытий, потолков и стен; организацию электротехнических помещений и зон; эстетичность; требования пожарного и иных надзоров. В таблице приведены типовые, рекомендательные электротехнические зоны. Помещение в бизнес-центре класса А — это открытое пространство Несущими являются внешние стены, внутри нет «ребер жесткости», все держится на несущих колоннах, расположенных посередине. Шаг между колоннами должен быть не менее 6 м. Высота между внутренними перекрытиями — не менее 3,6 м. Когда монтируются коммуникации над подвесным потолком и делается фальшпол (пол приподнимается на 5—10 см, туда убирают коммуникации), то в законченном виде высота между полом и потолком должна составлять не менее 2,7 м. Конечно, чем выше — тем лучше (хорошо если от пола до потолка 3,5—4 м)

В соответствии с принятыми нормами на каждой открыто установленной внутрицеховой подстанции можно установить масляные трансформаторы с суммарной мощностью до 3200 кВА, при расстоянии 10 м между трансформаторами разных КТП. В одном помещении внутрицеховой подстанции реко-

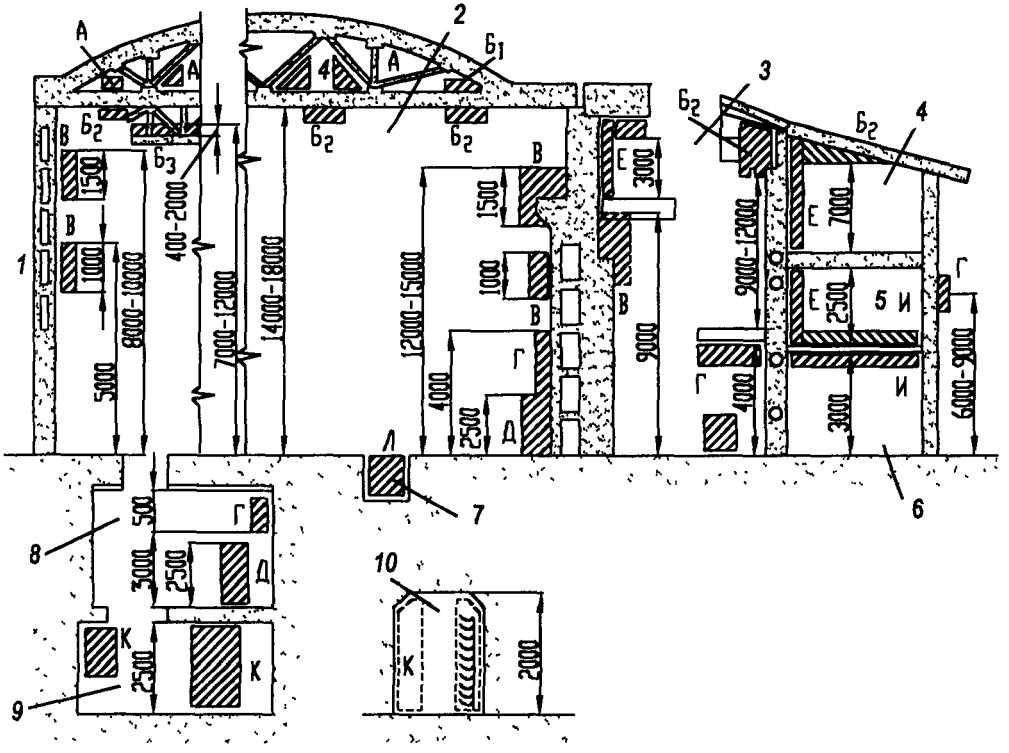


Рис. 7.8. Типовые электротехнические зоны для размещения электрооборудования и электрических сетей (см. табл. 7.1)
1 — бескрановый пролет, *2* — крановый пролет, *3* — помещение электромашинное, *4* — помещение распределительных устройств, *5* — станция управления, *6* — административные помещения, *7* — кабельный канал, *8* — подземные электротехнические помещения, *9* — кабельный полуэтаж, *10* — кабельный туннель

мендуется располагать одну КТП. Допускается установка не более трех КТП с трансформаторами суммарной мощностью не более 6500 кВА, т. е. следует различать открытую установку и установку в одном помещении (включая пристроенные и встроенные подстанции, если выкатка трансформатора производится внутрь цеха). Если масляный трансформатор установлен в закрытой камере (КТП — в отдельном помещении) внутри производственного здания, то расстояние не нормируется.

Таким образом, к одной магистрали обычно подключается 3–4 трансформатора при их единичной мощности до 1000 кВА, 2–3 трансформатора единичной мощностью 1000 или 1600 кВА. Трансформаторы мощностью 2500 кВА, как правило, запитывают по радиальным линиям. Суммарная мощность масляных трансформаторов внутрицеховой подстанции, установленных на втором этаже, должна быть не более 1000 кВА. Установка выше второго этажа не допускается.

При выборе места для ТП, питающей цех или часть его электроприемников, ее следует располагать со стороны питания. При агрессивной среде, со-

Характеристики зон размещения электрических сетей и электрооборудования

Обозначение (см. рис. 7.8)	Размещение	Назначение	Размеры, мм
А	Над нижним основанием железобетонных или металлических ферм или специальных устройств	Прокладка шинопроводов, кабелей, трубных блоков, проводов на лотках	1500×2000
$Б_1$	Над нижним основанием железобетонных и металлических ферм	Прокладка открытых магистралей до 1 кВ	1500×1500
$Б_2$	Под нижним основанием железобетонных и металлических ферм и балок снизу железобетонных покрытий	Прокладка открытых магистральных шинопроводов, троллеев (для тельферов)	1500×1800
$Б_3$	По конструкциям подвесного потолка	Прокладка открытых и закрытых магистралей до 1 кВ	1000×2000
В	На высоте от 7 до 15 м вдоль стены или подкрановой балки	Прокладка крановых троллеев; блоков труб; кабелей на лотках, в коробах, на конструкциях	1000×2000
Г	Вдоль стены здания; по вертикали до 1000 мм (в электротехнических помещениях на высоте от 2,5 до 3,5 м; в пролетах цехов на высоте от 4 до 7 м)	Прокладка кабелей на лотках, в коробах; блоков труб; шинопроводов	1000×2000
Д	По горизонтали на полах производственных помещений и по вертикали на стенах высотой до 2,5 м	Установка электрооборудования	1000×2000
Е	По вертикали по стене или колонне	Вертикальная прокладка блоков труб, шинопроводов, кабелей	1000×1900 (и более)
И	По периметру железобетонных перекрытий в горизонтальной плоскости под потолком или над полом	Прокладка кабелей и проводов в каналах, пустотах перекрытий, трубах, коробах	1500×1700
К	Вдоль кабельных конструкций в кабельных полуэтажах, туннелях, галереях и др.	Прокладка кабелей по конструкциям или лоткам в специальных помещениях	1000×2000
Л	В кабельных каналах и без них в траншеях	Прокладка кабелей по конструкциям и без	—

здаваемой производством цеха, необходимо учитывать розу ветров и по возможности размещать ТП с подветренной стороны. При открытой установке трансформаторов над ними в случае необходимости может устраивать навес.

Распределительные щиты на цеховых подстанциях применяют одностороннего (для ТП до 630 кВА) и двустороннего (для ТП 1000 кВА и более) обслуживания. Ширина проходов в свету должна быть не менее 0,8 м, высота проходов в свету — не менее 1,9 м. Проходы обслуживания щитов при длине щита более 7 м должны иметь два выхода. Распределительные устройства, установленные в помещениях, доступных для неинструктированного персонала, должны иметь сплошные ограждения.

Ввод от трансформатора на щит может быть выполнен двумя способами: кабелями снизу на вводных панелях, предназначенных для кабельных вводов; шинами сверху с помощью вводных панелей или же непосредственно к сборным шинам через разъединитель, установленный на стене.

Кроме изложенных положений существует ряд ограничений, накладываемых действующими правилами. КТП наружной установки следует располагать на спланированной площадке на высоте не менее 0,2 м от уровня планировки, а в районах с большим снежным покровом — на высоте 1–1,2 м.

Если возникает необходимость установки трансформаторов в одном общем помещении с РУ напряжением до 1 кВ и выше, то допускается совместная установка одного масляного трансформатора до 630 кВА или двух мощностью до 400 кВА каждый с соблюдением конструктивных требований.

Обычно на двухтрансформаторных цеховых подстанциях трансформаторы работают раздельно и применяется одиночная секционированная система шин. АВР, как правило, используется на стороне низшего напряжения цеховых ТП и считается обязательным при наличии потребителей (электроприемников) первой категории и значительной длине питающей линии от источника питания (подстанции 5УР или 4УР) до ТП. В ряде случаев трансформаторы на цеховых ТП включаются на параллельную работу для обеспечения пуска и самозапуска крупных электродвигателей, для снижения колебания напряжения при питании ЭП с резкопеременной или ударной нагрузкой, например, в сварочных цехах.

Для питания однофазной нагрузки в промышленных сетях применяют трехфазные трансформаторы. При этом необходимо учитывать, что ток в наиболее нагруженной фазе не должен быть больше номинального, а нейтраль нагружаться в зависимости от схемы соединения обмоток от 25 до 75 %. Проводимость нулевого рабочего проводника, идущего от нейтрали трансформатора, должна быть не менее 50 % проводимости вывода фаз.

7.4. Распределительные устройства 2УР

Если количество и единичная мощность трансформаторов 3УР задается сверху при определении объемов инвестиций в строительство или реконструкцию отделения (участка) цеха, некрупного производства (или цеха), отдельного здания (сооружения), то при построении второго уровня системы электроснабжения за основу берут единичные электроприемники 1УР. Схема 5УР(4УР) определяется составом электрооборудования завода и предполагается получение по отдельным объектам $P_р = P_{max}$, так что параметры 3УР оказываются расчетными. Параметры согласовывают до составления перечня электроприемников (задания электрикам по технологическим, энергетическим и другим частям проекта) вместе с основными технологическими и строительными решениями по определению габаритов здания (сооружения) и размещения его на генплане. Ввод в эксплуатацию подстанций 3УР производят до на-

чала монтажа технологического и вспомогательного электрооборудования (строители по акту сдают под монтаж помещение или его часть, например отдельные фундаменты), его наладки, испытаний, пускового опробования.

Именно необходимость принятия решений по 3УР, что опережает конкретизацию приемников 1УР, способствовала типизации (унификации) решений по КТП, определенной отстраненности расположения щита НН от схемы 2УР. Стал возможен выбор КТП из многих предложений заводов-изготовителей на основе достаточно общих соображений (но не списка 1УР). Для мелкомоторной нагрузки (так говорят и сейчас, имея в виду производства, подобные механическим цехам, выпускающим несерийную продукцию) количество электроприемников 1УР, питающихся от КТП с трансформаторами 2×1000 (2×630) кВА составляет на каждый трансформатор 150–300 штук — в основном асинхронные короткозамкнутые электродвигатели с $P_{ном}$ от 0,25 до 100 кВт и более, средней мощностью от 3 до 10 кВт, коэффициентом спроса не выше 0,4–0,5 (в целом по заводу в начале XXI века $K_c = 0{,}15–0{,}20$). Средняя мощность, определяющая количество электродвигателей, подключенных к КТП, может быть иной. Например, наличие нескольких электродвигателей мощностью близкой к 100 кВт каждый, снизит общее число питаемых электроприемников, а массовое оборудование с мощностью, близкой к единицам киловатта, — увеличит.

Абстрагируясь от конкретного перечня 1УР, но руководствуясь качественными представлениями о технологических особенностях производства, территориально-административной структурой цехов, отделений, участков и опираясь на сведения об основных технологических электроприемниках 1УР (обычно уже известных), выбирают схему щита низкого напряжения 3УР (рис. 7.9 и 7.10). Для этого принимают принципиальное решение о магистральном, радиальном или смешанном питании потребителей (см. рис. 7.4 и 7.11) и о единичных электроприемниках, мощность которых требует подключения непосредственно к щиту низкого напряжения 3УР.

Если производственное здание состоит из крановых пролетов 12, 15, 18, 24, 36, 48 м и более, то для большинства отраслей экономики может быть рекомендована магистральная схема, по которой запитываются распределительные шинопроводы (см. рис. 7.4, *б*). На каждый пролет устанавливается однотрансформаторная подстанция с выходом на магистраль (см. рис. 7.9, *а*). Резервирование осуществляется межпролетными перемычками.

Однако на любом производстве есть, как правило, встроенные помещения, выделенные отделения и участки, располагающиеся на нескольких этажах, перекрытые по высоте по технологическим, санитарным и противопожарным требованиям. Это с неизбежностью ведет к использованию смешанной схемы, где распределительные пункты РП-0,4 кВ могут питаться или от распределительного (см. рис. 7.4, *в*), или от магистрального шинопровода, или непосредственно со щита НН 3УР (см. рис. 7.11).

Необходимость питания указанных отделений и участков, наличие электроприемников большой единичной мощности, возможность появления сто-

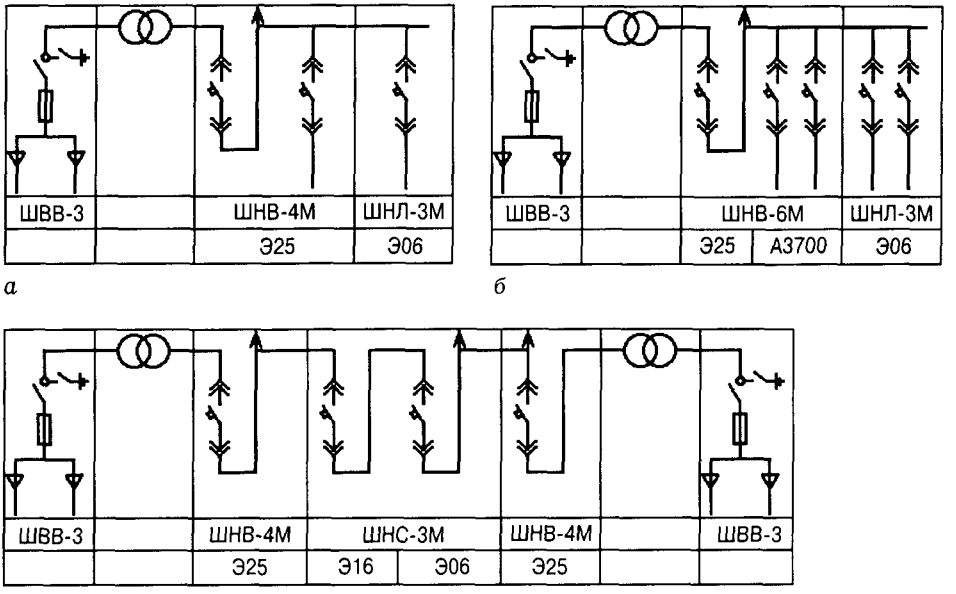


Рис. 7.9. Однолинейные схемы КТП с выходом на магистраль [выключатели «Электрон»: Э06, Э16, Э25, Э40; шкафы: высоковольтного (ШВВ) и низковольтного (ШНВ) вводов, секционный (ШНС) и низковольтный линейный (ШНЛ)]

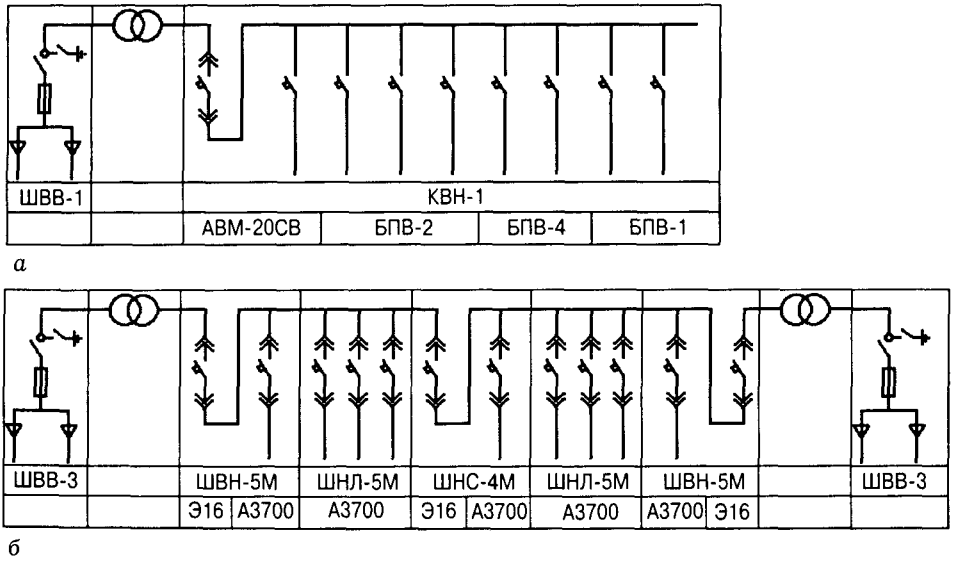


Рис. 7.10. Однолинейные схемы КТП с линейными выключателями (*а*) и автоматами (*б*) [БПВ — блок предохранитель-выключатель (предохранитель ПН-2); БПВ-1 на $I_{ном}$ = 100 А; БПВ-2 на 250 А; БПВ-4 на 400 А. АВМ-20СВ — автоматический выключатель моторный селективный с регулируемой защитой и от перегрузки, и от токов КЗ]

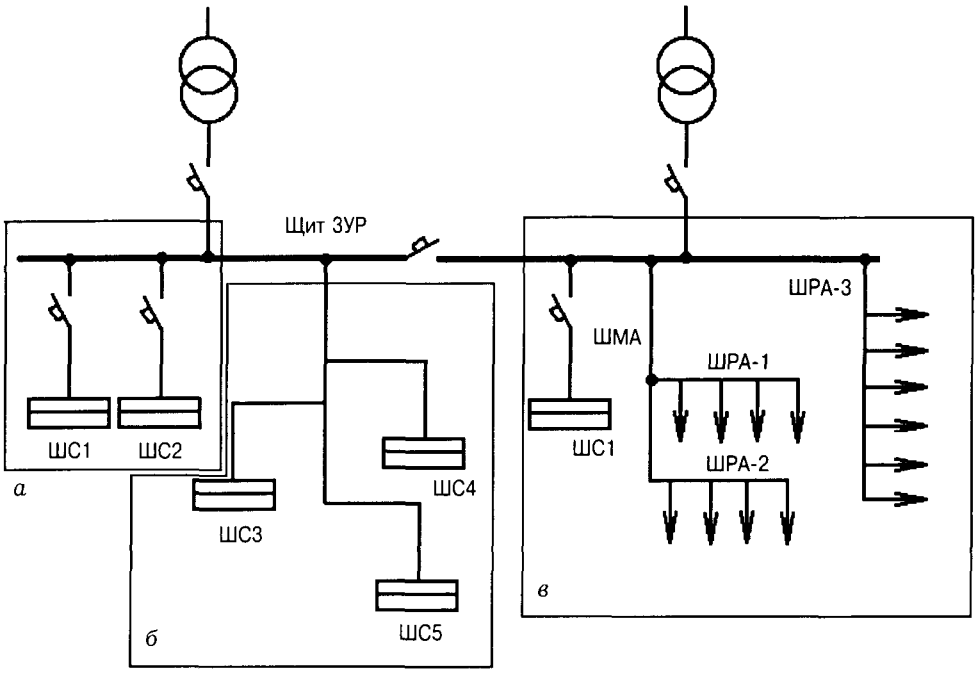


Рис. 7.11. Схемы питания цеховых электроприемников:
а — радиальная; *б* — магистральная; *в* — смешанная

ронних потребителей, желательность резервного автомата ведут к установке на КТП с магистральным вводом линейной коммутационной аппаратуры (сравните схемы *а* и *б* на рис. 7.9), а саму КТП делают двухтрансформаторной. В определенном смысле схемы рис. 7.11 можно считать рекомендуемыми (практическая реализация — приведена на рис. 2.5 и 2.6). Указанные схемы рис. 7.11 *а* и *б* отличаются от схемы *в* (см. рис. 7.9) наличием силовых шкафов. Схема же на рис. 7.9, *в*, имеющая два выхода на магистральный шинопровод и один на распределительный, предполагает наличие другого источника питания — КТП по схеме, аналогичной приведенной на рис. 7.10.

Большая часть КТП, устанавливаемых на всех мелких, в основном на средних и во вспомогательных цехах крупных предприятий, выполнена для линейного присоединения потребителей через блок предохранитель-выключатель (см. рис. 7.10, *а*) или, чаще, через автоматические выключатели (см. рис. 7.10, *б*). Та и другая комплектация распространяется на одно- и двухтрансформаторные КТП, обеспечивая радиальное питание шкафов 2УР, т. е. потребителей (но не приемников 1УР, которые от шкафа 2УР могут питаться и радиально, и магистрально). Сами шкафы 2УР могут питаться последовательно (см. рис.7.4, *а*), образуя дополнительные ступени системы электроснабжения, что делает ступени системы электроснабжения 6УР—1УР (см. рис. 1.1) лишь идеализированной моделью.

Рассмотрим характеристики выключателей, приведенных на рис. 7.9. Выключатели «Электрон» (Э) на номинальное напряжение постоянного тока до 440 В, переменного — до 660 В допускают нечастый пуск асинхронных элект-

родвигателей с короткозамкнутыми роторами (по способу установки двигатели бывают: С — стационарные и В — выдвижные). Номинальный ток выключателей 1000 А — для Э06 (для расцепителя 630–1000 А), 1600 А — для Э16, 2500 А — для Э25 и 4000 А — для Э40. Условное обозначение автоматических выключателей серии А3700 — А37ХХХХ3, где 37 — номер разработки; Х — величина выключателя (1 — 160 А, 2 — 250 А, 3 — 630 А); ХХ — исполнение выключателя по числу полюсов, виду установки максимальных расцепителей тока и максимально-токовой защиты; Х3 — климатическое исполнение.

Подстанции с трансформаторами 630 и 1000 кВА могут быть укомплектованы шкафами типа КН, КРН, ШРН с универсальными втычными (выкатными) автоматами типа АВМ с мотором приводом или без него по следующим схемам: 1) КН-1 и КН-6 — шкафы ввода с выводами шин вверх на магистраль с автоматом АВМ20В и двумя отходящими линиями с автоматами АВМ4В, АВМ10В; 2) КН-2 и КН-3 — шкафы ввода и секционный с автоматами АВМ20В и двумя автоматами АВМ4В и АВМ10В на отходящих линиях; 3) КН-4 — шкаф отходящих линий с тремя автоматами АВМ4В и АВМ10В; 4) КН-5 — то же, с автоматами АВМ20В и двумя АВМ4В и АВМ10В.

Напомним, что $I_{ном}$ на стороне 0,4 кВ ($S = \sqrt{3}UI$) для трансформатора 630 кВА равен 910 (1000) А; 1000 кВА — 1445 (1500) А; 1600 кВА — 2312 (2500) А; 2500 кВА — 3613 (4000) А (в скобках даны принимаемые величины). На рис. 7.10, *б* для выдачи мощности трансформатора 1000 кВА (автомат Э16) установлены автоматы А3730, обеспечивающие выдачу по току 4×630 А. Возможен вариант установки А3720, если необходимо запитать со щита низкого напряжения КТП электродвигатель мощностью, например, 120 кВт (или другой единичный электроприемник, требующий установки автомата 250 А).

Достаточно распространено комплектование низкой стороны цеховых ТП из различных щитов и шкафов. Панели распределительных щитов применяют для приема и распределения энергии трехфазного тока при напряжении до 0,38 кВ и защиты отходящих линий от перегрузок и токов КЗ.

Щиты, скомпонованные из панелей и установленные в помещениях, обслуживают с передней стороны. Панели изготовляют с ошиновками, имеющими электродинамическую стойкость (амплитудное значение) 30 и 50 кА. Панелями с ошиновками электродинамической стойкостью 30 кА комплектуются щиты подстанций мощностью до 630 кВА, 50 кА — щиты подстанций свыше 630 кВА. Панели предусматривают как кабельные, так и шинные вводы. Высота каждой панели 2200, глубина 600 мм, ширина по фасаду 60, 300, 800 или 1000 мм.

Шкафы распределительные силовые применяются в цеховых электроустановках промышленных предприятий для приема и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц при номинальном напряжении 380 В с защитой отходящих линий предохранителями и автоматами. Шкафы снабжены вводным рубильником и предохранителями на отходящих линиях; имеются также шкафы с вводным рубильником и автоматическими выключателями.

Силовые распределительные устройства со встроенными в них установочными автоматическими выключателями применяют в силовых установках с трех- и четырехпроводными системами распределения трехфазного тока частотой 50 Гц, напряжением 380 В, а также в двухпроводной системе постоянного тока напряжением 220 В. Максимальная нагрузка на главные шины — 4000, а на нулевую шину — 2000 А.

Распределительные устройства собственно 2УР, устанавливаемые в помещениях, выполняют в виде щитов станции управления, распределительных и релейных щитов, шкафов, ящиков, силовых сборок и т. д. Существуют два подхода к формированию 2УР напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока: 1) установка низковольтного РУ в электротехнических помещениях; 2) размещение РУ в помещениях, доступных для неинструктированного персонала (в производственных помещениях).

Устанавливаемые в электропомещениях (особенно в электромашинных) *щиты управления, защиты, измерения, сигнализации, щиты блоков и станций* управления с установленными на них аппаратами имеют на лицевой или задней стороне открытые токоведущие части, неизолированные токопроводы. Это удешевляет РУ и позволяет компоновать щиты и шкафы протяженностью, достаточной, чтобы вывести на них питание и управление большинством электроприемников цеха (отделения). По длине машинного зала, достигающей сотни метров (до 1 км), щиты устанавливают с разрывами (в один или несколько рядов), соблюдая ширину проходов обслуживания между рядом шкафов до 1 кВ и частями здания или оборудования при однорядном расположении не менее 1 м (при открытой дверце шкафа — не менее 0,6), а при двухрядном — не менее 1,2 м (между открытыми противоположными дверцами — не менее 0,6 м). Проектирование таких электромашинных помещений и устанавливаемых в них щитов станций управления ЩСУ требует значительного навыка.

Проще, хотя принцип не отличается от комплектации ЩСУ в ЭМП, проектирование отдельно стоящих щитов (шкафов), рассредоточенных по производственным помещениям. В этом случае требуется желательно полный перечень (список) электроприемников 1УР (исчерпывающая полнота ценологически запрещена), в частности электродвигателей. Если не рассматривать проблему управления электродвигателем как электроприводом, то задача сводится к выбору способа питания и коммутационного аппарата, обеспечивающего включение электроприемника и его защиту.

Рассмотрим на примере схемы рис. 7.10, *б*, на которой от установленных автоматов А3730 на ток 4×630 А должна быть запитана нагрузка всех участков выделенного отделения, разработку схемы 2УР участков и ее увязки с 3УР отделения. Для простоты ограничимся двигательной нагрузкой — до 300 шт., $I_{ном} \leq 250$ А.

Для дальнейшего расчета не нужен список электроприемников, т. е. ряд ранжированный по величине $P_{ном}$ или упорядоченный по какой-то иной классификации, составит.

$$P_1, P_2, ..., P_i, ..., P_{299}, P_{300}, ... \qquad (7.4)$$

Ряд (7.4) открыт, но не столько из-за возможного появления новых членов P_{300+k}, но и замены (исчезновения) какого-либо i-го двигателя в процессе как проектирования, так и (что более важно) при эксплуатации. В результате общее количество электроприемников может и не меняться, но изменяется состав по мощности (и видам). Поэтому нельзя ориентироваться на жесткую однозначность и неизменность схемы электроснабжения на 2УР (на 3УР она существенно более устойчива, а на 5УР может не меняться десятилетиями, до 50 лет). Члены ряда (7.4), проранжированные с учетом видовых ограничений, меняют ранг, исчезают, появляются в пределах параметров H-распределения, что дает возможность ценологического прогноза поведения членов ряда.

На основе плана цеха (отделения) и заданий с привязкой к осям (колоннам), а также отметкам каждой единицы технологического оборудования с указанием (по сопроводительной документации завода-изготовителя) номинальных и иных электрических параметров, режимов и точек подвода двигатели из ряда (7.4) группируют по территориальному признаку, но с учетом их связи с технологическим процессом или при необходимости разделения-объединения по административным или иным соображениям.

Например, на вспомогательном механическом участке установлены станки мощностью $P_{i1} = 5$, $P_{i2} = 14$, $P_{i3} = 3$, $P_{i4} = 7$, $P_{i5} = 9$ кВт и вентилятор $P_{i6} = 3$ кВт, которые могут быть подключены к одному шкафу. Подобным образом группируют все 1, 2, ..., 300 электроприемников, затем переходят к выбору силовых распределительных пунктов (шкафов). При этом по проекту довольно свободно можно переключить P_i с одного шкафа на другой (для эксплуатируемой схемы это сделать, может быть, будет труднее).

Выбор шкафа зависит от его исполнения и места установки. По исполнению различают шкафы навесные, стоящие (напольные), встраиваемые и утопленные. Шкафы в помещениях располагают у стен, колонн, у входа и выхода в помещение, на лестничной клетке, в мертвой зоне крана, в других местах, но с обеспечением доступа. Распределительное устройство 2УР можно устанавливать на открытом воздухе на спланированной площадке высотой не менее 0,2 м (в районах, где снежные заносы 1 м и более, сооружают повышенные фундаменты). Для нормальной работы аппаратов, реле, измерительных приборов и приборов учета предусматривают местный подогрев.

Теоретически шкаф 2УР, как и источник питания любого другого уровня, следует размещать в центре электрических рассчитываемых нагрузок, однако этого не делают из-за отсутствия экономической целесообразности. Во всех случаях при установке шкафа следует стремиться минимизировать сеть, обеспечивающую 1УР и располагать шкаф по ходу тока с обеспечением удобства доступа и обслуживания.

В настоящее время имеется обширная номенклатура отечественных и ино-

странных силовых распределительных шкафов, дополняемая силовыми сборками из отдельных коммутационных аппаратов. Продемонстрируем на примере механоучастка выбор шкафа на основе массовых серий: распределительные панели щитов ЩО; силовые пункты серии ПР9000 и пункты распределительные ПР85, ПР-11, ПР-24, ПР88; шкафы СП и СПУ; распределительные силовые шкафы серии ЩРС, ШР-86, ШР-11; вводно-распределительные устройства ВРУ (маркируемые заводом-изготовителем: ВРУ1М, ВРУ1А); щитки коттеджные, гаражные, офисные Щ81. Существует громадное разнообразие шкафов и щитов насосных, котлоагрегатов, вентсистем и др. Тем не менее очевидно, что по условиям поставки и эксплуатации предпочтителен один тип шкафа.

Установленная мощность механического участка:

$$P_{\text{у}} = \Sigma P_{\text{ном}(i)}, \qquad (7.5)$$

составит 41 кВт ($P_{\text{у}} = 5 + 14 + 3 + 7 + 9 + 3$). Если допустить, что все двигатели работают с номинальной мощностью, не учитывать КПД и для всех электродвигателей принять $\cos\varphi = 0{,}8$ (то и другое условие в общем случае не выполнимо), то $I_{\text{у}} = P_{\text{у}}/(\sqrt{3}U_{\text{н}}\cos\varphi) = 41/(1{,}73{\cdot}0{,}38{\cdot}0{,}8) \approx 78$ А, а единичные $I_{\text{ном}}$: $I_{i1} = 9{,}5$; $I_{i2} = 26{,}7$; $I_{i3} = 5{,}7$; $I_{i4} = 13{,}3$; $I_{i5} = 17{,}1$; $I_{i6} = 5{,}7$ А.

Если собирать шкаф (панель) из автоматических выключателей, например, серии АЕ20 (или для модернизированных АЕ-20М), то достаточно двух значений номинального тока ($I_{\text{ном}}$) и номинального тока расцепителя ($I_{\text{ном}}$): для АЕ2023 $I_{\text{ном}} = 16$, а $I_{\text{ном р}} = 5{,}0{-}10{,}0$ А; для АЕ2043 $I_{\text{ном}} = 63$, а $I_{\text{ном р}} = 10{,}0 \div 25{,}0$ и $31{,}5{-}40{,}0$ А. Более широкий диапазон номинальных токов главных цепей обеспечивают автоматические выключатели АП50Б: 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10; 16; 25; 40; 50; 63 А.

Остановимся на ШРС и для номинального тока шкафа 250 А возьмем часть исполнений с числом отходящих линий и номинальными токами предохранителей: 5×60; 5×100; 2×60 + 3×100, а для шкафа 400 А: 8×60; 8×100; 4×60 + 4×100; 5×250; 5×100 + 2×250; 2×60 + 4×100 + 2×250 А. Тогда для 6 двигателей участка можно взять два шкафа с $I_{\text{ном}} = 250$ А и 2 (5×60) линиями, тем самым заняв 6 линий из 10, но предполагая использовать оставшиеся (сохранить резерв, обязательно предусматриваемый при проектировании). Но может быть принят к установке и шкаф 400 А (8×60), хотя и с большим $I_{\text{ном}}$. Аналогично последовательно можно рассмотреть и сгруппировать остальные электроприемники, последовательно заполняя шкафами все отделение (цех), питающееся от данного ЗУР.

Следует четко представлять, что если в отделении установлено 300 электродвигателей (в отделениях цеха жести Карметкомбината — 6200 шт., для одного цеха черной металлургии это было рекордное значение), то каждый из них запитывается по своему силовому кабелю (проводникам), имеет свой коммутационный аппарат, свою индивидуальную защиту из набора расцепителей: (М — электромагнитный; Т — тепловой; МТ — комбинированный; до-

полнительных: Н — максимальный расцепитель напряжения; Д — независимый расцепитель; О — максимальный расцепитель в нулевом проводе). Именно это и индивидуализирует каждый электроприемник при проектировании, строительстве, эксплуатации, авариях и ремонте.

Проще всего вопрос согласования 2УР и 3УР решается при выдаче мощности с КТП на магистраль ШМА, которая может быть выполнена на ток, соответствующий $I_{ном}$ трансформатора, в частности, на 1600 и 2500 А. Применение далее распределительных шинопроводов ШРА на номинальные токи 250, 400, 630 А решает проблему подключения через ответвительные коробки с предохранителями ПН2, автоматами А3700 и АЕ20.

Для рассматриваемого случая (см. рис. 7.10, *б*) от каждого из линейных автоматов 630 А могут быть проложены кабели 2 (3×150 мм²) и заведены на вводные зажимы ШРС 400 А, допускающих присоединение двух таких кабелей. По ПУЭ кабель 3×150 мм² с алюминиевыми жилами длительно пропускает ток при прокладке в воздухе 235, в земле 335 А; кабель с медными жилами соответственно — 305 и 435 А. Перемычка с этого шкафа по магистральной схеме на другой, не обязательно стоящий рядом (это может быть и ШРС на 250 А, допускающий присоединение кабелей 2×95 мм²), решает проблему выдачи трансформаторной мощности. С одного из этих шкафов и запитывается шкаф, питающий непосредственно механический участок.

С целью уменьшения общего количества шкафов в цехе (отделении) возможно присоединение нескольких приемников небольшой мощности под один зажим (с сохранением управления и защиты каждого), выход на ряд магистрально соединенных ящиков и щитков, устройство электротехнических помещений, для которых проектируются и заказываются электротехническому предприятию стандартизированные станции и щиты управления. На них устанавливается коммутационная аппаратура, по номинальному току строго соответствующая электроприемникам. Это дает возможность питать от одного шкафа (панели) до 12 и 16 мелких двигателей $I_{ном}$ до 10(25) А. Что касается массовых (серийных) шкафов, то и их комплектуют 10 и 12 линейными трехполюсными автоматами и до 30 при иной полюсности. Применяя модульный принцип, от одного вводно-распределительного щита ЩВР с номинальным током автоматических выключателей вводов до 2500 А и номинального тока шкафа до 1200 А можно запитать-подключить до 36 отходящих линий 40 А каждая (в каждой централизации есть недостатки — в данном случае, проблема организации кабельного потока ввода и вывода).

При построении низковольтных сетей 1УР типа P_1, ..., P_n (7.4) и комплектовании коммутационных устройств 2УР не были использованы формализованные методы расчета электрических нагрузок (см. раздел 3.2 и 3.3), и прежде всего, метод расчетной активной мощности (модернизированный метод упорядоченных диаграмм и всевозможные коэффициенты: $K_и$, $K_м$, $K_ф$, $K_з$, $K_п$, $K_в$). Необходимые исходные данные для расчета: определение месторасположения каждого электроприемника и привязка его к технологическому процессу, номинальная мощность $P_{ном}$ и ток $I_{ном}$. Напряжение и частоту принимают по умолчанию и,

значения КПД и cosφ не существенны. Таким образом, при разработке схемы 2УР и ее увязке с 3УР необходимо выполнение следующих условий.

1. Питающий проводник к каждому отдельному электроприемнику следует выбирать по его номинальному току, длительно допустимому с проверкой проводника по ограничениям, налагаемым ПУЭ.

2. Защита питающего проводника от токов КЗ в конце защищаемой линии и от перегрузки в случаях оговоренных ПУЭ осуществляется коммутационной аппаратурой шкафа 2УР.

3. Каждый электродвигатель (электроприемник) должен иметь отдельный коммутационный аппарат, отключающий от сети одновременно все проводники (общий аппарат или комплект коммутационных аппаратов применим для группы электродвигателей, служащих для привода машин, осуществляющих единый технологический процесс).

4. В качестве отключающего аппарата может быть использован коммутационный аппарат шкафа 2УР, если в комплектной поставке технологического оборудования и электрооборудования (электропривода) отсутствует коммутационная аппаратура, обеспечивающая пуск, останов, защиту. В этом случае аппарат зоной защиты должен охватывать электроприемник и проводник.

5. Для электродвигателя (электроприемника) предпочтительнее применение индивидуального коммутационного аппарата, имеющего более широкие возможности, чем аппарат шкафа, и обеспечивающего необходимые виды управления и регулирования, защиту, контроль, сигнализацию. Другими словами, для каждого электроприемника выполняют отдельные рабочие чертежи, включающие схему подключения и управления, прокладку, установку, монтажные присоединения, спецификацию.

6. Если от шкафа 2УР питается три электроприемника, то проводник, питающий шкаф, выбирают по сумме $I_{ном}$ (7.5). При большем количестве электроприемников следует иметь в виду следующие ограничения: а) количество отходящих линий от шкафа 2УР невелико и при использовании их непосредственно для питания приемников 1УР установленная мощность (7.5) не должна выходить за мощность, передаваемую через вводной аппарат, исполнение которого 250, 400 А (или иное) затрудняет совершение ошибки; б) при прокладке питающего проводника к шкафу следует соблюдать рекомендуемый в электрике «принцип равнопрочности»: по проводнику в номинальном режиме следует передавать мощность, близкую к номинальной мощности ввода (см. рис. 7.4, *а, в — 3* и *4*);

7. Расчет электрических нагрузок (прежде всего формализованными методами) необходим для случая питания от питательного пункта *3* (см. рис. 7.4) нескольких распределительных пунктов *4* при радиальном и магистральном их питании, если P_y (7.5) превосходит мощность ввода *3*. Это же относится к выбору распределительных токопроводов ШРА.

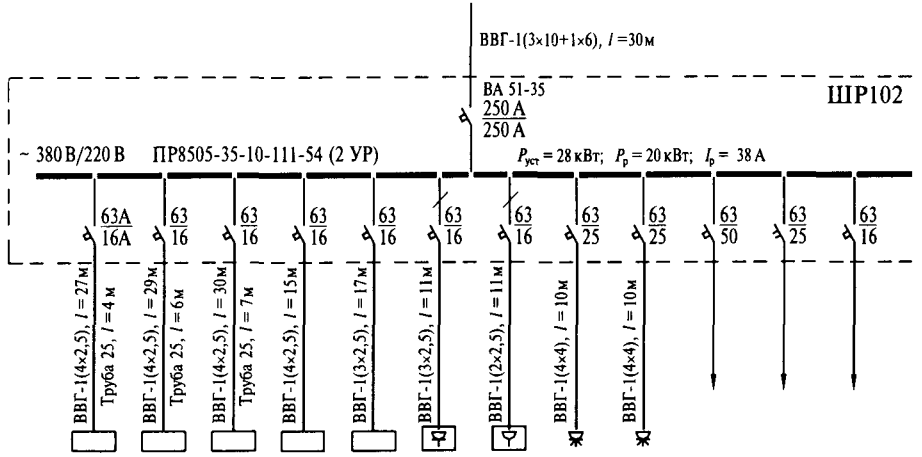
Подведем итоги, используя рис. 7.12 (фрагмент рабочего чертежа), на котором 2УР представлен распределительным пунктом ПР8500 с 12-ю отходящими линиями. Все автоматы приняты на $I_{ном}$ = 63 А с уставками 16, 25, 50 А.

Установленная мощность оборудования $P_{уст} = 16$ кВт, около 12 кВт отдается «розеткам». Расчетная $P_р = K_с P_{уст} = 0{,}7 \cdot 28 = 20$ кВт (при расчетах округляем цифры). При $U = 380$ В, $\cos\varphi = 0{,}8$ получим $I_р = 38$ А; $P_р = \sqrt{3} U I_р \cos\varphi$.

На вводе установлен автомат $I_{ном} = 250$ А с установкой 250 А, защищающей от КЗ на шинах РП 380/220В. Питающий кабель выбран с медными жилами с током по нагреву $I_н = 60$ А, т. е. с небольшим запасом (при прокладке кабеля с алюминиевыми жилами, допускающими длительные токовые нагрузки, $I_н$ на 33 % меньше, чем с медными).

Нужен ли запас по сечению питающего кабеля? Даже не имея плана столярной и слесарной мастерских, очевидно, что это небольшие участки, занимающие локализованную площадь (территорию): нельзя ожидать появления нескольких новых станков, а тем более, например, горизонтально-расточного станка с $P_{уст} = 19$ кВт. Поэтому выбор сечения кабеля с некоторым небольшим запасом по току и прокладку кабеля только одного сечения можно считать правильным.

При средней мощности ручного инструмента или передвижного оборудования 2 кВт трудно предположить, что помимо занятых на стационарном оборудовании появятся еще 6 рабочих, задействующих 12 кВт (запас мощности) с $K_с$ не ниже 0,7. Во всех подобных случаях, когда от характеристик оборудования зависят размеры занимаемой площади и возможность (и инвестиционные намерения) резко (в разы) увеличить установленную (и расчетную) мощ-



Электроприемник	№ по плану	7	8	9	1	2	3×S	4×S	5×S	6×S	
	$P_{уст}$, 28 кВт;	5,5	4	4,5	1,1	0,55	—	—	—	—	
	Наименование	Рейсмус	Пила циркулярная	Фуганок	Наждачный станок	Сверлильный станок	Штепсельные розетки				Резерв
		Столярная мастерская			Слесарная мастерская						

Блок из трех розеток

Рис. 7.12. Рабочая схема 2УР

ность выбирать питающий 2УР кабель (проводник) следует на основании формализованных методов определения $P_р = P_{max}$.

Исключим из рассмотрения розетки и ограничимся пятью станками (см. рис. 7.12). Как неоднократно указывалось, проводник, питающий узел, к которому как к точке присоединены лишь три электроприемника, выбирают под сумму (7.5) номинальных мощностей, т. е. $P_р = P_{max} = P_у = 5{,}5 + 4{,}0 + 4{,}5 = 14$ кВт. Введя $K_с = 0{,}7$, получим $P_р = 0{,}7 \cdot 14 = 10$ кВт. Так что, кроме точила и сверла можно без какого-либо опасения подключить к 2УР еще пару подобных станков, если осуществлена проверка по трем наибольшим приемникам.

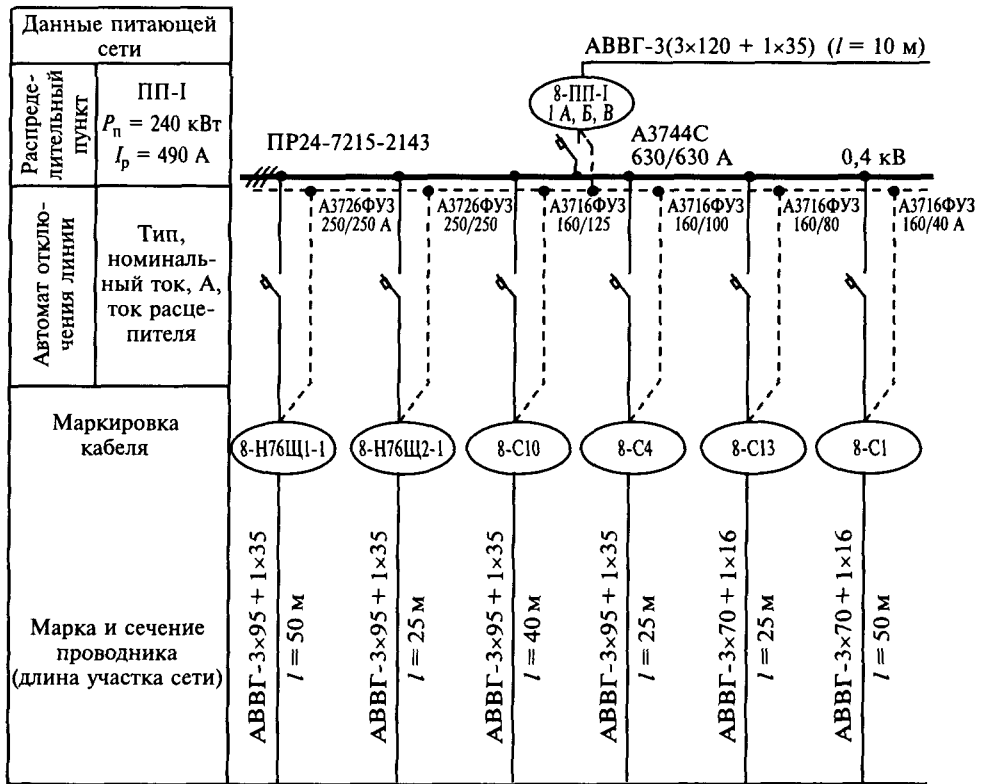
Теоретической основой такого утверждения можно считать близкую к 1,00 вероятность работы трех станков одновременно с номинальной мощностью. Например, три насоса (или три группы) питательных, охлаждающих, водоотлива, каждый из которых рассчитан на полную расчетную мощность всей установки, должны питаться по питающей сети, рассчитанной по (7.5). Необходимость питания каждого из насосов (группы) от независимого источника питания не снимает проблемы необходимости суммирования мощностей для реально возможных режимов.

