





Публичное акционерное общество
«Российские сети»



ПОБЕДИТЕЛЬ
Всероссийского конкурса
рукописей учебной,
научно-технической
и справочной литературы
по энергетике 2017 года

*Книга издана
при поддержке
Публичного акционерного общества
«Российские сети»*

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

Г.В. Шведов
Т.А. Шестопалова

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Рекомендовано Федеральным
учебно-методическим объединением
в системе высшего образования по укрупненным группам
специальностей и направлений подготовки
13.00.00 «Электро- и теплоэнергетика»
в качестве учебника для реализации основных
образовательных программ высшего образования
по направлению подготовки
«Электроэнергетика и электротехника»

Москва
Издательство МЭИ
2018

УДК 621.316

ББК 31.27

Ш 341

Подготовлено на кафедре электроэнергетических систем НИУ «МЭИ»

Рецензенты: докт. техн. наук, профессор В.Г. Гольдштейн,
докт. техн. наук, профессор Т.Б. Лептилская

Шведов, Г.В.

Ш 341 Системы электроснабжения: учебник / Г.В. Шведов, Т.А. Шестопалова. – М.: Издательство МЭИ, 2018. – 312 с

ISBN 978-5-7046-1959-8

В первой части учебника рассмотрены физические основы формирования режимов электропотребления. Показана актуальность и возможные способы управления электропотреблением.

Во второй части дано понятие термина «расчетная нагрузка». Приведена математическая модель электрических нагрузок. Рассмотрены и проиллюстрированы примерами методы, с помощью которых определяются расчетные нагрузки элементов систем электроснабжения в городах и на промышленных предприятиях.

В третьей части рассмотрены режимные и технико-экономические характеристики различных режимов нейтралы электрических сетей напряжением до 35 кВ, проиллюстрированы области их применения.

В четвертой части подробно описаны применяемые в настоящее время схемы распределительных электрических сетей напряжением 6–20 кВ и 380 (660) В. Изложены способы и принципы построения, основы работы возможных схем сети, их технико-экономические характеристики. Показан последовательный переход от простейших резервированных схем к полностью автоматизированным многолучевым схемам.

Предназначено для студентов вузов, обучающихся по направлению 13.00.00 «Электро- и теплоэнергетика», и может быть полезным инженерно-техническим работникам в области проектирования и эксплуатации систем электроснабжения.

УДК 621.37

ББК 32.85

ISBN 978-5-7046-1959-8

© Г.В. Шведов, Т.А. Шестопалова, 2018

© Национальный исследовательский университет «МЭИ», 2018

© ЦАО «Россети», 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	8
Введение.....	10
Часть I. Электропотребление.....	21
<i>Глава 1. Режимы электропотребления.....</i>	<i>21</i>
1.1. Динамика электропотребления в Российской Федерации... ..	21
1.2. Электрические нагрузки и электропотребление селитебных территорий городов.....	37
1.3. Графики электрических нагрузок и их характеристики.....	46
1.4. Факторы, влияющие на режимы электропотребления.....	54
Контрольные вопросы.....	65
<i>Глава 2. Управление электропотреблением.....</i>	<i>67</i>
2.1. Цели управления электропотреблением.....	67
2.2. Аварийные ограничения электропотребления.....	73
2.3. Мероприятия по регулированию режимов электропо- требления.....	77
2.4. Стимулирование потребителей к управлению электропо- треблением.....	87
Контрольные вопросы.....	93
Часть II. Электрические нагрузки элементов систем электроснаб- жения.....	95
<i>Глава 3. Расчетные нагрузки элементов систем электроснабжения... ..</i>	<i>95</i>
3.1. Понятие расчетной нагрузки.....	95
3.2. Математическое описание электрических нагрузок.....	102
3.3. Показатели, характеризующие режимы работы электро- приемников и их групп.....	118
3.4. Практические методы определения расчетных нагрузок....	123
Контрольные вопросы.....	130
<i>Глава 4. Определение расчетных нагрузок селитебных территорий городов.....</i>	<i>133</i>
4.1. Общие положения.....	133
4.2. Расчетная нагрузка на шинах вводных распределительных устройств зданий.....	135
4.3. Расчетная нагрузка распределительных линий 380 В и трансформаторных подстанций 6–20/0,4 кВ.....	144
4.4. Расчетная нагрузка элементов сетей 6–20 кВ и центров питания.....	148
4.5. Укрупненная оценка расчетной нагрузки селитебных территорий.....	151
Примеры определения расчетных электрических нагрузок.....	154
Контрольные вопросы.....	159
<i>Глава 5. Определение расчетных нагрузок промышленных пред- приятий.....</i>	<i>162</i>

5.1. Общие положения	162
5.2. Расчет электрических нагрузок в цеховой сети напряжением до 1 кВ.....	164
5.3. Расчет электрических нагрузок в сети напряжением выше 1 кВ.....	171
5.4. Определение расчетных нагрузок с учетом однофазных присмников.....	172
5.5. Определение пиковых нагрузок.....	174
Примеры определения расчетных электрических нагрузок.....	175
Контрольные вопросы.....	192

Часть III. Режимы нейтрали в системах электроснабжения..... 194

Глава 6. Режимы нейтрали в сетях среднего напряжения (6–35 кВ)... 197

6.1. Изолированная нейтраль.....	197
6.2. Нормирование емкостного тока замыкания на землю.....	209
6.3. Компенсированная нейтраль.....	212
6.4. Дугогасящие реакторы.....	216
6.5. Резистивное заземление нейтрали.....	221
6.6. Особенности выбора режима нейтрали в сетях с кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена.....	223

Контрольные вопросы..... 225

Глава 7. Режим нейтрали в сетях низкого напряжения (до 1000 В)... 227

7.1. Глухозаземленная нейтраль.....	227
7.2. Изолированная нейтраль.....	233

Контрольные вопросы..... 235

Часть IV. Схемы городских распределительных электрических сетей..... 237

Глава 8. Принципы построения схем городских сетей..... 238

8.1. Требования, предъявляемые к схемам городских сетей.....	238
8.2. Надёжность электроснабжения.....	239
8.3. Коммутационные и защищающие электрические аппараты.....	244

Контрольные вопросы..... 247

Глава 9. Схемы распределительных электрических сетей..... 249

9.1. Радиально-магистральная нерезервированная схема сети.....	249
9.2. Петлевая неавтоматизированная схема сети.....	251
9.3. Петлевая автоматизированная схема сети.....	257
9.4. Сложно-замкнутая схема сети низкого напряжения.....	260
9.5. Многорукавные автоматизированные схемы сети.....	269
9.6. Реализация устройства автоматического включения резерва в двухтрансформаторной подстанции.....	273
9.7. Схемы вводных распределительных устройств зданий.....	274
9.8. Рекомендации по выбору схем распределительной сети.....	277

Контрольные вопросы..... 278

<i>Глава 10. Питающие сети 6–20 кВ</i>	280
10.1. Необходимость сооружения распределительных пунктов 6–20 кВ.....	280
10.2. Схемы питающих сетей 6–10 кВ.....	281
10.3. Особенности построения питающих сетей 20 кВ.....	284
Контрольные вопросы.....	285
<i>Глава 11. Схемы распределения электроэнергии на промышленном предприятии</i>	287
11.1. Система внешнего электроснабжения	289
11.2. Система внутреннего электроснабжения.....	291
11.3. Электрические сети до 1000 В.....	296
11.4. Шинопроводы	300
Контрольные вопросы.....	305
Список рекомендуемой литературы.....	306

Предисловие

За последнее десятилетие сменилось два поколения образовательных стандартов, не раз менялся классификатор специальностей и направлений. В результате появилось объединенное направление «Электроэнергетика и электротехника», а направления «Электроснабжение железных дорог» и «Электроснабжение сельского хозяйства» перешли из электроэнергетики в профильные (по объекту) направления. Это сказывается на содержании учебной литературы в области электроснабжения.

Данное учебное издание соответствует классической структуре дисциплин «Электроснабжение» и «Системы электроснабжения», учитывающей структурно-логические связи с предшествующими и последующими дисциплинами. Поэтому оно опирается на материал ранее изучаемых базовых профессиональных дисциплин в подготовке выпускника-электроэнергетика – таких, как «Электрические станции и подстанции», «Электроэнергетические системы и сети», «Электромагнитные переходные процессы», «Приемники и потребители электроэнергии», «Воздушные и кабельные линии электропередачи», – и не дублирует его. Такие разделы, как режимы нейтрали распределительных электрических сетей и режимы электропотребления, рассматриваются во многих дисциплинах. Однако в каждой дисциплине эти вопросы рассматриваются в объеме, который требуется для изучения только данной дисциплины. Поэтому материал этих разделов систематизирован в единое целое.

В учебнике нашел отражение опыт кафедры электроэнергетических систем МЭИ в подготовке бакалавров, инженеров и магистров по направлениям «Электроэнергетика» и «Электроэнергетика и электротехника».

Целью учебного пособия является формирование и закрепление у студентов следующих систематических знаний и умений:

- знание физических основ формирования режимов электропотребления;
- знание мероприятий по управлению электропотреблением и подходов по стимулированию потребителей к управлению своим электропотреблением;
- знание закономерностей формирования величины расчетной нагрузки на различных уровнях системы электроснабжения и практических методов ее расчета;
- умение рассчитывать электрические нагрузки потребителей и их интегральные характеристики;

– знание режимов нейтрали и типов схем, применяемых в системах электроснабжения, их особенностей, принципов работы и основных характеристик;

– умение выбирать режимы нейтрали и типы схем распределительных электрических сетей в заданных условиях.

Данные знания и умения позволят сформировать требуемые профессиональные компетенции будущего выпускника-электроэнергетика.

Главы 1–4, 6–10 и введение написаны канд. техн. наук, доц. Г.В. Шведовым; главы 5 и 11 – канд. техн. наук, доц. Т.А. Шестопаловой.

Авторы выражают глубокую признательность рецензентам рукописи проф. Т.Б. Лещинской и проф. В.Г. Гольдштейну за полезные советы и замечания, а также всем, кто внесет предложения по совершенствованию издания.

Авторы

Введение

Понятие системы электроснабжения. Согласно п. 1.2.5 [В.8] электроснабжением называется обеспечение потребителей электрической энергией, а системой электроснабжения – совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией.

В свою очередь п. 1.2.9 [В.8] устанавливает, что потребителем электрической энергии называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории; а п. 1.2.8 [В.8] – что приемником электрической энергии (электроприемником) называется аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии (в механическую, световую (лучистую), тепловую, химическую, в энергию электростатического и электромагнитного поля). При этом понятие «потребитель электроэнергии» весьма условно: В зависимости от степени детализации или обобщения рассматриваемых фрагментов системы электроснабжения в качестве потребителя электроэнергии могут выступать как отдельная квартира, так и жилой дом, микрорайон или весь город; как отдельный производственный участок, так и цех или промышленное предприятие в целом, и т.п.

Для выполнения основной функции в составе систем электроснабжения можно выделить три основных блока элементов: источники питания, электрические сети и потребители электроэнергии. Учитывая, что, с одной стороны, в современном мире более 80% электроэнергии вырабатывается на электрических станциях, входящих в электроэнергетическую систему, и передается по электрическим сетям электроэнергетических систем, а с другой стороны, потребители электроэнергии оказывают влияние на режимы электроэнергетических систем, можно констатировать, что системы электроснабжения являются неотъемлемой частью электроэнергетической системы (рис. В.1) [В.2, В.6].

В состав систем электроснабжения из блока электрических станций входят местные электрические станции, к которым в первую очередь относятся теплоэлектроцентрали (в крупных городах и на крупных промышленных предприятиях), дизельные электростанции (в сельскохозяйственных и отдаленных районах), малые гидроэлектростанции, а также бурно развивающаяся в последние десятилетия распределенная генерация на основе возобновляемых источников энергии.

Прямая связь 1 на рисунке В.1 отражает процесс выработки, передачи, распределения и применения электроэнергии. Обратная связь 2 на рис. В.1 отражает влияние потребителей электроэнергии на параметры и режимы электроэнергетических систем через собственные режимы электропотребления (значения наибольших и наименьших нагрузок, характеристики графиков нагрузки), требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии.

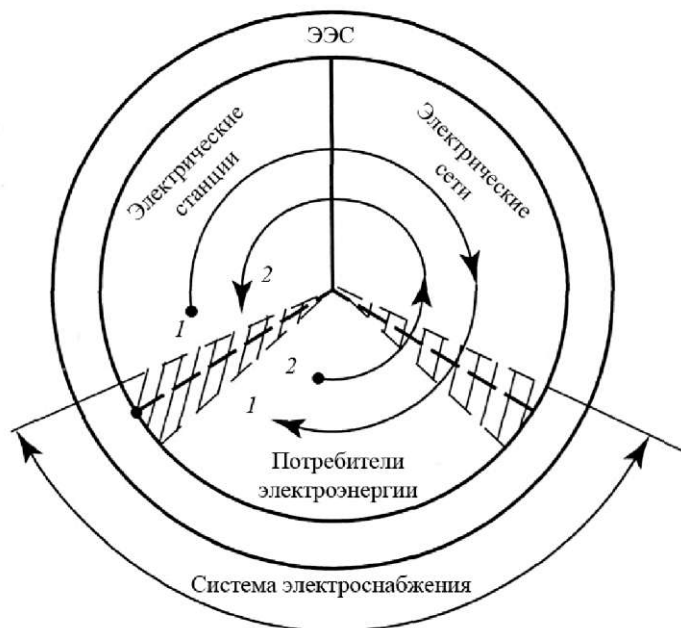


Рис. В.1. Система электроснабжения как подсистема электроэнергетической системы

Таким образом, в современном мире системы электроснабжения исполняют роль «доведения» электроэнергии до конечных потребителей и являются интерфейсом электроэнергетической системы для потребителей электроэнергии.

Структура системы электроснабжения. Структуры систем электроснабжения отличаются большим разнообразием, определяемым величиной потребляемой мощности; площадью, на которой расположен потребитель; требованиями к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии; наличием местного (собственного) источника питания; удаленностью от источника питания электроэнергетической системы. Тем не менее можно выделить типовую структуру, приведенную на рисунке В.2.

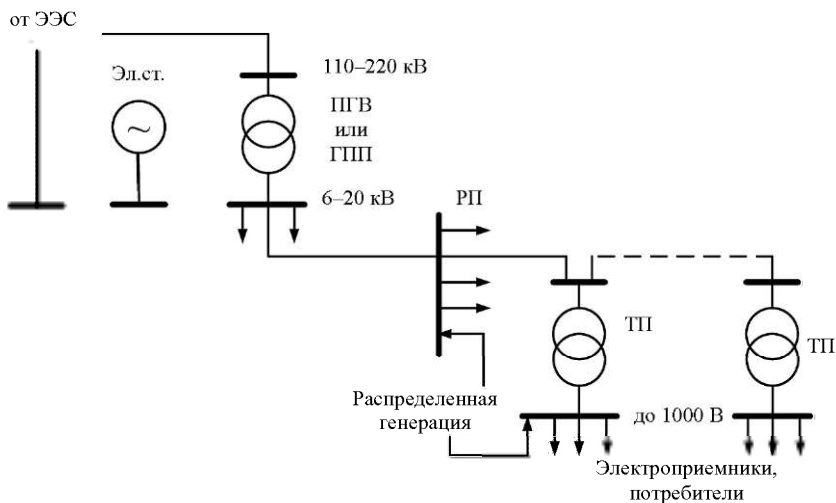


Рис. В.2. Структурная схема системы электроснабжения:

ЭЭС – электроэнергетическая система; Эл. ст. – электрическая станция;
 ПГВ – подстанция глубокого ввода; ГПП – главная понизительная подстанция;
 РП – распределительный пункт; ТП – трансформаторная подстанция

Структура систем электроснабжения городов, как правило, определяется категорией города. В соответствии с [В.7] города в зависимости от численности населения подразделяются на категории (группы) в соответствии с таблицей В.1. Количество городов различных категорий в России приведено в таблицей В.1.

Таблица В.1

Подразделение городов на группы и их количество в Российской Федерации по состоянию на 2010 г.

Категория города	Население, тыс. чел.	Количество
крупнейший	свыше 1000	12
крупный	500–1000	25
	250–500	36
Большой	100–250	91
средний	50–100	155
малый	менее 50	781

Примечание. В группу малых городов включаются и поселки городского типа, которых насчитывается 1295.

Источниками питания систем электроснабжения могут являться (рис. В.2):

а) понижающие подстанции 35–220/6–20 кВ электроэнергетических систем – внешние источники питания, не являющиеся элементами систем электроснабжения;

б) местные электрические станции, расположенные на территории потребителя, и (или) подстанции глубокого ввода (в крупных городах) или главные понизительные подстанции (на крупных промышленных предприятиях) с высшим напряжением 110–220 кВ (для особо крупных потребителей – напряжением до 500 кВ) – внутренние источники питания, являющиеся элементами систем электроснабжения.

Электрические сети систем электроснабжения представляют собой комплекс электрических сетей напряжением от 380 В до 220 кВ, передающих электрическую энергию от внешних и внутренних источников питания. При этом бывает трудно определить четкую границу начала (со стороны высшего напряжения) электрических сетей систем электроснабжения, поскольку эти элементы могут быть отнесены и к электроэнергетической системе.

Электрические сети систем электроснабжения можно классифицировать следующим образом:

– *электроснабжающие* (напряжением 35 кВ и выше), к которым относятся линии электропередачи 35 кВ и выше вместе с подстанциями глубоких вводов или главными понизительными подстанциями. Электроснабжающие сети характерны только для крупных потребителей. Если источником питания систем электроснабжения являются шины 6–20 кВ понижающей подстанции электроэнергетической системы, то в структуре электрических сетей систем электроснабжения данный класс сетей будет отсутствовать;

– *питающие* (напряжением 6–20 кВ), состоящие из линий электропередачи, от шин 6–20 кВ понижающих подстанций электроэнергетической системы, подстанций глубокого ввода, главных понизительных подстанций или местных электрических станций до шин 6–20 кВ распределительных пунктов и связей между ними вместе с распределительными пунктами;

– *распределительные* (напряжением 6–20 кВ), состоящие из линий электропередачи, от шин 6–20 кВ распределительных пунктов до шин 6–20 кВ трансформаторных подстанций вместе с трансформаторными подстанциями;

– *распределительные* (напряжением до 1000 В), состоящие из линий электропередачи, отходящих от шин низкого напряжения трансформаторных подстанций.

Основные группы потребителей систем электроснабжения. По типу основного потребителя принято различать системы электроснабжения промышленных предприятий, городов, сельского хозяйства и электрифицированного транспорта.

Наиболее общим типом систем электроснабжения являются системы электроснабжения городов, в которых выделяют следующие основные группы потребителей [В.9]:

а) домохозяйства (жилые здания), основная ячейка которых – отдельная квартира;

б) коммунальные потребители, обеспечивающие функционирование нормальной жизнедеятельности на территории городов;

в) сфера услуг – общественные и административные здания, расположенные, как правило, на территории жилых районов. Однако для последнего времени характерно появление крупных торговых центров, административно-офисных зданий и др., которые располагаются в отдельных зонах;

г) промышленные потребители, характерные для систем электроснабжения городов как по условиям обеспечения городского населения соответствующей продукцией, так и по требованиям занятости части населения городов. В первую очередь это предприятия пищевой, легкой промышленности, строительных материалов, хлебозаводы, хладокомбинаты и т.п. Мелкие предприятия могут располагаться на территории жилых районов, а крупные – в специальных промышленных зонах;

д) потребители электрифицированного городского транспорта (трамваи, троллейбусы, метрополитен, пригородный и железнодорожный транспорт).

В конце XX – начале XXI вв. наблюдается интенсивный рост количества городов и городского населения, сопровождавшийся интенсивной электрификацией домашних хозяйств, коммунального хозяйства и промышленно-производственной сферы. При этом происходит существенное увеличение электрических нагрузок и электропотребления в жилых и административных районах городов. Указанные темпы роста обуславливаются, с одной стороны, увеличением этажности застройки, являющейся следствием более рационального использования занимаемых и осваиваемых территорий, и, с другой стороны, увеличением насыщения быта традиционными электроприемниками и появлением новых типов бытовых и коммунальных электроприемников [В.1]. Наряду с этим развитие городов, как правило, сопровождается сооружением новых жилых районов, промышленных зон и т.п., что приводит к существенному росту городских территорий.

Приведем краткие базовые сведения и особенности систем электроснабжения различных типов потребителей.

Системы электроснабжения промышленных предприятий. В данную группу входят предприятия машиностроения, черной и цветной металлургии, химической промышленности, стройматериалов, текстильных и продовольственных производств и многие другие. Системы электроснабжения промышленных предприятий отличаются большим разнообразием применяемых электроприемников, их номинальных мощностей и режимов работы, определяемым используемыми технологиями. Например, металлургическое производство характеризуется резкопеременным электропотреблением, а для алюминиевых заводов типичным является высокий уровень трансформаций напряжения: от напряжения внешней сети до напряжения основ-

ных конечных электроприемников. Мощность промышленных предприятий изменяется в широких пределах: от единиц мегаватт до 300–500 МВт и более. Вместе с тем можно выделить общие черты, присущие всем промышленным предприятиям.

Первая черта – высокая плотность электрической нагрузки по территории промышленного предприятия (концентрированная нагрузка на относительно малой территории). Как следствие, протяженность сетей среднего и низкого напряжения внутри промышленных предприятий относительно мала. Вторая черта – повышенные требования к надежности электроснабжения ввиду дорогостоящего основного оборудования. Третья черта – потребление значительной реактивной мощности, поэтому «естественный» (без учета компенсации реактивных нагрузок) коэффициент мощности нагрузки обычно составляет не выше 0,7–0,8. Четвертая черта – сменность работы. В настоящее время значительная часть промышленных предприятий, за исключением предприятий с непрерывными технологическими процессами, характеризуется 2–2^{1/2}-сменным режимом работы.

Системы электроснабжения селитебных территорий городов. К нагрузке селитебных территорий относят домохозяйства, сферу услуг и коммунальных потребителей. Данный тип потребителя также характеризуется разнообразием электроприемников. Однако в отличие от промышленных предприятий внутри каждой группы потребителей нагрузка здесь практически однородна, отсутствуют сосредоточенные крупные потребители, электрическая нагрузка распределена по территории. Как следствие, плотность электрических нагрузок меньше, чем у промышленных предприятий; сети среднего напряжения достаточно протяжены. Значительная часть потребителей предъявляет умеренные требования к надежности электроснабжения. Ввиду дороговизны земли на территории городов при построении систем электроснабжения отдают предпочтение компактному оборудованию и кабельным линиям. В последние годы стали возрастать архитектурно-градостроительные требования к элементам систем электроснабжения.

Системы электроснабжения сельского хозяйства. В данную группу входят потребители, располагающиеся на территориях сельскохозяйственных районов: сельскохозяйственное производство (животноводческие, птицеводческие, зернообработывающие комплексы, зерно- и овощехранилища, парниковые установки и т.п.), домохозяйства и сфера услуг. От систем электроснабжения городских потребителей они отличаются существенно большей распределенностью потребителей по территории. Как следствие, очень большими являются расстояния между источниками и потребителями электроэнергии, и возникает задача обеспечения передачи относительно малых мощностей на большие расстояния. Сельские потребители характеризуются существенным изменением потребляемой мощности в разрезе как суток, так и года, наличием «сезон-

ных» потребителей. Сравнительно небольшой является доля потребителей с повышенными требованиями к надежности электроснабжения.

Системы электроснабжения электрифицированного транспорта. В данную группу входят потребители городского электротранспорта (трамвай, троллейбус, метрополитен), работающие на постоянном токе, и железнодорожного транспорта (локомотивы, электропоезда), работающие в различных регионах России как на постоянном, так и на переменном токе. Специфика электрифицированного транспорта заключается в том, что он представляет собой «вытянутую» в линию нагрузку (особенно железнодорожный транспорт). Системы электроснабжения электрического транспорта требуют высокой надежности электроснабжения. Электрический транспорт оказывает существенное влияние на качество электроэнергии, являясь причиной: а) несинусоидальности напряжения, вызванной установками выпрямления тока; б) несимметрии напряжения при электротяге на однофазном переменном токе; в) колебаний напряжения, вызываемыми пусковыми токами.

Кроме того, есть, например, такие типы потребителей, как горнодобывающая промышленность, порты, объекты обороны и т.д., обладающие своими «уникальными» характеристиками.

Классификация электроприемников. Для принятия схемно-параметрических решений при проектировании систем электроснабжения и оценки влияния отдельных электроприемников на режимы систем электроснабжения (в первую очередь – на показатели качества электроэнергии) большое разнообразие электроприемников принято классифицировать по следующим признакам [В.5]:

Величина напряжения. Различают электроприемники до 1000 В (низковольтные) и свыше 1 кВ (высоковольтные). Основная масса электроприемников – низковольтные. Основные представители высоковольтных электроприемников – это мощные двигатели и термические установки.

Род тока. Различают электроприемники переменного тока промышленной частоты (50 Гц), переменного тока повышенной (свыше 50 Гц) или пониженной (до 50 Гц) частоты, постоянного тока, импульсного тока.

На переменном токе промышленной частоты осуществляется производство электроэнергии в электроэнергетической системе. Поэтому основная масса электроприемников работает на промышленной частоте, а необходимость применения электроприемников другой частоты или другого рода тока обуславливается повышением эффективности их использования в том или ином технологическом процессе. Для этого применяют преобразователи частоты и рода тока. Как следствие, капитальные вложения в систему электроснабжения и удельная стоимость электроэнергии на переменном токе не-

промышленной частоты и на постоянном токе существенно выше, чем на переменном токе промышленной частоты.

Пониженная частота переменного тока применяется, например, для электромагнитного перемешивания стали в электропечах; в контактной электросварке; повышенная – в деревообрабатывающих станках для получения высоких скоростей резания, в электроинструменте сборочных цехов поточных производств для уменьшения его массогабаритных параметров.

Электроприемники постоянного тока применяются, например, в цветной металлургии при электролизе алюминия, в электрифицированном транспорте (электропоезда, троллейбусы, трамваи, метро), автотранспорте и др.

Электроприемники импульсного тока – это в основном испытательные стенды в авиационной промышленности и ракетостроении.

Число фаз. Различают трехфазные и однофазные электроприемники. Все высоковольтные электроприемники выполняются трехфазными, низковольтные – как трехфазными, так и однофазными, рассчитанными на фазное или линейное напряжение.

Характер преобразования электроэнергии.* Выделяют электроприводы, осветительные и облучательные установки, электротехнологические установки, электронные приборы.

Электропривод – это электроприемник, преобразующий электроэнергию в механическую энергию. По типу двигателя как основного преобразователя энергии в электроприводе различают асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором и фазным ротором, синхронные двигатели, двигатели постоянного тока. В установках, не требующих регулирования скорости в процессе работы, применяются асинхронные и синхронные двигатели. Двигатели постоянного тока используются в установках, требующих регулирования скорости. Наиболее распространенным типом двигателя в электроприводе является асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором. Асинхронные двигатели с фазным ротором используют в мощных электроприводах и в тяжелых условиях пуска. Как правило, синхронные двигатели целесообразно применять при напряжении свыше 1 кВ и мощности более 100 кВт, а также в случаях, когда требуется постоянство скорости вращения или не требуются частые пуски и остановки.

Осветительная, или облучательная, установка – это электроприемник, преобразующий электроэнергию в излучение различного спектра. Если это видимый спектр, то установка является осветительной, если инфракрасный или ультрафиолетовый, то облучательная. В качестве источников света в таких установках выделяют лам-

* Читателю, интересующемуся принципом работы различных электроприемников, можно порекомендовать, например, [В.3, В.5].

пы накаливания, галогенные лампы, люминесцентные лампы низкого давления, люминесцентные энергосберегающие лампы, люминесцентные лампы высокого давления, светодиоды.

Электротехнологическая установка – это электроприемник, в котором электрический ток непосредственно используется для различных технологических процессов и который в основном преобразует электроэнергию в тепловую энергию (или в некоторые другие виды энергии). Различают:

1) электротермические установки (печи сопротивления, индукционные, диэлектрические, электроннолучевые, дуговые);

2) электросварочные установки;

3) электрохимические установки (электролизные установки, установки гальванических покрытий);

4) установки электрофизической обработки материалов (электрофильтры, устройства искровой обработки, устройства контроля и испытания изделий (рентгеновские аппараты, установки ультразвука и т.д.), установки создания электростатического и электромагнитного поля и т.п.).

В отдельную группу электроприемников в последние годы принято выделять электронные приборы: компьютеры, мониторы, факсы, копировальную технику и т.п.

Системы электроснабжения как подсистемы глобальных систем. Развитие принципов системного подхода [В.4] убеждает нас в том, что исследование сложных объектов, к которым относятся и системы электроснабжения, должно осуществляться как иерархически построенное единство открытых систем во взаимосвязи, ответственности и развитии этих систем, причем при обосновании решений внутри одной системы должно учитываться их влияние на элементы и связи смежных систем.

Системы электроснабжения находятся во взаимосвязях со следующими системами, которые оказывают влияние на структуру, параметры и развитие систем электроснабжения или на которые оказывает влияние система электроснабжения (рис. В.3):

– *Географическая среда.* Влияющие параметры на системы электроснабжения (климат, рельеф, температурные режимы, район по гололеду, тип грунта и т.п.).

– *Питающая электроэнергетическая система.* Влияющие параметры на системы электроснабжения (величина номинального напряжения сети высшего напряжения, располагаемая активная и реактивная мощность). Системы электроснабжения в свою очередь оказывают влияние на режимы электроэнергетических систем.

– *Социально-экономические условия.* Взаимосвязь системы электроснабжения и социально-экономических условий многопланова. Социально-экономические условия определяют и уровень тарифов на электроэнергию, и степень электрификации различных про-

цессов, и насыщенность быта различными электроприемниками и т.д. В свою очередь, доступность электроэнергии в требуемом объеме и требуемого качества как создает более комфортные условия жизни за счет большей электрификации быта новыми типами электроприемников, так и позволяет снизить себестоимость выпускаемой продукции за счет уменьшения доли энергозатрат в структуре себестоимости и уменьшить ущерб от некачественной электроэнергии и недоотпуска электроэнергии.



Рис. В.3. Система электроснабжения – подсистема глобальных систем

– *Экологическая система.* С одной стороны, системы электроснабжения должны отвечать экологическим требованиям по уровням предельно-допустимых выбросов, электрических и магнитных полей, шумов и т.д. С другой стороны, оборудование систем электроснабжения влияет на изменение экологической обстановки в данной местности.

– *Архитектурно-градостроительные условия.* С одной стороны, элементы систем электроснабжения должны отвечать требованиям технической эстетики, архитектурным и градостроительным требованиям (особенно в городах, национальных парках, около туристических объектов и т.п.). С другой стороны, элементы систем электроснабжения изменяют ландшафт местности, но не обязательно в худшую сторону (пример улучшения ландшафта – сооружение опор воздушных линий электропередачи специальной конструкции).

– *Электротехнологии*. Развитие, совершенствование и появление новых электротехнологий (например, появление кондиционеров, индукционных печей, вычислительной техники) влияют на развитие систем электроснабжения. В свою очередь, широкая и глубокая электрификация технологических процессов является толчком к их развитию. Таким образом, очевидно взаимовлияние этих систем.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение понятий электроснабжения, системы электроснабжения, потребителя электроэнергии, электроприемника.
2. В чем заключается условность понятия потребителя электроэнергии?
3. Из каких основных блоков состоит система электроснабжения? Опишите их.
4. Почему система электроснабжения является частью электроэнергетической системы?
5. Опишите структурную схему системы электроснабжения. В чем заключается ее условность?
6. Перечислите основные группы потребителей электроэнергии.
7. В чем заключаются особенности систем электроснабжения промышленных предприятий?
8. В чем заключаются особенности систем электроснабжения селитебных территорий городов?
9. В чем заключаются особенности систем электроснабжения сельского хозяйства?
10. В чем заключаются особенности систем электроснабжения электрифицированного транспорта?
11. По каким признакам классифицируются электроприемники? Приведите эту классификацию.
12. Опишите электропривод как характерную группу электроприемников.
13. Опишите осветительные установки как характерную группу электроприемников.
14. Опишите электротехнологические установки как характерную группу электроприемников.
15. С какими системами наблюдается взаимосвязь у систем электроснабжения? Опишите эту взаимосвязь.

ЧАСТЬ I

ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ

Глава 1 РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

1.1. Динамика электропотребления в Российской Федерации*

Рассматривая общую по России (включая потребление в закрытых административно-территориальных округах) картину изменения потребления электроэнергии за период 1990–2016 гг. (рис. 1.1), можно отметить, что самый низкий уровень электропотребления был зафиксирован в 1998 г. – 809,1 млрд кВт·ч.

Последующий рост электропотребления в России в период с 1998 по 2008 гг. отличается большой изменчивостью. Так, в 1999 г. рост суммарного электропотребления составил 2,8%, в 2000 г. – уже 3,8%; затем начал снижаться: в 2001 г. – 1,3%, в 2002 г. – уже 0,3%, а в 2003 г. повысился до 2,8%, в 2005 г. снизился до 1,8%, в 2006 г. вырос до 4,2%, достигнув своего максимального значения в этот период. В дальнейшем устойчивый тренд роста не сложился: в 2007 г. темп роста электропотребления снизился и составил 2,3%, в 2008 г. – 2,0%. Такая неустойчивая динамика роста электропотребления свидетельствует о большой зависимости российской экономики со значительной долей отраслей промышленности, ориентированных на экспорт, от состояния мирового рынка.

Начавшийся с конца 2008 г. мировой экономический кризис обрушил экономику России, затронув весь период 2009 г. В результате в 2009 г. произошло снижение электропотребления на 45,6 млрд кВт·ч (4,5%), составив 977,1 млрд кВт·ч. Этот спад составил примерно пятую часть прироста электропотребления в период 1998–2008 гг. При этом в течение 2009 г. наблюдалась неравномерная динамика экономики и, соответственно, электропотребления.

* Подраздел написан на основе статистических данных Росстата и ежегодных информационно-аналитических докладов ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» о функционировании и развитии электроэнергетики Российской Федерации за 2005–2009 гг.

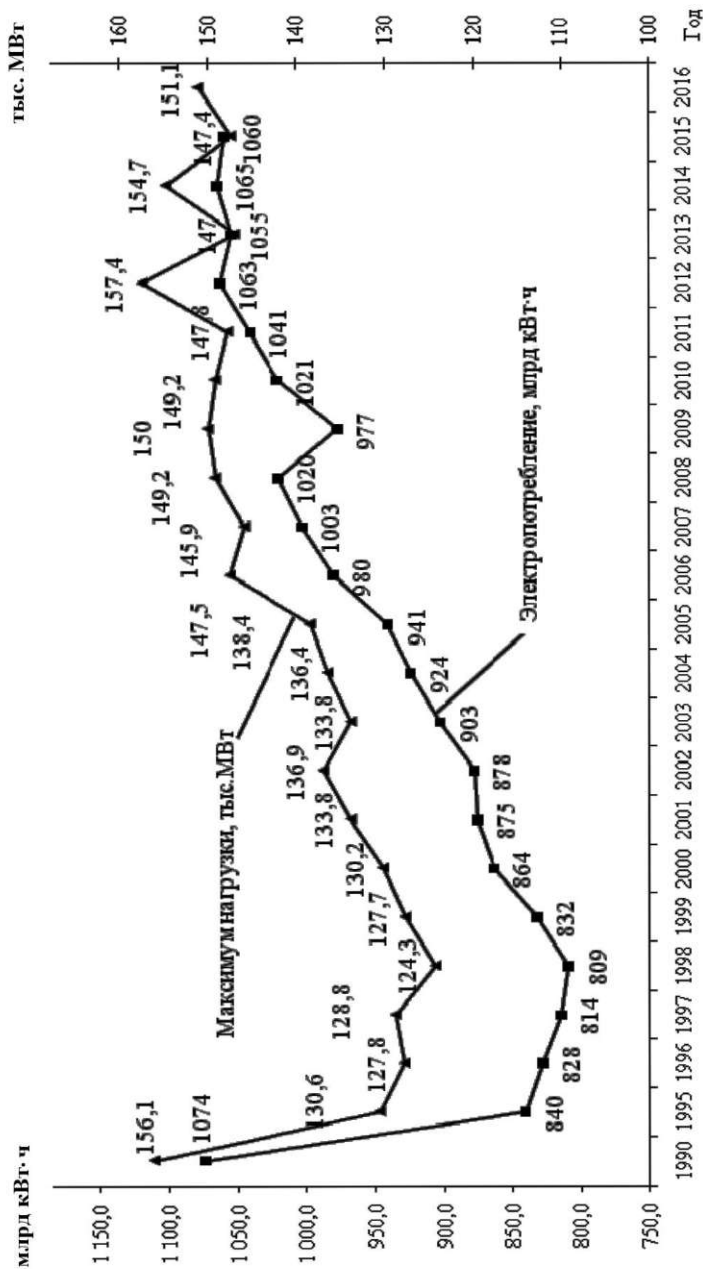


Рис. 1.1. Динамика электропотребления в России и максимальной нагрузки в ЕЭС России за период 1990–2016 гг.

В январе 2009 г. завершилось интенсивное свертывание промышленного производства, начавшееся в октябре 2008 г., в результате чего промышленное производство достигло своего минимума. Затем в течение года происходило медленное и неравномерное восстановление промышленного производства, причем разные отрасли выходили из кризиса с различной скоростью. Более высокими темпами восстановление выпуска продукции происходило в ориентированных на экспорт и электроёмких отраслях промышленности (металлургической и химической).

Дальнейший период, с 2009 по 2012 гг., характеризуется устойчивой тенденцией роста электропотребления. В 2010 г. преодолевались последствия кризиса, и спрос на электроэнергию увеличился на 4,5%, достигнув 1020,6 млрд кВт·ч. В последний период, с 2012 по 2016 гг., роста электропотребления не наблюдалось, динамика электропотребления носила колебательный характер. Суммарное электропотребление и в 2016 г. не достигло уровня 1990 г. (1074 млрд кВт·ч).

Большой интерес представляет анализ динамики структуры электропотребления. Однако в совокупности за период с 1990 по 2015 гг. этот анализ сделать невозможно по следующим причинам.

До 2005 г. вся статистическая информация в Российской Федерации, в том числе и показатели потребления электроэнергии, базировалась на «Общесоюзном классификаторе отраслей народного хозяйства (ОКОНХ)», который разрабатывался для условий централизованной плановой экономики и перестал отвечать современным условиям развития экономики. В соответствии с практикой международных классификаций был разработан новый «Общероссийский классификатор видов экономической деятельности (ОКВЭД)».

Структура электропотребления по основным секторам ОКВЭД принципиально отличается от ранее действующего ОКОНХ как по принципам классификации субъектов экономики, так и по степени детализации видов деятельности. Уровень детализации видов экономической деятельности по ОКВЭД значительно глубже, чем по ОКОНХ. В ОКОНХ предусматривалось примерно 800 группировок видов деятельности, в ОКВЭД – около 1800. По большинству видов экономической деятельности, выделенных в ОКВЭД, нет однозначного соответствия с группировками, предусматривавшимися в ОКОНХ: с одной стороны, виды деятельности, выделенные в ОКОНХ, распадаются на несколько видов деятельности по ОКВЭД, а с другой стороны, вид деятельности по ОКВЭД может состоять из нескольких видов деятельности ОКОНХ.

Промышленное производство подразделили на раздел С «Добыча полезных ископаемых», раздел D «Обрабатывающие производства» и раздел E «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды».

Переход на ОКВЭД крайне негативно повлиял на формирование статистической отчетности в области электропотребления

после 2005 г. В основном источник ошибок – раздел Е «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды». Коммунальный сектор стал частью промышленности, а именно частью раздела Е, тогда как традиционно он был частью сферы услуг, обеспечивая остальные отрасли услугами водоснабжения, освещения улиц и дорог и т.п. Ввиду неустоявшейся идентификации потребителей в рамках ОКВЭД этот раздел является до сих пор «балансирующим», т.е. формируется подразделениями Росстата при переходе на ОКВЭД в значительной мере за счет нераспределенного остатка.

В результате изменения в структуре электропотребления с переходом на ОКВЭД в той или иной степени коснулись почти всех видов экономической деятельности. Наиболее существенные изменения произошли в промышленности, а в меньшей степени они коснулись бытового потребления (потребления домохозяйств). В связи с этим статистические ряды до 2004 г. включительно, с 2005 г. и далее как по общезакономерным показателям, так и в части электропотребления по секторам экономики, стали несопоставимыми.

Исходя из этих причин для анализа изменений в потреблении электроэнергии в учебнике использовались сопоставимые данные за 1990, 2000 гг. (табл. 1.1) и за период 2005–2010 гг. (табл. 1.2), за исключением бытового потребления (потребления домохозяйствами), динамика которого за период 1990–2008 гг. приведена на рисунке 1.2.

Таблица 1.1

Структура полезного отпуска электроэнергии по РФ за 1990 и 2000 гг.

Группа потребителей	Полезный отпуск электроэнергии по годам			
	1990 г.		2000 г.	
	млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%
Промышленность	529	59,8	364	53,3
Сельское хозяйство	70	7,9	25	3,6
Транспорт и связь	99	11,2	66	9,7
Строительство	15	1,7	8	1,2
Непромышленные потребители	95	10,7	115	16,9
Население	77	8,7	104	15,3
Суммарный	885	100	683	100

Представленные в таблице 1.1 данные свидетельствуют о снижении потребления электроэнергии в промышленности (практически во всех отраслях), в сельском хозяйстве, строительстве, на транспорте, что является следствием экономического кризиса в стране в 1990-е гг. Рост потребления электроэнергии зафиксирован только в непромышленной сфере и у населения. Рост в непромышленной сфере объясняется развитием торговли, малого бизнеса и сферы услуг. Рост потребления населением объясняется оснащением населения бытовой техникой (см. раздел 1.2), а также развитием индивидуального жилищного и дачного строительства.

Таблица 1.2

Структура электропотребления по видам экономической деятельности за 2005–2010 гг.

Вид экономической деятельности	Электропотребление по годам											
	2005 г.		2006 г.		2007 г.		2008 г.		2009 г.		2010 г.	
	млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%
Промышленность (раздел С и D) В том числе: добыча полезных ископаемых (раздел С) обрабатывающие производства (раздел D)	402,7	42,8	427,2	43,6	442,9	44,2	448,6	43,9	410,9	42,1	432,5	42,4
Собственные и производственные нужды электростанций (часть раздела E)	62,0	6,6	68,5	7,0	65,0	6,5	67,4	6,6	63,2	6,5	65,9	6,5
Производственные нужды сельского хозяйства, охоты и лесного хозяйства	16,9	1,8	16,8	1,7	16,2	1,6	15,5	1,5	14,8	1,5	14,4	1,4
Строительство	9,5	1,0	10,5	1,1	11,5	1,1	12,1	1,2	10,6	1,1	10,7	1,0
Транспорт и связь	83,3	8,9	87,0	8,9	89,4	8,9	92,0	9,0	84,0	8,6	88,4	8,7
Непроизводственная сфера	253,6	27,0	262,4	26,8	272,6	27,2	278,0	27,2	292,6	29,9	303,7	29,8
В том числе: домашние хозяйства прочие виды деятельности (сфера услуг и коммунальное хозяйство (часть раздела E))	108,9	11,6	112,5	11,5	117,1	11,7	117,8	11,5	121,1	12,4	127,1	12,5
В том числе: сфера услуг	144,6	15,4	149,9	15,3	155,5	15,5	160,2	15,7	171,4	17,5	176,6	17,3
Потери в сетях	109,1	11,6	111,0	11,3	109,6	10,9	111,3	10,9	112,3	11,5	120,7	11,8
Суммарное электропотребление по Российской Федерации	112,6	12,0	107,6	11,0	104,9	10,5	109,2	10,7	101,0	10,3	104,9	10,3
	940,7	100	980	100	1002,5	100	1022,8	100	977,1	100	1020,6	100

В структуре электропотребления промышленности в 1990 г. самые большие доли принадлежали металлургической промышленности и машиностроению.

За период 1990–2000 гг. самое значительное снижение электропотребления, более чем в три раза, зафиксировано в легкой промышленности, в машиностроении – в два раза. В цветной металлургии после снижения электропотребления в начале 1990-х гг., начиная с 1994 г., зафиксирован рост электропотребления. В результате изменение электропотребления в цветной металлургии в 1990 и 2000 гг. практически отсутствует (менее 3%).

Начиная с 1999 г. во всех отраслях промышленности и группах потребителей, за исключением сельского хозяйства и легкой промышленности, зафиксирован рост электропотребления.

За период с 2001 по 2004 гг. в отраслевой структуре потребления электроэнергии в России не произошли какие-либо существенные изменения, за исключением продолжающегося уменьшения доли сельского хозяйства.

В секторе промышленности на 1,6% увеличилась доля топливной промышленности, на 0,5% повысилась доля промышленности строительных материалов; сократилась доля химической промышленности, машиностроения и легкой промышленности. В структуре электропотребления промышленного производства сохраняется высокая доля металлургии (2000, 2004 гг. – по 33,5% от промышленного потребления электроэнергии). Продолжается снижение электропотребления в легкой промышленности, потребление электроэнергии в которой в абсолютных единицах к 2004 г. составило 23,9% от уровня 1990 г.

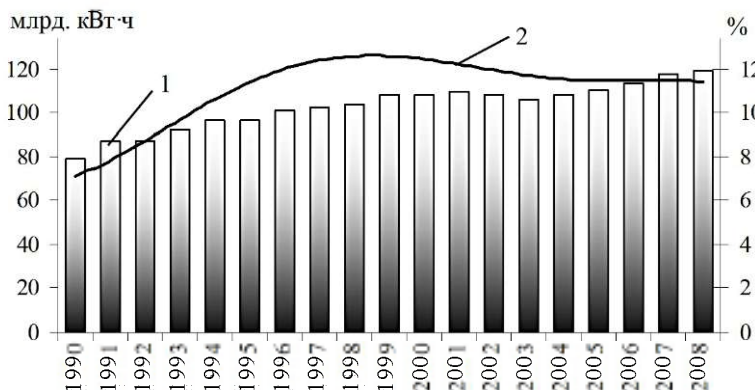


Рис. 1.2. Динамика бытового электропотребления в России (1) и доли бытового потребления в суммарном электропотреблении (2)

Потребление электроэнергии в сельском хозяйстве за этот период сократилось в 3,7 раза по отношению к 1990 г. Одной из причин

этого являлась низкая платежеспособность отрасли, где подорожание электроэнергии повлияло на объем ее потребления.

Потребление электроэнергии на транспорте за период 2000–2004 гг. увеличилось на 31,8%, или на 19,4 млрд кВт·ч, что соответствовало увеличению грузооборота транспортной системы страны на 25,6%.