Рассмотрим рабочую схему на рис. 7.13, которая соответствует упрощенной на рис. 7.4, *а*, и отличается от схемы на рис. 7.12 выбором питающего кабеля. Щит с $I_р = 490$ А предназначен для рабочего освещения объекта, для которого разделены силовая и осветительная нагрузка, а аварийное освещение — от другого щита (источника). Для 490 А нет необходимости прокладывать три кабеля по 120 мм^2, при прокладке в земле достаточно одного сечения 240 мм^2 (длительно допустимый ток $I_д$ для одного трехжильного кабеля с алюминиевыми жилами сечением каждой 120 мм^2 с пластмассовой изоляцией в поливинилхлоридной оболочке при прокладке в воздухе равен 200 А, в земле — 295 А; для кабеля ААГ 3×240 мм^2 — $I_д = 440$ А). Однако прокладка трех кабелей не только обеспечивает необходимый запас (большую пропускную способность по нагреву), но и практически позволяет передавать всю расчетную мощность при выходе из строя любого одного питающего кабеля. Именно такой подход был в ряде отраслей промышленности, например в металлургии, но отрицался как общий. В результате имеют место отключения единичного кабеля, прокладываемого к котельной, жилому дому и другим объектам, когда-то запроектированным и построенным под жесткий расчет, не выдерживающий проверки морозами.

В соответствии с изложенными принципами формирования 2УР на практике предприниматели-электрики должны кардинально изменить подход к построению систем электроснабжения малых предприятий (как указывалось в гл. II при рассмотрении уровней, целесообразно различать мини-предприятия, питающиеся от 2УР, и малые — от 3УР. Однако общественное сознание опирается на иные критерии при использовании термина «малое предприятие» без учета особенностей электроснабжения. При проектировании системы электроснабжения нужно брать за основу не технологию малых предприятий, а систему электроснабжения. Следует вообще не учитывать отдельные элект-

роприемники. Идеология унифицированной ячейки системы электроснабжения малого предприятия (ЯЧЭЛ) заключается в следующем: в начале оптимальная система электроснабжения — затем малое предприятие. Порядок реализации ЯЧЭЛ:

1.Составляется в виде информационной базы данных кадастр (земельный участок, здание, часть помещения и т. д.) всех возможных мест размещения малых предприятий.



Номер линии		1	2	3	4	5	6
Электроприемник	Потребляемая мощность, кВт	81,2	89,9	35	26	19	15,5
	Ток расчетный, А	173	182	108	80	57	27
	Ток аварийный, А	220	225				
	Назначение линии	Щит 76Щ1 Ввод № 1	Щит 76Щ2 Ввод № 1	Щит освещения № 10	Щит освещения № 4	Щит освещения № 13	Щит освещения № 1

Рис. 7.13 Схема распределительного пункта 0,4 кВ

2. На кадастр накладывается база данных технических условий на подключение малых предприятий к энергоснабжающей организации.

3. Предусматривается (по аналогии с ячейкой КРУ) стандартный набор (выбираемый под единицу кадастра): источник питания, местоположение, схема присоединения, способ канализации, конфигурация системы электроснабжения, релейная защита и автоматика, способы компенсации реактивной мощности, повышения качества электроэнергии, нетрадиционный источник питания, возможность преобразования электрической энергии в тепловую, система учета и способ экономии электроэнергии (набор превращается применительно к малому предприятию из разряда определяемого в разряд задаваемого).

При проектировании ЯЧЭЛ множество параметров для расчета электроснабжения задает не технолог, а энергоснабжающая организация и административно-властный орган, владеющий кадастром — месторасположением малых предприятий (по градостроительным и др планам) Это важно, так как нельзя, чтобы технические условия на присоединение, возможное отставание разработки электроснабжения от тенденций развития малых предприятий превратилось в бюрократический тормоз развития малого бизнеса и среднего класса в целом Энергоснабжающие организации также должны иметь прибыль, так как несоответствие выдаваемых технических условий на присоединение темпам преобразования экономики и реальным потребностям малых предприятий приводят к упущенной прибыли. К этому ведет, например, запрет на использование встроенного греющего кабеля при согласовании его подключения в ночное время (инвестиции в генерирующие мощности не требуются, так как $P_р = P_{max}$ не увеличивается, график суточный выравнивается, оплата за использованную электроэнергию увеличивается)

Новый подход к проектированию систем электроснабжения на 2УР(3УР) основан на ценологических положениях.

1. Формирование локальных систем электроснабжения малых и средних предприятий, выделенных по *H*-распределению для однородных групп потребителей электроэнергии.

2. Использование независимых (принадлежащих потребителю) источников энергии (в том числе нетрадиционных) с оптимизацией их количества по разным группам мощностей на основе *H*-распределения электропотребления и *H*-распределения максимальной нагрузки предприятий.

3. Особый принцип построения самой системы электроснабжения, основанной на ЯЧЭЛ: категорирование потребителей локальных систем по надежности и качеству электроэнергии и обеспечение надежности электроснабжения потребителей за счет установки аккумуляторов энергии и средств повышения качества, принадлежащих потребителю, релейная защита и автоматика, обеспечивающая в том числе возможность работы локальных систем автономно и параллельно с централизованной системой, выбор источников питания; выбор электрооборудования; компенсация реактивной мощности;

4. Особый порядок согласования проектирования, наладки, монтажа и условий подключения электроприемников малых предприятий к сетям электроснабжающих организаций, основанный на тарифно-инвестиционной политике, первостепенности системы ЯЧЭЛ и второстепенности технологии малого предприятия.

5. Согласование ценологических принципов инвестиций и тарифов оплаты за электроэнергию.

7.5. Преобразовательные установки и подстанции

В отличие от цеховых подстанций, на которых трансформируется энергия переменного тока напряжением выше 1 кВ в напряжение до 1 кВ с той же частотой 50 Гц, преобразовательные установки и подстанции предприятий преобразуют электрическую энергию с одними значениями параметров и (или) показателей качества в электрическую энергию с другими значениями параметров и (или) показателей качества, например трехфазный ток частотой 50 Гц – в трех- или однофазный ток повышенной или пониженной частоты, а также в постоянный.

Для получения постоянного тока из переменного используют кремниевые выпрямительные агрегаты. Характеристика преобразовательных установок для питания электролизных установок цветной металлургии и химической промышленности, цеховых сетей постоянного тока, от которых питаются электроприводы, не требующие регулирования подводимого к ним напряжения, и др. приведена ниже·

	I, кА	U, В
Электролизное производство	12,5–175	75, 150, 300, 450, 600, 850
Дуговые вакуумные печи	12,5–37,5	75
Графитированные печи	25–200	150, 300
Электрохимическая обработка металлов и гальваностегия	0,1–25	6, 12, 24, 42, 48
Электрифицированный транспорт	0,5–3,2	275, 600, 825, 1650, 3300
Цеховые сети постоянного тока	1–4	230–460

Агрегаты состоят из трансформатора, выпрямительных блоков и другого, как правило, комплектного оборудования Трансформаторы преобразовательных агрегатов питаются от 4УР (иногда и от 5УР) системы электроснабжения на переменном токе напряжением 6, 10 или 35 кВ.

Напряжение постоянного тока для внутрицеховых электроприемников общепромышленного назначения, включая краны, принимается равным 220 и реже 440 В. Для завода (цеха) целесообразно иметь одно основное напряжение постоянного тока, что облегчает рабочее проектирование, заказ и изготовление электрооборудования, улучшает условия эксплуатации и облегчает эле-

ктроремонт. Обследование ряда крупных заводов показало, что даже на одном заводе используются напряжения постоянного тока: 110, 150, 275, 300, 325, 400, 450, 525, 600, 660, 700, 750,775, 825 В. Часть напряжений появляется по условиям управления электроприводом, и обычно такие преобразовательные подстанции и управление ими проектируются специалистами электропривода, оставляя за электроснабжением вопросы питания.

Для преобразовательных агрегатов применяют: трехфазную нулевую схему, шестифазную нулевую схему с уравнительным реактором и трехфазную мостовую схему преобразования. Преобразовательные агрегаты малой мощности имеют трехфазную нулевую схему.

При шестифазной нулевой схеме (рис. 7.14, *а*) первичная обмотка питающего преобразователь трансформатора соединяется в звезду или треугольник, а вторичная – в две обратные звезды, нулевые точки которых соединены через уравнительный реактор. Средняя точка уравнительного реактора является отрицательным полюсом выпрямленного тока.

При трехфазной мостовой схеме (рис. 7.14, *б*) первичная и вторичная обмотки преобразовательного трансформатора могут соединяться в звезду и в треугольник. Каждая фаза вторичной обмотки через вентили соединяется с положительным и отрицательным полюсами цепи постоянного тока. Каждый вентиль проводит ток в течение одной трети периода.

При трехфазной нулевой схеме вторичная обмотка трансформатора соединяется в звезду с выведенной нулевой точкой или в зигзаг с выведенной нулевой точкой. В первом случае первичная обмотка должна соединяться в треугольник, во втором – в звезду.

В настоящее время для полупроводниковых агрегатов с выпрямленным напряжением 330 В и выше, как правило, применяется трехфазная мостовая схема, а при меньших напряжениях – нулевая схема. Для агрегатов большой мощности с целью создания двенадцатифазного режима выпрямления трансформаторы выполняют с одной первичной и двумя или четырьмя вторичными обмотками. Одну половину вторичных обмоток соединяют в звезду, а вторую — в треугольник.

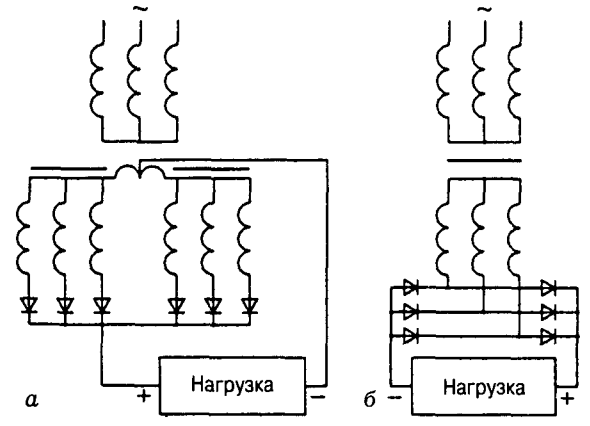


Рис. 7.14. Схемы преобразования:
а — шестифазная нулевая; *б* — трехфазная мостовая

Для электролизных установок цветной металлургии и химической промышленности в основном применяют кремниевые выпрямительные агрегаты с номинальными выпрямленными токами 12,5 и 25 кА. Значения КПД и коэффициента мощности не учитывают потерь в ошиновке агрегата и реактивного сопротивления питающей сети. Предполагается, что дроссели насыщения, если их используют, находятся в насыщенном состоянии – угол регулирования равен нулю. Каждый агрегат состоит из трансформатора, одного, двух или четырех выпрямительных блоков и другого комплектующего оборудования. При выпрямленных напряжениях 75 и 150 В применяется нулевая схема выпрямления с соединением вторичных обмоток трансформатора по схеме две обратные звезды с уравнительным реактором. При выпрямленных напряжениях 300, 450, 600 и 850 В применяют трехфазную мостовую схему выпрямителя.

Выпрямительные блоки при нулевой схеме выполняются на номинальный ток 12,5 кА, а при трехфазной мостовой схеме – 6,25 кА. Каждое плечо трехфазного выпрямительного моста на ток 6,25 кА и каждая фаза выпрямителя на 12,5 кА при нулевой схеме имеет 19 или 20 параллельно включенных кремниевых вентилей соответствующего класса на номинальный ток 200 А. Последовательно с каждым вентилем включают быстродействующий предохранитель.

Трансформаторы выпрямительных агрегатов имеют переключающее устройство для регулирования напряжения под нагрузкой. Конструкция устройства РПН позволяет осуществлять ручное, дистанционное и автоматическое регулирование вторичного (выпрямленного) напряжения. Поскольку РПН осуществляет ступенчатое регулирование напряжения, агрегаты могут укомплектовываться дросселями насыщения. При наличии дросселей насыщения агрегаты обычно снабжают устройством для автоматической стабилизации тока.

Для электролизных установок выпускаются также мощные кремниевые выпрямительные агрегаты – 50 кА на 450 и 300 В и 63 кА на 850 В. Особенностью этих агрегатов можно считать их совмещенную конструкцию – выпрямительные блоки в них расположены в одной камере с трансформатором. Такая конструкция при большой единичной мощности агрегатов позволяет значительно уменьшить габариты преобразовательных подстанций и трудоемкость их монтажа. Большие выпрямительные токи требуют принудительного охлаждения вентилей в процессе работы, которое может быть воздушным, водяным и масляным.

Питание дуговых вакуумных и графитизированных электропечей также осуществляется выпрямленным током. Применение для вакуумных печей постоянного тока вместо переменного позволяет обеспечить более устойчивое горение дуги, высокий коэффициент мощности и равномерную нагрузку на питающую сеть (при двухэлектродной конструкции электропечи). Выпрямительные блоки в агрегатах дуговых вакуумных и графитизированных электропечей аналогичны выпрямительным блокам агрегатов для электролизных установок.

В установках для электрохимической обработки металлов (обезжиривание, травление, электрополировка, размерная обработка) и нанесения различных

гальванических покрытий (меднение, хромирование, никелирование, цинкование и др.) используют кремниевые выпрямительные агрегаты с низкими номинальными выпрямленными напряжениями. Технологический процесс таких установок требует регулирования выпрямленного тока в широких пределах, что достигается путем регулирования выпрямленного напряжения. В связи с этим агрегаты выполняются на тиристорах, что позволяет получить широкий диапазон изменения выпрямленного напряжения и тока в автоматическом и ручном режимах.

Схемы и конструкции преобразовательных подстанций зависят от распределительных устройств переменного тока, преобразовательных агрегатов РУ выпрямленного тока. Преобразовательные подстанции часто совмещают с распределительными пунктами 6–10 кВ промышленных предприятий, и по схемам они отличаются от подстанций 4УР. В этом случае от РУ переменного тока наряду с преобразовательными агрегатами получают питание и другие цеховые потребители электроэнергии.

Преобразовательные подстанции электролизных установок по производству алюминия, магния и хлора построены обычно по схеме параллельного включения выпрямительных агрегатов (из-за необходимости больших значений выпрямленного тока). Для других производств с электролизерами, требующими меньшего тока, характерно применение одиночных выпрямительных агрегатов на каждый электролизер. Схемы питания преобразовательных подстанций строят в зависимости от числа параллельно работающих преобразовательных агрегатов и требований надежности электроснабжения. При небольшом количестве преобразовательных агрегатов (два-четыре) РУ переменного тока преобразовательной подстанции обычно имеет одиночную секционированную систему шин 6–35 кВ. При большом числе преобразовательных агрегатов и наличии потребителей I категории (на стороне постоянного тока) применяют РУ с двойной системой шин.

На промышленных предприятиях для питания цеховых сетей постоянного тока напряжением 230 В широко применяются комплектные выпрямительные полупроводниковые подстанции КВПП. Это подстанции, состоящие из силового трансформатора с кабельным вводом, выпрямительного шкафа, шкафа управления, защиты и сигнализации, РУ постоянного тока. Схема подстанции приведена на рис. 7.15. Это шестифазная нулевая схема, на которой первичная обмотка трансформатора преобразователя соединена в звезду, а вторичная (вентильная) — в две обратные звезды, нулевые точки которых соединены через уравнительный реактор. Средняя точка уравнительного реактора – отрицательный полюс выпрямленного тока.

Для снижения выпрямленного напряжения при холостом ходе подстанции в шкафу управления устанавливают балластное сопротивление R, которое включается при отсутствии нагрузки и автоматически выключается контактором КМ при токе нагрузки, превышающем 1 % от номинального.

Конструкция КВПП допускает их открытую установку (без дополнительных ограждений) в помещениях с нормальной средой. РУ постоянного тока

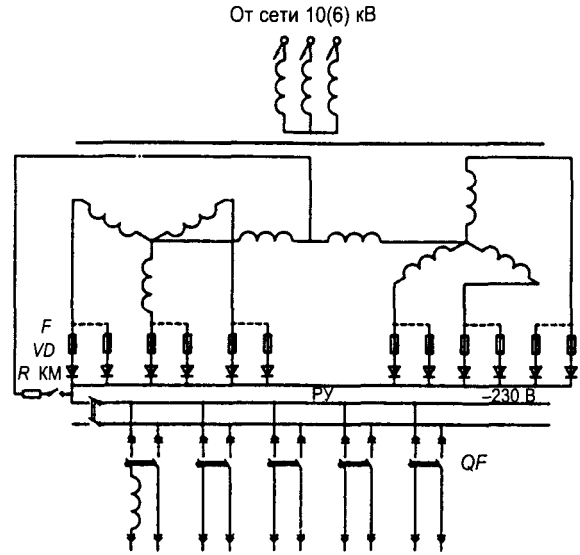


Рис. 7.15. Принципиальная схема одноагрегатной КВПП: *T* — трансформатор; *F* — предохранители; *S* — переключатель ввода (для КВПП-400-230-У4); РУ — распределительное устройство 230 В; *QF* — автоматические выключатели; *R* — балластное сопротивление; КМ — контактор

состоит из стандартных шкафов с двусторонним обслуживанием. Охлаждение выпрямительных шкафов – воздушное принудительное с помощью вентиляторов, установленных на шкафах. Конструкция РУ постоянного тока позволяет осуществлять вывод из шкафов РУ кабелем и шинами (шинопроводом типа ШМАД).

В настоящее время выпускается серия КВПП на ток 1000, 2500, 4000 и 6300 А и напряжение 230 В со стабилизацией и без стабилизации выходного напряжения, коэффициент полезного действия равен 96 %, коэффициент мощности 0,925.

Вопросы для самопроверки

1. Укажите варианты присоединения цеховых подстанций третьего уровня системы электроснабжения с высокой стороны и возможные схемы на низкой стороне.
2. Каковы особенности выбора трансформаторов цеховых подстанций?
3. Опишите принципы, опираясь на которые определяют конструкцию распределительных устройств 2УР.
4. Назовите факторы, на основе которых производится оптимизация мощности трансформаторов и цеховых сетей.
5. Приведите варианты размещения ТП (КТО), щитов низкого напряжения и ЩСУ.
6. Укажите область и величины применяемых напряжений постоянного тока в заводских сетях.
7. Изобразите схемы и конструктивные исполнения преобразовательных установок и подстанций.

Глава 8. ТРАНСПОРТ (КАНАЛИЗАЦИЯ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

8.1. Общие сведения о способах передачи и распределения электроэнергии

Передача и распределение электрической энергии осуществляются электрическими сетями — внутренними (цеховыми) и наружными. Наружные сети часто называют межцеховыми (питание 3УР, 2УР и отдельные РП-10 кВ) или магистральными (питание по туннелям и блокам от 6УР, 5УР до 4УР). Наружные сети до 1 кВ на промышленных предприятиях имеют ограниченное распространение (главным образом, это сети наружного освещения).

Прокладка производится изолированными и неизолированными (голыми) проводами (преимущественно воздушные ЛЭП). *Изолированные провода* выполняются защищенными — поверх электрической изоляции накладывается металлическая или иная оболочка, предохраняющая изоляцию от механических повреждений. Изолированные проводники: провода, кабели и шнуры. *Неизолированные провода*: алюминиевые, медные, стальные шины, токопроводы, троллеи и голые провода.

Для сетей используют твердотянутую медь, покрытую тонкой оксидной пленкой, обеспечивающей хорошее противостояние влиянию атмосферных условий и воздействию химических соединений, содержащихся в промышленных выбросах. Твердотянутый алюминий, применяемый для этих целей, также покрыт пленкой, но подвергается коррозии вблизи моря и ряда производств, связанных с получением или использованием кислот. Большее электрическое сопротивление, худшие монтажные и эксплуатационные свойства, но меньшая стоимость по сравнению с медью определяют область его применения. Стальные проводники требуется подвергать оцинкованию (присадки до 0,4 % меди), их применяют из-за дешевизны, для малых нагрузок (в сельских сетях). Предпочтительнее использовать биметаллические, в которых стальные проволоки, несущие механическую нагрузку, снаружи покрыты слоем электролитической меди или алюминия.

Основные физические свойства проводников, применяемых в системах электроснабжения, приведены ниже:

	g, МСм/м	$\sigma_р$, МПа	γ, г/см^3
Медные	53	390	8,9
Алюминиевые	32	160	2,75
Стальные	7,5	до 700	7,85

Транспорт электроэнергии в системах электроснабжения осуществляется:
1) воздушными линиями — устройствами для передачи и распределения

электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам, стойкам на зданиях и инженерных сооружениях (мостах, путепроводах, эстакадах и т. п.);

2) кабельными линиями — устройствами для передачи электроэнергии, состоящими из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями;

3) токопроводами — устройствами для передачи и распределения электроэнергии, состоящими из неизолированных или изолированных проводников и относящихся к ним изоляторов, защитных оболочек, осветительных устройств, поддерживающих или опорных конструкций;

4) электропроводками — совокупностью проводов и кабелей с относящимися к ним креплениями, поддерживающими защитными конструкциями и деталями.

Сечения проводников устройств канализации электроэнергии выбираются: а) по нагреву (с учетом нормальных, послеаварийных, ремонтных режимов) максимальным током в течение получаса; б) по экономической плотности тока; в) по условиям динамического действия и нагрева при коротком замыкании.

Нормированное значение по нагреву и по экономической плотности тока $j_{эк}$ определяется ПУЭ. По экономической плотности тока не выбирают: сети промышленных предприятий и сооружений до 1 кВ при T_{max} до 4000–5000; ответвления к отдельным электроприемникам и пускорегулирующим элементам напряжением до 1 кВ; осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий; сборные шины и ошиновка ОРУ и ЗРУ всех напряжений; сети временных сооружений, а также устройств со сроком службы 3–5 лет.

Значение экономической плотности тока может быть увеличено:

1) на 40 % при максимуме нагрузки в ночное время и для изолированных проводников сечением 16 мм^2 и менее;

2) в $K_у$ раз для линий одинакового сечения с n ответвляющимися нагрузками в начале линии:

$$K_у = \sqrt{\frac{I_1^2 L}{I_1^2 l_1 + I_2^2 l_2 + \cdots + I_n^2 l_n}}, \qquad (8.1)$$

где I_1, ..., I_n — нагрузки и l_1, ..., l_n — длина отдельных участков линии; L — полная длина линии;

3) при выборе сечений проводников для питания n однотипных взаиморезервируемых электроприемников (насосов водоснабжения, компрессоров, преобразовательных агрегатов и т. д.), из которых одновременно находится в работе лишь m часть, увеличение $K_n = \sqrt{n/m}$.

Сечения, получаемые в результате указанного расчета по I_{max} [см. (3.6)] и $j_{эк}$ [см. (4.1)], округляют до ближайшего стандартного. Расчетный ток принима-

ют для нормального режима работы; увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывают. Увеличение количества линий сверх необходимого по условиям надежности электроснабжения в целях удовлетворения экономической плотности тока производят на основе технико-экономического расчета, при этом допускается двукратное увеличение нормированных значений $j_{эк}$.

В электроустановках выше 1 кВ по режиму КЗ следует проверять: а) кабели и другие проводники, токопроводы, а также опорные и несущие конструкции для них; б) воздушные линии при ударном токе КЗ, равном 50 кА и более, для предупреждения схлестывания проводов при динамическом действии токов КЗ, в электроустановках ниже 1 кВ — только токопроводы, распределительные щиты и силовые шкафы. Стойкими при токах КЗ являются те элементы транспорта электроэнергии, которые при расчетных условиях выдерживают воздействия этих токов, не подвергаясь электрическим и механическим разрушениям или деформациям.

По режиму КЗ при напряжении выше 1 кВ не проверяют элементы·

1) защищенные плавкими предохранителями со вставками (по электродинамической стойкости — на номинальный ток вставок до 60 А и независимо от него — по термической стойкости),

2) в цепях к индивидуальным приемникам, в том числе к цеховым трансформаторам общей мощностью до 2,5 МВА и с высшим напряжением до 20 кВ [если соблюдены одновременно следующие условия: а) в электрической или технологической части предусмотрена необходимая степень резервирования, выполненного так, что отключение указанных приемников не вызывает расстройства технологического процесса, б) повреждение проводника при КЗ не может вызвать взрыва или пожара, в) возможна замена проводника без значительных затруднений];

3) проводники неответственных индивидуальных приемников,

4) провода ВЛ;

5) трансформаторы тока и напряжения при определенных условиях

Температура нагрева проводников при КЗ не должна превышать следующих предельно допустимых значений, °С

Шины	
медные	300
алюминиевые	200
Кабели с изоляцией	
бумажной на напряжение до 10 кВ	200
поливинилхлоридной резиновой	150
полиэтиленовой	120

8.2. Воздушные линии электропередач

Основные элементы воздушных линий: провода, изоляторы, линейная арматура, опоры и фундаменты. На воздушных линиях переменного трехфазного тока подвешивают не менее трех проводов, составляющих одну цепь, на ВЛ постоянного тока — не менее двух проводов.

По количеству цепей ВЛ делят на одно-, двух- и многоцепные. Количество цепей определяется схемой электроснабжения и необходимостью ее резервирования. Если по схеме электроснабжения требуются две цепи, то эти цепи могут быть подвешены на двух отдельных одноцепных ВЛ с одноцепными опорами или на одной двухцепной ВЛ с двухцепными опорами. Расстояние l между соседними опорами называют пролетом, а расстояние между опорами анкерного типа — анкерным участком.

Провода, подвешиваемые на изоляторах (γ — длина гирлянды) к опорам (рис. 8.1), провисают по цепной линии. Расстояние от точки подвеса до низшей точки провода f называют стрелой провеса, определяющей приближение провода к земле h. Для населенной местности h до поверхности земли составляет 7 м — для 35 и 110 кВ и 8 м — для 220 кВ, h до зданий или сооружений соответственно: 3 м — для 35 кВ; 4 м — для 110 кВ и 5 м — для 220 кВ. Длина пролета l определяется экономическими соображениями: обычно 30–75 м для 1 кВ, 150÷200 м — 110 кВ и до 400 м — для 220 кВ.

В зависимости от способа подвески проводов опоры делят на: а) промежуточные, провода закреплены в поддерживающих зажимах; б) анкерного типа — для натяжения проводов, провода закреплены в натяжных зажимах; в) угловые (на углах поворота ВЛ с подвеской проводов в поддерживающих зажимах), могут быть промежуточные, ответвительные и угловые, концевые, анкерные угловые. Укрупненно же опоры ВЛ выше 1 кВ подразделяют на два вида: анкерные — полностью воспринимающие тяжение проводов и тросов в смежных пролетах, и промежуточные — не воспринимающие тяжение или воспринимающие частично. На ВЛ применяют деревянные (см. рис. 8.1, *б* и *в*), стальные (*д*) и железобетонные опоры (на рис. 8.1, *г* представлена деревянная опора нового поколения).

Деревянные опоры ВЛ все еще распространены в странах, располагающих лесными запасами Достоинства дерева как материала для опор: небольшой удельный вес, высокая механическая прочность, хорошие электроизоляционные свойства, природный круглый сортамент, обеспечивающий простые конструкции. Недостаток — ее гниение, для уменьшения которого применяют антисептики (наиболее эффективный метод — заводская пропитка древесины маслянистыми антисептиками в специальных котлах).

Для ВЛ напряжением 20 и 35 кВ, на которых применяют штыревые изоляторы, целесообразно использование одностоечных «свечеобразных» опор с треугольным расположением проводов. На воздушных ЛЭП 6–35 кВ со штыревыми изоляторами при любом расположении проводов расстояние между ними $Д$ (м) должно быть не меньше значений, определяемых по формуле

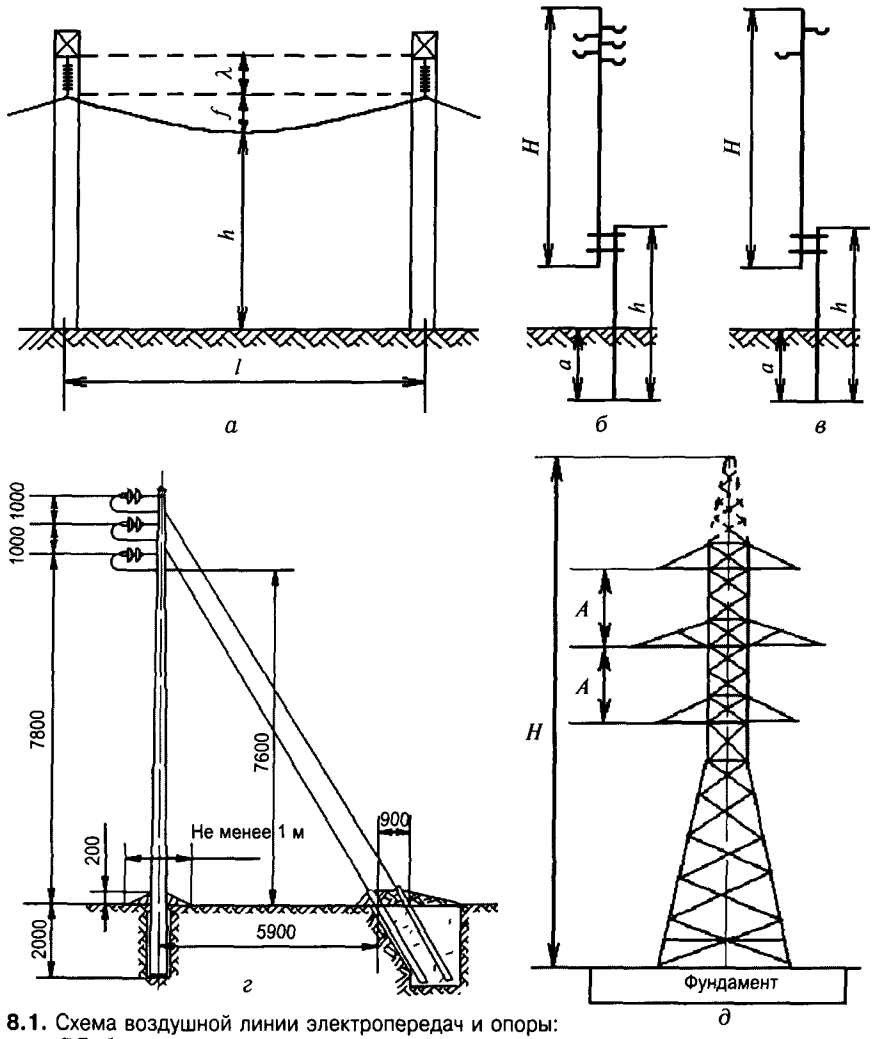


Рис. 8.1. Схема воздушной линии электропередач и опоры:
а — схема ВЛ; *б–в* — нормальная промежуточная деревянная опора на железобетонных приставках: *б* — для 0,38 кВ (H = 6,5–7,5, h = 3,25–4,5, a = 1,5–1,9 м), *в* — для 6–20 кВ (H = 8,5, h = 4,5, a = 2 м); *г* — деревянная опора ВЛ 10 кВ на базе цельных стоек; *д* — металлическая двухцепная 110 кВ [H = 9,0–23,0 м, A = 1,5–3,1 м (для анкерных угловых и концевых A = 4,8–9,0 м)]

$$Д = \frac{U}{110} + 0{,}19\sqrt{fb}, \tag{8.2}$$

где U — напряжение линии, кВ; f — наибольшая стрела провеса соответствующая габаритному пролету, м; b — толщина стенки гололеда, мм (не более 20).

Для ВЛ 35 кВ и выше с подвесными изоляторами при горизонтальном расположении проводов минимальное расстояние между проводами (м)

$$Д = 1{,}0 + \frac{U}{110} + 0{,}6\sqrt{f}. \tag{8.3}$$

Стойку опоры выполняют составной: верхнюю часть (собственно стойку) — из бревен длиной 6,5–8,5 м, а нижнюю (так называемый пасынок) — из железобетона сечением 20×20 см, длиной 4,25 и 6,25 м или из бревна длиной 4,5–6,5 м. Составные опоры с железобетонным «пасынком» сочетают в себе преимущества железобетонных и деревянных опор: грозоустойчивость и сопротивляемость гниению в месте касания с грунтом. Соединение стойки с «пасынком» выполняют проволочными бандажами из стальной проволоки диаметром 4–6 мм, натягиваемой при помощи скрутки или натяжным болтом.

Анкерные и промежуточные угловые опоры для ВЛ 6–10 кВ выполняют в виде А-образной конструкции с составными стойками.

Стальные опоры широко применяют на ВЛ напряжением 35 кВ и выше. По конструктивному исполнению стальные опоры могут быть двух видов: 1) башенные или одностоечные (см. рис. 8.1, *в*); 2) портальные, которые по способу закрепления разделяют на свободностоящие и на опоры на оттяжках.

Достоинство стальных опор — высокая прочность, недостаток — подверженность коррозии, что требует при эксплуатации проведения периодической окраски или нанесения антикоррозийного покрытия. Опоры делают из стального углового проката (в основном применяют равнобокий уголок); высокие переходные опоры могут быть изготовлены из стальных труб. Для узлов соединения элементов используют стальной лист различной толщины. Независимо от конструктивного исполнения стальные опоры выполняют в виде пространственных решетчатых конструкций.

Железобетонные опоры по сравнению с металлическими более долговечны и экономичны в эксплуатации, так как требуют меньше ухода и ремонта (они более энергозатратны). Основное преимущество — уменьшение расхода стали на 40–75 %, недостаток — большая масса. По способу изготовления железобетонные опоры делят на: а) бетонируемые на месте установки (большей частью такие опоры применяют за рубежом); б) заводского изготовления.

Крепление траверс к стволу стойки железобетонной опоры выполняют с помощью болтов, пропущенных через специальные отверстия в стойке, или с помощью стальных хомутов, охватывающих ствол и имеющих цапфы для крепления на них концов поясов траверс. Металлические траверсы предварительно подвергают горячей оцинковке, и поэтому они при эксплуатации долгое время не требуют специального ухода и наблюдения.

Провода воздушных линий выполняют неизолированными, состоящими из одной или нескольких свитых проволок. Провода из одной проволоки, называемые однопроволочными (от 1 до 10 мм^2), имеют меньшую прочность, их применяют только на ВЛ напряжением до 1 кВ. Многопроволочные провода, свитые из нескольких проволок, применяют на ВЛ всех напряжений (самонесущие изолированные провода, см. с. 474).

Материалы проводов и тросов должны иметь высокую электрическую проводимость, обладать достаточной прочностью, выдерживать атмосферные воздействия (в этом отношении наибольшая стойкость у медных и бронзовых

проводов; провода из алюминия подвержены коррозии, особенно на морских побережьях, стальные провода разрушаются даже в нормальных атмосферных условиях).

Для ВЛ применяют однопроволочные стальные провода диаметром 3,5; 4 и 5 мм и медные до 10 мм (нижний предел ограничен из-за недостаточной механической прочности, верхний — из-за того, что изгибы однопроволочного провода большего диаметра могут вызвать в его внешних слоях остаточные деформации, снижающие механическую прочность).

Многопроволочные провода, скрученные из нескольких проволок, более гибкие и могут иметь любое сечение (от 1,0 до 500 мм^2). Диаметры отдельных проволок и их количество подбирают так, чтобы сумма поперечных сечений отдельных проволок соответствовала требуемому общему сечению провода. Как правило, многопроволочные провода изготовляют из круглых проволок, причем в центре помещают одну или несколько проволок одинакового диаметра. Длина скрученной проволоки, естественно, несколько больше длины провода, измеренной по его оси. Это обстоятельство вызывает увеличение фактической массы провода на 1–2 % по сравнению с теоретической, получаемой при умножении сечения провода на длину и плотность. Во всех расчетах принимается фактическая масса провода, указанная в соответствующих стандартах.

Марки неизолированных проводов обозначают: буквами М, А, АС, ПС — материал провода; цифрами сечение в квадратных миллиметрах. Алюминиевая проволока А может быть марки АТ (твердой неотожженной) или АМ (отожженной мягкой) сплавов АН, АЖ; АС, АСХС — из стального сердечника и алюминиевых проволок; ПС — из стальных проволок; ПСТ — из стальной оцинкованной проволоки. Например, А50 обозначает алюминиевый провод, сечение которого равно 50 мм^2, АС50/8 — сталеалюминевый провод сечением алюминиевой части 50 мм^2, стального сердечника 8 мм^2 (в электрических расчетах учитывается проводимость только алюминиевой части провода); ПСТ3,5, ПСТ4, ПСТ5 — однопроволочные стальные провода, где цифры соответствуют диаметру провода в миллиметрах.

Стальные тросы (сечение не менее 25 мм^2), применяемые на ВЛ в качестве грозозащитных, изготовляют из оцинкованной проволоки. На ВЛ напряжением 35 кВ применяют тросы сечением 35 мм^2, для 110 кВ — 50 мм^2, для 220 кВ и выше — 70 мм^2.

Сечение многопроволочных проводов различных марок для ВЛ напряжением до 35 кВ определяют по условиям механической прочности, а для ВЛ напряжением 110 кВ и выше — на основании потерь на корону. На ВЛ при пересечении различных инженерных сооружений (линий связи, железных и шоссейных дорог и т. д.) необходимо обеспечивать более высокую надежность. Поэтому минимальные сечения проводов в пролетах пересечений должны быть увеличены.

Минимальное допустимое сечение проводов s_{min} воздушных ЛЭП напряжением 6–35 кВ по условиям механической прочности приведены ниже, мм^2:

	Алюминиевые	Сталеалюминиевые	Стальные
ВЛ без пересечений, а также при пересечении автодорог в районах с толщиной стенки гололеда до 10 и более 15 мм . . .35/50		25/35	25/25
Пролеты пересечения ВЛ с инженерными сооружениями при любом гололеде с линиями связи и трубопроводами* 70		35	25

* Стальные провода не допускаются в пролетах над трубопроводами и железными дорогами.

При обтекании проводов потоком воздуха, направленным поперек оси ВЛ или под некоторым углом к этой оси, с подветренной стороны провода возникают завихрения. При совпадении частоты образования и перемещения вихрей с одной из частот собственных колебаний провод начинает колебаться в вертикальной плоскости. Такие колебания провода с амплитудой 2–35 мм, длиной волны 1–20 м и частотой 5–60 Гц называют вибрацией.

Обычно вибрация проводов наблюдается при скоростях ветра 0,6–12 м/с, при дальнейшем увеличении скорости ветра амплитуда вибраций значительно уменьшается. Вибрация, как правило, имеет место в пролетах длиной более 120 м и на открытой местности. Опасность вибрации заключается в обрыве отдельных проволок провода на участках их выхода из зажимов из-за повышения механического напряжения. Возникают переменные напряжения от периодических изгибов проволок в результате вибрации и сохраняются в подвешенном проводе основные растягивающие напряжения.

В пролетах до 120 м защиты от вибрации не требуется, не подлежат защите и участки любых ВЛ, защищенных от поперечных ветров; на больших переходах рек и водных пространств требуется защита независимо от напряжения в проводах. На ВЛ напряжением 35–220 кВ и выше защиту от вибрации выполняют с помощью виброгасителей, подвешенных на стальном тросе и поглощающих энергию вибрирующих проводов с уменьшением амплитуды вибрации около зажимов.

При наличии гололеда наблюдается так называемая пляска проводов, которая, так же как и вибрация, возникает из-за ветра, но отличается большей амплитудой, достигающей 12–14 м, и большей длиной волны (с одной и двумя полуволнами в пролете). В плоскости, перпендикулярной оси ВЛ, провод движется при пляске по вытянутому эллипсу, большая ось которого вертикальна или отклонена под небольшим углом (до 10–20°) от вертикали.

На напряжении 35–220 кВ провода изолируют от опор гирляндами подвесных изоляторов. Для изоляции ВЛ 6–35 кВ применяют штыревые изоляторы.

Каждый изолятор ВЛ 35–110 кВ как элемент, включенный в гирлянду, представляет собой определенную емкость. Несмотря на то, что все изоляторы можно считать одинаковыми, напряжение на них различно и распределяется по некоторой кривой, так как каждый изолятор имеет дополнительно частичную емкость по отношению к земле. Загрязнение изоляторов вызывает ток утечки, который несколько выравнивает кривую распределения и ставит

изоляторы в условия более равномерного распределения напряжения по элементам в гирлянде.

Электрический ток, проходя по проводам ВЛ, выделяет тепло и нагревает провод. Под влиянием нагрева провода происходит: 1) удлинение провода, увеличение стрелы провеса; 2) изменение натяжения провода и его способности нести механическую нагрузку; 3) изменение сопротивления провода и потерь электрической мощности и энергии.

Все условия могут меняться при наличии постоянства параметров окружающей среды или при совместном воздействии на работу провода ВЛ. При эксплуатации ВЛ считают, что при номинальном токе нагрузки температура провода находится в пределах 60–70 °С и определяется одновременным воздействием тепловыделения и охлаждения или теплоотвода. Теплоотвод проводов ВЛ возрастает с увеличением скорости ветра и понижением температуры окружающего воздуха. При уменьшении температуры воздуха от +40 до −40 °С и увеличении скорости ветра от 1 до 20 м/с тепловые потери изменяются от 50 до 1000 Вт/м. При положительных температурах окружающего воздуха (0–40 °С) и незначительных скоростях ветра (1–5 м/с) тепловые потери составляют 75–200 Вт/м.

Для определения воздействия перегрузки на увеличение потерь напряжения вначале определяется R_{Θ_2} (сопротивление провода при температуре Θ_2):

$$R_{\Theta_2} = R_{\Theta_1}[1 + K_{\text{т.у.с}}(\Theta_2 - \Theta_1)], \tag{8.4}$$

где R_{Θ_1} — сопротивление провода при температуре, соответствующей расчетной нагрузке в условиях эксплуатации, Ом; $K_{\text{т.у.с}}$ — коэффициент температурного увеличения сопротивления, Ом/°С.

Увеличение сопротивления провода по сравнению с сопротивлением, соответствующим расчетной нагрузке, возможно при перегрузке 30 % на 12 %, а при перегрузке 50 % — на 16 %.

Можно ожидать следующего увеличения потери напряжения ΔU при перегрузке до 30 %: 1) $\Delta U_{30} = 5{,}6$ % — при расчете ВЛ на $\Delta U = 5$ %; 2) $\Delta U_{30} = 11{,}2$ % — при расчете ВЛ на $\Delta U = 10$ %. При перегрузке ВЛ до 50 % увеличение потери напряжения будет, соответственно, равно 5,8 и 11,6 %. Учитывая график нагрузки, можно отметить, что при перегрузке ВЛ до 50 % потери напряжения кратковременно превышают допустимые нормативные значения на 0,8–1,6 %, что существенно не влияет на качество электроэнергии.

8.3. Кабельные линии

Кабельная прокладка стала основной для промышленных предприятий и городов, что объясняется меньшими размерами коридора прокладки (и даже, в отдельных случаях, его отсутствием), большей надежностью, отсутствием грозовых помех.

Кабели, предназначенные для передачи электрической энергии, для питания силовых и осветительных установок, называют силовыми, а кабели для присоединения к приборам и аппаратам распределительных устройств — контрольными.

При маркировке кабелей приняты следующие обозначения: А (первая буква) — алюминиевая жила. Отсутствие А в марке кабеля означает наличие медной жилы; А или ОС — оболочка (алюминиевая или свинцовая) каждой из трех отдельно изолированных жил кабеля; Ц, Р, В, П — изоляция соответственно: бумажная, пропитанная нестекающим составом; резиновая; поливинилхлоридная; полиэтиленовая (Ц всегда первая буква); В, Н — оболочка из поливинилхлоридного пластиката или маслостойкой резины, не распространяющей горение; Б, П, К — броня из стальных лент, стальных плоских проволок, стальных круглых проволок; Н, Шп, Шв — наружные покровы; Г — отсутствие наружного покрова; ОЖ в конце марки кабеля означает кабель с однопроволочными жилами.

При маркировке маслонаполненных кабелей приняты следующие обозначения: М (первая буква) — маслонаполненный; Н, ВД — низкого или высокого давления; С, А, Аг — оболочка свинцовая, алюминиевая или алюминиевая гофрированная; Т, Тк — прокладываемый в трубопроводе; Шв, Шву — шланг из поливинилхлоридного пластиката; К — броня из круглых стальных оцинкованных проволок. К марке кабеля, пропитанного синтетическим маслом, добавляется буква С.

Проектирование и сооружение кабельных линий (КЛ) должны производиться с учетом развития сети, ответственности и назначения линий, характера трассы, способа прокладки, конструкций кабелей. Трассы кабельных линий следует прокладывать по возможности в грунтах, не агрессивных по отношению к металлическим оболочкам кабелей. Для подземных КЛ надо устанавливать охранные зоны по 1 м с каждой стороны от крайних кабелей (в городах — на 0,6 м в сторону зданий, сооружений).

При выборе трассы КЛ стараются достичь наименьшего расхода кабеля и обеспечить его защиту от механических повреждений, от коррозии и вибрации, от повреждения электрической дугой при замыкании в соседнем кабеле. Сечение жил кабеля должно соответствовать допустимой токовой нагрузке для участка трассы с наихудшими условиями охлаждения (не ясно сформулированное ценологическое ограничение). Каждая КЛ должна иметь свой номер или наименование. На трассе КЛ, проложенной в незастроенной местности, должны устанавливаться опознавательные знаки.

При определении стандартного сечения жил кабелей исходят из следующих технических условий:

1. При выборе сечения по механической прочности $F_м$ самое малое (начальное в таблице стандартных значений сечений жил) сечение должно быть механически стойким.

2. При выборе сечения по нагреву определяют ближайшее большее значение, во всех случаях не следует стремиться повышать сечение без достаточных на то оснований.

3. При выборе сечения по термической стойкости определяют ближайшее меньшее значение (на основании повышенного процента ошибки, заложенного в самом методе расчета, в сторону превышения сечений из-за неточности исходных данных).

4. По потерям напряжения выбирают ближайшее большее значение. Иногда можно принять и меньшее, исходя из условий достоверности данных электрических нагрузок, положенных в основу расчета.

После определения минимально допустимого сечения провода по техническим условиям его сравнивают с экономически целесообразным сечением.

Для выбора термически стойкого сечения жил кабеля определяют значение установившегося тока КЗ (I_∞) и возможное время его прохождения через кабель. Время определяют с помощью установки защиты с наибольшей выдержкой времени при наличии нескольких видов защит и полном времени отключения выключателя (включая время горения дуги).

При наличии зоны нечувствительности у основной защиты термическую стойкость необходимо проверять исходя из времени действия защиты, реагирующей на повреждение в этой зоне, и времени отключения выключателя; при этом в качестве расчетного тока КЗ следует принимать его значение, соответствующее месту повреждения.

Кабели, защищенные плавкими предохранителями, на термическую стойкость к токам КЗ не проверяют, поскольку время перегорания вставки мало и кабель не успевает нагреваться до допустимой температуры.

Кабели при подземной прокладке располагают в траншеях, блоках, каналах, туннелях и коллекторах; выше нулевой отметки (с учетом проходов и проездов) на эстакадах и в галереях, на тросах, конструкциях, стенах.

При прокладке кабелей напряжением до 10 кВ в земле рекомендуется в одной траншее помещать не более шести силовых кабелей. При большем количестве рекомендуется прокладывать кабели в блоках или в отдельных траншеях с расстоянием между группами не менее 0,5 м.

При пересечении дорог и путей, других подземных коммуникаций, территорий складов, площадок и площадей кабели прокладывают в трубах и блоках. Для промышленных предприятий с насыщенной подземкой и грунтами с неблагоприятными механическими или агрессивными химическими включениями прокладка в блоках при числе кабелей от 4 до 20 становится основной (наряду с эстакадами). Достоинство прокладки в блоках — защищенность от механических повреждений.

При числе кабелей 20 и более их рекомендуется прокладывать в туннелях, по эстакадам и в галереях.

Внутри зданий кабели можно прокладывать по конструкциям зданий (открыто, в коробах или трубах), в каналах, блоках, туннелях, трубах, проложенных в полах и перекрытиях, по фундаментам машин, в шахтах, кабельных этажах и двойных полах.

При передаче в одном направлении больших мощностей можно применять кабели сечением до 2000 мм². В целях удешевления необходимо рассматривать

возможность прокладки силовых и контрольных кабелей совместно с кабелями связи, водо-, тепло- и воздухопроводами в общих коллекторах. Кабельные сооружения необходимо рассчитывать на дополнительную прокладку не менее 15% кабелей сверх предусмотренных проектом для всех очередей строительства (резерв для подсоединения дополнительных потребителей во время эксплуатации). При прокладке в помещениях с агрессивной средой следует применять кабели, стойкие к воздействию этой среды.

8.4. Прокладка кабелей в траншеях

Прокладка кабелей в траншеях наиболее проста и дешева. Она экономична по такому важному показателю, как расход цветного металла, так как при прокладке в земле в результате лучшего охлаждения пропускная способность кабеля увеличивается по сравнению с другими способами прокладки. На рис. 8.2 приведены примеры кабельных траншей с расположением в них одиночного кабеля и четырех силовых кабелей одного напряжения и принадлежности (назначения).

Прокладку в траншеях не рекомендуется применять: 1) на участках с большим количеством кабелей и там, где возможна разливка горячего металла или разрушающе действующих жидкостей; 2) при большой насыщенности территории подземными и наземными технологическими и транспортными коммуникациями и другими сооружениями; 3) в почвах, содержащих большое количество веществ, разрушающе действующих на оболочки кабелей; 4) в местах, где блуждающие токи достигают опасных значений, большие механические нагрузки на поверхность земли, возможно частое разрытие грунта.

Для прокладки в земле следует применять преимущественно бронированные кабели, металлические оболочки которых должны иметь внешний покров для защиты от химических воздействий.

В одной траншее с силовыми допускается прокладка трех-четырех контрольных кабелей. Глубина заложения от планировочной отметки (поверхности) должна быть не менее: для КЛ до 20 кВ — 0,7 м; 35 кВ — 1 м. Маслонаполненные кабельные линии напряжением 110–220 кВ должны иметь глубину залегания не менее 1,5 м.

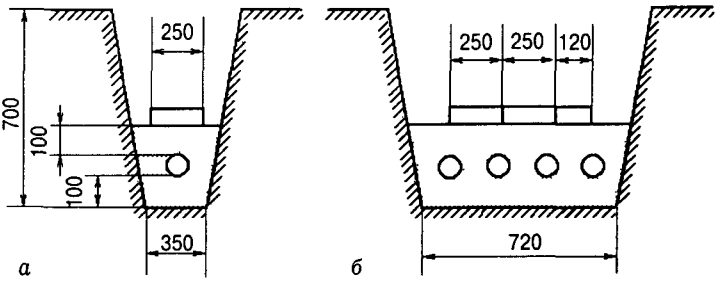


Рис. 8.2. Расположение кабелей в кабельных траншеях:
а — одиночный кабель;
б — четыре основных кабеля одного напряжения и назначения

При определении длины прокладываемого кабеля необходимо учитывать, что для компенсации температурных деформаций и возможных смещений почвы (механических напряжений) кабели в траншеях укладываются волнообразно (змейкой), что увеличивает длину на 1–2 %.

Рытье траншей, котлованов для монтажа муфт, устройство вводов и пересечений производит строительная организация. К рытью траншей и прокладке в них кабелей приступают после окончания всех других работ по сооружению подземных коммуникаций и окончательной планировки территории, по которой проходит кабельная трасса.

Приемка траншей от строительной организации выполняется после осмотра и подтверждения, что трасса выполнена строго по геодезической разбивке с соблюдением вертикальных отметок дна траншеи, с привязками траншеи к различным ориентирам, углы поворотов траншеи должны соответствовать требованиям для радиусов изгиба кабелей. При приемке особое внимание обращается на планировочные отметки по всей длине трассы.

Размеры траншеи при прокладке в ней силовых кабелей до 10 кВ принимаются не менее приведенных ниже (рис. 8.3):

Число силовых кабелей, шт.	1	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6
*B*1, мм	250	300	400	600	750	900
*B*2, мм	350	500	600	700	830	1000
*B*3, мм	2150	2300	2400	2500	2600	2800

Перед укладкой кабелей в траншею представители эксплуатирующей организации осматривают трассу и проверяют: укладку и крепление (при необходимости) труб; диаметры труб и их соответствие проектной марке кабеля; заготовку кирпича или плит для механической защиты кабелей по всей трассе или наличие сигнальной ленты; отсутствие воды, камней и прочих предметов в траншее; углы поворотов траншеи; глубину траншеи по всей трассе; задел-

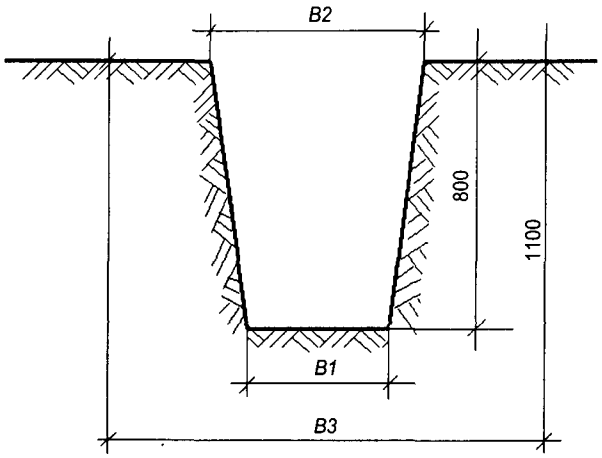


Рис. 8.3. Размеры траншеи для прокладки кабелей 1–10 кВ:
B1 — на дне траншеи; *B2* — размер у поверхности земли; *B3* — размер зоны отвода

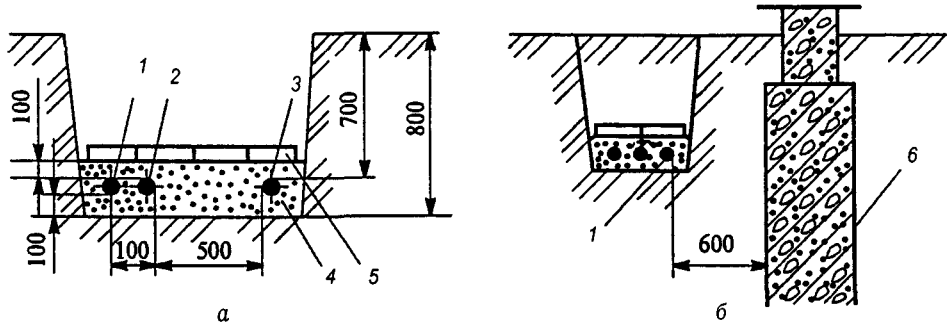


Рис. 8.4. Прокладка кабелей 10 кВ с кабелями связи и с силовыми кабелями до 1 кВ, эксплуатируемыми другими организациями (*а*) и рядом с фундаментом здания и сооружений (*б*):
1 — кабель 10 кВ; *2* — кабель 1 кВ; *3* — кабель связи или силовой кабель другой организации; *4* — песок; *5* — кирпичи или плиты; *6* — фундамент

ку труб в проходы при вводе в здания через фундаменты и стены; расстановку по всей трассе линейных и угловых роликов (угловые ролики должны быть закреплены); кабели, которые будут проложены в данной траншее (должны быть предъявлены протоколы испытаний кабелей на заводе, акты осмотра барабана и кабеля на нем, а для зарубежного кабеля — дополнительно протокол вскрытия и наружного осмотра образца).

Дно траншеи по всей длине должно быть присыпано песком или мелкой землей, не содержащей камней, строительного мусора, шлака и т. д., толщина подсыпки — не менее 100 мм. Вдоль всей траншеи для засыпки кабеля должны быть заготовлены песок или мелкая земля (не содержащая мусора). Защитные трубы должны быть уложены на присыпанный песок или землю.

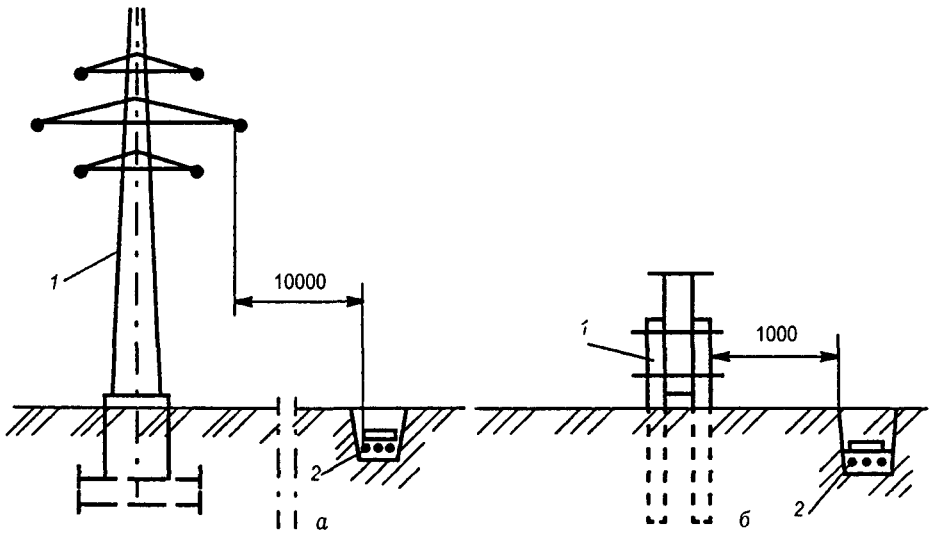


Рис. 8.5. Прокладка кабелей рядом с воздушной линией электропередачи напряжением 110 кВ (*а*) и до 1 кВ (*б*):
1 — опора ВЛ; *2* — кабель 1–10 кВ

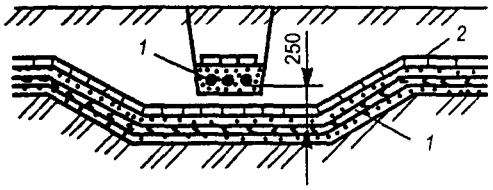


Рис. 8.6. Пересечение кабельных трасс напряжением до 10 кВ:
1 — кабель до 10 кВ; *2* — кирпичи

При прокладке в земле параллельно с другими эксплуатируемыми кабелями или инженерными коммуникациями вблизи зданий и сооружений должны соблюдаться расстояния в свету не менее указанных на рис. 8.4 и 8.5. Допускается уменьшение указанных расстояний в стесненных условиях, что необходимо оговорить в проекте и предусматривать меры по защите кабелей в трубах или блоках. При пересечении других кабельных линий расстояние в свету должно быть не менее указанных на рис. 8.6 (для инженерных коммуникаций и сооружений — 500 мм). Кабели должны иметь проволочную броню при прокладке в местах, где почва подвержена смещению (в том числе в насыпных грунтах).

В местах поворота, разветвления траншеи выполняют так, чтобы радиус изгиба кабелей был не меньше допустимого (рис. 8.7, табл. 8.1).

На уклонах от 20 до 50° прокладка кабелей в траншеях производится с креплением кабеля к железобетонным сваям. Вместо железобетонных свай могут применяться столбы из дерева хвойных пород, обработанные антисептическим составом.

При параллельной прокладке кабелей в траншее концы кабелей, предназначенных для последующего монтажа соединительных муфт, располагают со сдвигом мест соединения не менее чем на 2 м. При этом предусматривается запас кабеля по длине, необходимый для проверки изоляции на влажность, для монтажа соединительных муфт и укладки дуг компенсаторов, предохраняющих муфты от повреждения при возможных смещениях почвы и при температурных деформациях кабеля, а также на случай переразделки муфты при ее повреждении.

В стесненных условиях при больших потоках кабелей допускается расположение компенсаторов в вертикальной плоскости с двойной минимальной внутренней кривой изгиба и размещение их полого по дуге в земляной толще

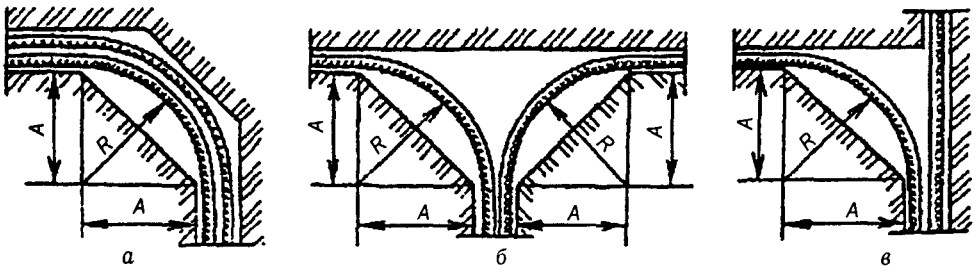


Рис. 8.7. Поворот и разветвление кабельных трасс:
а — поворот кабелей; *б* — разветвление кабелей; *в* — ответвление кабеля

Таблица 8.1. **Размеры траншей и радиусы изгиба кабелей при поворотах и разветвлениях кабельных трасс**

Число × сечение жил ($мм^2$)	Наружный диаметр кабеля, мм,при напряжении		Радиус изгиба кабеля *R*, мм	Минимальный размер скоса внутреннего угла траншеи *A*, мм
	10 кВ	1 кВ		
	Кабели ААБ, АБ, АСБ, СБ			
3×70	44,4	—	700	600
3×240	63,7	—	950	850
3×70	—	34,9	550	450
3×240	—	53,9	800	700
	Кабели ААШв, АШв			
3×70	40,8	—	650	550
3×240	59,5	—	900	800
3×70	—	30,4	500	400
3×240	—	50,4	800	700

не более 200 мм ниже уровня прокладки кабелей на глубине до 0,5 м (рис. 8.8). Запас кабеля в компенсаторе должен быть 350 мм. Муфты необходимо располагать на уровне прокладки кабелей. Определенный запас по длине и специфику прокладки необходимо учитывать и при вводе кабеля в здание (рис. 8.9).

Число соединительных муфт на 1 км вновь строящихся кабельных линий должно быть: не более 4 шт. для трехжильных кабелей 1–10 кВ сечением до 3×70 $мм^2$ и 5 шт. сечением (3×95)÷(3×240) $мм^2$; 2 шт. для одножильных кабелей. Для кабелей напряжением 110 кВ количество муфт определяется проектом.

Если проектом предусмотрена защита кабелей красным кирпичом или плитами, присыпка над кабелем должна быть не менее 100 мм. При прокладке над кабелями сигнально-предупредительной ленты присыпка должна составлять ≥300 мм, т. е. лента должна быть на глубине 400 мм от планировочной отметки. Сигнальная лента должна быть красного цвета толщиной 0,6–1,0, шириной 150 и 250 мм и иметь четкие надписи «Осторожно кабель». Одну ленту можно прокладывать над двумя кабелями. При большем числе кабелей необходимо укладывать дополнительное количество лент с таким расчетом, чтобы края ленты закрыли кабель с учетом «змейки».

Если трасса кабельной линии (или какой-нибудь ее участок) не может быть нанесена на план с привязкой координат к существующим постоянным стро-

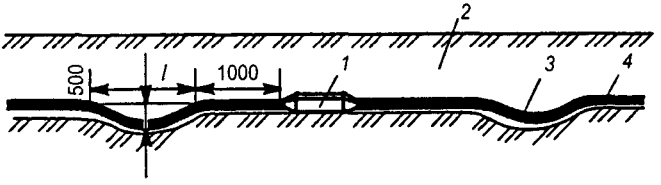


Рис. 8.8. Вертикальное расположение компенсаторов в месте монтажа соединительной муфты: *1* — муфта; *2* — траншея; *3* — компенсатор; *4* — кабель; (*l* — длина компенсатора в зависимости от марки и диаметра кабеля)

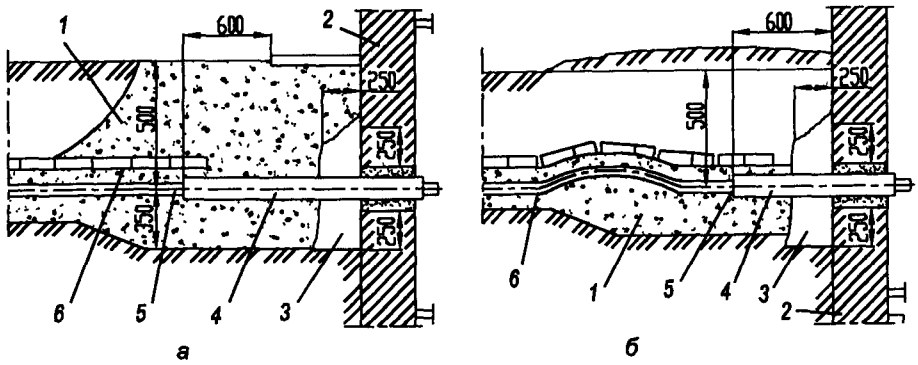


Рис. 8.9. Ввод кабеля через трубу в здания или кабельные сооружения
а — при отсутствии посадок грунта, *б* — при ожидании посадки грунта, *1* — песок без примесей глины и камней, *2* — стена здания, *3* — гидроизоляция, *4* — труба, *5* — уплотнение, *6* — кабель

ениям, то по трассе устанавливают специальные опознавательные знаки, к которым привязывают линию. Опознавательные знаки наносят в виде надписей на стены постоянных зданий и сооружений или на специальные столбики из бетона или профильной стали на поворотах трассы, в местах установки соединительных муфт, на пересечениях с дорогами (с обеих сторон) и подземными сооружениями, у вводов в здания и через каждые 100 м на прямых участках трассы.

В последнее время получила распространение бестраншейная прокладка кабеля в земле, которая допускается для одиночного бронированного кабеля напряжением до 10 кВ со свинцовой или алюминиевой оболочкой на участках открытой местности и на участках кабельных трасс, удаленных от подземных инженерных сооружений В городских электросетях и на территориях промышленных предприятий, на участках, имеющих подземные коммуникации и пересечения с инженерными сооружениями, бестраншейная прокладка кабелей запрещается.

При бестраншейной прокладке кабель укладывают на глубину 1–1,2 м от уровня поверхности земли. Устройства постели, присыпки мелкой землей и механической защиты кабеля при этом не требуется, что обеспечивает снижение трудоемкости в 7–8 раз по сравнению с прокладкой в открытую траншею Засыпка кабеля производится грунтом, разрезаемым ножом кабелеукладчика при его передвижении. Бестраншейная прокладка производится с самоходного или передвигаемого тяговыми механизмами ножевого кабелеукладчика, который обеспечивает возможность прокладки во всех категориях грунтов, прохода болот, оврагов и нешироких водных преград. Перед прокладкой барабан с кабелем устанавливают на кабелеукладчике. Разматывают кабель с барабана вручную в процессе прокладки в зависимости от скорости передвижения механизма так, чтобы кабель перед входом в кассету кабелеукладчика не был натянут и имел некоторую слабину

8.5. Прокладка кабелей в блоках

Прокладка кабелей в блоках рекомендуется в следующих случаях. в местах пересечения с железными и автомобильными дорогами; в условиях стесненности по трассе (при большом числе других подземных коммуникаций и сооружений); при вероятности разлива металла или агрессивных жидкостей в местах прохождения кабельных трасс, при прокладке кабельных линий в агрессивных по отношению к оболочке кабелей грунтах; при необходимости защиты кабелей от блуждающих токов.

Определение допустимых длительных токов $I_б$ для кабелей, прокладываемых в блоках, методически отличается от выбора токов для кабелей, прокладываемых в земле (траншее) или в воздухе, и от выбора токов провода воздушных ЛЭП. Таблично задается I_0 — длительный допустимый ток для кабелей 10 кВ с медными или алюминиевыми жилами сечением 95 мм², зависящий от конфигурации блока и места размещения кабеля (в том или ином отверстии — номере канала). На рис. 8.10, *а* приведена расчетная конфигурация (модуль), размеры которой (диаметр отверстия 100 мм и расстояние по осям между двумя отверстиями l = 150 мм) определяют I_0. Уменьшение l ведет к снижению допустимого тока по условиям охлаждения. Одиночному блоку (трубе с проложенным в нем кабеле) присваивается № 1 группа и № 1 канала (рис. 8.10, *б*) Увеличение количества отверстий (рис. 8.10, *в* — блок 2×2, *г* — 3×3) и заполненности увеличивает номер группы (их всего XI) и номер канала (их четыре).

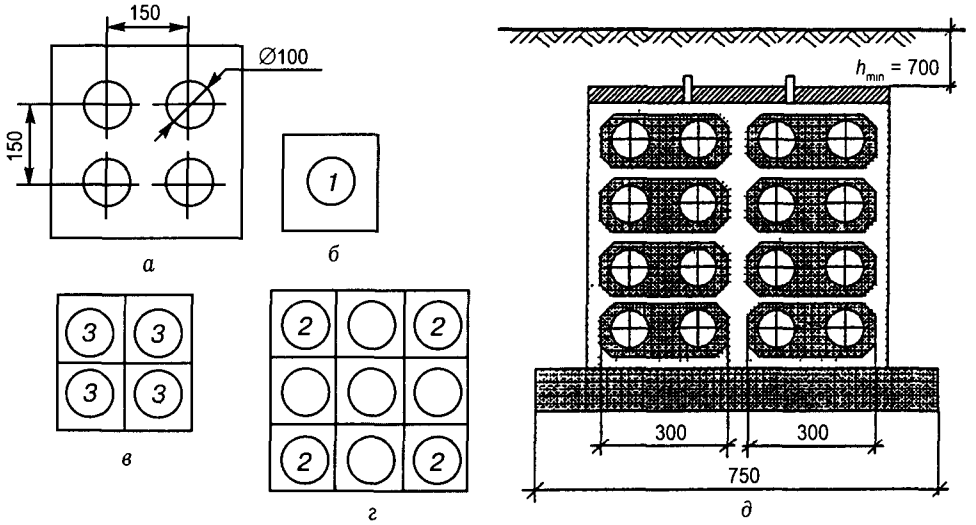


Рис. 8.10. Группы и номера каналов блоков
а — расчетная конфигурация, *б* — I группа, канал № 1; *в* — II группа, канал № 3, *г* — III группа, канал № 2, *д* — рабочая конструкция блока

Ток I_6 определяют по эмпирической формуле

$$I_6 = abcI_0, \tag{8.5}$$

где a — поправочный коэффициент, определяемый сечением токопроводящей жилы и коэффициентом для номера канала в блоке; b — коэффициент, выбираемый в зависимости от напряжения кабеля (b = 1,0 для 10 кВ и b = 1,09 до 3 кВ); c — коэффициент, выбираемый в зависимости от среднесуточной загрузки всего блока (следует обратить внимание на методическую жесткость коэффициента, соответствующую первой научной картине мира), при $S_{\text{ср.сут}}/S_{\text{ном}}$, равном 1; 0,85; 0,7, c соответственно равно 1; 1,07; 1,16; I_0 — табличо задаваемый ток (для рис. 8.10, *б*, медь/алюминий, I_0 = 191/147 А; *в* — 167/129 А; *г* — 154/119 А).

Если прокладывают два параллельных блока одинаковой конфигурации, то допустимые длительные токи следует уменьшать: при расстоянии между блоками 500; 1000; 2000; 3000 мм коэффициент уменьшения соответственно 0,85; 0,89; 0,93; 0,96.

Для сооружения блоков применяют: двух- и трехканальные железобетонные панели, предназначенные для прокладки в сухих, влажных и насыщенных водой грунтах; асбоцементные трубы для защиты кабелей от блуждающих токов (см. рис. 8.10, *д*); керамические трубы для защиты кабелей в агрессивных и насыщенных водой грунтах (при необходимости можно и в сухих грунтах).

В местах изменения направления трассы или глубины заложения блоков, а также на прямолинейных участках большой длины выполняют кабельные колодцы. Число колодцев на прямых участках блока должно быть минимальным, при этом расстояние между соседними колодцами следует принимать максимально возможным с учетом строительных длин кабелей, допустимых усилий тяжения и условий прокладки.

Габариты кабельных колодцев должны обеспечивать: нормальные условия протяжки кабелей с максимальным сечением 3×240 мм^2 с радиусом изгиба кабеля $R = 25d$ (d — диаметр кабеля); замену их в случае надобности; установку соединительных муфт с защитными металлическими кожухами длиной 1250 мм. Кабельные колодцы выполняют из кирпича или сборного железобетона. Типы кабельных колодцев: проходной прямого типа; угловой — для изменения направления блочной прокладки с углами поворота 90, 120, 135 и 150°; крестообразный.

Уклон пола колодца должен быть 0,003 в сторону водосборника. Горловины (лазы) кабельных колодцев делают круглыми или овальными с двойными металлическими крышками. Люки круглой формы рассчитывают только на одностороннюю протяжку кабелей и диаметр их не менее 700 мм, а люки овальной формы —на двухстороннюю протяжку кабелей большой длины сечением до 185 мм^2, ширина люков 800, длина 1800 мм. Колодцы снабжают стальными скобами или металлической лестницей для спуска.

При параллельной прокладке блока с трубопроводами расстояние между трубопроводами и ближайшим кабелем должно быть не менее 250 мм, а при параллельной прокладке с теплоотводом — не менее 2 м. Глубина заложения кабельных блоков (считая от верхнего кабеля) должна быть не менее 1 м при пересечении улиц и площадей и 0,7 м во всех остальных случаях. В производственных помещениях и на закрытых территориях глубина не нормируется. Каждый кабельный блок должен иметь 10 % резервных каналов, но не менее одного канала. Внутренние диаметры отверстий (каналов) железобетонных блоков должны быть не менее 90 мм, внутренние диаметры труб блочной канализации — не менее 100 мм. Уклон кабельных блоков в сторону колодцев не менее 0,2 %. Наименьшие расстояния в свету между трубами блочной канализации, проложенными непосредственно в земле, должны быть такими же, как для кабелей, проложенных без труб.

При прокладке в блочной канализации применяют кабели с голой свинцовой оболочкой марок СГ, АСГ, а также кабели с голой поливинилхлоридной оболочкой марок ВВГ, АВВГ, ВРГ, АВРГ. На участках блоков длиной до 50 м допускается также прокладка бронированных кабелей в свинцовой или алюминиевой оболочке без наружного покрова из кабельной пряжи с покраской брони для защиты от коррозии битумным лаком.

Марки кабелей для каждого конкретного случая определяют при проектировании. При протяжке кабеля марки СГ в блоки с креплением каната к оболочке кабеля чулком общая длина канала блока по условиям предельно допустимых усилий тяжения не должна превышать 145 м для кабелей сечением до 3×50 мм², 115 м — сечением 3×70 мм², 108 м — 3×95 мм² и выше.

Предельно допустимые усилия тяжения кабелей марок СГ и АСГ с креплением каната за жилы, а также требующиеся усилия на протяжку 100 м кабеля через блочную канализацию приведены в табл. 8.2. Предельно допустимые усилия тяжения кабелей марок ВВГ, АВВГ, ВРГ и АВРГ с креплением каната за жилы следует принимать по таблице с коэффициентом 0,7 для медных жил, 0,5 — для алюминиевых жил из твердого алюминия, 0,25 — для алюминиевых жил из полутвердого алюминия.

Таблица 8.2. **Предельно допустимые усилия тяжения кабелей марок СГ и АСГ с креплением каната за жилы и усилия на протяжку 100 м кабеля через блочную канализацию**

Число × сечение жил кабеля (мм²)	Допустимое усилие тяжения, кН	Требуемое усилие тяжения, кН, на 100 м кабеля на напряжение, кВ		
		1	6	10
		Кабель марки СГ		
3×50	6,4	1,7	2,3	2,7
3×95	12,0	2,8	3,5	4,0
3×185	23,5	5,1	4,7	6,3
		Кабель марки АСГ		
3×70	5,9	1,55	2,2	2,75
3×95	7,45	1,8	2,4	2,9
3×185	14,5	3,1	3,7	4,3

Сквозная протяжка кабеля на двух и более участках без разрезки его в промежуточных колодцах возможна при условии, что после протяжки в колодцах будет создан необходимый запас кабеля по длине для укладки его в опорные конструкции.

8.6.Прокладка кабелей в кабельных сооружениях

Внутри кабельных сооружений (помещений) кабели прокладывают на стальных конструкциях различного исполнения. *Кабельным сооружением* называется помещение, специально предназначенное для размещения в нем кабелей, кабельных муфт, а также маслоподпитывающих аппаратов и другого оборудования, предназначенного для обеспечения нормальной работы маслонаполненных кабелей К кабельным сооружениям относятся· кабельные туннели, каналы, короба, блоки, шахты, этажи, двойные полы, кабельные эстакады, галереи, камеры, подпитывающие пункты.

Кабельные сооружения должны отделяться от других помещений и соседних кабельных сооружений несгораемыми перегородками и перекрытиями. Такими же перегородками протяженные туннели должны разделяться на отсеки длиной не более 150 м при прокладке силовых и контрольных кабелей и не более 100 м при наличии маслонаполненных кабелей. Следует выполнять мероприятия по предотвращению попадания в кабельные сооружения технологических вод и масел, а также обеспечивать отвод почвенных и ливневых вод.

Внутри кабельных сооружений кабели прокладывают на стальных конструкциях различного исполнения. Кабели больших сечений (алюминиевые 25 мм^2 и более, медные 16 мм^2 и более) укладывают непосредственно на конструкциях Силовые кабели меньших сечений и контрольные кабели прокладывают в лотках (сварных или перфорированных) или в коробах, которые крепят на кабельных конструкциях или на стенах Прокладка в лотках более надежна и имеет лучший внешний вид, чем открытая прокладка на конструкциях.

Кабельные сооружения, за исключением эстакад, колодцев для соединительных муфт, каналов и камер, должны обеспечиваться естественной или искусственной вентиляцией Вентиляционные устройства оборудуют заслонками для прекращения доступа воздуха в случае возгорания, а также для предупреждения промерзания туннеля в зимнее время. При прокладке кабелей внутри помещения следует предотвращать перегрев кабелей за счет повышения температуры окружающего воздуха и влияний технологического оборудования (не допускается прокладка кабелей возле маслопровода, над и под маслопроводами и трубопроводами с горючей жидкостью). В полу и междуэтажных перекрытиях кабели прокладывают в каналах или трубах. Запрещается прокладка кабелей в вентиляционных каналах, а также открыто по лестничным клеткам Пересечения кабелями проходов следует выполнять на высоте не менее 1,8 м от пола

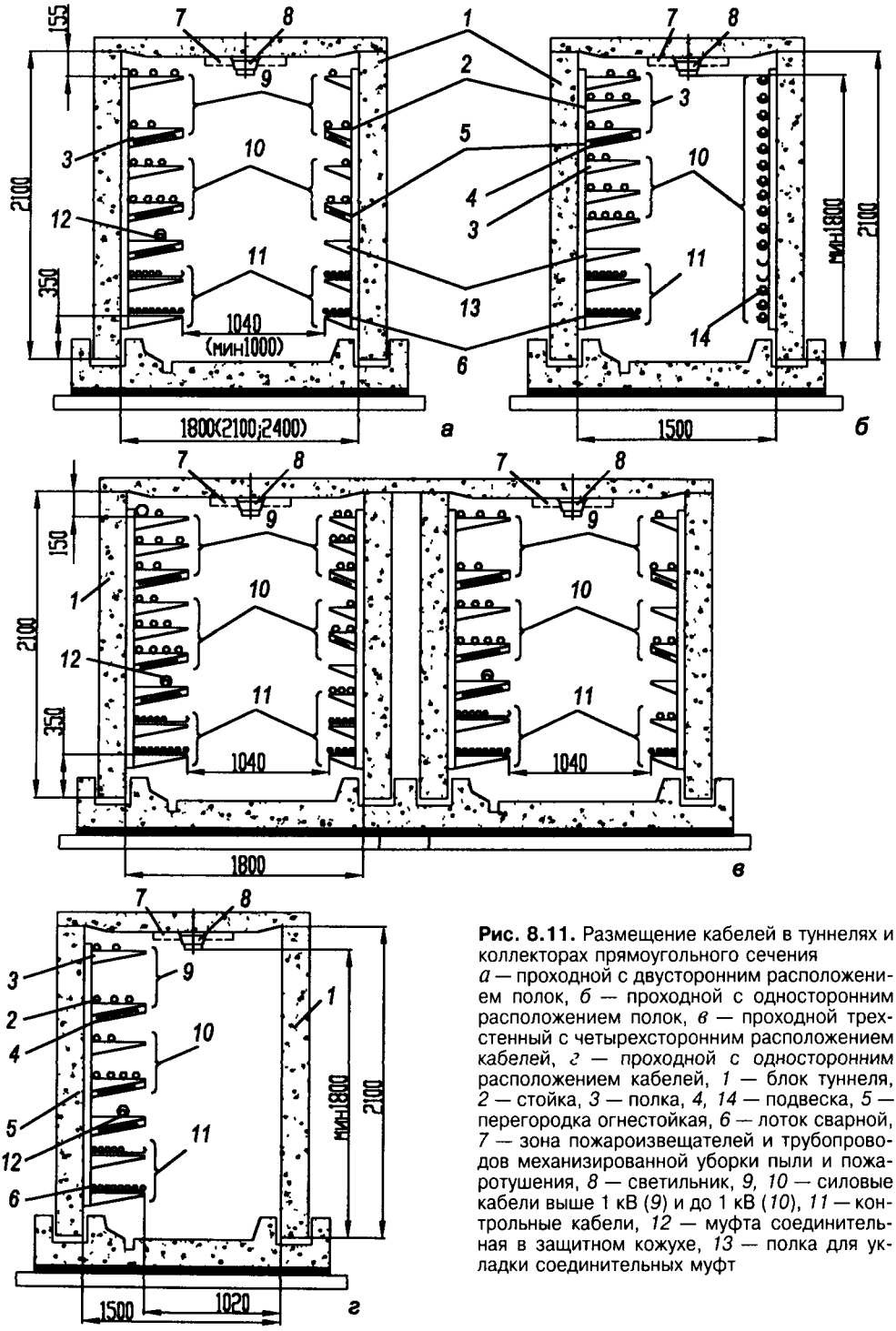


Рис. 8.11. Размещение кабелей в туннелях и коллекторах прямоугольного сечения
а — проходной с двусторонним расположением полок, *б* — проходной с односторонним расположением полок, *в* — проходной трехстенный с четырехсторонним расположением кабелей, *г* — проходной с односторонним расположением кабелей, *1* — блок туннеля, *2* — стойка, *3* — полка, *4, 14* — подвеска, *5* — перегородка огнестойкая, *6* — лоток сварной, *7* — зона пожароизвещателей и трубопроводов механизированной уборки пыли и пожаротушения, *8* — светильник, *9, 10* — силовые кабели выше 1 кВ (*9*) и до 1 кВ (*10*), *11* — контрольные кабели, *12* — муфта соединительная в защитном кожухе, *13* — полка для укладки соединительных муфт

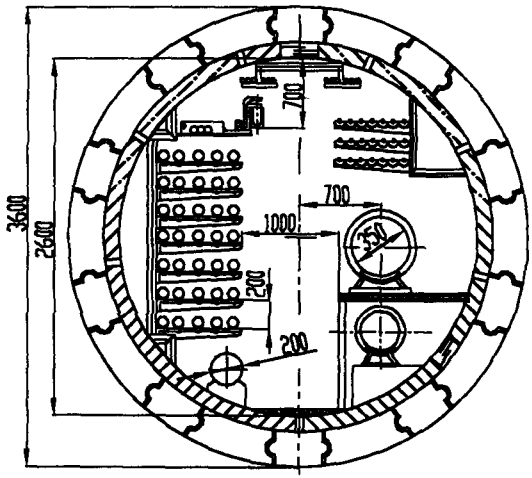


Рис. 8.12. Размещение кабелей в коллекторах круглого сечения

Кабельные туннели (рис. 8.11) и коллекторы (рис. 8.12) рекомендуется сооружать в городах и на предприятиях с уплотненной застройкой территории или при большом насыщении территории подземными инженерными коммуникациями, а также на территориях больших металлургических, машиностроительных и других предприятий. Кабельные туннели сооружают, как правило, при числе прокладываемых кабелей от 20. Туннели обычно выполняют роль магистральных.

Кабельные туннели прямоугольного сечения предназначены для двусторонней и односторонней укладки кабелей и бывают проходного и полупроходного исполнений. При большом числе кабелей туннели и коллекторы прямоугольного сечения могут быть трехстенными (сдвоенными). В табл. 8.3 приведены основные размеры туннелей прямоугольного сечения.

На рис. 8.11 показано размещение кабелей в туннелях прямоугольного сечения. Применение полупроходных туннелей допускается в местах, где подземные коммуникации мешают выполнить проходной туннель, при этом полупроходной туннель принимают длиной не более 15 м и для кабелей напряжением не выше 10 кВ. Проходы в кабельных туннелях и коллекторах должны быть не менее 1 м, однако допускается уменьшение проходов до 800 мм на участках длиной не более 500 мм.

Таблица 3.3. Внутренние размеры туннелей прямоугольного сечения

Конструкция туннеля	Ширина, м	Высота, м
С односторонним расположением кабелей:		
проходной	1,5	2,1
полупроходной	1,5	1,65
С двусторонним расположением кабелей.		
проходной	2,4; 2,1; 1,8; 1,5	2,1
полупроходной	1,8; 1,5	1,65
Трехстенный с расположением кабелей на четырех стенах, проходной	1,8	2,1

Протяженные кабельные туннели и коллекторы разделяют по длине огнестойкими перегородками на отсеки длиной не более 150 м с устройством в них дверей. Прокладка кабелей в коллекторах и туннелях рассчитывается с учетом возможности дополнительной прокладки кабелей в количестве не менее 15 %.

При двустороннем расположении кабельных конструкций контрольные кабели следует размещать по возможности на противоположной стороне от силовых кабелей. При одностороннем расположении конструкций контрольные кабели следует размещать под силовыми кабелями и разделять их горизонтальной перегородкой.

Силовые кабели напряжением до 1 кВ следует прокладывать под кабелями напряжением выше 1 кВ и разделять их горизонтальной перегородкой. Различные группы кабелей, а именно рабочие и резервные напряжением выше 1 кВ, рекомендуется прокладывать на разных полках с разделением их горизонтальными несгораемыми перегородками. В качестве перегородок рекомендуются прессованные неокрашенные асбоцементные плиты толщиной не менее 8 мм.

Применение в кабельных туннелях небронированных кабелей с полиэтиленовой оболочкой по условиям пожарной безопасности запрещается.

Кабели, проложенные горизонтально по конструкциям, жестко закрепляют в конечных точках, на поворотах трассы, с обеих сторон изгиба кабеля, у соединительных и концевых муфт и заделок. Кабели, проложенные вертикально по конструкциям и стенам, закрепляются на каждой кабельной конструкции. В местах крепления между небронированными кабелями со свинцовой или алюминиевой оболочкой, металлическими опорными конструкциями и металлической скобой должны быть проложены прокладки из эластичного материала (листовой резины, листового поливинилхлорида) толщиной не менее 2 мм, предохраняющие оболочку от механических повреждений. Небронированные кабели с пластмассовой оболочкой допускается крепить скобами (хомутами) без прокладок. Металлическая броня кабелей, прокладываемых в туннелях, должна иметь антикоррозийное покрытие.

Прокладки кабелей в кабельных каналах находят широкое применение. Кабельные каналы изготовляют типовыми из сборных железобетонных элементов или из монолитного железобетона. В производственных помещениях каналы перекрывают плитами на уровне пола. При прохождении вне зданий на неохраняемых территориях каналы прокладывают под землей на глубине не менее 300 мм в зависимости от нагрузок, которые могут возникнуть на трассе. Если территория охраняется, то применяют полуподземные каналы с естественной или искусственной вентиляцией. Но такие каналы не должны препятствовать транспортным коммуникациям и не должны сочетаться с общей планировкой территории предприятия, так как уровень перекрытия таких каналов возвышается над планировочной отметкой на 50–250 мм.

Кабели в каналах прокладывают на конструкциях различного исполнения, возможно также и по дну канала. Число кабелей в канале может колебаться в

широких пределах и зависит от диаметров кабелей и марки типового канала; в каналах максимальных размеров можно положить до 50–60 силовых кабелей. При необходимости прокладки большого числа кабелей возможно применение сдвоенных или трехстенных каналов, но при этом усложняется выполнение ответвлений к отдельным потребителям.

Каналы выполняются из унифицированных железобетонных лотковых каналов с перекрытиями, из унифицированных железобетонных стеновых плит с основаниями и перекрытиями из монолитного железобетона, а также кирпича.

Способ прокладки кабелей в каналах позволяет обеспечить осмотры и ремонты кабельных линий в процессе эксплуатации, а также прокладку нового или замену действующего кабеля без производства земляных работ. Кроме того, при прокладке кабелей в каналах обеспечивается надежная защита от механических повреждений. На рис. 8.13 представлены прямые участки унифицированных каналов лоткового типа и из сборных элементов. В табл. 8.4 приведены основные размеры унифицированных кабельных каналов.

Основные прямые лотковые каналы, перекрытия к ним, а также основные элементы сборных каналов имеют длину 3 м. Длина и ширина сборных элементов к лотковым и сборным каналам в местах поворотов и ответвлений берется из расчета прокладки в них кабелей напряжением до 10 кВ сечением 3×240 мм² с радиусом изгиба кабеля $R = 25d$.

На участках, где могут быть пролиты расплавленный металл, жидкости с высокой температурой или вещества, разрушающе действующие на оболочки кабелей, сооружение кабельных каналов не разрешается.

Кабельные каналы вне зданий, где это необходимо по соображениям охраны, должны быть засыпаны поверх съемных плит землей с толщиной слоя 300 мм и более. На огражденных территориях, доступных только для обслуживающего персонала, например на подстанциях, засыпка кабельных каналов поверх съемных плит запрещается.

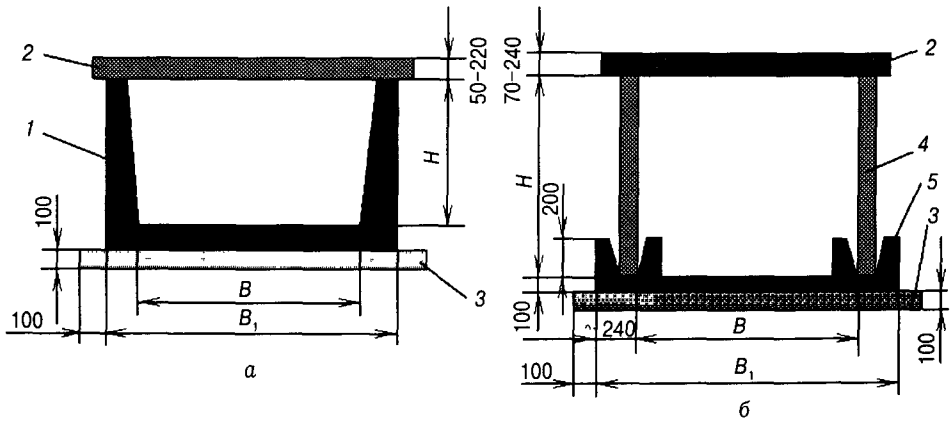


Рис. 8.13. Сборные железобетонные каналы:
а — лотковые типа ЛК; *б* — из сборных плит типа СК; *1* — лоток; *2* — плита перекрытия; *3* — подготовка песчаная; *4* — плита; *5* — основание

Таблица 8.4. **Размеры прямых участков унифицированных кабельных каналов**

Исполнение	Сечение канала, мм	Размеры (см. рис. 8.13), мм		
		B	B_1	*H*
		Лотковый канал типа ЛК		
ЛК-1	300×300	300	420	290
ЛК-4	600×450	600	760	450
ЛК-7	600×600	600	820	600
ЛК-9	120×600	1200	1140	580
		Сборный канал типа СК		
СК-1	900×900	900	1380	900
СК-4	1200×1200	1200	1680	1200

В электромашинных помещениях каналы можно перекрывать рифленым железом, а в помещениях щитов управления с паркетными полами — деревянными щитами с паркетом.

Засыпка силовых кабелей, проложенных в каналах, запрещается. Расположение кабелей на конструкциях в зависимости от типоразмеров каналов может быть следующим: на одной стенке канала на подвесах; на одной стенке канала на полках; на обеих стенках на подвесах; на одной стенке канала на подвесах, на другой стенке на полках; на обеих стенках канала на полках; на дне канала при глубине его не более 0,9 м.

Кабельные каналы следует рассчитывать с учетом возможности дополнительной прокладки кабелей не менее 10% от проложенных. Горизонтальное расстояние в свету между конструкциями при двустороннем их расположении (ширина прохода) должно быть не менее 300 мм для каналов глубиной до 600 мм и не менее 400 мм при каналах глубиной 900 и 1200 мм.

Для прокладки в каналах применяют кабели с оболочками, не распространяющими горение. Расположение кабелей и их крепление на конструкциях в зависимости от их напряжения, сечения и типа, а также выполнение горизонтальных асбоцементных перегородок и установка соединительных муфт такие же, как и в туннелях. Установка кабельных конструкций, расстояния между ними такие же, как и при установке в туннелях.

Электропроводки являются составной частью электрических силовых и осветительных сетей переменного и постоянного тока напряжением до 1 кВ. В зависимости от конструкций проводников, характеристики помещений и окружающей среды проводники прокладывают различным образом: открыто на изолирующих опорах; непосредственно по строительным основаниям и конструкциям; в трубопроводах; на стальных лотках; в стальных коробах; по натянутым стальным тросам и струнам; скрыто в конструктивных элементах зданий. Соответственно принятому способу прокладки проводников электропроводки подразделяют на открытые и скрытые.

В промышленных зданиях для общего удешевления стоимости работ и экономии металла рекомендуется применять открытые беструбные проводки или стальные трубы заменять неметаллическими.