Структура грузооборота в России определяется прежде всего низкой обеспеченностью страны автодорогами. У России – страны, добывающей и экспортирующей большое количество нефти и природного газа, – более половины грузооборота приходится на трубопроводный транспорт. Большое место в структуре грузооборота России (около 40%) приходится на железные дороги. Важную роль в железнодорожном транспорте России играют электрифицированные железные дороги. Их протяженность составляет 43 тыс. км, или 50% от длины железных дорог общего пользования, но доля их в грузообороте железных дорог России составляет около 80%. Незначительное место водного транспорта (3,5%) определяется характерным для России преимущественно меридиональным течением рек и относительно коротким периодом без ледостава. Это объясняет структуру электропотребления в секторе «Транспорт и связь». На долю железных дорог приходится более 50%, трубопроводов – почти 30%, городского транспорта (трамвай и троллейбус, метрополитен) – около 7%, связи – менее 5%, прочего транспорта – около 7%.

Потребление электроэнергии в быту и сфере услуг за период с 2001 по 2004 гг. увеличилось на 4,2% и составило 213,1 млрд кВт·ч в 2004 г. Если потребление электроэнергии в быту и в сфере услуг возрастало в 1991–2000 гг. на 1,64% в год, то в период с 2001 по 2004 гг. – на 1,03% в год. При этом, если начиная с 1990 г. значительно возрастало потребление электроэнергии в быту, а потребление в сфере услуг почти не росло, то в 2000–2004 гг. большими темпами развивалась именно сфера услуг (табл. 1.3, рис. 1.3).

Таблица 1.3

Динамика электропотребления в быту и сфере услуг

Показатели	1990 г.	2000 г.	2004 г.
Численность населения, тыс. чел.	146215	145565	144168
городское	108754	106111	105818
сельское	38934	39454	38350
Душевое потребление электроэнергии в быту и сфере услуг, кВт·ч/чел.	1178	1405	1478
бытовое потребление:			
город	525	730	737
село	558	773	784
город	437	614	610
сфера услуг:			
город	652	675	741
село	765	797	858
село	311	345	390

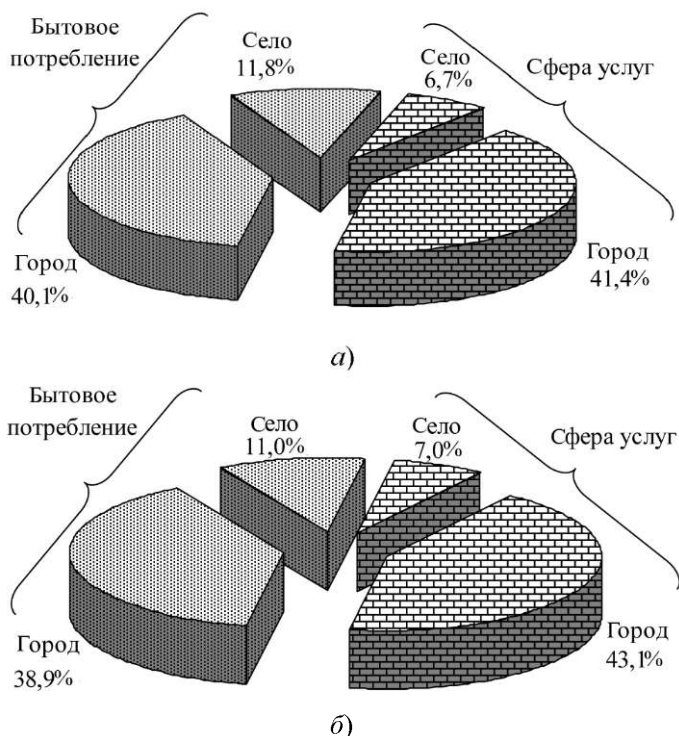


Рис. 1.3. Структура электропотребления в быту и сфере услуг:
 а) 2000 г.; б) 2004 г.

В потреблении электроэнергии в быту и сфере услуг высока доля городов – от 74 до 95%. Это объясняется как разницей в численности городского и сельского населения (в целом по стране доля городского населения составляла в 2000 г. 72,9%, а в 2004 г. – 73,4%), так и более высокими удельными расходами.

В сфере услуг основными факторами, определившими рост потребления электроэнергии, были рост объемов продукции сферы услуг и структурные сдвиги в этой области: интенсивный рост числа технически оснащенных предприятий, в том числе крупных гостиничных комплексов, торговых центров, банков, кафе и ресторанов, спортивных центров, казино и др.

Рост электропотребления в быту в эти годы происходил в первую очередь за счет повышения уровня информатизации квартир. Персональный компьютер начинал занимать одно из ведущих мест по объему потребления электроэнергии в быту ввиду проникновения сетевых технологий и дальнейшего роста компьютеризации домашнего хозяйства. Во вторую очередь рост уровня благосостояния населения способствует увеличению парка бытовой техники в быту.

В целом структура электропотребления за период 2005–2008 гг. весьма консервативна: только доля потерь электроэнергии в сетях уменьшилась на 1,3%, остальные изменения незначительны. Внутри промышленного потребления наметилась тенденция роста доли добычи полезных ископаемых (раздел С) и соответствующего уменьшения доли обрабатывающих производств (раздел D).

В 2006–2007 гг. основной прирост электропотребления (более 60%) обеспечили производственная деятельность по добыче сырья (раздел С ОКВЭД), и в первую очередь – нефти и газа, и электроемкие обрабатывающие производства (раздел D ОКВЭД), в первую очередь – металлургическое производство и производство готовых металлических изделий.

Основной прирост электропотребления в 2008 г. практически в равной мере обеспечили 3 сектора: добыча полезных ископаемых (раздел С ОКВЭД), в первую очередь – нефти и газа (его доля в приросте электропотребления составляет более 33%), прочее потребление включая услуги (30%), а также потери электроэнергии в сетях и на собственные нужды электростанций (в совокупности – почти 29%).

Начавшийся с конца 2008 г. мировой экономический кризис привел к снижению спроса на электроэнергию в 2009 г. во всех видах экономической деятельности, за исключением домашнего и коммунального хозяйства (в основном ввиду устойчивой холодной зимы). Основное снижение электропотребления произошло прежде всего за счет сокращения расхода электроэнергии в обрабатывающих производствах (на них пришлось почти 60% от всего снижения), а также за счет снижения потерь в сетях и сокращения объемов электропотребления до вида деятельности «Транспорт и связь».

Более подробно рассмотрим изменения электропотребления в непромышленных секторах.

Потребление электроэнергии на производственные нужды сельского хозяйства составляет более 90% от общего потребления по соответствующему виду экономической деятельности. Объем сельскохозяйственной продукции с 2005 г. начал увеличиваться. Рост продукции сельского хозяйства происходил в условиях стабилизации поголовья крупного рогатого скота, роста поголовья свиней, овец и коз. Вырос валовой сбор основных сельскохозяйственных культур. При этом произошло абсолютное уменьшение потребления электроэнергии на цели сельскохозяйственного производства. Сокращение использования электроэнергии в отрасли носит непрерывный характер уже на протяжении практически двух десятилетий: электропотребление достигало своего максимума в 1991 г. (70,5 млрд кВт·ч), в 1995 г. оно составило 53 млрд кВт·ч, в 2000 г. – 30,2 млрд кВт·ч, в 2005 г. – 16,9 млрд кВт·ч, продолжая медленно снижаться (табл. 1.2).

Снижение в последние годы стало следствием ряда причин, основные из которых эти:

– повышение эффективности использования энергии на современных сельскохозяйственных предприятиях, прежде всего – животноводческих, которые достаточно интенсивно вводились в строй в последние годы. Процесс повышения эффективности стал набирать темп в последние 3–5 лет;

– увеличение доли хозяйств населения в производстве сельхозпродукции (с 31,2% в 1991 г. почти до 50% в 2007 г., до 43–46% в 2008–2009 гг.) с соответствующим переносом потребления электроэнергии из отрасли в бытовой сектор села;

– особенности отнесения тех или иных субъектов статистического учета не к сельскохозяйственному производству, а к другим видам экономической деятельности после перехода в 2005 г. на ОКВЭД (где они выступают как дополнительный, не основной вид деятельности перерабатывающих предприятий и холдингов). Так, в некоторых публикациях в специализированных сельскохозяйственных изданиях приводятся оценки потребления электроэнергии в сельском хозяйстве на уровне 20–23 млрд кВт·ч в 2006–2008 гг.

Рост электропотребления домашних хозяйств (потребление электроэнергии в быту) в 2005–2008 гг. связан с увеличением насыщенности домашних хозяйств широкой гаммой электробытовых приборов и времени их использования (около 60% объема прироста), динамичным вводом в эксплуатацию жилых домов (около трети прироста), а также увеличением количества таких электросмкких приборов, как электроплиты (примерно 5–6% прироста). Прирост электропотребления в бытовом секторе в кризисный 2009 г., вероятно, в первую очередь был связан с увеличением времени использования бытовых электроприборов ввиду роста численности безработных и неполной занятости людей, которые вынужденно расходуют электроэнергию, находясь в рабочее время в своих квартирах. Также сыграло свою роль дополнительное использование электроэнергии для отопления жилищ в условиях длительного периода низких температур во многих регионах России в отопительный сезон 2009–2010 гг.

Перспективы изменения в бытовом потреблении электроэнергии будут зависеть от соотношения темпов роста доходов населения и стоимости энергии, от достижения нового уровня насыщения домашних хозяйств бытовой электротехникой, уровня их информатизации, от будущих условий снабжения тепловой энергией и т.п.

Рост потребления электроэнергии в сфере услуг обусловлен развитием материально-технической базы предприятий, организаций сферы услуг и ростом объема предоставляемых услуг а именно:

а) сохранением большого объема ввода в действие новых объектов (зданий коммерческого, учебного, медицинского и другого назначения) и оснащением их современным энергоемким электрическим оборудованием;

б) высокими темпами ежегодного роста оборота розничной торговли (около 13% в год), а также ростом объемов предоставления платных услуг населению (около 7% в год).

Рост потребления электроэнергии для нужд коммунальных систем, в первую очередь – на собственные нужды систем теплоснабжения, связан с суровыми зимами.

Необходимо отметить, что уровень потребления в непроизводственной сфере и его рост неравномерны по регионам нашей страны (табл. 1.4). При этом в некоторых регионах рост в непроизводственной сфере является доминирующим фактором роста общего электропотребления. Так, в Краснодарском крае в 2006 г. 62% прироста потребления электроэнергии пришлось на непроизводственную сферу, в том числе на сферу услуг с коммунальным хозяйством – 47%, бытовой сектор – 15%.

Таблица 1.4

**Электропотребление в сфере услуг на одного жителя
в некоторых регионах России**

Регион России	Душевое электропотребление в сфере услуг, кВт·ч/чел..
Северные регионы	
Мурманская область	1993
Томская область	1205
Якутия	1053
Средняя полоса	
Москва	1417
Московская область	822
Брянская область	309
Южные и Восточные районы	
Ставропольский край	721
Астраханская область	375
Амурская область	297

Примечание. Среднее по России электропотребление в сфере услуг на одного жителя – 840 кВт·ч/чел.

Связь – динамично развивающаяся в России отрасль. По состоянию на 01.01.2010 г. общее число абонентов сотовой связи достигло 230,5 млн. Прирост числа абонентов составил 31 млн, и их число увеличилось по сравнению с началом 2009 г. на 15,5%. За 2005–2009 гг. электропотребление связи увеличилось примерно на 45% и составило в 2009 г. 4,05 млрд кВт·ч.

Структура электропотребления по основным секторам экономики России в 2010 г. приведена на рисунке 1.4. В этой структуре преобладает «промышленное» потребление: 42,3% приходится на обрабатывающие (раздел D ОКВЭД) и добывающие производства

(раздел С ОКВЭД), а с собственными нуждами электростанций – 48,8%. На два главных электроемких вида экономической деятельности: «Металлургическое производство и производство готовых металлических изделий» и «Химическое производство» – в 2010 г. пришлось более 42% потребления электроэнергии (41% в 2009 г. и около 45% в предыдущие годы).

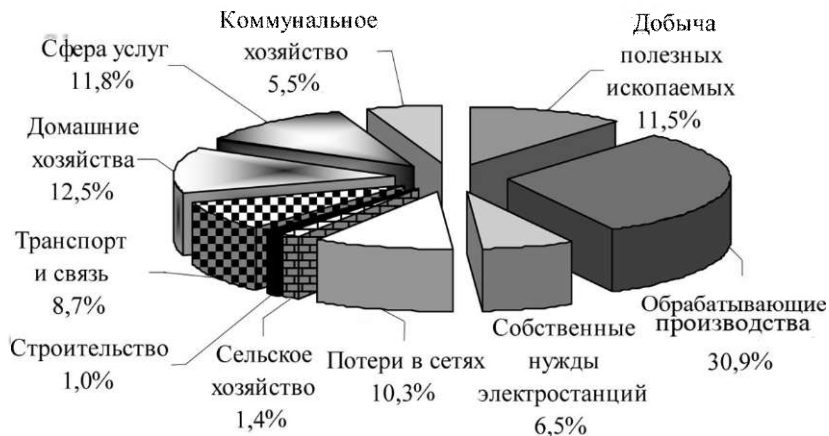


Рис. 1.4. Структура потребления электроэнергии по секторам экономики в 2010 г.

Следующее по величине в общем потреблении «прочее потребление», подавляющую долю которого формируют сфера услуг и коммунальный сектор, составляет 17,3%, потребление домашними хозяйствами (бытовой сектор) – 12,5%, потери в сетях – 10,3%, транспорт и связь – 8,7%, собственные нужды электростанций – 6,5%; остальное (менее 2,5%) – это производственные нужды сельского хозяйства и строительство.

В целом по России структура электропотребления характеризуется высокой долей промышленного электропотребления (53–56% в секторах С, D, E) и низкой долей сферой услуг (около 11%) по сравнению со странами Западной Европы и США (рис. 1.5, 1.6).

В расчете на душу населения общее потребление электроэнергии за период 2000–2008 гг. выросло на 22,3% и составило в 2008 г. 7805 кВт·ч по сравнению с 5892 кВт·ч в 2000 г. (в 2009 г. оно упало на 4% к предыдущему году и составило 6886 кВт·ч). По этому показателю Россия по-прежнему находится среди развитых стран (рис. 1.7). Однако по уровню душевого электропотребления в бытовом секторе она традиционно занимает существенно более скромное место (рис. 1.8).

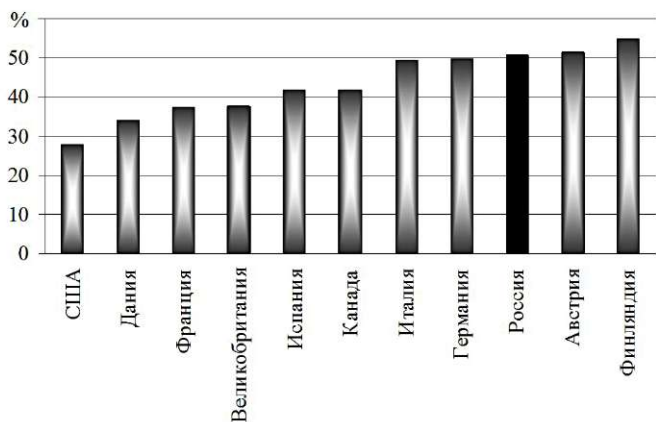


Рис. 1.5. Доля промышленности в общем электропотреблении по странам мира

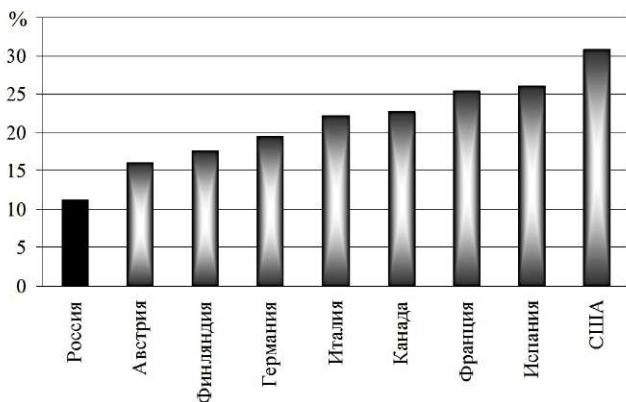


Рис. 1.6. Доля сферы услуг в общем электропотреблении по странам мира

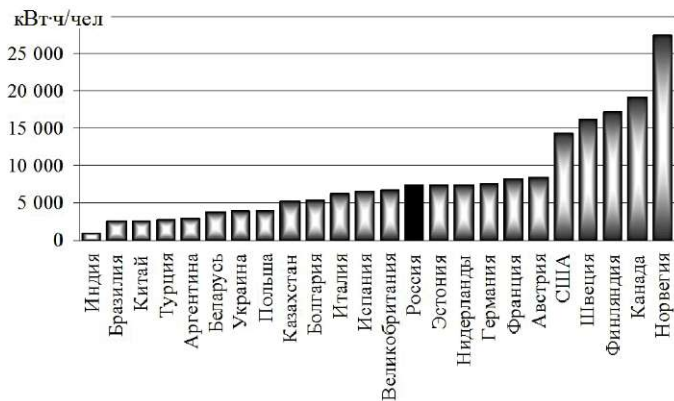


Рис. 1.7. Душевое электропотребление по странам мира

В абсолютном выражении объем потребления электроэнергии в непроизводственной сфере в России отстает от аналогичного показателя для США примерно в 10 раз, для Японии – в 2,5 раза, для Великобритании, Германии и Франции – на 15–40%. При сопоставлении душевого электропотребления в бытовом секторе отставание от США и Канады – примерно в 6 раз, от других развитых стран – примерно в 2–3 раза (рис. 1.8). Тем не менее прямое сопоставление этих показателей было бы неправомерным в силу разных климатических условий, жилищной обеспеченности, уровня жизни населения, особенностей энергетики (систем централизованного отопления и горячего водоснабжения) и других факторов. Так, различие в объемах электропотребления в непроизводственной сфере в России и США можно объяснить в основном за счет расхода электроэнергии на нужды кондиционирования, отопления и горячего водоснабжения.

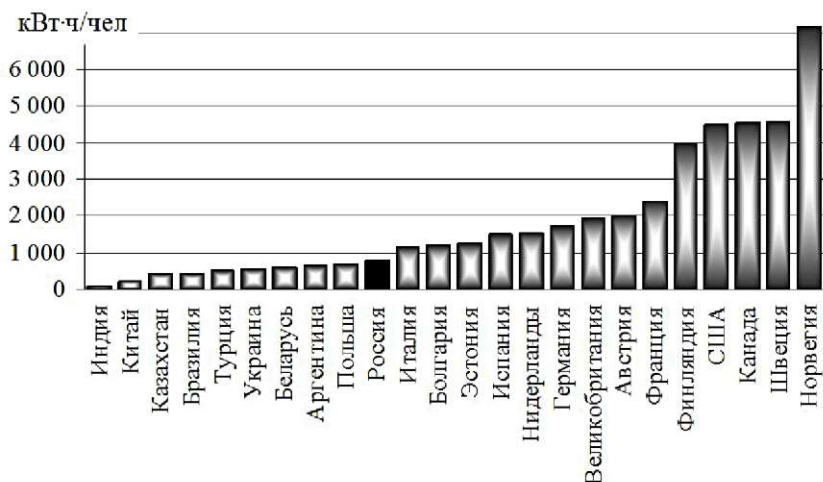


Рис. 1.8. Душевое электропотребление в бытовом секторе по странам мира

В США на них приходится примерно 35% всего душевого расхода электроэнергии в быту* (1300–1500 кВт·ч) и ориентировочно 20% в сфере услуг (800–1000 кВт·ч), тогда как в России – ориентировочно 12–16% (150–250 кВт·ч суммарно по указанным секторам). В то же время душевой расход электроэнергии в бытовом секторе признан экспертами ООН одним из индикаторов уровня жизни населения.

* В 2005 г. в более 30% американских жилищ использовалось электроотопление в качестве основного источника тепла, и почти в 40% жилищ – электроводонагреватели в качестве основного источника горячей воды, более чем в 2/3 жилищ имелись электроплиты. Жилищная обеспеченность на душу населения превышала российскую примерно в 4 раза.

В схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2017–2023 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 1 марта 2017 г. № 143, принят прогноз, предусматривающий ежегодный рост электропотребления в России в период 2017–2020 гг. около 1,4%, в период 2020–2023 гг. – около 1,0%.

Существенным фактором увеличения потребления электрической энергии в прогнозном периоде является значительный прирост объема потребления электрической энергии за счет присоединения энергосистемы Республики Крым и города Севастополя, Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия).

Прогнозируемый рост электропотребления связан с расширением многочисленных действующих и строительством новых металлургических заводов и комплексов, нефтеперерабатывающих, алюминиевых заводов, целлюлозно-бумажных комбинатов, а также увеличением добычи природных ископаемых.

Предполагается осуществление крупных инвестиционных проектов по развитию транспортной инфраструктуры, в том числе железных дорог и нефте- и газопроводов.

Опережающее развитие субъектов Российской Федерации, входящих в регионы Центра, связано с наличием здесь мощного производственного и научно-технического потенциала.

Ожидаемый спрос на электрическую энергию в Южном федеральном округе также находится в зависимости от развития объектов инфраструктуры включая строительство новых и реконструкцию действующих курортно-оздоровительных, гостиничных и рекреационных комплексов.

Существенными факторами, способствующими росту электропотребления в некоторых субъектах Российской Федерации, входящих в регионы Северо-Запада, Центра и Юга, будет динамичное развитие новых направлений сферы услуг (строительство торговых-досуговых центров, бизнес-центров и т.д.) и крупномасштабное жилищное строительство, а также формирование крупных городских агломераций на основе современных городов-миллионников.

Для примера структуры электропотребления в системах электроснабжения крупнейших городов приведем структуру полезного отпуска электроэнергии по г. Москве и ее изменение за период с 1985 по 2004 гг. (рис. 1.9) [1.13]. Из рисунка 1.9 следует, что основные структурные изменения произошли в двух группах: доля промышленности существенно сократилась, а доля непромышленных потребителей (население и коммерческие структуры) существенно возросла. Изменения в других группах несущественны.

Для структуры электропотребления систем электроснабжения крупнейших городов характерна низкая доля электропотребления в промышленности, в которой практически весь спрос на электроэнергию формируется в обрабатывающих производствах.

Характерна высокая доля городского транспорта в структуре электропотребления на транспорт: в г. Москве – 66%, в среднем по России – 6,6%.

Высокая доля электропотребления в домашних хозяйствах и сфере услуг определяется прежде всего концентрацией предприятий и учреждений сферы услуг в крупнейших городах, а также более высокими показателями среднедушевых доходов населения и оснащенности жилищ электробытовыми приборами, системами кондиционирования и отопления.

В крупнейших городах большая доля электропотребления приходится на сферу услуг, что определяется концентрацией административной, банковской, образовательной систем, учреждений здравоохранения, культуры и торговли. Показатель удельного электропотребления в сфере услуг в расчете на одного жителя г. Москвы достигает 1417 кВт·ч при 840 кВт·ч в среднем по России.



Рис. 1.9. Структура полезного отпуска по г. Москве в 1985 г. (а) и в 2004 г. (б)

1.2. Электрические нагрузки и электропотребление селитебных территорий городов

Основным количественным показателем, характеризующим уровень электрификации быта, является потребление электроэнергии на семью (квартиру) в год и душевое электропотребление.

Как правило, раньше выделяли три уровня электрификации быта:

- квартиры с газовыми плитами;
- квартиры с электроплитами;
- квартиры с электроплитами, электроотоплением и электроводоподогревом.

В последнее время к ним добавились такие уровни, как:

- индивидуальные коттеджи и таунхаусы без верхнего уровня электрификации быта;
- домашние офисы, частные предприниматели и т.п. (такие потребители формально относятся к группе «Домохозяйства»).

Современные домашние хозяйства насыщены большим количеством разнообразных электроприемников. К ним относятся электроприемники квартир (осветительные и бытовые электроприборы) и общедомовые электроприемники (лифтовые установки, санитарно-технические устройства, освещение общих помещений и пр.). Все бытовые приборы в зависимости от их назначения можно разбить на следующие группы [1.18]:

- нагревательные приборы для приготовления пищи (электрические и микроволновые печи (СВЧ), электрочайники, кофеварки, тостеры и т.п.);
- приборы для хранения и обработки продуктов (холодильники, морозильники, мясорубки, блендеры, соковыжималки, кухонные комбайны, кофемолки и т.п.);
- хозяйственные приборы (стиральные машины, пылесосы, утюги, посудомоечные машины, швейные машинки, электроинструмент и т.п.);
- культурно-бытовые приборы (телевизоры, музыкальные центры, видеомагнитофоны, видеокамеры, DVD-плееры, игровые приставки, персональные компьютеры, электромusзыкальный инструмент, электрифицированные игрушки и т.п.);
- санитарно-гигиенические приборы (вентиляторы, кондиционеры, фены, электробритвы, надплитные кухонные фильтры (вытяжки) и т.п.);
- электроводонагреватели.

Перечисленные бытовые электроприборы специального назначения не требуют.

Общественные здания имеют самое различное назначение, а соответственно и самые разнообразные электроприемники.

Из года в год увеличивается насыщение квартир бытовыми электроприборами. Снижается только обеспеченность магнитофонами, что легко объяснить изменением в потребительских предпочте-

ниях покупателей. В таблице 1.5 приведена статистическая информация по динамике оснащения среднестатистических российских домохозяйств основными электроприборами, влияющими на электропотребление, с 1960 г. до наших дней, полученная по результатам социальных опросов и выборочных обследований.

Таблица 1.5

**Количество электроприборов длительного пользования
в домашних хозяйствах**

Наименование электроприборов	Количество электроприборов, шт. на 100 семей, по годам								
	1960	1970	1980	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Телевизоры	10	56	85	113	134	124	138	163	197
Видеомагнитофоны и видеокамеры	15	48	66	59	61
DVD-плееры	8	57	...
Музыкальные центры	2	12	34	39	35
Магнитофоны, плееры	77	66	53	48	48
Персональные компьютеры	6	26	57	125
Мобильные телефоны	104	228	256
Холодильники и морозильники	3,5	32	84	104	116	113	117	121	129
Посудомоечные машины	1	3	9
Стиральные машины	4	52	68	91	100	98	97	99	100
Пылесосы	2,8	12	29	66	77	82	84	92	96
Микроволновые печи	25	61	79
Кондиционеры	3	8	21

Примечание. Статистическая информация до 1990 г. включительно по данным [1.18]. с 1995 г. – по данным Росстата.

В таблице 1.6 приведены данные по аналогичным электроприборам для домохозяйств двух крупнейших городов России – Москвы и Санкт-Петербурга. Замтим, что в первую очередь большая насыщенность домохозяйств Москвы и Санкт-Петербурга наблюдается среди относительно новых типов электроприборов длительного пользования – таких, как кондиционеры, микроволновые печи, посудомоечные машины, персональные компьютеры, телевизоры. Как следует из таблицы 1.5, существенный ежегодный рост насыщенности домохозяйств России характерен именно для этих электроприборов. Для таких традиционных типов электроприборов, как пылесосы, стиральные машины, холодильники и морозильники, практически отсутствует динамика изменения насыщенности ими домохозяйств (табл. 1.5). Одновременно для этих электроприборов уровень насыщенности домохозяйств в среднем по России практически совпадает с насыщенностью домохозяйств в крупнейших городах России (табл. 1.6).

Таблица 1.6

Количество предметов длительного пользования в домашних хозяйствах Москвы и Санкт-Петербурга по состоянию на 2015 г.

Наименование электроприборов	Количество электроприборов, шт. на 100 семей		
	Москва	Санкт-Петербург	В среднем по России
Телевизоры	298	226	197
Видеомагнитофоны и видеокамеры	86	87	61
Музыкальные центры	63	45	35
Персональные компьютеры	163	193	125
Мобильные телефоны	273	269	256
Холодильники и морозильники	129	111	129
Посудомоечные машины	36	29	9
Стиральные машины	98	100	100
Пылесосы	107	103	96
Микроволновые печи	90	82	79
Кондиционеры	79	5	21

Современная расчетная номенклатура электроприемников квартир приведена в таблице 1.7.

Таблица 1.7

Перечень электроприемников квартир с номинальной мощностью

Наименование электроприборов	Установленная мощность, кВт
Осветительные приборы	1,5 3,5 (около 20-30 Вт/м ²)
Электроплиты	8,5 10,5
Электрочайники	около 2,0
Микроволновые печи	1,0–2,0
Кофеварки	0,65–1,0
Тостеры	0,6–1,0
Миксеры	0,2–0,4
Блендеры	0,5–0,7
Соковыжималки	0,2 0,3
Мясорубки	около 1,0
Телевизоры	0,10–0,14
DVD-плееры	менее 0,03
Музыкальные центры	около 0,1
Беспроводной телефон	0,007
Персональные компьютеры, включая монитор и периферийные устройства	0,5–1,0
Холодильники и морозильники	0,15 0,30
Кондиционеры	2,0–4,0
Надплитные фильтры (вытяжки)	0,25
Посудомоечные машины	2,2
Стиральные машины	2,2
Фены	0,5 1,4
Джакузи	2,0 4,0
Пылесосы	0,65–2,0
Утюги	1,0–2,0
Электроинструменты	до 0,8

Степень насыщения квартир бытовыми электроприборами можно проследить и по изменению доли освещения в нагрузке квартиры. Так, если в 1960 г. на долю освещения квартиры приходилось 85% электропотребления, то на уровне 2000 г. в квартирах с газовыми плитами – 30%, а с электроплитами – 20%. По мере дальнейшего насыщения квартир бытовыми электроприборами, несмотря на рост освещенности в квартирах, за счет повышения светоотдачи осветительных приборов, связанной с вытеснением ламп накаливания другими типами ламп, снижение доли электропотребления, расходуемой на освещение, будет продолжаться.

Обширные статистические данные по потреблению электроэнергии как отдельными электроприемниками квартиры, так и в целом по квартире, и их динамика по результатам различных исследований имеются только до 1990 г. [1.10, 1.18]. В настоящее время встает проблема мониторинга нагрузки как источника наиболее достоверной и точной информации для различных расчетов. Приведенные ниже современные данные получены в результате эпизодических наблюдений.

В таблице 1.8 приведены средние показатели электропотребления некоторых наиболее распространенных и энергосъемных бытовых электроприборов. Для определения суммарного электропотребления среднестатистической квартиры необходимо учитывать процент обеспеченности квартир электроприборами, а также их номинальную мощность, показатели которой у относительно старых приборов могут значительно отличаться от данных таблицы 1.7.

Таблица 1.8

Средние значения числа часов работы бытовых электроприборов и их годового электропотребления

Наименование электроприбора	Среднее число часов работы, ч/год	Годовое электропотребление, кВт·ч/год
Электрочайник	1400	1100
Холодильник	3000	350
Утюг	200	125
Телевизор	1500	125
Пылесос	100	70
Стиральная машина	350	350
Посудомоечная машина	н/д	450
Персональный компьютер включая монитор и периферийные устройства	1500	500
Электрочайник	100	200
Кондиционер	1200	1200
Беспроводной телефон	8760	40
Прочие бытовые электроприборы	–	250–450

Рассмотрим структуру электропотребления на примере типичной двухкомнатной квартиры общей площадью 50 м² панельного двенадцатизэтажного дома, расположенной в Москве, с электрической плитой, централизованным теплоснабжением, в которой фактически проживают 3 чел. Среднемесячное электропотребление такой квартиры составляет 200–280 кВт·ч, причем летом электропотребление на 50–70 кВт·ч меньше, чем в зимнее время, за счет снижения использования осветительных, отопительных и других электроприборов.

Включение бытовых электроприборов в квартирах носит случайный характер и зависит от численности, уклада жизни проживающих, насыщенности быта электроприборами и других факторов, за исключением холодильников и радиотелефонов, которые включены круглогодично. Остальные приборы ночью обычно отключены или находятся в «ждущем» режиме.

На основании анализа работы бытовых электроприборов можно выделить основных потребителей электроэнергии. Это электроплита со вспомогательным оборудованием кухни, и в первую очередь – электрочайником – 35–40%, холодильник(и) – 15%, освещение – 15–20%, остальные электроприборы – 25–35%. При этом до 10% электроэнергии потребляют электроприборы в выключенном состоянии в режиме ожидания. Безусловно, это ориентировочные цифры, которые будут меняться (до двух раз как в большую, так и в меньшую степень) в зависимости от индивидуальных особенностей жильцов, состава семьи и уровня доходов.

Динамика внутриквартирного потребления электроэнергии в период с 1960 по 2000 гг. приведена в таблице 1.9 с учетом обеспеченности квартир электроприборами, причем в новостройках среднее электропотребление больше примерно на 20% и составляет 3000–3400 кВт·ч.

Таблица 1.9

Динамика внутриквартирного потребления одной семьей

Тип плиты	Внутриквартирное потребление одной семьей, кВт·ч, по годам							
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990	2000
Газовые плиты	450	600	730	950	1000	1050	1250	1560
Электроплиты	...	1500	1630	1950	2000	2150	2200	2700

Согласно [1.8, 1.15] душевое электропотребление на коммунально-бытовые нужды (электропотребление жилыми и общественными зданиями, предприятиями коммунально-бытового обслуживания, наружным освещением, городским электротранспортом (без метрополитена), системами водоснабжения, водоотведения и теплоснабжения) в зависимости от типа города и типа плит составляет в год от 1350 до 2900 кВт·ч (табл. 1.10).

Однако душевое электропотребление может существенно различаться в пределах одного региона, в городах одной категории.

Таблица 1.10

Укрупненные показатели электропотребления

Категория (группа) города	Душевое электропотребление в городах, кВт·ч/чел.			
	без стационарных электроплит		оборудованных стационарными электроплитами	
	без кондиционеров	с кондиционерами	без кондиционеров	с кондиционерами
Крупные	1875	2100	2300	2650
Большие	1700	2000	2100	2400
Средние	1525	1900	1900	2150
Малые	1350	1800	1700	1900

Анализ данных Министерства ЖКХ Московской области показывает, что душевое потребление электроэнергии в домохозяйствах в муниципалитетах Московской области может различаться более чем в 5 раз (от 550 до 2800 кВт·ч/чел.), притом что уровень электрификации быта в этих муниципалитетах практически одинаков. Различия могут быть объяснены:

- миграцией населения (количество постоянных и временных жителей);
- количеством на этих территориях дачных хозяйств;
- уровнем теплофикации;
- объемами ввода нового жилья;
- удаленностью от Москвы.

Для городов характерна маятниковая ежедневная трудовая миграция людей, пребывающих из пригородных зон на работу в город. С другой стороны, в последние десятилетия активно увеличивается сезонная рекреационная миграция населения городов на дачи, расположенные в пригородной зоне. В результате высокий уровень мобильности населения за счет трудовой и рекреационной миграции с учетом развития транспортной инфраструктуры существенно влияет на уровень электропотребления. В ближайших пригородных зонах городов существенно больше организованных поселков и таунхаусов, уровень электрификации которых существенно выше.

Структура бытового потребления электроэнергии в домохозяйствах в среднем по России (на уровне 2008 г.) и США (на уровне 2001 г.), по данным ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике», для сравнения приведена в таблице 1.11 и на рисунке 1.10.

Таблица 1.11

Структура бытового электропотребления в домохозяйствах России и США

Вид бытового электропотребления	Электропотребление в домохозяйствах			
	Россия		США	
	млрд кВт·ч	кВт·ч/чел.	млрд кВт·ч	кВт·ч/чел.
Освещение	27	190	100,5	353
Бытовые электроприборы	57,5	405	583,9	2 049
Электроплиты	14,1	99	53	186
Отопление	10,2	72	115,5	405
Горячее водоснабжение	6,5	46	104,1	365
Кондиционирование	1,8	13	182,8	641
Всего	117,1	825	1 139,8	3 999

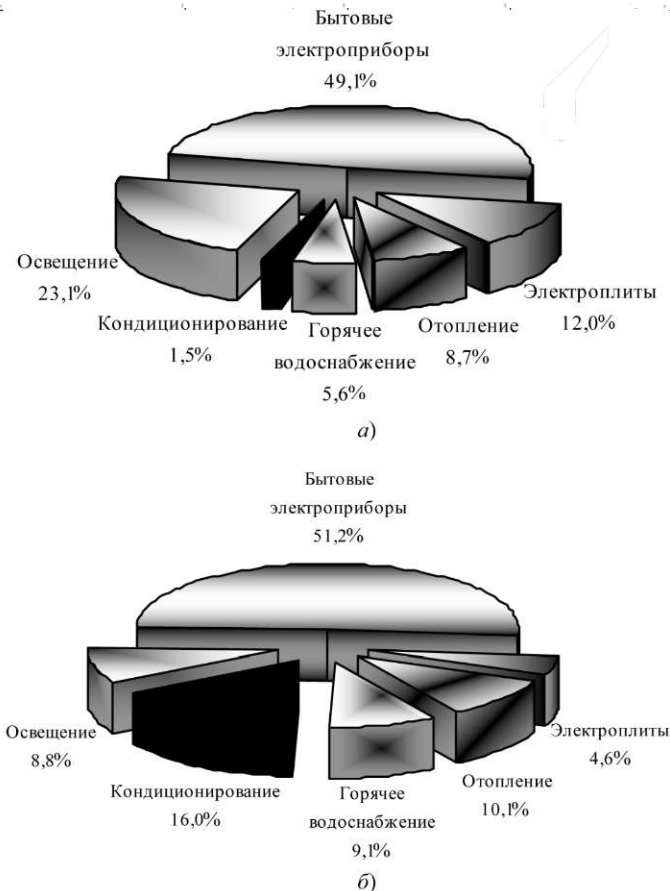


Рис. 1.10. Структура бытового электропотребления в домохозяйствах России (а) и США (б)

Другим показателем, характеризующим уровень электрических нагрузок, является поверхностная плотность электрической нагрузки (σ), рассчитываемая как отношение наибольшей нагрузки территории ($P_{\text{нб}}$) к ее площади (F):

$$\sigma = \frac{P_{\text{нб}}}{F}. \quad (1.1)$$

Поверхностная плотность нагрузки по территории городов распределена крайне неравномерно: в центральных районах плотность намного больше, чем на окраине города.

Для городов с концентрической структурой обычно выделяют три зоны: центральную, среднюю и периферийную с отношением радиусов $R_{\text{ц}} : R_{\text{ср}} : R_{\text{п}} = 0,2 : 0,5 : 1,0$ (рис. 1.11 а) [1.10]. К центральным районам города относятся сложившиеся районы со значительным сосредоточением различных административных учреждений, учебных, научных, проектных организаций, банков, фирм, предприятий торговли и сервиса, общественного питания, зрелищных предприятий и пр. Динамика поверхностной плотности нагрузки по мере удаления от центра города к периферийным районам для таких городов показана на рисунке 1.11 б. Например, если в 1990 г. поверхностная плотность нагрузки в Москве составляла $7,3 \text{ МВт/км}^2$, то в 2010 г. – уже $9,5 \text{ МВт/км}^2$ (с учетом увеличения площади города примерно на 10%). В то же время в центральных районах Москвы в 1990 г. она составляла 45 МВт/км^2 , в 2010 г. – уже порядка 80 МВт/км^2 , а в локальных районах бизнес-центров с высокоэтажными зданиями достигает значений более 150 МВт/км^2 , что по значениям приближается к поверхностной плотности нагрузки цехов промышленных предприятий, составляющей несколько сотен МВт/км^2 . В новых микрорайонах с жилой многоэтажной застройкой (16–25 этажей) крупнейших городов Российской Федерации поверхностные плотности нагрузок достигают значений $25\text{--}40 \text{ МВт/км}^2$ [1.3]. Малые значения поверхностной плотности нагрузки в целом по городу связаны с тем, что в суммарную площадь города входят и незастроенные площади, лесопарковые и рекреационные зоны и т.п.

Приведенные значения поверхностной плотности соответствуют значениям в крупных городах мира с высокоэтажной застройкой. В крупнейших городах Западной Европы, где нет (или до последнего времени не было) высокоэтажной застройки (например, Париж и Берлин), поверхностные плотности нагрузок в 2–3 раза меньше. Так, со времен перестройки Парижа Жоржом Эженом Османом (более известным как Барон Осман) во второй половине XIX в. и практически до наших дней высота зданий Парижа была ограничена 37 метрами (за исключением нескольких зданий). В июле 2008 г. Совет Парижа принял решение отменить это ограничение по высоте и установить новое: 50 метров (около 17 этажей) для жилых зданий, а офисные помещения могут быть расположены выше этого «потолка». Во втором

десятилетия XXI в. в Париже планируют активное строительство небоскребов. Такое решение связано с очень маленькой площадью города – Париж занимает площадь в 105 км^2 . Для сравнения: площадь Берлина составляет 891 км^2 , Лондона – $1\,530 \text{ км}^2$, Рима – $1\,500 \text{ км}^2$, Москвы – 1100 км^2 . В Берлине строительство высотных зданий и небоскребов началось в последние годы XX в. на месте бывшей Берлинской стены

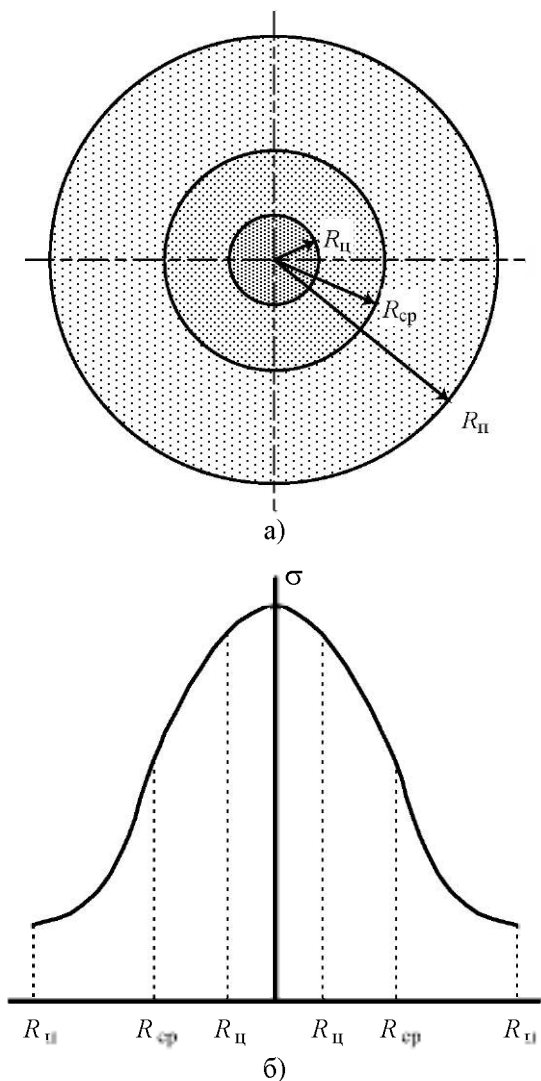


Рис. 1.11. Территория города с концентрической структурой (а) и распределение по ней поверхностной плотности нагрузки (б)

1.3. Графики электрических нагрузок и их характеристики

Изменение электрической нагрузки во времени называется графиком электрической нагрузки, или сокращенно – графиком нагрузки. Графики нагрузок представляют собой плавные кривые или ломаные линии, построенные в прямоугольных осях координат: по оси абсцисс откладывают время, а по оси ординат – активную, реактивную или полную мощность или ток.

Режимы потребления электроэнергии как отдельных электроприемников и потребителей, так и системы электроснабжения и энергосистемы в целом, характеризуются графиками электрических нагрузок, отражающими динамику потребления активной мощности в течение рассматриваемого периода (от суток до года). Как правило, выделяют характерные суточные графики зимних и летних рабочих и нерабочих дней, недельные и годовые графики.

Характер суточных графиков нагрузки зависит от множества факторов (см. подраздел 1.4). В качестве примера на рисунке 1.12 представлен график системы электроснабжения города за зимние сутки. Суточный график нагрузки имеет явно выраженные характерные точки и периоды: утренний и вечерний максимумы, зону снижения нагрузки в середине дня и глубокий провал нагрузки ночью. Утренний максимум чаще всего связан с утренней сменой работы промышленных предприятий, а вечерний является результатом наложения электропотребления домохозяйств и вечерней смены промышленных предприятий.

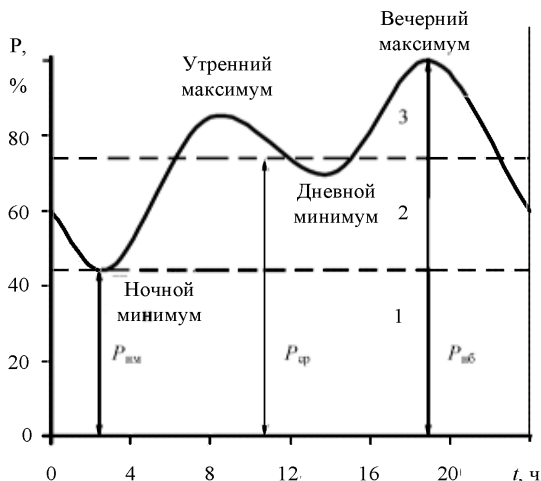


Рис. 1.12. Суточный график нагрузки

Суточный график нагрузки можно условно разделить на три зоны (рис. 1.12):

– базовую (1), расположенную ниже наименьшей нагрузки;

– пикетическую (2), расположенную выше наименьшей и ниже средней нагрузки;

– пиковую (3), расположенную выше средней нагрузки.

Графики нагрузки, как суточные, так и недельные и годовые, характеризуются следующими первичными показателями:

– наибольшая нагрузка ($P_{\text{пб}}$);

– наименьшая нагрузка ($P_{\text{нм}}$);

– средняя нагрузка ($P_{\text{ср}}$), определяемая по выражению:

$$P_{\text{ср}} = \frac{1}{T} \int_0^T P dt = \frac{W}{T}, \quad (1.2)$$

где W – электропотребление за интервал времени T (для суточного графика $T = 24$ ч).

Также графики нагрузки характеризуются вторичными показателями, которыми оперируют при анализе графиков нагрузки:

– коэффициент неравномерности графика нагрузки (α)

$$\alpha = \frac{P_{\text{нм}}}{P_{\text{пб}}}; \quad (1.3)$$

– коэффициент заполнения ($k_{\text{з.г}}$) или плотности (β) графика нагрузки

$$k_{\text{з.г}} = \beta = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{пб}}}, \quad (1.4)$$

который в годовом разрезе обычно характеризуют числом часов использования наибольшей нагрузки ($T_{\text{пб}}$)

$$T_{\text{пб}} = k_{\text{з.г}} \cdot T; \quad (1.5)$$

– коэффициент формы графика нагрузки ($k_{\text{ф}}$)

$$k_{\text{ф}} = \frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{ср}}}, \quad (1.6)$$

где $P_{\text{ск}}$ – среднеквадратичная нагрузка, определяемая по выражению:

$$P_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2 dt}. \quad (1.7)$$

Для оценки вклада графика нагрузки отдельного потребителя в формирование максимума суммарного графика нагрузки вводят коэффициент участия максимума нагрузки потребителя в максимуме суммарной нагрузки (рис. 1.13):

$$k_{\text{у}} = \frac{P|_{t_{\text{пб}}}}{P_{\text{пб}}}, \quad (1.8)$$

где $P|_{t_{\text{пб}}}$ – нагрузка потребителя в момент времени максимума суммарного потребления.