Для открытых беструбных проводок применяют незащищенные изолиро-

ванные провода и небронированные кабели, поэтому трассы таких проводок по своему местоположению должны обеспечивать сохранность проводок от возможных повреждений. В нормальных производственных условиях достаточной защитой считается размещение проводок внутри помещений на высоте не менее 2—2,5 м от отметки чистого пола или площадки обслуживания и на высоте не менее 3,5—6 м от уровня земли снаружи помещений. В необходимых случаях открытые проводки защищают от прикосновения и механических повреждений специальными коробами или трубами.

Открытые проводки занимают сравнительно много места, и при такой прокладке повышается пожарная опасность. Поэтому количество совместно прокладываемых проводников ограничивают или применяют провода и кабели с защитными негорючими оболочками. Открытые проводки ухудшают внешний вид зданий и помещений, но в целом они гораздо экономичнее скрытых. Скрытая электропроводка выполняется в конструктивных элементах зданий, в стенах, полах, перекрытиях, специальных каналах.

Когда в производственных помещениях количество проводов и кабелей, прокладываемых по общим трассам, бывает очень большим, целесообразно применять прокладку кабелей на лотках. Лотки предназначены для открытой прокладки кабелей: в сухих, сырых и жарких помещениях; в помещениях с химически активной средой; в пожароопасных помещениях для прокладки проводов и кабелей, допускаемых для таких помещений; в кабельных полуэтажах и подвалах электромашинных отделений; в проходах за щитами и панелями станций управления и переходах между ними; в технических этажах зданий и сооружений. Эта система канализации электроэнергии обладает большой гибкостью, существенно облегчает монтаж и эксплуатацию. Проводка в лотках обеспечивает хорошие условия охлаждения кабелей, дает большую экономию и снижает стоимость работ по сравнению с другими видами проводки. В лотках создается свободный доступ к кабелям на всем их протяжении. В случае необходимости кабели могут быть легко вынуты и заменены другими, при этом можно изменить их число, сечение, марку, а также трассу. При использовании лотков легче выполнить проводки на сложных трассах, возможно ответвление на любом участке трассы лотковой линии.

Лотки выполняют из стальных профилей и полос. Применяют два типа лотков: сварные (длина 2, 2,5 и 3 м, ширина 400, 200, 100 и 50 мм) и из перфорированных полос (длина лотка 2 м, ширина 50 и 105 мм). Лотки обоих типов снабжены соединительными уголками и болтами для соединения лотков в магистраль.

Отдельные лотки и лотковые магистрали можно располагать горизонтально, вертикально и наклонно, по несколько штук в ряд для образования широкой несущей поверхности. В горизонтальной плоскости их можно помещать в несколько ярусов. Опорными конструкциями при установке лотков служат специальные кронштейны, которые вместе с кабельными стойками или подвесами образуют трассу для крепления лотков к строительным эле-

ментам зданий и сооружений. В пролетах цехов лотки крепят на несущих тросах и тросовых подвесах с помощью тросовых растяжек.

Кабели в лотках следует прокладывать в один ряд. Небронированные кабели напряжением до 1 кВ с сечением жил до 25 мм^2 допускается прокладывать в лотках многослойно, пучками и однослойно без промежутков. Высота слоев кабелей, прокладываемых многослойно, должна быть не более 150 мм; высота (диаметр) пучка — не более 100 мм. Расстояние между пучками силовых кабелей должно быть не менее 20 мм; расстояние между пучками контрольных кабелей, а также силовых и контрольных кабелей не нормируется. Крепление кабелей, прокладываемых в лотках на прямых участках трассы, при горизонтальной установке лотков не требуется; при любом ином расположении лотков кабели крепят к лоткам с интервалом не более 2 м.

В тех случаях, когда другие виды прокладки кабелей не могут быть применены по технологическим, конструктивным или экономическим соображениям, используют прокладку кабелей на тросах (на стальном канате). Прокладка силовых кабелей на тросах применяется в сетях напряжением до 1 кВ как внутри помещений (цехов), так и вне их. Кабельные проводки на тросах внутри помещений выполняют по колоннам вдоль и поперек здания, а также между стенами (рис. 8.14), а вне помещений — как правило, между стенами зданий.

Для силовых линий, прокладываемых на тросе, применяют такие же кабели, как и для прокладки внутри зданий и сооружений. Кабели, прокладываемые вне зданий, в том числе и под открытыми навесами, должны иметь защитное негорючее наружное покрытие. Выбор троса производится в зависимости от несущей нагрузки. В качестве несущего троса применяют сплетенные из стальных оцинкованных проволок канаты и горячекатаную стальную оцинкованную проволоку.

Расстояние между анкерными креплениями несущего троса должно быть не более 100 м; расстояние между промежуточными креплениями — не более 30 м при прокладке одного-двух кабелей сечением до 70 мм^2, 12 м — для более двух кабелей сечением 70 мм^2 и во всех случаях прокладки кабелей сечением 95 мм^2 и выше. Расстояние между кабельными подвесками должно быть 0,8—1 м. Анкерные концевые конструкции крепят к стенам зданий или колоннам зданий; крепление их к балкам и фермам не допускается.

В последнее время все большее распространение получают самонесущие изолированные провода, которые занимают технически экономичную нишу (см. рис. 8.14), их применяют на воздушных и изолированных линиях. Срок их эксплуатации более 50 лет, они просты при сооружении и монтаже, обеспечивают одновременную подвеску 0,4 и 6—10 кВ, сокращают эксплуатационные расходы. По сравнению с традиционными ВЛЭП они имеют следующие преимущества: сохраняют электроснабжение потребителей при падении провода на землю и при набросах; исключают искрообразование при схлестывании; обеспечивают большую безопасность персонала и населения, животных и птиц благодаря изолирующим свойствам сшитого полиэтилена.

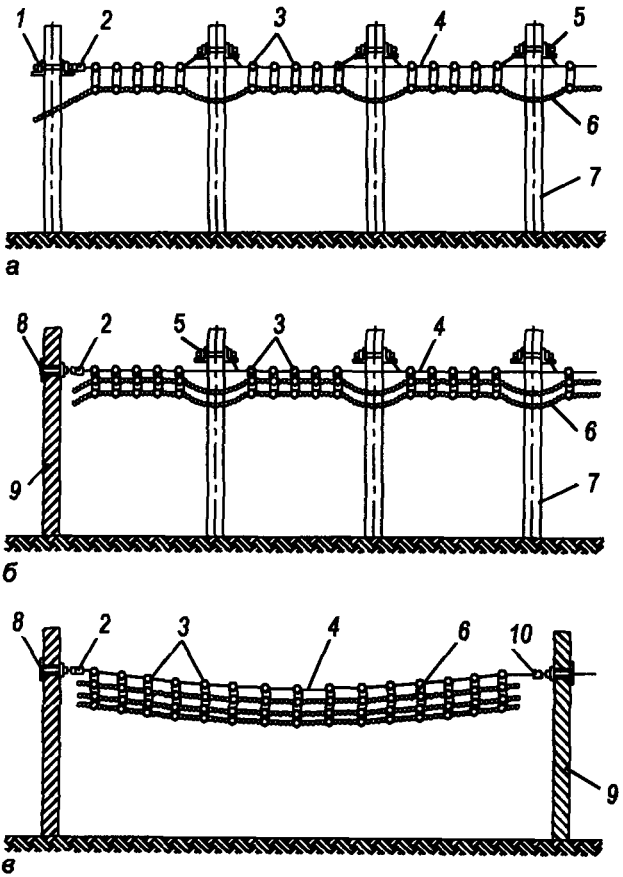


Рис. 8.14. Схемы прокладки кабелей на канате:
а — по колоннам; б — по колоннам с креплением каната к стене; в — между стенами; 1 — обхват конечный; 2 — муфта натяжная; 3 — кабельный подвес; 4 — канат несущий; 5 — обхват промежуточный; 6 — кабель; 7 — колонна; 8 — анкер; 9 — стена; 10 — зажим

Эстакады и галереи являются альтернативой туннелям и блокам, функционально имеют одно и то же назначение – организовывать большие кабельные потоки и защищать их от механических и иных повреждений. Прокладка кабелей напряжением до 10 кВ сечением до 240 мм^2 на эстакадах и в галереях применяется для магистральных и межцеховых электрических сетей по территориям промышленных предприятий. Применение специальных кабельных эстакад рекомендуется в качестве основного вида прокладки по территориям химических и нефтехимических предприятий, где не исключена возможность проливки веществ, разрушительно действующих на оболочки кабелей, а также на предприятиях, где уровень грунтовых вод близок к поверхности. Допускается использовать технологические эстакады для совмещенной прокладки трубопроводов и кабелей. Основные типы кабельных эстакад выполняют непроходными железобетонными, металлическими и комбинированными. Конструкция непроходных эстакад должна позволять обслуживание их со специально оборудованных машин.

На рис. 8.15 представлены галереи и кабельные эстакады различных исполнений из унифицированных элементов. При совмещенной прокладке трубо-

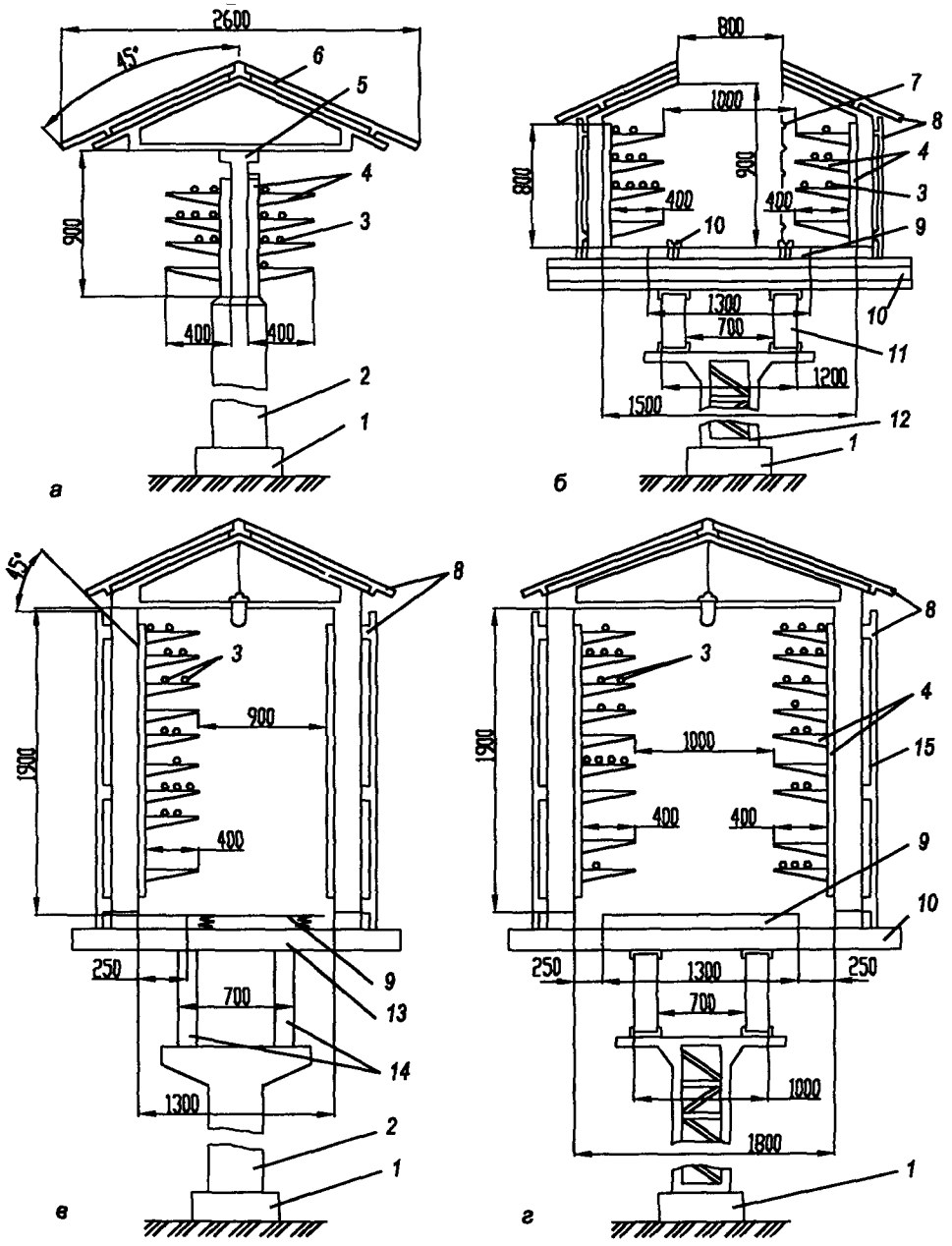


Рис. 8.15. Прокладка кабелей на эстакадах и галереях:
а — эстакада проходная железобетонная; *б* — эстакада проходная металлическая; *в* — галерея односторонняя; *г* — галерея двусторонняя металлическая; *1* — железобетонное основание; *2* — железобетонная колонна; *3* — кабели; *4* — кабельная конструкция (стойка и полки); *5* — железобетонная балка; *6* — солнцезащитный козырек; *7* — съемные защитные панели; *8* — стационарные солнцезащитные панели; *9* — металлический настил; *10* — металлическая траверса; *11* — основная траверса; *12* — металлическая колонна; *13* — железобетонная траверса; *14* — основные несущие железобетонные балки; *15* — профиль стальной (только в местах стыка солнцезащитных панелей)

проводов и кабелей эстакады должны иметь индивидуальное исполнение. Непроходные эстакады применяют для прокладки до 16, 24 и 40 кабелей с пролетами между опорами 6 м, а для прокладки 24 и 48 кабелей — пролет 12 м. Проходные одно- и двухсекционные эстакады используют для прокладки до 64 и 128 кабелей с пролетами 6 и 12 м.

Расстояние между полками по вертикали на непроходных эстакадах 200 мм, на проходных — 250 мм. Расстояние по горизонтали между полками 1 м, но оно может быть увеличено при разработке конкретного проекта с учетом несущей способности кабельных конструкций. При прокладке кабелей в алюминиевой оболочке сечением жил 50 мм^2 и более расстояние между кабельными конструкциями допускается до 6 м. Стрела провеса кабелей между конструкциями должна быть 0,4 м.

Для прокладки по эстакадам следует применять кабели без наружного горючего покрова, имеющие антикоррозийную защиту или с наружным защитным покровом из негорючего материала. Расположение кабелей на полках, расстояния между кабелями, установка соединительных муфт и другие условия такие же, что и при прокладке кабелей в туннелях.

8.7. Токопроводы

В зависимости от вида проводников токопроводы подразделяют на гибкие (при использовании проводов) и жесткие (при использовании жестких шин). Токопроводы защищены от попаданий твердых тел, от капель и пыли.

Жесткие токопроводы до 1 кВ, поставляемые комплектно, называют шинопроводами; их комплектуют секциями унифицированной длины, которые могут быть прямыми, угловыми, гибкими, вводными, ответвительными, компенсационными, переходными, подгоночными. Технические данные шинопроводов приведены в табл. 8.5–8.7.

Типы шинопроводов в зависимости от назначения: 1) магистральные, предназначенные в основном для присоединения к ним распределительных шинопроводов и силовых распределительных пунктов, щитов и отдельных мощных приемников (см. рис. 2.5); 2) распределительные – для присоединения к ним электроприемников; троллейные – для питания передвижных электроприемников; 3) осветительные – для питания светильников и электроприемников небольшой мощности и специальные.

Магистральный шинопровод предназначен для распределительных шинопроводов и пунктов, в том числе по схеме трансформатор ЗУР — магистраль, отдельных крупных электроприемников в системе четырехпроводных электрических сетей с глухозаземленной нейтралью. Номинальный ток 1600, 2500, 4000 А.

Кожух ШМА-73 (рис. 8.16) состоит из двух алюминиевых профилированных боковин, используемых в качестве нулевого провода, и крышек (обойм). Нулевым проводом в ШМА-68Н является четвертая шина. Ш3М-16 имеет сплошную изоляцию шин и плотное сжатие их профилированных алюмини-

Таблица 8.5. **Технические данные магистральных шинопроводов переменного тока**

Показатель	ШМА4-1250	ШМА4-1600	ШМА4-2500	ШМА4-3200	ШМА4-4000
Номинальный ток, А	1250	1600	2500	3200	4000
Амплитудное значение тока короткого замыкания, кА	70	90	120	140	100
Сопротивление фазы (среднее) при номинальном токе и установившемся режиме, Ом/км:					
активное	0,033	0,030	0,017	0,015	0,011
индуктивное	0,018	0,014	0,008	0,005	0,009
полное	0,038	0,033	0,019	0,016	0,014
Полное сопротивление петли фаза—нуль (наибольшее значение), Ом/км	0,112	0,095	0,092	0,083	0,046
Потеря напряжения на длине 100 м при номинальном токе и нагрузке, сосредоточенной в конце линии ($\cos\varphi = 0{,}8$), В	8,1	9,1	8,2	8,3	10,2
Количество шин на фазу	1	1	2	2	2
Сечение шин, мм	8×140	8×160	8×140	8×160	12×160

Примечания:
1. Материал шин — алюминий марки АДО.
2. Максимально допустимое расстояние между точками крепления 6 м.
3. Допустимые механические нагрузки в вертикальной плоскости 900 Н, в горизонтальной — 450 Н.
4. *По ГОСТ 14254—96 степень защиты IP44.*

Таблица 8.6. **Технические данные распределительных шинопроводов переменного тока ($V_{ном}$ = 380/220 В)**

Показатель	ШРА-73			ШРМ-75			ШРА-74
Номинальный ток, А	250	400	630	100	250	400	630
Активное сопротивление на фазу, Ом/км	0,20	0,13	0,085	—	0,15	0,15	0,14
Реактивное сопротивление на фазу, Ом/км	0,10	0,10	0,075	—	0,20	0,20	0,10
Размеры шин на фазу, мм	35×5	50×5	80×5	—	35×5	50×5	80×5
Максимальное расстояние между точками крепления, мм	3000	3000	3000	2000	2000	2000	3000

Таблица 8.7. Технические данные осветительных шинопроводов переменного тока

Показатель	ШОС-2-25-44	ШОС-4-25-44	ШОС-80-43
Номинальный ток, А	25	25	16
Номинальное напряжение, В	220	380/220	220

Примечание. Ударный ток КЗ при проверке на электродинамическую стойкость равен 3 кА.

евых оболочек, что обеспечивает непрерывное крепление шин по всей длине секции и надежность нулевого провода. Выпускаются также шинопроводы постоянного тока ШМАД, ШМАДК на напряжение 1200 В и ток 1600—6300 А и магистральные шинопроводы специального назначения. Шинопроводы допускают применение в пожароопасных зонах классов П-I, П-IIа и не пред-

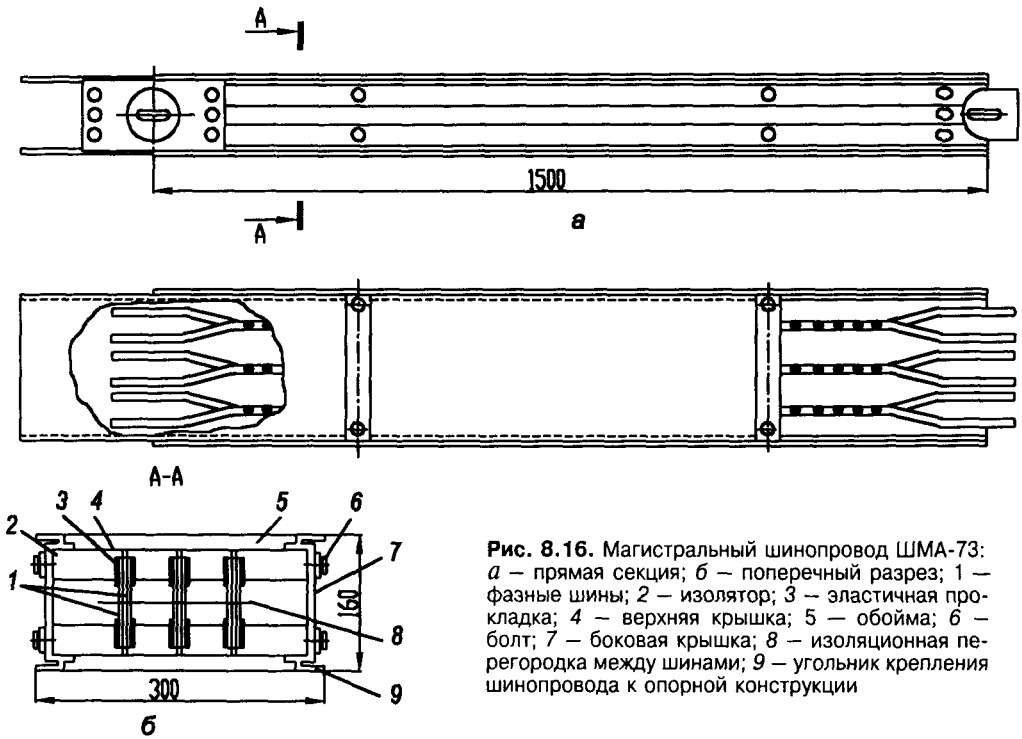


Рис. 8.16. Магистральный шинопровод ШМА-73: *а* – прямая секция; *б* – поперечный разрез; 1 – фазные шины; *2* – изолятор; *3* – эластичная прокладка; *4* – верхняя крышка; 5 – обойма; *6* – болт; *7* – боковая крышка; *8* – изоляционная перегородка между шинами; *9* – угольник крепления шинопровода к опорной конструкции

назначены для эксплуатации в химически активных средах и взрывоопасных зонах.

Распределительные шинопроводы (рис. 8.17) ШРА (с алюминиевыми жилами) и ШРМ (с медными шинами) предназначены для передачи и распределения электроэнергии напряжением 380/220 В при возможности непосредственного присоединения к ним электроприемников в системах с глухозаземленной нейтралью. Номинальный ток ШРА — 250, 400, 630 А; ШРМ — 100, 250 А. Сопротивление петли фаза–нуль (полное) 0,29–0,55 Ом/км. Линейная потеря напряжения на длине 100 м при равномерно распределенной нагрузке и cos φ = 0,8 лежит в пределах 7,5–8,5 В. Степень защиты по ГОСТ 14254–96–IP32. Материал шин шинопровода климатического исполнения: УЗ — алюминий, плакированный медью АПМ-2, ТЗ — медь ШМТ. Распределительные шинопроводы крепят так же, как и магистральные: на стойках, кронштейнах, подвесах.

Осветительные шинопроводы ШОС выпускаются на ток 25, 63, 100 А для групповых четырехпроводных линий в сетях до 1 кВ с нулевым проводом. В ШОС-67 используют: медный изолированный провод; в ШОС-73А — алюминиевые шины, плакированные медью; в ШОС-73 (см. рис. 8.20) — медные шины.

В последнее десятилетие стали широко применять осветительные шинопроводы ШОС2-25 (однофазные) и ШОС4–25 (трехфазные) для выполнения на промышленных предприятиях, в общественных и административных зда-

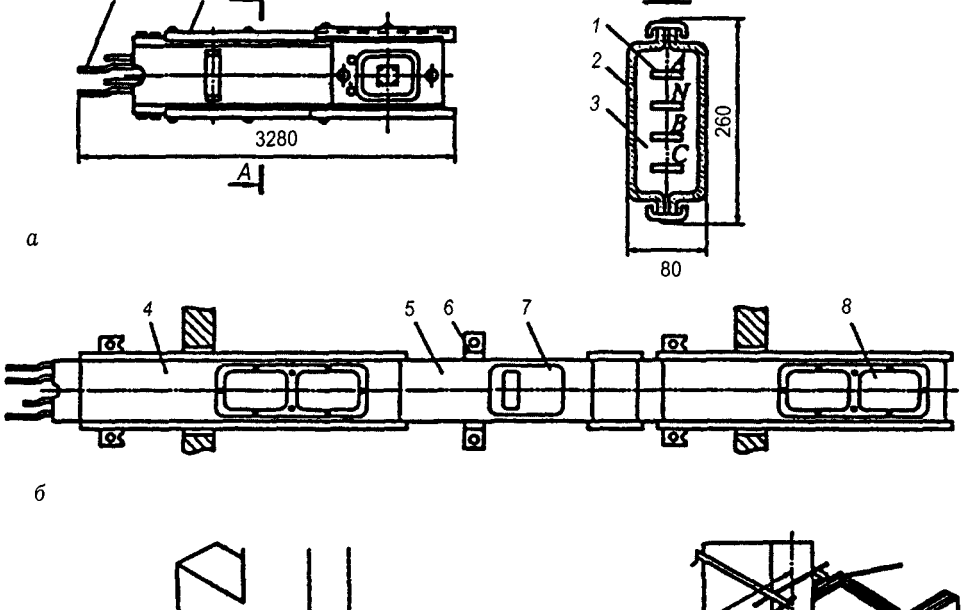


Рис.8.17. Распределительные шинопроводы ШРА:
а — общий вид прямой секции ШРА-73; *б* — шинопровод ШРА-73В для вертикальной прокладки; *в* — элементы шинопровода ШРА-73; *1* — шина; *2* — короб; *3* — изолятор; *4* — универсальная секция; *5* — прямая секция; *6* — кронштейн; *7* — ответвительная коробка; *8* — крышка; *9* — секция с изгибом шин на плоскость; *10, 13, 18* — конструкции для установки и крепления токопровода; *11, 14, 15* — ответвительная коробка с автоматом (*11*), с предохранителем (*14*) и с пусковым аппаратом (*15*); *12* — секция с изгибом шин на ребро; *16* — прямая секция; *17* — коробка с указателем наличия напряжения; *19* — вводная коробка; *20* — заглушка торцевая

ниях осветительных линий, питающих однофазные нагрузки в электрических сетях с глухозаземленной нейтралью. Шинопровод можно применять в пожароопасных зонах классов П-I и П-IIа. Основные технические данные: номинальный ток 25 А, номинальное напряжение 500 В, частота 60 Гц, потеря на участке 100 м напряжения 6,1 В, электродинамическая стойкость при сквозных токах (амплитудное значение) — 4,5 кА. Поперечное сечение шинопроводов приведено на рис. 8.18 *а, б.*

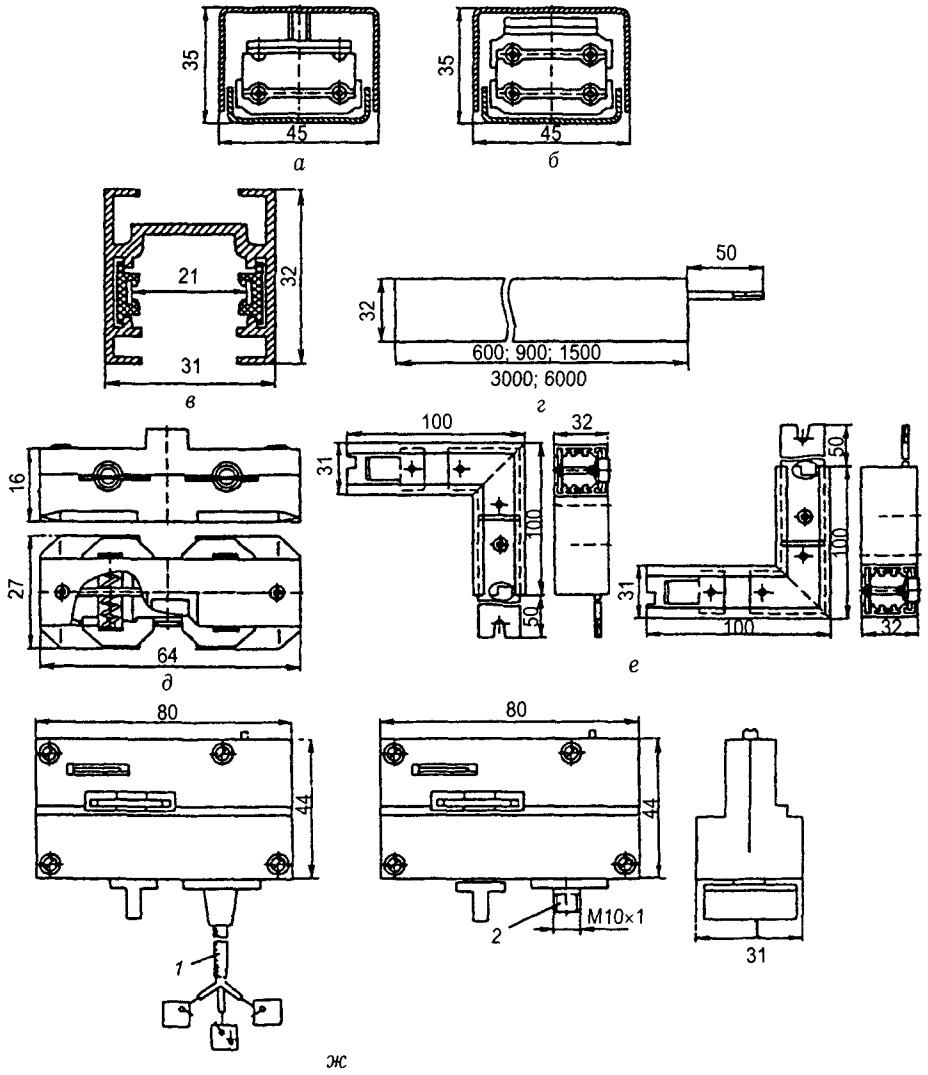


Рис. 8.18. Осветительные шинопроводы:
а, б — поперечное сечение шинопровода ШОС2 (*а*) и ШОС4 (*б*), *в—ж* — шинопровод ШОС80: поперечное сечение (*в*); прямая секция (*г*); соединитель (*д*); угловая секция (*е*); штепсель (*ж*): *1* — шнур штепселя; *2* — патрубок для установки светильника

Осветительный шинопровод ШОС80 (рис. 8.18, *в—ж*) предназначен для осветительных линий в помещениях общественных зданий, а также в административных и бытовых помещениях промышленных зданий. Шинопроводы не предназначены для эксплуатации в химически активных средах, взрыво- и пожароопасных зонах и помещениях с токопроводящей пылью. Основные технические данные: номинальный ток 16 А; номинальное напряжение 380/320 В; частота 50, 60 Гц, номинальный ток штепселя 6 А; электродинамическая стойкость 3 кА; полное сопротивление (при температуре 20 °С) 5,4 Ом/км; потеря напряжения на участке 100 м при номинальном токе — 3,48 В; по ГОСТ 14254—96 степень защиты IP20; допустимое расстояние между местами крепления шинопровода при интенсивности нагруки от массы устанавливаемых светильников не более 2 кг — 4 м, не более 1,5 кг — 8 м; максимальная масса светильников,устанавливаемых на осветительных штепселях, 1 кг; материал шин (1×5 мм) — медь; материал короба — алюминий АД31Т.

На прямых секциях снизу через каждые 500 мм смонтированы соединительные розетки, закрытые откидными крышками. Розетки предназначены для подключения светильников втычным контактом через штепсель 10 А. Короб заземлен нулевым проводом. Светильники подвешивают к несущим конструкциям или непосредственно к ШОС. Общая нагрузка на 1 м, определяемая типом (видом) шинопровода и максимальным пролетом, регламентируется.

Экономичное выполнение цеховой электрической сети по схеме блок—трансформатор—магистраль представлено на рис. 8.19. В этом случае линия, питающая распределительную сеть цеха (которая может быть выполнена на 2УР как распределительными шинопроводами ШРА, так и кабелями, радиально питающими шкафы и щиты 0,4 кВ), является главной магистралью. Число отходящих от подстанций питающих магистралей не должно превышать количество трансформаторов.

В сетях 6—10 кВ промышленных предприятий экономически целесообразно применять гибкие или жесткие токопроводы при передаваемой мощности 15—40 МВА на напряжении 6 кВ и 20—70 МВА на 10 кВ.

Преимущества токопроводов по сравнению с кабельными линиями:

1) большая надежность, в основном из-за отсутствия кабельных муфт;

2) меньшие стоимость и трудоемкость изготовления;

3) лучшие условия эксплуатации, так как возможен визуальный осмотр;

4) большая перегрузочная способность благодаря лучшим условиям охлаждения.

Недостатки токопроводов:

1) большее индуктивное сопротивление, что вызывает дополнительные потери напряжения; различное сопротивление фаз приводит к несимметрии напряжения фаз протяженных токопроводов при токах 2,5 кА и более;

2) дополнительные потери электроэнергии в шинодержателях, арматуре и конструкциях при токах 1 кА и более от воздействия магнитного поля;

3) укрупнение единичной мощности токопровода по сравнению с несколькими кабельными линиями.

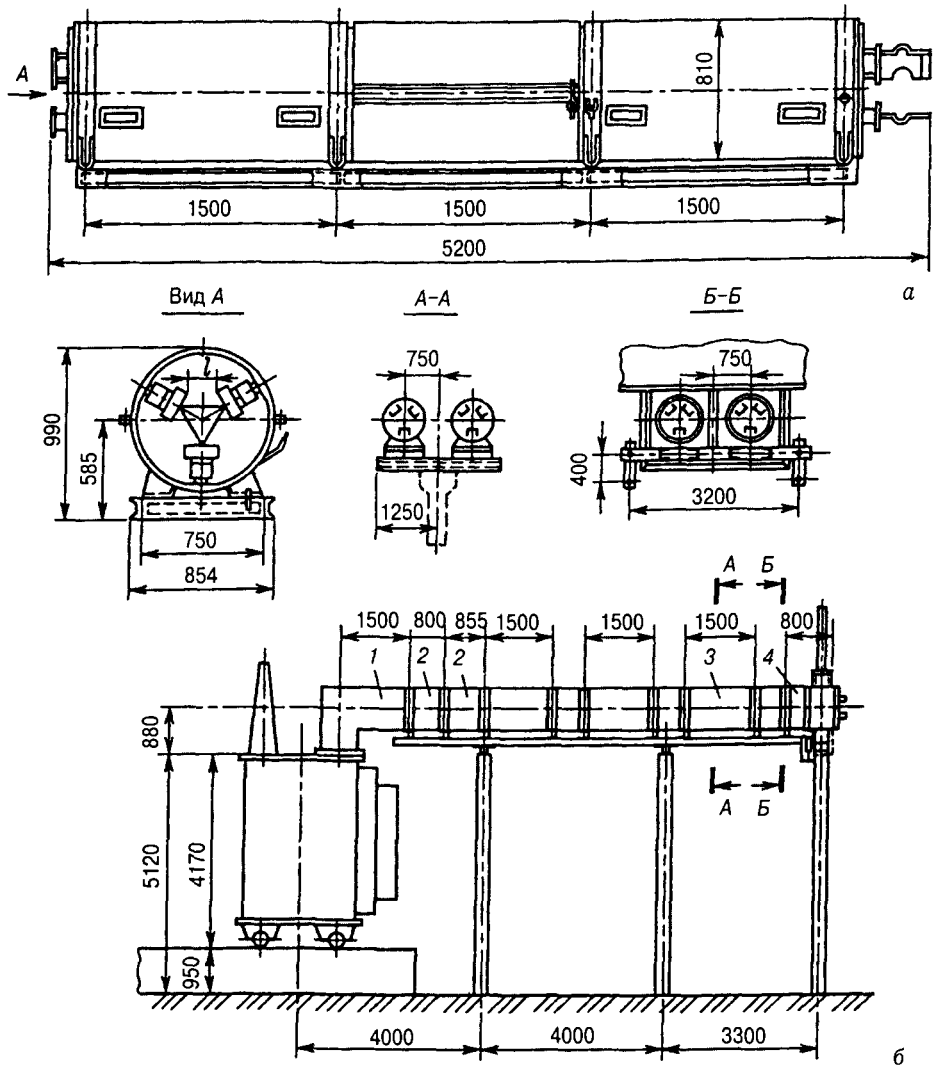


Рис. 8.19. Магистральный комплектный шинопровод

Для увеличения надежности применяют, как правило, токопроводы, состоящие из двух линий с секционированием и автоматическим включением резерва.

Из-за значительного реактивного сопротивления шинопроводов при токах 2,5 кА и более предусмотрены меры по снижению и выравниванию индуктивного сопротивления (*расположение полос в пролетах по сторонам квадрата*, применение спаренных фаз, профильных шин, круглых и квадратных полых труб, внутрифазных транспозиций для протяженных гибких токопроводов).

В отключенной линии двухцепного токопровода в результате влияния неуравновешенного электрического и магнитного полей оставшегося под напря-

жением токопровода наводится напряжение. Это напряжение зависит от длины токопровода, расположения фаз на опоре, расстояния между фазами. Для уменьшения значения наведенного напряжения фазы цепи протяженного токопровода рекомендуется располагать по вершинам равностороннего треугольника.

Каждая фаза гибкого токопровода выполняется из нескольких алюминиевых или сталеалюминиевых проводов, располагаемых по окружности с помощью крепежных деталей (рис. 8.20), которые осуществляют их крепление к изоляторам и противодействие схлестыванию при КЗ. Механическую нагрузку обычно несут два сталеалюминиевых провода, токовую — остальные. Во избежание схлестывания проводов при КЗ между проводами гибких и жестких подвесных токопроводов предусматривают в пролете одну-две междуфазные распорки.

Совмещенная прокладка гибких токопроводов напряжением выше 1 кВ и технологических токопроводов на общих опорах не допускается.

Переменный ток в отличие от постоянного по сечению токопровода распределяется неравномерно, смещаясь к периферии сечения, в результате активное сопротивление $R_{\sim}$ (сопротивление на переменном токе) одного и того

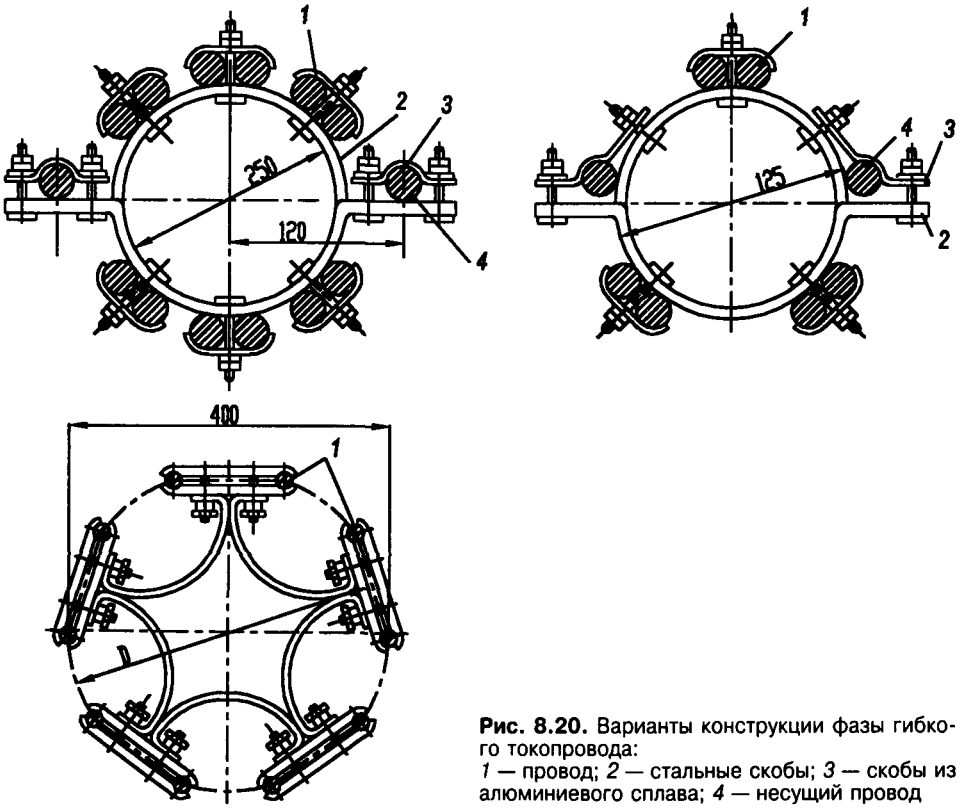


Рис. 8.20. Варианты конструкции фазы гибкого токопровода:
1 — провод; *2* — стальные скобы; *3* — скобы из алюминиевого сплава; *4* — несущий провод

же участка больше омического $R-$ (на постоянном токе). Неравномерность распределения тока по сечению проводника оценивается коэффициентом поверхностного эффекта $K_{п.э} = R\sim/R- > 1$, который определяется в зависимости от конструктивных размеров проводника и частоты (с увеличением частоты поверхностный эффект усиливается).

В токопроводах магнитные поля близко расположенных проводников влияют на распределение тока по их сечению: при одинаковом направлении ток вытесняется к периферии, при противоположном — стягивается к середине расположения проводников; это явление называется эффектом близости и характеризуется коэффициентом близости $K_{э.б}$. В отличие от коэффициента поверхностного эффекта, который всегда больше единицы, коэффициент близости может быть больше единицы и меньше ее, т. е. может как увеличивать, так и уменьшать неравномерность распределения тока по сечению (для круглых шин $K_{э.б} > 1$, для прямоугольных — зависит от их взаимного расположения). При расчетах токопроводов поверхностный эффект и эффект близости учитывают через коэффициент дополнительных потерь $K_{д.п} = K_{п.э}/K_{э.б}$. В жестких токопроводах, состоящих из шин, смонтированных на штыревых или подвесных изоляторах, расстояние между фазами и диаметр фаз меньше, чем в гибких, поэтому при их расчете дополнительные потери учитываются коэффициентом $K_{д.п}$

Более экономичны гибкие и жесткие токопроводы с расположением фаз в вершинах равностороннего треугольника (рис. 8.21) по сравнению с токопроводами с вертикальным или горизонтальным расположением фаз благодаря взаимной компенсации магнитных полей фаз. Такие токопроводы являются

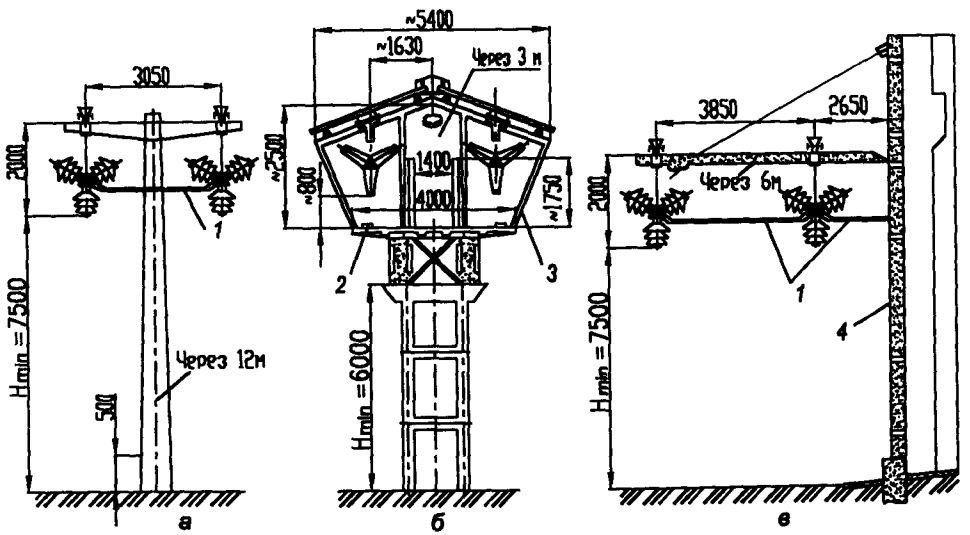


Рис. 8.21. Способы прокладки жестких токопроводов:
а — в закрытой эстакаде; *б* — на железобетонной опоре; *в* — на железобетонных кронштейнах, прикрепляемых к стене здания; *1* — фиксатор; *2* — приточные вентиляционные отверстия; *3* — съемные асбоцементные волнистые листы; *4* — магистраль заземления

симметричными. Жесткие токопроводы более компактны, чем гибкие, имеют разнообразное крепление к поддерживающим конструкциям.

Фазы токопровода из неизолированных алюминиевых шин для защиты от пыли могут находиться в одном общем немагнитном кожухе (например, из алюминия); монтируются на опорных изоляторах в вершинах равностороннего треугольника.

Вопросы для самопроверки

1. Сформулируйте принципы выбора проводниковых устройств для кабельной канализации электроэнергии по заводу.
2. Изложите основные сведения по воздушным линиям в системах электроснабжения.
3. Назовите основные применяемые кабели в системах электроснабжения и расшифруйте их маркировку, увязав ее со способами прокладки.
4. Каковы особенности и ограничения на прокладку кабелей в траншеях?
5. Посчитайте увеличение сечения при прокладке кабелей в блоках, поясните физический смысл изменения величины электрической нагрузки в зависимости от места прокладки в блоке и особенности использования центральных труб блока.
6. Почему прокладка кабелей в туннелях и каналах стала основной для предприятий с большой нагрузкой и насыщенной кабельной канализацией?
7. Чем вызвано появление способа прокладки кабелей на эстакадах?
8. Обоснуйте область применения токопроводов и рассмотрите особенности их конструктивного выполнения.
9. Проиллюстрируйте разнообразие электропроводок.
10. Укажите особенности применения магистрального, радиального и смешанного питания потребителей и электроприемников.

Глава 9. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

9.1. Короткое замыкание в симметричной трехфазной цепи промышленного предприятия

Расчет токов КЗ зависит от требований к точности и назначения, а также от исходных данных. В общем случае токи КЗ определяются переходными процессами в электрических цепях, которые рассматриваются при изучении теоретических основ электротехники. Возможность задавать однозначные исходные данные и необходимость обеспечить безопасность при работе элементов электрической сети и сети в целом позволяют проводить расчеты токов КЗ на основе жестких допущений и формул первой научной картины мира. Расчет токов КЗ в электрических сетях промышленных предприятий несколько отличается от расчетов КЗ для электрических сетей и систем, так как можно не учитывать турбо- и гидрогенераторы электростанций, подпитку от нескольких источников питания, работу разветвленных сложных кольцевых схем, свойства дальних ЛЭП, действительные коэффициенты трансформации.

Для выбора аппаратов и проводников, для определения воздействия на несущие конструкции при расчете токов КЗ исходят из следующих положений: 1) все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки, работают с номинальной нагрузкой; 2) синхронные машины имеют автоматические регуляторы напряжения и устройства быстродействующей форсировки возбуждения; 3) короткое замыкание наступает в такой момент времени, при котором ток КЗ имеет наибольшее значение (основное допущение); 4) электродвижущие силы всех источников питания совпадают по фазе; 5) расчетное напряжение каждой ступени принимают на 5 % выше номинального напряжения сети (515; 340; 230; 154; 115; 37; 24; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525; 0,4; 0,23; 0,133 кВ — приведены все встречающиеся значения напряжения, хотя некоторые отсутствуют в ГОСТ или не рекомендованы).

Учитывают влияние на токи КЗ присоединенных к данной сети синхронных компенсаторов, синхронных и асинхронных электродвигателей. Влияние асинхронных электродвигателей на токи КЗ не учитывают при единичной мощности электродвигателей до 100 кВт, если электродвигатели отдалены от места КЗ одной ступенью трансформации, а также при любой мощности, если они отделены от места КЗ двумя или более ступенями трансформации или если ток от них может поступать к месту КЗ только через те элементы, через которые проходит основной ток КЗ от сети и которые имеют существенное сопротивление (линии, трансформаторы и т. д.).

Для электроустановок напряжением выше 1 кВ учитывают индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, токопроводов. Активное сопротивление следует учитывать только для воздушных линий с проводами малых площадей сечений и стальными проводами, а также для протяженных кабельных сетей малых сечений с большим активным сопротивлением.

Для электроустановок напряжением до 1 кВ учитывают индуктивные и активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи (переходные контакты аппаратов, токовые катушки, переходные сопротивления, несимметрию фаз и т. д.). При этом следует отметить, что влияние сопротивления энергосистемы на результаты расчета токов КЗ на стороне до 1 кВ невелико. Поэтому в практических расчетах сопротивлением на стороне 6–10 кВ часто пренебрегают, считая его равным нулю. В случае питания электрических сетей напряжением до 1 кВ от понижающих трансформаторов при расчете токов КЗ следует исходить из условия, что подведенное к трансформатору напряжение неизменно и равно его номинальному значению.

Требования к расчету токов КЗ для релейной защиты и системной автоматики несколько отличаются от требований к расчету для выбора аппаратов и проводников. Требования к точности расчетов токов КЗ для выбора заземляющих устройств невысоки из-за низкой точности методов определения других параметров, входящих в расчет заземляющих устройств (например, удельного сопротивления земли, имеющего явный ценологический разброс значений). Поэтому для выбора заземляющих устройств допускается определение значения токов КЗ приближенным способом.

Расчетная схема для определения токов КЗ представляет собой схему в однолинейном исполнении, в которую введены генераторы, компенсаторы, синхронные и асинхронные электродвигатели, оказывающие влияние на ток КЗ, а также элементы системы электроснабжения (линии, трансформаторы, реакторы), связывающие источники электроэнергии с местом КЗ. При составлении расчетной схемы для выбора электрических аппаратов и проводников и определения при этом токов КЗ следует исходить из предусматриваемых для данной электроустановки условий длительной ее работы. При этом не нужно учитывать кратковременные видоизменения схемы этой электроустановки, например при переключениях. Ремонтные и послеаварийные режимы работы электроустановки к кратковременным изменениям схемы не относят. Кроме того, расчетная схема должна учитывать перспективу развития внешних сетей и генерирующих источников, с которыми электрически связывается рассматриваемая установка (не менее чем на 5 лет от запланированного срока ввода в эксплуатацию).

По расчетной схеме составляют схему замещения, в которой трансформаторные связи заменяют электрическими. Элементы системы электроснабжения, связывающие источники электроэнергии с местом КЗ, вводят в схему замещения как сопротивления, а источники энергии — как сопротивления и ЭДС. Сопротивления и ЭДС схемы замещения должны быть приведены к од-

ной ступени напряжения (основная ступень). В практических расчетах за основную удобно принимать ступень, где определяются токи КЗ. Параметры элементов схемы замещения можно выражать в именованных или относительных единицах.

При составлении схемы замещения в относительных единицах значения ЭДС и сопротивлений схемы приводят в долях выбранных значений базовых величин. В качестве базовых величин принимают базовую мощность $S_б$ (в расчетах обычно $S_б$ = 100 МВА) и базовое напряжение $U_б$. Для основной ступени, для которой производится расчет токов КЗ, $U_б = U_{ср}$. При этом базовые токи и сопротивления на основной ступени определяют по выражениям

$$I_б = S_б / (\sqrt{3} U_{ср}); \qquad (9.1)$$

$$x_б = U_{ср}^2 / S_б. \qquad (9.2)$$

В расчетных формулах для определения сопротивления элементов схемы в именованных и относительных единицах ($x_{б.л}$, $x_{б.т}$ и т. д.) используют параметры расчетной схемы.

Необходимость учета синхронных генераторов возникает при подключении на генераторном напряжении РП к ТЭЦ и при сооружении установок, использующих вторичные энергоресурсы (избыточное давление, вторичный пар, дожигание газа, перепады температуры) для выработки электроэнергии. Для расчета должны быть известны: номинальная мощность $S_{ном}$, номинальное напряжение $U_{ном}$, сверхпереходное индуктивное сопротивление x_d'', сверхпереходная ЭДС E'', постоянная времени затухания апериодической составляющей тока трехфазного КЗ $T_a^{(3)}$. Перечисленные параметры (кроме ЭДС) приведены в паспортных данных машины или могут быть взяты из справочных таблиц.

Электродвижущую силу E'' (фазное значение) определяют по приближенному выражению

$$E'' = U_{ном} + U_{ном} x_d'' \sin\varphi, \qquad (9.3)$$

где $U_{ном}$ — номинальное фазное напряжение; $I_{ном}$ — номинальный ток; φ — угол между током и напряжением в доаварийном режиме.

Приближенно E'' можно подсчитать по номинальному напряжению: $E'' = kU_{ном}$.

Средние значения x_d'' и E'' при нормальных условиях для различных типов машин приведены ниже, отн. ед.:

	x_d''	E''
Синхронный компенсатор	0,16	1,2
Синхронный электродвигатель	0,2	1,1
Асинхронный электродвигатель	0,2	0,9
Обобщенная нагрузка	0,35	0,85

Если имеется источник питания с заданной суммарной мощностью генераторов того или иного типа S_{Σ} и результирующим сопротивлением для начального момента времени $x_{с}$, то его можно рассматривать как эквивалентный генератор с номинальной мощностью $S_{ном(\Sigma)}$ и сверхпроводным сопротивлением $x_{с}$.

Если источник питания — мощное энергетическое объединение с заданным результирующим сопротивлением $x_{с}$, током КЗ $I_{к}$ или мощностью $S_{к} = \sqrt{3}\,U_{ср}I_{к}$, то можно считать, что такое объединение является энергосистемой, удаленной от шин потребителя на сопротивление $x_{с}$.

Когда необходимые данные об энергосистеме отсутствуют, расчеты производят по предельному току отключения $I_{отк}$ выключателей, установленных на шинах связи с энергосистемой. Ток отключения приравнивают к току КЗ $I_{к}$, и затем определяют сопротивление системы в именованных и относительных единицах:

$$x_{с} = U_{ср}/\sqrt{3}\,I_{к}; \qquad x_{с} = U^{2}_{ср}/S_{к}; \qquad (9.4)$$
$$x_{б.с} = S_{б}/S_{к} = S_{б}/S_{отк}; \qquad x_{б.с} = I_{б}/I_{к} = I_{б}/I_{отк},$$

где $I_{к}$ — заданный ток КЗ энергосистемы, приведенный к напряжению $U_{ср}$; $S_{к}$ — мощность трехфазного КЗ на шинах источника питания; $S_{отк}$ — мощность отключения выключателя по каталогу, установленного на присоединении подстанции предприятия к системе.

Электродвигатели напряжением выше 1 кВ рассчитывают аналогично генераторам. Сверхпереходную ЭДС E'' определяют как $E'' = kU_{ном}$. Коэффициент k соответствует E'' и его значения определяют по таблицам.

Сверхпереходное сопротивление x''_{d} в паспорте электродвигателя в отличие от паспорта генератора не указывается, и его определяют по кратности пускового тока:

$$x''_{d} = I_{ном}/(k_{п}I_{ном}) = 1/k_{п}, \qquad (9.5)$$

где $I_{ном}$ — номинальный ток двигателя; $k_{п}$ — кратность пускового тока к номинальному.

Сопротивление синхронных и асинхронных двигателей в именованных и относительных единицах:

$$x_{д} = x''_{d}E''^{2}/S_{ном}; \qquad x_{б.д} = x''_{d}\,S_{б}/S_{ном}. \qquad (9.6)$$

Параметры тока подпитки $I_{под}$ КЗ от асинхронных электродвигателей можно определять (для случая, когда они составляют 90 % нагрузки и выше) по следующим выражениям:

$$I_{под} = \frac{1{,}1U_{ном}}{\sqrt{3}Z_{д}}; \qquad i_{уд} = k_{уд}\sqrt{2}I_{под},$$

где $Z_д$ — полное сопротивление двигателя; $k_{уд}$ — ударный коэффициент электродвигателя; $k_{уд} = 1{,}65$ (соответственно $r_д/x_д = 0{,}15$) при $S_{ном} < 1{,}0$ МВт на пару полюсов и $k_{уд} = 1{,}75$ ($r_д/x_д = 0{,}1$) при $S_{ном} \geq 1{,}0$ МВт на пару полюсов.

Обобщенной нагрузкой принято называть смешанную нагрузку, состоящую из нагрузок на освещение, питание электродвигателей, печей, выпрямителей и т. д. Средние расчетные ее параметры приведены в таблице и отнесены к среднему номинальному напряжению ступени трансформации в месте подключения нагрузки неполной мощности (МВА). Сопротивление обобщенной нагрузки определяют аналогично (9.6).

К расчетным паспортным параметрам двухобмоточного трансформатора (рис. 9.1, *а)* относят: номинальную мощность $S_{ном}$, номинальное напряжение обмоток $U_{ном.в}$ и $U_{ном.н}$, напряжение КЗ $u_к$ (%), потери КЗ $P_к$ или отношение x/r. Сопротивления

$$x_т = \frac{u_к U_{ср}^2}{100 S_{ном}}; \qquad x_{б.т} = \frac{u_к S_б}{100 S_{ном}}. \tag{9.7}$$

Поясним параметр $u_к$ (%). Между обмотками трансформатора имеется только магнитная связь. Эквивалентное электрическое сопротивление первичной и вторичной обмоток трансформатора определяется по данным опыта КЗ: вторичную обмотку трансформатора закорачивают, после чего трансформатор нагружается номинальным током, затем на выводах первичной обмотки производят замеры падения напряжения ΔU и потерь КЗ $P_к$ в трансформаторе.

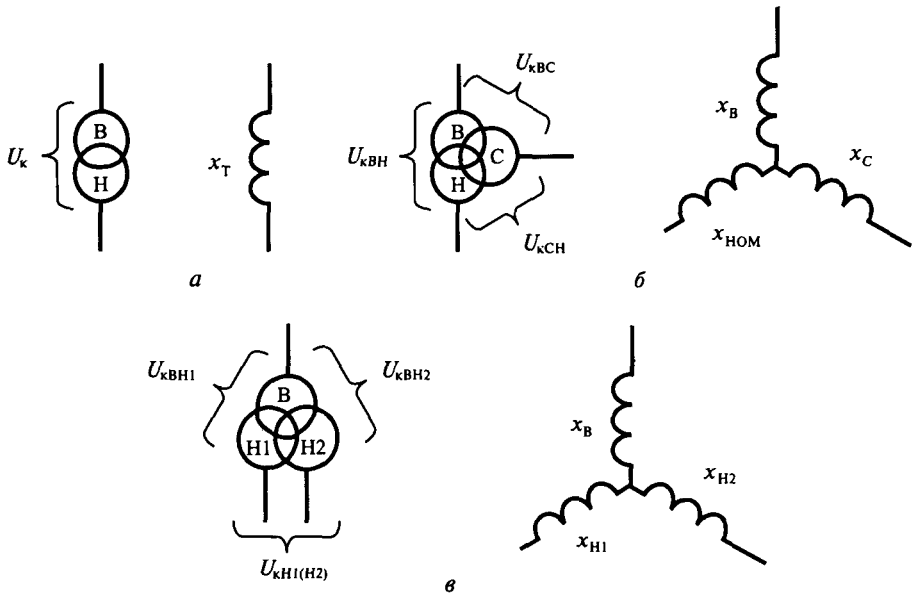


Рис. 9.1. Схемы замещения трансформатора двухобмоточного (*а*), трехобмоточного (*б*) и двух-

По данным опыта вычисляют напряжение КЗ как относительное падение напряжения в сопротивлении трансформатора (%) при прохождении по нему номинального тока:

$$u_к = \frac{\Delta U}{U_{ном}} 100 = \frac{\sqrt{3} I_{ном} z_т}{U_{ном}} 100, \qquad (9.8)$$

где $z_т$ — эквивалентное электрическое сопротивление обмоток трансформатора. Следовательно, $u_к$ (%) соответствует сопротивлению трансформатора в относительных единицах при номинальных условиях.

Индуктивное сопротивление трансформатора $x_т$ (%) с учетом напряжения КЗ $u_к$ и потерь короткого замыкания $P_к = 3I^2_{ном} r_т$

$$x_т = \sqrt{z_т^2 - r_т^2}. \qquad (9.9)$$

Поскольку активное сопротивление трансформаторов $r_т$ (%) сравнительно невелико, обычно принимают $z_т$ (%) = $x_т$ (%).

Если для вычисления ударного тока КЗ возникает необходимость в определении активного сопротивления трансформатора $r_т$, что рекомендуется для трансформаторов мощностью 630 кВА и менее, то это можно сделать на основании потерь $P_{к.з}$, взятых из каталога, или по кривым x/r:

$$r_т = P_к U^2_{ср} / S^2_{ном}; \qquad r_{б.т} = P_к S_б / S^2_{ном}. \qquad (9.10)$$

Для расчета трехобмоточных трансформаторов (см. рис. 9.1, *б*) должны быть даны: номинальная мощность $S_{ном}$; номинальные напряжения обмоток $U_{ном(В)}$, $U_{ном(С)}$, $U_{ном(Н)}$; напряжения КЗ между обмотками $u_{к(В\,С)}$, %, $u_{к(В\,Н)}$, %, $u_{к(С\,Н)}$, %; потери КЗ $P_к$ или отношение x/r. Номинальной мощностью трехобмоточного трансформатора $S_{ном}$ является номинальная мощность наиболее мощной его обмотки; к этой мощности приводятся относительные сопротивления трансформатора и потери КЗ.

Для определения напряжения КЗ опыт проводят 3 раза — между обмотками В–С, В–Н и С–Н, причем каждый раз третья обмотка, не участвующая в опыте, остается разомкнутой. Из постановки опыта КЗ очевидно, что напряжение КЗ между обмотками можно выразить в виде суммы напряжений КЗ этих обмоток, например $u_{к(В\,С)} = u_{к(В)} + u_{к(С)}$.

Относительные базовые сопротивления (%) определяют для каждой ветви схемы замещения:

$$x_{б(В)} = \frac{(u_{к(ВС)} + u_{к(ВН)} - u_{к(СН)}) S_б}{200 S_{ном}}; \quad x_{б(С)} = \frac{(x_{к(ВС)} + u_{к(СН)} - u_{к(ВН)}) S_б}{200 S_{ном}};$$

$$x_{б(Н)} = \frac{(u_{к(ВН)} + u_{к(СН)} - u_{к(ВС)}) S_б}{200 S_{ном}}. \qquad (9.11)$$

Значения в именованных единицах определяют аналогично первой формуле (9.7).

Потерями КЗ трехобмоточного трансформатора называют максимальные из возможных в нем потерь $P_{к(max)}$. Потери $P_{к(max)}$ указаны в каталоге на трансформатор.

К расчетным параметрам (см. рис. 9.1, *в)* относят: номинальную мощность обмотки высшего напряжения $S_{ном(В)}$ или номинальную мощность обмотки низшего напряжения $S_{номН1(Н2)}$ (мощность $S_{номН1(Н2)} = 0{,}5\ S_{ном(В)}$); номинальные напряжения обмоток $U_{ном(В)}$, $U_{номН1(Н2)}$; напряжения КЗ между обмотками $u_{к\ ВН1(Н2)}$, %; $u_{к\ Н1(Н2)}$, %, потери КЗ $P_к$ или отношение x/r.

Выражения для напряжений короткого замыкания каждой обмотки трансформатора аналогичны (9.7) и (9 11)·

$$\left.\begin{aligned} u_{к(В)} &= 0{,}5(u_{к(В\ Н1)} + u_{к(В\ Н2)} - u_{кВ\ Н1(Н2)})\ \%; \\ u_{кН1\ (Н2\ )} &= 0{,}5\,(u_{кВ\ Н1\,(Н2)} + u_{кН1(Н2)} - u_{кВ\ Н1\,(Н2)})\ \%. \end{aligned}\right\} \qquad (9.12)$$

Определение активных сопротивлений трансформаторов с расщепленными обмотками производится аналогично определению сопротивлений для трехобмоточных трансформаторов. В отличие от трехобмоточных трансформаторов в каталогах на расщепленные трансформаторы даются потери КЗ для обмоток В–Н1 (Н2), отнесенные к мощности обмотки низшего напряжения $S_{ном\ Н1(Н2)}$·

Для определения активных сопротивлений трансформатора, если потери КЗ не известны, можно воспользоваться кривыми x/r.

Расчетные параметры реактора: номинальное индуктивное сопротивление (в омах или относительных единицах) $x_{ном}$ или $x_{ном}$ (%); номинальное напряжение $U_{ном}$; номинальный ток $I_{ном}$; номинальные потери ΔP или отношение x/r.

В случае использования сдвоенных реакторов индуктивное сопротивление задается для ветви реактора и помимо перечисленных параметров указывается коэффициент связи между ветвями $k_{св}$, обычно $k_{св} = 0{,}5$ (рис. 9.2).

Сопротивления реактора относительное $x_р$ (%) и приведенное к базовому $x_{б\,р}$:

$$x_р = \frac{x_{ном}}{100}\,\frac{U_{ном}}{\sqrt{3}I_{ном}}; \qquad x_{б\,р} = x_р\frac{S_б}{U_с^2}, \qquad (9.13)$$

где $x_р$ — номинальное реактивное сопротивление реактора, Ом, $U_с$ — напряжение сети в точке установки реактора $x_{б1}$ и реактора сдвоенного $x_{б2}$:

$$x_{б1} = k_{св}\,x_р\,\frac{S_б}{U_с^2}; \qquad x_{б2} = x_{б3} = (1 + k_{св})\,x_р\frac{S_б}{U_с^2}. \qquad (9.14)$$

Известно, что сдвоенный реактор конструктивно отличается от обычного выводом средней точки обмотки, разделяющим обмотку реактора на две ветви.

Расчет активного сопротивления реакторов производится по номинальным потерям или по отношению x/r При использовании потерь на фазу реактора

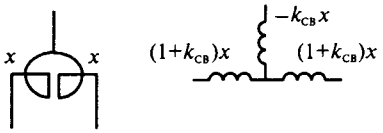


Рис. 9.2. Схема замещения сдвоенного реактора

Сопротивления линий электропередачи в расчетных схемах характеризуются удельными сопротивлениями на 1 км длины. Индуктивное сопротивление линии зависит от расстояния между проводами и радиуса провода. Сопротивление линии электропередачи в именованных и относительных единицах:

$$x_д = x_0 l; \qquad x_{б\,д} = x_0 l S_б / U_{ср}^2, \tag{9.15}$$

где x_0 — среднее сопротивление 1 км линии; l — длина линии.

В качестве средних расчетных значений индуктивного сопротивления на фазу следует принимать, Ом/км:

Воздушная линия напряжением, кВ	
6–220	0,4
330 (два провода на фазу)	0,33
Трехжильный кабель напряжением, кВ	
35	0,12
6–10	0,08
3	0,07
Одножильный маслонаполненный 110 кВ	0,18

Активное сопротивление должно учитываться в случаях, если его суммарное значение составляет более одной трети индуктивного сопротивления всех элементов схемы замещения до точки КЗ, т. е. когда $r_\Sigma \geq 1/3x_\Sigma$ или когда оно используется для определения затухания апериодического тока КЗ. Активное сопротивление линий может быть взято по справочным материалам. Для медных и алюминиевых проводов его можно подсчитать по уравнению

$$r = l/\gamma q, \tag{9.16}$$

где l — длина линий, м; q — сечение провода, м^2; γ — удельная проводимость, (МСм/м), равная для меди γ = 57 МСм/м (0,0175 мкОм·м), для алюминия γ = 32 МСм/м.

9.2. Определение значений токов короткого замыкания в электроустановках выше 1 кВ

Трехфазное КЗ характеризуют следующие условия: симметричность схемы и равенство нулю междуфазных и фазных напряжений в месте КЗ:

$$u_{к(А\,В)} = u_{к(В\,С)} = u_{к(С\,А)} = 0;$$
$$u_{кА} = u_{кВ} = u_{кС} = 0. \qquad (9.17)$$

Таким образом, разность потенциалов цепи короткого замыкания от места подключения генерирующего источника до точки КЗ равняется ЭДС данного источника, что позволяет определить начальное действующее значение периодической слагающей по закону Ома. В случае питания КЗ от энергосистемы расчетное выражение для определения периодической слагающей приобретает вид

$$I_к = I^{(3)} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3}z_\Sigma} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3}\sqrt{(x_с + x_в)^2 + r_в^2}}, \qquad (9.18)$$

где $U_{ср}$ — напряжение на шинах энергосистемы; $z_\Sigma = \sqrt{(x_с + x_в)^2 + r_в^2}$ — результирующее сопротивление цепи КЗ; $x_с$ — результирующее сопротивление (индуктивное) энергосистемы относительно места ее подключения в расчетной схеме; $x_в$, $r_в$ — соответственно индуктивное и активное сопротивления от места подключения энергосистемы до точки КЗ. Без учета активного сопротивления периодический ток

$$I_к = I^{(3)} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3}x_\Sigma} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3}\sqrt{(x_с + x_в)}}, \qquad (9.19)$$

где x_Σ — результирующее индуктивное сопротивление цепи КЗ.

Мощность КЗ в заданной точке КЗ при базовом напряжении

$$S_к = S_к^{(3)} = \sqrt{3}U_{ср}\, I_к, \qquad (9.20)$$

где $I_к$ — ток в рассматриваемой точке КЗ, приведенный к напряжению $U_{ср}$.

В относительных единицах, если источником питания в расчетной схеме сети является энергосистема, ЭДС системы и напряжение на ее шинах равны: $E''_б = U_{ср\,б} = 1$, отсюда

$$I_к = I^{(3)} = I_б / z_{\Sigma(б)}. \qquad (9.21)$$

Без учета активного сопротивления

$$I_к = I^{(3)} = I_б / x_{\Sigma(б)}. \qquad (9.22)$$

При питании КЗ от энергосистемы в результате неизменности напряжения на шинах системы амплитуды периодической слагающей тока короткого замыкания во времени не изменяются, и ее действующее значение в течение всего процесса КЗ также остается неизменным: $I = I^{(3)}_\infty = I^{(3)} = I^{(3)}$. Опреде-

ление периодической слагающей в данном случае для любого момента времени КЗ должно производиться по расчетным выражениям (9.18) и (9.20) для вычисления начального значения тока.

При питании КЗ от генератора с автоматическим регулятором возбуждения (АРВ) или без него амплитуды и действующие значения периодической слагающей в процессе КЗ изменяются по значению. Для практических расчетов периодической слагающей в различные моменты КЗ обычно используют графоаналитический метод с применением расчетных кривых (метод расчетных кривых).

При расчетах токов трехфазного КЗ для выбора аппаратов и проводников принято считать, что максимальное мгновенное значение тока КЗ или ударный ток наступает через 0,01 с с момента возникновения короткого замыкания.

Для схем с последовательно включенными элементами ударный ток определяют по выражению

$$i_{уд} = i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} I_{п0}^{(3)} (1 + e^{-0,01/T_a}) = \sqrt{2} I_{п0}^{(3)} k_{уд}, \qquad (9.23)$$

где T_a — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ; $k_{уд}$ — ударный коэффициент для времени $t = 0,01$ с.

Постоянную времени T_a определяют по уравнению

$$T_a = x_\Sigma / (\omega r_\Sigma), \qquad (9.24)$$

где x_Σ и r_Σ — соответственно суммарные индуктивное и активное сопротивления схемы от источника питания до места КЗ.

При составлении расчетной схемы для определения T_a необходимо учитывать, что синхронные машины вводятся в схему индуктивным сопротивлением обратной последовательности x_2 и активным сопротивлением статора r_s.

Характерные соотношения x/r для элементов электрической системы приведены ниже:

Трансформаторы мощностью, МВА:
- 5–30 7–17
- 60–500 20–50

Реакторы 6–10 кВ на ток, А:
- до 1000 15–70
- 1500 и выше 40–80

Воздушные линии 2–8

Кабели 6–10 кВ сечением 3×95 — 3×85 мм^2 0,2–0,8

Ударный ток синхронного и асинхронного электродвигателей определяется следующим образом:

$$i_{уд} = i_{уд}^{(3)} = I_{п0д}^{(3)} k_{уд} = \sqrt{2} k_{уд} I_{к3}, \tag{9.25}$$

где $k_{уд}$ — ударный коэффициент цепи двигателя.

Если сопротивление внешней цепи электродвигателя невелико [$z_в \le (0{,}1 \div 0{,}2)\, x_д$] и его не требуется учитывать, $k_{уд}$ берется из таблиц; если внешнее сопротивление подлежит учету, то $k_{уд}$ следует определять аналитически.

Если расчетную схему в результате преобразования можно представить в виде двух или нескольких независимых генерирующих ветвей, ударный ток в месте КЗ определяют как сумму ударных токов этих ветвей.

Действующее значение полного тока КЗ I_t в произвольный момент времени равно

$$I_t = \sqrt{I_{пt}^2 + I_{at}^2}, \tag{9.26}$$

где $I_{пt}$ — действующее значение периодической слагающей тока КЗ в произвольный момент времени (по расчетным кривым); I_{at} — действующее значение апериодической слагающей тока КЗ в тот же момент времени.

Действующее значение тока КЗ за первый период от начала процесса

$$I_д = I_{п0}^{(3)} \sqrt{1 + 2(k_{уд} - 1)^2}, \tag{9.27}$$

где $k_{уд}$ — ударный коэффициент, определяемый по $k_{уд} = 1 + \alpha_t$ (см. рис. 9.3).

Во всех случаях, когда не учитывается активное сопротивление цепи КЗ, обычно принимают $k_{уд} = 1{,}8$. Для удаленных точек КЗ с учетом активного сопротивления $k_{уд}$ определяется по экспоненциальной зависимости отношения времени КЗ к постоянной T_a.

Условную мощность КЗ для произвольного момента времени (для выбора выключателя по отключающей способности) определяют по формуле

$$S_t = \sqrt{3} U_{ср} I_t, \tag{9.28}$$

где $U_{ср}$ — среднее номинальное напряжение сети для точки, в которой рассчитывается ток КЗ.

Учет подпитки мест короткого замыкания от электродвигателей производится, если двигатели непосредственно связаны с точкой короткого замыкания электрически и находятся в зоне малой удаленности. Токи короткого замыкания от двигателей, отдаленных от точки короткого замыкания ступенью трансформации или через обмотки сдвоенного реактора, как правило, не учитываются.

Если двигатели подключены к точке короткого замыкания кабельными линиями длиной не более 300 м, начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания определяется без учета внешнего сопротивления:

$$I_{п0} = E'' I_{ном} / x''_d, \qquad (9.29)$$

где x''_d — сопротивление двигателя в относительных единицах по каталожным данным; E'' — сверхпереходная ЭДС; $I_{ном}$ — номинальный ток двигателя.

Значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент отключения выключателя:

1) от асинхронного двигателя

$$I_{пτ} = I_{п0} e^{-t/T_р}, \qquad (9.30)$$

где $T_р$ — расчетная постоянная времени затухания периодической составляющей тока короткого замыкания двигателя; при отсутствии данных можно принять $T_р = 0{,}04 \div 0{,}06$ с;

2) от синхронного двигателя

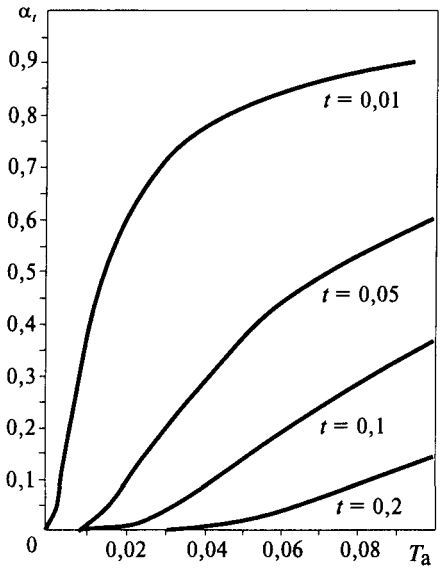


Рис. 9.3. Кривые для определения коэффициента затухания периодической слагающей тока КЗ

$$I_{пτ} = I^*_п I_{п0}, \qquad (9.31)$$

где $I^*_п$ определяется по кривым ($I^*_п = 0{,}7$ при $t = 0{,}1$ с и 0,6 при 0,25 с). Если тип двигателя не известен, то значение $I^*_п$ можно определить по усредненной кривой, как для двигателя серии СДН.

Апериодическая составляющая и ударный ток от двигателей

$$i_а = \sqrt{2} I_{п0} e^{-t/T_а}; \quad i_{уд} = k_{уд} \sqrt{2} I_{п0}; \quad k_{уд} = 1 + e^{-0{,}01/T_а}. \qquad (9.32)$$

При отсутствии данных можно принять $T_а = 0{,}04$ для асинхронных двигателей и $T = 0{,}06$ с для синхронных.

9.3. Короткое замыкание в сетях напряжением до 1 кВ

Расчет токов КЗ в цеховых электрических сетях переменного тока отличается от расчета в сетях 1 кВ и выше. В сетях до 1 кВ наряду с индуктивным учитывают и активные сопротивления элементов цепи КЗ: силовых трансформаторов, кабельных линий, шинопроводов, первичных обмоток многовитковых трансформаторов тока, токовых катушек автоматических выключателей, различных контактных соединений (разъемных и втычных контактов аппаратов и т. д.), дуги в месте КЗ. Общее активное сопротивление

цепи КЗ r_Σ может быть больше 30 % r_Σ, что влияет на полное сопротивление z_Σ и ток КЗ.

Из-за удаленности места КЗ в сети до 1 кВ от источника питания (>3) периодическая составляющая сверхпереходного тока оказывается равной установившемуся значению тока I_∞, т. е. *периодическая составляющая тока* КЗ неизменна во времени. Физически это объясняется тем, что КЗ в сети до 1 кВ из-за большого индуктивного сопротивления цехового трансформатора воспринимается в сети 6—10 кВ как небольшое приращение нагрузки, нечувствительное в сети 110 кВ.

Сопротивление системы, отнесенное к ее мощности, состоит из последовательно соединенных элементов: генераторов ($x_г \geq 0{,}125$), повышающих трансформаторов ($x_{пов\,т} \geq 0{,}105$), линий электропередачи ($x_л \geq 0{,}05$), понижающих трансформаторов районных подстанций и (или) ГПП предприятия ($x_{пон\,т} \geq 0{,}105$).

Таким образом, результирующее сопротивление энергосистемы в относительных единицах без цехового трансформатора в общем случае будет не менее 0,4.

При индуктивном сопротивлении цехового трансформатора, отнесенном к мощности системы,

$$x_т = \frac{u_к S_с}{100 S_{ном\,т}}$$

и суммарном сопротивлении цепи КЗ более 3 ($x_р^* \geq 3$) имеем

$$x_с + x_т = 0{,}4 + 0{,}01\, u_к\, S_с / S_{ном\,т} \geq 3. \qquad (9.33)$$

Если $S_{ном\,т} = 1000$ кВА, $u_к\,(\%) \geq 5{,}5$, получим $S_с \geq 47$ МВА, что всегда выполнимо для современных систем электроснабжения.

Из анализа соотношения (9.33) очевидно, что суммарное сопротивление цепи тока КЗ зависит от сопротивления цехового трансформатора. Это определяет следующие особенности режимов работы цеховых трансформаторных подстанций 3УР: 1) параллельная работа двух цеховых трансформаторов практически удваивает мощности КЗ, что повышает требования к устойчивости электрических сетей и коммутационной аппаратуры на стороне до 1 кВ; 2) рост единичной мощности цеховых трансформаторов (применение трансформаторов 1600 и 2500 кВА) ведет к увеличению токов КЗ в сети до 1 кВ и предъявляет более жесткие требования к цеховым сетям по их устойчивости к действию тока КЗ.

Расчет для отдельных элементов цепи КЗ осуществляют по паспортным или справочным данным, и ведут его в именованных единицах, выражая сопротивление элементов в миллиомах. Сопротивление шинопроводов и кабельных линий определяют через активные r_0 и индуктивные x_0 сопротивления фазы (мОм/м), принимаемые по справочным данным.

Полное, активное и индуктивное сопротивления цехового трансформатора, приведенные к ступени низшего напряжения, определяют по формулам, мОм:

$$z_{тр} = \frac{u_к U^2_{ном\,н}}{S_{ном\,т}} 10^4; \quad (9.34) \qquad r_{тр} = \frac{\Delta P_к U^2_{ном.н}}{S^2_{ном\,т}} 10^6; \quad (9.35) \qquad x_{тр} = \sqrt{z^2_{тр} - r^2_{тр}}, \quad (9.36)$$

где $u_к$ — напряжение короткого замыкания, %; $S_{ном\,т}$ — номинальная мощность трансформатора, кВА; $\Delta P_к$ — потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт; $U_{ном\,н}$ — номинальное напряжение на стороне низкого напряжения трансформатора, кВ.

Переходное сопротивление в сети до 1 кВ можно представить в виде двух составляющих:

$$R_{п\,с} = R_{п\,с1} + R_{п\,с2}, \qquad (9.37)$$

где $R_{п\,с1}$ — суммарное сопротивление всех переходных контактов, токовых обмоток выключателей, реле и обмоток трансформаторов тока; $R_{п\,с2}$ — сопротивление дуги в месте КЗ.

Суммарное сопротивление

$$R_{п\,с1} = R_к + R_а + R_{т\,тр}, \qquad (9.38)$$

где $R_к$ — переходное сопротивление контактного соединения токоведущих шин; $R_а$ — сопротивление автоматических выключателей, состоящее из сопротивления катушек расцепителей и переходного сопротивления контактов; $R_{т\,тр}$ — сопротивление обмоток трансформаторов тока. Суммарное сопротивление определяется номинальными токами выключателя, трансформатора тока и не зависит от их типа.

Сопротивление дуги в месте КЗ $R_{п\,с2}$ можно определить по выражению

$$R_{п\,с2} = E_д l_д / I_к, \qquad (9.39)$$

где $E_д$ — напряженность электрического поля в месте горения дуги, которую можно принять равной 1,5 В/мм; $l_д$ — длина дуги, мм (равна удвоенному расстоянию a между фазами сети в месте КЗ); $I_к$ — ток трехфазного КЗ.

В практических расчетах для характерной схемы сети до 1 кВ (рис. 9.4) можно пользоваться значениями $R_{п\,с}$, приведенными ниже для точек K_1–K_4:

Мощность трансформатора, кВА	1000	1600	2500
$R_{п\,с}$, мОм, для точек*:			
K_1	6,41	6,81	15,42
K_2	4,01 / 5,92	2,72 / 3,81	1,86 / 3,01
K_3	18,38 / 22,31	12,01 / 15,95	6,92 / 9,26
K_4	7,09 / 7,79	4,51 / 5,27	3,62 / 4,59

* В числителе значения при магистральной схеме, в знаменателе — при радиальной

При аппроксимировании приведенных результатов получена формула для определения суммарного переходного сопротивления при КЗ в точках K_2–K_4:

$$R_{\text{п.с}} = \frac{2{,}5\sqrt{S_{\text{ном.т}}}\,K^2 + 320a}{S_{\text{ном т}}}, \qquad (9.40)$$

где $S_{\text{ном.т}}$ — номинальная мощность трансформатора цеховой ТП, кВА; K — коэффициент ступени КЗ; a — расстояние между фазами сети в месте КЗ, мм

Для первичных цеховых распределительных щитов и пунктов, а также на зажимах аппаратов, питаемых по радиальным линиям от щитов подстанций или главных магистралей, $K = 2$; для вторичных цеховых распределительных пунктов и шкафов на зажимах аппаратов, питаемых от первичных распределительных пунктов, $K = 3$; для аппаратуры, устанавливаемой непосредственно у электроприемников, питающихся от вторичных распределительных пунктов, $K = 4$. При магистральной схеме цеховой сети переходные сопротивления определяют по формуле (9.40), а при радиальной $R_{\text{п.с.р}} \approx 1{,}5\ R_{\text{п.с}}$.

При расчете токов КЗ в цепь короткого замыкания вводят также индуктивные сопротивления трансформаторов тока и катушек максимального тока автоматических выключателей, значения которых принимают по справочным или заводским данным.

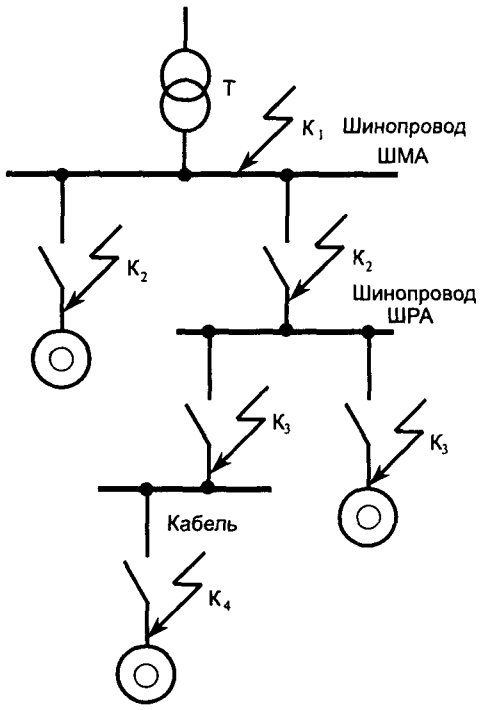


Рис. 9.4. Характерная схема цеховой электрической сети для расчета токов КЗ

Токи короткого замыкания вычисляют для выбора и проверки токоведущих устройств и аппаратов цеховой сети на устойчивость действию КЗ. Независимо от режима нейтрали в цеховых сетях наиболее тяжелым режимом является трехфазное КЗ.

Преобразование схемы замещения чаще всего сводится к определению суммарного сопротивления цепи КЗ путем сложения последовательно соединенных активных и индуктивных сопротивлений n элементов, так как сети до 1 кВ имеют одностороннее питание:

$$x_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} x_i; \qquad r_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} r_i. \qquad (9.41)$$

Ток трехфазного КЗ вычисляют по формуле

$$I_{\text{к}} = \frac{U_{\text{ном.н}}}{\sqrt{3}\sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}\,10^3. \qquad (9.42)$$

Влияние асинхронных двигателей, подключенных непосредственно к месту КЗ, можно ориентировочно учесть увеличением значения $I_к$ на $4I_д$ ($I_д$ — суммарный номинальный ток двигателей). При этом $I_к$ увеличивается не более чем на 10 %.

Ударный ток трехфазного КЗ определяют по формулам (9.23), (9.32). Значение $k_{уд}$ в сетях до 1 кВ меньше, чем в сетях выше 1 кВ, из-за большого активного сопротивления цепи КЗ, которое вызывает быстрое затухание апериодической составляющей тока КЗ. Значение ударного коэффициента можно определить по специальным кривым, а также расчетом в зависимости от отношения x_Σ / r_Σ или по постоянной времени затухания апериодической составляющей $T_а = x_\Sigma / \omega r_\Sigma$.

В приближенных расчетах при определении $i_{уд}$ на шинах цеховых ТП мощностью 400—1000 кВА можно принимать $k_{уд} = 1{,}3$, а для более удаленных точек сети $k_{уд} \approx 1$. Влияние асинхронных двигателей, подключенных непосредственно к месту КЗ, на $i_{уд}$ можно ориентировочно учесть увеличением значения найденного $i_{уд}$ на (4—7) $I_д$.

Особую сложность составляет расчет однофазных токов КЗ в сетях до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, когда ток однофазного КЗ может оказаться меньше значений, достаточных для надежного срабатывания зашиты цеховых сетей (автоматических выключателей или предохранителей). В таких сетях ток однофазного замыкания, равный утроенному току нулевой последовательности, определяют по формуле

$$I_к^{(1)} = 3I_{к0} = \frac{\sqrt{3}U_{ном.н}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}, \qquad (9.43)$$

где $r_{1\Sigma}$, $x_{1\Sigma}$ — суммарные активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности цепи КЗ; $r_{0\Sigma}$, $x_{0\Sigma}$ — суммарные активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности.

Ток однофазного замыкания на землю для надежного срабатывания защиты в установках, не опасных по взрыву, должен не менее чем в 3 раза превышать номинальный ток соответствующей плавкой вставки.

При определении токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ следует учитывать, что цеховые ТП выпускаются комплектными и их оборудование (шкафы высокого и низкого напряжения с установленными в них выключателями, трансформаторами тока, шинами и другими элементами) рассчитано на длительный нормальный режим работы и отвечает требованиям устойчивости к токам КЗ в сети низкого напряжения трансформатора данной мощности. Если в цеховой электрической сети применяются комплектные магистральные и распределительные шинопроводы, то подбор их по номинальному току позволяет, как правило, удовлетворить и требованиям устойчивости к действию тока КЗ.

Расчет токов КЗ следует выполнять в случаях совместного питания силовых и осветительных нагрузок, если в осветительной сети использованы осве-

тительные шинопроводы, питающиеся от распределительных шинопроводов. Динамическая стойкость шинопроводов типа ШОС составляет 5 кА, что значительно ниже стойкости шинопроводов типа ШРА (15–35 кА). Если цеховая электрическая сеть состоит из кабелей или проводов в трубах, то для выбора и проверки аппаратов напряжением до 1 кВ расчет токов КЗ в таких сетях обязателен.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите особенности упрощения расчетов токов КЗ в промышленных электрических сетях.
2. Составьте на основании рис. 1.1 схему замещения для расчета токов КЗ.
3. Приведите расчетные формулы для определения сопротивления элементов электрической цепи.
4. Укажите преимущественную область использования именованной системы расчетов токов КЗ.
5. Укажите преимущества расчета токов КЗ в относительных единицах для разветвленных электрических сетей и/или повторяющихся цепочек.
6. Укажите особенности расчетов токов КЗ в сети до 1 кВ.
7. Поясните физический смысл мощности короткого замыкания на разных уровнях системы электроснабжения, действующего и ударного значений токов КЗ.

Глава 10. ВЫБОР АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ УСТРОЙСТВ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

10.1. Выбор аппаратов по номинальным параметрам

Аппараты должны удовлетворять условиям длительной номинальной работы, режиму перегрузки (форсированный режим) и режиму возможных коротких замыканий. Аппараты должны также соответствовать условиям окружающей среды [виду установки (открытая или закрытая), температуре, запыленности, влажности и другим показателям]. Как правило, все элементы системы электроснабжения выбирают по номинальным параметрам и проверяют по устойчивости при сквозных токах короткого замыкания и перенапряжениях.

Номинальное напряжение аппарата соответствует классу его изоляции. Всегда имеется определенный запас электрической прочности, оговариваемый техническими условиями на изготовление и позволяющий аппарату работать длительное время при напряжении на 10–15 % выше номинального (максимальное рабочее напряжение аппарата). Отклонения напряжения на практике обычно не превышают указанных величин. Поэтому при выборе аппарата достаточно соблюсти условие

$$U_{\text{ном.а}} \geq U_{\text{ном.эл}}, \tag{10.1}$$

где $U_{\text{ном.а}}$ — номинальное напряжение аппарата; $U_{\text{ном.эл}}$ — номинальное напряжение электроустановки, в которой используется аппарат.

Повышению высоты установки аппарата над уровнем моря соответствует снижение применяемого напряжения. При высоте установки аппарата до 1000 м допускаются максимальные рабочие напряжения. При больших высотах над уровнем моря напряжение на аппарате не должно превышать номинального значения.

При протекании номинального тока при номинальной температуре окружающей среды аппарат может работать неопределенно долго без недопустимого перегрева. Поэтому аппарат надлежит выбирать так, чтобы максимальный действующий рабочий ток цепи не превышал номинального тока, указанного в паспорте аппарата. Так как расчетная температура окружающей среды принята +35 °С, то при другой физической температуре окружающей среды $t_{\text{о.ср}}$ следует вычислять длительно допустимый ток аппарата

$$I_{\text{дл.доп}} = I_{\text{ном.а}} \sqrt{\frac{t_{\text{доп}} - t_{\text{о.с}}}{t_{\text{доп}} - 35}}, \qquad (10.2)$$

где $t_{\text{доп}}$ — температура наименьшая из допустимых для отдельных частей аппарата.

При $t_{\text{о.ср}} < 35$ °С ток I_0 можно повысить относительно $I_{\text{ном.а}}$ на 0,5 % на каждый градус понижения температуры против +35 °С, но всего не более чем на 20 %.

Аппараты, выбранные по номинальному напряжению и номинальному току, подлежат проверке на термическую и динамическую стойкость при токах короткого замыкания, на отключающую способность. Измерительные трансформаторы, кроме того, проверяют на соответствие их работы требуемому классу точности.

Индуктивное сопротивление токоограничивающих реакторов в зависимости от их назначения выбирают по требуемому снижению тока короткого замыкания за реактором (для снижения необходимой отключающей способности выключателей или для использования кабелей меньшего сечения), по минимальному допустимому напряжению на шинах (для обеспечения самозапуска асинхронных двигателей).

10.2. Выбор высоковольтных выключателей (ячеек)

Все высоковольтные потребители подстанций, питающиеся от 5УР и 4УР (цеховые трансформаторы, высоковольтные двигатели, батареи конденсаторов), подсоединяют посредством высоковольтных ячеек. Рекомендуется использовать комплектные ячейки КРУ и КСО. Такое решение позволяет существенно повысить производительность монтажных работ, сократить стоимость подстанций, повысить надежность электроснабжения и безопасность обслуживания. Выбор конкретной ячейки комплектного распределительного устройства зависит от токов рабочего режима и короткого замыкания в соответствующем присоединении, предопределяющих выбор выключателя или другого коммутационного аппарата.

В распределительных устройствах 10(6) кВ применяют маломасляные подвесные выключатели со встроенными пружинными и электромагнитными приводами, а также элегазовые, вакуумные и другие выключатели. Маломасляные выключатели встраивают в стационарные камеры одностороннего обслуживания, применяющиеся преимущественно в электроустановках средней мощности. Распространены шкафы серий КРУ и КР, комплектуемые выключателями ВМПЭ на номинальные токи до 3200 А и токи КЗ до 31,5 кА. Большой диапазон исполнений дает возможность применять выключатели ВМПЭ как для присоединения электроустановок средней мощности, так и на стороне вторичного напряжения крупных транс-

При больших мощностях короткого замыкания и больших рабочих токах рекомендуется использовать шестибаковые (по два на фазу) горшковые выключатели типа МГГ-10 с номинальным током 3200, 4000 и 5000 А и отключаемым током 30, 45 и 60 кА. Для присоединения потребителей с частыми коммутационными операциями рекомендуется использовать шкафы КЭ с электромагнитными выключателями типа ВЭМ-6, ВЭМ-10 на токи 1000–3200 А.