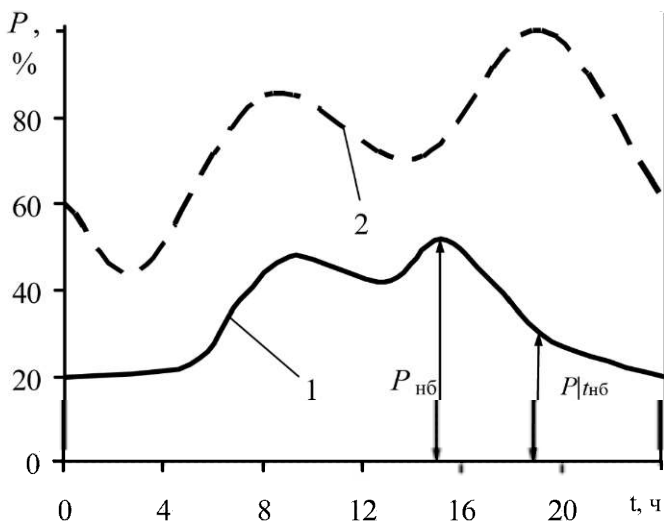


Рис. 1.13. Суточный график нагрузки отдельного потребителя (1) и суммарный график нагрузки (2)

Фактические графики нагрузки носят случайный характер. При проектировании распределительных сетей, сетей внешнего электроснабжения потребителей, а также для расчета характерных режимов работы электрических сетей и систем электроснабжения требуются данные по графикам нагрузки различных потребителей. Однако на стадии проектирования невозможно точно определить, какую нагрузку в той или иной момент времени будут потреблять конкретные электроприемники (электрическая плита и телевизор в квартире, насос системы водоснабжения, двигатель троллейбуса и т.д.). Длительные наблюдения за различными потребителями и элементами систем электроснабжения позволили получить их типовые графики нагрузки, которые и используют для расчетов на стадии проектирования.

На характер суточных графиков нагрузки промышленных предприятий непосредственное влияние оказывает режим их работы (рис. 1.14). При односменном режиме работы основная нагрузка имеет место в дневное время со значительным снижением в обеденный перерыв (рис. 1.14 а). В нерабочее время небольшое потребление мощности приходится на освещение, вентиляцию и т.п. При двухсменном режиме (рис. 1.14 б) по сравнению с односменным в дневное время происходит небольшое снижение нагрузки в период стыка смен и обеденных перерывов (обеденный перерыв различных цехов или участков сдвинут во времени). При трехсменном режиме (рис. 1.14 в) наблюдается практически равномерная нагрузка в течение суток с некоторым незначительным ее снижением в ночное время из-

за перерыва в работе различных вспомогательных и ремонтных служб. Суточные графики реактивной мощности определяются в основном током намагничивания и рассеяния асинхронных двигателей и потерями реактивной мощности в трансформаторах.

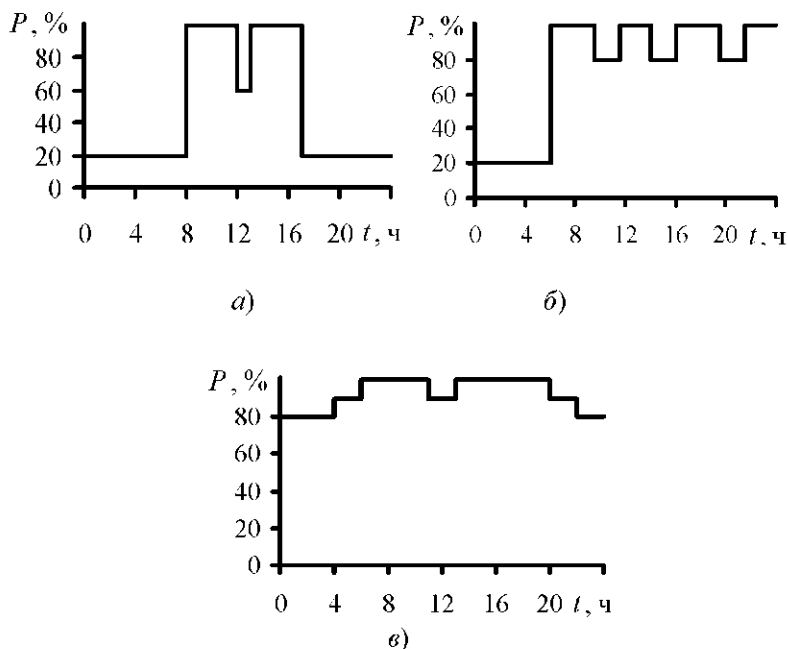


Рис. 1.14. Типовые суточные графики нагрузки промышленных предприятий:

а – односменных; *б* – двухсменных; *в* – трехсменных

На рисунке 1.15 приведены характерные суточные графики активной и реактивной нагрузки предприятий различных отраслей промышленности [1.17].

Реально для предприятий с односменным режимом работы коэффициент заполнения графика составляет примерно 0,25. При двухсменной работе он достигает значения 0,5; при трехсменной работе увеличивается до 0,75 и практически не достигает оптимального значения, равного 1,0 [1.12]. Это говорит о том, что вопросы управления режимом работы электроприемников решаются на промышленных предприятиях недостаточно эффективно.

Основными причинами, обуславливающими малое число часов использования установленных энергетических мощностей, являются снижение коэффициента сменности работы оборудования; превышение установленных энергетических мощностей в ряде случаев над

необходимыми по технологическим условиям; малое число часов, когда используются части вновь вводимых электротехнологических установок (т.е. фактическое число часов работы оборудования в году значительно ниже проектного) [1.22].

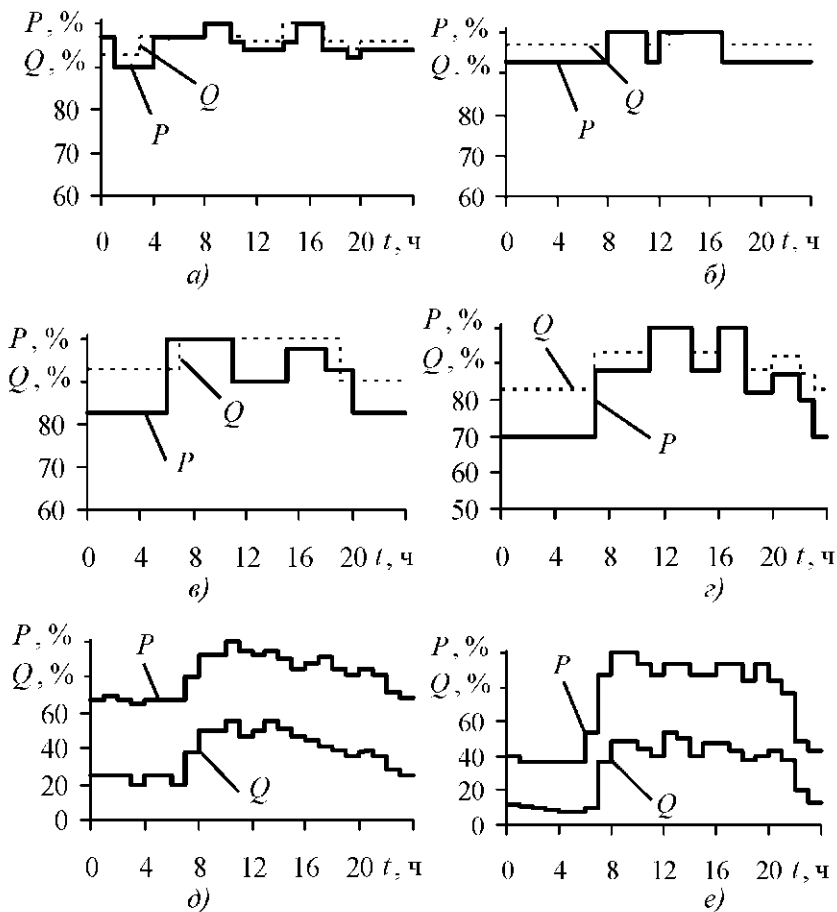


Рис. 1.15. Характерные суточные графики нагрузки предприятий различных отраслей промышленности:

- а* – химической промышленности; *б* – цветной металлургии;
- в* – черной металлургии; *г* – отделочной фабрики;
- д* – пищевой промышленности; *е* – легкой промышленности

Эффективное использование энергии до настоящего времени не входило в число главных факторов при выборе основного технологического оборудования. Например, станки выбирали, как правило, исходя из условий обработки деталей наибольших размеров. Это приводило к

недогрузке станочного парка, повышению удельного веса потерь холостого хода и перерасходу энергии. Приведение мощности привода технологического оборудования в соответствии с его фактической нагрузкой высвобождает большие резервы экономии энергии.

На рисунке 1.16 приведены типовые графики нагрузки некоторых характерных потребителей селитебных территорий городов [1.20].

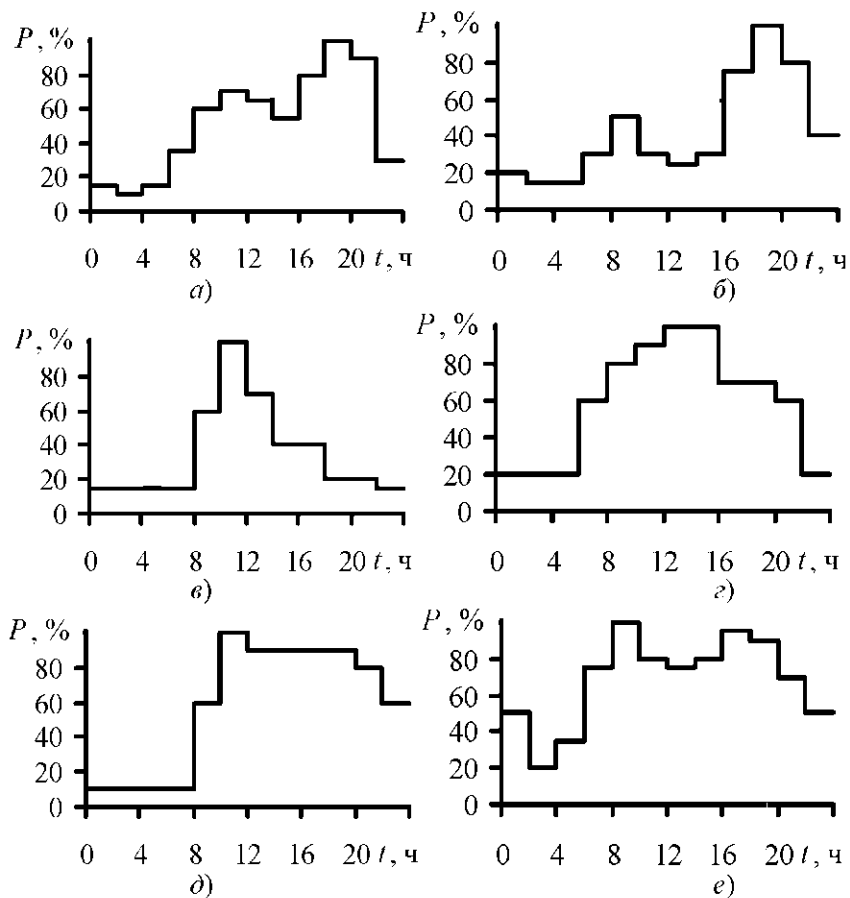


Рис. 1.16. Типовые суточные графики нагрузки:

- а* – жилого здания с электроплитами; *б* – жилого здания с газовыми плитами; *в* – общеобразовательной школы; *г* – столовой; *д* – университета;
- е* – городского наземного электрифицированного транспорта

Форма суточных графиков потребителей селитебных территорий городов определяется особенностями режима работы соответствующего потребителя или процессов жизнедеятельности. Расход электроэнергии в

бытовом секторе складывается из трех основных составляющих: расход электроэнергии на освещение, приготовление пищи и использование бытовых электроприборов. График бытового электропотребления в значительной мере определяется количеством используемых электрифицированных бытовых приборов, а также видом энергии (топлива), используемого для приготовления пищи и нагрева воды.

Фактический график нагрузки современных крупных торговых центров и гипермаркетов приведен на рисунке 1.17. Относительно большое потребление электроэнергии в ночной период объясняется работой холодильного оборудования, кондиционеров, активной работой складских служб, выполнением различных разгрузочно-погрузочных работ и т.п.

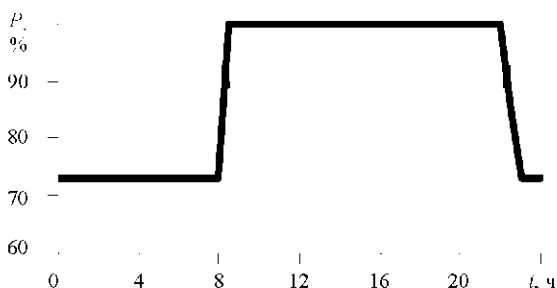


Рис. 1.17. Суточный график нагрузки крупного торгового центра

Форма суточных графиков нагрузки подстанций зависит от структуры потребителей, подключенным к ним. На рисунке 1.18 приведены типовые суточные графики трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ (рис. 1.18 а), распределительного пункта (рис. 1.18 б) и подстанции глубокого ввода (рис. 1.18 в), питающих городских потребителей.

В разрезе года представляет интерес график среднемесячного электропотребления (рис. 1.19). Из него следует, что в летний период наибольшая нагрузка в суточном графике снижается в первую очередь вследствие уменьшения осветительной нагрузки. В конце года (в декабре) нагрузка оказывается несколько выше, чем в начале, ввиду подключения к системе новых потребителей и более интенсивной работы промышленных предприятий: электропотребление в месяце, завершающем хозяйственный год*, существенно возрастает.

* В России начало хозяйственного и календарного года совпадает – это 1 января. В большинстве промышленно развитых западных стран начало хозяйственного и календарного года не совпадает.

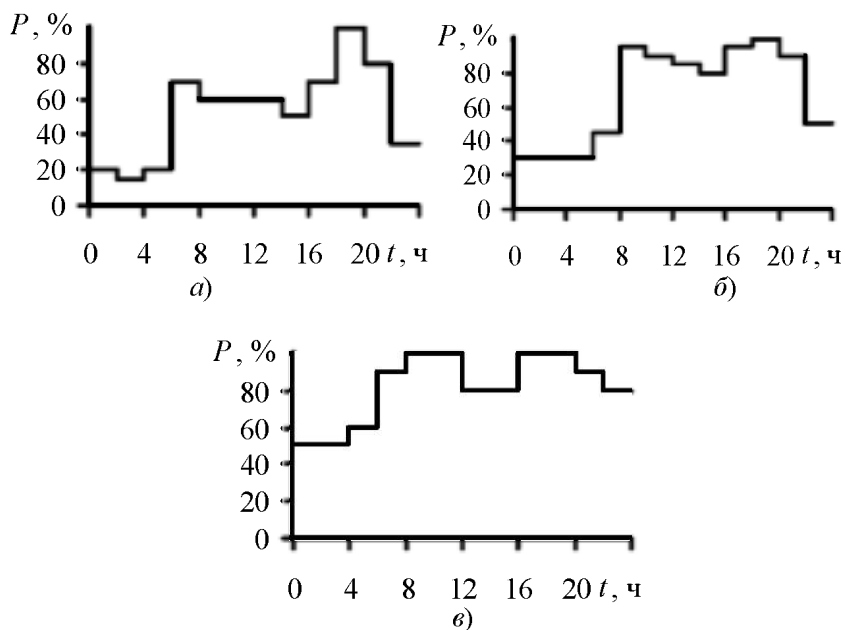


Рис. 1.18. Суточный график нагрузки городских подстанций:
a – трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ;
б – распределительного пункта; *в* – подстанции глубокого ввода

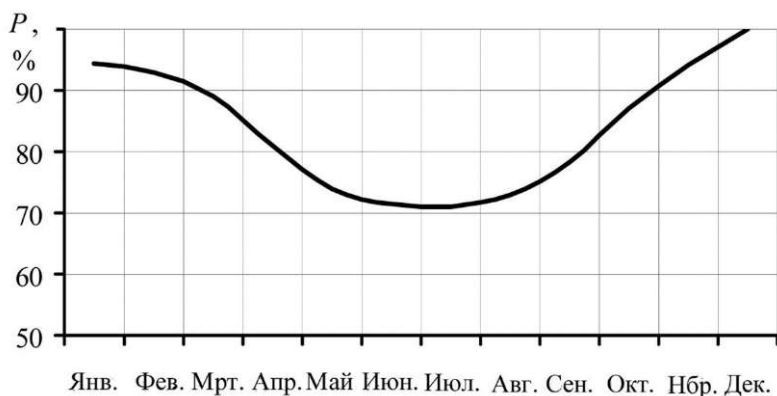


Рис. 1.19. Среднемесячное электропотребление на протяжении года

Продолжительность использования наибольшей нагрузки, характеризующая заполнение годового графика нагрузки различных потребителей систем электроснабжения городов, приведена в таблице 1.12.

Таблица 1.12

**Средние значения числа часов использования
наибольших нагрузок ($T_{ноб}$) различных потребителей
систем электроснабжения городов**

Потребитель электроэнергии	$T_{ноб}$, ч/год
Типовые жилые дома с газовыми плитами	3000–4000
Типовые жилые дома с электрическими плитами	4000–5000
Магазины, столовые	4500–5000
Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ	4500–5000
Водопровод и канализация	5000
Городской электрифицированный транспорт	6000
Односменные предприятия	2000–3500
Двухсменные предприятия	3000–4500
Трёхсменные предприятия	4500–7500
Трёхсменные предприятия с непрерывным производством	7500–8500
Центры питания городских районов с комплексным составом потребителей	5500–6000
Коммунально-бытовая нагрузка в поселках	2000–3000

В заключение отметим: несмотря на то, что суммарный график нагрузки системы электроснабжения города (или энергосистемы) складывается из отдельных графиков нагрузки большого количества различных по режимам работы потребителей, выравнивания суммарного (суточного, недельного, годового) графика нагрузки не происходит.

1.4. Факторы, влияющие на режимы электропотребления

Все факторы, влияющие на режимы электропотребления, можно разделить на две основные группы: базовые, которые в какой-то мере поддаются прогнозированию на перспективу, и случайные, которые не поддаются прогнозированию на перспективу. В каждой группе можно выделить основные составляющие, которые оказывают заметное влияние на режимы электропотребления и график нагрузки (рис. 1.20).

Отдельные факторы могут оказывать разнонаправленное действие на режим электропотребления и его характеристику – график электрической нагрузки.

Рассмотрим влияния указанных факторов на конфигурацию и основные показатели суточных, недельных и годовых графиков электрической нагрузки.

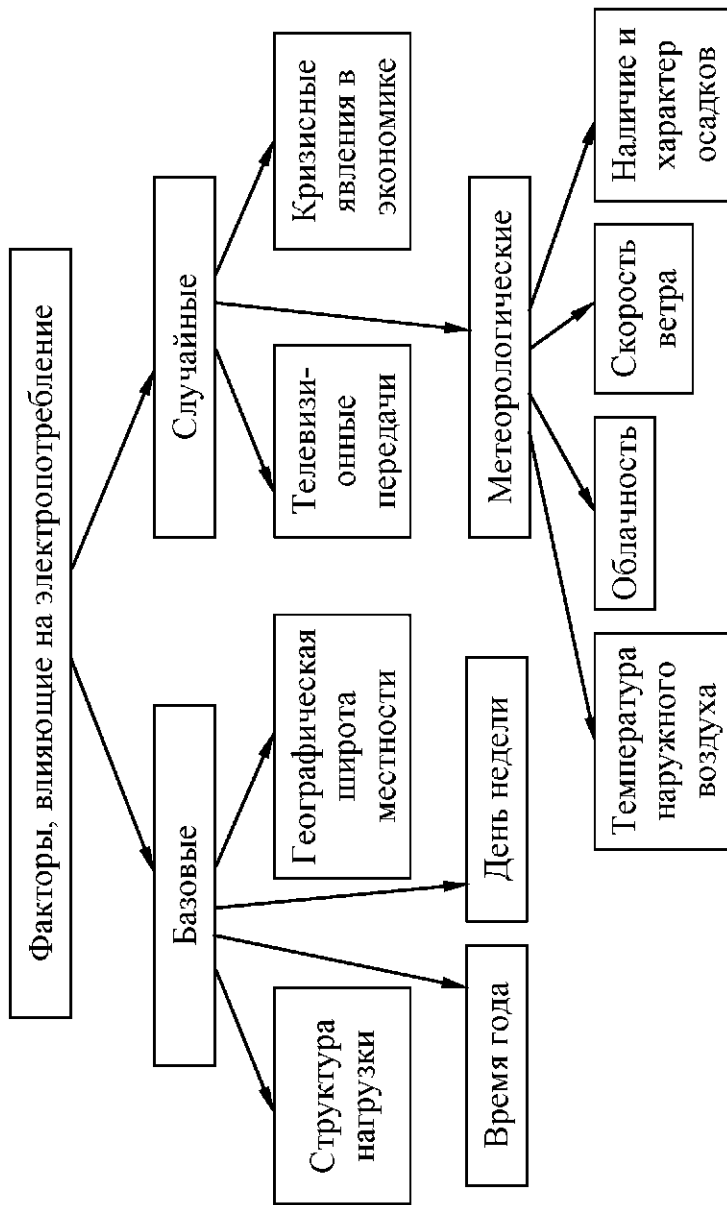


Рис. 1.20. Классификация факторов, влияющих на электропотребление

Структура нагрузки. Форма суточного графика нагрузки системы электроснабжения города зависит от развития тех или иных отраслей промышленности в данном городе. Как правило, характер потребителей систем электроснабжения городов в целом смешанный: промышленность, электрифицированный транспорт, строительство, коммунальное хозяйство, бытовой сектор, сельское хозяйство и др. Изменение нагрузки системы во времени обусловлено распорядком работы предприятий и учреждений, технологическими особенностями производственных процессов и т.д. Если в системе преобладает бытовая нагрузка, то вечерний максимум зимнего суточного графика нагрузки значительно больше утреннего (рис. 1.21). В системах с преобладанием промышленной нагрузки или имеются два явно выраженных максимума – утренний и вечерний, – или утренний максимум больше вечернего (рис. 1.21).



Рис. 1.21. Суточные графики нагрузки при различных соотношениях промышленной и непромышленной нагрузки (часовые значения электропотребления, осредненные за месяц)

Изменения в структуре электропотребления, произошедшие на рубеже XX и XXI вв. (см. подраздел 1.1), привели к изменению конфигурации характерного суточного графика электрической нагрузки Единой энергосистемы России в период прохождения осенне-зимнего максимума. Основным изменением является перемещение максимума электрической нагрузки с утренних часов на вечерние в период 1991–1998 гг. и сохранение устойчивого вечернего максимума до настоящего времени, а разница в величине нагрузки между пиками суточного графика возросла до 3–4% против 1–1,5% в 1991 г.

Увеличение доли непромышленных потребителей в структуре суммарного электропотребления приводит к разуплотнению суточных графиков нагрузки и увеличению их неравномерности.

Для сравнения степени неравномерности суточных графиков на рисунке 1.22 приведены среднегодовые графики электропотребле-

ния рабочих дней за 2001 г. [1.13] энергосистем с различной долей непрерывной промышленной нагрузки. По вертикальной оси на графике откладывается значение потребления, деленное на максимальное потребление данной системы.

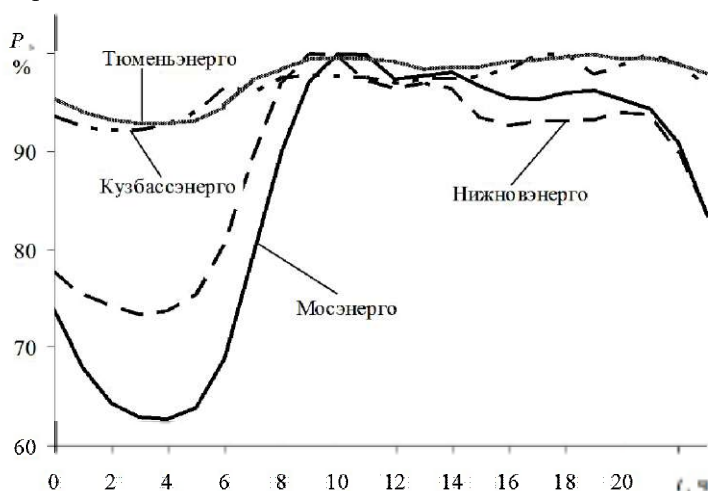


Рис. 1.22. Суточные графики нагрузки энергосистем (часовые значения электропотребления рабочих дней, усредненные за год)

Время года. Летом нагрузка снижается по сравнению с зимой из-за уменьшения мощности, идущей на освещение, отопление и т.п. Летом вечерний период наибольшей нагрузки смещается на более позднее время в соответствии с естественной освещенностью. При этом летом вечерний максимум является менее продолжительным. Суточный максимум смещается на утреннее или дневное время (рис. 1.23).

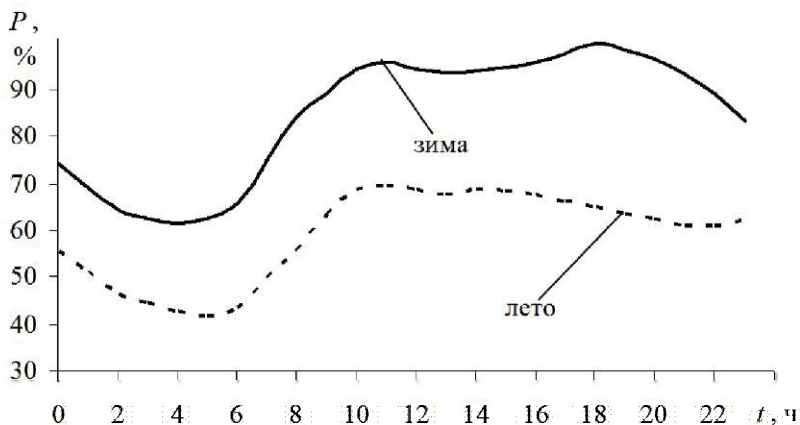


Рис. 1.23. Суточные графики нагрузки в зимний и летний период

В летний период суточные графики нагрузки, как правило, являются более неравномерными, чем в зимний период.

Географическая широта местности влияет на продолжительность светового дня, а следовательно, на нагрузку освещения. На рисунке 1.24 приведены суточные графики нагрузки центров питания городских потребителей заполярного города.

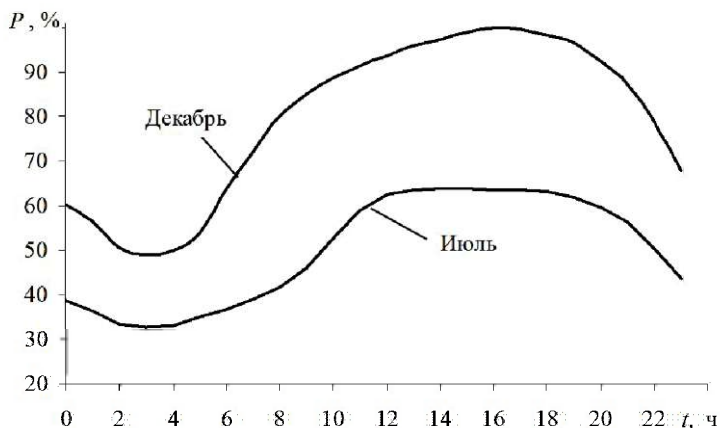


Рис. 1.24. Суточные графики нагрузки центров питания городских районов с комплексным составом потребителей заполярного города

Летом, в период солнцестояния, суточный максимум оказывается «размазанным» в течение дневного периода, а вечернего максимума, обусловленного нагрузкой освещения, — нет. Зимой, в период полярной ночи, осветительная нагрузка работает и в дневное время, поэтому вечерний максимум оказывается незначительным.

День недели. Выделяют пять групп дней:

- понедельник;
- типовой рабочий день (вторник-четверг);
- пятница;
- суббота;
- воскресенье и праздничные дни.

График понедельника идет, как правило, несколько ниже, чем график вторника-четверга, а в пятницу потребление, как правило, к вечеру снижается в сравнении с другими рабочими днями. В субботу нагрузка значительно снижается, а в воскресенье достигает наименьшего значения, так как продолжают работать только непрерывные производства, и остается бытовая нагрузка [1.13]. Наименьшая нагрузка, как правило, наблюдается обычно в ночь с воскресенья на понедельник. Характер недельного цикла зависит от структуры нагрузки и специфики промышленности (рис. 1.25). В энергосистемах с большой долей непромышленной нагрузки происходит существенное увеличение доли выходных в недельном потреблении.

В выходные дни суточный график нагрузки так же, как правило, является более равномерным.

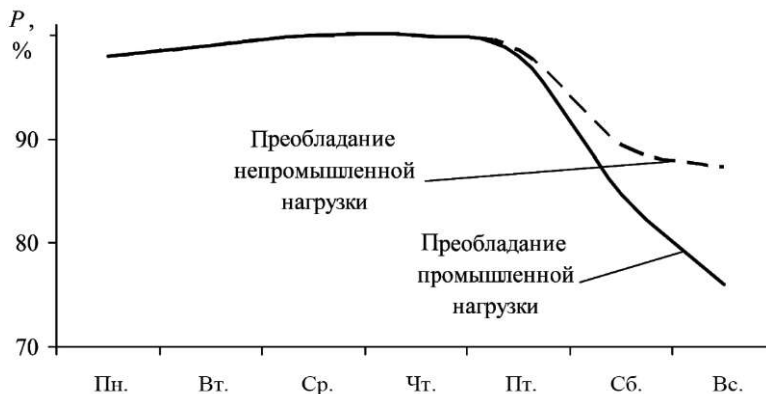


Рис. 1.25. Среднесуточное электропотребление на протяжении недели

Метеорологические факторы. Температура наружного воздуха влияет на расход электроэнергии на отопление зданий, вентиляцию, охлаждение в холодильниках, кондиционерах. Для энергообъединений, где осветительная нагрузка составляет значительную часть, вариации естественной освещенности оказывают влияние на нагрузку, особенно на формирование утреннего и вечернего максимумов. Такие метеофакторы, как характер осадков и скорость ветра, самостоятельно не оказывают существенного влияния на электропотребление. Однако они могут значительно усилить действие основных метеофакторов — таких, как температура и облачность.

В целом для оценки максимальных нагрузок в осенне-зимний период возможно применение коэффициента влияния температуры, равного $0,6-0,65\%/^{\circ}\text{C}$ [1.13]. При этом коммунально-бытовая нагрузка более подвержена влиянию метеорологических факторов, чем промышленная.

Для более точного учета влияния температуры на электропотребление в разрезе года, которое не может быть выражено простой линейной зависимостью, целесообразно рассматривать три зоны коррелированности электропотребления по отношению к температуре наружного воздуха:

– летний период (сезон без отопления). Электропотребление слабо зависит от температуры наружного воздуха. Однако повышение температуры выше некоторого порога приводит практически к линейному повышению электропотребления за счет работы электроприборов по кондиционированию воздуха;

– зимний период (отопительный сезон). Понижение температуры приводит к повышению электропотребления. При небольшом

понижении температуры зависимость электропотребления от температуры практически линейна, при резком изменении температуры (более 10°C) зависимость становится нелинейной;

– переходный весенний и осенний периоды. При отключенном центральном отоплении и снижении температуры ниже $+10^{\circ}\text{C}$ влияние температуры на электропотребление резко возрастает и их связь становится нелинейной: начиная с $+8^{\circ}\text{C}$ каждый градус снижения температуры сопровождается все большим приростом электропотребления. Население начинает прибегать к альтернативным источникам тепла, т.е. всевозможным видам электронагревателей. Коэффициент влияния температуры может находиться в диапазоне от 1,0 до $3,0\%/^{\circ}\text{C}$.

При расчетах прогнозируемого электропотребления следует также учитывать тепловую инерцию помещений – запаздывание влияния температуры на электропотребление (порядка одних суток). По этой причине резкие, но краткосрочные весенние или осенние похолодания практически не вызывают скачков электропотребления.

На рисунке 1.26 приведена зависимость электропотребления от температуры окружающего воздуха в зимний период (январь 2006 г.) на примере Московского региона.

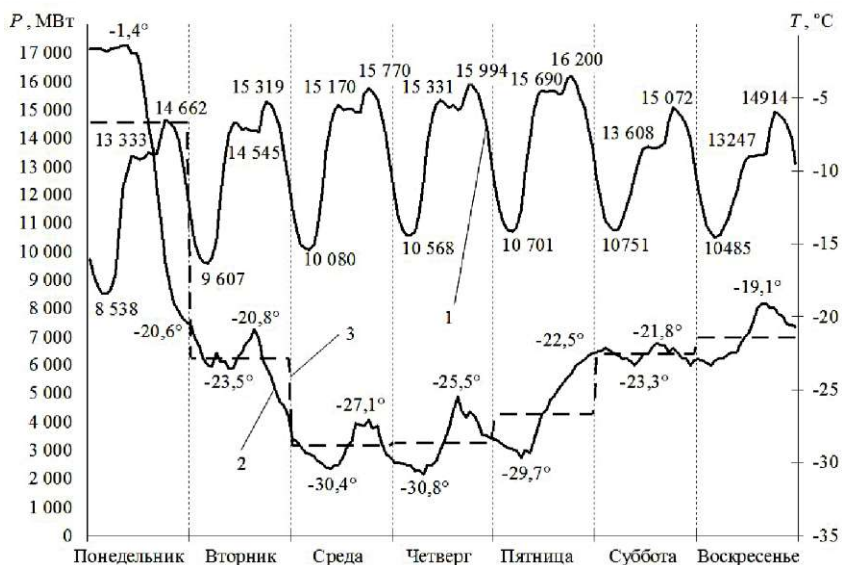


Рис. 1.26. График нагрузки (1), температуры наружного воздуха (2) и среднесуточной температуры (3) Московского региона в период 16.01.2006–22.01.2006 гг.

Рассмотрим зависимость электропотребления от температуры окружающего воздуха в переходный весенний период (апрель 2002 г.) на

примере Кузбассэнерго (рис. 1.27) [1.13]. Из рисунка 1.27 следует, что при значительном понижении температуры возрастает с некоторым запаздыванием и потребление, при повышении температуры потребление постепенно снижается.

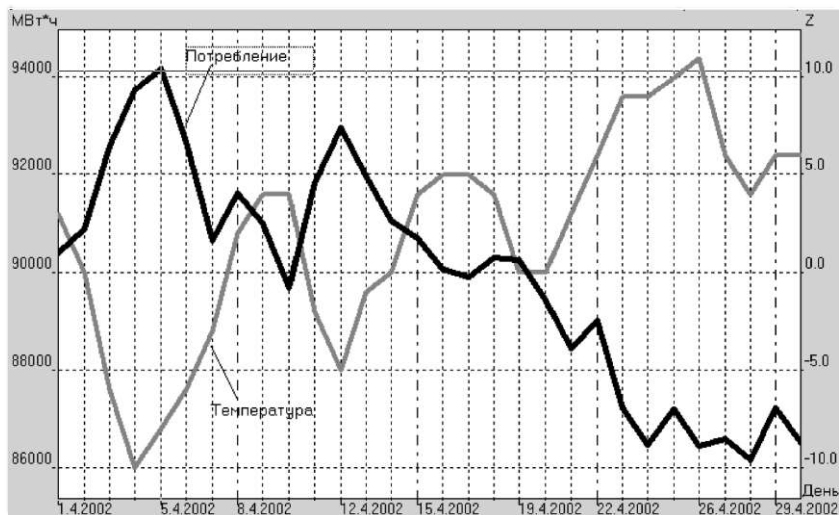


Рис. 1.27. График электропотребления и температуры наружного воздуха для Кузбассэнерго за апрель 2002 г.

Динамика изменения электропотребления в зависимости от температуры в целом по ЕЭС России продемонстрирована на рисунке 1.28 [1.13]. Анализируя рисунок, необходимо учитывать ежегодный рост нагрузки.

Устойчивая плотная облачность, особенно если она сопровождается затяжным дождем или снегопадом, является причиной повышения электропотребления в светлое время дня независимо от времени года за счет включения освещения (рис. 1.29).

На системы с большей долей коммунально-бытовой нагрузки особенно сильное влияние оказывает одновременное воздействие нескольких метеофакторов, что продемонстрировано на примере суточного графика нагрузки Московского региона в понедельник 21 мая 2001 г. (рис. 1.30) [1.13]. На графике хорошо заметно локальное резкое повышение нагрузки в 15 часов, превышающее ожидаемое значение на 700 МВт (около 9%). Такой скачок был вызван быстрой сменой метеорологической ситуации, произошедшей около 12 часов: существенно увеличилась облачность, начался интенсивный дождь, произошло снижение температуры на 5°C, — т.е. одновременным влиянием нескольких метеофакторов.

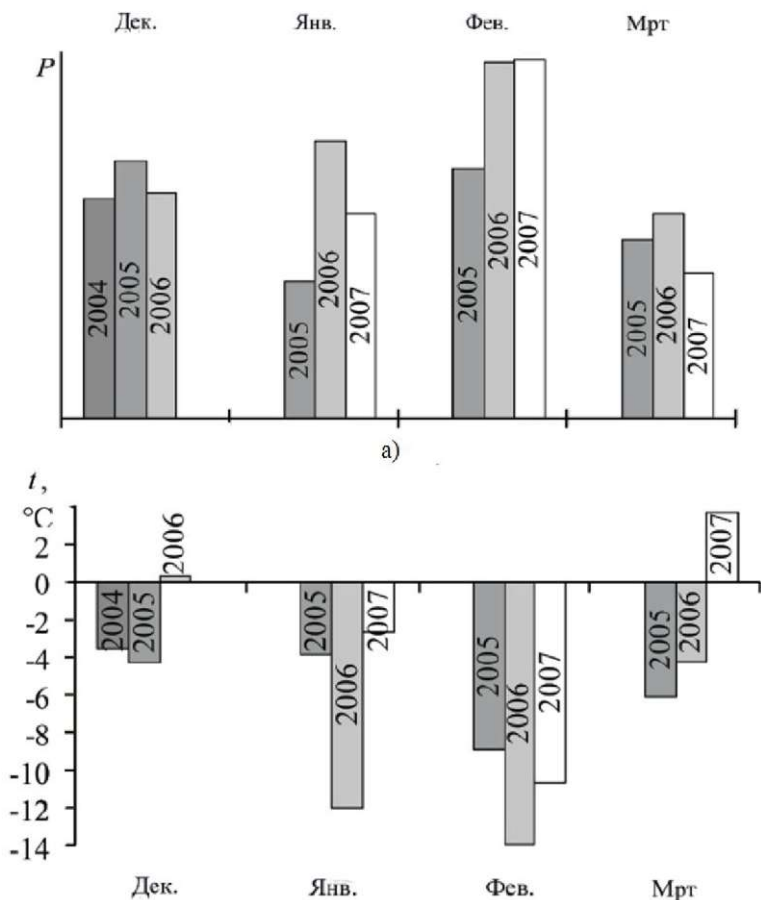


Рис. 1.28. Среднесуточное электропотребление ЕЭС России (а) и среднесуточная температура (б)

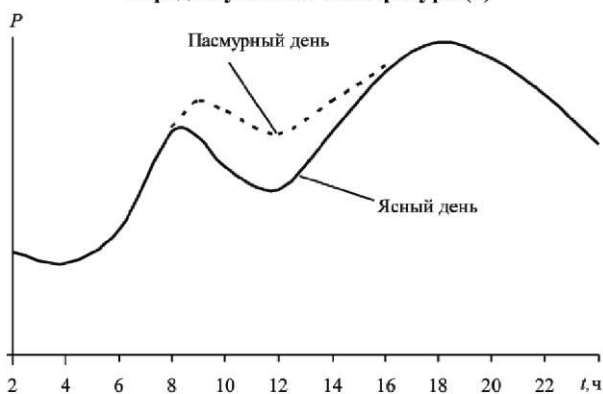


Рис. 1.29. Графики активной нагрузки при различной освещенности

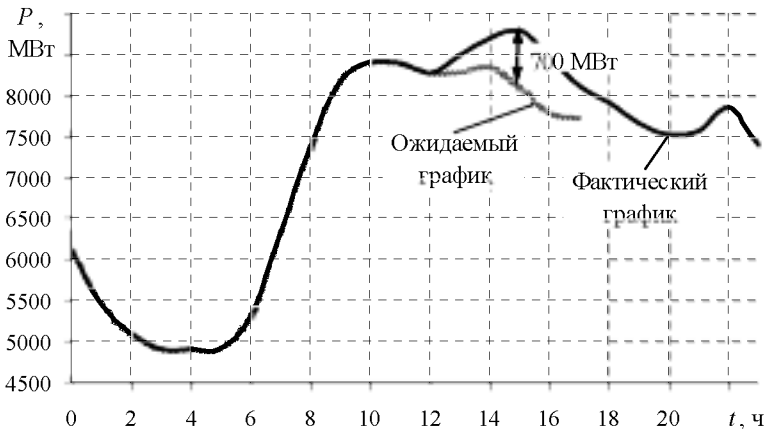


Рис. 1.30. Ожидаемый и фактический суточный график нагрузки Мосэнерго (понедельник, 21 мая 2001 г.)

Таким образом, электропотребление, особенно коммунально-бытовой и осветительной нагрузки, существенно зависит от влияния метеофакторов.

Суточные графики нагрузки изменяются в зависимости от времени года (зима, весна, лето, осень). В разрезе года представляет интерес график среднемесячного электропотребления. С увеличением доли непромышленной нагрузки в структуре электропотребления происходит существенный рост сезонной неравномерности (рис. 1.31): уменьшение нагрузки в летний период и ее рост в январе-феврале за счет влияния метеофакторов.

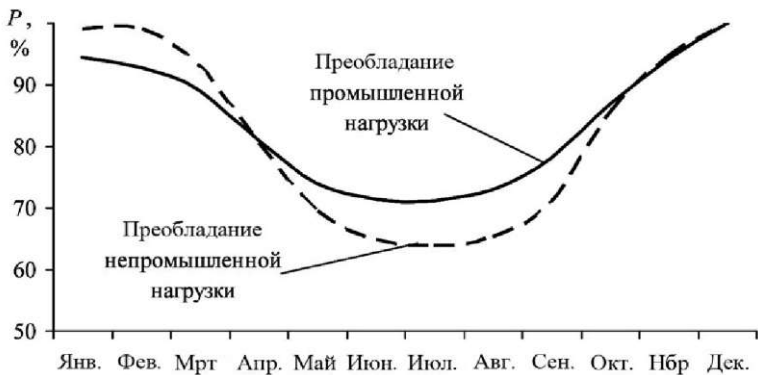


Рис. 1.31. Среднемесячное электропотребление на протяжении года

Для некоторых потребителей сезонная зависимость электропотребления может иметь противоположную динамику. Так, на рисунке 1.32 приведен годовой график нагрузки аэропорта, отражающий увеличение нагрузки в июле-августе — в период отпусков.

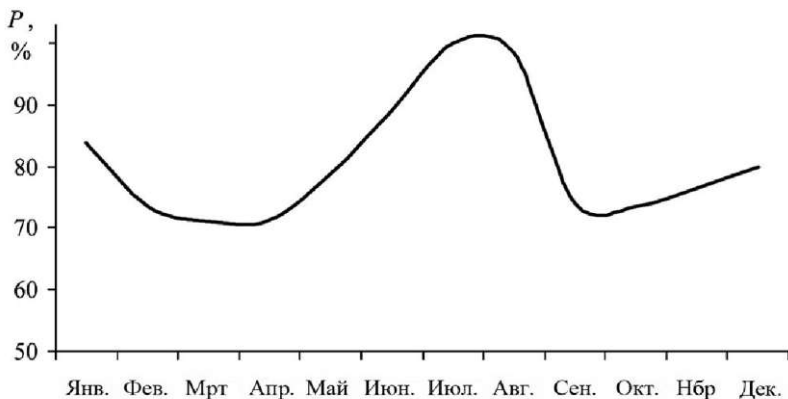


Рис. 1.32. Среднемесячное электропотребление одного из аэропортов Московского региона на протяжении 2008–2009 гг.

Для южных регионов России также характерен локальный максимум нагрузки в летний период, связанный с курортной нагрузкой и дополнительной нагрузкой от приборов кондиционирования воздуха.

По данным ОАО «Системный оператор единой энергетической системы», 11 августа 2010 г., в часы вечернего максимума, при среднесуточной температуре воздуха $+31^{\circ}\text{C}$ потребление мощности на Кубани достигло значения 3 558 МВт, что на 17 МВт превысило исторический максимум потребления в данном регионе, установленный 26 января 2010 г. при среднесуточной температуре воздуха $+16^{\circ}\text{C}$. За всю историю существования Единой энергосистемы России это первый случай, когда годовое значение максимума потребления в отдельной системе достигается в летний период. На протяжении 2014–2017 гг. четвертый год подряд потребление мощности в Кубанской энергосистеме достигло максимального уровня в летний период. 7 августа 2017 г., в часы дневного максимума нагрузки (в 15:00), при среднесуточной температуре воздуха $29,5^{\circ}\text{C}$ в Кубанской энергосистеме потребление мощности достигло 4907 МВт, что на 308 МВт выше величины предыдущего исторического максимума, зафиксированного 18 июля 2016 г. Основные составляющие роста электропотребления — это интенсивное развитие курортно-рекреационного комплекса побережья Черного и Азовского морей и увеличение нагрузки домохозяйств в период высоких (даже для Кубани) температур наружного воздуха, превышающих среднемноголетнюю температурную норму августа на $5,4^{\circ}\text{C}$.

Таким образом, в зависимости от степени одновременности и направленности совокупность рассмотренных факторов оказывает разнонаправленное влияние на основные показатели режимов электропотребления энергосистемы.

Контрольные вопросы

1. Как изменялось суммарное электропотребление в России за период с 1990 по 2015 гг.?
2. По каким видам экономической деятельности в настоящее время классифицируется структура электропотребления?
3. Почему нельзя непосредственно сопоставить структуру электропотребления до 2005 г. и после него?
4. Как изменилась структура электропотребления в России за период с 1990 по 2010 гг.?
5. Как изменялось электропотребление по секторам и отраслям промышленности с 1990-х по 2000-е гг.?
6. Чем объясняется рост электропотребления в быту и его доли в суммарном электропотреблении с 1990-х по 2000-е гг.?
7. Чем объясняется рост электропотребления в сфере услуг и его доли в суммарном электропотреблении с 1990-х по 2000-е гг.?
8. Чем объясняется рост электропотребления в группе «Транспорт и связь» в 2000-е гг.?
9. Чем объясняется снижение электропотребления в сельском хозяйстве с 1990-х по 2000-е гг.?
10. Как соотносятся доли промышленности и сферы услуг в общем электропотреблении в России и зарубежных странах?
11. Сопоставьте суммарное душевое электропотребление и душевое электропотребление в быту в различных странах мира.
12. По каким причинам прямое сопоставление душевого электропотребления в различных странах является некорректным?
13. Каков прогноз роста электропотребления в России на период до 2020 г.?
14. За счет чего прогнозируется рост электропотребления на период до 2020 г.?
15. Сопоставьте структуру электропотребления в целом по России и в ее крупнейших городах (на примере Москвы). Назовите причины отличий.
16. Назовите основные группы бытовых приборов по их назначению и перечислите основные электроприборы, входящие в эти группы.
17. Как изменилась насыщенность квартир бытовыми электроприборами за последние 50 лет? Приведите примеры.
18. Сопоставьте насыщение квартир бытовыми электроприборами в среднем по России и в крупнейших городах.
19. Каково среднее годовое электропотребление основных электроприемников квартиры в настоящее время?
20. Как изменялось годовое внутриквартирное электропотребление за последние 50 лет?
21. Что такое поверхностная плотность нагрузки?

22. Каков порядок величин поверхностной плотности нагрузки в крупных и крупнейших городах?
23. От каких факторов зависит значение поверхностной плотности нагрузки района города?
24. Что понимают под графиком электрической нагрузки?
25. Перечислите виды графиков нагрузки.
26. Опишите зимний суточный график нагрузки и его характерные периоды.
27. Какими показателями характеризуют графики нагрузки? Как они определяются?
28. Что понимают под типовыми графиками нагрузки?
29. Опишите типовые суточные графики нагрузки промышленных предприятий с различным числом рабочих смен.
30. От чего зависит конфигурация суточных графиков нагрузки потребителей селитебных территорий?
31. Опишите типовые суточные графики нагрузки жилых и некоторых общественных зданий.
32. Опишите годовой график нагрузки.
33. Приведите классификацию факторов, влияющих на электропотребление.
34. Как структура нагрузки влияет на конфигурацию суточного графика нагрузки?
35. Как время года влияет на суточный график нагрузки?
36. Как географическая широта местности влияет на суточное электропотребление?
37. Как изменяется электропотребление в течение недели?
38. Как температура наружного воздуха влияет на электропотребление?
39. Почему при оценке влияния температуры наружного воздуха на электропотребление выделяют несколько характерных периодов в году?
40. Как и за счет чего влияет облачность на характер суточного графика?
41. Приведите примеры совместного влияния нескольких метеорологических факторов на электропотребление.
42. Почему метеофакторы влияют сильнее на бытовую нагрузку, чем на промышленную?
43. Как влияет структура нагрузки на конфигурацию годового графика?
44. Как влияет географическая широта местности на конфигурацию годового графика нагрузки?

Глава 2 УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ

2.1. Цели управления электропотреблением*

Уменьшение затрат на ввод новых генерирующих мощностей

С 1991 по 1998 гг. электропотребление в стране сократилось почти на 25%. Появились значительные резервы мощности в Единой энергетической системе России, ощутимо снизилась загрузка действующих электростанций.

Период падения спроса на электрическую энергию закончился в 1998 г., с 1999 г. начался рост электропотребления.

Изменение установленной мощности электростанций Российской Федерации (включая мощность электростанций, работающих в закрытых административно-территориальных округах), учитывающее ввод новых мощностей, монтаж и перемаркировку существующих, за период 1990–2004 гг. было незначительным: с 213,3 тыс. МВт в 1990 г. до 216,6 тыс. МВт в 2004 г. Более интенсивные изменения установленной мощности электростанций зафиксированы за последние годы: с 216,6 тыс. МВт в 2004 г. до 230,0 тыс. МВт в 2010 г. В 2016 г. установленная мощность электростанций составила 236,3 ГВт.

Для обеспечения прогнозируемого уровня электропотребления установленная мощность электростанций к 2023 г. должна составить 250,6 тыс. МВт. С учетом вывода из эксплуатации устаревшего оборудования потребность во вводе новых мощностей к 2023 г. составит 18,9 тыс. МВт. В структуре установленной мощности прогнозируется увеличение доли АЭС и возобновляемых источников энергии. В частности, для решения проблемы надвигающегося дефицита генерирующей мощности в 2006 г. была утверждена среднесрочная стратегия развития отрасли на период до 2010 г., предусматривающая ввод в эксплуатацию генерирующих объектов суммарной мощностью более 20 тыс. МВт. Общий объем средств, необходимых для ее реализации, превышал 2,1 трлн руб. (с учетом строительства сетей) [1.19].

Между тем такой путь обеспечения спроса на электроэнергию способен оказаться довольно опасным, и в первую очередь – для самой электроэнергетики. Увеличение установленной мощности электростанций требует больших капиталовложений с длительным сро-

* Источник статистических данных в данном подразделе – ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике».

ком окупаемости. Несмотря на ежегодный рост электропотребления, всегда сохраняется неопределенность относительно его дальнейших темпов. Любые социальные или экономические потрясения могут существенно и надолго сократить объемы электропотребления (как, например, во время кризиса в конце 2008 г.), в связи с чем строящиеся мощности окажутся невостребованными, а инвестированные средства – потерянными или замороженными.

В результате выравнивания графика нагрузки наибольшая нагрузка системы могла бы снизиться. Соответственно снизились бы необходимая мощность электростанций и капитальные вложения в энергетику за счет сокращения ввода новых мощностей на электростанциях.

Управление электропотреблением необходимо рассматривать не как альтернативу традиционному вводу новых генерирующих мощностей для удовлетворения роста электропотребления, а как разумное и сбалансированное дополнение к наращиванию генерации, обеспечивающее в некотором смысле страховку развития отрасли в ситуации экономической неустойчивости.

Уменьшение затрат на покрытие переменной части графика нагрузки

Процесс производства-потребления электроэнергии в отличие от процессов производства-потребления других видов продукции имеет специфические особенности. Процессы потребления и производства электроэнергии неразделимы во времени, что вынуждает производителя электрической энергии мгновенно реагировать на изменение спроса со стороны потребителя. Спрос на электроэнергию, превышающий возможности производства, невозможно компенсировать за счет заранее выработанной и накопленной электроэнергии, как это делают в случае необходимости при производстве любой другой продукции. Основная причина этого заключается в том, что пока электроэнергию невозможно накапливать и хранить в больших объемах.

В результате характерная для электроэнергетики одновременность процессов потребления и производства электроэнергии предопределяет непосредственную связь между режимом электропотребления и режимом работы электростанций энергосистем. Поэтому одной из основных проблем энергетики является обеспечение рациональных режимов работы энергосистем при переменном характере нагрузки с учетом экономической и технических возможностей различных типов электростанций.

Покрывание переменной части суточных графиков нагрузки вызывает значительное увеличение затрат в энергосистеме. Эти затраты связаны с пуском, остановом и содержанием в горячем резерве энергетического оборудования; существенным увеличением удельного

расхода топлива на выработку 1 кВт·ч при непостоянном режиме работы электростанций (рис. 2.1); содержанием специального маневренного оборудования или повышением маневренности базовых энергоблоков; снижением срока службы оборудования и т.п. [1.21]. Дополнительные затраты вызывает недельная неравномерность графика нагрузок, часто связанная с массовым остановом агрегатов электростанций в выходные и праздничные дни.

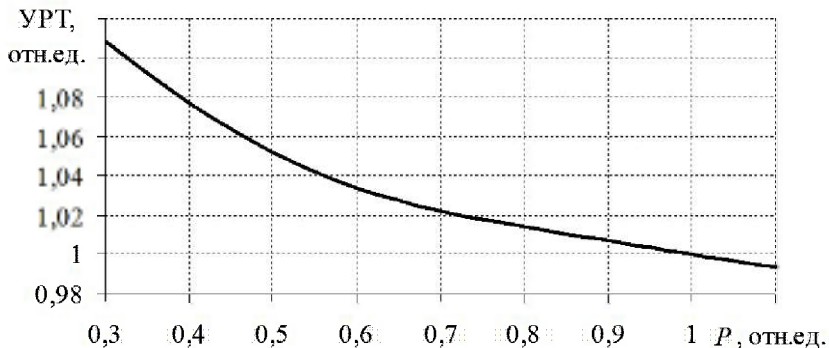


Рис. 2.1. Зависимость удельного расхода условного топлива (УРТ) от нагрузки энергоблока на примере одной из тепловых станций. За единицу принят УРТ при номинальной мощности

С точки зрения оперативного управления энергосистемой существенное значение имеют следующие характеристики пусковых режимов электростанций [1.9]:

- длительность пуска котлов, турбин с момента начала операции до готовности к набору нагрузки;
- длительность набора нагрузки от нуля до номинальной;
- порядок повторного пуска после останова;
- расход энергоносителей в процессе пуска.

Минимальная длительность пуска тепловой станции в первую очередь ограничивается тепловыми напряжениями в металлических элементах котла. При большой скорости разогрева котла из-за тепловой инерции в его металлических элементах возникает такая разность температур, которая может привести к значениям напряжений, существенно превышающим предельно допустимые по условию прочности металла. В результате в металле могут появиться трещины.

Длительность пуска котла из холодного состояния составляет в среднем около 4-х ч. Повторный пуск котла возможен только тогда, если он не успел остыть в достаточной степени. По истечении некоторого времени, устанавливаемого заводами-изготовителями котлов, повторный пуск котла не разрешается, так как температурные напряжения могут превышать допустимые значения. Повторный

пуск допустим в данном случае только после остывания котла. После пуска котла набор нагрузки продолжается около 1 ч.

Пуск турбины состоит из прогрева паропровода и турбины в неподвижном состоянии и прогрева при медленном вращении вала, занимая около 2–3 ч. Время пуска также ограничивается температурными напряжениями в элементах турбины.

На блочных станциях может быть реализовано ускорение пуска котлов и турбин совмещением растопки котла с прогревом турбины.

Пусковые режимы требуют значительного расхода энергоносителя. Поэтому в ряде случаев целесообразнее держать в работе энергоблок с минимальной нагрузкой, а не останавливать его с последующим расходом энергоносителя для запуска. Как правило, менее чем на 4 ч останов энергоблоков нецелесообразен.

Согласно зарубежным статистическим данным с ростом количества циклов остановки энергоблоков с последующим пуском из «холодного состояния» существенно увеличивается повреждаемость элементов энергоблоков (котлов, турбин, генераторов), поскольку процесс пуска из «холодного состояния» не поддается полной автоматизации и на его осуществление значительно влияет человеческий фактор.

Особенностью атомных электростанций является сложность и невыгодность их использования в качестве маневренных мощностей. Низкая топливная составляющая стоимости произведенной на них электроэнергии и большие, чем на обычных электростанциях, капитальные вложения определяют экономическую целесообразность использования их в режиме постоянной нагрузки, т.е. в базовой части графика (рис. 1.12). Переменный режим работы атомных электростанций нежелателен, поскольку неизбежно сокращается срок их надежной эксплуатации. Еще в большей степени это относится к атомным электростанциям с реакторами на быстрых нейтронах, так как работа на сниженных мощностях приводит, кроме того, к невыработке вторичного ядерного горючего, т.е. к невыполнению основной функции реактора – служить размножителем ядерного горючего [1.21].

Процессы пуска, останова и изменения нагрузки гидрогенераторов заключаются в изменении положения лопаток или запорной иглы направляющего аппарата и хорошо поддаются автоматизации. Пуск генератора гидроэлектростанций из «холодного состояния» возможен за несколько минут. Время изменения нагрузки гидрогенератора практически не имеет технических ограничений.

Структура установленной мощности электростанций Российской Федерации (включая мощность электростанций, работающих в закрытых административно-территориальных округах) за последние 20 лет характеризуется достаточной стабильностью: доля тепловых электростанций (ТЭС) составляет чуть менее 70%, доля гидравлических электростанций (ГЭС) и атомных электростанций (АЭС) – соответственно чуть более 20% и 10% (рис. 2.2). Доли теплофикационных

и конденсационных мощностей тепловых станций примерно равны между собой. Однако по территории России различные типы электростанций распределены крайне неравномерно. Например, практически половина суммарной установленной мощности ГЭС сосредоточена в Сибири, а АЭС – в Центральном регионе.

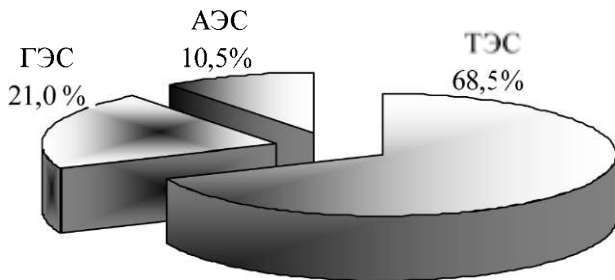


Рис. 2.2. Усредненная структура установленной мощности по типам электростанций за последние годы

Условия покрытия суточных графиков нагрузки в большей степени зависят от структуры генерирующих мощностей. В настоящее время мощность существующих гидроэлектростанций в целом по стране недостаточна для покрытия переменной части графиков нагрузки. В энергосистемах Европейской части России и Урала требуемый регулировочный диапазон обеспечивается глубокой ночной разгрузкой тепловых электростанций, а также за счет их останова на выходные и праздничные дни. Особенно остро проблема ночной разгрузки электростанций стоит в системах электроснабжения городов, имеющих существенную долю теплоэлектроцентрали, работающих с теплофикационной нагрузкой (горячая вода, отопление, пар). При разгрузке ТЭЦ по электрической мощности с сохранением тепловой нагрузки утрачивается экономическая выгода комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. Поэтому экономически целесообразно, чтобы в зимний период ТЭЦ работали в базовой части суточного графика нагрузки и частично – в полупиковой ввиду необходимости покрытия тепловой нагрузки. Использование больших потенциальных возможностей гидроэлектростанций Сибири в покрытии пиковых зон суточных графиков нагрузки энергосистем Европейской части России и Урала невозможно вследствие больших расстояний и слабых электрических связей энергосистемы Сибири с другими энергосистемами.

Себестоимость производства электроэнергии при неравномерном графике нагрузки при прочих равных условиях выше, чем при равномерном графике. Ее снижение невозможно без участия потребителей. Именно они определяют суточный график производства электроэнергии, который, как правило, имеет резко выраженный пи-

ковый характер. Таким образом, потребитель своим режимом работы определяет себестоимость покупаемой им же электроэнергии. При коэффициенте заполнения, равном единице (график нагрузки представляет собой прямую линию), себестоимость производства электроэнергии минимальна. При уменьшении коэффициента заполнения график имеет переменную составляющую, а себестоимость производства электроэнергии увеличивается.

В результате выравнивания графика нагрузки уменьшилась бы стоимость производства электроэнергии, также уменьшился бы удельный расход топлива и повысился срок службы основного оборудования электростанций благодаря уменьшению числа пусков и остановов агрегатов. Поэтому актуальным является привлечение потребителей к регулированию режимов электропотребления, направленному на выравнивание графика нагрузки энергосистемы.

Графики суммарной нагрузки энергосистем, как показывают статистика и перспективное проектирование развития энергетики, систематически разуплотняются, становятся более острыми вершины пиков графиков, углубляется ночной провал нагрузки. Так, нагрузка в ночное время составляет лишь 50–60% от наибольшей нагрузки. В перспективе намечается углубление ночного провала нагрузки до 30–35% от наибольшей нагрузки, что уже имеет место в энергосистемах промышленно развитых стран.

Причинами повышения неравномерности графиков нагрузки энергосистем являются:

- с одной стороны, разгрузка и ликвидация ночных смен и переход многих промышленных предприятий на односменную работу при одновременном увеличении объема производства за счет более полной загрузки дневных смен;
- с другой стороны, увеличение доли непромышленных потребителей в структуре нагрузки.

Отсюда проблема покрытия неравномерного графика в настоящее время (и на обозримую перспективу) становится наиболее острой. Дальнейшее развитие энергетики за счет преимущественного наращивания мощностей атомных электростанций еще больше усложнит проблему перекрытия переменной части графика нагрузки, особенно разгрузку в часы ночного провала нагрузки.

В результате управления режимами электропотребления повысится эффективность работы отрасли в целом. Потребители получат снижение стоимости электроэнергии, а общество выиграет от действительно эффективного использования энергоресурсов, уменьшения негативного влияния на окружающую среду и развития передовых технологий.

К основному недостатку управления электропотреблением относят его противоречие основам рыночных отношений: одни имеют

право получать электроэнергию в нужных объемах, другие – вырабатывать и продавать ее максимально возможное количество и устранять любые экономические и производственные причины, препятствующие этому.

Одним из главных направлений развития мировой энергетики является повышение эффективности использования энергии, которое позволит наиболее экономично развивать энергетические отрасли и, что самое главное, – существенно ограничивать отрицательное воздействие энергетики на окружающую среду, в первую очередь снижая темпы роста выбросов двуоксида углерода, несущей основную ответственность за потепление климата в результате парникового эффекта.

Рост цен, природоохранные ограничения и постоянно возрастающие трудности размещения электростанций побуждают электроэнергетические компании в странах с развитой рыночной экономикой при определении путей развития электроснабжения рассматривать не только возможности строительства новых и расширения действующих электростанций, но и меры по снижению максимальных нагрузок и электропотребления.

Снижение нагрузки потребителей можно получить за счет проведения организационных и технических мероприятий, рассматриваемых в подразделе 2.3. Но выполнение этих мероприятий связано с дополнительными затратами труда и средств. Поэтому необходимо обеспечить материальную заинтересованность потребителей в уменьшении своей нагрузки в часы наибольшей нагрузки энергосистемы (см. подраздел 2.4) для разрешения вышеприведенного противоречия.

С позиций общества необходимо стремиться к такому регулированию электропотребления, при котором получается минимум суммарных затрат на производство и потребление электроэнергии без ограничений в ее потреблении с учетом минимизации экологического воздействия электростанций на окружающую среду.

Анализ рассмотренных выше различных целей управления спросом на электроэнергию в странах с развитой рыночной экономикой показывает, что рационально организованное управление спросом выгодно и энергокомпаниям, и потребителям, и обществу в целом.

2.2. Аварийные ограничения электропотребления

В ряде случаев для избежания массовых стихийных отключений потребителей необходимо вводить аварийные ограничения электропотребления. Основаниями для введения аварийных ограничений являются возникновение или угроза для возникновения аварийных электроэнергетических режимов вследствие [1.16]:

– возникновения в энергосистеме или отдельных ее частях дефицита электрической энергии и мощности, приводящего к сниже-

нию частоты электрического тока ниже 49,8 Гц или снижению напряжения ниже минимально допустимых уровней;

– недостаточности производства электрической энергии и мощности в отдельных частях энергосистемы, приводящей к недопустимой перегрузке линий электропередачи, трансформаторов или иного электросетевого оборудования или создающей угрозу такой перегрузки;

– повреждения электросетевого оборудования, в том числе в результате чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

– повреждения систем технологического управления, технологической связи и противоаварийной автоматики.

Аварийное ограничение режима электропотребления включает в себя две составляющие [1.16]: ограничение режима электропотребления и временное отключение потребителей.

Ограничение режима электропотребления заключается в **самостоятельном выполнении** потребителем технических мероприятий, обеспечивающих снижение потребления в указанных объемах и периодах суток. О необходимости ограничения электропотребления и его объемах **потребители уведомляются заранее**. Объем ограничений электропотребления не может составлять более 25% суточного прогнозируемого электропотребления или более 20% прогнозируемой мощности, потребляемой в часы максимальных нагрузок, соответствующего субъекта Российской Федерации.

Графики ограничения режима электропотребления вводятся, начиная с 0 часов 00 минут следующих суток с уведомлением об этом потребителя не позднее 14 часов 00 минут текущих суток.

С помощью ограничений планируемый (прогнозируемый) режим приводится к допустимым параметрам, т.е. исключается «запланированная» перегрузка энергооборудования, которая может возникнуть в силу целого ряда причин – таких, как [1.1]:

– прогнозируемый рост электропотребления до величины, не покрываемой имеющейся генерацией (с учетом нормативно моделируемых отключений генерирующих источников);

– прогнозируемое снижение поставок топлива на электростанции (гидрологические ограничения на гидростанциях), не позволяющее электростанциям набирать необходимую нагрузку;

– физическое отсутствие достаточного количества генерирующего или сетевого оборудования;

– необходимость вывода в ремонт генерирующего или сетевого оборудования с целью предотвращения его повреждения.

Временное отключение потребителей осуществляется **без предварительного уведомления потребителей** отключением линий электропередачи и трансформаторов. Объем временного отключения не может составлять более 20% прогнозируемой мощности, потребляемой в часы максимальных нагрузок, соответствующего субъекта Российской Федерации.

Графики временного отключения потребителей вводятся в случае невозможности ввода графиков ограничения режима электропотребления в сроки, необходимые для предупреждения или предотвращения аварийных электроэнергетических режимов, в случае невыполнения потребителями команд о вводе ограничения режима потребления, а также в случае сохранения причин, послуживших основанием для ввода графиков ограничения режима потребления, после их ввода.

Отключения – это экстренная мера, необходимость применения которой определяется в реальном времени для ликвидации недопустимого режима, когда существует прямая угроза возникновения перегрузки энергооборудования или когда перегрузки уже фактически возникли. Фактический режим работы энергосистемы может стать недопустимым по следующим причинам [1.1]:

- внезапное изменение баланса между потреблением и выработкой электрической мощности;
- аварийное отключение генерирующего или сетевого оборудования;
- повреждение систем транспортировки топлива (трубопроводы, железные дороги) или гидротехнических сооружений на ГЭС;
- невыполнение потребителями заданных объемов ограничений.

Отключения потребителей крайне необходимы для того, чтобы не допустить прекращения работы оборудования электростанций и сетей технологическими защитами, предотвращающими разрушение оборудования ввиду перегрузок. Если от действия технологических защит энергооборудование начнет отключаться, как правило, неизбежны массовые стихийные отключения потребителей с последующим длительным сроком его восстановления.

Таким образом, основное различие между ограничениями и отключениями заключается в сроках согласования и осуществления этих мероприятий, а также в их фактических исполнителях. Очевидно, что для потребителя более предпочтительной мерой являются ограничения, за счет заблаговременного оповещения существенно уменьшающие возможные негативные последствия в сравнении с отключениями.

Самое негативное влияние на работу энергоприемников и технологических процессов оказывают внезапные перерывы электропитания. Они могут привести к повреждению оборудования и инструмента, порче сырья и материалов, браку продукции, а в ряде случаев – к крупным авариям и взрывам. Последствия перерывов во многом определяются совпадением перерыва электропитания с тем или иным этапом технологического процесса. Например, если перерыв электропитания электропечи совпал по времени с ее заваркой, то это лишь задержит ее пуск. Перерыв электропитания в период расплавления, окисления или рафинирования может вызвать

(в зависимости от длительности перерыва) необходимость возобновления процесса, дополнительные потери электроэнергии. Внезапная остановка металлорежущих станков почти всегда вызывает поломку режущего инструмента. Повреждение инструмента является следствием самого факта перерыва электроснабжения и не зависит от длительности перерыва. В других случаях сам факт перерыва электроснабжения, хотя и не вызывает непосредственно повреждения, но способствует сокращению срока службы оборудования. Иногда повреждение и сокращение срока службы оборудования возникает только при определенной длительности перерыва электроснабжения. Например, кратковременная остановка вращающихся обжиговых печей цементного производства не вызывает их повреждения, но остановка на 15–30 мин может привести к прогибу печи и повреждению части футеровки. Помимо аварий, повреждений, порчи сырья и материалов, перерывы энергоснабжения приводят к простоя персонала, занятого ведением технологического процесса, непроизводительному расходу энергии, материалов и т.п. размеры которых зависят от длительности перерыва электроснабжения.

При предупреждении потребителя о предстоящем перерыве электроснабжения он может провести необходимые мероприятия для максимального снижения ущерба и пресечения технологического процесса с минимальными потерями. Так, при бурении нефтяных или газовых скважин во избежание «прихвата» буровой инструмент перед перерывом электроснабжения поднимают. При электролизе алюминия перед длительным отключением электроэнергии во избежание застывания алюминия из ванны удаляют весь электролит, а аноды опускают до соприкосновения с оставшимся металлом. Естественно, что чем большим промежутком времени располагает предприятие перед предстоящим перерывом энергоснабжения, тем меньшим является возможный ущерб. Ущерб потребителя определяется характеристиками технологического процесса и длительностью перерыва электроснабжения. После восстановления электроснабжения возобновляется технологический процесс.

Ущерб потребителей при перерывах электроснабжения с предупреждением определяется потерями, вызванными необходимостью остановки и последующего пуска технологических установок, простоем персонала, а также недовыработкой продукции за время простоя. Следует иметь в виду, что хотя при остановках с предупреждением удастся избежать повреждения оборудования, возникающего при внезапном перерыве электроснабжения, для некоторых производств с непрерывным технологическим циклом остановки в той или иной мере снижают срок службы технологического оборудования. При хорошей организации технологической и ремонтной служб на предприятии остановки с предупреждением могут использоваться

для проведения плановых ремонтов технологического и энергетического оборудования и их коммуникаций.

Графики аварийного ограничения режима электропотребления разрабатываются с учетом объема технологической и аварийной брони и требований по категории надежности электроснабжения соответствующих потребителей.

Под *технологической броней электроснабжения* понимают наименьшую потребляемую мощность и продолжительность времени, необходимые потребителю для безопасного завершения технологического процесса, цикла производства, после чего может быть произведено отключение соответствующих энергопринимающих устройств. Технологическая броня электроснабжения устанавливается для потребителей, использующих в производственном цикле непрерывные технологические процессы, внезапное прекращение которых вызывает опасность для жизни людей, окружающей среды и (или) необратимое нарушение технологического процесса.

Под *аварийной броней электроснабжения* понимают минимальный расход электрической энергии (наименьшую мощность), обеспечивающий безопасное для жизни и здоровья людей и окружающей среды состояние предприятия с полностью остановленным технологическим процессом. К электроприемникам аварийной брони электроснабжения относят дежурное и охранное освещение, охранную и пожарную сигнализацию, насосы пожаротушения, связь, аварийную вентиляцию.

В первую очередь осуществляют ограничение световой рекламы, уличного освещения, работы развлекательных учреждений.

Таким образом, для обеспечения надежности работы энергосистемы также актуальной является задача управления энергопотреблением.

Административные ограничения и отключения потребителей повсеместно используются в мировой практике для ликвидации и предотвращения аварийных режимов.

2.3. Мероприятия по регулированию режимов электропотребления

Мероприятия по управлению электропотреблением можно подразделить на общеорганизационные, общесистемные и регулировочные. В особую группу мероприятий можно выделить внедрение потребителей-регуляторов.

К *общеорганизационным мероприятиям* можно отнести [1,21]:

- распределение выходных дней промышленных предприятий;
- смещение времени начала работы, обеденных перерывов и

т.п.;

- переход на летнее и зимнее время.

Эти мероприятия непосредственно затрагивают социально-бытовые условия жизни общества и поэтому должны использоваться достаточно осторожно и продуманно. Так, введение в 1940 г. единого выходного дня в СССР, способствовавшее росту неравномерности графика нагрузки, было оправдано другими общегосударственными интересами.

Рассмотрим более подробно эффект от перехода на зимнее и летнее время.

Под летним временем понимается время, вводимое на летний период путем перевода часов на 1 час вперед относительно стандартного времени, действующего в зимний период. На зимний период часы переводят на 1 час назад, обратно на стандартное время, получившее название зимнего времени.

Длительность внутреннего искусственного освещения зависит от соответствия времени активной деятельности человека светлой части суток. Электроэнергию, затрачиваемую на искусственное освещение, можно значительно сократить за счет более рационального использования светлой части суток: например, за счет сдвига часовой стрелки на час вперед на весенний, летний и осенний периоды. В этом случае в летнее время дневные рабочие смены на промышленных предприятиях начинаются и заканчиваются раньше, и устраняется совпадение максимумов нагрузки одно- и двухсменных промышленных предприятий и искусственного освещения. Соответственно вечерний максимум нагрузки энергосистемы снижается и перемещается на более раннее время, что проиллюстрировано рисунком 2.3.



Рис. 2.3. Суточные графики нагрузки до и после перехода на летнее время (перевод стрелок часов на час вперед)

Перевод на летнее время целесообразен не во всех широтах. В тропических широтах (менее $23,5^\circ$) времена года выражены незначительно и продолжительность светового дня практически не меняется

на протяжении всего года. На экваторе день и ночь круглогодично делятся приблизительно по 12 часов. При приближении к Северному или Южному полюсам разница в продолжительности дня летом и зимой становится все более существенной. В полярных широтах (более 66,33°) существует другое явление: полярный день (длящийся практически весь летний период) и полярная ночь (длящаяся весь зимний период). Фактически эффективная зона перевода стрелок лежит в пределах широт от 30° до 55°.

Впервые часовую стрелку перевели в Великобритании в 1908 г.

В России летнее время впервые было введено в 1917 г., но только начиная с 1981 г. стал осуществляться регулярный (ежегодный) перевод часов на летнее время. До 2011 г. на всей территории России осуществляется переход на летнее время в последнее воскресенье марта, когда стрелки часов сдвигались на 1 час вперед; переход на зимнее время – в последнее воскресенье октября, когда стрелки часов сдвигались на 1 час назад.

По состоянию на 2018 г. 74 страны используют в том или ином варианте летнее время (из них 8 стран применяют его не во всех регионах); 171 страна летнее время не использует.

В северном полушарии летнее время используется частично в США, Канаде, Мексике (кроме ряда штатов и провинций), полностью во всех странах Европы, кроме России и Белоруссии, а также на Кубе, в Марокко, Иране, Сирии, Иордании, Ливане, Израиле, Палестине.

В южном полушарии летнее время используется в Австралии (в ряде штатов), Новой Зеландии, Парагвас, Бразилии (в ряде штатов), Чили.

По данным [1.13], полученным на основе анализа суточного потребления и почасовых суточных графиков Единой энергосистемы России и региональных объединенных энергосистем при сдвиге времени за несколько лет, можно заключить, что:

1. Переход на летнее время наиболее существенно оказывает влияние на формирование вечернего максимума. Он наступает на час позже и в целом по Единой энергосистеме России уменьшается примерно на 3%. Суммарное суточное электропотребление также в целом по Единой энергосистеме России уменьшается примерно на 1,7%. Снижается неравномерность суточных графиков нагрузки. Влияние переходов на летнее время различается для регионов России. Наибольший эффект от перехода на летнее время наблюдается в южных регионах и на Дальнем Востоке: электропотребление снижается соответственно на 2,3% и 4,6%, максимумы нагрузки – на 3,15% и 4,14%.

2. При переходе на зимнее время в целом по Единой энергосистеме России объем суточного электропотребления увеличивается примерно на 0,8%, вечерний максимум нагрузки увеличивается примерно на 2,2%, а также снижается коэффициент неравномерности. Время наступления вечернего максимума сдвигается на один час назад. Время наступления утреннего максимума сохраняется. Наибо-

лее существенно увеличивается электропотребление в южных регионах и на Дальнем Востоке: соответственно примерно на 3% и 3,24%.

3. Существенное изменение структуры потребления электроэнергии за последние 15–20 лет (снижение доли промышленной нагрузки и увеличение доли сферы услуг и домохозяйств) привело к тому, что переход на зимнее время в существующие сроки не является целесообразным с точки зрения экономии электроэнергии – потребление электроэнергии и максимальные нагрузки увеличиваются. Например, в Московском регионе в 1988 г. утренний максимум нагрузки наступал в 9 часов утра и был существенно выше вечернего. В 2008 г. утренний максимум наступал примерно в 11 часов и был существенно ниже вечернего. Смещение утреннего максимума на 2 часа и его относительное снижение не позволяют получать положительный эффект при переходе на зимнее время. А ведь именно снижение утреннего максимума определяло сроки перехода на зимнее время и обеспечивало экономию электроэнергии в период 80–90-х годов, что подтверждалось проведенными расчетами.

Таким образом, следует изменить сроки перехода на летнее и зимнее время, расширив границы летнего времени: вводить его на месяц раньше и отменять на месяц позже. Однако вводить зимнее время на относительно короткий период (декабрь–февраль) нецелесообразно [1.13], а с учетом отрицательных социальных, медицинских и организационных аспектов проблемы, возникающих при сдвиге времени, может оказаться целесообразным сохранение летнего времени в течение всего года.

После проведения расчетов эффективности сдвига времени с 2007 г. в США и Канаде границы летнего времени расширены: переход на летнее время стал осуществляться не в первое воскресенье апреля, как обычно, а на три недели раньше; обратный же переход — не в последнее воскресенье октября, а на неделю позже.

В России отказались от перевода на зимнее время с осени 2011 г., т.е. летнее время было сохранено в течение всего года. Однако, как было отмечено выше, такого рода мероприятия должны использоваться крайне осторожно и продуманно. Данное решение не нашло поддержки у значительной части граждан России. Поэтому с осени 2014 г. был осуществлен очередной переход с летнего на зимнее время с сохранением последнего в течение всего года. Согласно данным ВЦИОМа переход на постоянное зимнее время поддерживали около 1/3 опрошенных россиян, при этом 35% граждан хотели бы переводить стрелки два раза в год, и только 19% считали целесообразным оставить летнее время на протяжении всего года. Кроме того, с осени 2014 г. в России количество часовых зон увеличилось с 9 до 11. Однако в части регионов России в числе негативных последствий перехода на постоянное зимнее время был отмечен рост электропотребления у населения за счет раннего наступления темного времени суток. В результате 10 регионов России в

2016 г. фактически перешли на постоянное летнее время, изменив свою часовую зону на +1 час.

К общесистемным мероприятиям относят объединение электроэнергетических систем, аккумулирование энергии в часы провала графика нагрузки и выдачу ее в часы максимальных нагрузок, т.е. использование накопителей энергии, а также административные ограничения электропотребления.

В условиях резко неравномерного суточного графика нагрузки необходимо оценивать целесообразность применения в системе накопителей энергии. Рассмотрим применение накопителей энергии на примере гидроаккумулирующих электростанций.

Гидроаккумулирующие электростанции представляют собой совмещение насосной станции и гидроэлектростанции. В часы ночного провала графика нагрузки гидроаккумулирующие электростанции работают в насосном режиме, перекачивая воду из нижнего водохранилища в верхнее. В часы максимума нагрузки станция переводится в режим генерирования: вода, сливаясь из верхнего водохранилища, вращает турбину и сопряженный с ней генератор, отдавая электроэнергию в систему. В большинстве случаев агрегаты гидроаккумулирующих электростанций являются обратимыми, т.е. могут работать и в насосном, и в генераторном режиме.

На рисунке 2.4 показано покрытие суточного графика нагрузки с участием гидроаккумулирующих электростанций. Работая в режиме потребления мощности, гидроаккумулирующие электростанции способствуют выравниванию суточного графика нагрузки системы. Так в последние годы коэффициент неравномерности зимнего суточного графика нагрузки Московского региона за счет насосного режима Загорской ГАЭС увеличивается примерно на 10%.

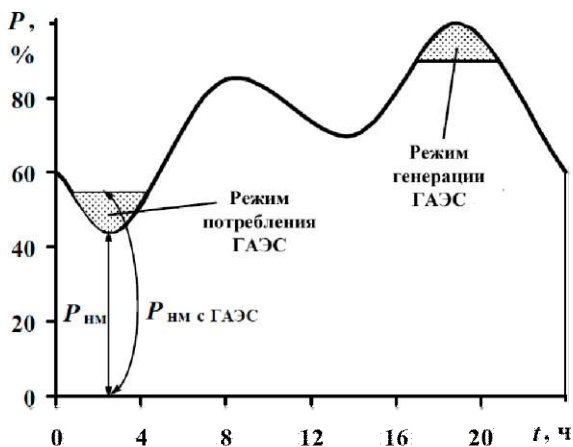


Рис. 2.4. Режимы работы гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС)

Строительство гидроаккумулирующих электростанций возможно при наличии соответствующих топографических условий и требует отвода значительных земельных участков для сооружения соответствующих водохранилищ. В равнинных условиях европейских районов России ГАЭС будут низконапорными, что снизит их эффективность.

Регулировочные мероприятия. Осуществлять регулирование электропотребления можно как воздействием на технологический процесс потребителей, так и оптимизацией режимов работы систем электроснабжения по напряжению и реактивной мощности.

Каждый электроприемник изготавливается для работы при номинальном напряжении. При отклонениях напряжения на его зажимах даже в допустимых пределах показатели его работы не остаются постоянными: например, изменяется температура в печах сопротивления, мощность на валу двигателя и т.д. Отклонения напряжения на зажимах электроприемника существенно влияют и на потребляемую из сети мощность. Зависимость потребляемых электроприемником активной и реактивной мощности от напряжения определяется статическими характеристиками нагрузки по напряжению $P = f(U)$, $Q = f(U)$, которые в общем случае нелинейны (рис. 2.5). Для упрощения их часто представляют в виде линейной зависимости и характеризуют значением регулирующего эффекта нагрузки. Под регулирующим эффектом нагрузки понимают изменение потребляемой мощности электроприемником в процентах при отклонении напряжения на 1%.

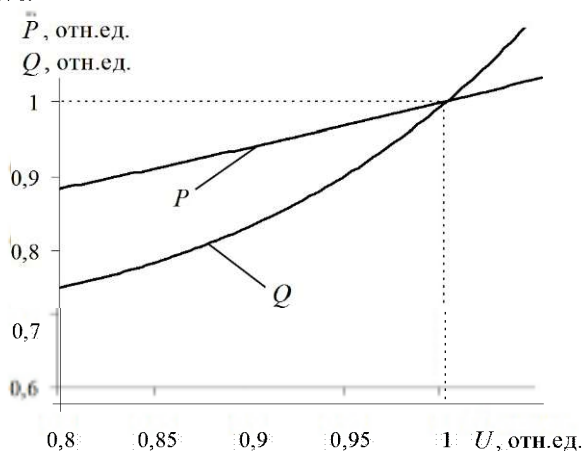


Рис. 2.5. Статические характеристики нагрузки

Регулирование электропотребления в данном случае основано на снижении активной нагрузки потребителей при уменьшении напряжения в соответствии со статическими характеристиками нагрузки. Регулирующий эффект нагрузки по напряжению ($\partial P/\partial U$)

примерно находится в диапазоне от 0,6 до 2,5, т.е. на 1% снижения напряжения активная мощность снижается на 0,6–2,5%. Нижний допустимый предел отклонения напряжения у потребителей определяется из условия нес нарушения технологических процессов потребителя.

Таким образом, в рамках данного мероприятия эффективное электропотребление – это минимальный отпуск активной мощности от источника питания без нарушения технологического процесса и при соблюдении у каждого электроприемника допустимых отклонений напряжения, которое обеспечивается средствами регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности с учетом статических характеристик нагрузок электроприемников. Так, методика и рекомендации, предложенные в [1.11] по введению эффективного электропотребления на производственном объединении АМО ЗИЛ за счет оптимизации режимов работы системы электроснабжения по напряжению и реактивной мощности, способствовали снижению активной мощности в максимум нагрузки на 7–8%.

Все разрабатываемые предприятиями мероприятия по управлению электропотреблением могут быть распределены на организационные мероприятия, не требующие дополнительных капиталовложений, и технические мероприятия, осуществление которых требует дополнительных капиталовложений.

Организационные и технические мероприятия по регулированию электропотребления на промышленных предприятиях разных отраслей различны. Эти мероприятия имеют целью упорядочение графиков работы технологических агрегатов и установок промышленных предприятий и создание запасов полуфабрикатов, дающих возможность останова некоторых промежуточных звеньев технологического процесса в часы максимума энергосистемы.

К организационным мероприятиям относятся следующие способы управления электропотреблением [1.4, 1.7, 1.22]:

- отключение вспомогательного оборудования в часы максимума нагрузки энергосистемы;
- организация ремонтов и проведение профилактики технического оборудования в часы максимума нагрузки энергосистемы;
- изменение хода технологического процесса;
- изменение режима работы энергосистемных агрегатов в течение суток;
- поочередная загрузка и остановка однотипных агрегатов в режиме максимума нагрузки.

К техническим мероприятиям относятся [1.7, 1.22]:

- установка более маневренного оборудования с улучшенными энергетическими характеристиками, с более интенсивным режимом работы;
- установка дополнительных агрегатов и добавочных емкостей промышленного продукта, позволяющих создать запас промежуточно-

го продукта в часы пониженной нагрузки и остановить часть или все агрегаты на время максимума нагрузки системы. Это решение позволяет существенно снизить нагрузку заводов в часы максимума системы ценой дополнительных капиталовложений в заводскую технику;

– внедрение новых энергоемких технологических процессов для работы в часы ночного или дневного провала нагрузки.

Как правило, капиталовложения в 1 кВт мощности большинства технологических установок значительно меньше, чем капиталовложения в 1 кВт установленной мощности электростанций [1.21].

Регулируемые мероприятия по управлению электропотреблением приводят к увеличению расхода электроэнергии на выпуск планового количества продукции, но при этом расход топлива в энергосистеме снизится, так как увеличится доля электроэнергии, выработанной (потребленной) в период с меньшим приростом удельного расхода топлива (в ночной провал), и снизится доля в период максимального прироста удельного расхода (максимальных нагрузок).

Исследование регулировочных возможностей предприятий различных отраслей [1.22] показало, что для энергоемких потребителей с равномерным суточным графиком нагрузки (предприятия черной, цветной металлургии, промышленности, строительных материалов) удельные затраты на регулирование нагрузки выше, чем для неэнергоемких (предприятия машиностроения и металлообработки), при тех же относительных диапазонах регулирования. Для производств с жесткой структурой (например, химическая промышленность) отключение даже небольшой мощности может привести к полному останову производства. На предприятиях с гибким технологическим процессом (например, нефтепереработка, машиностроение) предельная величина отключаемой мощности может достигать 60%.

Уменьшить уровень электропотребления также можно за счет *энергосбережения*. По экспертным оценкам, ввиду наличия значительного объема устаревшего энерготехнологического оборудования суммарный потенциал энергосбережения в стране оценивается величиной в 30–45% от современного уровня энергопотребления.

Графики нагрузки (суточные, недельные, годовые) системы можно уплотнить значительно больше, если еще на стадии проектирования потребителей предусмотреть работу их в режиме электропотребления, согласованном с графиком нагрузки энергосистемы, т.е. в режиме *потребителей-регуляторов* электроэнергии [1.21]. Им задается такой режим работы, при котором потребляемая мощность в часы максимальных нагрузок системы снижается, а в ночные часы увеличивается.

В 20-е годы, когда в СССР проектировались крупные гидроэлектростанции, не входящие в мощные энергосистемы и не имеющие водохранилищ годового регулирования, возникла проблема использования неравномерной, сезонной мощности таких электростанций. Например, при проектировании Днепровской гидроэлектростанции и

ее промышленного комплекса рассматривали возможность сезонной работы некоторых промышленных потребителей – главным образом, ферросплавных и карбидных заводов. Аналогичные вопросы возникали и при проектировании гидроэлектростанций в Закавказье.

Применение потребителей-регуляторов решает задачу использования той части мощности и энергии электроэнергетической системы и изолированных электростанций, которая остается свободной вследствие неравномерности потребления в течение суток и года. Однако в дальнейшем и потребители-регуляторы в СССР не нашли применения, так как объединение энергосистем и ввод в действие крупных гидроэлектростанций с водохранилищами годового регулирования позволяли оптимально покрывать график нагрузки энергосистемы [1.14]. В настоящее время из-за разуплотнения графиков нагрузки энергосистем вновь появилась необходимость внедрения потребителей-регуляторов.

Возможность работы потребителей, особенно электроемких, в режиме потребителей-регуляторов должна рассматриваться не только при проектировании потребителя, но и при конструировании его технологических агрегатов. При этом необходимо иметь в виду возможность их работы в широком диапазоне регулирования нагрузки: например, для электротермических установок – увеличения их тепловой инерционности. Так, одним из эффективных способов повышения экономической эффективности электропечи сопротивления цветной металлургии является оптимизация режима их электропотребления. Экономически оптимальная толщина термоизоляции и футеровки электропечи в существенной мере зависят от режима ее электропотребления, уменьшаясь с увеличением количества остановок печи и уменьшением степени совпадения ее нагрузки с расчетным максимумом энергосистемы [1.5]. Оптимальное значение мощности электропечи при прерывистом режиме работы будет возрастать. Таким образом, если печь предназначена для режима работы с отключением на время длительности максимума нагрузки энергосистемы, то экономически оптимальная толщина ее термоизоляции, а следовательно, и ее стоимость будут примерно на 1/3 меньше, чем у печи, рассчитанной на непрерывный режим работы.

При определении регулировочных мероприятий и потребителей-регуляторов должен учитываться социальный вопрос. Поэтому при выборе потребителей-регуляторов прежде всего необходимо ориентироваться на непрерывные круглосуточные производства с электроемкими процессами, с небольшим числом обслуживающего персонала, а также на автоматизированные процессы и технологии.

Очевидно, что максимальный эффект получают предприятия с непрерывным и относительно легко перенастраиваемым технологическим циклом производства, имеющие возможность организовать многосменную работу предприятия с достаточно широким диапазо-

ном регулирования нагрузок как по величине, так и по времени суток. В будущем могут получить развитие такие потребитель-регуляторы, как, например, электромобили с зарядкой их аккумуляторов в ночные часы.

Степень регулирования электрической нагрузки в домашних хозяйствах в основном определяется эффективностью использования аккумуляторных систем энергоснабжения, особенно в условиях малоэтажной застройки, а также возможностью переноса на более позднее время различных домашних работ (приготовление пищи, стирка и др.). Во многих странах Европы и США в режиме максимума нагрузки потребители отключают водонагреватели, отопительные установки, кондиционеры, холодильники, водосборные установки и установки по очистке сточных вод, плавательные бассейны и т.п.

В течение максимума нагрузки системы подогрев воды и отопление помещений обеспечиваются с помощью котельных установок, работающих на органическом топливе, а в течение интервалов снижения нагрузки энергосистемы – с помощью электроэнергии. Такое решение с учетом более низкого тарифа в часы снижения нагрузки энергосистемы оказывается экономически целесообразным: это своего рода потребитель-регулятор.

В экспериментальном жилом микрорайоне г. Москвы разработан проект использования электроэнергии для отопления и горячего водоснабжения, что позволяет выровнять суточный график нагрузки.

Рост единичной мощности электроприемников, их количества и разнообразия, совершенствование технологических процессов у потребителей существенно усложняют рекомендации по управлению электропотреблением и энергосбережению. Требуется разработка правил адаптивного управления, структурирование которых осуществляется на основе характеристик технологических процессов и оборудования потребителей.

В зависимости от вида технологического процесса целесообразно потребителей разделить на группы, когда:

- процесс неизменяем;
- технологический процесс одинаков для каждого цикла, но за счет изменения времени начала цикла (скользящий график включения) можно перенести нагрузку с часов максимальной нагрузки энергосистемы;
- технологический процесс непрерывен и несдвигаем, но продукция различна по электроемкости, а сам процесс регулируем по интенсивности;
- технологический процесс допускает прерывание или остановку;
- технологический процесс свободен от ограничений на снижение нагрузки.

В первую очередь мероприятия по управлению электропотреблением необходимо внедрять у последних групп потребителей.

2.4. Стимулирование потребителей к управлению электропотреблением

Регулирование технологического процесса связано с дополнительными затратами (или ущербом) для потребителей по сравнению со «свободным» режимом работы.

Критерий эффективности регулирования режимов электропотребления определяется как максимум эффекта комплекса «энергосистема–потребители» [1.22]:

$$\Delta Z_3 - \Delta Z_n \rightarrow \max, \quad (2.1)$$

где ΔZ_3 – экономия затрат в энергосистеме при выравнивании ее графика нагрузки; ΔZ_n – затраты потребителя, необходимые для его работы в режиме регулирования нагрузки.