Количество ячеек, присоединенных к секции шин, должно быть выбрано исходя из следующих потребностей: по одной на каждое проектируемое присоединение 10(6) кВ; по одной резервной на каждой секции шин; одна с межсекционным выключателем; одна с измерительным трансформатором напряжения на каждой секции шин; одна с вводным выключателем. Наиболее типична схема РУ 10 кВ промышленного предприятия с одиночными секционированными шинами.

Выбор высоковольтных выключателей производят:

— по напряжению электроустановки (10.2) и длительному току

$$I_{\text{раб (max)}} \le I_{\text{ном}}, \tag{10.3}$$

где $I_{\text{раб (max)}}$ — наибольший ток утяжеленного режима, кА, [$I_{\text{раб (max)}} = I_{\text{р}}$ см. (2.5)]; $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток выключателя, кА;

— *по электродинамической стойкости при токах короткого замыкания*

$$I_{\text{п0}} \le I_{\text{дин}}; \quad i_{\text{у}} \le I_{m\,\text{дин}}, \tag{10.4}$$

где $I_{\text{п0}}$ — действующее значение периодической составляющей начального тока короткого замыкания, кА; $I_{\text{дин}}$, $I_{m\,\text{дин}}$ — действующее значение периодической составляющей и амплитудное значение полного тока электродинамической стойкости выключателя, кА; $i_{\text{у}}$ — ударный ток короткого замыкания, кА.

Выключатель, выбранный по номинальному напряжению, номинальному продолжительному току и электродинамической стойкости, должен быть проверен по отключающей способности на возможность отключения симметричного тока:

$$I_{\text{п}\tau} \le I_{\text{откл.ном}}, \tag{10.5}$$

где $I_{\text{п}\tau}$ — периодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя, кА; $I_{\text{откл.ном}}$ — номинальный ток отключения выключателя, кА.

Расчетное время отключения выключателя τ определяется в соответствии с выражением

$$\tau = t_{\text{р.з(min)}} + t_{\text{с.в.откл}}, \tag{10.6}$$

где $t_{\text{р.з(min)}}$ — минимальное время срабатывания релейной защиты, принимае-

мое равным 0,01 с для первой ступени защиты и 0,01 + Δt_c для последующих ступеней (Δt_c — ступень селективности; значение Δt_c может быть принято равным 0,3–0,5 с для быстродействующих защит); $t_{с.в.откл}$ — собственное время отключения выключателя, с (значение $t_{с.в.откл}$ для маломасляных выключателей на 10 кВ ВМП составляет 0,12 с, МГГ — 0,15 с, для электромагнитных ВЭМ — 0,07 с).

Выключатель проверяют на отключение полного тока короткого замыкания с учетом апериодической составляющей:

$$\sqrt{2} I_{пт} + i_{at} \le \sqrt{2} I_{откл.ном} \left(1 + \frac{\beta_н}{100}\right), \qquad (10.7)$$

где i_{at} — апериодическая составляющая тока в момент расхождения контактов выключателя, кА; $\beta_н$ — нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока короткого замыкания, значение определяется по кривой (рис. 10.1).

Закон изменения апериодической составляющей описывается уравнением затухающей экспоненты

$$i_a = I_{п0} e^{-t/T_a}, \qquad (10.8)$$

где T_a — постоянная времени затухания.

Значение постоянной времени цепи короткого замыкания T_a и ударного коэффициента k_y для различных мест короткого замыкания приведено ниже:

	T_a, с	k_y
Шины станции 6–10 кВ с генераторами 30–60 МВт	0,185	1,95
За линейным реактором генераторного напряжения	0,125	1,93
Шины высокого напряжения РУ с трансформаторами:		
100 МВА и выше	0,14	1,94
32–80 МВА	0,115	1,92
Сборные шины 6–10 кВ понижающих подстанций с трансформаторами:		
по 100 МВА и выше	0,095	1,9
по 25–80 МВА	0,065	1,85
20 МВА и ниже и с 32 МВА с расщепленными обмотками	0,05	1,8
За реакторами с номинальным током, А:		
≥ 1000	0,23	1,96
≤ 630	0,1	1,9
РУ 6–10 кВ промышленных предприятий	0,01	1,37
На стороне вторичного напряжения понижающих трансформаторов мощностью 1 МВА и менее	—	1,3
В распределительных сетях 0,4 кВ	—	1,1

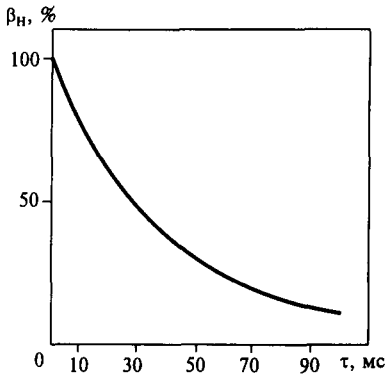


Рис. 10.1. Нормированное процентное соотношение апериодической составляющей тока КЗ, протекающего через выключатель

По термической стойкости проверка осуществляется по расчетному импульсу квадратичного тока короткого замыкания и найденным в каталоге значениям $I_т$ и $t_т$:

$$B_к \le I_т^2 t_т, \qquad (10.9)$$

где $B_к$ — расчетный импульс квадратичного тока короткого замыкания, кА^2·с; $I_т$ — ток термической стойкости выключателя, кА; $t_т$ — длительность протекания тока термической стойкости, с.

При удаленном коротком замыкании значение теплового импульса тока короткого замыкания $B_к$ можно определять по формуле

$$B_к = I_{п0}^2 (\tau + T_а), \qquad (10.10)$$

где τ — расчетное время отключения выключателя, с [см. (10.6)].

Значение собственного времени отключения принимается для выбранного типа выключателя на основе вышеуказанных рекомендаций. Время действия релейной защиты $t_{р.з}$ может быть принято: $t_{р.з}$ = 0,01 с при расчете кабелей и выключателей тупиковых присоединений 3УР (высоковольтные двигатели, цеховые трансформаторы); $t_{р.з}$ =0,5÷0,6 с для вводных выключателей РУ 6–10 кВ 4УР; $t_{р.з}$ = 1,2÷2 с для коммутационных аппаратов 5УР.

При коротком замыкании вблизи группы двигателей тепловой импульс определяется как суммарный от периодической $B_{к.п}$ и апериодической $B_{к.а}$ составляющих:

$$B_к = B_{к.п} + B_{к.а};$$

$$B_{к.п} = I_{п0с}^2 \tau_{откл} + 2 I_{п0с} I_{п0д} T_д + 0{,}5 I_{п0д}^2 T_д,$$

где $I_{п0д}$ — ток короткого замыкания от синхронных и асинхронных двигателей; $I_{п0с}$ — ток короткого замыкания от системы; $T_д$ — постоянная времени эквивалентного двигателя. При отсутствии данных о типах двигателей можно принять значение $T_д$ равным 0,07с.

Апериодические составляющие токов двигателей от системы затухают по экспонентам с близкими постоянными времени. Поэтому апериодическую составляющую тока в месте короткого замыкания можно представить в виде одной экспоненты с эквивалентной постоянной времени

$$T_{а.с}^{*} = \frac{T_{а.с} I_{п0с} + T_{ад} I_{п0д}}{I_{п0с} + I_{п0д}}.$$

Тепловой импульс от апериодической составляющей тока короткого замыкания

$$B_{к.а} = (I_{п0с} + I_{п0д})^2 T_{а.с}^{*}.$$

При наличии синхронных двигателей на соседней секции шин максимальное результирующее значение тока внешнего короткого замыкания определяется с учетом суммарной подпитки от обеих секций, так как секционный выключатель может быть включен. При проектировании подстанции промышленного предприятия возникает необходимость повторения процедур выбора аппаратов и токоведущих устройств столько раз, сколько отходящих линий на предприятии.

10.3. Выбор разъединителей, отделителей, короткозамыкателей

Разъединители применяют для отключения и включения цепей без тока и для создания видимого разрыва цепи в воздухе. Между силовыми выключателем и разъединителем следует предусматривать механическую и электромагнитную блокировки, не допускающие отключения разъединителя при включенном выключателе, когда в цепи протекает ток нагрузки.

Разъединители могут также применяться для следующих операций на подстанции: заземления и разземления нейтралей силовых трансформаторов, отключения и включения дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю; отключения и включения измерительных трансформаторов напряжения; отключения и включения обходных выключателей в схемах РУ с обходной секцией шин, если шунтируемый разъединителем выключатель включен.

Разъединители выпускают также с одним и двумя заземляющими ножами (число ножей обозначается цифрой 1 или 2 после буквенного обозначения: РНДЗ-1-220У/2000 или РЛНД-2-220/1000).

Короткозамыкатели и отделители — это специальные разъединители, имеющие автоматически действующие приводы. При выборе отделителей и разъединителей необходимо учитывать коммутационные возможности этих аппаратов, оговоренные каталогами (намагничивающий ток, зарядный ток, ток замыкания на землю).

При проектировании необходимо учитывать возможность увеличения отключающей способности разъединителей с помощью дутьевых приставок, что позволяет повысить предельный ток отключения до 80, 60 и 100 А соответственно. При выборе короткозамыкателей необходимо учитывать режим

Таблица 10.1. **Условия выбора разъединителей (отделителей и короткозамыкателей)**

Расчетный параметр цепи	Каталожные данные разъединителя	Условие выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \le U_{ном}$
$I_{раб\,(max)}$	$I_{ном}$	$I_{раб\,max} \le I_{ном}$
$i_у$	$i_{m\,дин}$	$i_у \le i_{m\,дин}$
$B_к$	I_m; t_m	$B_к \le I_т^2 t_т$

Примечание. $i_{m\,дин}$ — амплитудное значение предельного сквозного тока короткого замыкания.

нейтрали сети. В сетях 110 и 220 кВ с заземленной нейтралью достаточно установить однополюсный короткозамыкатель. В сетях 35 кВ с изолированной нейтралью необходимо установить два полюса короткозамыкателя или по одному короткозамыкателю в двух фазах.

Разъединители, отделители и выключатели нагрузки выбирают по напряжению $U_{ном}$, номинальному длительному току $I_{ном}$, а в режиме короткого замыкания проверяют термическую и электродинамическую стойкость (табл. 10.1).

Для короткозамыкателей выбор по номинальному току не требуется. Разъединители, отделители и короткозамыкатели следует выбирать также по роду установки и конструктивному исполнению.

10.4. Выбор выключателей нагрузки и предохранителей

В целях снижения стоимости распределительного устройства 6—10 кВ подстанции вместо силовых выключателей небольшой и средней мощности можно применять выключатели нагрузки, способные отключать рабочие токи линий, трансформаторов и других электроприемников. Для отключения токов короткого замыкания, превышающих допустимые значения для выключателей нагрузки, последние комплектуют кварцевыми предохранителями ПК. Такой комплект получил название ВКП. При проектировании необходимо учитывать, что при каждом отключении выключателя нагрузки происходит износ газогенерирующих дугогасящих вкладышей, ограничивающих число допускаемых отключений КЗ.

Аппараты ВКП можно применять для присоединения трансформаторов мощностью до 1600 кВА, батареи конденсаторов до 400 квар, электродвигателей 3—6 кВ мощностью 600—1500 кВт.

Рекомендуется установка выключателя нагрузки после предохранителя, считая по направлению тока от источника питания, что следует иметь в виду при вычерчивании однолинейной схемы соединений подстанции. Такая схема имеет следующее преимущество — если при отключении выключателя нагрузки возникнут неполадки (например затяжка дуги вследствие износа вкладышей или случайное превышение тока над паспортными значениями), то предохранители практически мгновенно отключат данную линию и возникающая авария ограничится пределами только данной камеры и не распростра-

Таблица 10.2. **Рекомендуемое соответствие токов плавкой вставки предохранителей ПК $I_{пл.вст}$ и защищаемых электроприемников $I_э$**

$I_э$, А	$I_{пл\ вст}$, А	$I_э$, А	$I_{пл\ вст}$, А	$I_э$, А	$I_{пл\ вст}$, А	$I_э$, А	$I_{пл\ вст}$, А
0,5	2	5	10	20	40	100	150
1	3	8	15	30	50	145	200
2	5	10	20	55	75	210	300
3	7,5	15	30	70	100	300	400

нится на все распредустройство. Такая установка предохранителей дает возможность безопасного осмотра и ревизии выключателя нагрузки при вынутых предохранителях.

Выбор выключателей нагрузки производится по тем же условиям, что и разъединителей. При выборе аппаратов ВКП в РУ 6–10 кВ необходимо учитывать недостаточную чувствительность предохранителей к перегрузкам. Поэтому применение аппаратов ВКП должно сопровождаться установкой соответствующих релейных защит от перегрузок в схеме блока линия-трансформатор.

В ОРУ 10–110 кВ рекомендуется применение стреляющих предохранителей. Мощность трансформаторов, защищаемых стреляющими предохранителями, ограничена значениями 4000–6300 кВА. В закрытых помещениях установка их не допускается.

Наибольшая отключающая мощность предохранителей ПК, ПКН (для наружной установки), ПКЭ (для экскаваторов) составляет 200 МВА; ПКУ (усиленный) на 6–10 кВ — 350 МВА, на 35 кВ — 500 МВА.

Номинальные токи плавких вставок предохранителей ПК следует выбирать так, чтобы не возникало ложное срабатывание предохранителя вследствие толчков тока при включении трансформатора на небольшую нагрузку, а также при включении электродвигателей или батарей конденсаторов. Для выполнения этого условия ток плавкой вставки выбирается в 1,4–2,5 раза больше номинального тока защищаемого электроприемника. С учетом этого выбор предохранителя следует производить на основе данных табл. 10.2.

При выборе предохранителей следует обратить особое внимание на то, что их можно применять лишь в сетях и электроустановках с напряжением, соответствующим номинальному напряжению предохранителя. Применение предохранителей с номинальным напряжением, отличным (большим или меньшим) от номинального напряжения сети, не допускается. Условия выбора предохранителей приведены в табл. 10.3 ($I_{откл\ н}$ — предельный (наибольший) ток отключения предохранителя, А).

Таблица 10.3. **Условия выбора предохранителей выше 1 кВ**

Расчетный параметр защищаемой цепи	Номинальные параметры предохранителя	Условия выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \le U_{ном}$
$I_{р\ (max)}$	$I_{ном}$	$I_{р\ (max)} \le I_{ном}$
$I_{п0}$	$I_{откл\ н}$	$I_{п0} \le I_{откл\ н}$

10.5. Выбор реакторов

Реакторы устанавливают: на сборных шинах подстанций или на отходящих линиях для ограничения тока (мощности) короткого замыкания; на шинах подстанций или питающих линиях для обеспечения необходимого значения остаточного напряжения на шинах подстанций; для ограничения пусковой мощности при пуске асинхронных или синхронных двигателей.

Выбор реактора можно производить по заданному снижению тока короткого замыкания, по заданному значению остаточного напряжения.

Необходимую реактивность реактора (%) при заданном снижении тока короткого замыкания определяют по формуле

$$x_{\text{р.ном}} = 100 I_{\text{р.ном}} \left(\frac{1}{I_{\tau}} - \frac{1}{I_{\text{к}}} \right) = 100 S_{\text{р.ном}} \left(\frac{1}{S_{\tau}} - \frac{1}{S_{\text{к}}} \right), \tag{10.11}$$

где $I_{\text{р.ном}}$ ($S_{\text{р.ном}}$) — номинальный ток (номинальная проходная мощность) реактора; I_{τ} (S_{τ}) — ток (мощность) короткого замыкания, соответствующий действительному времени отключения и ограниченный реактором;. $I_{\text{к}}$ ($S_{\text{к}}$) — ток (мощность) короткого замыкания до реактора, до установки реактора.

Если известно относительное снижение тока за реактором $\gamma = I_{\tau}/I_{\text{к}}$, то реактивность реактора (%) можно определить по формуле

$$x_{\text{р.ном}} = 100(1-\gamma) I_{\text{р.ном}} / I_{\tau}. \tag{10.12}$$

Необходимая реактивность реактора $x_{\text{р.ном}}$ (%) при заданном остаточном напряжении:

$$x_{\text{р.ном}} = 100 \frac{I_{\text{р.ном}}}{I_{\text{к}}} \frac{\alpha}{1-\alpha}, \tag{10.13}$$

где $\alpha = U_{\text{ост}}/U_{\text{ном}}$ — относительное снижение напряжения ($U_{\text{ост}}$ ($U_{\text{ном}}$) — остаточное (номинальное) напряжение установки).

Относительное снижение тока γ и относительное снижение напряжения α связаны зависимостью $\alpha + \gamma = 1$. Это позволяет достаточно просто определять предельную мощность короткого замыкания на шинах распределительных подстанций по условию снижения напряжения $S_{\tau} = (1 - \alpha)\, S_{\text{к}}$.

Индуктивное сопротивление трехфазного реактора, Ом,

$$x = \omega L_{\text{ном}} = 314 L_{\text{ном}} = \frac{10 x_{\text{р.ном}} U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} I_{\text{р.ном}}} = \frac{10 x_{\text{р.ном}} U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{р.ном}}}, \tag{10.14}$$

где $L_{\text{ном}}$ — индуктивность реактора, Гн; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение, кВ; $S_{\text{р.ном}}$ — проходная мощность реактора, кВА; $I_{\text{р.ном}}$ — номинальный ток реактора, А.

Мощность одной фазы реактора, квар,

$$S_{\text{р ном}} = 314 L_{\text{ном}} I^2_{\text{р ном}} \cdot 10^{-6}. \tag{10.15}$$

Падение напряжения в реакторе

$$\Delta U = \beta x_{\text{р ном}} \sin\varphi + \frac{\beta^2}{200} x_{\text{р ном}} \cos\varphi, \tag{10.16}$$

где $\beta = S_{\text{ном}}/S_{\text{р ном}} = I_{\text{ном}}/I_{\text{р ном}}$ [$S_{\text{н}}$ ($I_{\text{н}}$) — мощность (ток) нагрузки].

Ток и мощность короткого замыкания за реактором

$$I_{\tau} = \frac{100 I_{\text{р ном}}}{x_{\text{с}} + x_{\text{р ном}}}; \qquad S_{\tau} = \frac{100 S_{\text{р ном}}}{x_{\text{с}} + x_{\text{р ном}}}, \tag{10.17}$$

где $x_{\text{с}}$ — эквивалентное сопротивление сети (%), отнесенное к номинальной мощности реактора.

Остаточное напряжение на реакторе (%)

$$U_{\text{ост}} = \frac{100 x_{\text{р ном}}}{x_{\text{с}} + x_{\text{р ном}}} = x_{\text{р ном}} \frac{I_{\tau}}{I_{\text{р ном}}}. \tag{10.18}$$

При выборе пусковых реакторов минимальное понижение напряжения $U_{\text{п}}$, необходимое при пуске, определяется из условия

$$\mu_{\text{п}} = \mu_{\text{п ном}} \left(\frac{U_{\text{п}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2, \tag{10.19}$$

где $\mu_{\text{п}}$ — требуемая при пуске кратность пускового момента электродвигателя; $\mu_{\text{п ном}}$ — номинальная кратность пускового момента электродвигателя при непосредственном включении на полное напряжение сети.

Кратность пускового тока

$$i_{\text{п}} = I_{\text{п}} / I_{\text{ном}}. \tag{10.20}$$

Стандартные реакторы, используемые для пуска, рассчитаны на одноминутную работу при номинальном токе. При протекании через реактор тока, отличного от номинального, длительность t изменяется обратно пропорционально квадрату тока. Таким образом, реактор должен удовлетворять условию

$$I^2_{\text{р ном}} t_{\text{р}} \geq I_{\text{п}}^{n2} tn, \tag{10.21}$$

где $t_{\text{р}}$ — расчетное время работы пускового реактора при номинальном токе ($t_{\text{р}}$ = 1 мин); n — число пусков подряд; t — продолжительность пуска, мин.

Эффективность применения реактора тем выше, чем ближе расположена подстанция промышленного предприятия к источнику питания системы. Если на предприятии имеются собственные генерирующие установки, связанные с шинами 10 кВ подстанции, то можно однозначно рекомендовать применение реакторов в межсекционной связи. В общем случае, однако, применение реакторов должно быть экономически обосновано, так как установка линейных, секционных или групповых реакторов должна обеспечивать экономию за счет применения более дешевых ячеек с выключателями и кабелей меньшего сечения.

10.6. Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения

Для контроля за режимом работы электроприемников, а также для производства денежного расчета с энергоснабжающей организацией на подстанциях используют контрольно-измерительные приборы, присоединяемые к цепям высокого напряжения через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Трансформаторы тока выбирают по номинальному напряжению, номинальному первичному току и проверяют по электродинамической и термической стойкости к токам короткого замыкания. Особенностью выбора трансформаторов тока является выбор по классу точности и проверка на допустимую нагрузку вторичной цепи. Трансформаторы тока для присоединения счетчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5. Для технического учета допускается применение трансформаторов тока класса точности 1, для включения указывающих электроизмерительных приборов — не ниже 3, для релейной защиты — класса 10(Р). Чтобы погрешность трансформатора тока не превысила допустимую для данного класса точности, вторичная нагрузка $Z_{2р}$ не должна превышать номинальную $Z_{2ном}$, задаваемую в каталогах.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимают $Z_{2р} = r_{2р}$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $r_к$:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к.$$

Для определения сопротивления приборов, питающихся от трансформаторов тока, необходимо составить таблицу — перечень электроизмерительных приборов, устанавливаемых в данном присоединении. Суммарное сопротивление приборов рассчитывают по суммарной мощности, Ом:

$$r_{приб} = S_2 / I^2_{2\,ном}, \qquad (10.22)$$

где S_2 — суммарная мощность, потребляемая приборами, ВА; $I_{2ном}$ — номинальный ток вторичной обмотки трансформатора, А.

В распределительных устройствах 6—10 кВ применяются трансформаторы с $I_{2ном}$ = 5А, в РУ 110—220 кВ — 1 А или 5 А. Сопротивление контактов $r_к$ принимают 0,05 Ом при двух-трех и 0,1 — при большем количестве приборов. Сопротивление проводов определяют по их сечению и длине l [см. (9.16)]. Для алюминиевых проводов минимальное сечение 4 мм², для медных — 2,5 мм².

Расчетная длина провода $l_р$, м, зависит от схемы соединения трансформатора тока и расстояния l от трансформатора до приборов: $\sqrt{3}l$ — при включении трансформаторов тока в неполную звезду; $2l$ — при включении всех приборов в одну фазу; l — при включении трансформаторов тока в полную звезду.

При этом l ориентировочно можно принять для РУ 6—10 кВ при установке приборов в шкафах КРУ l = 4÷6 м и на щите управления l = 30÷40 м; для РУ 35 кВ l = 45÷60 м; для РУ 110—220 кВ l = 65÷80 м.

Если при принятом сечении провода вторичное сопротивление цепи трансформаторов тока окажется больше $Z_{ном}$ для заданного класса точности, то необходимо определить требуемое сечение проводов с учетом допустимого сопротивления вторичной цепи:

$$r_{пр.треб} = Z_{ном} - r_{приб} - r_к. \qquad (10.23)$$

Требуемое сечение провода, мм²,

$$F_{треб} = \rho l_р / r_{пр.треб}. \qquad (10.24)$$

Полученное сечение округляют до большего стандартного сечения контрольных кабелей: 2,5; 4; 6; 10 мм².

Условия выбора трансформатора тока приведены в табл. 10.4. Дополнительно могут быть заданы: $k_{дин} = I_{т\,дин}/\sqrt{2}I_{1\,ном}$ — кратность тока динамической стойкости трансформатора тока; $k_т = I_т/I_{1\,ном}$ — кратность тока термической стойкости; $I_{1\,ном}$ — номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока.

Трансформаторы напряжения, предназначенные для питания катушек напряжения измерительных приборов и реле, устанавливают на каждой секции сборных шин. Их выбирают по форме исполнения, конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению; $U_{с\,ном} = U_{1\,ном}$ (где $U_{с.ном}$ — но-

Таблица 10.4. **Условия выбора трансформатора тока**

Расчетный параметр цепи	Каталожные данные трансформатора тока	Условие выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \le U_{ном}$
$I_{раб\,max}$	$I_{ном}$	$I_{раб\,max} \le I_{ном}$
$i_у$	$I_{m\,дин}$ или $k_{дин}$	$i_у \le I_{m\,дин}$ или $i_у \le k\sqrt{2}I_{1\,ном}$
$B_к$	$I_т$; $t_т$ или $k_т$; $I_{1\,ном}$	$B_к \le I_т^2 t_т$ или $B_к \le (k_т I_{1\,ном})^2 t_т$
Z_2	$Z_{2\,ном}$	$Z_2 \le Z_{2\,ном}$

минальное напряжение сети, к которой присоединяется трансформатор напряжения, кВ; $U_{1\,ном}$ — номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора, кВ); классу точности; вторичной нагрузке $S_{2\,расч} \le S_{2\,ном}$ (где $S_{2\,расч}$ — расчетная мощность, потребляемая вторичной цепью, ВА; $S_{2\,ном}$ — номинальная мощность вторичной цепи трансформатора напряжения, обеспечивающая его работу в заданном классе точности, ВА).

Для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, в качестве $S_{2\,ном}$ необходимо взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме неполного открытого треугольника — удвоенную мощность одного трансформатора. В выбранном классе точности, если нагрузка (вторичная) превышает номинальную мощность, часть приборов подключают к дополнительно установленному трансформатору напряжения. Вторичная нагрузка ТН — это мощность приборов и реле, подключенных к ТН. Для упрощения расчетов расчетную нагрузку можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\,расч} = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{(\Sigma S_{приб\,i} \cos\varphi_i)^2 + (\Sigma S_{приб\,i} \sin\varphi_i)^2}. \qquad (10.25)$$

При определении вторичной нагрузки сопротивление соединительных проводов не учитывается, так как оно мало. Однако ПУЭ требует оценить потерю напряжения, которая в проводах от трансформаторов к счетчикам не должна превышать 0,5 %, а в проводах к щитовым измерительным приборам — 3 %. Сечение провода, выбранное по механической прочности, отвечает, как правило, требованиям потерь напряжения.

Выбор типа трансформатора напряжения определяется его назначением. Если от ТН получают питание расчетные счетчики, то целесообразно использовать на напряжениях 6, 10, 35 кВ два однофазных трансформатора типа НОМ или НОЛ, соединенных по схеме открытого неполного треугольника. Два однофазных ТН обладают большей мощностью, чем один трехфазный, а по стоимости на напряжения 6 и 10 кВ они примерно равноценны. Если одновременно с измерением необходимо производить контроль изоляции в сетях 6–10 кВ, то устанавливают трехфазные трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения серии НТМИ или группу из трех однофазных трансформаторов серии ЗНОМ или ЗНОУТ, если мощность НТМИ недостаточна. При использовании трех однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, нейтральная точка обмотки высокого напряжения ТН должна быть заземлена для правильной работы приборов контроля состояния изоляции.

Для напряжения 110 кВ и выше применяют каскадные трансформаторы НКФ.

10.7. Проверка токоведущих устройств на термическую и динамическую стойкость

Кабели и шины выбирают по номинальным параметрам (току и напряжению) и проверяют на термическую и динамическую стойкость при КЗ. По-

скольку процесс КЗ кратковременный, то можно считать, что все тепло, выделяемое в проводнике кабеля, идет на его нагрев. Температура нагрева кабеля определяется его удельным сопротивлением, теплоемкостью, рабочей температурой. Температура нагрева кабеля в нормальном рабочем режиме

$$t_{\text{р}} = t_{\text{о.ср}} + (t_{\text{доп}} - t_{\text{о.ср}})\,(I_{\text{ном}}/I_{\text{доп}})^2, \tag{10.26}$$

где $t_{\text{о.ср}}$ — температура окружающей среды (почвы); $t_{\text{доп}}$ — допустимая температура при нормальном режиме, принимаемая равной 60 °С; $I_{\text{доп}}$ — допустимый ток для выбранного сечения.

Максимально допустимые кратковременные превышения температуры при КЗ для силовых кабелей с бумажной пропитанной изоляцией принимаются: до 10 кВ с медными и алюминиевыми жилами — 200 °С; 20–35 кВ с медными жилами — 175 °С.

Проверка сечения кабеля на термическую стойкость к токам КЗ проводится по выражению

$$Q_{\text{доп(min)}} = \frac{I_{\infty}\sqrt{t_{\text{п}}}}{C} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \tag{10.27}$$

где $B_{\text{к}}$ — тепловой импульс; $C = A_{\text{кон}} - A_{\text{нач}}$ — коэффициент, соответствующий разности выделенного тепла в проводнике после короткого замыкания и до него.

Для кабелей напряжением 6–10 кВ с бумажной изоляцией и медными жилами $C = 141$, с алюминиевыми жилами $C = 85$; для кабелей с поливинилхлоридной или резиновой изоляцией с медными жилами $C = 123$, с алюминиевыми жилами $C = 75$.

Приведенное время $t_{\text{п}}$, соответствующее сумме приведенного времени для периодической и апериодической слагаемых тока, можно определять по кривым, связывающим действительное время отключения $t_{\text{д}} = t_{\text{откл}}$ токоведущих частей и $\beta'' = I''/I_{\infty}$ — отношение начального сверхпереходного тока к установившемуся току в месте КЗ. Учитывая особенности сетей электроснабжения 6УР–4УР, заключающиеся в возможности принять $I'' = I_{\infty}$, $\beta'' = 1$ считают $t_{\text{д}} = t_{\text{откл}}$.

При КЗ по токоведущим частям проходят токи переходного режима, вызывая сложные динамические усилия в шинных конструкциях и аппаратах электрических установок. Усилия, действующие на жесткие шины и изоляторы, рассчитывают по наибольшему мгновенному значению тока трехфазного КЗ $i_{\text{у}}$. При этом определяют максимальное усилие F на шинную конструкцию без учета механических колебаний, но с учетом расстояния l между изоляторами шинной конструкции и расстояния между фазами a (рис. 10.2).

Наибольшее электродинамическое усилие на единицу длины, Н/см,

$$f = 1{,}76\, i_{\text{у}}^2 \frac{l}{a} 10^{9},$$

где a — расстояние между проводами, см.

Изгибающий момент (при числе пролетов больше двух), Н·см,

$$M = fl^2,$$

где l — расстояние между опорными изоляторами, см.

Сила, действующая на опорный изолятор, Н,

$$F = 10fl.$$

Допускаемые нагрузки на опорные изоляторы: типа ОА — 2250; типа ОБ — 4500 Н.

Напряжение, возникающее в металле, МПа:

$$\sigma = 0{,}1M/W,$$

где W — момент сопротивления.

Для шин, установленных на ребро, момент, см^3,

$$W = b^2h/6,$$

где b, h — размеры шины (b — меньший размер).

Для шин, установленных плашмя, момент, см^3,

$$W = bh^2/6.$$

Допускаемые напряжения, МПа: для меди МТ — 140, для алюминия АТ — 70, для алюминия АТТ — 90, для стали — 160.

В многополосных шинах кроме усилия между фазами возникает усилие между полосами, расчет в этом случае усложняется.

Электродинамические усилия в токоведущих частях выключателей, разъединителей и других аппаратов сложны и трудно поддаются расчету, поэтому

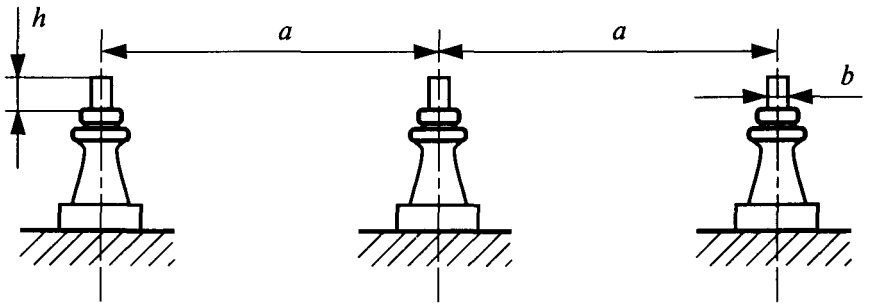


Рис. 10.2. Расстояние между фазами (b, h — размеры шин)

заводы-изготовители указывают допустимый через аппарат предельный сквозной ток КЗ (амплитудное значение) $I_{\text{ном дин}}$, который не должен быть меньше найденного в расчете ударного тока $I_{\text{у}}$ при трехфазном КЗ.

Вопросы для самопроверки

1. Укажите принципы выбора аппаратов по номинальным параметрам с учетом технических условий энергосистем и требований потребителей.

2. Как влияют номинальные параметры, задаваемые заводами-изготовителями, и расчетные величины возможных режимов электрических сетей предприятия, включая режим КЗ, на выбор высоковольтных выключателей?

3. Нужна ли проверка аппаратов на термическую стойкость? Если да, то каких?

4. Как влияет проверка кабелей на термическую стойкость на выбор сечения к трансформаторам 3УР и на сечения распределительных сетей 10 кВ?

5. Оцените величину и необходимость подпитки со стороны АД и СД при определении величины токов КЗ.

6. Выберите разъединители и выключатели нагрузки для нескольких ГПП, приведенных на рис. 2.2, ограничивая КЗ трансформатором районной подстанции.

7. Сравните область и особенности выбора предохранителей в сетях выше 1 кВ с защитой, выполненной на коммутационных аппаратах.

8. Какое сопротивление реактора, установленного за трансформатором 63 МВА, следует принять, чтобы токи КЗ снизить до уровня токов КЗ за трансформатором 40 МВА?

9. Определите максимальное количество приборов, которые могут быть присоединены к выбранному трансформатору тока.

10. Выберите трансформатор напряжения для одной из секций РУ (см. рис. 2.3).

11. Проверьте токоведущие устройства на динамическую стойкость для расстояний между шинами и между изоляторами, принятыми заводами-изготовителями для стандартных ячеек КРУ.

Глава 11. ПУСК И САМОЗАПУСК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ДВИГАТЕЛЕЙ

11.1. Общая характеристика асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором и синхронных двигателей

Асинхронные двигатели

Наиболее распространенными потребителями электрической энергии в промышленности являются асинхронные двигатели (АД), большая часть которых выполняется с короткозамкнутым ротором, благодаря ряду преимуществ по сравнению с двигателями других типов. Они легче, дешевле, проще в изготовлении и эксплуатации, имеют высокий коэффициент мощности. Отсутствие контактных колец и щеточного аппарата делает эти двигатели наиболее надежными и долговечными.

Асинхронный двигатель ввиду полной симметрии ротора может быть представлен единой схемой замещения (рис. 11.1), на которой: R_1, $X_{\sigma 1}$ — активное сопротивление и индуктивное сопротивление рассеяния статорной обмотки; R_2, $X_{\sigma 2}$ — то же ротора; $X_{1,2}$ — индуктивное сопротивление взаимоиндукции между обмотками статора и ротора; s — скольжение ротора

$$s = (\omega_c - \omega)/\omega_c , \qquad (11.1)$$

где ω и ω_c — частоты вращения ротора и поля статора АД.

Подключенный к системе электроснабжения (рис. 11.1) АД характеризуется следующими основными параметрами режима: активная P и реактивная Q мощности, потребляемые из сети; ток статорной обмотки $\underline{I}_1$; электромагнит-

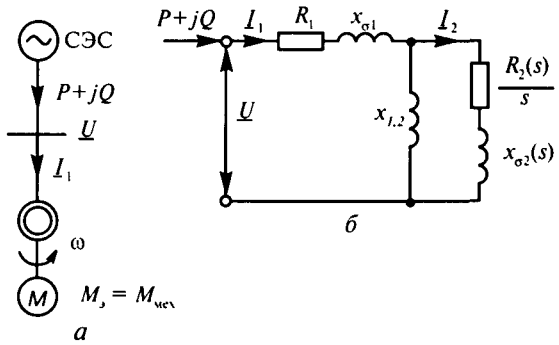


Рис. 11.1. Схема подключения (*а*) и схема замещения (*б*) АД

ный момент на валу $M_э$, равный в установившемся режиме моменту сопротивления механизма $M_{мех}$.

Параметры схемы замещения и режима принято представлять в относительных единицах. За базисные единицы принимают номинальную полную мощность $S_{ном}$, номинальное напряжение $U_{ном}$, номинальный ток статорной обмотки

$$I_{1ном} = S_{ном}/\sqrt{3}U_{ном}. \qquad (11.2)$$

Электромагнитный момент выражают в долях номинального момента $M_{ном}$.

Основные параметры режима АД могут быть представлены через параметры схемы замещения, скольжение и напряжение на выводах по соотношениям:

$$P = U^2 Re\left[\frac{1}{\hat{Z}(s)}\right]; \quad (11.3) \qquad Q = U^2 I_m\left[\frac{1}{\hat{Z}(s)}\right]; \quad (11.4) \qquad I_1 = U\left[\frac{1}{\underline{Z}(s)}\right], \quad (11.5)$$

где $\hat{Z}(s)$ — сопряженное входное комплексное сопротивление; $\underline{Z}(s)$ — входное комплексное сопротивление АД при скольжении ротора s.

В соответствии со схемой замещения

$$\underline{Z}(s) = R_1 + jX_{\sigma 1} + \left(\frac{1}{jX_{12}} + \frac{1}{\frac{R_2(s)}{s} + jX_{\sigma 2}(s)}\right)^{-1}. \qquad (11.6)$$

Зависимости основных параметров режима АД от скольжения при номинальном напряжении называются пусковыми характеристиками.

На величину входного сопротивления $\underline{Z}(s)$ существенно влияет изменение сопротивлений R_2 и $X_{\sigma 2}$ обмотки ротора, вызванное эффектом вытеснения тока, степень которого определяется частотой наводимых в обмотке токов, т. е. скольжением s.

Эффект вытеснения тока в обмотках ротора приводит к уменьшению ак-

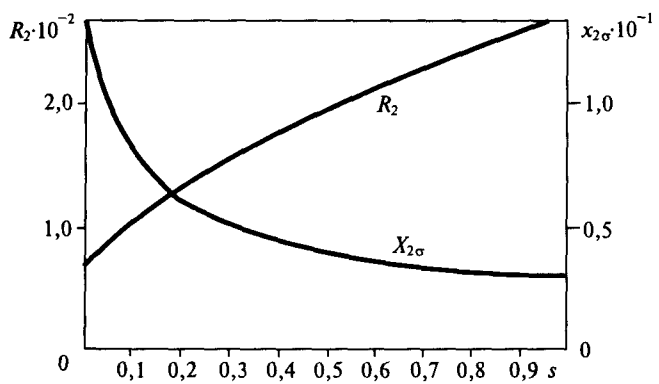


Рис. 11.2. Зависимость параметров обмотки ротора АД (А-13-62-10) от скольжения

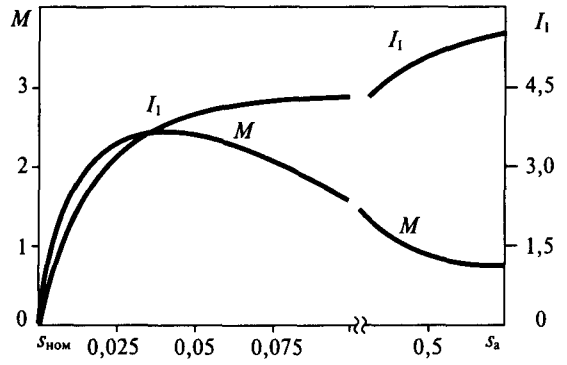


Рис. 11.3. Пусковые характеристики АТД-5000 (I_1 — ток статора; М — электромагнитный момент; s_a — ось скольжения)

тивного сопротивления R_2 и увеличению индуктивного сопротивления рассеяния $X_{\sigma 2}$ (рис. 11.2) в процессе разгона АД, что проявляется в возрастании величины тока статора в начальный период пуска ($s = 1$) за счет реактивной составляющей и уменьшении электромагнитного момента (рис. 11.3).

Для асинхронного двигателя характерны следующие каталожные данные: номинальная мощность на валу $P_{ном}$, кВт; номинальное межфазное напряжение обмотки статора $U_{ном}$, кВ; номинальный КПД $\eta_{ном}$; номинальный коэффициент мощности $\cos \varphi_{ном}$; скольжение в номинальном режиме $s_{ном}$; кратность пускового тока $I_п^* = I_п / I_{1ном}$; кратности пускового $M_п^* = M_п / M_{ном}$ и максимального $M_{max}^* = M_{max} / M_{ном}$ электромагнитных моментов.

Синхронные двигатели

Применение синхронных двигателей (СД) в промышленности обусловлено следующими их функциональными особенностями: они могут быть приводом для механизмов с синхронной частотой вращения в нормальных установившихся режимах и служить управляемым источником реактивной мощности в результате регулирования тока в обмотке возбуждения (ОВ).

Из-за несимметрии ротора (обмотка возбуждения располагается только по продольной оси) схемы замещения СД по продольной d (рис. 11.4, *б*) и поперечной q (рис. 11.4, *в*) осям различаются.

Параметры схемы замещения: $R_{ст}$, R_f, R_{1d}, R_{1q} — соответственно активные сопротивления статорной обмотки, обмотки возбуждения и демпферных обмоток по продольной и поперечной осям ротора; X_{ad} и X_{aq} — сопротивления взаимоиндукции между статорными и роторными обмотками по осям d и q; X_σ, $X_{\sigma f}$, $X_{\sigma 1d}$, $X_{\sigma 1q}$ — индуктивные сопротивления рассеяния статорной обмотки, обмотки возбуждения и демпферных обмоток по осям d и q.

Эквивалентное активное сопротивление $R_{fэ}$ обмотки возбуждения определяется ее режимом:

— при пуске у невозбужденного СД, когда ОВ замкнута на дополнительное пусковое сопротивление $R_п$ (рис. 11.4, *а*),

$$R_{fэ} = R_f + R_п; \qquad (11.7)$$

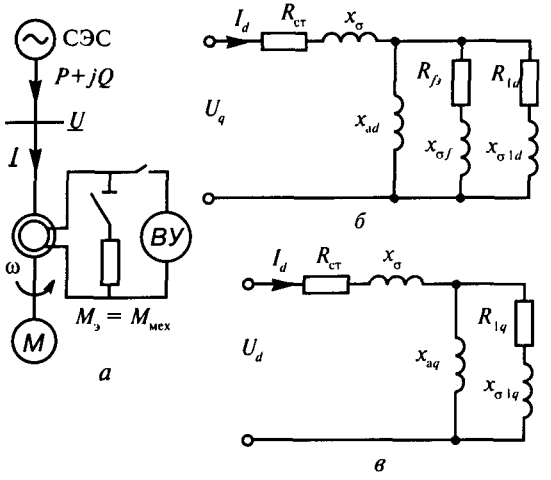


Рис. 11.4. Схема подключения (*а*) и схемы замещения СД по продольной (*б*) и поперечной (*в*) осям

— у возбужденного СД, когда ОВ замкнута на возбудитель,

$$R_{fэ} = R_f. \tag{11.8}$$

Схема подключения СД приведена на рис. 11.4, *а*. Основные параметры режима: активная P и реактивная Q мощности, потребляемые СД из сети; ток статорной обмотки I; электромагнитный момент на валу СД $M_э$, равный в установившемся режиме моменту сопротивления механизма $M_{мех}$; частота вращения ротора СД ω (для переходных режимов); синхронная частота вращения ротора $ω_c$; угол δ, характеризующий положение ротора СД относительно вектора ЭДС (рис. 11.5) электрической системы E_c.

Параметры схемы замещения и режима СД удобно выражать в относительных единицах, когда за независимые базисные единицы приняты: $S_б = S_{ном}$ — полная номинальная мощность СД; $U_б = U_{ном}$ — номинальное междуфазное напряжение. Исключение составляет электромагнитный момент, который целесообразно выразить в долях номинального момента двигателя.

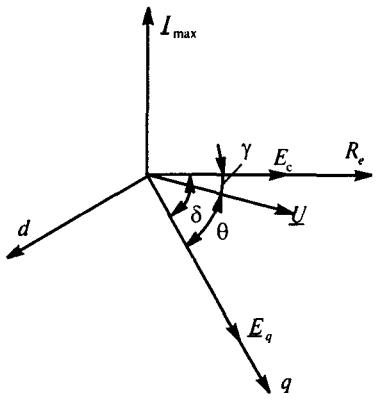


Рис. 11.5. Векторная диаграмма напряжений и ЭДС СД

Параметры режима возбужденного СД содержат синхронные и асинхронные составляющие. Например, активную и реактивную мощности СД в соответствии с принципом наложения можно представить в виде

$$P = P_а + P_c, \qquad Q = Q_а + Q_c. \tag{11.9}$$

Асинхронные составляющие мощности обусловлены асинхронными свойствами об-

моток ротора СД и в соответствии со схемами замещения (см. рис. 11.4) равны:

$$P_{\text{а}} = \frac{U^2}{2} Re\left[\frac{1}{\hat{Z}_d(s)} + \frac{1}{\hat{Z}_q(s)}\right]; \quad Q_{\text{а}} = \frac{U^2}{2} Im\left[\frac{1}{\hat{Z}_d(s)} + \frac{1}{\hat{Z}_q(s)}\right]; \tag{11.10}$$

ток в обмотке статора в асинхронном режиме

$$I_{\text{а}} = \frac{U}{2}\left|\frac{1}{\hat{Z}_d(s)} + \frac{1}{\hat{Z}_q(s)}\right|; \tag{11.11}$$

асинхронный электромагнитный момент

$$M_{\text{а}} = \frac{S_{\text{ном}}}{P_{\text{ном}}}(P_{\text{а}} - I_{\text{а}}^2 R_{\text{ст}}), \tag{11.12}$$

где $\underline{Z}_d(s)(\hat{\underline{Z}}_d(s))$ и $\underline{Z}_q(\underline{Z}_q(s))$ — эквивалентные комплексные (сопряженные) сопротивления по осям d и q в асинхронном режиме при скольжении s, определяемые по соотношениям

$$\underline{Z}_d(s) = R_{\text{ст}} + jX_{\sigma} + \left(\frac{1}{jX_{ad}} + \frac{1}{\frac{R_f}{s} + jX_{\sigma f}} + \frac{1}{\frac{R_{1d}}{s} + jX_{\sigma 1 d}}\right)^{-1};$$

$$\underline{Z}_q(s) = R_{\text{ст}} + jX_{\sigma} + \left(\frac{1}{jX_{aq}} + \frac{1}{\frac{R_{1q}}{s} + jX_{\sigma 1 q}}\right)^{-1}. \tag{11.13}$$

Зависимости от скольжения $P_{\text{а}}(s)$, $Q_{\text{а}}(s)$, $I_{\text{а}}(s)$, $M_{\text{а}}(s)$ при номинальном напряжении на выводах двигателя называются пусковыми характеристиками СД и по характеру соответствуют пусковым характеристикам АД.

Синхронные составляющие режима обусловлены током в обмотке возбуждения, т. е. током от возбудительного устройства. Без учета активного сопротивления статорной обмотки синхронные составляющие активной и реактивной мощностей равны

$$P_{\text{с}} = \frac{E_q U}{X_d}\sin\theta + \frac{U^2}{2}\frac{X_d - X_q}{X_d X_q}\sin 2\theta;$$

$$Q_{\text{с}} = -\frac{E_q U}{X_d}\cos\theta - \frac{U^2}{2}\frac{X_d - X_q}{X_d X_q}\cos 2\theta, \tag{11.14}$$

где E_q — синхронная ЭДС, определяемая типом и режимом возбудительного устройства; θ — угол между векторами напряжения $\underline{U}$ на выводах двигателя и

E_q (рис. 11.5); X_d и X_q — синхронные индуктивные сопротивления по продольной и поперечной осям ротора

$$X_d = X_\sigma + X_{ad}; \quad X_q = X_\sigma + X_{aq}. \tag{11.15}$$

Синхронная составляющая электромагнитного момента СД

$$M_c = P_c P_{ном} / S_{ном}. \tag{11.16}$$

В каталогах СД задаются: номинальные $P_{ном}$, $U_{ном}$, $\eta_{ном}$, $\cos\varphi_{ном}$, а также $M_п$ — пусковой (при $s = 1$) и $M_в$ — входной (при $s = 0{,}05$) асинхронные электромагнитные моменты; M_{max} — максимальный синхронный момент; $I_п$ — пусковой ток СД; $U_{f\,ном}$ и $I_{f\,ном}$ — номинальные напряжение и ток обмотки возбуждения.

По конструктивному исполнению синхронные двигатели подразделяют на две группы: неявнополюсные и явнополюсные.

К неявнополюсным СД относятся двигатели с массивным ротором (СДМР) серий СТД, СТМ, ТДС с номинальной частотой вращения $n_{ном}$ = = 3000 об/мин. СДМР получили широкое распространение, в частности, в качестве приводов магистральных насосов и газовых компрессоров. В отличие от явнополюсных СД, имеющих сосредоточенную демпферную обмотку, у СДМР ротор представляет единую стальную поковку с выфрезерованными пазами для обмотки возбуждения и система демпферных контуров распределена по всей бочке ротора, что способствует улучшению пусковых характеристик. Пуск СДМР осуществляется в основном от полного (иногда пониженного) напряжения при короткозамкнутой обмотке возбуждения.

Синхронные двигатели с шихтованными полюсами (СДШП) — наиболее распространенный тип явнополюсных СД с частотой вращения ротора $n_{ном} \le 1000$ об/мин. К ним относятся двигатели серий СД, СДН, СДВ, СДК и ряд других, используемых в качестве приводов промышленных механизмов (насосы, компрессоры, вентиляторы, мельницы, мешалки и т. п.). Пуск СДШП, как правило, осуществляется от полного напряжения сети при обмотке возбуждения замкнутой на пусковое сопротивление (см. рис. 11.4, *а*).

11.2. Пуск и самозапуск асинхронных и синхронных двигателей

Асинхронные двигатели

Основной способ пуска АД — *прямой пуск* от полного напряжения электрической сети. Из пусковых характеристик АД (см. рис. 11.3) следует, что при разгоне вплоть до скольжений, меньших критического ($s = s_{кр}$ при $M = M_{max}$), двигатель потребляет из сети значительную реактивную мощность. За счет ре-

активной мощности существенно увеличивается ток статорной обмотки. Это приводит к увеличению падения напряжения в элементах системы электроснабжения, находящихся в цепи питания АД, следовательно, к снижению напряжения на выводах АД в период пуска.

Снижение напряжения на шинах РУ, от которых питается запускаемый АД, оказывает неблагоприятное влияние как на двигатель в связи с уменьшением электромагнитного момента, так и на другие потребители электроэнергии, подключенные к этому РУ.

Самозапуском АД узла промышленной нагрузки называется режим, возникающий после кратковременного перерыва и автоматического восстановления электроснабжения. Самозапуск АД необходим для обеспечения устойчивости технологических процессов непрерывных производств при аварийных ситуациях в системе электроснабжения, вызванных, например, короткими замыканиями или отключением выключателя в цепи питания узла нагрузки. Двигатели, участвующие в самозапуске, при кратковременных перерывах электроснабжения от электрической сети не отключаются.

Длительность перерыва в электроснабжении в зависимости от конкретных условий составляет от десятых долей секунды до одной-двух секунд, и большинство АД не успевают затормозиться до полной остановки. Поэтому после автоматического восстановления электроснабжения разгон АД начинается с некоторой остаточной частоты вращения. В отличие от режима пуска в самозапуске может участвовать одновременно несколько двигателей, т.е. самозапуск является групповым. Снижение напряжения в узле промышленной нагрузки при самозапуске больше, чем при пуске АД. Поэтому необходимо определение расчетных условий группового самозапуска.

Подключенный к сети асинхронный двигатель будет разгоняться только в том случае, если развиваемый им электромагнитный момент будет больше момента сопротивления механизма в соответствии с уравнением электромеханических переходных процессов

$$T_{Ja}\frac{d\omega}{dt} = M_э - M_{мех}, \tag{11.17}$$

где T_{Ja} — электромеханическая постоянная времени агрегата двигатель — механизм; ω — частота вращения ротора; $M_э$ — электромагнитный момент, развиваемый АД и в относительных единицах определяемый по формуле

$$M_э = \frac{P_{ном}}{S_{ном}}(P - I_1^2 R_1), \tag{11.18}$$

$M_{мех}$ — момент сопротивления механизма,

$$M_{мех} = M_0 + (M_y - M_0)\left(\frac{\omega}{\omega_y}\right)^{\gamma_a}, \tag{11.19}$$

M_0 — момент сопротивления механизма при $\omega = 0$; M_y — момент сопротивления механизма в установившемся режиме АД при $\omega = \omega_y$; γ_a — показатель

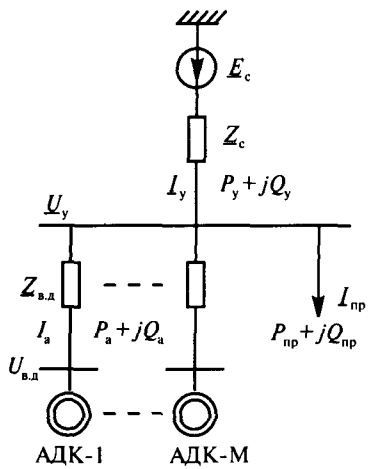


Рис. 11.6. Расчетная схема узла промышленной комплексной нагрузки с АД

степени, характеризующий зависимость момента сопротивления механизма от частоты вращения ротора.

В общем случае определение возможности самозапуска АД складывается из следующих трех этапов: 1) расчет предшествующего установившегося режима узла нагрузки; 2) определение снижения частоты вращения АД за время перерыва питания и скольжения к моменту восстановления напряжения; 3) определение напряжения на выводах двигателей, вращающегося электромагнитного момента и момента сопротивления механизма после восстановления электроснабжения.

Расчет предшествующего самозапуску АД установившегося режима узла нагрузки. Общая схема узла промышленной комплексной нагрузки для определения установившегося режима и расчетных условий пуска и группового самозапуска АД приведена на рис. 11.6. Узел нагрузки представляет собой секцию распределительного устройства, к которой подключены АД и прочая нагрузка, учитываемая статическими характеристиками $P_{пр}$, $Q_{пр}$. Двигатели в общем случае удалены от секции РУ за комплексными сопротивлениями $\underline{Z}_{в.д}$, отражающими наличие элементов электрической сети (например, кабелей), находящихся между выводами АД и секцией РУ. Система электроснабжения относительно рассматриваемого узла нагрузки может быть представлена схемой замещения, состоящей из эквивалентной ветви с комплексным сопротивлением $\underline{Z}_c = R_c + jX_c$ и источника ЭДС $\underline{E}_c$ бесконечной мощности.

Исходные данные для расчета установившегося режима узла нагрузки: коэффициенты загрузки АД по моменту на валу двигателя; прочая нагрузка $P_{н.пр}$, $Q_{н\,пр}$; напряжение на шинах РУ узла нагрузки. В установившемся режиме АД уравнение (11.17) примет вид $M_э = M_{мех}$.

В режиме, предшествующем пуску или групповому самозапуску АД, определяют:

— параметры установившегося режима АД по уравнениям (11.3) — (11.5), (11.18);

— узла нагрузки в целом и ЭДС E_c электрической системы в относительных единицах по соотношениям

$$\underline{U}_y = \underline{E}_c - \underline{Z}_c \underline{I}_y; \quad (11.20) \qquad \underline{I}_y = \underline{I}_{пр} + \sum_{i=1}^{M} \underline{I}_{ai} \cdot \frac{S_{ном(\,i)}}{S_б}; \quad (11.21)$$

$$\underline{U}_{в.д} = \underline{U}_y - \underline{Z}_{в.д}\,\underline{I}_a, \quad (11.22)$$

где $\underline{U}_y$, $\underline{I}_y$ — напряжение на шинах РУ и узловой ток; $\underline{I}_a$, $\underline{I}_{пр}$ — токи АД и про-

чей нагрузки; $S_{ном}$ — полная номинальная мощность АД; $U_{в.д}$ — напряжение на выводах двигателей. За базисные величины приняты номинальное напряжение сети и номинальная мощность ближайшего трансформатора $S_б = S_{ном\,т}$.

Определение снижения частоты вращения АД за время перерыва питания и скольжения к моменту восстановления напряжения. При коротких замыканиях и отключениях выключателей в цепи питания узла нагрузки с асинхронными двигателями происходит групповой выбег АД, связанных друг с другом через общие шины РУ.

Групповой выбег АД на значительном интервале времени является синхронным, т. е. характеризуется одинаковой средней частотой вращения. Двигатели, имеющие больший запас кинетической энергии (с большими электромеханическими постоянными времени T_{Ja}), переходят в генераторный режим работы и имеют дополнительный тормозной момент по сравнению со свободным выбегом

$$T_{Ja}\frac{d\omega}{dt} = -M_э - M_{мех}. \tag{11.23}$$

Двигатели с меньшим запасом кинетической энергии (с меньшими T_{Ja}) переходят в двигательный режим и благодаря дополнительному электромагнитному моменту (11.17) тормозятся с меньшей скоростью, чем при индивидуальном выбеге, когда $M_э = 0$.

Таким образом, скорости выбега двигателей выравниваются, что и обусловливает синхронность их выбега. Поскольку источниками ЭДС, поддерживающими напряжение на шинах РУ, являются внутренние ЭДС двигателей, такой выбег характеризуется также единой частотой напряжения в узле нагрузки.

Частота синхронного группового выбега $\omega_э$ может быть определена путем интегрирования уравнения

$$\sum_{i=1}^{M} T_{Ja,i}\frac{S_{ном(i)}}{S_{ном.э}}\frac{d\omega_i}{dt} = T_{Jэ}\frac{d\omega_э}{dt} \tag{11.24}$$

из состояния установившегося режима до времени восстановления электроснабжения; $S_{ном.э}$ — эквивалентная мощность асинхронных двигателей узла нагрузки,

$$S_{ном.э} = \sum_{i=1}^{M} S_{ном(i)}; \tag{11.25}$$

$T_{Jэ}$ — эквивалентная электромеханическая постоянная времени агрегатов двигатель-механизм,

$$T_{Jэ} = \frac{\sum_{i=1}^{M} T_{Ja,i} S_{ном(i)}}{S_{ном.э}}. \tag{11.26}$$

Начальное скольжение двигателей при самозапуске вычисляют по соотношению

$$s_{нач} = 1 - \omega_э. \qquad (11.27)$$

Определение напряжения на выводах двигателей, вращающего электромагнитного момента и момента сопротивления механизма после восстановления электроснабжения. Разгон асинхронных двигателей, участвующих в самозапуске, происходит под действием электромагнитного момента, величина которого зависит от квадрата напряжения (11.3), (11.18). Поэтому анализ процесса разгона электродвигателей невозможен без определения напряжения на их зажимах.

В общем случае расчет напряжения на выводах двигателей, подключенных к электрической сети, выполняется для расчетной схемы (см. рис. 11.6) по уравнениям узловых напряжений (11.20)–(11.22) и уравнениям режима АД (11.3)–(11.5).

Расчет самозапуска АД осуществляется путем интегрирования уравнений электромеханических переходных процессов (11.17) для каждого двигателя, подключенного к узлу промышленной нагрузки с учетом соотношения (11.27) в качестве начального условия переходного процесса.

Для приближенной оценки возможности самозапуска АД может быть использована методика на основе определения минимального допустимого остаточного напряжения на выводах двигателей.

Известно, что ток, протекающий в обмотке статора I_1 в момент восстановления питания АД, достигает значений близких к пусковому $I_п$ и сохраняет практически неизменной свою величину на достаточно большом интервале частот вращения двигателя. Одновременно величина электромагнитного момента АД близка к значению пускового момента $M_п$, также мало меняющемся при $0{,}5 \le \omega \le 0$.

Поэтому для агрегатов с неизменной механической характеристикой $M_{мех} = \text{const}$ и с характеристикой, описываемой уравнением (11.19), разгон двигателя возможен при условии

$$M_п U_{в.д}^2 > M_{мех} \qquad (11.28)$$

практически для всего интервала частот вращения от $\omega = 0$ до $\omega = \omega_{уст}$.

Отсюда условие успешности самозапуска АД при начальных скольжениях больше критического, $s_{нач} > s_{кр}$,

$$U_{в.д\,(min)} \ge \sqrt{M_{мех} / M_п}. \qquad (11.29)$$

Для определения успешности самозапуска АД немаловажную роль играет время переходного процесса, так как длительный разгон вызывает повышенный нагрев обмоток двигателя. Поэтому успешным считается такой самоза-

пуск, когда АД может разогнаться до рабочей скорости и при этом температура его обмоток не превысит допустимого значения.

Существует несколько методов расчета нагрева обмоток машин переменного тока. Однако практически все асинхронные двигатели, выпускаемые промышленностью в настоящее время, обеспечивают возможность как минимум однократного самозапуска без превышения температуры обмоток сверх допустимой.

Синхронные двигатели

Основные способы пуска СД: прямой пуск от полного напряжения сети и реакторный при сниженном напряжении на выводах двигателя.

Прямой пуск СД сопровождается существенным увеличением потребления из электрической сети реактивной мощности, а следовательно, и снижением напряжения на шинах РУ, к которым подключен СД. Снижение напряжения в период пуска СД оказывает неблагоприятное воздействие как на двигатель (разгоняющий электромагнитный момент пропорционален квадрату напряжения), так и на другие потребители электроэнергии, подключенные к этому РУ.

При *реакторном способе пуска* неблагоприятное воздействие пуска СД на другие потребители электроэнергии существенно меньше, однако более значительное снижение напряжения на выводах СД приводит к затягиванию процесса пуска, а в ряде случаев и к невозможности синхронизации. Поэтому необходимы расчеты условий пуска СД.

Самозапуском СД узла промышленной нагрузки называют режим, возникающий после кратковременного перерыва и последующего восстановления электроснабжения. Поскольку самозапуск групповой, снижение напряжения электрической сети больше, чем при пуске СД. В ряде случаев возникает необходимость управления процессом самозапуска в результате изменения числа включенных СД.

Определение возможности группового самозапуска СД складывается из следующих этапов: 1) расчет предшествующего установившегося режима узла нагрузки; 2) определение параметров режима группового выбега СД за время перерыва питания; 3) разгон двигателей до подсинхронной скорости и синхронизация после восстановления электроснабжения.

Расчет предшествующего самозапуску СД установившегося режима узла нагрузки. Общая схема узла промышленной нагрузки для определения установившегося режима и расчетных условий пуска или группового самозапуска СД аналогична рис. 11.6 с заменой АД на СД.

Расчеты пуска или группового самозапуска СД целесообразно осуществлять в относительных единицах.

Уравнения, характеризующие режим напряжений узла нагрузки:

$$\underline{U}_{\text{у}} = \underline{E}_{\text{с}} - \underline{Z}_{\text{с}}\underline{I}_{\text{у}}; \qquad \underline{I}_{\text{у}} = \underline{I}_{\text{пр}} + \sum_{i=1}^{N} \underline{I}_i \cdot \frac{S_{\text{н}(i)}}{P_{\text{н}(i)}}, \qquad \underline{U}_{\text{в.д}} = \underline{U}_{\text{у}} - Z_{\text{в.д}} I. \tag{11.30}$$

Параметры СД характеризуются уравнениями (11.9)–(11.16), которые для переходных режимов следует дополнить уравнениями электромеханических переходных процессов

$$\frac{d\delta}{dt} = 2\pi f_0(1-\omega); \quad (11.31) \qquad T_J \frac{d\omega}{dt} = M_э - M_{мех}, \quad (11.32)$$

где T_J — электромеханическая постоянная времени агрегата СД — механизм.

Момент сопротивления механизма

$$M_{мех} = M_0 + (M_у - M_0)\omega^{\gamma c}. \quad (11.33)$$

Исходные данные для расчета установившегося режима помимо параметров схем замещения узла нагрузки и СД, определяемых по каталожным данным, следующие: коэффициенты загрузки СД по моменту на валу двигателя $K_з = M_{уст}$; прочая нагрузка $P_{н\,пр}$, $Q_{н\,пр}$, напряжение на шинах РУ узла нагрузки $U_у$.

В установившемся режиме СД уравнение (11.32) принимает вид $M_э = M_{мех}$.

Определение параметров режима группового выбега СД за время перерыва питания узла нагрузки. Групповой выбег СД происходит при одновременном отключении нескольких двигателей, связанных друг с другом через общие шины. За счет обмена электромагнитной энергией через секцию РУ их выбег происходит с синхронной частотой ω_c, которая по аналогии с групповым выбегом АД может быть рассчитана путем интегрирования уравнения

$$\sum_{i=1}^{n} T_{Ji} \frac{S_{ном(\,i)}}{S_{ном\ э}} \frac{d\omega_i}{dt} = T_{Jэ} \frac{d\omega_c}{dt} \quad (11.34)$$

из состояния установившегося режима до времени $T_п$ восстановления питания.

Эквивалентная мощность СД узла нагрузки $S_{ном\ э}$ — эквивалентная электромеханическая постоянная времени агрегатов двигатель — механизм $T_{Jэ}$ могут быть вычислены по формулам (11.25) и (11.26).

Начальное скольжение к моменту самозапуска определяется по соотношению

$$s_{нач} = 1 - \omega_c. \quad (11.35)$$

Существующее на шинах РУ узла нагрузки напряжение $U_у$ при выбеге СД уменьшается по величине и частоте по мере уменьшения синхронной частоты ω_c. С снижением $U_у$ синхронный выбег двигателей нарушается и при напряжении примерно $0{,}25U_{ном}$ полностью прекращается и дальше идет как индивидуальный для каждого СД.

Синхронные двигатели в установившемся режиме работают, как правило, с перевозбуждением. При этом ЭДС превышает напряжение сети, и в случае отключения двигателя в первый момент напряжение на его выводах возраста-

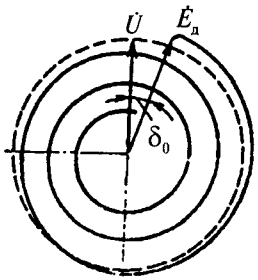


Рис. 11.7. Изменение ЭДС свободно выбегающего синхронного двигателя

ет. Если свободно выбегающий АД не имеет источника намагничивающего тока, то в синхронном двигателе возбуждение сохраняется. Поэтому ЭДС синхронного двигателя снижается значительно медленнее.

Электродвижущая сила $\underline{E}_д$ свободно выбегающего СД непрерывно меняется не только по модулю, но и по фазе относительно ЭДС электрической системы $\underline{E}_с$ (и напряжения электрической сети). Если вектор $\underline{E}_с$ принять неподвижным в пространстве, то вектор $\underline{E}_д$ двигателя будет вращаться относительно него, описывая своим концом затухающую спираль (рис. 11.7). Угол δ положения ротора отключенного от электрической сети СД определяется соотношением, вытекающем из уравнения электромеханических переходных процессов

$$\delta = \delta_0 + \pi f_0 \frac{\Delta M}{T_J} t^2, \tag{11.36}$$

где δ_0 — угол в режиме предшествующем нарушению электроснабжения; $\Delta M = = M_{мех} - M_э$.

Разгон синхронных двигателей до подсинхронной скорости и синхронизация после восстановления электроснабжения. Самозапуск СД по характеру протекания переходных процессов можно разделить на два вида: 1) при сохранении динамической устойчивости; 2) при нарушении устойчивости (выпадение из синхронизма) с последующей ресинхронизацией двигателя.

Первый вид самозапуска предпочтительнее, так как связан с более благоприятными последствиями. Однако для своего обеспечения он требует достаточно жестких условий, которые далеко не всегда выполняются. Практически самозапуск двигателя при сохранении динамической устойчивости будет обеспечен, если за время нарушения нормального электроснабжения (к моменту его восстановления) угол δ, характеризующий положение ротора (11.36), не превысит критического значения $\delta_{кр} = 140°÷150°$. Время, за которое угол δ достигает величины $\delta_{кр}$ при авариях в системах электроснабжения, в среднем составляет $t_{кр} = 0{,}2÷0{,}3$ с, $t_{кр}$ недостаточно для традиционных средств противоаварийной автоматики, поэтому более распространен второй из указанных видов самозапуска.

При подключении синхронных двигателей к электрической сети после свободного выбега в обмотках статора СД возникают токи, называемые токами включения, величина которых зависит от положения ротора (угла δ) и значения электродвижущей силы $E_д$.

Наибольшей величины ток включения достигает при $\delta = 180°$, $I_{вкл}$ определяется по соотношению

$$I_{вкл} = \frac{E_с - E_д}{X_с + X_d''} \tag{11.37}$$

и может существенно превысить пусковой ток; X_c — реактивная составляющая сопротивления Z_c (см. рис. 11.6), X_d'' — сверхпереходное индуктивное сопротивление СД по продольной оси,

$$X_d'' = X_\sigma + \left(\frac{1}{X_{ad}} + \frac{1}{X_{\sigma f}} + \frac{1}{X_{\sigma 1 d}}\right)^{-1}. \tag{11.38}$$

Значительные по величине токи включения могут вызывать в обмотках статора усилия, приводящие к деформациям изоляции и механическому повреждению лобовых частей обмоток.

Ограничение токов включения возможно при правильном выборе момента включения, когда угол $\delta = 15 \div 20°$ (синфазное включение), что требует специальных устройств автоматики, или гашения поля СД, например на пусковое сопротивление (см. рис. 11.4, *в*), когда ЭДС $E_д$ снижается до нуля или безопасных значений. Время эффективного гашения поля в этом случае составляет около 2–3 с.

Разгон СД при восстановлении электроснабжения происходит в соответствии с уравнениями движения (11.31) и (11.32), однако ввиду особенностей конструкции в отличие от АД осуществляется в два этапа: разворот до подсинхронной скорости и синхронизация после подачи возбуждения.

Под термином «подсинхронная скорость» понимается такое установившееся ее значение, до которого двигатель разгоняется под действием асинхронного момента при данной загрузке и отсутствии возбуждения, т. е. подсинхронная скорость — установившееся значение угловой скорости асинхронного режима СД.

После разгона двигателя до подсинхронной скорости и подачи возбуждения наряду с асинхронным электромагнитным моментом появляется синхронный момент

$$M_c = \frac{E_q U_{вд}}{X_d} \sin\theta, \tag{11.39}$$

значение которого в зависимости от угла θ между векторами E_q ЭДС двигателя и напряжением сети $U_{вд}$ будет то знакоположительным, то знакоотрицательным (рис. 11.8, кривая *1*).

Помимо синхронного электромагнитного момента при расчете процесса синхронизации СД необходимо учитывать момент явнополюсности, который не зависит от наличия возбуждения, не исчезает в синхронном режиме двигателя и имеет двойную частоту по сравнению с моментом M_c (рис. 11.8, кривая *2*):

$$M_я = \frac{U^2}{2}\left(\frac{X_d - X_q}{X_d X_q}\right)\sin 2\theta. \tag{11.40}$$

Общий синхронизирующий момент СД определяется суммой моментов M_c и $M_я$ (рис. 11.8, кривая *3*). Максимальное значение момента $M_я$ невелико (не

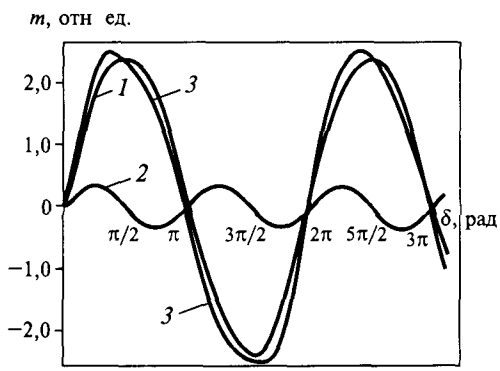


Рис. 11.8. Синхронизирующие моменты СД: *1* — синхронный M_c; *2* — явнополюсности $M_я$; *3* — результирующий

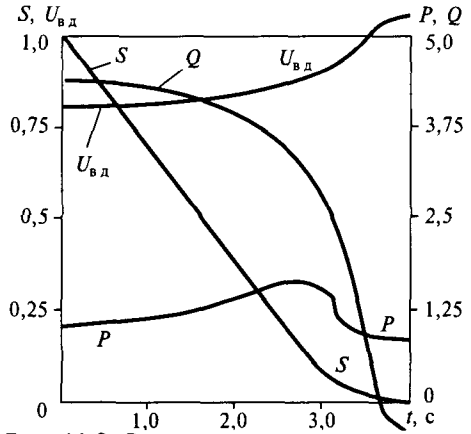


Рис. 11.9. Расчетные осциллограммы пуска СТД-8000 от трансформатора 25 МВА

более 0,3) и на процесс втягивания в синхронизм существенного влияния не оказывает.

По причине знакопеременности синхронизирующего электромагнитного момента при подаче возбуждения возникают колебания скорости вращения ротора СД около подсинхронного значения, и втягивание в синхронизм двигателя будет возможным, если в период действия положительной полуволны синхронизирующего момента двигатель достигает синхронной угловой скорости.

На рис. 11.9 приведены расчетные осциллограммы процесса пуска и синхронизации двигателя СТД-8000-2 от трансформатора с номинальной мощностью $S_{ном}$ = 25 МВА.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите характеристики АД с короткозамкнутым ротором, необходимые при расчетах их пуска и самозапуска в системах электроснабжения.
2. Графически изобразите пусковые характеристики АД.
3. Сформулируйте условия пуска и самозапуска асинхронного и синхронного двигателей и оцените ограничения.

Глава 12. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

12.1. Нормы качества электрической энергии и область их применения в системах электроснабжения

Увеличение числа источников электромагнитного поля многократно повышает его интенсивность относительно естественного магнитного поля Земли (в 10 тыс. раз по сравнению со времени Максвелла). Это негативно влияет на здоровье людей и обостряет проблему электромагнитной совместимости электрооборудования и электрических сетей, под которой понимается способность потребителей электрической энергии нормально функционировать и не вносить в электрическую сеть недопустимых искажений, затрудняющих работу других потребителей.

Если говорить об электрической совместимости в самом широком смысле, то следует учитывать все материальные проявления и идеальные последствия, связанные с заряженными частицами и электромагнитными полями. Но обычно под электромагнитной совместимостью понимают совокупность электрических, магнитных и электромагнитных полей, которые генерируют электрообъекты, созданные человеком, и воздействуют на мертвую (физическую) и живую (биологическую) природу, на техническую, информационную, социальную реальности. Последняя, в частности, включает биоэлектромагнитную совместимость, заключающуюся в появлении зон повышенной опасности по условиям электростатического и электромагнитного влияния. Для технических устройств ухудшение электромагнитной обстановки может обостриться настолько, что возможно нарушение их функционирования, ухудшения качества электроэнергии, повреждения устройств релейной защиты и автоматики.

Важной составной частью многогранной проблемы совместимости становится подсистема качества электроэнергии ПКЭ, которая в электрической сети характеризуется показателями качества электроэнергии. Перечень и нормативные (допустимые) значения ПКЭ установлены ГОСТ 13109—97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения», введенного с 01.01.1999 взамен существующего ГОСТ 13109—87.

Понятие качества электрической энергии отличается от понятия качества других товаров. Качество электроэнергии проявляется через качество работы электроприемников. Поэтому, если он работает неудовлетворительно, а в каждом конкретном случае анализ качества потребляемой электроэнергии дает положительные результаты, то виновато качество изготовления или эксплуатации. Если ПКЭ не соответствуют требованиям ГОСТа, то предъявляются претензии к поставщику — энергетическому предприятию. В целом ПКЭ оп-

ределяют степень искажения напряжения электрической сети в результате кондуктивных помех (распределяющихся по элементам электрической сети), вносимых как энергоснабжающей организацией, так и потребителями.

Снижение качества электроэнергии обусловливает:

– увеличение потерь во всех элементах электрической сети;

– перегрев вращающихся машин, ускоренное старение изоляции, сокращение срока службы (в некоторых случаях выход из строя) электрооборудования;

– рост потребления электроэнергии и требуемой мощности электрооборудования;

– нарушение работы и ложные срабатывания устройств релейной защиты и автоматики;

– сбои в работе электронных систем управления, вычислительной техники и специфического оборудования;

– вероятность возникновения однофазных коротких замыканий из-за ускоренного старения изоляции машин и кабелей с последующим переходом однофазных замыканий в многофазные;

– появление опасных уровней наведенных напряжений на проводах и тросах отключенных или строящихся высоковольтных линий электропередач, находящихся вблизи действующих;

– помехи в теле- и радиоаппаратуре, ошибочную работу рентгеновского оборудования;

– неправильную работу счетчиков электрической энергии.

Часть ПКЭ характеризует помехи, вносимые установившимся режимом работы электрооборудования энергоснабжающей организации и потребителей, т. е. вызванные особенностями технологического процесса производства, передачи, распределения потребления электроэнергии. К ним относятся отклонения напряжения и частоты, искажения синусоидальности формы кривой напряжения, несимметрия и колебания напряжения. Для их нормирования установлены допустимые значения ПКЭ.

Другая часть характеризует кратковременные помехи, возникающие в электрической сети в результате коммутационных процессов, грозовых и атмосферных явлений, работы средств защиты и автоматики и послеаварийных режимов. К ним относятся провалы и импульсы напряжения, кратковременные перерывы электроснабжения. Для этих ПКЭ допустимые численные значения ГОСТом не установлены. Однако такие параметры, как амплитуда, длительность, частота и другие, должны измеряться и составлять статистические массивы данных, характеризующие конкретную электрическую сеть в отношении вероятности появления кратковременных помех.

ГОСТ 13109—97 устанавливает показатели и нормы в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, или приемники электрической энергии (точки общего

присоединения). Нормы применяют при проектировании и эксплуатации электрических сетей, а также при установлении уровней помехоустойчивости электроприемников и уровней кондуктивных электромагнитных помех, вносимых этими приемниками. Установлено два вида норм: нормально допустимые и предельно допустимые. Оценка соответствия нормам проводится в течение расчетного периода, равного 24 часам.

Качество электроэнергии характеризуется параметрами (частоты и напряжения) в узлах присоединений уровней системы электроснабжения.

Частота — общесистемный параметр определяется балансом активной мощности в системе. При возникновении дефицита активной мощности в системе происходит снижение частоты до такого значения, при котором устанавливается новый баланс вырабатываемой и потребляемой электроэнергии. При этом снижение частоты связано с уменьшением скорости вращения электрических машин и уменьшением их кинетической энергии. Освобождающаяся при этом кинетическая энергия используется для поддержания частоты. Поэтому частота в системе меняется сравнительно медленно. Однако при дефиците активной мощности (более 30 %) частота меняется быстро и возникает эффект «мгновенного» изменения частоты — «лавина частоты». Изменение частоты со скоростью более 0,2 Гц в секунду принято называть колебаниями частоты.

Напряжение в узле электроэнергетической системы определяется балансом реактивной мощности по системе в целом и балансом реактивной мощности в узле электрической сети. Устанавливается 11 показателей качества электроэнергии (табл. 12.1):

1) установившееся отклонение напряжения $\delta U_{\text{у}}$;

2) размах изменения напряжения δU_t;

3) доза фликера P_t;

4) коэффициент искажения синусоидальности кривой междуфазного (фазного) напряжения K_U;

5) коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$;

6) коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U};

7) коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U};

8) отклонения частоты Δf;

9) длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{п}}$;

10) импульсное напряжение $U_{\text{имп}}$;

11) коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер}\,U}$.

Не на все ПКЭ стандартом установлены нормы. Так, установившееся отклонение напряжения (под этим термином понимается среднее за 1 мин отклонение, хотя процесс изменения действующего значения напряжения в течение этой минуты может быть совсем неустановившимся) нормируется только в сетях 380/220 В, а в точках сетей более высокого напряжения его следует расчитывать. Для провалов напряжения установлена лишь предельно до-

Таблица 12.1. **Установленные ГОСТ 13109–97 нормы ПКЭ**

Показатели КЭ, единица измерения	Нормы КЭ		Пределы допустимых погрешностей измерений показателя КЭ	
	нормально допустимые	предельно допустимые	абсолютные	относительные
Установившееся отклонение напряжения δU_y, %	±5	±10	±0,5	—
Размах изменения напряжения δU_t, %	—	см. табл.12.2	—	±8
Доза фликера, отн. ед.:				
кратковременная P_{st}	—	1,38; 1,0	—	±5
длительная P_{Lt}	—	1,0; 0,74	—	±5
Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U, %	см. табл.12.3	см. табл.12.3	—	±10
Коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения, $K_{U(n)}$, %	см. табл. 12.4	см. табл.12.4	±0,05 (при $K_{U(n)}$<1,0)	±5 (при $K_{U(n)}$≥1,0)
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности, K_{2U}, %	2	4	±0,3	—
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности, K_{0U}, %	2	4	±0,5	—
Отклонение частоты Δf, Гц	±0,2	±0,4	±0,03	—
Длительность провала напряжения $\Delta t_п$, с	—	30	±10	—
Импульсное напряжение $U_{имп}$, кВ	—	—	—	±10
Коэффициент временного перенапряжения $K_{перU}$, отн. ед.	—	—	—	±10

пустимая длительность каждого (30 с) в сетях напряжением до 20 кВ и представлены статистические данные об относительной дозе провалов разной глубины в общем числе провалов, но не приводятся статистические данные о их числе за единицу времени (неделю, месяц и т. п.). По импульсным напряжениям и временным перенапряжениям нормы не установлены, но дана справочная информация о возможных их значениях в сетях энергоснабжающих организаций.

При определении значений некоторых показателей КЭ используют следующие вспомогательные параметры электрической энергии:

- частоту повторения изменений напряжения $F_{\delta U_t}$;
- интервал между изменениями напряжения $\Delta t_{i,i+1}$;
- глубину провала напряжения $\delta U_п$;
- частость появления провалов напряжения $F_п$;
- длительность импульса по уровню 0,5 его амплитуды $\Delta t_{имп\ 0,5}$;
- длительность временного перенапряжения $\Delta t_{пер\ U}$.

На все ПКЭ, численные значения норм на которые есть в стандарте, договорно запускается механизм штрафных санкций, формируемый на шесть ПКЭ из 11 перечисленных:

- отклонение частоты;
- отклонение напряжения;
- доза фликера;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;

– коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
– коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности.

Ответственность за недопустимые отклонения частоты безусловно лежит на энергоснабжающей организации. За недопустимые отклонения напряжения энергоснабжающая организация несет ответственность в случае, если потребитель не нарушает технических условий потребления и генерации реактивной мощности. Ответственность за нарушение норм по четырем остальным (ПКЭ с определяемой ответственностью) возлагается на виновника, определяемого на основе сопоставления включенного в договор допустимого вклада в значение рассматриваемого ПКЭ в точке учета электроэнергии с фактическим вкладом, вычисляемым на основе измерений. Если допустимые вклады в договоре не указаны, энергоснабжающая организация несет ответственность за низкое качество, независимо от виновника его ухудшения.

12.2. Отклонения и колебания напряжения

Отклонения напряжения

Отклонения напряжения характеризуются показателем установившегося отклонения напряжения δU_y, %. Нормально допустимые и предельно допустимые значения δU_y на выводах приемников электрической энергии равны соответственно ±5 % и ±10 % от начального (номинального) напряжения электрической сети. Допустимые значения δU_y в точках общего присоединения потребителей напряжением 0,38 кВ и более должны быть установлены в договорах на пользование электрической энергией.

Измерение установившегося отклонения напряжения δU_y осуществляется для каждого i-го наблюдения за период времени, равный 24 ч. Измеряют значение напряжения, которое в электрических сетях однофазного тока определяют как действующее значение напряжения основной частоты $U_{(1)i}$ без учета высших гармонических составляющих напряжения, а в электрических сетях трехфазного тока — как действующее значение каждого межфазного (фазного) напряжения основной частоты $U_{(1)i}$, а также как действующее значение напряжения прямой последовательности основной частоты $U_{1(1)i}$, вычисляемое по формуле

$$U_{1(1)i} = \sqrt{\frac{1}{12}\left[\left(\sqrt{3}U_{AB(1)i} + \sqrt{4U_{BC(1)i}^2 - \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} + U_{AB(1)i}\right)^2}\right)^2 + \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}}\right)^2\right]}, \quad (12.1)$$

где $U_{AB(1)i}$, $U_{BC(1)i}$, $U_{CA(1)i}$ — действующие значения межфазных напряжений основной частоты в i-ом наблюдении, кВ.

При определении напряжения $U_{1(1)i}$ допускается:

а) определять $U_{1(1)i}$ методом симметричных составляющих;

б) определять в электрических сетях трехфазного тока значение напряжения прямой последовательности основной частоты по приближенной формуле

$$U_{1(1)i} = \frac{1}{3}(U_{AB(1)i} + U_{BC(1)i} + U_{CA(1)i}); \qquad (12.2)$$

в) измерять в электрических сетях однофазного и трехфазного тока вместо действующих значений фазных и межфазных напряжений основной частоты действующие значения соответствующих напряжений с учетом их гармонических составляющих при коэффициенте искажения синусоидальности кривой напряжения, не превышающем 5 %.

Затем вычисляют значение усредненного напряжения U_y как результат усреднения N наблюдений напряжений $U_{(1)i}$ или $U_{1(1)i}$ за интервал времени 1 мин по формуле

$$U_y = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^{N} U_i^2\right)\Big/ N}, \qquad (12.3)$$

где U_i — значение напряжения $U_{(1)i}$ или $U_{1(1)i}$ в i-м наблюдении, кВ (число наблюдений за 1 мин должно быть не менее 18).

Окончательное значение установившегося отклонения напряжения δU_y (%):

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100, \qquad (12.4)$$

где $U_{ном}$ — номинальное межфазное (фазное) напряжение.

Качество электрической энергии по установившемуся отклонению напряжения в точке общего присоединения к электрической сети считают соответствующим требованиям, если все измеренные за каждую минуту в течение установленного периода времени (24 ч) значения установившегося отклонения напряжения находятся в интервале, ограниченном предельно допустимыми значениями, и не менее 95 % измеренных за тот же период времени значений находятся в интервале, ограниченном нормально допустимыми значениями.

Дополнительно допускается определять соответствие нормам стандарта по суммарной продолжительности времени выхода за нормально и предельно допустимые пределы. При этом качество электрической энергии по установившемуся отклонению напряжений считают соответствующим требованиям настоящего стандарта, если суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые значения составляет не более 5 % от установленного периода времени, т. е. 1 ч 12 мин, а за предельно допустимые значения — 0 % от этого периода времени.

Колебания напряжения

Колебания напряжения характеризуются размахом изменения напряжения δU_t, % и дозой фликера P_t, отн. ед.

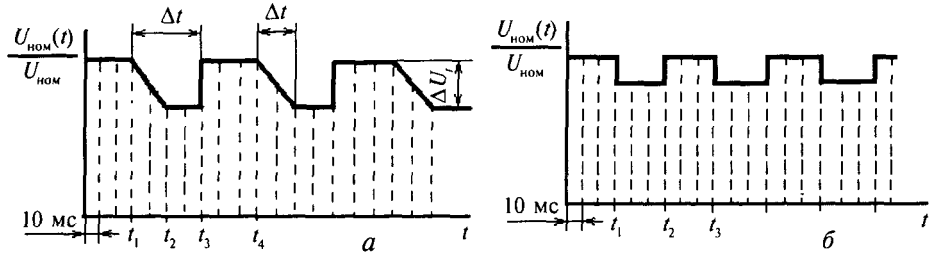


Рис. 12.1. Колебания напряжения произвольной формы (*а*) и имеющие форму меандра (*б*)

Предельно допустимые значения δU_t в точках общего присоединения к электрическим сетям при колебаниях напряжения, огибающая которых имеет форму меандра (рис. 12.1), в зависимости от частоты повторения изменений напряжения $F_{\sigma Ut}$ или интервала между изменениями напряжения $\Delta t_{t,t+1}$ равны значениям, определяемым по кривой *1* рис. 12.2, а для потребителей электрической энергии, располагающих лампами накаливания, в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение, равны значениям, определяемым по кривой *2*.

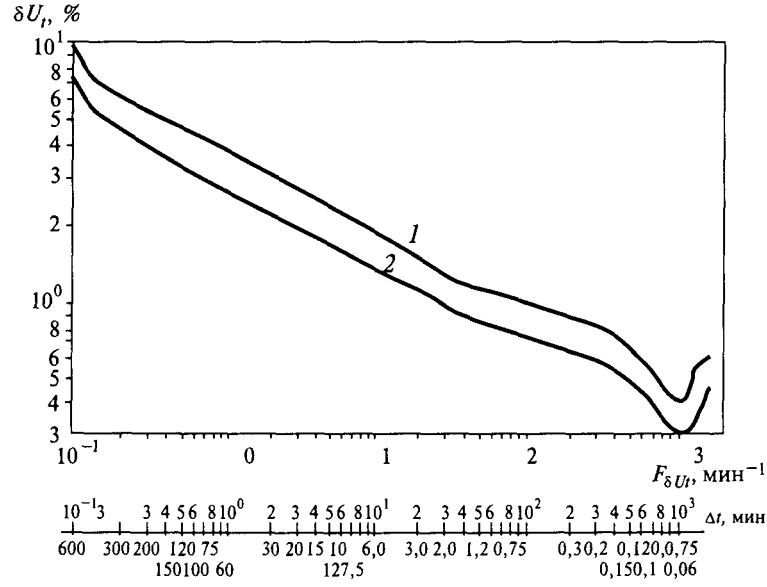


Рис. 12.2. Допустимые значения размаха изменений напряжения:
1 — общие требования для обычных потребителей; *2* — для потребителей при повышенных требованиях к искусственному освещению

Предельно допустимое значение суммы установившегося отклонения напряжения δU_y и размаха изменений напряжения δU_t в точках присоединения к электрическим сетям напряжением 0,38 кВ равно ±10 % от номинального напряжения.

Предельно допустимое значение для кратковременной дозы фликера P_{st} при колебаниях напряжения с формой, отличающейся от меандра, равно 1,38, а для длительной дозы фликера P_{Lt} при тех же колебаниях напряжения равно 1,0. Кратковременную дозу фликера определяют на интервале времени наблюдения, равном 10 мин. Длительную дозу фликера определяют на интервале времени наблюдения, равном 2 ч.

Предельно допустимое значение для кратковременной дозы фликера P_{st} у потребителей, располагающих лампами накаливания в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение, при колебаниях напряжения с формой, отличающейся от меандра, равно 1,0, а для длительной дозы фликера P_{Lt} в этих же точках — 0,74.

Размах δU_t (см. рис. 12.1), %:

$$\delta U_t = \frac{|U_t - U_{t+1}|}{U_{\text{ном}}} \cdot 100, \tag{12.5}$$

где U_t, U_{t+1} — значения следующих один за другим экстремумов или экстремума и горизонтального участка огибающей среднеквадратичных значений напряжения основной частоты, определенных на каждом полупериоде основной частоты, кВ.

Допускается при коэффициенте искажения синусоидальности кривой напряжения, не превышающем 5 %, определять δU_t по формуле

$$\delta U_t = \frac{|U_{at} - U_{at+1}|}{\sqrt{2}U_{\text{ном}}} \cdot 100, \tag{12.6}$$

где U_{at}, U_{at+1} — значения огибающей амплитудных значений напряжения.

Частоту повторения изменений напряжения $F_{\sigma Ut}$, c^{-1}, ($мин^{-1}$), при периодических колебаниях напряжения вычисляют по формуле

$$F_{\delta_{U_t}} = \frac{m}{T}, \tag{12.7}$$

где m — число изменений напряжения за интервал времени измерения T, принимаемый равным 10 мин (значение частоты повторения измерений напряжения, равное двум изменениям напряжения в секунду, соответствует 1 Гц).

Интервал времени между изменениями напряжения

$$\Delta t_{t,t+1} = t_{t+1} - t_t, \tag{12.8}$$

Таблица 12.2. Интервалы времени между изменениями напряжения (см. рис. 12.2)

$\delta U_{t\,норм}$, %		$F_{\alpha U_t}$, мин$^{-1}$	$\Delta t_{i,\,i+1}$, с	$\delta U_{t\,норм}$, %		$F_{\alpha U_t}$, мин$^{-1}$	$\Delta t_{i,\,i+1}$, с
кривая 1	кривая 2			кривая 1	кривая 2		
4,14	3,00	0,76	78,95	1,52	1,10	19,10	3,14
4,00	2,90	0,84	71,43	1,38	1,00	26,60	2,26
3,86	2,80	0,95	63,16	1,31	0,95	32,00	1,88
3,73	2,70	1,06	56,605	1,24	0,90	39,00	1,54
3,59	2,60	1,20	50,00	1,17	0,85	48,70	1,23
3,45	2,50	1,36	44,12	1,10	0,80	61,80	0,97
3,30	2,40	1,55	38,71	1,04	0,75	80,50	0,74
3,17	2,30	1,78	33,71	0,97	0,70	110,00	0,54
3,04	2,20	2,05	29,27	0,90	0,65	175,00	0,34
2,90	2,10	2,39	25,10	0,83	0,60	275,00	0,22
2,76	2,00	2,79	21,50	0,76	0,55	380,00	0,16
2,60	1,90	3,29	18,24	0,69	0,50	475,00	0,13
2,48	1,80	3,92	15,31	0,62	0,45	580,00	0,10
2,35	1,70	4,71	12,74	0,55	0,40	690,00	0,09
2,21	1,60	5,72	10,49	0,48	0,35	795,00	0,08
2,07	1,50	7,04	8,52	0,40	0,29	1052,00	0,06
1,93	1,40	8,79	6,82	0,41	0,30	1180,00	—
1,79	1,30	11,16	5,38	0,48	0,35	1400,00	—
1,66	1,20	14,44	4,16	0,55	0,40	1620,00	—

где t_i, t_{i+1} — начальные моменты следующих один за другим изменений напряжения, с (если интервал времени между окончанием одного изменения и началом следующего, происходящего в том же направлении, менее 30 мс, то эти изменения рассматриваются как одно). Численные значения, соответствующие (12.5)–(12.8), даны в табл. 12.2.