Эффект от уплотнения графика проявляется в энергосистеме, т.е. у производителей электроэнергии, а достигается за счет мероприятий и средств потребителей, которые экономически не заинтересованы в регулировании режима электропотребления. Однако при рассмотрении каждого конкретного потребителя невозможно в критерий эффективности включить всю совокупность параметров, характеризующую конкретного потребителя. Задачу можно значительно упростить, если использовать принцип декомпозиции комплекса «энергосистема–потребители», разбив его на две подсистемы, рассматривающие комплекс производства и потребления электроэнергии. В качестве параметров связи, позволяющих провести декомпозицию системы и оптимизировать режим электропотребления, следует использовать систему тарифов на электроэнергию, дифференцированную по времени суток и учитывающую участие потребителей в формировании максимума нагрузки системы. В результате тариф становится основным параметром оптимизации режима электропотребления.

При этом в часы максимальных нагрузок, в течение пиковой части графика нагрузки (рис. 1.12), устанавливается более высокий тариф на электроэнергию, чем в дневные часы (в течение полупиковой части графика нагрузки), а в ночное время при минимальных нагрузках системы – более низкий. Изменяющийся во времени суток тариф стимулирует потребителей к тому, чтобы перенести часть электропотребления из зоны максимумов нагрузки системы на другое время суток. Эта мера может быть применена и в разрезе недели, когда в выходные дни тариф на электроэнергию устанавливается ниже, чем в рабочие дни.

Анализ коммерческих интересов поставщиков электроэнергии показал, что потребителям, которые способствуют заполнению провала графика, энергию можно продавать по цене даже ниже топливной составляющей, поскольку энергосистема получит косвенные выгоды, связанные с выравниванием графика нагрузки тепловых электростанций.

Для потребителя экономически эффективно осуществлять регулирование электропотреблением при условии:

$$Z_c - Z_p > 0, \quad (2.2)$$

где Z_c – суммарные затраты при свободном режиме; Z_p – суммарные затраты при режиме с регулированием потребления электроэнергии.

Целесообразность уплотнения графика нагрузки энергосистемы за счет регулирования режима электропотребления не вызывает сомнений, однако некоторые авторы ранее (до 1990 гг.) считали, что в условиях планового хозяйства нет необходимости вводить экономическое стимулирование регулирования режимов, а достаточно административными мерами обязать предприятия регулировать электропотребление в соответствии с заданием энергосистемы. Однако административный путь регулирования противоречит экономическим интересам потребителей, в результате резервы регулирования потребителями использовались далеко не в полном объеме. Аналогично в условиях рыночной экономики, если энергосистема не будет учитывать интересы потребителей, то, отстаивая свои собственные интересы, потребитель будет искажать информацию о своем планируемом электропотреблении и о возможностях его регулирования.

По существу работа по выравниванию графиков нагрузки в энергосистемах России в условиях перехода к рыночным отношениям только начинается.

Экономические мероприятия по стимулированию потребителей к выравниванию графиков нагрузки известны достаточно давно. В Циркуляре ВСНХ СССР от 26 ноября 1930 г. № 85 «О регулировании графиков нагрузки» было предложено несколько мероприятий по регулированию электропотребления для потребителей. Это планирование рабочих смен на предприятиях таким образом, чтобы работа не выполнялась в часы «вечернего пика»; использовался скользящий график выходного дня; некоторые предприятия останавливались во время «пика»; назначались фиксированные часы работы энергоемкого оборудования.

В 1931 г. Мосэнерго заключило соглашение с 25 предприятиями о снижении ими нагрузки в часы утреннего и вечернего «пиков» с выплатой им компенсации за каждый снятый кВт: 60 руб. в утренний и 36 руб. в вечерний «пик». Снизили нагрузку 22 предприятия суммарно на 12 МВт. Энергосистема при этом получила выигрыш в размере 85 руб/кВт. Если бы потребителей просто отключили, то Мосэнерго получило бы недоотпуск электроэнергии на 5,7 млн руб. Дополнительный ущерб в сумме 17 млн руб. получил бы и потребитель по причине недовыпуска продукции.

Опыт развитых стран также свидетельствует о том, что в условиях жестких экологических ограничений и при недостатке инвестиционных средств гораздо выгоднее регулировать потребление энергии и мощности, чем вкладывать средства в расширение генерации. Чтобы стимулировать участие потребителей в программах по управ-

лению спросом, энергокомпании воздействуют на потребителей через гибкую систему тарифов.

Во многих зарубежных странах как для промышленных, так и для бытовых потребителей используют тарифы, основанные на принципах себестоимости генерации электроэнергии, и дифференцированные тарифы: по времени суток и года, по категориям потребителей и по уровню надежности. Практически нет стран, имеющих абсолютно одинаковые тарифные системы, даже если общие черты их совпадают.

Во Франции для мощных промышленных потребителей действует так называемый «зеленый тариф». Постоянная плата (за мощность) изменяется в соответствии с уровнем потребления, графиком нагрузки и временем года. Плата за электроэнергию изменяется в зависимости от времени суток и времени года. В некоторых вариантах «зеленого тарифа» «пиковая» электроэнергия в 25 раз дороже ночной. Для бытовых потребителей («голубой тариф») стоимость электроэнергии в летний период в дневной зоне в 1,7 раза выше, чем в ночной; в осенне-зимний период в «пиковой» зоне тариф в 9 раз выше, чем в остальное время. Внедрение в действие таких тарифов существенно изменило форму суточного графика нагрузки: в 1985 г. появился третий максимум нагрузки (наряду с утренним и вечерним) в 1 ч ночи, при этом в воскресные дни этот максимум является абсолютным за сутки [1.2].

В результате среднегодовые цены на электроэнергию во Франции, несмотря на структуру генерирующих мощностей, в которых доминирует дорогостоящая выработка электроэнергии на АЭС (75% общей выработки), ниже, чем в большинстве западноевропейских стран. Это достигается за счет хорошей оптимизации электроэнергии по схеме «производство–потребление», которая происходит под непосредственным воздействием новой системы тарифов.

Воздействие тарифа, дифференцированного по часам суток, на режим электроснабжения промышленных предприятий Франции проиллюстрировано рисунком 2.6 [1.21]. При этом коэффициент заполнения зимнего суточного графика нагрузки повысился с 0,72 до 0,87.

В Великобритании тариф на электроэнергию в часы пиковой нагрузки и в ночное время отличается в 5 раз, между разными рабочими днями – в 3,5 раза. В Канаде для потребителей, подключенных к сетям низкого напряжения, различие в тарифах по зонам суток может достигать 20 раз. В США различие в ценах на «пиковую» и «внепиковую» электроэнергию для бытовых потребителей в разных энергосистемах составляет от 1,2 до 16 раз, что приводит к снижению электропотребления до 30% в часы наибольших нагрузок. Сезонные тарифы отличаются на порядок.

Западноевропейские и американские энергокомпании предоставляют потребителям большой выбор скидок к тарифам, стимулирующих участие потребителей в управлении своим электропотреблением. Потребитель выбирает частоту возможных отключений или

ограничений нагрузки, их продолжительность и заблаговременность предупреждений со стороны энергокомпаний об ограничениях или отключениях. В США введен тариф с негарантированным обслуживанием потребителей, т.е. с учетом надежности электроснабжения, при котором потребитель дает согласие на перерывы в электроснабжении или значительное снижение объема электропотребления в периоды наибольших нагрузок энергосистемы.

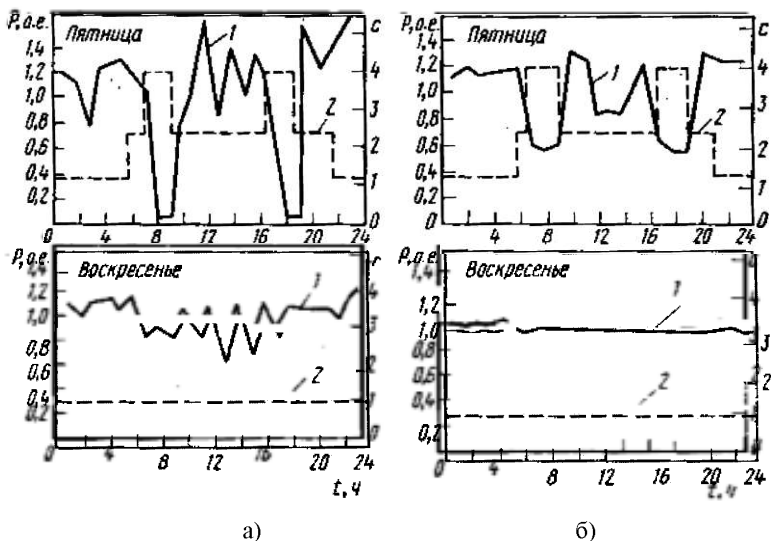


Рис. 2.6. Электропотребление заводов и тарифы на электроэнергию по часам суток:

а – электрометаллургический завод; *б* – цементный завод;

1 – потребляемая мощность в долях от среднесуточной; 2 – цена 1 кВт·ч

На розничном рынке в России существуют следующие тарифы:

- одноставочные – в виде одной ставки (за 1 кВт·ч потребленной электроэнергии);

- двухставочные – в виде двух ставок (основная – за 1 кВт заявленной мощности в часы максимума нагрузки энергосистемы, дополнительная – за 1 кВт·ч потребленной электроэнергии);

- дифференцированные – одноставочные и двухставочные тарифы, дифференцированные по зонам суток.

Одноставочный тариф может стимулировать потребителей только к внедрению энергосберегающих мероприятий, но не стимулирует к выравниванию суточного графика нагрузки.

Для экономического стимулирования управления электропотреблением в нашей стране длительное время используется двухставочный тариф. Значение первой ставки тарифа – за мощность – обеспечивает компенсацию условно-постоянных затрат по поддержанию

требуемой мощности электрических станций в работоспособном состоянии, требуемой пропускной способности электрических сетей и формирование обоснованного размера прибыли. Значение второй ставки тарифа – за электроэнергию – обеспечивает компенсацию переменных затрат по производству, передаче и распределению требуемого объема электроэнергии до потребителя (затраты на топливо, компенсация потерь электроэнергии в электрических сетях). Довольно высокая ставка за мощность, потребляемую в часы максимума нагрузки энергосистемы, оказывает экономическое воздействие на потребителя, вынуждая его к переносу максимума электропотребления из пиковых зон графика нагрузки системы на другие часы.

Однако этот тариф является довольно сложным для восприятия руководителями промышленных предприятий, как правило, не имеющими специального энергетического образования. Он не обеспечивает прозрачности представленной информации об экономической целесообразности повышения коэффициента заполнения суточного графика нагрузки [1.12]. Отметим, что данный тариф не требует сложных систем учета электрической энергии.

Более совершенным с точки зрения стимулирования потребителей к выравниванию графиков нагрузки является тариф, дифференцированный по времени суток. В этом тарифе стоимость электроэнергии в разное время суток различна. Тарифы на электроэнергию, дифференцированные по времени суток, – это стремление установить систему оплаты, отражающую реальную стоимость потребляемой электроэнергии. Правильная дифференциация ставок тарифов по времени способна экономически заинтересовать потребителей в регулировании электропотребления. Переход на дифференцированный по времени суток тариф при неизменном суточном графике нагрузки не должен давать потребителю дополнительного экономического эффекта. Положительный экономический эффект может быть получен потребителем только за счет уменьшения электропотребления в течение «дорогого» времени (часы наибольших нагрузок системы) и увеличения в течение относительно «дешевого» (часы наименьших нагрузок системы).

Применять дифференцированный тариф по зонам суток можно только при наличии у абонента автоматизированной системы учета, что потребует совершенствования схем и систем учета электрической энергии и мощности у потребителей.

Другим примером стимулирования потребителей к управлению электропотреблением в аварийных ситуациях служит технология добровольного ограничения нагрузки [1.1]. Добровольное ограничение нагрузки предусматривает экономическое стимулирование снижения электропотребления посредством выплаты потребителям за каждый непотребленный кВт·ч суммы, существенно превышающей стоимость электроэнергии на оптовом рынке. Источником средств для оплаты является оптовый рынок электроэнергии.

В добровольном ограничении нагрузки может участвовать любой конечный потребитель добровольно и на договорной основе. При этом не имеет значения то, включен ли данный потребитель в графики административных ограничений. Если потребитель по каким-либо причинам не желает снижать электропотребление за вознаграждение, то он в случае недостаточности режима добровольного ограничения нагрузки ограничивается административно.

Таким образом, у потребителей есть выбор: в первоочередном порядке добровольно снизить потребление электроэнергии и получить за это весомое вознаграждение или ограничить потребление в соответствии с административно установленным графиком во вторую очередь, но при этом бесплатно. Однако недостатком добровольного ограничения нагрузки является то, что финансовые обязательства возникают только при фактической активизации ограничения, т.е. потребитель должен быть постоянно готов к ограничению электропотребления. Он должен предусмотреть соответствующие меры, требующие дополнительных затрат, но деньги получит только при фактической реализации ограничения электропотребления.

Для более активного стимулирования потребителей к управлению электропотреблением необходимо широко дифференцировать тарифы на электроэнергию в зависимости от:

- времени суток, дня недели и времени года;
- режима электропотребления (учет суточной, недельной, годовой неравномерности электропотребления, совпадения максимума нагрузки потребителя с максимумом нагрузки системы);
- климатической зоны (что особенно характерно для России: в 2010 г. максимум кубанской энергосистемы, впервые за историю, был зафиксирован в летнее время);
- участия потребителей в ограничении и отключении нагрузки с учетом требуемой заблаговременности предупреждения о введении режима отключения или снижения нагрузки; допустимого объема и продолжительности снижения или отключения нагрузки; допустимой частоты отключения или снижения нагрузки в течение заданного периода времени.

В настоящее время дифференцированные по времени суток тарифы стимулируют к переходу на оплату по такому тарифу только потребителей с трехсменной работой и высоким значением коэффициента заполнения суточного графика нагрузки. Переход на дифференцированный тариф потребителей с двухсменной и односменной работой не дает экономического эффекта потребителю, при этом еще и требует установки специализированной системы учета электроэнергии [1, 12]. Поэтому требуется четкая обоснованность соотношения тарифных ставок по зонам суточного графика: например, соотношение тарифов базовой зоны к «полупиковой» и «пиковой» (рис. 1, 12) соответственно 1:3:6 или 1:4:8 [1, 6].

Для применения различных тарифов в настоящее время наибольшее распространение среди технологий Smart grids, особенно в скандинавских странах и Италии, получили технологии «умных измерений». Данная технология подразумевает установку у потребителей счетчиков электроэнергии, имеющих двухстороннюю связь с энергокомпанией, в результате чего обеспечивается широкий диапазон функциональных возможностей, в том числе:

- удаленное включение/отключение потребителей;
- автоматическое считывание накопленной счетчиком информации;
- сигнализация аварийных ситуаций;
- удаленное изменение тарифных планов;
- информирование потребителя об изменении тарифов на электроэнергию в режиме реального времени.

Особые тарифы необходимо устанавливать для потребителей-регуляторов.

Контрольные вопросы

1. Каковы цели управления электропотреблением?
2. Какие преимущества имеет управление электропотреблением в сравнении с увеличением генерирующих мощностей?
3. В чем состоит особенность процессов производства и потребления электроэнергии?
4. Почему затраты на покрытие переменного графика нагрузки больше, чем постоянного графика, при одинаковом объеме электропотребления?
5. Поясните, почему тепловые электрические станции относятся к маломаневренным.
6. Какие параметры характеризуют пусковые режимы тепловых электростанций?
7. В какой части суточного графика нагрузки целесообразна работа тепловых, атомных и гидравлических электростанций?
8. Какова в последние годы структура установленной мощности по типам электростанций в России?
9. В чем заключаются проблемы покрытия ночного минимума нагрузки в городах?
10. Почему прогнозируется, что в ближайшей перспективе будет трудно покрывать суточные и недельные графики нагрузки?
11. В каких случаях необходимо вводить аварийные ограничения электропотребления?
12. В чем заключается ограничение режима электропотребления и временное отключение потребителей? Сформулируйте их отличия.
13. В каких случаях вводят ограничение режима электропотребления, а в каких – временное отключение потребителей?

14. Приведите примеры последствий внезапного прекращения электроснабжения потребителей.
15. Что понимают под технологической и аварийной броней?
16. Перечислите основные группы мероприятий по управлению электропотреблением и мероприятия, входящие в них.
17. В чем заключается специфика внедрения общерганизационных мероприятий по управлению электропотреблением?
18. За счет чего проявляется эффект от перехода на летнее и зимнее время?
19. Во всех ли странах целесообразен переход на летнее и зимнее время? Поясните ответ.
20. Когда осуществлялся переход на летнее и зимнее время в России?
21. Почему в последние годы в России переход на зимнее время не давал положительного эффекта?
22. Что необходимо предпринять для получения положительного эффекта от перехода на зимнее время?
23. Почему в России с осени 2011 г. отказались от перехода на зимнее время?
24. В чем проявляется эффект от объединения отдельных энергосистем в единую?
25. Поясните роль накопителей энергии в выравнивании суточного графика нагрузки электростанций.
26. Что показывают статические характеристики нагрузки?
27. Что такое регулирующий эффект нагрузки по напряжению?
28. Поясните, как за счет оптимизации режима работы системы электроснабжения по напряжению и реактивной мощности можно изменить величину потребляемой мощности.
29. Какова цель внедрения регулировочных мероприятий по управлению электропотреблением?
30. Что понимают под термином «потребитель-регулятор»?
31. Приведите примеры потребителей как в промышленности, так и в быту, которые могут быть потребителями-регуляторами.
32. За счет чего можно регулировать электропотребление в домохозяйствах?
33. Какой параметр оптимизации электропотребления является общим для всех типов потребителей? Обоснуйте ответ.
34. Приведите несколько примеров тарифных систем зарубежных стран и их влияния на режимы электропотребления.
35. Какие тарифы на электроэнергию действуют на розничном рынке России?
36. Перечислите факторы, в зависимости от которых необходимо дифференцировать тарифы на электроэнергию для стимулирования потребителей к управлению своим электропотреблением.

ЧАСТЬ II

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Глава 3 РАСЧЕТНЫЕ НАГРУЗКИ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1. Понятие расчетной нагрузки

Значения электрических нагрузок как отдельных потребителей, так и их совокупности, являются основой для решения большинства задач проектирования и эксплуатации систем электроснабжения: выбор параметров элементов систем электроснабжения, планирование их перспективного развития, оптимизации режимов их работы и т.д. Завышенные электрических нагрузок по сравнению с фактическими значениями приводит к необоснованному удорожанию проектируемой системы электроснабжения; занижение электрических нагрузок – к увеличению потерь электроэнергии в элементах систем электроснабжения, а также их регулярной перегрузке и, как следствие, к снижению их срока службы. Поэтому точность определения нагрузок потребителей существенно влияет на технико-экономические показатели систем электроснабжения.

Номинальная, или установленная, мощность электроприемников ($P_{ном}$), как правило, известна, а следовательно, на нее можно опираться при определении нагрузок элементов систем электроснабжения. Номинальный ток (мощность) электроприемников – это такая неизменная во времени нагрузка, при которой эффект нагрева элементов электроприемников при номинальной температуре окружающей среды не приводит к сокращению его гарантированного срока службы. Очевидно, что верхняя граница максимальной (расчетной) нагрузки элемента сети может быть оценена как сумма номинальных токов (мощностей) электроприемников, получающих питание по данному элементу.

Значение средней нагрузки электроприемников ($P_{ср}$) довольно просто определить по выражению (1.2). Под средней нагрузкой электроприемников понимается такая неизменная во времени нагрузка,

работая с которой в течение рассматриваемого интервала времени, электроприемник потребляет такое же количество электроэнергии, что и при фактически изменяющейся во времени нагрузке. Также очевидно, что нижняя граница максимальной (расчетной) нагрузки элемента сети может быть оценена как суммарная средняя нагрузка всех электроприемников, получающих питание по данному элементу.

Под расчетной (максимальной нагрузкой) понимают такую длительную неизменную во времени нагрузку, при которой эффект нагрева элементов систем электроснабжения (линий, трансформаторов и др.) будет таким же, как и при фактически изменяющейся во времени нагрузке при наиболее тяжелом тепловом воздействии. Тепловое воздействие на элемент системы электроснабжения характеризуется или максимальной температурой его нагрева, или тепловым износом его изоляции. Соответственно различают:

а) расчетную нагрузку по максимальной температуре нагрева – такую длительную, неизменную во времени нагрузку, которая вызывает в элементе сети такую же максимальную температуру нагрева, что и фактическая нагрузка;

б) расчетную нагрузку по тепловому износу изоляции – такую длительную, неизменную во времени нагрузку, которая вызывает в элементе сети тот же тепловой износ изоляции, что и фактическая нагрузка.

Расчетной нагрузкой будет наибольшее из двух значений, соответствующих этим двум воздействиям. Однако отмечается [2.10], что, учитывая неопределенность показателей старения изоляции, расчетную нагрузку определяют только по температуре максимального нагрева.

Тепловое воздействие на элемент системы электроснабжения обусловлено протекающим по нему током. Однако на практике под расчетной нагрузкой, как правило, понимают значение активной мощности. Расчетная активная нагрузка (P_p) с расчетным током (I_p) связана следующим соотношением:

$$P_p = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_p \cdot \cos\varphi_p, \quad (3.1)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение; $\cos\varphi_p$ – расчетный коэффициент мощности.

Значение $\cos\varphi_p$ достаточно сложно определить. Поэтому его, как правило, заменяют на среднее значение коэффициента мощности.

При протекании тока по проводнику в его сопротивлении выделяется теплота, которая расходуется на нагрев проводника. Чрезмерный нагрев проводника вызывает ускоренное старение его изоляции, окисление контактных соединений и ухудшение его электрических и механических свойств.

Рассмотрим подробно динамику процессов нагревания и охлаждения проводников для определения ее аналитической зависимости от времени.

Проводник, по которому не протекает ток, имеет температуру окружающей среды ($\theta_{\text{окр.ср}}$). После начала протекания неизменного тока (момент времени t_1 на рисунке 3.1) проводник начинает нагреваться сверх температуры окружающей среды. Однако процесс нагрева проводника сопровождается отдачей проводником тепла в окружающую среду. Чем больше разность температур проводника ($\theta_{\text{пр}}$) и окружающей среды ($\theta_{\text{окр.ср}}$), тем интенсивнее протекает процесс отдачи теплоты в окружающую среду. Поэтому пока температура проводника незначительно отличается от температуры окружающей среды, количество тепла, отдаваемого в окружающую среду, мало и проводник интенсивно нагревается (кривая AC на рисунке 3.1).

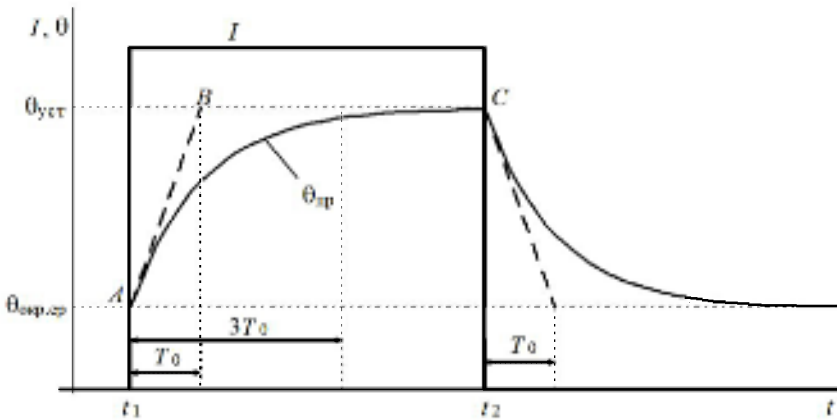


Рис. 3.1. Процесс изменения температуры проводника при протекании по нему тока

По мере роста температуры проводника увеличивается интенсивность отдачи им тепла в окружающую среду, в результате скорость нагревания проводника начинает снижаться. При некоторой температуре проводника наступит состояние теплового равновесия: количество теплоты, выделяемой в проводнике, будет равно количеству теплоты, отдаваемой проводником в тот же промежуток времени в окружающую среду. Температура, при которой наступает состояние теплового равновесия, называется установившейся ($\theta_{\text{уст}}$).

Запишем уравнение теплового баланса.

Выделяемая при протекании тока I в единице длины проводника теплота за время dt определяется выражением:

$$3 \cdot I^2 \cdot R_0 \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta_{\text{пр}} - 20)) \cdot dt, \quad (3.2)$$

где R_0 — удельное активное сопротивление проводника при температуре 20°C , Ом/км;

α — температурный коэффициент увеличения сопротивления проводника, $1/^\circ\text{C}$.

Теплота, затрачиваемая на повышение температуры проводника на величину $d\theta$, определяется выражением:

$$C \cdot d\theta, \quad (3.3)$$

где C – удельная теплоемкость проводника, $(\text{Вт} \cdot \text{с})/(\text{°C} \cdot \text{км})$.

Удельная теплоемкость представляет собой количество теплоты в единицу времени, необходимое для повышения температуры единицы длины проводника на 1°C при условии отсутствия отдачи тепла в окружающую среду.

Теплота, отдаваемая проводником в окружающую среду, определяется выражением:

$$k \cdot F_0 \cdot (\theta_{\text{пр}} - \theta_{\text{окр.ср}}) \cdot dt, \quad (3.4)$$

где k – эквивалентный коэффициент теплоотдачи $\text{Вт}/(\text{°C} \cdot \text{м}^2)$;

F_0 – удельная площадь поверхности проводника (поверхности охлаждения), $\text{м}^2/\text{км}$.

Эквивалентный коэффициент теплоотдачи представляет собой количество теплоты, отдаваемой за счет теплопроводности, конвекции и лучеиспускания* в единицу времени с единицы поверхности проводника при разности температур проводника и окружающей среды в 1°C .

Таким образом, уравнение теплового баланса запишется как

$$3 \cdot I^2 \cdot R_0 \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta_{\text{пр}} - 20)) \cdot dt = C \cdot d\theta + k \cdot F_0 \cdot (\theta_{\text{пр}} - \theta_{\text{окр.ср}}) \cdot dt. \quad (3.5)$$

Для проводников, проложенных как в воздухе, так и в земле, наблюдается некоторый рост коэффициента теплоотдачи с увеличением разницы температур проводника и окружающей среды. Но с ростом температуры проводника увеличивается и величина

* Существует три способа передачи тепла нагретым телом: теплопроводность, конвекция и лучеиспускание.

Теплопроводность – это процесс передачи тепла от более нагретых мест к менее нагретым.

Конвекция – это передача тепла в жидкостях или газах путем перемещения самого вещества. Нагретое тело, помещенное в газ или жидкость, отдает свое тепло их частицам, которые, нагреваясь, становятся легче и поднимаются вверх, а на их место поступают более холодные частицы.

Лучеиспускание – это процесс отдачи тепла, при котором тепловая энергия, превращаясь в лучистую, передается от нагретого тела в окружающую среду. Источником лучистой энергии является любое тело, у которого температура отлична от абсолютного нуля.

Отдача тепла нагретым телом обычно происходит одновременно путем теплопроводности, конвекции и лучеиспускания. В зависимости от температуры проводника и характера окружающей среды преобладает тот или иной способ. При этом трудно определить, какая часть тепла передается в окружающую среду тем или иным способом. В практических расчетах количество тепла, отводимого с поверхности нагретого тела всеми видами теплоотдачи, характеризуется эквивалентным коэффициентом теплоотдачи, учитывающим отдачу тепла всеми способами.

$\alpha \cdot (\theta_{\text{пр}} - 20)$, приводя к увеличению сопротивления провода, а как следствие – к увеличению выделяемой в проводнике теплоты. Влияние коэффициента теплоотдачи и температурного коэффициента увеличения сопротивления на рост температуры проводника противоположно: увеличение сопротивления ведет к увеличению температуры проводника, а рост коэффициента теплоотдачи – к ее снижению. Для упрощения решения уравнения теплового баланса предполагают, что увеличение значения левой части уравнения (3.5), вызванное ростом температуры проводника, компенсируется увеличением значения второго слагаемого правой части уравнения (3.5) за счет увеличения коэффициента теплоотдачи, вызванного ростом разности температур проводника и окружающей среды.

В области относительно небольших температур эквивалентный коэффициент теплоотдачи изменяется незначительно, поэтому при приближенных расчетах его можно считать постоянным:

$$k = \text{const} . \quad (3.6)$$

В условиях допущения (3.6), с учетом вышесприведенного, температурным коэффициентом увеличения сопротивления проводника пренебрегают, т.е.

$$\alpha = 0 . \quad (3.7)$$

Разделим правую и левую части уравнения (3.5) на величину $k \cdot F_0 \cdot dt$. В результате, с учетом (3.6) и (3.7), получим:

$$\frac{3 \cdot I^2 \cdot R_0 \cdot dt}{k \cdot F_0 \cdot dt} = \frac{C \cdot d\theta}{k \cdot F_0 \cdot dt} + (\theta_{\text{пр}} - \theta_{\text{окр.ср}}) . \quad (3.8)$$

Решением дифференциального уравнения (3.8) является искомая зависимость температуры проводника от времени нагрева:

$$\theta_{\text{пр}}(t) = \theta_{\text{уст}} - (\theta_{\text{уст}} - \theta_{\text{окр.ср}}) \cdot e^{-t/T_0} , \quad (3.9)$$

где T_0 – постоянная времени нагрева проводника.

Значения T_0 и $\theta_{\text{уст}}$ соответственно равны:

$$T_0 = \frac{C}{k \cdot F_0} ; \quad (3.10)$$

$$\theta_{\text{уст}} - \theta_{\text{окр.ср}} = \frac{3 \cdot I^2 \cdot R_0}{k \cdot F_0} . \quad (3.11)$$

Постоянная времени нагрева проводника – это время, за которое температура проводника достигла бы установившегося значения при условии отсутствия отдачи проводником тепла в окружающую среду (прямая AB на рисунке 3.1). Практически принимают, что за время, равное трем постоянным времени нагрева, температура проводника достигает установившегося значения (фактически 95% разности установившейся температуры и температуры окружающей среды).

После отключения тока, протекающего по проводнику (момент времени t_2 на рисунке 3.1), в проводнике больше не выделяется тепло и начинается процесс его охлаждения, связанный с отдачей проводником тепла в окружающую среду. По мере уменьшения температуры проводника интенсивность отдачи тепла в окружающую среду снижастся, а как следствие – снижастся и скорость охлаждения до температуры окружающей среды.

Если бы мы смогли получить (снять) график изменения температуры проводника во времени, то, определив по нему максимальную разность температур нагрева проводника и окружающей среды, с помощью выражения (3.11) нашли бы значение расчетного тока, который вызывает в элементе сети такую же максимальную температуру нагрева, что и фактическая изменяющаяся нагрузка. Однако получить график изменения температуры проводника очень сложно.

Процесс нагрева проводников является инерционным, а степень инерционности определяется постоянной времени нагрева проводника. По этой причине существенно кратковременное возрастание тока (например, при пуске электродвигателя) не приводит к изменению температуры нагрева проводника. Это обусловлено тем, что нагрев проводника определяется произведением квадрата тока на время, а не значением максимального тока. Поэтому значение средней нагрузки за некоторый интервал времени Δt будет более точно характеризовать нагрев проводника, чем значение максимальной нагрузки за тот же интервал времени Δt .

Возникает вопрос о рациональной длительности этого интервала, средняя нагрузка за который будет достаточно точно характеризовать нагрев проводника на этом интервале. Если он будет мал, то не успеет установиться процесс нагрева проводника. С другой стороны, если он будет слишком большим, то внутри этого интервала возможно наличие участка с продолжительным пиком нагрузки, который успеет вызвать больший нагрев проводника, чем средняя нагрузка за рассматриваемый интервал (рис. 3.2). Исходя из приведенных ограничений длительность этого интервала, называемого интервалом осреднения, принята равной трем постоянным времени нагрева, т.е. $\Delta t = 3T_0$.

Максимальная средняя нагрузка за интервалы времени $3T_0$ в течение рассматриваемого периода T принимается в качестве расчетной нагрузки, т.е.

$$I_p = \max_i \{ I_{срi} \}; \quad (3.12)$$

$$I_{срi} = \frac{1}{3T_0} \int_t^{t+3T_0} I(t) dt, \quad 0 \leq t \leq T - 3T_0. \quad (3.13)$$

Покажем в общем виде практическое определение максимума средней нагрузки. Пусть фактическая нагрузка элемента сети за некоторый интервал времени T имеет вид, показанный на рисунке 3.3.

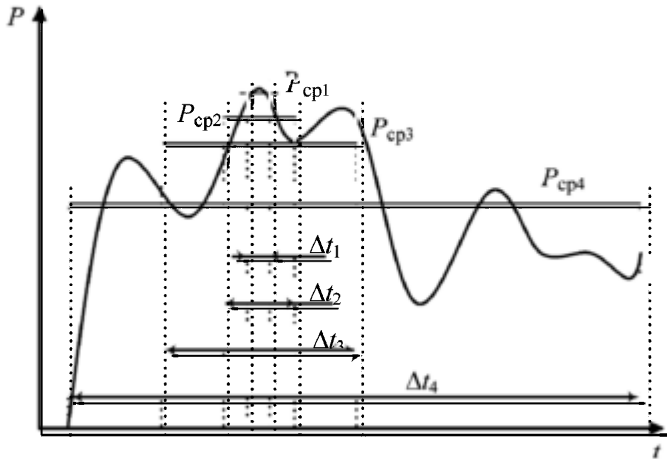


Рис. 3.2. Влияние величины интервала осреднения на значение средней нагрузки

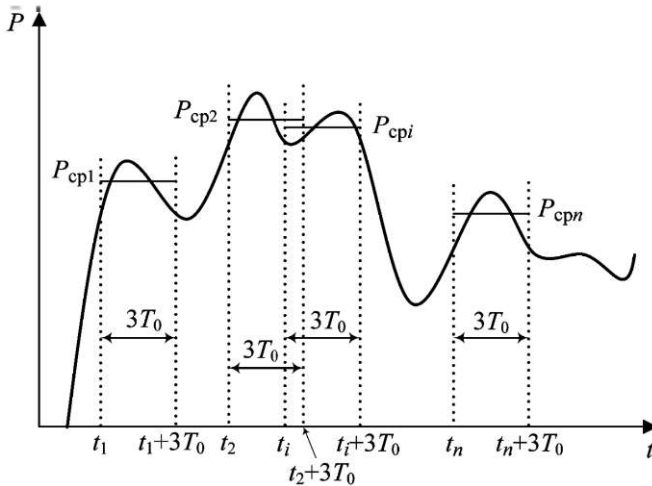


Рис. 3.3. Определение максимума средней нагрузки за интервал времени $3T_0$

На данном графике нагрузки находим интервалы времени, равные $3T_0$, одновременно отвечающие двум условиям:

$$P(t_i) = P(t_i + 3T_0); \quad (3.14)$$

$$\left. \frac{dP}{dt} \right|_{t_i} > \left. \frac{dP}{dt} \right|_{t_i + 3T_0}. \quad (3.15)$$

Первое условие (3.14) позволяет найти интервалы времени $3T_0$, на которых наблюдается локальные максимумы или минимумы графика нагрузки. Второе условие (3.15) позволяет отбросить интервалы с локальными минимумами. За интервал наблюдения (например, за самую нагруженную смену промышленного предприятия) найдем n интервалов, одновременно отвечающих условиям (3.14) и (3.15). На каждом интервале по (3.13) определим среднюю нагрузку $P_{срi}$, максимальная из которых, в соответствии с (3.12), и будет принята за расчетную нагрузку.

Для простоты осреднение проводят на последовательных интервалах $3T_0$, поэтому графики нагрузки очень часто представляют в виде ступенек продолжительностью $3T_0$. Например, на рисунке 1.15 приведены ступенчатые графики нагрузки с интервалом осреднения 1 ч, а на рисунках 1.16 и 1.18 – 2 ч.

Постоянная времени нагрева проводов и кабелей малых сечений равна примерно 10 мин. С учетом унификации расчетов нагрузок интервал осреднения был условно принят равным 30 мин [2.3]. Эта же величина была принята и Американским институтом инженеров-электриков и электроников [2.11]. Поэтому расчетную нагрузку очень часто (хотя и не совсем корректно) называют «тридцатиминутным (или получасовым) максимумом»^{*}.

Постоянная времени нагрева согласно выражению (3.10) зависит от большого количества факторов. Для разных элементов систем электроснабжения (трансформаторов, проводов воздушных линий, кабелей, шинопроводов) она существенно различается, для линий электропередачи зависит от сечения проводника и типа его изоляции. У кабельных линий на постоянную времени нагрева существенно влияет способ прокладки кабеля (в земле в траншеях, в блоках, на воздухе и т.д.). Чем больше сечение проводника, тем больше постоянная времени нагрева. У проводов воздушных линий она меньше, чем у кабелей. У кабельных линий, проложенных в земле, постоянная времени нагрева больше, чем при прокладке на воздухе. Например, для кабелей сечением жил 150–185 мм² постоянная времени нагрева составляет около 1 ч, а у силовых трансформаторов 6–20/0,4 кВ в зависимости от мощности – около нескольких часов. Поэтому для таких элементов систем электроснабжения значение расчетной нагрузки, определяемое как «тридцатиминутный максимум», оказывается завышенным.

3.2. Математическое описание электрических нагрузок

Режимы электропотребления потребителей зависят от множества факторов (см. подразделы 1.3 и 1.4), многие из которых носят

^{*} Под получасовым максимумом нагрузки можно понимать и максимальное значение нагрузки, длящееся в течение получаса [2.5].

случайный характер. Учет случайного (вероятностного) характера электрических нагрузок и режимов электропотребления достаточно хорошо описывается теорией вероятности и математической статистикой [2.1], а в частности – теорией случайных процессов [2.2].

Потребляемая мощность в конкретный момент времени определяется составом включенных электроприемников и их нагрузкой, значения которых точно предсказать практически невозможно. Например, электродвигатель, электровоз, электрическая лампа, электронагревательный прибор могут быть или включенными, или отключенными от электрической сети, работать с той или иной нагрузкой, что является случайным событием.

Случайным событием называется событие, которое может в данных конкретных условиях или произойти, или не произойти. В отличие от этого *достоверным* называется событие, которое обязательно произойдет, а *невозможным* – событие, которое не может произойти. Примером достоверного события является хотя бы один пуск исправного лифта за сутки в многоэтажном доме, примером невозможного – одновременная работа всех имеющихся в квартире электроприемников с номинальной мощностью.

Чтобы сравнивать между собой события по степени их возможности, вводят понятие *вероятности* случайного события: это число в интервале от нуля до единицы, которое тем ближе к единице, чем более возможно событие.

Два случайных события являются *независимыми*, если наступление одного из них не влияет на вероятность наступления другого, и *зависимыми* – в обратном случае. Примером независимых событий является включение холодильников в двух соседних квартирах; примером зависимых – включение системного блока и монитора одного персонального компьютера.

В результате наложения друг на друга таких случайных событий, как включение и отключение электроприемников, их определенная нагрузка получается та или иная случайная величина электрической мощности потребителя, зависящая от совокупности случайных событий.

Случайной величиной называется величина, принимающая в результате «опыта» (случая) то или иное значение, причем это значение заранее неизвестно. Согласно понятиям теории вероятностей «опыт» не обязательно ставит человек. «Опыт» может протекать независимо от человека, при этом человек выступает в роли наблюдателя или фиксатора происходящего [2.1]. Случайные величины отличаются от обычных (неслучайных) величин тем, что в разных случаях (или испытаниях) значения их могут быть различными.

Случайные величины можно разделить на два класса: дискретные и непрерывные. Дискретная случайная величина может принимать только дискретные (разрозненные) значения: например, количество электроприемников, работающих в рассматриваемой квартире. Значе-

ния непрерывных случайных величин могут изменяться непрерывно, т.е. даже в ограниченных интервалах такие величины могут иметь бесконечно большое число значений; например, величина вечернего максимума нагрузки потребителя. Однако все случайные величины подчинены тем или иным объективным закономерностям. Например, они могут иметь ограниченные области возможных значений; различные значения случайных величин могут иметь разные вероятности и т.п.

Для количественной оценки вероятностей как непрерывных, так и дискретных случайных величин используют *закон распределения вероятностей* случайной величины, наиболее общей формой которого является *функция распределения случайной величины* $F(x)$, которая, по определению, равна вероятности того, что данная случайная величина X (непрерывная или дискретная) попадает в интервал значений от $-\infty$ до некоторого значения x , т.е. она меньше, чем x :

$$F(x) = P(-\infty \leq X \leq x). \quad (3.16)$$

Из определения функции распределения следует, что $F(-\infty) = 0$ и $F(+\infty) = 1$.

Для непрерывных случайных величин функция распределения задается аналитически (если это возможно) или графически. По заданной функции распределения можно вычислить вероятности попадания случайной величины в определенный интервал значений. Если известны значения $F(x_1)$ и $F(x_2)$ для случайной величины X , то искомая вероятность попадания в интервал (x_1, x_2) равна

$$P(x_1 \leq X \leq x_2) = P(-\infty \leq X \leq x_2) - P(-\infty \leq X \leq x_1) = F(x_2) - F(x_1), \quad (3.17)$$

т.е. чтобы определить вероятность попадания непрерывной случайной величины X в интервал (x_1, x_2) , достаточно взять разность функций распределения при значениях x_1 и x_2 .

Закон распределения непрерывных случайных величин может быть определен заданием не функции распределения, а *плотности распределения вероятностей* или *просто плотности* $f(x)$, которая представляет собой первую производную от функции распределения по значению случайной величины x :

$$f(x) = F'(x). \quad (3.18)$$

Следовательно,

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(x) dx. \quad (3.19)$$

Если плотность распределения вероятностей задана аналитически, то вероятность попадания непрерывной случайной величины в какой-либо интервал (x_1, x_2) равна

$$P(x_1 \leq X \leq x_2) = F(x_2) - F(x_1) = \int_{-\infty}^{x_2} f(x) dx - \int_{-\infty}^{x_1} f(x) dx = \int_{x_1}^{x_2} f(x) dx, \quad (3.20)$$

т.е. интегралу от плотности распределения, взятому в пределах искомого интервала.

В сжатой по сравнению с законом распределения, но более удобной для восприятия человеком форме случайную величину характеризуют следующими числовыми характеристиками.

1. *Математическое ожидание* (или среднее значение), определяемое выразимся:

$$MX = \int_{-\infty}^{+\infty} xf(x) dx. \quad (3.21)$$

2а. Одного математического ожидания недостаточно для полной характеристики случайной величины. Необходимо знать, насколько отклоняется случайная величина от своего математического ожидания. В качестве меры отклонений случайной величины от ее математического ожидания принимают величину, равную математическому ожиданию квадрата отклонения случайной величины от ее математического ожидания, которую называют *дисперсией случайной величины X*:

$$DX = M \left[(x - MX)^2 \right] = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - MX)^2 f(x) dx. \quad (3.22)$$

2б. Дисперсия имеет размерность квадрата случайной величины, что не всегда удобно. Поэтому в качестве меры рассеивания случайной величины от математического ожидания используют характеристику, размерность которой совпадает с размерностью случайной величины – *среднеквадратическое отклонение случайной величины*, вычисляемое как квадратный корень из величины дисперсии:

$$\sigma_X = \sqrt{DX}. \quad (3.23)$$

2в. Для неотрицательных случайных величин (к которым относится и электрическая нагрузка) в качестве характеристики ее разброса от математического ожидания применяют *коэффициент вариации*, равный отношению среднеквадратического отклонения к математическому ожиданию:

$$k_v = \frac{\sigma_X}{MX}. \quad (3.24)$$

Довольно часто *случайные величины* являются *зависимыми*. Зависимость двух случайных величин отличается от обычного понимания функциональной зависимости двух неслучайных величин. Если одна из случайных величин принимает конкретное значение, то это не означает, что и другая принимает конкретное значение. Вторая величина является также случайной величиной, но ее вероятностные характеристики принимают те или иные значения в зависимости от конкретного значения первой случайной величины. Примером таких случайных величин являются суточный максимум нагрузки и температура наружного воздуха.

Две случайные величины независимы, если закон распределения каждой из них не зависит от того, какое значение приняла другая. Если же эти величины зависимы, то любому значению одной из них соответствует тот или иной закон распределения другой величины.

Для характеристики линейной зависимости случайных величин X и Y используют *ковариацию*:

$$K_{XY} = M[(x - MX)(y - MY)] = \int \int_{-\infty}^{+\infty} (x - MX)(y - MY) f(x, y) dx dy. \quad (3.25)$$

Размерность ковариации равна произведению размерностей случайных величин. Поэтому чаще для характеристики линейной зависимости случайных величин используют безразмерную величину – *коэффициент корреляции*

$$r_{XY} = \frac{K_{XY}}{\sigma_X \sigma_Y}, \quad (3.26)$$

изменяющийся в пределах от $-1,0$ до $+1,0$. Если линейной зависимости между случайными величинами нет, то коэффициент корреляции равен 0 . Если существует функциональная зависимость, то он равен $\pm 1,0$. Если при возрастании одной случайной величины другая проявляет тенденцию возрастания (например, температура окружающей среды и электрическая нагрузка в летний период), то коэффициент корреляции между случайными величинами положителен. Если же другая случайная величина проявляет тенденцию убывания (например, температура окружающей среды и электрическая нагрузка в зимний и межотопительный период), то коэффициент корреляции отрицателен.

Изменение мощности во времени является *случайным процессом*. Случайный процесс – это случайная функция, аргументом которой является время. *Случайной функцией* называется величина, изменяющаяся при изменении аргумента случайным образом. В отличие от обычной (неслучайной) функции, имеющей определенные значения при определенном значении аргумента, случайная функция при заданном значении аргумента является случайной величиной, т.е. может иметь различные значения с различной их вероятностью.

Соответственно случайным процессом называется процесс, значения которого при любом фиксированном моменте времени являются случайной величиной. В свою очередь случайная величина, в которую превращается случайный процесс в фиксированный момент времени, называется *сечением случайного процесса*, соответствующим данному моменту времени. Фактический график нагрузки за прошедший период представляет собой *реализацию случайного процесса* и является уже неслучайной функцией времени. График нагрузки за будущей период также имеет одну, заранее неизвестную, реализацию случайного процесса из бесконечно возможных вариантов. В качестве примера на рисунке 3.4 приведены возможные реали-

зации случайного процесса изменения нагрузки потребителя в течение некоторого интервала времени.

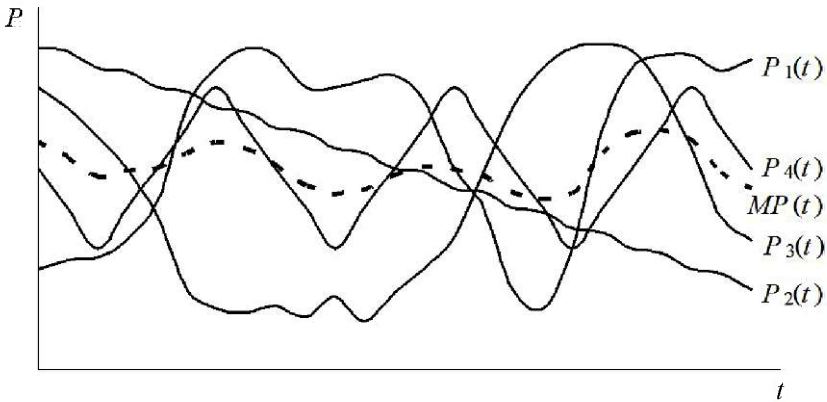


Рис. 3.4. Возможные графики нагрузки потребителя в небольшом интервале времени – реализации случайного процесса $P_3(t) - P_4(t)$

Так же, как и для случайной величины, полной исчерпывающей характеристикой случайного процесса является его закон распределения, который для случайного процесса представляет собой функцию многих (а в пределе – бесконечного числа) аргументов. Оперировать такой характеристикой неудобно и сложно. Поэтому для практических целей или отказываются от законов распределения случайных процессов и пользуются только основными характеристиками, или существенно упрощают их вид.

Первая характеристика случайного процесса – это его математическое ожидание, представляющее собой некоторый неслучайный процесс, вокруг которого разбросаны реализации рассматриваемого случайного процесса. Таким образом, математическим ожиданием случайного процесса называется неслучайная функция, которая при любом значении аргумента (время t) равна математическому ожиданию соответствующего сечения случайного процесса (функция $MP(t)$ на рисунке 3.4).

Аналогично вводится вторая характеристика случайного процесса – дисперсия, представляющая собой некоторый неслучайный процесс, характеризующий степень разброса реализаций случайного процесса около его математического ожидания. Дисперсия случайного процесса в любой момент времени равна дисперсии соответствующего сечения случайного процесса. Среднеквадратическое отклонение случайного процесса определяется как корень квадратный из его дисперсии.

Совершенно разные по внутренней структуре случайные процессы (например, случайные процессы, имеющие колебательные или плавно изменяющиеся реализации) могут иметь примерно одинаковое математическое ожидание и дисперсию. Для описания внутренней структуры случайного процесса служит третья характеристика – его корреляционная функция, которая описывает степень зависимости между сечениями случайного процесса. Корреляционной функцией случайного процесса называют неслучайную функцию двух аргументов t_1 и t_2 , которая при каждой паре значений аргументов t_1 и t_2 равна ковариации соответствующих сечений случайного процесса.

Если вероятностные характеристики случайного процесса не зависят от выбора момента времени (математическое ожидание и дисперсия являются постоянными величинами, корреляционная же функция не зависит от выбора момента t_1), а определяется только длительностью интервала времени $\tau = t_2 - t_1$, то такой случайный процесс является *стационарным*. Реализация стационарных процессов представляет собой непрерывные случайные колебания вокруг среднего значения, причем средняя амплитуда и частота этих колебаний практически не меняется с течением времени. Для нестационарных случайных процессов характерна некоторая тенденция развития во времени, поэтому вероятностные характеристики такого случайного процесса зависят от выбранного момента времени. Примером стационарного случайного процесса является значение напряжения на зажимах электроприемника. Суточное изменение нагрузки, особенно непромышленных потребителей, является характерным примером нестационарного случайного процесса: его вероятностные характеристики сильно зависят от выбранного момента времени.

Стационарный случайный процесс может обладать *эргодическим свойством*. Если для стационарного случайного процесса корреляционная функция при стремящемся к бесконечности интервалу времени τ равна 0, то такой процесс обладает свойством эргодичности. Особенности таких случайных процессов заключаются в том, что [2.2]:

а) любая реализация эргодичного стационарного случайного процесса достаточной продолжительности является как бы «полномочным представителем» всей совокупности реализаций случайного процесса, т.е. для статистической обработки такого случайного процесса достаточно информации только об одной реализации. Таким образом, вероятностные характеристики случайного процесса могут быть получены не как средние по множеству реализаций, а как средние по времени t одной реализации;

б) в любом сечении эргодичного стационарного случайного процесса будет наблюдаться одна и та же случайная величина, вероятностные характеристики которой не изменяются во времени.

Исходя из этого, изучение эргодичного стационарного случайного процесса можно заменить изучением соответствующей случайной величины, что на порядки проще.

Как было отмечено выше, суточное изменение нагрузки является нестационарным случайным процессом. Однако участки суточного графика нагрузки в период наибольших и наименьших нагрузок, как правило, можно классифицировать как эргодичный стационарный случайный процесс. Поэтому для определения расчетной нагрузки достаточно рассматривать нагрузку в период максимумов как случайную величину*.

В результате обследований и дальнейшей статистической обработки распределений нагрузок вводов в жилые здания (с различным числом квартир), полученных по значениям нагрузок периода зимнего максимума, установлено, что закон распределения максимальных нагрузок близок к нормальному закону [2.17]. Также и для комплексной нагрузки получено, что в часы максимума закон ее распределения близок к нормальному. При малом числе потребителей с неравномерными графиками нагрузки закон распределения суммарной нагрузки близок к экспоненциальному или биномиальному. В общем случае закон распределения суммарной нагрузки однотипных независимых потребителей, соизмеримых по мощности, будет нормальным.

Гипотеза о нормальном распределении суммарной нагрузки базируется на центральной предельной теореме теории вероятностей [2.1], согласно которой закон распределения суммы независимых или слабо зависимых случайных величин, каждая из которых слабо влияет на сумму, будет близок к нормальному, причем тем ближе, чем больше число слагаемых. При этом вид закона распределения отдельной случайной величины не играет роли. Поэтому теория расчетных нагрузок элементов систем электроснабжения базируется на нормальном законе распределения, плотность распределения которого приведена на рисунке 3.5 и может быть выражена следующей функцией:

$$f(P) = \frac{1}{\sigma P \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(P-MP)^2}{2(\sigma P)^2}}, \quad (3.27)$$

где MP – математическое ожидание нагрузки;

σP – среднеквадратическое отклонение нагрузки.

* Читателю, интересующемуся представлением нагрузки случайным процессом, можно порекомендовать, например, [2.17].

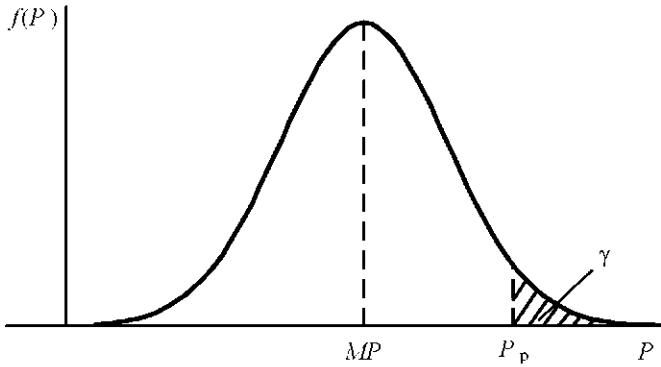


Рис. 3.5. Плотность распределения нормального закона

Возникает вопрос о том, какое значение нагрузки выбрать в качестве расчетного. Для этого необходимо задать вероятность превышения случайной величиной нагрузки P своего расчетного значения P_p

$$\gamma = \int_{P_p}^{+\infty} f(P) dP, \quad (3.28)$$

которая на рисунке 3.5 равна заштрихованной площади. Очевидно, что чем меньше задать вероятность превышения фактической нагрузкой расчетного значения, тем больше будет величина расчетной нагрузки.

Для определения расчетной нагрузки как функции вероятности γ необходимо решить уравнение (3.28), предварительно подставив в него выражение для плотности распределения (3.27). Однако интеграл

$\int e^{-\frac{x^2}{2}} dx$ не выражается через элементарные функции [2.1], но его можно выразить через специальную функцию – функцию Лапласа:

$$\Phi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-\frac{x^2}{2}} dx, \quad (3.29)$$

значения которой табулированы. Тогда вероятность превышения нагрузкой расчетного значения с помощью функции Лапласа выражается следующим образом:

$$\gamma = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{P_p}^{+\infty} e^{-\frac{(P-MP)^2}{2(\sigma P)^2}} d\left(\frac{P-MP}{\sigma P}\right) = \Phi\left(\frac{+\infty-MP}{\sigma P}\right) - \Phi\left(\frac{P_p-MP}{\sigma P}\right) \quad (3.30)$$

Согласно свойствам функции Лапласа

$$\Phi(+\infty) = 0,5. \quad (3.31)$$

Тогда из выражения (3.30) с учетом (3.31) можно записать:

$$\Phi\left(\frac{P_p - MP}{\sigma P}\right) = 0,5 - \gamma. \quad (3.32)$$

Решая уравнение (3.32) относительно значения расчетной мощности, получим:

$$\frac{P_p - MP}{\sigma P} = \Phi^{-1}(0,5 - \gamma), \quad (3.33)$$

где Φ^{-1} – обратная функция Лапласа.

Выражение (3.33) можно переписать как

$$P_p = MP + t_\beta \cdot \sigma P, \quad (3.34)$$

где t_β – коэффициент, определяемый через задаваемую вероятность γ по следующему выражению:

$$t_\beta = \Phi^{-1}(0,5 - \gamma). \quad (3.35)$$

Согласно правилу трех сигм [2.1] вероятность превышения случайной величины математического ожидания более чем на три среднеквадратических отношения практически равна нулю, т.е. при $t_\beta = 3$ значение нагрузки практически не будет превышать расчетное значение. Вычислим вероятность этого события по формуле (3.30) с учетом (3.31):

$$\gamma = 0,5 - \Phi\left(\frac{(MP + 3 \cdot \sigma P) - MP}{\sigma P}\right) = 0,5 - \Phi(3) = 0,5 - 0,49865 = 0,00135,$$

что действительно является малой вероятностью.

В практических расчетах определения расчетной нагрузки также задается вероятностью $\gamma = 0,05$, т.е. в 95% случаев величина нагрузки не превысит расчетного значения. Определим значение t_β для этой вероятности:

$$t_\beta = \Phi^{-1}(0,5 - 0,05) = \Phi^{-1}(0,45) = 1,65.$$

При определении расчетных нагрузок жилых зданий принимают $t_\beta = 3,0$; сферы услуг и коммунальных потребителей – $t_\beta = 1,65$ [2.10].

Электрические нагрузки элементов систем электроснабжения представляют собой сумму случайных величин нагрузок элементов более низкого иерархического уровня или отдельных потребителей. Для определения характеристик суммарной нагрузки поступают следующим образом:

1. Определяют математическое ожидание суммарной случайной величины (MP_Σ) как сумму математических ожиданий суммируемых случайных величин (MP_i):

$$MP_\Sigma = \sum_i MP_i. \quad (3.36)$$

2. Определяют дисперсию суммарной случайной величины (DP_{Σ}) по следующему выражению:

$$DP_{\Sigma} = \sum_i DP_i + 2 \sum_{ij} r_{ij} \sigma P_i \sigma P_j, \quad (3.37)$$

где r_{ij} – коэффициент корреляции между случайными величинами i -й и j -й нагрузки, характеризующий степень линейной зависимости между случайными величинами.

3. Определяют среднеквадратическое отклонение суммарной случайной величины (σP_{Σ}) по выражению (3.23):

$$\sigma P_{\Sigma} = \sqrt{DP_{\Sigma}}. \quad (3.38)$$

4. Суммарную расчетную нагрузку определяют по выражению (3.34):

$$P_{p\Sigma} = MP_{\Sigma} + t_{\beta} \sigma P_{\Sigma}. \quad (3.39)$$

Очевидно, что

$$P_{p\Sigma} \leq \sum_i P_{pi}, \quad (3.40)$$

причем равенство будет только в случае равенства всех коэффициентов корреляции r_{ij} единице. Это объясняется тем, что наибольшие нагрузки потребителей во времени не являются одновременными.

Покажем на примере статистическую обработку результатов измерений максимумов нагрузок квартир на вводе в жилые здания при определении расчетных нагрузок.

Пример 3.1. В результате контроля случайной величины нагрузки квартир на вводе одинаковых жилых зданий в часы вечернего максимума были зафиксированы $m_{\Sigma} = 100$ значений активной мощности (интервал осреднения – 0,5 ч), представленных в таблице 3.1.

Требуется определить:

- 1) числовые характеристики рассматриваемой случайной величины максимума нагрузки;
- 2) закон распределения рассматриваемой случайной величины;
- 3) расчетное значение нагрузки квартир на вводе в рассматриваемые однотипные жилые здания для вероятности превышения нагрузки расчетного значения, равной 0,05 и 0,00135.

Решение.

1. Статистическое математическое ожидание и дисперсию определяем по формулам, аналогичным (3.21) и (3.22) для дискретных случайных величин; статистическое среднеквадратическое отклонение – по (3.23). Поскольку измеренные значения нагрузки равновероятны (т.е. равны $1/m_{\Sigma}$), то

$$MP_{\max} = \frac{\sum_{i=1}^{m_{\Sigma}} P_{\max i}}{m_{\Sigma}} = 165,27 \text{ кВт};$$

$$DP_{\text{макс}} = \frac{\sum_{i=1}^{m_{\Sigma}} (P_{\text{макс}i} - MP_{\text{макс}})^2}{m_{\Sigma}} = 150,4 \text{ кВт}^2;$$

$$\sigma P_{\text{макс}} = \sqrt{DP_{\text{макс}}} = 12,26 \text{ кВт}.$$

Таблица 3.1

Измеренные значения максимумов нагрузки

№	$P_{\text{макс}}$ кВт	№	$P_{\text{макс}}$ кВт	№	$P_{\text{макс}}$ кВт	№	$P_{\text{макс}}$ кВт	№	$P_{\text{макс}}$ кВт
1	154,4	21	177,5	41	173,2	61	171,6	81	180,4
2	166,9	22	166,3	42	168,8	62	180,1	82	156,1
3	143,4	23	150,7	43	181,1	63	167,7	83	148,6
4	151,0	24	156,0	44	200,0	64	145,9	84	168,3
5	171,7	25	177,4	45	177,1	65	164,8	85	157,8
6	147,0	26	182,5	46	173,6	66	167,8	86	163,6
7	167,8	27	176,8	47	173,1	67	167,4	87	171,3
8	158,7	28	162,7	48	166,2	68	166,5	88	170,6
9	130,0	29	159,7	49	159,9	69	149,7	89	183,1
10	142,2	30	159,6	50	182,3	70	169,4	90	149,8
11	166,8	31	160,0	51	163,8	71	155,1	91	149,7
12	161,3	32	154,5	52	175,6	72	176,0	92	174,3
13	157,5	33	192,7	53	182,0	73	167,2	93	181,5
14	166,4	34	158,5	54	161,5	74	168,0	94	184,0
15	169,2	35	157,8	55	169,9	75	183,6	95	159,3
16	154,2	36	142,0	56	164,1	76	155,3	96	172,2
17	149,4	37	168,7	57	172,6	77	176,3	97	153,2
18	172,7	38	148,0	58	164,1	78	161,0	98	174,3
19	182,5	39	168,3	59	162,7	79	162,7	99	151,7
20	155,2	40	194,2	60	156,6	80	153,5	100	157,6

Примечание. Полу жирным шрифтом выделено максимальное и минимальное значения.

2. Для определения вида закона распределения необходимо построить гистограмму.

Для построения гистограммы разделим измеренные значения мощности на участки (интервалы). Рациональное количество участков может быть оценено с помощью соотношения:

$$k = \log_2 m_{\Sigma} \pm 1 = \log_2 100 \pm 1 = 7.$$

Длины участков могут быть одинаковыми, что упрощает обработку, или различными, что рекомендуется при малом числе значений на некоторых участках.

Длина каждого участка при их равенстве составляет:

$$\Delta = \frac{\max \{P_{\max i}\} - \min \{P_{\max i}\}}{k} = \frac{200 - 130}{7} = 10 \text{ кВт.}$$

Таким образом, получаем 7 участков: (130, 140); (140, 150); (150, 160); (160, 170); (170, 180); (180, 190); (190, 200).

Подсчитаем количество попаданий измеренных значений мощности m_i на различные участки. Согласно [2.1] при попадании измеренного значения мощности ровно на границу участков неважно, к какому участку (левому или правому) его отнести. Остановимся на более «справедливом» варианте: если значение попало ровно на границу, то к левому и правому участкам добавим по $\frac{1}{2}$. Очевидно, что в итоге должно соблюдаться равенство: $\sum_{i=1}^k m_i = m_{\Sigma}$.

Вычислим частоту попаданий измеренных значений мощности p_i^* на различные участки по формуле:

$$p_i^* = \frac{m_i}{m_{\Sigma}}, \text{ причём } \sum_{i=1}^k p_i^* = 1.$$

Результаты расчетов представлены в таблице 3.2.

Делением частоты попаданий на длину участка получим плотность частоты (табл. 3.2):

$$f_i^* = \frac{p_i^*}{\Delta}.$$

Таблица 3.2

Группированный статистический ряд и плотность частоты

Участок	(130, 140)	(140, 150)	(150, 160)	(160, 170)	(170, 180)	(180, 190)	(190, 200)
m_i	1	11	24,5	30,5	19	11	3
p_i^*	0,01	0,11	0,245	0,305	0,19	0,11	0,03
f_i^*	0,001	0,011	0,0245	0,0305	0,019	0,011	0,03

Откладывая по оси абсцисс границы участков, а по оси ординат – плотность частоты на участках, получим гистограмму (рис. 3.6) – статистический аналог кривой плотности распределения.

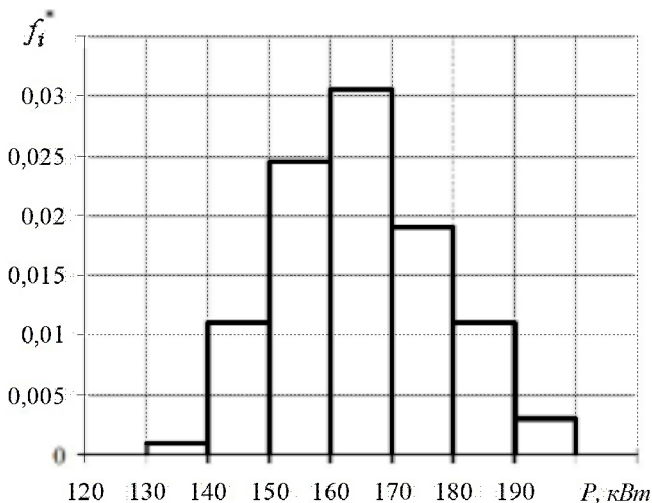


Рис. 3.6. Гистограмма

По виду гистограммы с учетом условий возникновения рассматриваемой случайной величины выдвигают гипотезу о законе распределения случайной величины. В нашем случае исследуемая случайная величина складывается из многих примерно одинаковых и слабо зависимых случайных величин нагрузок квартир. С учетом этого, а также вида гистограммы, похожего на плотность нормального закона, примем, что исследуемая случайная величина распределена по нормальному закону.

Приведем на одном рисунке (рис. 3.7) совместно гистограмму и плотность распределения нормального закона (выражение (3.27)) с математическим ожиданием, равным 165,27 кВт, и среднеквадратическим отклонением, равным 12,26 кВт.

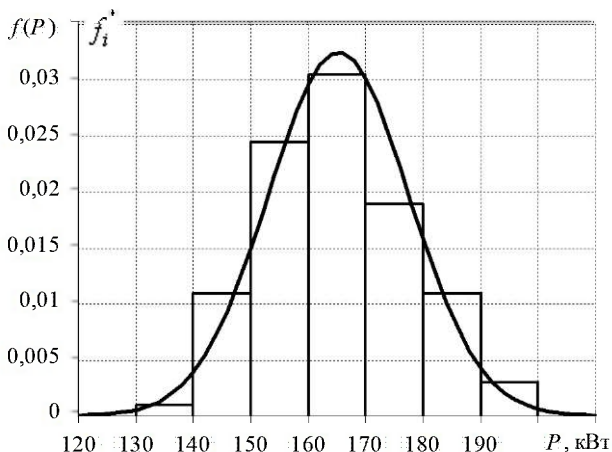


Рис. 3.7. Гистограмма и плотность нормального распределения

Проверим верность нашей гипотезы о том, что рассматриваемая случайная величина распределена по нормальному закону, с помощью какого-либо критерия согласия. Как правило, используют критерий согласия χ^2 Пирсона [2.1]. Для этого вычислим вероятности попадания случайной величины, распределенной по нормальному закону с математическим ожиданием, равным 165,27 кВт, и среднеквадратическим отклонением, равным 12,26 кВт, на рассматриваемые выше участки. Согласно выражениям (3.20) и (3.29) искомые вероятности по аналогии с выражением (3.30) равны (на примере первого участка)

$$\begin{aligned}
 p(P_1 \leq P \leq P_2) &= \int_{P_1}^{P_2} f(P) dP = \Phi\left(\frac{P_2 - MP}{\sigma P}\right) - \Phi\left(\frac{P_1 - MP}{\sigma P}\right) = \\
 &= \Phi\left(\frac{140 - 165,27}{12,26}\right) - \Phi\left(\frac{130 - 165,27}{12,26}\right) = \Phi(-2,061) - \Phi(-2,878) = \\
 &= 1 - \Phi(2,061) - 1 + \Phi(2,878) = \Phi(2,878) - \Phi(2,061) = 0,0176.
 \end{aligned}$$

Аналогично вычислим искомые вероятности для других участков. Результаты сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3

Вероятности попадания случайной величины на участки

Участок	(130, 140)	(140, 150)	(150, 160)	(160, 170)	(170, 180)	(180, 190)	(190, 200)
p_i	0,0176	0,0868	0,2272	0,3165	0,2350	0,0929	0,0195

Вычислим величину χ^2 :

$$\begin{aligned}
 \chi^2 &= \sum_{i=1}^k \frac{(m_i - m_{\Sigma} p_i)^2}{m_{\Sigma} p_i} = \frac{(1 - 100 \cdot 0,0176)^2}{100 \cdot 0,0176} + \frac{(11 - 100 \cdot 0,0868)^2}{100 \cdot 0,0868} + \\
 &+ \frac{(24,5 - 100 \cdot 0,2272)^2}{100 \cdot 0,2272} + \frac{(30,5 - 100 \cdot 0,3165)^2}{100 \cdot 0,3165} + \frac{(19 - 100 \cdot 0,2350)^2}{100 \cdot 0,2350} + \\
 &+ \frac{(11 - 100 \cdot 0,0929)^2}{100 \cdot 0,0929} + \frac{(3 - 100 \cdot 0,0195)^2}{100 \cdot 0,0195} = 2,87.
 \end{aligned}$$

Определим число степеней свободы r распределения χ^2 . Оно равно числу участков k минус число наложенных связей, к которым в данном примере можно отнести:

- 1) $\sum_{i=1}^k p_i^* = 1$;
- 2) совпадение статистического математического ожидания с гипотетическим;
- 3) совпадение статистического среднеквадратического отклонения с гипотетическим.

Таким образом, в нашем примере число степеней свободы $r = 7 - 3 = 4$.

Зададимся уровнем значимости, исходя из того, что событие с вероятностью α считается уже практически невозможным. Чем меньше принимают значение α , тем больше уверенность в том, что принимаемая гипотеза верна, но одновременно увеличивается риск не отвергнуть ложную гипотезу. Если гипотеза отвергается при уровне значимости 0,01, то она отвергается и при любом большем значении уровня значимости. Если гипотеза не отвергается при уровне значимости 0,1, то она не отвергается и при любом меньшем значении уровня значимости. Обратные утверждения неверны. Практически при обычных статистических расчетах в качестве уровня значимости выбирают величину в пределах от 0,01 до 0,1. В данном примере зададимся уровнем значимости $\alpha = 0,05$.

По справочным данным при $r = 4$ и $\alpha = 0,05$: $\chi_{\alpha}^2 = 9,49$.

Получаем $\chi^2 < \chi_{\alpha}^2$, следовательно, гипотеза о нормальном законе распределения случайной величины нагрузки не противоречит измеренным данным. Если бы знак неравенства был больше, то это свидетельствовало о том, что гипотеза о нормальном законе распределения случайной величины нагрузки противоречит измеренным данным.

3. Расчетное значение нагрузки квартир на вводе в рассматриваемые однотипные жилые здания определяем по формуле (3.34):

– для вероятности превышения случайной величиной нагрузки, распределенной по нормальному закону расчетного значения, равной 0,05,

$$P_p = MP_{\text{макс}} + t_{\beta} \cdot \sigma P_{\text{макс}} = 165,27 + 1,65 \cdot 12,26 = 185,5 \text{ кВт};$$

– для вероятности превышения случайной величиной нагрузки, распределенной по нормальному закону расчетного значения, равной 0,00135,

$$P_p = MP_{\text{макс}} + t_{\beta} \cdot \sigma P_{\text{макс}} = 165,27 + 3,0 \cdot 12,26 = 202,0 \text{ кВт}.$$

В первом случае значение расчетной нагрузки фактически оказалось превышенным 3 раза (см. фактические значения измеренных максимумов в таблице 3.1), во втором случае – ни разу. Для получения фактических вероятностей превышения, соответствующих задаваемым, необходимо увеличить количество измерений хотя бы до одной тысячи.

Пример 3.2. Определить суммарную расчетную нагрузку квартир двух жилых зданий, если математическое ожидание и среднеквадратическое отклонение максимума нагрузки (интервал осреднения полчаса) соответственно равны 165,27 кВт и 12,26 кВт. Расчет выполнить для двух значений вероятности превышения нагрузкой расчетного значения, равных 0,05 и 0,00135. Принять, что максимумы нагрузки отдельных квартир – независимые случайные величины.

Решение.

Определяем по формуле (3.36) математическое ожидание суммарного максимума:

$$MP_{\Sigma} = \sum_i MP_i = 165,27 + 165,27 = 330,54 \text{ кВт}.$$

Определяем по формуле (3.37) дисперсию суммарного максимума с учетом независимости случайных величин:

$$\begin{aligned} DP_{\Sigma} &= \sum_i DP_i + 2 \sum_{ij} r_{ij} \sigma P_i \sigma P_j = \sigma P_i^2 + \sigma P_j^2 + 0 = \\ &= 12,26^2 + 12,26^2 = 300,62 \text{ кВт}^2. \end{aligned}$$

Определяем по формуле (3.38) среднеквадратическое отклонение суммарного максимума:

$$\sigma P_{\Sigma} = \sqrt{DP_{\Sigma}} = \sqrt{300,62} = 17,34 \text{ кВт}.$$

Определяем по формуле (3.39) суммарную расчетную нагрузку:

– для вероятности превышения случайной величиной нагрузки, распределенной по нормальному закону, расчетного значения, равной 0,05:

$$P_{p\Sigma} = MP_{\Sigma} + t_{\beta} \cdot \sigma P_{\Sigma} = 330,54 + 1,65 \cdot 17,34 = 359,15 \text{ кВт};$$

– для вероятности превышения случайной величиной нагрузки, распределенной по нормальному закону, расчетного значения, равной 0,00135:

$$P_{p\Sigma} = MP_{\Sigma} + t_{\beta} \cdot \sigma P_{\Sigma} = 300,62 + 3,0 \cdot 17,34 = 382,56 \text{ кВт}.$$

Для сравнения: суммы двух расчетных нагрузок квартир (см. пример 3.1) будут равны:

– для вероятности превышения нагрузкой расчетного значения, равной 0,05:

$$\sum P_p = P_p + P_p = 185,5 + 185,5 = 371,0 \text{ кВт};$$

– для вероятности превышения нагрузкой расчетного значения, равной 0,00135:

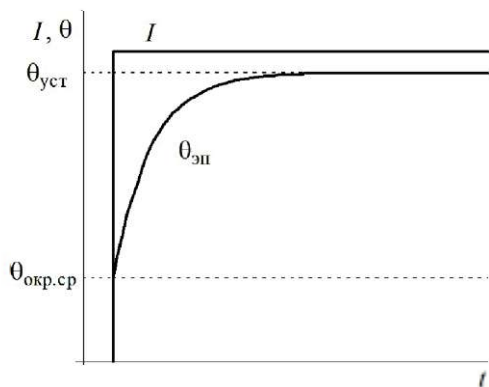
$$\sum P_p = P_p + P_p = 202,0 + 202,0 = 404,0 \text{ кВт}.$$

3.3. Показатели, характеризующие режимы работы электроприемников и их групп

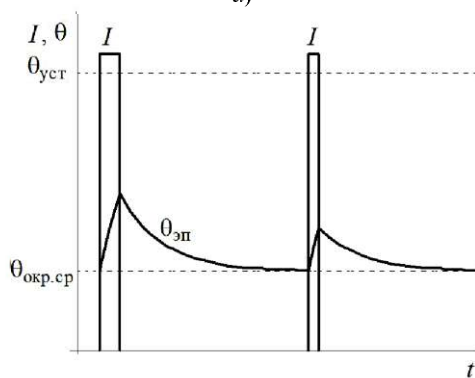
Различают три основных режима работы электроприемников: длительный, кратковременный и повторно-кратковременный.

Длительный режим – это такой режим работы электроприемника, при котором температура нагрева греющихся частей включенного электроприемника ($\theta_{\text{эл}}$ на рисунке 3.8 а) достигает установившегося значения ($\theta_{\text{уст}}$). Постоянство нагрузки электроприемника не является обязательным условием данного режима, нагрузка в некоторых пределах мо-

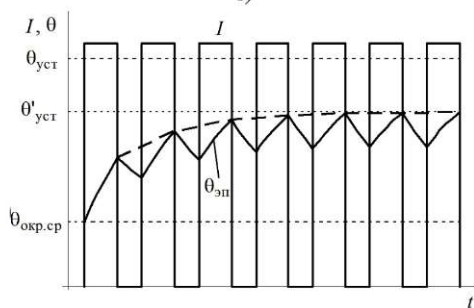
жет изменяться. Поэтому на рисунке 3.8 *а* показан идеализированный длительный режим работы электроприемника.



а)



б)



в)

Рис. 3.8. Режимы работы электроприемников:

а – длительный; *б* – кратковременный; *в* – повторно-кратковременный

Кратковременный – это такой режим работы электроприемника, при котором температура нагрева греющихся частей включенного электроприемника не успевает достичь установившегося значения, а при его отключении температура успевает снизиться до температуры

окружающей среды (рис. 3.8 б). В данном режиме длительность включенного состояния электроприемника не может превышать трех постоянных времени его нагрева, а длительность отключенного состояния превышает три постоянных времени его нагрева.

Повторно-кратковременный – это такой режим работы электроприемника, при котором температура нагрева греющихся частей включенного электроприемника не успевает достичь установившегося значения, а при его отключении температура не успевает снизиться до температуры окружающей среды (рис. 3.8 в). Этот режим является промежуточным между длительным и кратковременным режимами. При увеличении времени включенного состояния он стремится к длительному режиму, при увеличении времени отключенного состояния – к кратковременному.

Через несколько циклов «включение–отключение» в повторно-кратковременном режиме максимальная температура нагрева греющихся частей включенного электроприемника перестает расти: за время отключенного состояния температура снижается на такое же значение, на которое она возрастает за время включенного состояния. Это значение температуры ($\theta'_{уст}$ на рисунке 3.8 в) является аналогом установившейся температуры длительного режима. Таким образом, установившаяся температура нагрева при повторно-кратковременном режиме меньше, чем при длительном режиме, при одной и той же по значению нагрузке.

Повторно-кратковременный режим характеризуется продолжительностью включения (ПВ):

$$ПВ = \frac{t_{в}}{t_{в} + t_{от}} \cdot 100\% = \frac{t_{в}}{t_{ц}} \cdot 100\%, \quad (3.41)$$

где $t_{в}$ – время включенного состояния (работы) электроприемника; $t_{от}$ – время паузы (отключенного состояния); $t_{ц}$ – время цикла.

Длительность цикла при повторно-кратковременном режиме не должна превышать 10 мин.

Значения ПВ электроприемников стандартны: 15, 25, 40 и 60%.

Мощность электроприемников, работающих в повторно-кратковременном режиме, может быть приведена к эквивалентной по нагреву мощности продолжительного режима как

$$P_{ном} \sqrt{ПВ}. \quad (3.42)$$

Приведем примеры электроприемников, работающих в различных режимах. В длительном режиме работают вентиляторы, насосы, компрессоры, электрические плиты, осветительные установки и т.п.; в повторно-кратковременном режиме – краны, тельферы, подъемники, лифтовые установки, сварочные аппараты и т.п.; в кратковременном режиме – механизмы открывания задвижек, затворов и т.п. Бытовые электроприборы могут работать как в продолжительном, так и в кратковременном режимах.

Основные показатели, характеризующие режимы работы электроприемников, представляют в виде безразмерных коэффициентов, чтобы показатели не зависели от мощности электроприемников. К ним относят* [2.9, 2.11]:

1. Коэффициент использования, характеризующий использование мощности электроприемников по сравнению с номинальной:

$$k_{\text{и}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{ном}}} . \quad (3.43)$$

Групповой коэффициент использования (или коэффициент использования группы электроприемников):

$$K_{\text{и}} = \frac{\sum_i k_{\text{и}i} P_{\text{ном}i}}{\sum_i P_{\text{ном}i}} . \quad (3.44)$$

Исходя из выражений (3.43) и (3.44) значение коэффициента использования не превышает 1,0.

Коэффициент использования, как показано ниже, является основным показателем для определения расчетных нагрузок.

2. Коэффициент включения, характеризующий время использования электроприемника:

$$k_{\text{в}} = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{в}} + t_{\text{п}}} . \quad (3.45)$$

Групповой коэффициент включения:

$$K_{\text{в}} = \frac{\sum_i k_{\text{в}i} P_{\text{ном}i}}{\sum_i P_{\text{ном}i}} . \quad (3.46)$$

Так же, как и значение коэффициента использования, значение коэффициента включения не превышает 1,0.

3. Коэффициент загрузки, характеризующий использование мощности по сравнению с номинальной в период включенного состояния:

$$k_{\text{з}} = \frac{P_{\text{ср.в}}}{P_{\text{ном}}} = \frac{P_{\text{ср}}}{k_{\text{в}} P_{\text{ном}}} = \frac{k_{\text{и}}}{k_{\text{в}}} , \quad (3.47)$$

где $P_{\text{ср.в}}$ – средняя нагрузка за время включения.

Групповой коэффициент загрузки:

$$K_{\text{з}} = \frac{K_{\text{и}}}{K_{\text{в}}} . \quad (3.48)$$

4. Коэффициент участия в максимуме нагрузки (или его полное название – коэффициент участия максимальной мощности (рас-

* В теории электроснабжения промышленных предприятий принято индивидуальные показатели обозначать строчными буквами, а групповые – прописными.

четной нагрузки) j -го электроприемника или потребителя в максимуме нагрузки i -го электроприемника или потребителя):

$$k_{y.Mj} = \frac{P_j \Big|_{t_i}}{P_{pj}}, \quad (3.49)$$

где p_{pj} – максимальная (расчетная) мощность j -го электроприемника или потребителя; $p_j \Big|_{t_i}$ – нагрузка j -го электроприемника или потребителя во время максимума нагрузки i -го электроприемника или потребителя (t_i).

При этом расчетная нагрузка i -го электроприемника или потребителя больше расчетной нагрузки j -го.

Коэффициент участия в максимуме нагрузки учитывает несовпадение во времени максимумов нагрузки i -го и j -го электроприемника или потребителя.

5. Коэффициент одновременности максимумов (или другое его название – коэффициент совмещения максимумов) нагрузки – отношение суммарного максимума нагрузки (расчетной нагрузки) электроприемников или потребителей к сумме максимумов нагрузки (расчетных нагрузок) отдельных электроприемников или потребителей:

$$k_{одн} = \frac{P_{p\Sigma}}{\sum_i P_{pi}}. \quad (3.50)$$

Коэффициент одновременности учитывает, что не все электроприемники или потребители будут потреблять в максимум нагрузки свою максимальную мощность (расчетную) мощность. При этом во времени максимумы нагрузок этих электроприемников или потребителей совпадают.

По своему смыслу $k_{одн}$ и $k_{y.M}$ близки. Их отличие заключается в следующем: коэффициент участия в максимуме учитывает неодновременность максимумов во времени. Например, максимумы нагрузок промышленных предприятий, как правило, наблюдаются утром, а максимумы селитебных территорий – вечером. В результате в зависимости от соотношений нагрузок таких разнородных потребителей суммарный максимум будет наблюдаться утром или вечером. При этом максимум нагрузки одного из потребителей (большей мощности) будет формировать суммарный максимум, а второй потребитель будет в нем участвовать мощностью меньше своей максимальной, поскольку его максимум нагрузки наблюдается в другое время.

Коэффициент одновременности учитывает, что если у одного потребителя сегодня потребление достигает своего максимального значения, то у другого, в силу случайности моментов включения отдельных электроприемников и их загрузки, – нет. Например, если сегодня в одной квартире в период вечернего максимума нагрузки

наблюдается расчетный максимум потребления, то в другой квартире в данный момент никого нет и ее потребление близко к минимальному значению, а в третьей квартире в данный момент работают не все электроприемники, формирующие максимум нагрузки, и т.д.

3.4. Практические методы определения расчетных нагрузок

Применяют различные методы, которые на разных иерархических уровнях позволяют определять расчетные нагрузки с требуемой точностью.

Расчетную нагрузку можно определить следующими методами [2.7, 2.16].

1. *Метод коэффициента расчетной мощности* (модифицированный метод коэффициента максимума).

В основу определения нагрузок группы электроприемников положен метод упорядоченных диаграмм [2.3], позволяющий по номинальной мощности электроприемников определить расчетную нагрузку:

$$P_p = K_m P_{cp} = K_m K_{и} P_{ном} = K_m K_{и} \sum_i P_{номi}, \quad (3.51)$$

где K_m – коэффициент максимума, значение которого больше 1,0.

Выведем выражение для определения коэффициента максимума. Пусть имеется группа из n независимых электроприемников с номинальными мощностями $P_{ном1}, P_{ном2}, \dots, P_{номn}$. Примем, что все электроприемники в группе имеют тождественный режим работы, т.е. равны между собой их коэффициенты использования $k_{и1} = k_{и2} = \dots = k_{ин} = K_{и}$ и их коэффициенты вариации (отношение среднеквадратического отклонения к математическому ожиданию) $k_{v1} = k_{v2} = \dots = k_{vn} = K_v$. Определим расчетную нагрузку группы электроприемников $P_{p\Sigma}$. Для этого последовательно найдем математическое ожидание, дисперсию и среднеквадратическое отклонение суммарной нагрузки, воспользовавшись выражениями (3.36)–(3.38):

$$MP_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n Mp_i = \sum_{i=1}^n k_{иi} P_{номi} = K_{и} \sum_{i=1}^n P_{номi}; \quad (3.52)$$

$$DP_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n Dp_i = \sum_{i=1}^n (\sigma p_i)^2 = \sum_{i=1}^n (k_{vi} Mp_i)^2 = \quad (3.53)$$

$$= \sum_{i=1}^n (k_{vi} k_{иi} P_{номi})^2 = K_v^2 K_{и}^2 \sum_{i=1}^n P_{номi}^2;$$

$$\sigma P_{\Sigma} = \sqrt{DP_{\Sigma}} = K_v K_{и} \sqrt{\sum_{i=1}^n P_{номi}^2}. \quad (3.54)$$

Тогда выражение для расчетной нагрузки с некоторой вероятностью превышения фактической нагрузки над расчетной в соответствии с формулой (3.39) можно записать в виде:

$$\begin{aligned}
 P_{p\Sigma} &= MP_{\Sigma} + t_{\beta} \cdot \sigma P_{\Sigma} = K_{\Pi} \sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i} + t_{\beta} \cdot K_{\nu} K_{\Pi} \sqrt{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}^2} = \\
 &= K_{\Pi} \sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i} \left(1 + t_{\beta} \cdot K_{\nu} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}^2}{\left(\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}\right)^2}} \right). \tag{3.55}
 \end{aligned}$$

Сопоставляя выражения (3.51) и (3.55), получим искомого выражение для коэффициента максимума:

$$K_M = 1 + t_{\beta} \cdot K_{\nu} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}^2}{\left(\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}\right)^2}} = 1 + t_{\beta} \cdot \frac{K_{\nu}}{\sqrt{n_{\text{эф}}}}, \tag{3.56}$$

где $n_{\text{эф}}$ – эффективное число электроприемников:

$$n_{\text{эф}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}\right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}^2}. \tag{3.57}$$

Эффективное число электроприемников – это такое расчетное число примерно одинаковых по мощности и режиму работы электроприемников, при котором расчетная нагрузка будет такой же, что и для рассматриваемой группы электроприемников разной мощности. Если номинальные мощности n электроприемников одинаковы, то получим, что

$$n_{\text{эф}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}\right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}^2} = \frac{n^2 p_{\text{ном}i}^2}{n p_{\text{ном}i}^2} = n.$$

Очевидно, что есть взаимосвязь между k_{ν} и k_{Π} : с уменьшением загрузки электроприемника уменьшается и его коэффициент использования, но при этом увеличивается неравномерность работы электроприемника в группе, что приводит к увеличению среднеквадратического отклонения его нагрузки, а значит, и к увеличению его коэффициента вариации. Усредненная зависимость коэффициента вариации от коэффициента использования положена в основу расчета коэффициента максимума по выражению (3.55).

При определении коэффициента максимума по выражению (3.55) считают, что случайная величина нагрузки распределена по

нормальному закону, а вероятность превышения фактической нагрузкой расчетного значения задают равной 0,05 [2.16], для которой $t_{\beta} = 1,65$ (см. подраздел 3.2).

В результате значения коэффициента максимума приводятся в справочной литературе в зависимости от группового коэффициента использования и эффективного числа электроприемников. Однако, как показала практика, расчет нагрузок по методу коэффициента максимума приводил к существенному завышению их значений. Как было установлено ВНИПИ Тяжпромэлектропроект [2.14], значения коэффициентов использования, приводимые в справочной литературе, завышались: в справочных материалах приведены не математические ожидания, а наибольшие значения коэффициентов использования, которые для данной характерной группы могут быть превышены с вероятностью не более 0,05. Это привело к значительному завышению средней нагрузки, а следовательно, и расчетной нагрузки. Поэтому были откорректированы значения коэффициентов максимума (в сторону занижения), в результате чего он может принимать значения меньше 1,0. В соответствии с выражением (3.51) значение коэффициента максимума меньше 1,0 говорит о том, что расчетная нагрузка может быть меньше средней, что противоречит здравому смыслу. Поэтому откорректированный коэффициент максимума был пересмотрен в коэффициент расчетной мощности.

Согласно произведенным оценочным расчетам [2.14] применение усовершенствованного метода расчета электрических нагрузок по сравнению с методом коэффициента максимума снижает расчетные значения электрических нагрузок в пределах от 15 до 30% и в значительной мере устраняет расхождение между расчетным и фактическим электропотреблением.

Поскольку расчетная нагрузка была введена как «тридцати минутный максимум» (см. подраздел 3.1), а постоянные времени нагрева некоторых элементов систем электроснабжения существенно больше 10 мин, то значения расчетного коэффициента мощности приводятся в справочной литературе в форме таблиц или номограмм в зависимости от значения группового коэффициента использования и эффективного числа электроприемников для трех постоянных времени нагрева элементов систем электроснабжения [2.16]:

– $T_0 = 10$ мин, что характерно для элементов электрических сетей до 1000 В;

– $T_0 \geq 30$ мин, что характерно для кабелей напряжением 6–20 кВ;

– $T_0 = 2,5$ ч, что характерно для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов.

Соответствие при одинаковых значениях коэффициента использования и эффективного числа электроприемников в первом

случае значение расчетного коэффициента мощности будет самым большим, а в третьем случае – самым низким.

Влияние постоянной времени нагрева проводников на расчетную электрическую нагрузку более существенно при незначительном числе электроприемников ($n_{эф} < 10$) и небольших значениях группового коэффициента использования ($K_{г} < 0,3$).

Пример зависимости расчетного коэффициента мощности от значения коэффициента использования и эффективного числа электроприемников для постоянной времени нагрева, равной 10 мин, приведен на рисунке 3.9.

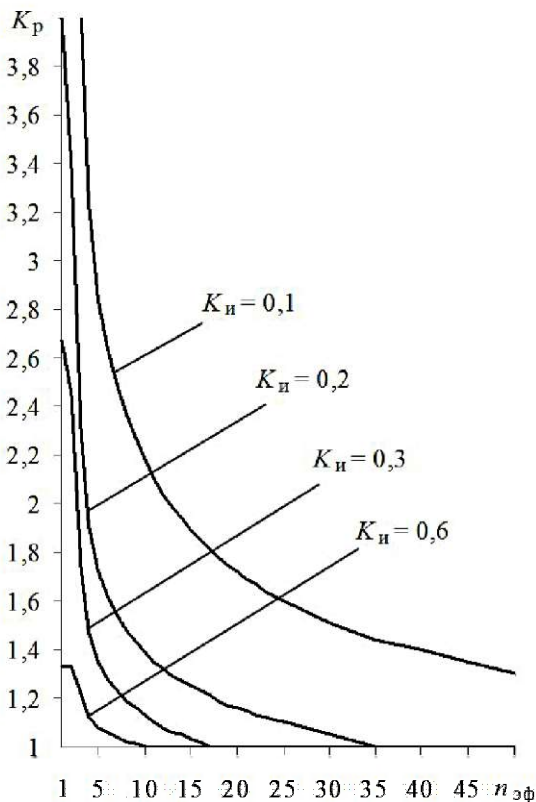


Рис. 3.9. Зависимость коэффициента расчетной мощности от группового коэффициента использования и эффективного числа электроприемников ($T_0 = 10$ мин)

2. Метод удельных расходов электроэнергии. Если известны удельные расходы электроэнергии на выпуск единицы продукции $\varepsilon_{уд}$ и выпускаемая за год продукция M , то расчетную нагрузку можно определить как

$$P_p = \frac{\varepsilon_{уд} M}{T_{нб}}, \quad (3.58)$$

где $T_{нб}$ – число часов использования наибольшей нагрузки.

Удельные расходы электроэнергии на выпуск единицы продукции определяют либо статистическим обследованием аналогичных действующих предприятий, либо аналитическим путем, вычисляя необходимые затраты на выпуск единицы продукции. Следует иметь в виду, что удельные расходы должны включать в себя не только электропотребление основных технологических механизмов, но и электропотребление вспомогательных механизмов, обеспечивающих технологический процесс (водоснабжение, газоснабжение, сантехнические устройства, очистные установки и т.п.). Доля последних в электропотреблении значительна и имеет тенденцию роста, особенно в связи с необходимостью выполнения требований по экологии [2.14].

Данным методом определяют нагрузки предприятия в целом или отдельных участков и цехов. Особенно этот метод эффективен для непрерывных производств.

Значения $\varepsilon_{уд}$ и $T_{нб}$ по цехам и предприятиям в целом приводятся в справочной литературе.

При аналитическом определении удельного расхода электроэнергии на выпуск единицы продукции точность расчета данным методом является самой высокой.

3. Метод удельной плотности нагрузок. Если известны удельные плотности максимальной нагрузки $p_{уд}$ на единицу площади цеха $F_{ц}$, то расчетную нагрузку можно определить как

$$P_p = p_{уд} F_{ц}. \quad (3.59)$$

Разброс значений удельных плотностей для различных видов производств разных отраслей промышленности является достаточно большим, но в пределах конкретного цеха конкретной отрасли промышленности значение удельной плотности нагрузки достаточно устойчиво. Этот метод даст приемлемые результаты при условии равномерного распределения нагрузки (большое количество электроприемников малой и средней мощности) по площади.