Качество электрической энергии при периодических колебаниях напряжения, имеющих форму меандра, считают соответствующим требованиям, если измеренное значение размаха изменений напряжения не превышает значений, определяемых по кривым рис. 12.2 для соответствующей частоты повторения изменений напряжения $F_{\delta U_t}$ или интервала между изменениями напряжения $\Delta t_{i\,,i\,+\,1}$. При любой форме периодических и непериодических колебаний напряжения оценка соответствия колебаний нормам может быть проведена с помощью специализированного средства измерения — фликерметра. При наличии записи огибающей среднеквадратичных значений напряжения на интервале времени измерений с помощью средств измерений, оценка может быть проведена аналитическими методами.

Для периодических колебаний, формы которых приведены на рис. 12.3–12.4 с частотой повторения изменений напряжения менее 2 изменений в секунду (120 в минуту), оценку проводят следующим образом.

1. Определяют форму колебаний, выделяя огибающую среднеквадратичных значений напряжения, полученных на каждом полупериоде основной частоты (см. рис. 12.1), размах δU_t и частоту повторения $F_{\alpha U_t}$ изменений напряжения.

2. Для периодических колебаний двухступенчатой и пилообразной (рис. 12.3, *а*), прямоугольной и треугольной (рис. 12.3, *б*) форм определяют интер-

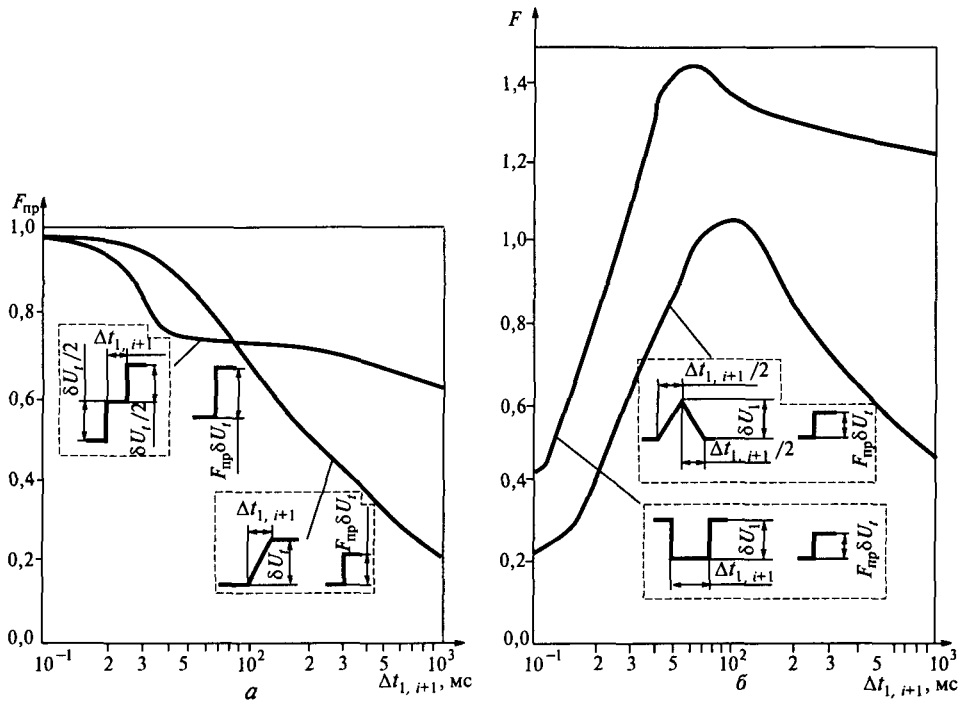


Рис. 12.3. Коэффициент приведения $F_{пр}$ для периодических колебаний напряжения, имеющих двухступенчатую, пилообразную (*а*) и прямоугольную, треугольную (*б*) форму

вал между изменениями напряжения $\Delta t_{i,\,i+1}$. Для периодических колебаний, вызванных пуском двигателей (рис. 12.4), определяют длительность переднего и заднего фронта изменений напряжения ($\Delta t_{ф1}$, $\Delta t_{ф2}$).

3. По рис. 12.3–12.4 определяют коэффициент $F_{пр}$ приведения колебаний напряжения с формой, полученной по пункту 1, к колебаниям ступенчатой формы.

4. Определяют приведенный размах изменения напряжения $\delta U_{t\,пр}$:

$$\delta U_{t\,пр} = F_{пр}\delta U_t. \qquad (12.9)$$

5. По кривым рис. 12.2 для измерения частоты повторения изменений напряжения $F_{\sigma U_t}$ сравнивают приведенный размах $\delta U_{t\,пр}$ с нормированным значением $\delta U_{t\,норм.}$ Если $\delta U_{t\,пр}$ не превышает $\delta U_{t\,норм}$, то колебания соответствуют требованиям стандарта.

При непериодических колебаниях, когда интервал времени между окончанием одного колебания напряжения и началом следующего не менее 1 с, оценку соответствия нормам проводят следующим образом.

1. Выделяют длительные интервалы наблюдения колебаний T_L, равные 2 ч, соответствующие периодам наибольших проявлений этих колебаний по размаху и числу изменений напряжения. Внутри этих интервалов выделяют крат-

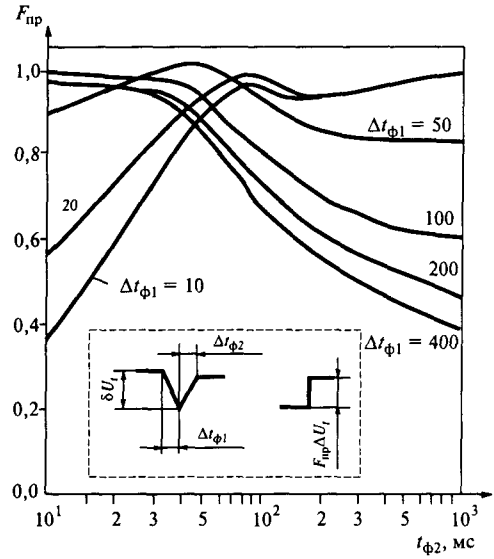


Рис. 12.4. Коэффициент приведения $F_{пр}$ для периодических колебаний напряжения, вызванных пуском двигателя

ковременные интервалы T_{sh}, равные 10 мин, соответствующие периодам наибольших проявлений этих колебаний по размаху и числу изменения напряжения. На каждом из выделенных T_{sh} определяют форму колебаний напряжения и размах изменения напряжения δU_{ti} для каждого i-го колебания напряжения установленной формы.

2. На выделенном кратковременном интервале T_{sh} для колебаний двухступенчатой и пилообразной (см. рис. 12.3, *а*), прямоугольной и треугольной (см. рис. 12.3, *б*) форм определяют интервалы между смежными изменениями напряжения $\Delta t_{i,\,i+1}$ или длительности переднего и заднего фронтов изменений напряжения ($\Delta t_{ф1}$, $\Delta t_{ф2}$) для колебаний, вызванных пуском двигателей (см. рис. 12.4). В результате определяют коэффициент приведения $F_{пр}$ для каждого i-го колебания напряжения и в соответствии с (12.9) вычисляют приведенный размах $\delta U_{тр}$ для каждого i-го колебания напряжения.

3. Для каждого i-го $\delta U_{тр}$ определяют минимальный интервал времени между изменениями напряжения $\Delta t_{i,\,i+1\,min}$ по табл. 12.2 или кривым рис. 12.2 при условии, что $\delta U_{тпр} = \delta U_{тнорм}$.

4. На рассматриваемом кратковременном интервале T_{sh} вычисляют сумму всех минимальных интервалов времени $\Delta t_{i,\,i+1\,min}$ и сопоставляют эту сумму с длительностью T_{sh}. Если $\sum_{i=1}^{n} \Delta t_{i,i+1\,min} \le T_{sh}$, то колебания напряжения соответствуют требованиям стандарта на данном кратковременном интервале T_{sh}. Все операции повторяют для каждого выделенного кратковременного интервала T_{sh}. Если $\sum_{i=1}^{n} \Delta t_{i,i+1\,min} \le T_{sh}$ выполняется для каждого T_{sh}, то колебания соответствуют требованиям ГОСТ 13109—97.

Если интервал времени между окончанием одного колебания напряжения и началом следующего больше 1 с, то для определения кратковременной и длительной доз фликера при непериодических колебаниях, форма которых приведена на рис. 12.3–12.4, может быть использован аналитический метод,

аналогичный приведенному выше и позволяющий оценить соответствие колебаний нормам. Но предпочтительнее использование фликер-метра, позволяющего измерить дозу фликера (кратковременную и длительную) при колебаниях напряжения любой формы.

В этом случае измеряют за интервал времени T_{sh}, равный 10 мин, уровни фликера P, $(\%)^2$, соответствующие интегральной вероятности, равной: 0,1; 0,7; 1,0; 1,5; 2,2; 3,0; 4,0; 6,0; 8,0; 10,0; 13,0; 17,0; 30,0; 50,0; 80,0 %. Затем определяют с помощью фликер-метра или вычисляют сглаженные уровни фликера P_s, $(\%)^2$, по формулам

$$P_{1s} = \frac{P_{0,7} + P_{1,0} + P_{1,5}}{3}; \quad P_{3s} = \frac{P_{2,2} + P_{3,0} + P_{4,0}}{3};$$
$$P_{10s} = \frac{P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17}}{5}; \quad P_{50s} = \frac{P_{30} + P_{50} + P_{80}}{3}, \tag{12.10}$$

где P_{1s}, P_{3s}, P_{10s}, P_{50s} — сглаженные уровни фликера при интегральной вероятности, равной соответственно 1,0; 3,0; 10,0; 50,0.

Кратковременную дозу фликера P_{st}, отн. ед., на интервале времени T_{sh} (кратковременная доза фликера при периодических колебаниях напряжения с формой, отличающейся от меандра, может быть рассчитана)

$$P_{st} = \sqrt{0{,}0314 P_{0,1} + 0{,}0525 P_{1s} + 0{,}0657 P_{3s} + 0{,}28 P_{10s} + 0{,}08 P_{50s}}. \tag{12.11}$$

Длительная доза фликера P_{Lt}, отн. ед., на интервале времени T_L, равном 2 ч,

$$P_{Lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12}\sum_{k=1}^{12}(P_{stk})^3}, \tag{12.12}$$

где P_{stk} — кратковременная доза фликера на k-м интервале времени T_{sh} в течение длительного периода наблюдения T_L.

Качество электрической энергии по дозе фликера считают соответствующим требованиям стандарта, если каждая кратковременная и длительная дозы фликера, определенные при измерении в течение 24 часов или расчетом по аналитическим методам, не превышают предельно допустимых значений.

12.3. Несинусоидальность и несимметрия напряжения

Несинусоидальность напряжения

Несинусоидальность напряжения характеризуется коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения, K_U (%), и коэффициентом n-й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$ (%) (табл. 12.3).

Нормально и предельно допустимые значения коэффициентов искажения синусоидальности кривой напряжения приведены ниже:

$U_{ном}$, кВ	0,38	6–20	35	110–330
$K_{U норм}$, %	8,0	5,0	4,0	2,0
$K_{U пред}$, %	12,0	8,0	6,0	3,0

Предельно допустимое значение коэффициента n-й гармонической составляющей напряжения вычисляют по формуле

$$K_{U(n)пред} = 1,5K_{U(n)норм},$$

где $K_{U(n)норм}$ — нормально допустимое значение коэффициента n-й гармонической составляющей напряжения, определяемое по табл. 12.3.

Измерение коэффициента n-й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)i}$ осуществляется для межфазных (фазных) напряжений. Для каждого i-го наблюдения за период времени, равный 24 ч, определяют действующее значение напряжения n-й гармоники $U_{(n)i}$ (В, кВ) и вычисляют значение коэффициента n-й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)i}$ (%):

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{(1)i}} \cdot 100,$$

где $U_{(1)i}$ — действующее значение напряжения основной частоты на i-м наблюдении (или номинальное, что порождает относительную погрешность вычисления $K_{U(n)i}$, численно равную значению отклонения напряжения $U_{(n)i}$ от $U_{ном}$).

Значение коэффициента n-й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$, %, вычисляют как результат усреднения N наблюдений (которых должно быть не менее 9) $K_{U(n)}$ на интервале времени T_{vs}, равном 3 с,

$$K_{U(n)} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^{N}(K_{U(n)i})^2\right)\Big/N}. \qquad (12.13)$$

Качество по коэффициенту n-й гармонической составляющей напряжения считают соответствующим требованиям, если наибольшее из всех измеренных в течении 24 ч значений коэффициентов не превышает предельно допустимого, а значение коэффициента n-й гармонической составляющей напряжения, соответствующее вероятности 95 % за установленный период времени, не превышает нормально допустимого. Дополнительно допускается определять соответствие по суммарной продолжительности времени выхода за нормально и предельно допустимые значения. При этом качество считают соответствующим требованиям, если суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые значения составляет не более 5 % от установленного периода времени (1 ч 12 мин), а за предельно допустимые значения — 0 % от этого периода времени.

Таблица 12.3. **Значения коэффициента *n*-й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$**

n	$K_{U(n)}$ %, при $U_{ном}$, кВ,			
	0,38	6–20	35	110–330
	Нечетные гармоники, не кратные 3			
5	6,0	4,0	3,0	1,5
7	5,0	3,0	2,5	1,0
11	3,5	2,0	2,0	1,0
13	3,0	2,0	1,5	0,7
17	2,0	1,5	1,0	0,5
19	1,5	1,0	1,0	0,4
23	1,5	1,0	1,0	0,4
25	1,5	1,0	1,0	0,4
>25	0,2+1,3·25/*n*	0,2+0,8·25/*n*	0,2+0,6·25/*n*	0,2+0,2·25/*n*
	*Нечетные гармоники, кратные 3**			
3	5,0	3,0	3,0	1,5
9	1,5	1,0	1,0	0,4
15	0,3	0,3	0,3	0,2
21	0,2	0,2	0,2	0,2
>21	0,2	0,2	0,2	0,2
	Четные гармоники			
2	2,0	1,5	1,0	0,5
4	1,0	0,7	0,5	0,3
6	0,5	0,3	0,3	0,2
8	0,5	0,3	0,3	0,2
10	0,5	0,3	0,3	0,2
12	0,2	0,2	0,2	0,2
>12	0,2	0,2	0,2	0,2

Измерение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения K_U осуществляют для межфазных (фазных) напряжений. Для каждого *i*-го наблюдения за установленный период времени определяют действующие значения гармонических составляющих напряжения в диапазоне гармоник от 2-й до 40-й; В (кВ), и вычисляют значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения K_{Ui} (%), как результат *i*-го наблюдения

$$K_{Ui} = \sqrt{\left(\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2\right)} 100 / U_{(1)i}, \qquad (12.14)$$

где $U_{(1)i}$ — действующее значение межфазного (фазного) напряжения основной частоты для *i*-го наблюдения, кВ.

Допускается: 1) не учитывать гармонические составляющие, значения которых менее 0,1 %; 2) производить вычисления по формуле

$$K_{Ui} = \sqrt{\left(\sum_{n=2}^{40} U_n^2\right)} 100 / U_{ном}, \qquad (12.15)$$

при этом относительная погрешность K_{Ui} численно равна значению отклонения напряжения $U_{(1)i}$ от $U_{ном}$.

Несимметрия напряжений

Несимметрия напряжений характеризуется коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} (%) и коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} (%). Нормально допустимое и предельно допустимое значения коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности в точке общего подключения к электрическим сетям равны соответственно 2,0 и 4,0 %. Эти же значения имеют место по нулевой последовательности в четырехпроводных электрических сетях с номинальным напряжением 0,38 кВ.

Измерение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} осуществляют для межфазных напряжений. Для каждого i-го наблюдения за период времени, равный 24 ч, измеряют действующие значения межфазных напряжений по основной частоте $U_{AB(1)i}$, $U_{BC(1)i}$, $U_{CA(1)i}$ и вычисляют действующее значение напряжения обратной последовательности основной частоты $U_{2(1)i}$ по формуле

$$U_{2(1)i} = \sqrt{\frac{1}{12}\left[\left(\sqrt{3}U_{AB(1)i} - \sqrt{4U_{BC(1)i}^2 - \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} + U_{AB(1)i}\right)^2}\right)^2 + \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}}\right)^2\right]}. \quad (12.16)$$

Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2Ui} как результат i-го наблюдения (%)

$$K_{2Ui} = U_{2(1)i}/U_{1(1)i}, \quad (12.17)$$

где $U_{2(1)i}$, $U_{1(1)i}$ — действующее значение напряжения обратной и прямой последовательности основной частоты трехфазной системы в i-м наблюдении.

При определении K_{2Ui} допускается:

– определять $U_{2(1)}$ методом симметричных составляющих;

– вычислять $U_{2(1)i}$ по приближенной формуле

$$U_{2(1)i} = 0{,}62(U_{нб(1)i} - U_{нм(1)i}), \quad (12.18)$$

где $U_{нб(1)i}$, $U_{нм(1)i}$ — наибольшее и наименьшее действующие значения из трех межфазных напряжений основной частоты в i-ом наблюдении, кВ;

– применять при вычислении $U_{2(1)i}$ вместо действующих значений межфазных напряжений основной частоты действующие значения соответствующих напряжений с учетом их гармонических составляющих при коэффициенте искажения синусоидальности кривой напряжения, не превышающем 5 %;

– вычислять K_{2U_i}, используя номинальное значение межфазного напряжения $U_{\text{ном мф}}$.

Определяется K_{2U} (%) как результат усреднения N наблюдений (не менее 9) K_{2U_i} на интервале времени T_{vs}, равном 3 с, по формуле

$$K_{2U} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^{N} K_{2U_i}^2\right) \Big/ N}. \tag{12.19}$$

Качество считают соответствующим требованиям, если наибольшее из всех измеренных в течение 24 ч значений коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности не превышает предельно допустимого значения, а значение коэффициента, соответствующее вероятности 95 %, за установленный период времени не превышает нормально допустимого значения. Дополнительно допускается определять соответствие нормам по суммарной продолжительности времени выхода измеренных значений данного показателя за нормально и предельно допустимые значения.

Измерение коэффициента несимметрии напряжения по нулевой последовательности K_{0U_i} проводят в четырехпроводных сетях для каждого i-го наблюдения за период времени, равный 24 ч. Измеряют одновременно действующие значения трех межфазных и двух фазных напряжений основной частоты $U_{AB(1)i}$, $U_{BC(1)i}$, $U_{CA(1)i}$, $U_{A(1)i}$, $U_{B(1)i}$, $U_{C(1)i}$ и определяют действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты $U_{0(1)i}$ в i-м наблюдении по формуле

$$U_{0(1)i} = \frac{1}{6}\sqrt{\left[\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2 - 3(U_{B(1)i}^2 - U_{A(1)i}^2)}{U_{AB(1)i}}\right]^2} - \\ - \sqrt{\left[\sqrt{4U_{BC(1)i}^2 - \left(U_{AB(1)i} + \frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}}\right)^2} - \sqrt{4U_{BC(1)i}^2 - \left(U_{BC(1)i}^2 + \frac{U_{B(1)i}^2 - U_{A(1)i}^2}{U_{AB(1)i}}\right)^2}\right]^2}. \tag{12.20}$$

Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности (%)

$$K_{0U_i} = \frac{\sqrt{3}U_{0(1)i}}{U_{1(1)i}} \cdot 100, \tag{12.21}$$

где $U_{0(1)i}$ — действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений в i-м наблюдении; $U_{1(1)i}$ — действующее значение межфазного напряжения прямой последовательности основной частоты.

Допущения при определении K_{0Ui} аналогичны определению K_{2Ui}. Аналогичны и оценки нормально и предельно допустимых значений.

Вычисляют значение коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} в процентах как результат усреднения N наблюдений K_{0Ui} на интервале времени T_{vs}, равном 3 с, по формуле

$$K_{0U} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^{N} K_{0Ui}^2\right)\Big/N}. \qquad (12.22)$$

12.4. Отклонения частоты, провал и импульс напряжения. Временное перенапряжение

Отклонение частоты напряжения

Отклонения частоты напряжения переменного тока в электрических сетях характеризуются показателем отклонения частоты (Δf, %), для которого нормально допустимое и предельно допустимое значения отклонения частоты равны и ±0,2 и ±0,4 Гц соответственно.

Измерение отклонения частоты Δf осуществляют для каждого i-го наблюдения за установленный период времени. Измеряют действительное значение частоты f_i и вычисляют усредненное значение f_y как результат усреднения N наблюдений (не менее 15) f_i на интервале времени, равном 20 с, по формуле

$$f_y = \sum_{i=1}^{N} f_i / N. \qquad (12.23)$$

Отклонение частоты

$$\Delta f = f_y - f_{ном}, \qquad (12.24)$$

где $f_{ном}$ — номинальное значение частоты, Гц.

При этом качество считают соответствующим, если суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые значения составляет не более 5 % от установленного периода времени и не выходит за предельно допустимые значения все 24 часа.

Провал напряжения

Провал напряжения характеризуется показателем длительности провала напряжения $\Delta t_п$ (%), предельно допустимое значение которого в электрических сетях напряжением до 20 кВ включительно равно 30 с. Длительность автоматически устраняемого провала напряжения в любой точке присоединения

к электрическим сетям определяется выдержками времени релейной защиты и автоматики.

Для измерения длительности провала напряжения $\Delta t_п$ (рис. 12.5, *а*) фиксируют начальный момент времени $t_н$ резкого спада (с длительностью менее 10 мс) среднеквадратичных значений напряжения, определенных на каждом полупериоде основной частоты, ниже уровня $0{,}9U_{ном}$. Затем фиксируют конечный момент времени t_k восстановления среднеквадратичного значения напряжения до $0{,}9U_{ном}$. Длительность провала напряжения $\Delta t_п$ вычисляют по формуле

$$\Delta t_п = t_k - t_н, \tag{12.25}$$

где $t_н$, t_k — начальный и конечный моменты времени провала напряжения.

Качество считают соответствующим, если наибольшее значение из всех измеренных в течение продолжительного периода наблюдения (как правило в течение года) длительностей провалов напряжения не превышает предельно допустимого.

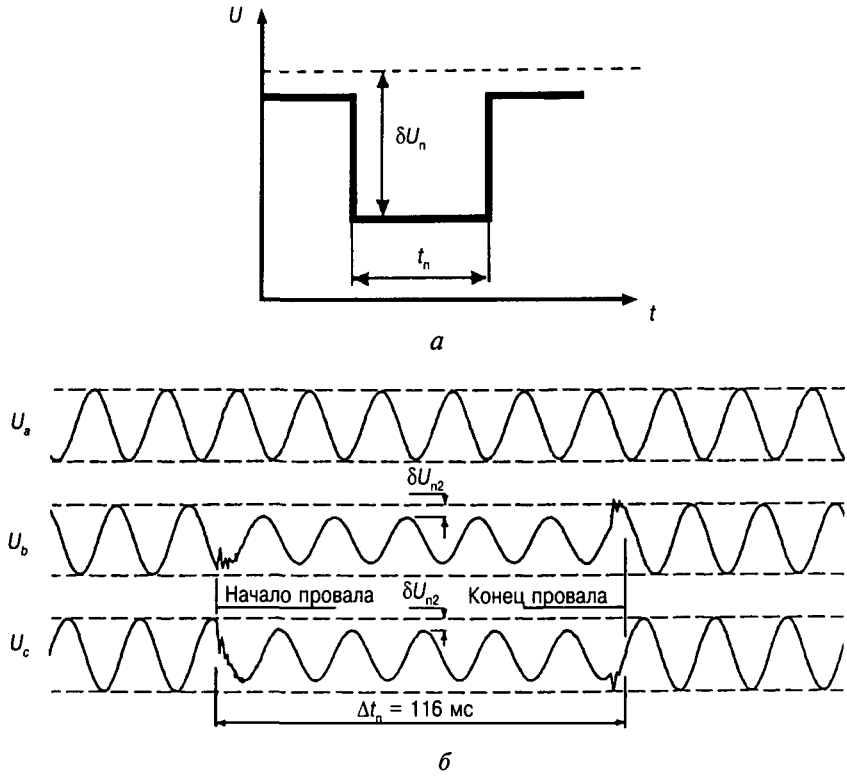


Рис. 12.5. Иллюстрация провала напряжения (*а*) и осциллограмма провала напряжения с переходом напряжения с переходом напряжения на новый уровень и возвращением на предшествующий или близкий к нему уровень скачком с высокочастотными составляющими (*б*)

Допускается определять максимально возможную длительность провала путем расчета суммарной выдержки времени устройств релейной защиты, автоматики и коммутационных аппаратов, установленных у энергоснабжающей организации. Если найденная таким способом длительность провала напряжения не превышает предельно допустимого значения, то качество считают соответствующим требованиям настоящего стандарта.

Глубину провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$ (см. рис. 12.5) определяют следующим образом:

– измеряют среднеквадратичные значения напряжения U за каждый полупериод основной частоты во время провала напряжения;

– определяют минимальное из всех измеренных среднеквадратичных значений напряжения $U_{\min}$;

– вычисляют $\delta U_{\text{п}}$ (%) по формуле

$$\delta U_{\text{п}} = \frac{U_{\text{ном}} - U_{\min}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100; \qquad (12.26)$$

– вычисляют частость появления провалов напряжения $F_{\text{п}}$ (%):

$$F_{\text{п}} = \frac{m(\delta U_{\text{п}}, \Delta t_{\text{п}})}{M}, \qquad (12.27)$$

где $m(\delta U_{\text{п}}, \Delta t_{\text{п}})$ — число провалов напряжения глубиной $\delta U_{\text{п}}$ и длительностью $\Delta t_{\text{п}}$ за период времени наблюдения T; M — суммарное число провалов напряжения за период времени наблюдения T.

На рис. 12.5, *б* приведен пример провала в двух фазах при грозовом повреждении ЛЭП.

Импульс напряжения

Импульс напряжения характеризуется показателем импульсного напряжения, $U_{\text{имп}}$, кВ. Расчетные значения грозовых и коммутационных импульсных напряжений в точках присоединения электрической сети общего назначения приводятся для фазных номинальных напряжений сети.

Формы и значения импульсных напряжений зависят от напряжения сети, места расположения точек присоединения, конструктивных и электрических параметров воздушных и кабельных ЛЭП. Значения грозовых импульсных напряжений с вероятностью 90 % не превышают 10 кВ в воздушной сети напряжением 0,38 кВ и 6 кВ — во внутренней проводке зданий и сооружений. Значения грозовых импульсных напряжений для других случаев приведены в табл. 12.4. Форма для точек присоединения, проходящих через выводы силового трансформатора, обмотка которого имеет связь с ВЛ и для точек присоединения ВЛ — РП высокого напряжения приведена на рис. 12.6.

Таблица 12.4. **Грозовые импульсные напряжения $U_{имп}$**

Место расположения точек присоединения	$U_{имп}$, кВ, для номинального напряжения сети					
	6	10	35	110	220	330
Воздушная линия*[1]	100 / 160	125 / 190	325 / 575	800 / 1200	1580 / 2400	1890 / 3000
Кабельная линия*[2]	100 / 34	125 / 48	325 / 140	800 / 350	1580 / 660	—
Силовой трансформатор*[3]	60 / 34	80 / 48	200 / 140	480 / 350	750 / 660	1050 / —

*[1] В числителе данные для точек присоединения ВЛ–РП высокого напряжения (см. рис 12.6, *б*), в знаменателе — *для ЛЭП по трассе и мест отпаек, выполненных на металлических и железобетонных опорах (на деревянных опорах* величина грозового импульсного напряжения для сети 6–110 кВ составляет 2000 кВ.

*[2] В числителе для начала линии, имеющей связь через РП с воздушной ЛЭП, значения уменьшаются в соответствии с данными по затуханию грозовых импульсов в кабельных линиях в зависимости от длины линии, в знаменателе — грозовые импульсные напряжения в точке присоединения, которые соответствуют случаю отсутствия воздушной линии электропередачи на стороне вторичного напряжения $U_{н2}$ трансформатора и соответствуют значениям напряжения обмоток $U_{н1}$, $U_{н2}$ при двух номинальных напряжениях расположенных рядом в шкале стандартных напряжений (например, 35 и 10 кВ, 110 и 220 кВ и т. д.). При других сочетаниях номинальных напряжений трансформатора (например 110 и 10 кВ, 35 и 6 кВ и т.д.) грозовые импульсные напряжения, проходящие через обмотки трансформатора. меньше указанных значений.

*[3] *В числителе — данные при наличии связи обмотки в ВЛ (рис. 12.6, а); в знаменателе — при отсутствии связи* (что соответствует значениям, приведенным в знаменателе для данных по КЛ).

Значения коммутационных импульсных напряжений при их длительности на уровне 0,5 амплитуды импульса, равной 1000–5000 мкс приведены ниже:

Номинальное напряжение сети, кВ	0,38	3	6	10	20	35	110	220
Коммутационное импульсное напряжение, кВ	4,5	15,5	27	43	85,5	148	363	705

Вероятность превышения указанных значений коммутационных импульсных напряжений составляет не более 5 %, а значений грозовых импульсных напряжений (см. табл. 12.4) — не более 10 % для воздушных линий с металлическими и железобетонными опорами и 20 % — для воздушных линий с деревянными опорами.

Значения грозовых импульсных напряжений в электрической сети потребителя могут превышать указанные в табл. 12.4 значения за счет грозовых поражений в самой сети потребителя, отражений и преломлений грозовых импульсов в сети потребителя и частично — в результате разброса параметров грозовых импульсов.

Импульсное напряжение $U_{имп}$ (рис. 12.7, *а*) измеряют как максимальное значение напряжения при резком его изменении (длительность фронта импульса не более 5 мс). Длительность импульса напряжения по уровню 0,5 его амплитуды $t_{имп\,0,5}$ (рис. 12.7, *б*) измеряют следующим образом: 1) выделяют из общей кривой напряжения импульс напряжения и определяют амплитуду этого импульса $U_{имп\,а}$ как максимальное значение импульса напряжения; 2) определяют моменты времени $t_{н\,0,5}$, $t_{к\,0,5}$, соответствующие пересечению кривой импульса напряжения горизонтальной линией, проведенной на половине

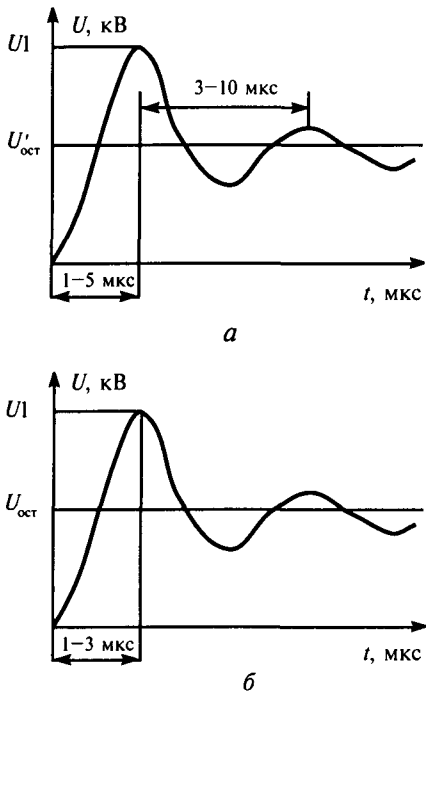


Рис. 12.6. Форма грозовых импульсов для ввода силового трансформатора, имеющего связь с ВЛ (*а*) и характерная для точек присоединения РП — ВЛ (*б*)

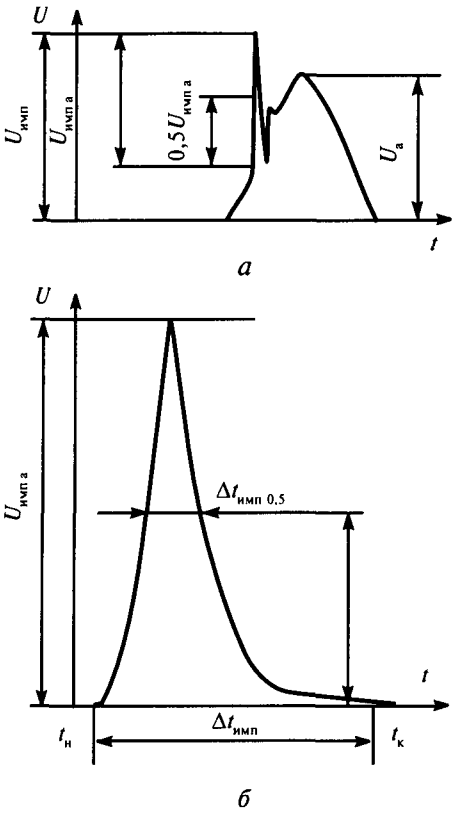


Рис. 12.7. Параметры импульсного напряжения

амплитуды импульса; 3) вычисляют $\Delta t_{\text{имп } 0,5}$ в микросекундах, миллисекундах по формуле

$$\Delta t_{\text{имп } 0,5} = \Delta t_{\text{к } 0,5} - \Delta t_{\text{н } 0,5}. \qquad (12.28)$$

Временно́е перенапряжение

Временно́е перенапряжение характеризуется показателем коэффициента временного перенапряжения, $K_{\text{пер}U}$.

Значения импульсных напряжений для грозовых и коммутационных импульсов, возникающих в электрических сетях энергоснабжающей организации приведены ниже:

$\Delta t_{\text{пер}U}$, с	До 1	До 20	До 60
K, о.е.	1,47	1,31	1,15

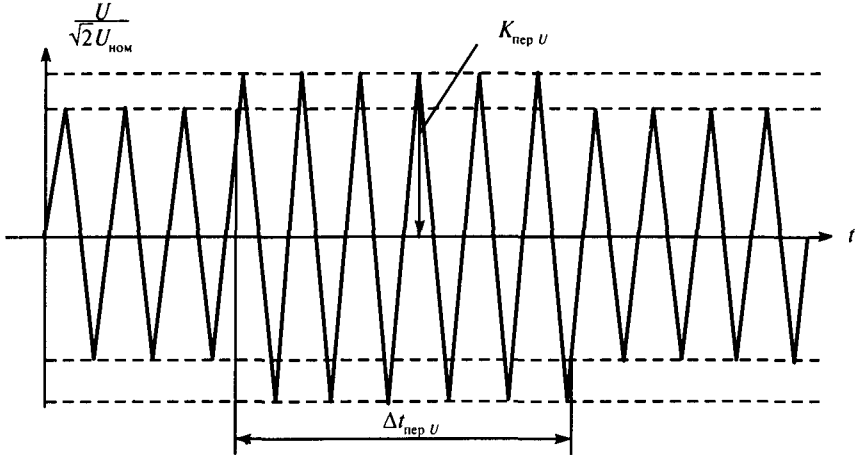


Рис. 21.8. Временное перенапряжение

Значения коэффициента в точках присоединения электрической сети общего назначения в зависимости от длительности временных перенапряжений $\Delta t_{пер U}$ не превышают приведенных значений. В среднем за год возможно около 30 временных перенапряжений.

Измерение коэффициента временного перенапряжения $K_{пер\ U}$ осуществляют в относительных единицах (рис. 12.8). Амплитудные значения напряжения $U_а$ измеряют на каждом полупериоде основной частоты при резком (длительность фронта до 5 мс) повышении уровня напряжения, равного $1{,}1\sqrt{2}U_{ном}$. Затем определяют максимальное из измеренных амплитудных значений напряжения $U_{а\ max}$. С целью исключения влияния коммутационного импульса на значение коэффициента временного перенапряжения определение $U_{а\ max}$ осуществляют через 0,04 с от момента превышения напряжением уровня, равного $1{,}1U_{ном}$. Окончательно коэффициент временного перенапряжения вычисляют по формуле

$$K_{пер} = U_{а\,(max)} / \sqrt{2}U_{ном}. \qquad (12.29)$$

12.5. Причины и источники нарушения показателей качества электрической энергии

Увеличение количества и повышение установленной мощности электроприемников с нелинейным и несимметричным характером нагрузок, появление новых электротехнических установок сделали искаженные режимы характерной и неотъемлемой чертой работы современной системы электроснабжения. При этом нарушение ГОСТ 13109—97 возможно как со стороны энергоснабжающей организации (установившееся отклонение напряжения δU_y; от-

клонение частоты Δf; длительность провала напряжения $\Delta t_п$; импульсное напряжение $U_{имп}$; коэффициент временного перенапряжения $K_{пер\,U}$), так и по вине потребителей.

Стандарт может быть нарушен потребителем с переменной нагрузкой по размаху изменения напряжения δU_t и дозе фликера P_t; с нелинейной нагрузкой — по коэффициенту искажения синусоидальности кривой напряжения K_U и коэффициенту n-ой гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$; с несимметричной нагрузкой — по коэффициенту несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} и по коэффициенту несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U}.

Показатели Δf и δU_y зависят от баланса активной и реактивной мощностей в энергосистеме и потому поддержание их возлагается на энергоснабжающие организации, сети которых являются прямым виновником провалов напряжения, импульсов и кратковременных перенапряжений. Провал напряжения — неизбежное явление для сети любого напряжения — приводит к мгновенным последствиям, тем более значимым, чем больше их глубина и длительность.

Причиной, вызывающей несинусоидальность, несимметрию, колебания и отклонения напряжения, является тот или иной вид электроприемника, определяемого технологическим процессом (производством). Отклонения напряжения вызывает изменение нагрузки любого производства. Предприятия с мощными сварочными устройствами порождают также колебания, несимметрию напряжения; дуговые сталеплавильные печи — еще и несинусоидальность; при электролизе в цветной металлургии имеют место колебания, несинусоидальность; при однофазной нагрузке — несимметрия; при работе тяговых подстанций — несинусоидальность и несимметрия напряжений.

Помимо искажений в установившихся режимах работы существуют промышленные источники искажений напряжения, создающие помехи в пусковых режимах или при регулировании. Высшие гармоники порождают при пуске и торможении электродвигатели переменного тока с регулируемой скоростью, преобразователи при рекуперативном торможении. Трансформаторы при включении и отключении вызывают кратковременные перенапряжения.

Потребитель может быть источником искажений по нескольким ПКЭ. Количество и местоположение источников в схеме известно очень приблизительно, а уровень вносимых ими искажений практически неизвестен. Искажающие токи растекаются по сетям в зависимости от схемы сети, ее частотных характеристик и т. д. Токи суммируются в узлах, поэтому искажение напряжения определяется действием нескольких виновников.

Если рассматривать все точки (узлы), где следует выдерживать (и проверять) ПКЭ, то налицо объект с ценологическими свойствами. Но существующая теория расчета ПКЭ основана на нормальном распределении. Сложившееся положение аналогично положению с расчетом электрических нагрузок в 50–60-е годы XX века, когда полагали, что вероятностный гауссов подход ре-

шит проблему нагрузок. Очевидно, что существует большая область теории и практики, важнейшая при использовании электроэнергии, требующая новых представлений.

Электросистемы России характеризуются большой протяженностью линий различных напряжений и многоступенчатой трансформацией, что усложняет нормальное функционирование, зависящее от уровней напряжения в отдельных узлах схемы. Хотя среднее значение напряжения по всем узлам Национальной электрической сети 220 кВ находится в пределах номинальной величины, велики диапазоны разброса, определяемые вероятностными и ценологическими причинами, между подстанциями одного класса напряжения. На шинах 220 кВ они составили 15–20 %, на шинах 330 кВ — 10–15 %.

Для обеспечения требований, предъявляемых к качеству напряжения потребителями, значения напряжений в каждой точке электрической сети должны находиться в определенных допустимых пределах. Практически без специальных регулирующих устройств допустимый режим напряжений может быть обеспечен только, когда суммарные потери напряжения сравнительно невелики. Это может быть только в сетях небольшой протяженности и с малым числом промежуточных трансформаций.

В распределительных электрических сетях отклонения напряжения обычно определяют для характерных точек — наиболее чувствительных к отклонению потребителей и наиболее удаленных от трансформаторных подстанций точек подключения электроприемников. В фиксированный момент времени для любой точки радиальной сети величина δU определяется выражением

$$\delta U = \sum_{i=1}^{m} E_{gi} - \sum_{k=1}^{n} \Delta U_k , \qquad (12.30)$$

где первая алгебраическая сумма — сумма добавок напряжения, создаваемых устройством регулирования; вторая — сумма потерь напряжения на участке сети от ТП до точки подключения электроприемника.

При этом падение напряжения на k-м участке сети определяется выражением

$$\Delta U_k = \frac{P_k R_k + Q_k X_k}{U}, \qquad (12.31)$$

где P_k, Q_k — активная и реактивная мощности, протекающие по k-му участку; R_k, X_k — активное и реактивное сопротивление k-го участка сети; U — напряжение в ТПЭ (в точке присоединения).

Размахи изменения напряжения, следующие друг за другом, создают колебания напряжения δU_t. Нормирование колебаний напряжения производится по степени воздействия на зрение человека. Процесс зрительного восприятия колебаний (фликера) начинается с верхнего предела частоты колебаний напряжения порядка 35 Гц при изменениях напряжения менее 10 %. Наиболее раздражающее действие мигания света наступает у человека при частоте, равной 8,8 Гц, при определенной величине размаха δU_t. Длительность воздейст-

вия колебаний напряжения при этом составляет 10 мин. С учетом фликера лампы накаливания можно считать нагрузками, наиболее чувствительными к величине δU.

Источниками колебаний напряжения в современных электрических системах служат мощные электроприемники с импульсным, резкопеременным характером потребления активной и реактивной мощностей. Для них характерны: питание от шин напряжением 35–220 кВ; значительные изменения потребляемой активной P и реактивной Q мощности, равной (10–130) % P, с высокой скоростью в течение суток; наличие у токоприемников нелинейных элементов.

К таким электроприемникам относятся в приоритетном порядке по степени воздействия на этот ПКЭ: дуговые сталеплавильные печи; руднотермические печи; электродвигатели большой мощности (в частности, прокатных станов); индукционные печи; машины контактной сварки; преобразователи электролизных установок; синхронные двигатели; приводы насосов и компрессоров в распределительных сетях. Так, при работе печи ДСП-100 на напряжении 35 кВ величина δU в сети составила (4,3–8,2) % при $\cos\varphi = 0{,}1–0{,}3$ в период расплава металла и $\cos\varphi = 0{,}7–0{,}77$ — в остальном режиме. При этом частота колебаний напряжения оказалась равной 8,3 Гц. Нестабильность колебаний напряжения во многом предопределяется изменчивостью потребления реактивной мощности (рис. 12.9), поэтому, анализируя процесс ее изменения, можно получить достаточно достоверную информацию о характере колебаний напряжения в исследуемой электрической сети.

В электрических системах распространение колебаний напряжения происходит в направлении к шинам низкого напряжения практически без затуханий, а к шинам высокого напряжения — с затуханием по амплитуде. Этот эффект проявляется в зависимости от величины $S_к$ системы. При распространении колебаний напряжения в любом направлении их частотный спектр сохраняется, а коэффициент затухания или усиления K определяется соотношением

$$K = 1 + \frac{S_к}{S_{ном.т}} e_к, \qquad (12.32)$$

где $S_к$ — мощность короткого замыкания ступени трансформации; $S_{ном.т}$ — номинальная мощность трансформатора; $e_к$ — напряжение короткого замыкания трансформатора.

Источниками гармонических искажений служат в основном нагрузки с нелинейными характеристиками: дуговые сталеплавильные печи; вентильные преобразователи; трансформаторы с нелинейными вольт-амперными характеристиками; преобразователи частоты; индукционные печи; вращающиеся электрические машины, питаемые через вентильные преобразователи; телевизионные приемники; люминесцентные лампы; ртутные лампы.

Последние три источника создают при своей работе невысокий уровень гармонических искажений на выходе, но их общее количество велико. Эф-

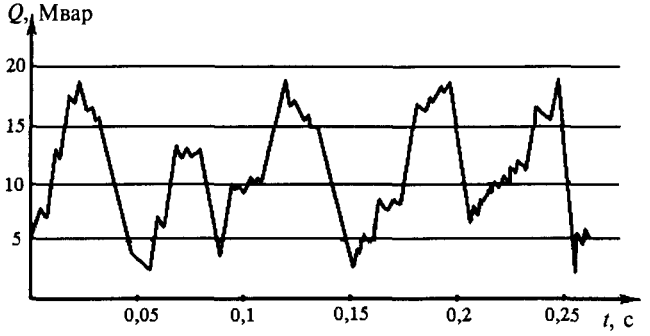


Рис. 12.9. Осциллограмма изменений реактивной мощности в узле, содержащем мощную резкопеременную нагрузку

фект наложения искажений приводит к значительному их уровню, даже в сетях высоких напряжений. Так, величина K_U в сетях 230 кВ за счет работы телевизионных приемников может достигать 1 %.

Пока в узлах электроснабжения промышленных предприятий значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения K_U и коэффициента n-й гармонической составляющей напряжения превосходят нормы ГОСТ 13109—97 (табл. 12.5). В частности для ДСП величины высших гармоник зависят от количества и мощности печей. Для практических расчетов принимают:

а) для одной печи

$$I_n = I_{\text{ном.т}} / n^2, \tag{12.33}$$

где $I_{\text{ном.т}}$ — номинальный ток печного трансформатора;

б) для группы одинаковых печей

$$I_{n\,\text{гр}} = I_n \sqrt[4]{N}, \tag{12.34}$$

где N — число печей, работающих одновременно.

Распространение гармоник тока по сети также зависит от параметров схемы и конфигурации сети. При распространении гармоник тока от источника в направлении сети более высокого напряжения происходит снижение амплитуд гармонических составляющих, обычно вызванное увеличением величи-

Таблица 12.5. **Характеристики источников гармонических искажений и несимметрии напряжений**

Электроприемник	U, кВ	K_U, %	K_{2U}, %
ДСП-100	220	2,5	1,3
	35	8–10	4,5
ДСП-40	110	2,1	1,4
	35	7,8	4,0
Прокатный стан 1700	10	13,2	2,0
Сварочные агрегаты	0,4	7–8	1–5
Мощные насосы	6	6–9	—