Метод удельной плотности нагрузки широко применяется при определении нагрузки внутреннего и наружного освещения.

4. Метод коэффициента спроса. Расчетная нагрузка данным методом определяется как

$$P_p = K_c \cdot \sum_i P_{ном i}, \quad (3.60)$$

где K_c – коэффициент спроса.

Данный метод является приближенным и применяется в тех случаях, когда отсутствуют данные для определения расчетных нагрузок другими методами.

Коэффициент спроса можно выразить через другие ранее введенные коэффициенты:

$$K_c = \frac{P_p}{P_{ном}} = \frac{P_{ср}}{P_{ном}} \frac{P_p}{P_{ср}} = K_n \cdot K_M. \quad (3.61)$$

Коэффициент спроса определяют статистическим путем для всех типовых объектов в результате обследования аналогичных действующих потребителей. В результате в справочной литературе коэффициент спроса приводится в виде постоянной величины в зависимости от значения коэффициента использования. Однако согласно выражению (3.61) коэффициент спроса зависит от коэффициента максимума, который, в свою очередь, в соответствии с выражением (3.56) зависит от эффективного числа электроприемников. Поэтому коэффициент спроса принимает практически постоянное значение только при достаточно большом количестве электроприемников, что позволяет рекомендовать использование данного метода при определении расчетных нагрузок отдельных цехов или предприятия в целом.

5. *Метод удельных нагрузок.* Расчетная нагрузка данным методом определяется как

$$P_p = p_{уд} \cdot M, \quad (3.62)$$

где $p_{уд}$ – удельная расчетная нагрузка на единицу количественного показателя M рассматриваемого объекта, кВт/квартира, кВт/рабочее место, кВт/посещение, кВт/м² и т.д.

Метод широко используется при определении расчетных нагрузок селитебных территорий городов.

Значения удельных расчетных нагрузок приводятся в нормативных источниках по проектированию городских электрических сетей.

Основным методом определения расчетных нагрузок на низших иерархических ступенях систем электроснабжения промышленных предприятий является метод коэффициента расчетной мощности. Методы удельных расходов электроэнергии, удельной плотности нагрузок и коэффициента спроса, как правило, носят оценочный характер и применяются при предварительном определении нагрузок отдельных цехов или предприятия в целом.

Основным методом определения расчетных нагрузок селитебных территорий городов является метод удельных нагрузок, а для некоторых групп электроприемников – метод коэффициента спроса.

При определении расчетных нагрузок потребителей селитебных территорий городов (особенно жилых зданий) трудно точно определить нагрузку каждого электроприемника квартиры ввиду их массовости и случайности момента включения. С другой стороны, нагрузка селитебных территорий практически однородна, нет отдельных электроприемников большой мощности, за исключением электрических плит мощностью максимум 10 кВт. Поскольку

нагрузка потребителей селитебных территорий формирует большое количество однотипных потребителей (квартиры), то процесс электропотребления хорошо описывается нормальным законом распределения, на основании которого в результате обработки статистических данных определены удельные нагрузки отдельных потребителей, а не электроприемников.

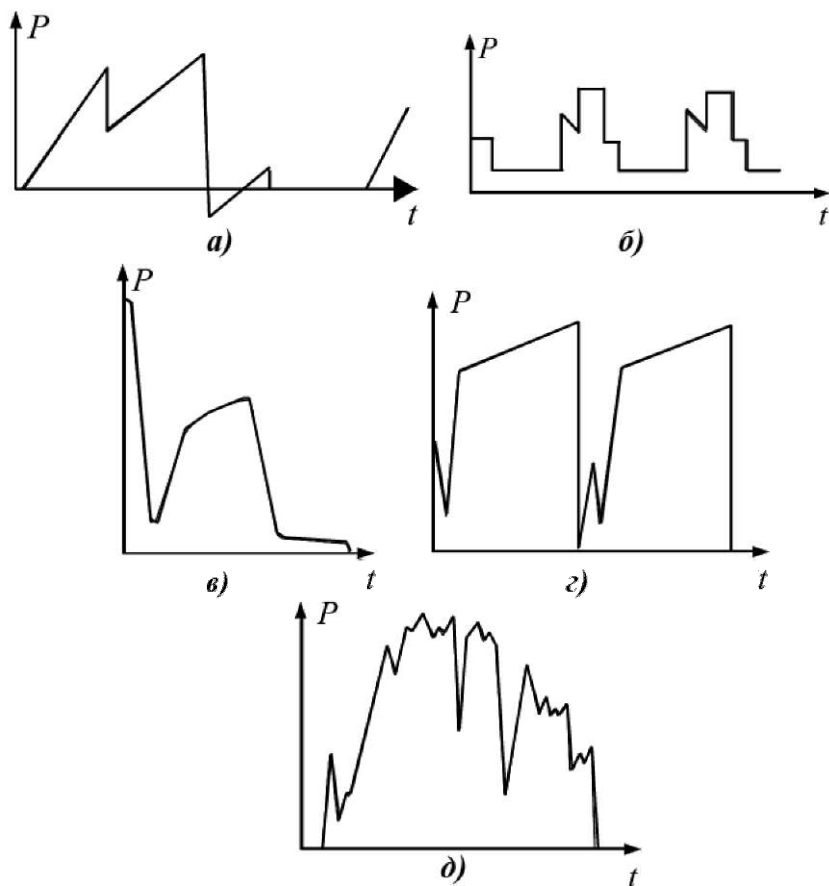


Рис. 3.10. Примеры изменения нагрузки различных электроприемников:
 а) шахтного подъемника; б) бурового станка; в) ножниц для резки стали;
 г) полировочного стола; д) шлифовального станка

Электроприемники промышленных предприятий намного разнообразнее. Номинальные мощности электроприемников, установленных в одном цеху, существенно различаются. Например, номинальная

мощность вентилятора составляет 0,5 кВт, станка – 55 кВт, сварочного аппарата – 180 кВА. Мощность дугосталеплавильных печей может достигать 250 МВА. Мощность отдельных электроприемников в цеху может значительно превышать мощность остальных.

Режимы работы как различных, так и однотипных электроприемников, в различных цехах и производствах значительно отличаются (рис. 3.10). Поэтому для точного определения расчетных нагрузок требуется учет индивидуальных особенностей отдельных электроприемников и их групп. По этим причинам методы определения расчетных нагрузок элементов систем электроснабжения сельских территорий и систем электроснабжения промышленных предприятий различаются.

Контрольные вопросы

1. Почему необходимо точное определение электрических нагрузок?
2. Каким интервалом мощностей ограничена расчетная нагрузка?
3. Что понимают под расчетной нагрузкой?
4. Опишите процесс нагрева проводников во времени.
5. Запишите уравнение теплового баланса проводника и поясните величины, в него входящие.
6. Запишите выражение зависимости температуры нагрева проводника от времени и постройте эту зависимость.
7. Что такое постоянная времени нагрева?
8. Что происходит с температурой нагрева за время, равное трем постоянным времени нагрева?
9. От каких факторов зависит постоянная времени нагрева проводников?
10. Как определить расчетную нагрузку, зная график изменения температуры проводника?
11. Объясните, почему кратковременное возрастание нагрузки практически не приводит к изменению температуры проводника.
12. Почему средняя нагрузка за некоторый интервал времени лучше описывает нагрев проводника, чем максимальная нагрузка за этот интервал?
13. Из каких соображений определяют длительность интервала времени, на котором средняя нагрузка будет практически точно характеризовать нагрев проводника?
14. Какова оптимальная длительность интервала времени, на котором средняя нагрузка будет практически точно характеризовать нагрев проводника?
15. Поясните принцип максимума средней нагрузки.
16. Продемонстрируйте на произвольном графике нагрузки определение расчетной нагрузки (по максимальной температуре нагрева).

17. Почему режимам электропотребления свойственен случайный характер?
18. Как формируется «случайность» величины нагрузки в конкретный момент времени?
19. Какими характеристиками описывают случайные величины?
20. Каким математическим аппаратом описывается изменение нагрузки во времени? Поясните ответ.
21. Что такое сечение и реализация случайного процесса?
22. Какими характеристиками описывают случайные процессы?
23. При каких условиях случайный процесс будет стационарным? Приведите примеры.
24. Какие случайные процессы обладают свойством эргодичности?
25. Перечислите особенности эргодичных стационарных случайных процессов.
26. Почему для определения расчетной нагрузки можно моделировать нагрузку случайной величиной, а не случайным процессом?
27. Почему закон распределения суммарной нагрузки нескольких однотипных потребителей близок к нормальному?
28. Запишите функцию плотности распределения для нормального закона.
29. Дайте графическую интерпретацию вероятности превышения случайной величиной нагрузки расчетного значения.
30. Запишите выражение для определения расчетной нагрузки через числовые характеристики случайной величины нагрузки.
31. Для каких вероятностей превышения случайной величиной нагрузки расчетного значения на практике определяют расчетную нагрузку? Как значение этой вероятности влияет на выражение для определения расчетной нагрузки?
32. Запишите алгоритм определения расчетной нагрузки нескольких потребителей при ее вероятностном моделировании.
33. Как различают режимы работы отдельных электроприемников?
34. Нарисуйте зависимость температуры греющихся частей электроприемника при различных режимах его работы.
35. Приведите примеры электроприемников, работающих в различных режимах.
36. Как определяется коэффициент использования? Что он характеризует?
37. Как определяется коэффициент включения? Что он характеризует?
38. Как определяется коэффициент загрузки? Что он характеризует?
39. Как определяется коэффициент участия в максимуме? Что он характеризует?

40. Как определяется коэффициент одновременности? Что он характеризует?

41. Объясните, в чем заключается отличие коэффициента участия в максимуме от коэффициента одновременности.

42. Перечислите основные практические методы определения расчетных нагрузок.

43. Как определяется коэффициент максимума? Что он характеризует?

44. Что такое число эффективных электроприемников?

45. Почему метод коэффициента максимума приводит к завышению значений расчетных нагрузок?

46. Что такое расчетный коэффициент мощности?

47. От чего и как зависит расчетный коэффициент мощности? Объясните физический смысл зависимостей.

48. В чем заключается метод расчетного коэффициента мощности? В каких случаях его применяют?

49. В чем заключается метод удельных расходов электроэнергии? В каких случаях его применяют?

50. В чем заключается метод удельной плотности нагрузки? В каких случаях его применяют?

51. В чем заключается метод коэффициента спроса? В каких случаях его применяют?

52. Почему существенно различаются основные методы определения расчетных нагрузок систем электроснабжения жилых территорий и промышленных предприятий?

Глава 4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК СЕЛИТЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЙ ГОРОДОВ

4.1. Общие положения

Расчет электрических нагрузок производят, начиная от низших иерархических уровней системы электроснабжения города (вводов к отдельным потребителям: жилым и общественным зданиям) к высшим уровням (шинам центров питания), рассматривая последовательно промежуточные иерархические ступени: распределительные линии напряжением 380 В, шины 0,4 кВ трансформаторных подстанций 6–20/0,4 кВ, распределительные линии 6–20 кВ и шины 6–20 кВ распределительных пунктов (рис. 4.1).

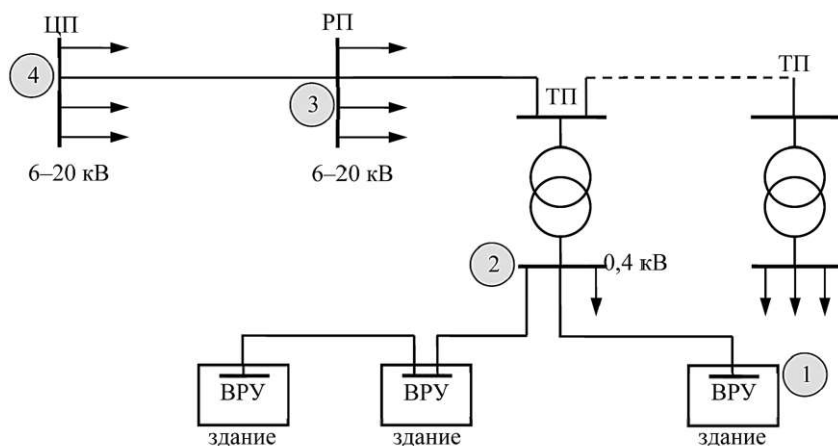


Рис. 4.1. Структурная схема системы электроснабжения города:

ЦП – центр питания; РП – распределительный пункт;

ТП – трансформаторная подстанция;

ВРУ – вводное распределительное устройство

Таким образом, в системах электроснабжения городов выделяют следующие характерные уровни определения расчетных нагрузок, на которых различаются способы их определения:

1-й уровень: нагрузка на шинах вводных распределительных устройств жилых и общественных зданий, необходимая для выбора сечений жил кабелей или проводов, по которым здание получает питание.

2-й уровень: нагрузка на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций 6–20/0,4 кВ, необходимая для выбора номинальной мощности трансформаторов, а также нагрузка распределительных линий напряжением 380 В, по которой получают питание несколько разнотипных потребителей, необходимая для выбора сечений таких линий.

3-й уровень: нагрузка распределительных линий напряжением 6–20 кВ, необходимая для выбора сечений этих линий, и нагрузка на шинах 6–20 кВ распределительных пунктов, необходимая для выбора сечений питающих линий.

4-й уровень: нагрузка на шинах 6–20 кВ центров питания (как правило, в городах это подстанции глубокого ввода), необходимая для выбора номинальной мощности трансформаторов центров питания.

При определении расчетных нагрузок потребителей селитебных территорий городов опираются на нагрузку зимнего вечернего максимума.

4.2. Расчетная нагрузка на шинах вводных распределительных устройств зданий

Потребителей селитебных территорий городов можно подразделить на жилые и общественные здания, к последним относятся и административные здания. Подходы к определению их расчетных нагрузок различаются. Формирование нагрузок жилых зданий является случайным событием: включение тех или иных бытовых электроприборов и их загрузка как в одной, так и во всех квартирах практически не зависят друг от друга. Формирование же нагрузки общественных зданий определяется их назначением и особенностями технологических процессов. Способ определения нагрузок общественных зданий близок к способам определения нагрузок промышленных предприятий. Поэтому отдельно рассмотрим определение расчетных нагрузок на вводе жилых и общественных зданий.

4.2.1. Нагрузка жилых зданий

В нагрузке жилых зданий можно выделить две составляющие: нагрузка электроприемников квартир и нагрузка общедомовых электроприемников (рис. 4.2). В свою очередь общедомовая нагрузка подразделяется на осветительную (освещение общедомовых помещений, таких как лестничные клетки, коридоры, подполья, чердаки, вестибюли и пр.) и силовую. Силовая нагрузка формируется из нагрузки лифтовых установок и двигателей санитарно-технических устройств (насосы, вентиляторы и т.п.).

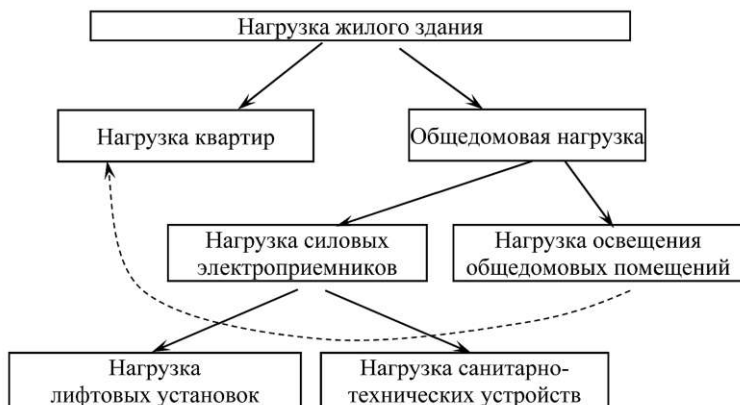


Рис. 4.2. Структура нагрузки жилых зданий

Как показывает опыт расчетов нагрузок типовых жилых домов, нагрузка силовых электроприемников составляет около 10–15% нагрузки квартир, нагрузка освещения общедомовых помещений – около 5% нагрузки квартир.

По сложившейся практике определения расчетных нагрузок жилых зданий нагрузка освещения общедомовых помещений отдельно не рассчитывается и учитывается в нагрузке квартир.

Нагрузка квартир. Определение расчетных нагрузок квартир базируется на значении расчетной нагрузки одной усредненной по площади квартиры.

С учетом случайного характера формирования расчетной нагрузки квартиры покажем определение суммарной расчетной нагрузки квартир, приведенной к вводу в жилой дом.

Выражение для определения расчетной нагрузки одной квартиры можно записать в виде:

$$P_{p.1кв} = MP_{1кв} + t_{\beta} \cdot \sigma P_{1кв}, \quad (4.1)$$

где $MP_{1кв}$ – математическое ожидание максимальной нагрузки одной квартиры; $\sigma P_{1кв}$ – среднеквадратическое отклонение максимальной нагрузки одной квартиры, t_{β} – коэффициент, определяемый по задаваемой вероятности превышения нагрузки квартиры расчетного значения и виду закона распределения максимума нагрузки квартиры.

Математическое ожидание максимума суммарной нагрузки $n_{кв}$ квартир определяется как сумма математических ожиданий максимальных нагрузок отдельных квартир:

$$MP_{кв} = n_{кв} \cdot MP_{1кв}. \quad (4.2)$$

Дисперсия максимума суммарной нагрузки $n_{кв}$ квартир, с учетом слабой зависимости нагрузок отдельных квартир, определяется как сумма дисперсий максимальных нагрузок отдельных квартир:

$$DP_{\text{кв}} = n_{\text{кв}} \cdot DP_{1\text{кв}} \quad (4.3)$$

Среднеквадратическое отклонение максимума суммарной нагрузки $n_{\text{кв}}$ квартир:

$$\sigma P_{\text{кв}} = \sqrt{DP_{\text{кв}}} = \sqrt{n_{\text{кв}} \cdot DP_{1\text{кв}}} = \sqrt{n_{\text{кв}}} \cdot \sigma P_{1\text{кв}} \quad (4.4)$$

Тогда выражение для определения расчетной нагрузки $n_{\text{кв}}$ квартир можно записать в виде:

$$P_{\text{р.кв}} = n_{\text{кв}} \cdot MP_{1\text{кв}} + t_{\beta} \cdot \sqrt{n_{\text{кв}}} \cdot \sigma P_{1\text{кв}} \quad (4.5)$$

Располагая выражениями (4.1) и (4.5), определим коэффициент одновременности максимумов нагрузки квартир:

$$\begin{aligned} k_{\text{одн}} &= \frac{P_{\text{р.кв}}}{\sum_{i=1}^{n_{\text{кв}}} P_{\text{р.1кв}}} = \frac{n_{\text{кв}} \cdot MP_{1\text{кв}} + t_{\beta} \cdot \sqrt{n_{\text{кв}}} \cdot \sigma P_{1\text{кв}}}{n_{\text{кв}} \cdot (MP_{1\text{кв}} + t_{\beta} \cdot \sigma P_{1\text{кв}})} = \\ &= \frac{1 + t_{\beta} \cdot \frac{1}{\sqrt{n_{\text{кв}}}} \cdot \frac{\sigma P_{1\text{кв}}}{MP_{1\text{кв}}}}{1 + t_{\beta} \cdot \frac{\sigma P_{1\text{кв}}}{MP_{1\text{кв}}}} = \frac{1 + t_{\beta} \cdot \frac{1}{\sqrt{n_{\text{кв}}}} \cdot k_v}{1 + t_{\beta} \cdot k_v} \quad (4.6) \end{aligned}$$

где k_v – коэффициент вариации максимума нагрузки квартиры, равный отношению среднеквадратического отклонения к математическому ожиданию максимума нагрузки одной квартиры.

На основе обследований жилых зданий и последующей статистической обработки их электрических нагрузок определяют значение коэффициента вариации и вид закона распределения случайной величины как максимальной нагрузки отдельной квартиры, так и максимума суммарной нагрузки квартир на вводе в здание. Согласно [2.7] закон распределения максимальных нагрузок квартир при их числе менее 30 является биномиальным, при большем количестве – нормальным. Тогда для заданной вероятности превышения расчетной нагрузки (как правило, для жилых зданий ее принимают 0,00135 [2.10]) получаем, что коэффициент одновременности является только функцией числа квартир, уменьшаясь с ростом их числа. Располагая значениями коэффициента одновременности, вычисленного по (4.6) в зависимости от числа квартир в здании, суммарную расчетную нагрузку $n_{\text{кв}}$ квартир на вводе в жилое здание можно легко определить по выражению:

$$P_{\text{р.кв}} = P_{\text{р.1кв}} \cdot n_{\text{кв}} \cdot k_{\text{одн}} \quad (4.7)$$

Для упрощения восприятия расчетов вводят величину удельной расчетной нагрузки одной квартиры:

$$P_{\text{кв.уд}} = P_{\text{р.1кв}} \cdot k_{\text{одн}} \quad (4.8)$$

Значения удельной расчетной нагрузки квартир как функции количества квартир вычисляют по формуле:

$$P_{р.уд.1кв} = \frac{P_{р.кв}}{n_{кв}} = MP_{1кв} + I_{\beta} \cdot \frac{1}{\sqrt{n_{кв}}} \cdot \sigma P_{1кв}. \quad (4.9)$$

Эти значения приводят в нормативных источниках, условно считая, что при числе квартир более 1000 вторым слагаемым в выражении (4.9) можно пренебречь ввиду его незначительности.

При нормировании удельной нагрузки учитывается статистическая информация по насыщению квартир бытовыми электроприемниками (табл. 1.5), их номинальной мощности (табл. 1.7), а также средней площади квартир, влияющей на осветительную нагрузку. В жилых зданиях по типовым проектам площадь квартир принимается равной от 35 до 90 м² (средняя площадь – 70 м²), в зданиях по индивидуальным проектам с квартирами повышенной комфортности – от 100 до 300 м² (средняя площадь – 150 м²). Прирост нагрузки за счет увеличения площади квартир незначителен и определяется только нагрузкой освещения и увеличенным количеством бытовых электроприборов малой мощности (магнитофоны, телевизоры и т.д.). Это обстоятельство позволяет распространять нагрузки для квартир средней площади на квартиры меньшей и большей площадей без корректировки значений. Средний состав семьи в одной квартире принимается равным 3,1 чел. В результате получено, что установленная мощность электроприемников типовых квартир с газовыми плитами равна 21,4 кВт, типовых квартир с электроплитами – 32,6 кВт, квартир повышенной комфортности с электроплитами – 39,6 кВт. Установленная мощность типовых квартир с газовыми и электрическими плитами различается в основном только мощностью электроплиты и электрочайника; типовых квартир и квартир повышенной комфортности – мощностью кондиционера, джакузи, большей мощностью электроплиты и наличием большого количества бытовых электроприборов малой мощности.

Нормированные значения удельной расчетной нагрузки квартир при разных типах кухонных плит для приготовления пищи и различных типах жилых зданий приведены в таблице 4.1 [2.7].

Таблица 4.1

Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий, кВт/квартира

Тип квартиры	Количество квартир													
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
Типовая с плитами на природном газе	4,5	2,8	2,3	2,0	1,8	1,65	1,4	1,2	1,05	0,85	0,77	0,71	0,69	0,67
Типовая с плитами на сжиженном газе и на твердом топливе	6	3,4	2,9	2,5	2,2	2,0	1,8	1,4	1,3	1,08	1,0	0,92	0,84	0,76

Тип квартиры	Количество квартир													
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
Типовая с электроплитами мощностью до 8,5 кВт	10	5,9	4,9	4,3	3,9	3,7	3,1	2,6	2,1	1,5	1,36	1,27	1,23	1,19
Повышенной комфортности с электроплитами мощностью до 10,5 кВт	14	8,1	6,7	5,9	5,3	4,9	4,2	3,3	2,8	1,95	1,83	1,72	1,67	1,62

Примечание. Удельные расчетные нагрузки для промежуточного числа квартир определяются интерполяцией.

В результате выражения для определения расчетной активной нагрузки квартир, приведенной к вводу жилого здания, записывается в привычном виде (как в [2.7]):

$$P_{p,кв} = p_{кв,уд} \cdot n_{кв}, \quad (4.10)$$

где $p_{кв,уд}$ – удельная расчетная нагрузка электроприемников квартир, зависящая от комфортности квартир, типа применяемых кухонных плит и числа квартир в здании, кВт/квартиру, определяемая по таблице 4.1; $n_{кв}$ – количество квартир в здании.

Количество квартир в жилом здании при заданной этажности здания $n_{эт}$, количестве секций (подъездов) здания $n_{секц}$ и количества квартир на одном этаже $n_{кв,эт}$ определяется по формуле:

$$n_{кв} = n_{эт} \cdot n_{секц} \cdot n_{кв,эт}. \quad (4.11)$$

Масштаб изменения расчетной нагрузки одной квартиры на вводе в жилое здание в зависимости от числа квартир в здании представлен в таблице 4.2 на примере типовых квартир с электроплитами.

Таблица 4.2

**Расчетная нагрузка квартир,
приведенная к вводу в жилое здание**

Число квартир	Расчетная нагрузка квартир, приведенная к вводу в жилое здание, кВт
1	10
10	47
100	150
1000	1190

Расчетная нагрузка квартир жилых домов, не имеющих верхнего ограничения уровня электрификации быта, который задается заказчиком, определяется исходя из установленной мощности элект-

тробытовых и осветительных приборов с учетом коэффициента спроса и одновременности:

$$P_{p.kв} = 1,05 \cdot \sum_{i=1}^{n_{кв}} p_{p.квi} \cdot k_{одн} = 1,05 \cdot \sum_{i=1}^{n_{кв}} (p_{заявл.квi} \cdot k_{ci}) \cdot k_{одн}, \quad (4.12)$$

где 1,05 – коэффициент, учитывающий нагрузку освещения обще-домовых помещений; $p_{p.квi}$ – расчетная нагрузка на вводе в i -ю квартиру, кВт; $k_{одн}$ – коэффициент одновременности нагрузки квартир, определяемый по таблице 4.4 [2.4], в зависимости от числа квартир в здании; $n_{кв}$ – количество квартир в здании; $p_{заявл.квi}$ – заявленная мощность электроприемников в i -й квартире (сумма номинальных мощностей электробытовых и осветительных приборов), кВт; k_{ci} – коэффициент спроса, определяемый по таблице 4.3 [2.4], в зависимости от заявленной мощности в квартире.

Таблица 4.3

Значения коэффициента спроса нагрузки квартир, не имеющих верхнего ограничения уровня электрификации быта

$p_{заявл.кв}$, кВт	до 14	20	30	40	50	60	70 и более
k_c	0,8	0,65	0,6	0,55	0,5	0,48	0,45

Примечание. Значения коэффициента спроса для промежуточного значения заявленной мощности квартиры определяются интерполяцией.

Таблица 4.4

Значения коэффициента одновременности нагрузки квартир, не имеющих верхнего ограничения уровня электрификации быта

Тип квартиры	Количество квартир													
	1	3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600
С газовыми плитами	1,0	0,65	0,51	0,38	0,32	0,28	0,26	0,22	0,18	0,16	0,13	0,11	0,1	0,1
С электроплитами	1,0	0,8	0,51	0,38	0,32	0,29	0,26	0,24	0,2	0,18	0,16	0,14	0,13	0,11

Примечание. Значения коэффициента одновременности для промежуточного числа квартир определяются интерполяцией.

В состав электроприемников квартир таких жилых домов, кроме традиционного набора электроприемников, принятого для жилых домов повышенной комфортности, могут входить в различных сочетаниях сауны, электроводонагреватели, электроподогрев полов, душевые кабины с электроподогревом и т.п.

При определении расчетной нагрузки квартир разных категорий на вводе жилого здания удельная расчетная нагрузка типовых

квартир (по таблице 4.1) и коэффициент одновременности нагрузки для нетиповых квартир (по таблице 4.4) определяются по суммарному количеству квартир в жилом здании.

Удельные электрические нагрузки квартир установлены с учетом того, что расчетная неравномерность нагрузки при распределении ее по фазам трехфазных линий и вводов не превышает 15%.

При необходимости определения утреннего или дневного максимума нагрузок следует применять коэффициенты: 0,7 – для жилых зданий с электрическими плитами; 0,5 – для жилых зданий с газовыми плитами.

Нагрузку в период летнего максимума нагрузок можно определить, умножив нагрузки зимнего максимума на коэффициенты: 0,7 – для квартир с газовыми плитами; 0,8 – для квартир с электрическими плитами.

Расчетная нагрузка лифтовых установок, приведенная к вводу жилого здания, определяется по формуле:

$$P_{р.л} = k'_c \cdot \sum_{i=1}^{m_{л}} P_{ном.лi} \quad (4.13)$$

где k'_c – коэффициент спроса лифтовых установок, определяемый по таблице 4.5 [2,7], в зависимости от числа лифтовых установок в жилом здании $m_{л}$ и его этажности; $P_{ном.лi}$ – номинальная мощность i -го электродвигателя лифтовой установки, кВт.

Фактически коэффициент спроса лифтовых установок отражает вероятность одновременной работы лифтовых установок в здании с номинальной нагрузкой. Поэтому чем больше лифтовых установок в здании, тем меньше вероятность их одновременной работы, тем меньше значение коэффициента спроса. С другой стороны, чем выше этажность здания, тем больше среднее время движения лифта, тем больше вероятность одновременной работы нескольких лифтовых установок. Поэтому с ростом этажности здания коэффициент спроса имеет тенденцию роста при одном и том же количестве лифтовых установок в здании.

Таблица 4.5

Значения коэффициента спроса лифтовых установок

Количество лифтовых установок	Этажность жилого дома	
	до 12	более 12
2–3	0,8	0,9
4–5	0,7	0,8
6	0,65	0,75
10	0,5	0,6
20	0,4	0,5
25 и выше	0,35	0,4

Примечание. Значения коэффициента спроса для промежуточного числа лифтовых установок определяются интерполяцией.

Расчетная активная нагрузка двигателей санитарно-технических устройств, приведенная к вводу жилого здания, оценочно определяется по формуле:

$$P_{p.cty} = k_c'' \cdot \sum_{i=1}^{m_{cty}} P_{ном.ctyi}, \quad (4.14)$$

где k_c'' – коэффициент спроса двигателей санитарно-технических устройств, определяемый по таблице 4.6 [2.7], в зависимости от числа двигателей m_{cty} ; $P_{ном.ctyi}$ – номинальная мощность i -го электродвигателя санитарно-технических устройств, кВт.

Таблица 4.6

Значения коэффициента спроса электродвигателей санитарно-технических устройств

m_{cty}	2	3	5	8	10	15	20	30	50
k_c''	1,0 (0,8)	0,9 (0,75)	0,8 (0,7)	0,75	0,7	0,65	0,65	0,6	0,55

Примечание. В скобках приведены значения для электродвигателей единичной мощности свыше 30 кВт.

В расчетах нагрузок мощность резервных электродвигателей, а также электроприспособлений противопожарных устройств не учитываются.

Вместе с тем в типовых домах не выше двадцати этажей расчетная нагрузка санитарно-технических устройств может быть оценена выражением:

$$P_{p.cty} = 0,05 \cdot n_{кв}, \quad (4.15)$$

где 0,05 – удельная расчетная нагрузка санитарно-технических устройств, приходящаяся на одну квартиру, кВт/квартиру.

Расчетная нагрузка квартир и силовых электроприспособлений на вводе жилого здания определяется по формуле:

$$P_{p.ж.зд} = P_{p.кв} + k_y \cdot (P_{p.л} + P_{p.cty}), \quad (4.16)$$

где k_y – коэффициент участия силовых электроприемников в максимуме нагрузки квартир, учитывающий несовпадение во времени максимальных нагрузок квартир и силовых электроприемников, $k_y = 0,9$ [2.7].

Расчетная реактивная нагрузка на вводе жилого здания определяется по соответствующим значениям коэффициентов реактивной мощности квартир $\text{tg}\varphi_{кв}$, зависящим от типа применяемых кухонных плит, лифтовых установок $\text{tg}\varphi_{л}$ и санитарно-технических устройств $\text{tg}\varphi_{cty}$ (табл. 4.7 [2.7]) выражением, аналогичным (4.16):

$$Q_{p.ж.зд} = P_{p.кв} \cdot \text{tg}\varphi_{кв} + k_y \cdot (P_{p.л} \cdot \text{tg}\varphi_{л} + P_{p.cty} \cdot \text{tg}\varphi_{cty}). \quad (4.17)$$

Таблица 4.7

Расчетные коэффициенты реактивной мощности жилых домов

Потребитель электроэнергии	tgφ
Квартиры с электрическими плитами	0,2
Квартиры с плитами на природном, газообразном или твердом топливе	0,29
Хозяйственные насосы, вентиляционные и другие санитарно-технические устройства	0,75
Лифты	1,17

Расчетная полная нагрузка на вводе жилого здания определяется по формуле:

$$S_{p.ж.зд} = \sqrt{P_{p.ж.зд}^2 + Q_{p.ж.зд}^2} \quad (4.18)$$

4.2.2. Общественные здания

Расчетные нагрузки общественных зданий (помещений), как отдельно стоящих, так и встроенных в жилые здания, следует принимать по проектам электрооборудования этих зданий методом коэффициента спроса по данным [2.15].

Расчетные нагрузки на вводе в типовые общественные здания массового строительства оценочно можно определять по укрупненным удельным нагрузкам:

$$P_{p.общ.зд} = p_{общ.зд.уд} \cdot M, \quad (4.19)$$

где $P_{общ.зд.уд}$ – удельная расчетная нагрузка общественного здания на единицу количественного показателя, кВт/показатель (рабочее место, площадь торгового зала, килограмм продукции и т.п.), определяемая по таблице 4.8 [2.7]; M – количественный показатель.

Расчетная реактивная нагрузка на вводе общественного здания определяется по соответствующим значениям коэффициентов реактивной мощности по формуле:

$$Q_{p.общ.зд} = P_{p.общ.зд} \cdot \text{tg}\varphi_{общ.зд}, \quad (4.20)$$

где $\text{tg}\varphi_{общ.зд}$ – коэффициент реактивной мощности общественного здания, определяемый по таблице 4.8.

Расчетная полная нагрузка на вводе общественного здания определяется по формуле:

$$S_{p.общ.зд} = \sqrt{P_{p.общ.зд}^2 + Q_{p.общ.зд}^2} \quad (4.21)$$

Таблица 4.8

**Удельные расчетные электрические нагрузки
общественных зданий**

Общественные здания	Единица измерения	Удельная нагрузка	tgφ
Общеобразовательные школы	кВт/учащийся	0,25	0,38
Профессионально-технические училища	кВт/учащийся	0,46	0,75-0,43
Детские дошкольные учреждения	кВт/место	0,46	0,25
Продовольственные магазины с кондиционированием воздуха	кВт/м ² торгового зала	0,25	0,75
Непродовольственные магазины с кондиционированием воздуха	кВт/м ² торгового зала	0,16	0,48
Предприятия общественного питания, полностью электрифицированные, с количеством посадочных мест: - до 400 - свыше 500 до 1000 - свыше 1100	кВт/место	1,04 0,86 0,75	0,2 0,2 0,2
Фабрики химчистки и прачечные самообслуживания	кВт/кг вещей в смену	0,075	0,75
Парикмахерские	кВт/рабочее место	1,5	0,25
Кинотеатры и киноконцертные залы с кондиционированием воздуха	кВт/место	0,14	0,43
Клубы	кВт/место	0,46	0,43
Здания или помещения организаций и учреждений управления, проектных и конструкторских организаций, учреждений финансирования и кредитования и предприятий связи с кондиционированием воздуха	кВт/м ² общей площади	0,054	0,57
Гостиницы с кондиционированием воздуха	кВт/место	0,46	0,62
Поликлиники	кВт/посещение в смену	0,2	0,43
Подземная автостоянка	кВт/машиноместо	1,2	0,48

Примечания. В удельной нагрузке детских дошкольных учреждений нагрузка бассейнов и спортзалов не учтена. Удельную нагрузку ресторанов при гостиницах следует принимать, как для предприятий общественного питания открытого типа.

Для жилых и общественных зданий согласно [2.7] компенсация реактивной нагрузки не предусматривается по причине высокого естественного значения коэффициента мощности (низкого значения коэффициента реактивной мощности). В последнее время широкое приме-

нение различных современных бытовых приборов (микроволновых печей, кондиционеров, стиральных и посудомоечных машин), оргтехники, персональных компьютеров и люминесцентных ламп (в том числе и энергосберегающих ламп) привело к увеличению реактивных нагрузок коммунально-бытовых потребителей. Анализ результатов измерений* графиков активной и реактивной мощности в распределительных сетях напряжением 10(6) кВ и 380 В, питающих жилые и административные районы нескольких городов в Московской области, показал несоответствие фактического значения коэффициента реактивной мощности общепринятым данным (табл. 4.7, 4.8) более чем в 80% случаев. В общей сложности рассмотрены результаты измерений на 32 распределительных подстанциях в сетях 6-10 кВ и 19 трансформаторных подстанциях в сетях 380 В. Наибольшее измеренное значение коэффициента реактивной мощности в режиме наибольших нагрузок составило в сети 380 В – 0,85, а в сети 6-10 кВ – 0,76.

4.3. Расчетная нагрузка распределительных линий 380 В и трансформаторных подстанций 6–20/0,4 кВ

Определение расчетной нагрузки линии 380 В зависит от количества и типа зданий, которые получают по ней питание.

1. Если по линии получает питание один потребитель (жилое или общественное здание), то нагрузка линии равняется нагрузке этого потребителя, определенной в соответствии с подразделом 4.2.

2. Если по линии получают питание два и более однотипных потребителя (как правило, это жилые здания), то расчетная нагрузка линии определяется не простым суммированием нагрузок отдельных жилых зданий, а в соответствии с положениями подраздела 4.2 по суммарному количеству квартир, лифтовых установок и санитарно-технических устройств в рассматриваемых зданиях:

$$P_{р.л} = P_{р.кв} (n_{кв1} + n_{кв2}) + k_y \cdot [P_{р.л} (m_{л1} + m_{л2}) + P_{р.ст} (m_{ст1} + m_{ст2})], \quad (4.22)$$

где $n_{кв1}$ и $n_{кв2}$ – количество квартир соответственно в зданиях 1 и 2; $m_{л1}$ и $m_{л2}$ – количество двигателей санитарно-технических устройств соответственно в зданиях 1 и 2.

При этом расчетная нагрузка линии меньше суммы расчетных нагрузок рассматриваемых жилых зданий:

$$P_{р.л} < P_{р.ж.зд1} + P_{р.ж.зд2}, \quad (4.23)$$

поскольку для значений удельной нагрузки квартир и коэффициента спроса справедливы следующие соотношения (табл. 4.1, 4.5, 4.6):

* Измерения проводились испытательной лабораторией по качеству электрической энергии кафедры электроэнергетических систем МЭИ. Аттестат аккредитации РОСС RU.0001.21AA05.

$$\begin{aligned}
 P_{\text{кв.уд}}(n_{\text{кв1}} + n_{\text{кв2}}) &< P_{\text{кв.уд}}(n_{\text{кв1}}) \cdot P_{\text{кв.уд}}(n_{\text{кв2}}); \\
 k_c^*(m_{\text{л1}} + m_{\text{л2}}) &< k_c^*(m_{\text{л1}}) \cdot k_c^*(m_{\text{л2}}); \\
 k_c^*(m_{\text{сг1}} + m_{\text{сг2}}) &< k_c^*(m_{\text{сг1}}) \cdot k_c^*(m_{\text{сг2}}).
 \end{aligned}
 \tag{4.24}$$

3. При смешанном питании по линии жилых и общественных зданий или различных общественных зданий расчетная нагрузка линии также определяется не простым суммированием расчетных нагрузок отдельных зданий, а с учетом несовпадения во времени максимальных нагрузок различных зданий. Покажем это на следующем примере. Пусть по линии получают питание жилое здание и школа (рис. 4.3), расчетные нагрузки которых равны соответственно $P_{\text{р.ж.зд}}$ и $P_{\text{р.шк}}$, а суточные графики нагрузки приведены на рисунке. 4.4. Без потери сущности будем считать, что $P_{\text{р.ж.зд}} > P_{\text{р.шк}}$.

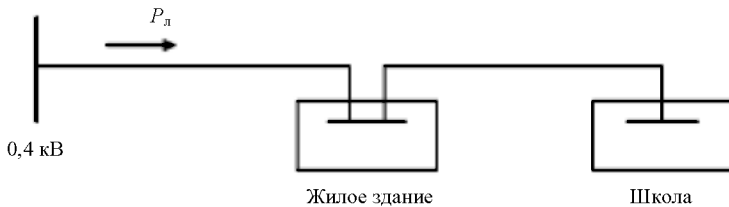


Рис. 4.3. Схема сети 380 В

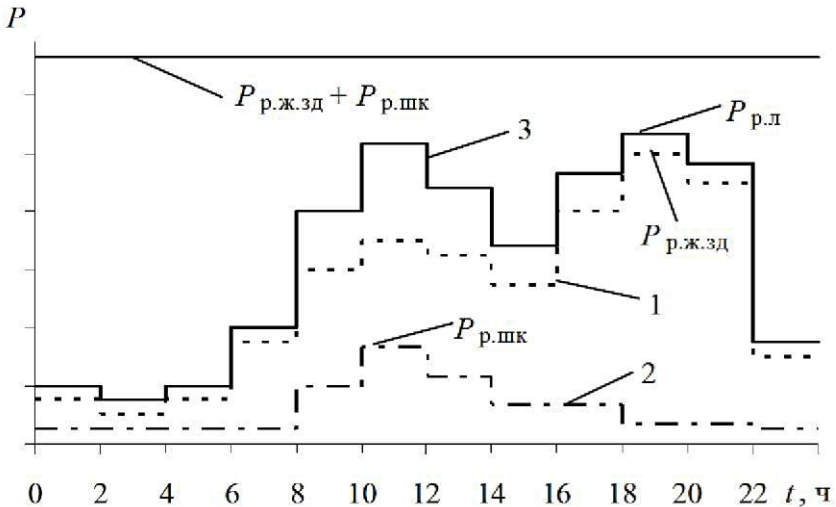


Рис. 4.4. Суточные графики нагрузки:
1 – жилого здания; 2 – школы; 3 – линии

Как следует из рисунка 4.4, максимальная нагрузка жилого здания и школы не совпадает по времени. Определим суточный график нагрузки линии суммированием графиков нагрузки жилого здания и школы (рис. 4.4). В результате получим, что максимальная нагрузка линии ($P_{р.л}$) совпадает по времени с максимумом жилого здания, а ее значение существенно меньше суммы расчетных нагрузок жилого здания и школы (рис. 4.4). Несучет несоответствия по времени максимумов нагрузки различных потребителей приводит к существенному завышению расчетных нагрузок.

Поскольку в данном примере было принято, что расчетная нагрузка жилого здания больше нагрузки школы, то расчетную нагрузку линии можно будет вычислить как

$$P_{р.л} = P_{р.ж.зд} + k_y \cdot P_{р.шк}, \quad (4.25)$$

где k_y – коэффициент участия максимума нагрузки школы в максимуме нагрузки жилого здания.

В общем случае при питании по линии нескольких различных потребителей расчетная нагрузка линии будет вычисляться по выражению:

$$P_{р.л} = P_{р.зд.макс} + \sum_i k_{yi} \cdot P_{р.зди}, \quad (4.26)$$

где $P_{р.зд.макс}$ – расчетная нагрузка здания с наибольшей нагрузкой; $P_{р.зди}$, k_{yi} – расчетные нагрузки остальных зданий и их коэффициенты участия в максимуме нагрузки здания с наибольшей нагрузкой.

При выборе здания с наибольшей расчетной нагрузкой необходимо учитывать, что все жилые здания в соответствии со вторым случаем эквивалентируются в одно с суммарным количеством квартир, лифтовых установок и двигателей санитарно-технических устройств.

Значения коэффициенты участия для различных потребителей приведены в таблице 4.9 [2.7].

При нескольких нагрузках, имеющих равное или близкое к равному наибольшее значение, расчет следует выполнять относительно той нагрузки, при которой суммарная расчетная нагрузка получается наибольшей.

Расчетная нагрузка на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций 6–20/0,4 кВ определяется на основе тех же принципов, что и расчетная нагрузка линий 380 В: по формуле (4.26) с учетом нагрузки наружного освещения.

Электрические нагрузки наружного освещения улиц и площадей определяются согласно нормам по естественному и искусственному освещению [2.6] и инструкции по проектированию наружного освещения городов, поселков и сельских населенных пунктов [2.8]. Для ориентировочных расчетов можно использовать следующие удельные нормы [2.18]: наружное освещение улиц и площадей – 40 кВт/км, освещение внутриквартальных территорий – 1,2 кВт/га.

Таблица 4.9

Коэффициенты участия в максимуме

Здания (помещения) с наибольшей расчетной нагрузкой	Здания (помещения) с меньшей расчетной нагрузкой															
	Жилые здания с эл. плитами	Жилые здания с газ. плитами	Столовые	рестораны, кафе	библиотеки	Общественные школы, ПТУ	Организации и учреждения управления, проектные и конструкторские организации и учреждения финансирования и кредитования	Предприятия торговли полутора- и двухэтажные	Гостиницы	Парикмахерские	Детские ясли-сады	Поликлиники	Ателье и комбинаты бытового обслуживания	Предприятия коммунального обслуживания	Кинотеатры	
Жилые здания с эл. плитами	—	0,9	0,6	0,7	0,6	0,4	0,6	0,6	0,8	0,7	0,8	0,4	0,7	0,6	0,7	0,9
Жилые здания с газ. плитами	0,9	—	0,6	0,7	0,5	0,3	0,4	0,5	0,8	0,7	0,7	0,4	0,6	0,5	0,5	0,9
Столовые, кафе и рестораны	0,4	0,4	—	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,5
Общественные школы, профессионально-технические училища (ПТУ), библиотеки	0,5	0,4	0,8	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Предприятия торговли (одноэтажные и полутора- двухэтажные)	0,5	0,4	0,8	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Организации и учреждения управления, проектные и конструкторские организации, учреждения финансирования и кредитования	0,5	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,5
Гостиницы	0,8	0,8	0,6	0,8	0,4	0,3	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,4	0,7	0,5	0,7	0,9
Поликлиники	0,5	0,4	0,8	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Ателье и комбинаты бытового обслуживания, предприятия коммунального обслуживания	0,5	0,4	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Кинотеатры	0,9	0,9	0,4	0,6	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,8	0,7	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8

Примечание. Для гаражей, автостоянок и тепловых пунктов жилого дома с электрическими и газовыми плитами коэффициент участия в максимуме нагрузки равен 0,9.

Расчетные реактивные нагрузки линий 380 В и на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций 6–20/0,4 кВ определяются по формулам, аналогичным (4.22) и (4.26):

$$Q_{p.l} = P_{p.kв} (n_{кв1} + n_{кв2}) \cdot \operatorname{tg}\varphi_{кв} + k_y \cdot \left[P_{p.l} (m_{л1} + m_{л2}) \cdot \operatorname{tg}\varphi_{л} + P_{p.стл} (m_{стл1} + m_{стл2}) \cdot \operatorname{tg}\varphi_{стл} \right]; \quad (4.27)$$

$$Q_{p.l} = Q_{p.зд.max} \cdot \sum_i k_{yi} \cdot Q_{p.зди} \cdot \quad (4.28)$$

4.4. Расчетная нагрузка элементов сетей 6–20 кВ и центров питания

Расчетные электрические нагрузки сетей 6–20 кВ, питающих селитебные территории, определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных трансформаторных подстанций 6–20/0,4 кВ, присоединенных к данному элементу сети (центру питания, распределительному пункту, распределительной линии 6–20 кВ), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок:

$$P_{p.селитеб.тер} = k_{совм.тр} \cdot \sum_i P_{p.тр.i}; \quad (4.29)$$

$$Q_{p.селитеб.тер} = k_{совм.тр} \cdot \sum_i Q_{p.тр.i} \cdot \quad (4.30)$$

Чем более разнородна нагрузка трансформаторов, тем больше вероятность несовпадения максимумов отдельных потребителей (трансформаторов) во времени (примеры графиков нагрузки см. в подраздле 1.3), тем меньше будет значение коэффициента совмещения максимумов (одновременности), что и отражено в таблице 4.10 [2.7], в которой приведены значения этого коэффициента в зависимости от типа нагрузки трансформаторных подстанций.

Таблица 4.10

Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок трансформаторов

Характеристика нагрузки	Количество трансформаторов				
	2	3-5	6-10	11-20	более 20
Жилая застройка (70% и более нагрузки жилых домов и до 30% нагрузки общественных зданий)	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7
Общественная застройка (70% и более нагрузки общественных зданий и до 30% нагрузки жилых домов)	0,9	0,75	0,7	0,65	0,6
Коммунально-промышленные зоны (65% и более нагрузки промышленных и общественных зданий и до 35% нагрузки жилых домов)	0,9	0,7	0,65	0,6	0,55

Примечание. Если нагрузка промышленных предприятий составляет менее 30% нагрузки общественных зданий, коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов следует принимать, как для общественных зданий.

Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок трансформаторов для промежуточных значений состава потребителей определяются интерполяцией.

Расчетные нагрузки на шинах 6–20 кВ центров питания определяются с учетом несовпадения максимумов нагрузок потребителей селитебных территорий и промышленных предприятий, получающих питание от центра питания по самостоятельным линиям, путем умножения суммы их расчетных нагрузок на коэффициент совмещения их максимумов:

$$P_{р.ЦП} = k_{совм.ЦП} \cdot (P_{р.селитеб.тер} + P_{р.пром.предпр}); \quad (4.31)$$

$$Q_{р.ЦП} = k_{совм.ЦП} \cdot (Q_{р.селитеб.тер} + Q_{р.пром.предпр}). \quad (4.32)$$

Для односменных и двухсменных промышленных предприятий утренний максимум нагрузки, как правило, больше вечернего (см. главу 1). Для жилых зданий вечерний максимум нагрузки существенно больше утреннего, причем для домов с газовыми плитами – существенно больше. Поэтому в зависимости от соотношения нагрузок селитебной территории и промышленных предприятий будет преобладать утренний или вечерний максимум нагрузки. Если нагрузка предприятий существенно меньше нагрузки селитебной территории, то абсолютным будет вечерний максимум, а коэффициент совмещения (для вечернего максимума) будет близок единице, уменьшаясь по мере возрастания промышленной нагрузки по отношению к нагрузке селитебной территории. Если же нагрузка предприятий будет существенно больше нагрузки селитебной территории, то абсолютным будет утренний максимум и коэффициент совмещения (для утреннего максимума) будет близок единице, уменьшаясь по мере возрастания нагрузки селитебной территории по отношению к промышленной нагрузке.

Конкретные значения коэффициентов совмещения утренних и вечерних максимумов нагрузок селитебной территории и промышленных предприятий в зависимости от соотношения их нагрузок приведены в таблице 4.11 [2.7].

Таблица 4.11

**Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок
селитебной территории и промышленных предприятий**

Максимум нагрузок	Отношение расчетной нагрузки промышленных предприятий к нагрузке селитебной территории						
	0,2	0,6	1	1,5	2	3	4
Утренний	0,75 0,6	0,8 0,7	0,85 0,75	0,88 0,8	0,9 0,85	0,92 0,87	0,95 0,9
Вечерний	0,85-0,9	0,65-0,85	0,55-0,8	0,45-0,76	0,4-0,75	0,3-0,7	0,3-0,7

Примечание. В числителе приведены коэффициенты для жилых домов с электроплитами, в знаменателе – с газовыми плитами. Меньшие значения коэффициентов в период вечернего максимума нагрузок следует принимать при наличии промышленных предприятий с односменным режимом работы, большие – когда все предприятия имеют двух-, трехсменный режим работы. Если режим работы предприятий смешанный, то коэффициент совмещения определяется интерполяцией пропорционально их соотношению.

При отношении расчетной нагрузки промышленных предприятий к суммарной нагрузке городской сети менее 0,2 коэффициент совмещения для утреннего и вечернего максимумов следует принимать равным 1. Если это отношение более 4, коэффициент совмещения для утреннего максимума следует принимать равным 1; для вечернего максимума, если все предприятия односменные, – 0,25; если двух-, трехсменные, – 0,65.

Суммарная нагрузка на более высоком иерархическом уровне за счет несовпадения максимумов отдельных разнотипных потребителей во времени всегда меньше суммы расчетных нагрузок отдельных элементов более низкого иерархического уровня. Но такая закономерность формирования расчетной нагрузки приводит к уплотнению графиков нагрузки: на более высоком иерархическом уровне коэффициент заполнения графика существенно выше, чем на более низком, что положительно влияет на работу электроэнергетических систем (см. главу 2). В качестве иллюстрации динамики уплотнения графиков нагрузки на рисунке 4.5 приведены суточные графики трансформаторной подстанции 6–20/0,4 кВ микрорайона с жилыми домами с электроплитами, распределительного пункта 6–20 кВ и подстанции глубокого ввода комплексной застройки селитебной территории.

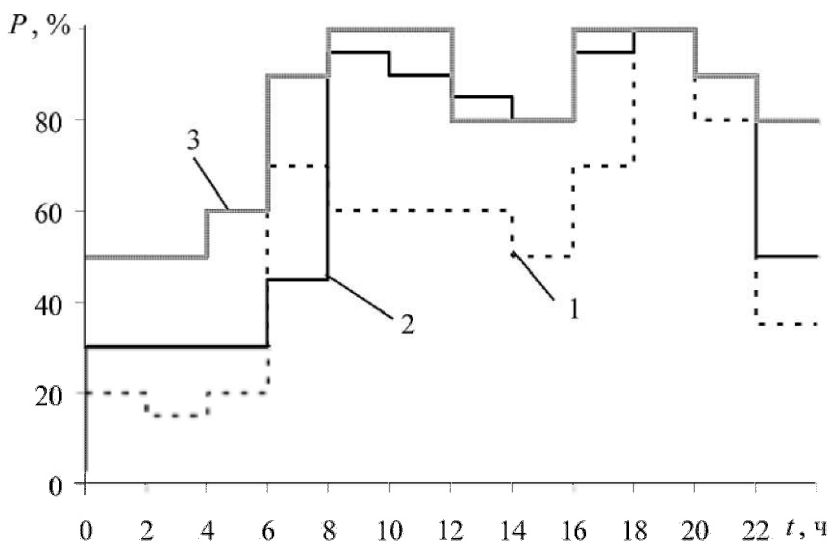


Рис. 4.5. Суточные графики нагрузки:
 1 – трансформаторной подстанции 6–20/0,4 кВ;
 2 – распределительного пункта 6–20 кВ; 3 – подстанции глубокого ввода

Оценим, на какую долю расчетной нагрузки одной квартиры рассчитывается мощность центра питания системы электроснабжения города.

Расчетная нагрузка одной квартиры, приведенная к шинам центра питания в соответствии с выражениями (4.7), (4.29) и (4.31), равна:

$$P_{p.1кв}^{ЦП} = P_{p.1кв} \cdot k_{одн} \cdot k_{совм.гр} \cdot k_{совм.ЦП} \quad (4.33)$$

От одной трансформаторной подстанции (с трансформаторами 1000 кВ·А и более) в современных жилых районах питается более 600 квартир, поэтому значение коэффициента одновременности согласно формуле (4.6), исходя из данных таблицы 4.1, можно принять равным 0,119. Примем, что от центров питания в основном получает питание жилая застройка (доля нагрузки общественных зданий и промышленных предприятий мала), тогда коэффициент совмещения максимумов трансформаторов согласно таблице 4.10 равен 0,7 и коэффициент совмещения максимумов нагрузок селитебной территории и промышленных предприятий согласно таблице 4.11 равен 0,9. Если от центра питания получает питание смешанная нагрузка, то значение коэффициентов совмещения будет еще меньше. Но даже в рассматриваемом случае, подставив в выражение (4.33) значение всех коэффициентов, получим:

$$P_{p.1кв}^{ЦП} = P_{p.1кв} \cdot 0,119 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 0,075 \cdot P_{p.1кв},$$

т.е. мощность центра питания рассчитывается не более чем на 7,5% от суммы расчетных нагрузок отдельных квартир.

Таким образом, несчет эффектов несодновременности потребления максимальной мощности в квартирах и несовпадения максимумов нагрузок различных потребителей может приводить к существенному и неоправданному завышению расчетных нагрузок элементов систем электроснабжения.

4.5. Укрупненная оценка расчетной нагрузки селитебных территорий

При перспективном проектировании для оценки требуемой пропускной способности элементов электрической сети необходима информация о будущей нагрузке территории города. Исходными данными для расчетов в этом случае являются суммарная площадь жилищного фонда, площадь жилой застройки и т.п.

Расчетная нагрузка микрорайона (жилых и общественных зданий), приведенная к шинам 0,4 кВ трансформаторных подстанций 6–20/0,4 кВ, может быть оценена как

$$P_{p.мкр} = (P_{p.ж.зд.уд} + P_{p.общ.зд.уд}) \cdot S_{ж.зд} \quad (4.30)$$

где $P_{p.ж.зд.уд}$ – удельная расчетная нагрузка жилых зданий, Вт/м², приведенная в таблице 4.12 [2.7]; $P_{p.общ.зд.уд}$ – удельная нагрузка общественных зданий микрорайонного значения; $S_{ж.зд}$ – общая площадь жилых зданий микрорайона, м².

При определении электрических нагрузок в районах со средней площадью квартир 55 м^2 величины удельных нагрузок, приведенных в таблице 4.12, умножаются на коэффициент 1,3.

В укрупненных нагрузках жилых зданий учтены нагрузки насосов систем отопления, горячего снабжения и подкачки воды, установленных в ЦТП, или индивидуальных в каждом здании, лифтов и наружного освещения территории микрорайонов, не учтены нагрузки электроотопления, электроводонагрева и бытовых кондиционеров воздуха.

В укрупненных нагрузках общественных зданий микрорайонного значения учтены предприятия торговли и общественного питания, детские ясли-сады, школы, аптеки, раздаточные пункты молочных кухонь, приемные и ремонтные пункты, жилищно-эксплуатационные конторы (управления) и другие учреждения согласно нормам по планировке и застройке городских и сельских поселений [2.13], а также объекты транспортного обслуживания (гаражи и открытые площадки для хранения автомашин).

Таблица 4.12

Удельные расчетные нагрузки, Вт/м² на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций 6–20/0,4 кВ

Тип и этажность застройки	Тип кухонных плит		
	на природном газе	на сжиженном газе или твердом топливе	электрические
Типовые жилые здания:			
1-2 этажа	15,0	18,4	20,7
3-5 этажей	15,8	19,3	20,8
Более 5 этажей с долей квартир выше 6 этажей:			
20%	15,6	17,2	20,2
50%	16,3	17,9	20,9
100%	17,4/0,92	19,0	21,8
Жилые здания более 5 этажей с квартирами повышенной комфортности	–	–	17,8
Общественные здания	6		

Электрические нагрузки общественных зданий районного и городского значения, включая лечебные учреждения и зрелищные предприятия, рассчитываются дополнительно.

Расчетная нагрузка города или его районов на расчетный срок концепции развития города определяется по укрупненным удельным показателям, приведенным к шинам 6–20 кВ центров питания (табл. 4.13 [2.7]). Приведенные в таблице 4.13 показатели учитывают

нагрузки жилых и общественных зданий (административных, учебных, научных, лечебных, торговых, зрелищных, спортивных), коммунальных предприятий, объектов транспортного обслуживания (гаражей и открытых площадок для хранения автомобилей), наружного освещения. При этом нагрузка различных мелкопромышленных потребителей, питающихся, как правило, по городским распределительным сетям, в данных таблицы 4.13 не учтена.

Таблица 4.13

Укрупненные показатели удельной расчетной коммунально-бытовой нагрузки

Категория (группа) города	Расчетная удельная обеспеченность общей площадью, м ² /чел.	Город (район)					
		с плитами на природном газе, кВт/чел.			со стационарными электрическими плитами, кВт/чел.		
		в целом по городу (району)	в том числе		в целом по городу (району)	в том числе	
			центральная часть	микрорайон (кварталы) застройки		центральная часть	микрорайон (кварталы) застройки
Крупнейший	26,7	0,51	0,77	0,43	0,6	0,85	0,53
Крупный	27,4	0,48	0,7	0,42	0,57	0,79	0,52
Большой	27,8	0,46	0,62	0,41	0,55	0,72	0,51
Средний	29	0,43	0,55	0,4	0,52	0,65	0,5
Малый	30,1	0,41	0,51	0,39	0,5	0,62	0,49

В тех случаях, когда фактическая обеспеченность общей площадью в городе (районе) отличается от расчетной, приведенные в таблице 4.13 значения следует умножить на отношение фактической и расчетной обеспеченности.

В крупнейших городах значения удельных расчетных нагрузок, как правило, несколько выше, чем приведенные в таблицах 4.12 и 4.13. В качестве примера в таблице 4.14 приведены удельные расчетные нагрузки [2.12] новых и реконструируемых жилых районов многоэтажной застройки с установкой электрических плит в жилых домах и учреждениях общественного питания, приведенные к шинам 0,4 кВ трансформаторных подстанций и шинам 10–20 кВ центров питания, для Москвы.

Таблица 4.14

Удельные расчетные нагрузки жилых и общественных зданий на шинах трансформаторных подстанций и центров питания

Показатель	Новые районы многоэтажной застройки		Реконструируемые районы центра города
	типовые квартиры	квартиры улучшенной планировки	
Удельная расчетная нагрузка жилых и общественных зданий на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций, Вт/м ² , в том числе жилых зданий	36,5	29,5	48,0
	28,0	22,0	20,0
Удельная нагрузка на шинах 10–20 кВ центров питания, Вт/м ² , то же, отнесенная на одного жителя, кВт/чел.	25,5	21,0	32,0
	0,46	0,50	0,85

Примеры определения расчетных электрических нагрузок

Пример 4.1. Определить расчетную нагрузку на вводе типового жилого здания, в квартирах которого установлены электрические плиты. Жилой дом 2-секционный, 17-этажный с первым жилым этажом, 4 квартиры на этаже. В каждой секции установлены 2 лифтовые установки номинальной мощностью 7 кВт.

Решение.

По формуле (4.11) определяем количество квартир в жилом здании:

$$n_{\text{кв}} = n_{\text{эт}} \cdot n_{\text{секц}} \cdot n_{\text{кв.эт}} = 17 \cdot 2 \cdot 4 = 136.$$

По данным таблицы 4.1 определяем удельную расчетную нагрузку электроприемников типовых квартир с электроплитами при 136 квартирах в жилом здании. Числа квартир, равного 136, в таблице 4.1 нет, поэтому, используя значения удельной расчетной электрической нагрузки для 100 и 200 квартир, линейной интерполяцией определяем удельную нагрузку для 136 квартир:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{кв.уд.136}} &= P_{\text{кв.уд.100}} - (136 - 100) \cdot \frac{P_{\text{кв.уд.100}} - P_{\text{кв.уд.200}}}{200 - 100} = \\
 &= 1,5 - (136 - 100) \cdot \frac{1,5 - 1,36}{200 - 100} = 1,45 \frac{\text{кВт}}{\text{кв}}.
 \end{aligned}$$

Таким образом, $P_{\text{кв.уд}} = 1,45$ кВт/кв.

Определим расчетную нагрузку квартир, приведенную к вводу жилого здания, по формуле (4.10):

$$P_{p,кв} = p_{кв,уд} \cdot n_{кв} = 1,45 \cdot 136 = 197,2 \text{ кВт.}$$

По данным таблицы 4.5 определяем коэффициент спроса для 4 лифтовых установок в жилом здании:

$$k'_c = 0,8.$$

Определим расчетную нагрузку лифтовых установок, приведенную к вводу жилого здания, по формуле (4.13):

$$P_{p,л} = k'_c \cdot \sum_{i=1}^{m_{л}} P_{ном,лi} = 0,8 \cdot 4 \cdot 7 = 22,4 \text{ кВт.}$$

Оценим расчетную нагрузку двигателей санитарно-технических устройств, приведенную к вводу жилого здания, по формуле (4.15):

$$P_{p,стг} = 0,05 \cdot n_{кв} = 0,05 \cdot 136 = 6,8 \text{ кВт.}$$

Определим расчетную нагрузку на вводе жилого здания по формуле (4.16):

$$P_{p,жзд} = P_{p,кв} + k_y \cdot (P_{p,л} + P_{p,стг}) = 197,2 + 0,9 \cdot (22,4 + 6,8) = 223,5 \text{ кВт.}$$

Для определения реактивной нагрузки на вводе жилого здания по данным таблицы 4.7 найдем значения коэффициентов реактивной мощности квартир с электрическими плитами, лифтовых установок и санитарно-технических устройств:

$$\text{tg}\varphi_{кв} = 0,2; \text{tg}\varphi_{л} = 1,17; \text{tg}\varphi_{стг} = 0,75.$$

Определим расчетную реактивную нагрузку на вводе жилого здания по формуле (4.17):

$$\begin{aligned} Q_{p,жзд} &= P_{p,кв} \cdot \text{tg}\varphi_{кв} + k_y \cdot (P_{p,л} \cdot \text{tg}\varphi_{л} + P_{p,стг} \cdot \text{tg}\varphi_{стг}) = \\ &= 197,2 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot (22,4 \cdot 1,17 + 6,8 \cdot 0,75) = 67,6 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Определим расчетную полную нагрузку на вводе жилого здания по формуле (4.18):

$$S_{p,жзд} = \sqrt{P_{p,жзд}^2 + Q_{p,жзд}^2} = \sqrt{223,5^2 + 67,6^2} = 233,5 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Пример 4.2. Определить расчетную нагрузку квартир на вводе жилого здания. В жилом доме 60 квартир не имеют верхнего уровня электрификации быта с электрическими плитами. Заявленная мощность квартир приведена в таблице 4.15.

Таблица 4.15

Данные по квартирам жилого здания

Тип квартиры	1	2	3
Число квартир ($n_{кв}$)	15	25	20
Заявленная мощность ($p_{завл,кв}$), кВт	35	50	75

Решение.

По данным таблицы 4.3 определяем коэффициент спроса нагрузки квартир заданных трех типов (с заявленной мощностью соответственно 35, 50 и 75 кВт):

$$k_{c1} = 0,575; \quad k_{c2} = 0,5; \quad k_{c3} = 0,45.$$

По данным таблицы 4.4 определяем коэффициент одновременности нагрузки квартир при 60 квартирах с электроплитами в жилом здании:

$$k_{одн} = 0,18.$$

Определим расчетную нагрузку квартир, приведенную к вводу жилого здания, по формуле (4.12):

$$\begin{aligned} P_{р.кв} &= 1,05 \cdot \sum_{i=1}^{n_{кв}} (P_{заявл.кв i} \cdot k_{ci}) \cdot k_{одн} = \\ &= 1,05 \cdot (P_{заявл.кв1} \cdot k_{c1} \cdot n_{кв1} + P_{заявл.кв2} \cdot k_{c2} \cdot n_{кв2} + P_{заявл.кв3} \cdot k_{c3} \cdot n_{кв3}) \cdot k_{одн} = \\ &= 1,05 \cdot (35 \cdot 0,575 \cdot 15 + 50 \cdot 0,5 \cdot 25 + 75 \cdot 0,45 \cdot 20) \cdot 0,18 = 302,8 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$Q_{р.кв} = P_{р.кв} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{кв} = 302,8 \cdot 0,2 = 60,6 \text{ квар.}$$

Пример 4.3. Определить расчетную нагрузку квартир на вводе жилого здания. В жилом доме 40 типовых квартир с электроплитами и 60 квартир, не имеющих верхнего уровня электрификации быта с электрическими плитами (из примера 4.2).

Решение.

При определении расчетной нагрузки квартир разных категорий на вводе жилого здания удельная расчетная нагрузка типовых квартир и коэффициент одновременности нагрузки для нетиповых квартир определяются по суммарному количеству квартир в жилом здании.

По данным таблицы 4.4 определяем коэффициент одновременности нагрузки квартир при 100 квартирах с электроплитами в жилом здании:

$$k_{одн} = 0,16.$$

По данным таблицы 4.1 определяем удельную расчетную нагрузку электроприемников типовых квартир с электроплитами при 100 квартирах в жилом здании:

$$P_{кв.уд} = 1,5 \text{ кВт/кв.}$$

Определим расчетную нагрузку квартир, приведенную к вводу жилого здания, по формулам (4.10) и (4.12):

$$\begin{aligned} P_{р.кв} &= 1,05 \cdot \sum_{i=1}^{n_{кв}} (P_{заявл.кв i} \cdot k_{ci}) \cdot k_{одн} + P_{кв.уд} \cdot n_{кв4} = \\ &= 1,05 \cdot (35 \cdot 0,575 \cdot 15 + 50 \cdot 0,5 \cdot 25 + 75 \cdot 0,45 \cdot 20) \cdot 0,16 + 1,5 \cdot 40 = 329,1 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

$$Q_{р.кв} = P_{р.кв} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{кв} = 329,1 \cdot 0,2 = 65,8 \text{ квар.}$$

Пример 4.4. Определить расчетную нагрузку на вводе детского дошкольного учреждения, рассчитанного на 140 мест.

Решение.

По данным таблицы 4.8 определяем удельную расчетную нагрузку детского дошкольного учреждения:

$$P_{\text{р.общ.зд.уд}} = 0,46 \text{ кВт/место.}$$

Определяем расчетную нагрузку на вводе детского дошкольного учреждения по формуле (4.19):

$$P_{\text{р.общ.зд}} = P_{\text{р.общ.зд.уд}} \cdot M = 0,46 \cdot 140 = 64,4 \text{ кВт.}$$

По данным табл. 4.8 определяем коэффициент реактивной мощности детского дошкольного учреждения:

$$\text{tg}\varphi_{\text{р.общ.зд}} = 0,25.$$

Определяем расчетную реактивную нагрузку на вводе детского дошкольного учреждения по формуле (4.20):

$$Q_{\text{р.общ.зд}} = P_{\text{р.общ.зд}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{р.общ.зд}} = 64,4 \cdot 0,25 = 16,1 \text{ квар.}$$

Определяем расчетную полную нагрузку на вводе детского дошкольного учреждения по формуле (4.21):

$$S_{\text{р.общ.зд}} = \sqrt{P_{\text{р.общ.зд}}^2 + Q_{\text{р.общ.зд}}^2} = \sqrt{64,4^2 + 16,1^2} = 66,4 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Пример 4.5. Определить расчетную нагрузку трансформатора 6–20/0,4 кВ, от которого получают питание 6 жилых зданий (из примера 4.1) и три общественных здания, данные по которым приведены в таблице 4.16.

Таблица 4.16

Данные по общественным зданиям

Наименование здания	Число ед. измер.	$P_{\text{р.общ.зд.уд}}$ кВт/ед.	$P_{\text{р.общ.зд}}$ кВт	$\text{tg}\varphi_{\text{р.общ.зд}}$	$Q_{\text{р.общ.зд}}$ квар.	$S_{\text{р.общ.зд}}$ кВ·А
Детское дошкольное учреждение	140 мест	0,46	64,4	0,25	16,1	66,4
Общеобразовательная школа	950 учащихся	0,25	237,5	0,38	90,25	254,1
Продовольственный магазин с кондиционированием воздуха	500 м ² торгового зала	0,25	125	0,75	93,75	156,3

Решение.

Для определения расчетной нагрузки трансформатора необходимо выбрать здание с наибольшей расчетной нагрузкой.

Определим для этого суммарную расчетную нагрузку рассматриваемых жилых зданий.

Суммарная расчетная нагрузка 6 жилых зданий рассчитывается по алгоритму, аналогичному примеру 4.1 для суммарного количества квартир и лифтовых установок в 6 зданиях. Поэтому для данного этапа решения приведем только расчеты без повторения пояснений:

$$n_{\text{кв}\Sigma} = 816;$$

$$P_{\text{кв.уд}} = 1,21 \text{ кВт/кв};$$

$$P_{\text{р.кв}\Sigma} = P_{\text{кв.уд}} \cdot n_{\text{кв}} = 1,21 \cdot 816 = 987,4 \text{ кВт};$$

$$m_{\text{л}\Sigma} = 24;$$

$$k_c = 0,42;$$

$$P_{\text{р.л}\Sigma} = k_c \cdot \sum_{i=1}^{m_{\text{л}}} P_{\text{ном.л}i} = 0,42 \cdot 24 \cdot 7 = 70,56 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{р.ст}\Sigma} = 0,05 \cdot n_{\text{кв}} = 0,05 \cdot 816 = 40,8 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{р.жзл}\Sigma} = P_{\text{р.кв}\Sigma} + k_y \cdot (P_{\text{р.л}\Sigma} + P_{\text{р.ст}\Sigma}) = 987,4 + 0,9 \cdot (70,56 + 40,8) = 1087,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{р.жзл}\Sigma} = P_{\text{р.кв}\Sigma} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{кв}} + k_y \cdot (P_{\text{р.л}\Sigma} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{л}} + P_{\text{р.ст}\Sigma} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ст}}) = 987,4 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot (70,56 \cdot 1,17 + 40,8 \cdot 0,75) = 299,3 \text{ квар};$$

$$S_{\text{р.жзл}\Sigma} = \sqrt{P_{\text{р.жзл}\Sigma}^2 + Q_{\text{р.жзл}\Sigma}^2} = \sqrt{1087,6^2 + 299,3^2} = 1128,0 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Получаем, что суммарная расчетная нагрузка жилых зданий существенно больше, чем общественных зданий. Поэтому расчетный максимум трансформаторной подстанции будут формировать жилые здания.

По данным таблицы 4.9 определяем коэффициент участия в максимуме нагрузки жилых зданий нагрузки детского дошкольного учреждения, нагрузки общеобразовательной школы и нагрузки продовольственного магазина соответственно:

$$k_{\text{у.дет}} = 0,4, \quad k_{\text{у.шк}} = 0,4, \quad k_{\text{у.маг}} = 0,8.$$

Определяем расчетную нагрузку на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции по формуле (4.26):

$$P_{\text{р.тр}} = P_{\text{р.жзл}\Sigma} + \sum_i k_{\text{у}i} \cdot P_{\text{р.общзл}i} = 1087,6 + 0,4 \cdot 64,4 + 0,4 \cdot 237,5 + 0,8 \cdot 125 = 1308,4 \text{ кВт}.$$

Определяем расчетную реактивную нагрузку на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции по формуле (4.28):

$$Q_{\text{р.тр}} = Q_{\text{р.жзл}\Sigma} + \sum_i k_{\text{у}i} \cdot Q_{\text{р.общзл}i} = 299,3 + 0,4 \cdot 16,1 + 0,4 \cdot 90,25 + 0,8 \cdot 93,75 = 416,8 \text{ квар}.$$

Определяем расчетную полную нагрузку на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции:

$$S_{\text{р.тр}} = \sqrt{P_{\text{р.тр}}^2 + Q_{\text{р.тр}}^2} = \sqrt{1308,4^2 + 416,8^2} = 1373,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Пример 4.6. Определить расчетную нагрузку на шинах 10 кВ центра питания, от которого получают питание 50 трансформаторов распределительной сети (из примера 4.5) и двухсменное промышленное предприятие, расчетная нагрузка и коэффициент реактивной мощности которого соответственно равны 28 МВт и 0,4.

Решение.

Поскольку более 70% нагрузки трансформаторов составляет нагрузка жилых домов, то для 50 трансформаторов по таблице 4.10 значение коэффициента совмещения максимумов нагрузок трансформаторов будет равно:

$$k_{\text{совм.тр}} = 0,7.$$

Определяем расчетную нагрузку селитебной территории по формулам (4.29) и (4.30):

$$P_{\text{р.селитеб.тер}} = k_{\text{совм.тр}} \cdot \sum_i P_{\text{р.тр.}i} = 0,7 \cdot 50 \cdot 1308,4 = 45794 \text{ кВт} = 45,8 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{р.селитеб.тер}} = k_{\text{совм.тр}} \cdot \sum_i Q_{\text{р.тр.}i} = 0,7 \cdot 50 \cdot 416,8 = 14588 \text{ квар} = 14,6 \text{ Мвар};$$

$$S_{\text{р.селитеб.тер}} = \sqrt{P_{\text{р.селитеб.тер}}^2 + Q_{\text{р.селитеб.тер}}^2} = \sqrt{45,8^2 + 14,6^2} = 48,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По данным таблицы 4.11 для отношения расчетной нагрузки промышленных предприятий к нагрузке селитебной территории, равного примерно 0,6, и с учетом двухсменного режима работы промышленного предприятия определяем коэффициент совмещения максимумов нагрузок селитебной территории и промышленных предприятий:

$$k_{\text{совм.ЦП}} = 0,8.$$

Определяем расчетную нагрузку на шинах 10 кВ центра питания по формулам (4.31) и (4.32):

$$\begin{aligned} P_{\text{р.ЦП}} &= k_{\text{совм.ЦП}} \cdot (P_{\text{р.селитеб.тер}} + P_{\text{р.пром.предпр}}) = 0,8 \cdot (45,8 + 28) = \\ &= 59,0 \text{ МВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{р.ЦП}} &= k_{\text{совм.ЦП}} \cdot (Q_{\text{р.селитеб.тер}} + Q_{\text{р.пром.предпр}}) = 0,8 \cdot (14,6 + 28 \cdot 0,4) = \\ &= 20,6 \text{ Мвар}; \end{aligned}$$

$$S_{\text{р.ЦП}} = \sqrt{P_{\text{р.ЦП}}^2 + Q_{\text{р.ЦП}}^2} = \sqrt{59,0^2 + 20,6^2} = 62,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Контрольные вопросы

1. Перечислите основные иерархические уровни определения расчетных нагрузок систем электроснабжения городов. Дайте их характеристику.

2. Опишите структуру нагрузки жилых зданий.

3. Как определяется расчетная нагрузка квартир на вводе в здание в вероятностной модели нагрузки?
4. Приведите зависимость коэффициента одновременности от числа квартир в жилом здании.
5. Как нормируется удельная нагрузка одной квартиры на вводе в жилое здание?
6. Как определяется расчетная нагрузка квартир на вводе в жилое здание при практических расчетах?
7. Как определяется расчетная нагрузка квартир, не имеющих ограничения верхнего уровня электрификации на вводе в жилое здание?
8. Как определяется расчетная нагрузка лифтовых установок на вводе в жилое здание?
9. От каких параметров зависит коэффициент спроса лифтовых установок? Объясните эти зависимости.
10. Как определяется расчетная нагрузка санитарно-технических устройств на вводе в жилое здание?
11. Как определяется расчетная нагрузка на вводе в жилое здание?
12. Как определяется расчетная нагрузка на вводе в общественное здание?
13. Как определяется расчетная нагрузка распределительной линии 380 В, по которой получают питание несколько жилых зданий? Поясните ответ.
14. Как определяется расчетная нагрузка распределительной линии 380 В, по которой получают питание жилое и общественное здания? Поясните ответ.
15. Как определяется расчетная нагрузка на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций?
16. Почему суммарная расчетная нагрузка трансформаторной подстанции всегда меньше суммы расчетных нагрузок отдельных зданий?
17. Как определяется расчетная нагрузка элементов сетей 6–20 кВ, питающих нагрузку жилого района?
18. Как определяется расчетная нагрузка на шинах 6–20 кВ центров питания систем электроснабжения городов?
19. Поясните принципы формирования максимума нагрузки центров питания систем электроснабжения городов.
20. Как отличается коэффициент заполнения суточных графиков нагрузки элементов различных иерархических уровней систем электроснабжения городов?
21. В каких случаях применяют укрупненную оценку расчетной нагрузки жилых территорий городов?
22. Как укрупненно оценивается расчетная нагрузка жилых территорий городов?

23. Определите расчетную нагрузку на вводе типового жилого здания, в квартирах которого установлены электрические плиты. Жилой дом 6-секционный, 17-этажный с первым жилым этажом, 4 квартиры на этаже. В каждой секции 2 лифтовые установки номинальной мощностью 9 кВт.

24. Определите расчетную нагрузку на вводе жилого здания, в квартирах которого установлены электрические плиты. В жилом доме 50 квартир без верхнего уровня электрификации быта, заявленная мощность которых приведена в таблице 4.17. Жилой дом 3-секционный, 10-этажный. В каждой секции 2 лифтовые установки номинальной мощностью 7 кВт.

Таблица 4.17

Исходные данные

Тип квартиры	1	2
Число квартир	20	30
Заявленная мощность, кВт	40	60

25. Определите расчетную нагрузку на вводе профессионального технического училища, рассчитанного на 400 мест.

26. Определите расчетную нагрузку трансформатора 6–20/0,4 кВ, от которого получают питание два жилых здания (из задания 24), одно жилое здание (из задания 23) и общественное здание (из задания 25).

27. Определить расчетную нагрузку на шинах 10 кВ центра питания, от которого получают питание 40 трансформаторов распределительной сети (из задания 26) и односменное промышленное предприятие, расчетная нагрузка и коэффициент реактивной мощности которого соответственно равны 40 МВт и 0,45. Какой суточный максимум будет преобладать?

Глава 5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

5.1. Общие положения

Расчет электрических нагрузок на промышленном предприятии в проектной практике выполняется в два этапа: предварительный и уточненный.

Предварительный расчет электрических нагрузок ЭП напряжением до 1 кВ выполняется в целом по корпусу (предприятию), предварительно определяется количество и мощность цеховых трансформаторных подстанций, их месторасположение. На основании этого расчета разрабатывается схема электроснабжения предприятия на напряжении 6–10 кВ, а также схемы электроснабжения отдельных цехов и подразделений на напряжении до 1 кВ.

Уточненный расчет электрических нагрузок рекомендуется выполнять в данной ниже последовательности.

1. Производится расчет электрических нагрузок питающих сетей напряжением до 1 кВ и на шинах каждой цеховой трансформаторной подстанции. Расчет ведется одновременно с уточнением питающей сети напряжением до 1 кВ. Целью расчетов является определение расчетных токов для выбора сечений проводников питающих сетей напряжением до 1 кВ и выбора защитных аппаратов.

2. Выполняется расчет электрических нагрузок на напряжении 10 (6) кВ и выше на сборных шинах распределительных и главных понижающих подстанций.

3. Производится окончательный выбор числа и мощности трансформаторных подстанций с учетом устанавливаемых согласно РТМ 36.18.32.6-92 средств компенсации реактивной мощности.

4. Определяется расчетная электрическая нагрузка предприятия в точке балансового разграничения с энергосистемой.

Расчет электрических нагрузок в системах электроснабжения промышленных предприятий проводят на характерных уровнях (рис. 5.1), на которых различаются способы их определения.

1-й уровень – это расчетная нагрузка одного присемника до 1 кВ, питающегося от силового пункта (СП) или шинпровода (ШРА), которая определяется для выбора сечения провода или кабеля, подающего электроэнергию непосредственно потребителю;

2-й уровень – это расчетная нагрузка группы приемников до 1 кВ, используемая для выбора сечения кабельной линии и распределительной магистрали, питающей данную группу приемников;

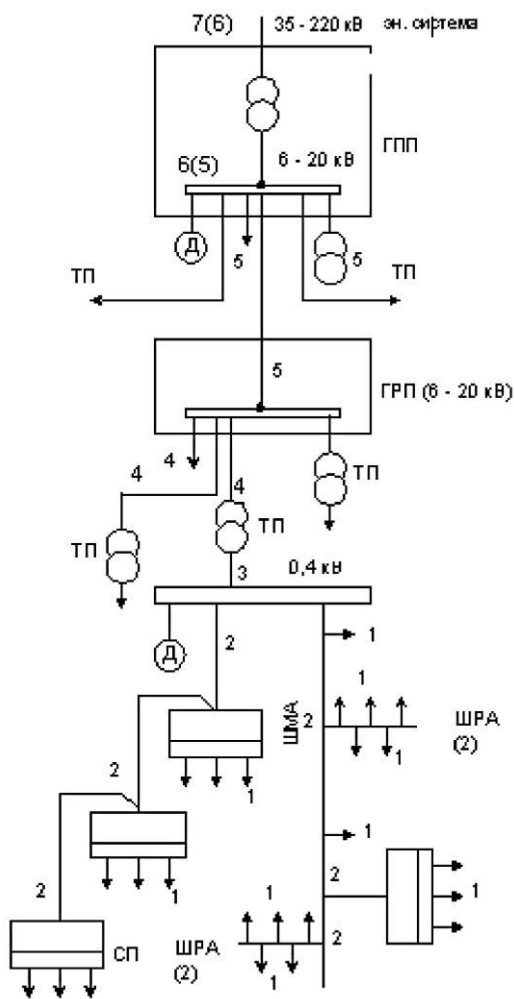


Рис. 5.1. Структурная схема системы электроснабжения промышленного предприятия:

1, 2, 3...7 – условные уровни расчета электрических нагрузок

3-й уровень – это расчетная нагрузка до 1 кВ, приходящаяся на низкие шины цеховых трансформаторных подстанций (ТП) и отдельных групп приемников (магистральных шинопроводов (ШМА), включенных по схеме «блок–трансформатор–магистраль»), используемая для выбора числа и мощности силовых трансформаторов ТП, а также для компенсации реактивной мощности в сети до 1 кВ;

4-й уровень – это расчетная нагрузка на высокой стороне цеховой трансформаторной подстанции (ТП) с учетом потерь в трансформаторе

торах подстанций для выбора сечения токопроводов и кабелей, питающих их;

5-й уровень – это расчетная нагрузка, приходящаяся на шины главного распределительного пункта (ГРП 6-20 кВ), для выбора шин и кабелей, питающих ГРП;

6-й уровень (или 5-й, если на предприятии нет необходимости установки ГРП) – это расчетная нагрузка, приходящаяся на шины низшего напряжения главной понизительной подстанции (ГПП) мощных приемников электроэнергии, для определения числа и мощности трансформаторов ГПП, а также выбора оборудования на стороне низшего напряжения ГПП;

7-й уровень (или 6-й, если на предприятии нет необходимости установки ГРП) – это расчетная нагрузка на шинах 35-220 кВ каждой секции ГПП с учетом потерь мощности в трансформаторах, для выбора сечения материала шин, кабелей, питающих ГПП.

При этом необходимо на каждом уровне учесть потери электроэнергии и мощности.

Исходными данными для расчета электрических нагрузок являются таблицы – задания от технологов, сантехников и др. смежных подразделений (спецификации оборудования), в которых указываются данные электроприемников, устанавливаемых в каждом корпусе, здании, сооружении предприятия (табл. 5.1).

Таблица 5.1

Спецификация оборудования цеха

Номер оборудования на плане	Наименование оборудования	Установленная мощность, P_n , кВт
1	2	3

Для представления электрических величин и коэффициентов, характеризующих электропотребление, принята следующая система обозначений: показатели электропотребления индивидуальных ЭП обозначаются строчными буквами, а групп ЭП – прописными буквами латинского или греческого алфавита [2.16].

5.2. Расчет электрических нагрузок в цеховой сети напряжением до 1 кВ

Согласно указаниям по расчету электрических нагрузок [2.16] расчет выполняется на табличной форме Ф636-92 (табл. 5.2), но указания не распространяются на определение электрических нагрузок электроприемников с резкопеременным графиком нагрузки (электроприводов прокатных станков, дуговых электропечей, контактной электросварки и т.п.) или с известным графиком нагрузки.

Расчет электрических нагрузок (форма Ф636-92)

Исходные данные						Расчетные величины			Эффективное число ЭП	Коэффициент расчетной нагрузки K_p	Расчетная мощность			
по заданию технологов		по справочным данным									Активная, кВт $P_p = K_p \sum K_i P_i$			Реактивная, квар $Q_p = 1,1 \sum K_i P_i \operatorname{tg} \varphi$ при $n \leq 10$
Наименование ЭП	Количество ЭП, шт. n	Номинальная (установочная) мощность, кВт		коэффициент использования K_i	коэффициент реактивной мощности $\frac{\cos \varphi}{\operatorname{tg} \varphi}$	$K_u \cdot P_i \cdot \operatorname{tg} \varphi$	$K_u \cdot P_i \cdot \operatorname{tg} \varphi$	$n \cdot P_n^2$	$n_{эф} = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{ин})^2}{\sum_{i=1}^n n \times P_n^2}$	Расчетный ток, А				
		одного ЭП P_n	общая $P_n = P_{пр}$								использования K_i	расчетной мощности $\operatorname{tg} \varphi$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Резервные и ремонтные электроприемники, а также электроприемники, работающие кратковременно (пожарные насосы, задвижки, вентили и т.п.), при подсчете расчетной мощности не учитываются (за исключением случаев, когда мощности пожарных насосов и других противоаварийных ЭП определяют выбор элементов сети электроснабжения). В графах 2 и 4 указываются данные только рабочих ЭП [2.16]

Предварительный расчет электрических нагрузок. Обычно промышленное предприятие состоит из нескольких корпусов большой и малой энергоемкости. Расчет электрических нагрузок производится для каждого корпуса отдельно.

Прежде чем приступить к расчету, таблицу 5.1 дополняют по справочным данным коэффициентами использования и мощности [2.21, 2.22] в соответствии с технологическим процессом производства.

В справочных материалах, содержащих расчетные коэффициенты для определения электрических нагрузок промышленных предприятий, например, [2.22], значения коэффициентов использования приведены по характерным (однородным) категориям ЭП. К одной характерной категории относятся ЭП, имеющие одинаковое технологическое назначение, а также одинаковые верхние границы возможных значений k_u и коэффициентов реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$. Например, сверлильные станки относятся к характерной категории «Металлорежущие станки», которая представлена в справочных материалах расчетными коэффициентами $k_u = 0,14$ и $\operatorname{tg} \varphi = 2,3$. Это означает,

что активная и реактивная средняя (за максимально загруженную смену) мощность любого станка, относящегося к указанной категории, может быть выше $p_c = p_n k_a$ и $q_c = p_n k_a \operatorname{tg} \phi$ с вероятностью превышения не более 0,05 [2, 16].

При наличии в справочных материалах интервальных значений k_a для расчета следует принимать наибольшее значение.

Приемники, имеющие одинаковый режим работы (коэффициент использования и мощности), объединяют в одну строку, перечисляя в графе 1 их порядковый номер в спецификации и на плане расположения приемников в цеху (корпусе, подразделении).

В графе 2 приводят фактическое число этих электроприемников, перечисленных в графе 1.

В графе 3 указывают через дробь наибольшую и наименьшую номинальные мощности в данной группе приемников.

Участие однофазных приемников в расчете электрических нагрузок приведено в разделе 3.3.

В графе 4 определяют суммарную номинальную мощность всех приемников перечисленных в графе 1.

В графах 5 и 6 приводят коэффициенты использования и мощности, характерные для этой группы приемников.

В графах 7, 8 и 9 определены промежуточные расчетные величины: соответственно $K_n P_n$; $K_n P_n \operatorname{tg} \phi$ и $n p_n^2$.

В итоговой строке определяются суммы этих величин $\sum K_n P_n$; $\sum K_n P_n \operatorname{tg} \phi$; $\sum n p_n^2$.

Для синхронных двигателей до 1 кВ в графе 8 указывается номинальная реактивная мощность $P_n \operatorname{tg} \phi$ со знаком минус.

Эффективное число электроприемников n_3 рекомендуется определять по выражению:

$$n_3 = (\sum P_n)^2 / \sum n p_n^2 \quad (5.1)$$

При значительном числе электроприемников (магистральные шинопроводы, шины цеховых трансформаторных подстанций в целом по цеху, корпусу, предприятию) эффективное число электроприемников можно определять по упрощенному выражению:

$$n_3 = 2 \sum P_n / p_{n-\max} \quad (5.2)$$

где $p_{n-\max}$ — номинальная мощность наиболее мощного электроприемника (ЭП) группы.

При определении n_3 по упрощенной формуле графа 9 не заполняется, а в графе 3 указываются максимальная и минимальная мощности ЭП данной характерной группы.

Если найденное по упрощенному выражению число n_3 окажется больше n (фактического числа приемников), то следует принимать $n_3 = n$. Если $p_{n-\max} / p_{n-\min} \leq 3$, где $p_{n-\min}$ — номинальная мощность наименее мощного ЭП группы, также принимается $n_3 = n$.

Найденное по указанным выражениям значение n , округляется до ближайшего меньшего целого числа.

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников по таблице 5.3 (3 уровень) определяется и заносится в графу 11 коэффициент расчетной нагрузки K_p .

Таблица 5.3

Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p на шинах цеховых трансформаторов и для магистральных шинопроводов напряжением до 1 кВ

n ,	Коэффициент использования K_u							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
6-8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9-10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10-25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25-50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
Более 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

Для группы, состоящей из ЭП различных категорий (т.е. с разными k_n), средневзвешенный коэффициент использования определяется по формуле:

$$K_u = \frac{\sum_1^n k_n P_n}{\sum_1^n P_n}, \quad (5.3)$$

где n – число характерных категорий ЭП, входящих в данную группу.

Расчетная активная мощность приемников электроэнергии цеха, корпуса, подразделения напряжением до 1 кВ (графа 12) определяется по выражению:

$$P_p = K_p \sum K_u P_u. \quad (5.4)$$

В случаях, когда расчетная мощность P_p окажется меньше номинальной наиболее мощного электроприемника, следует принимать $P_p = p_{п. макс.}$

Для магистральных шинопроводов (соединенных по схеме «блок трансформатор–магистраль») и на шинах цеховых трансформаторных подстанций, а также при определении реактивной мощности (графа 13) в целом по цеху, корпусу, предприятию

$$Q_p = K_p \sum K_u P_u \operatorname{tg} \varphi = P_p \operatorname{tg} \varphi. \quad (5.5)$$

К расчетной активной и реактивной мощности силовых ЭП напряжением до 1 кВ должны быть при необходимости добавлены осветительные нагрузки $P_{p.o.}$ и $Q_{p.o.}$

Полная расчетная мощность, кВ·А (графа 14), определяется по выражению:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (5.6)$$

Величина токовой расчетной нагрузки не используется на данном этапе проектирования, поэтому графу 15 в предварительном расчете можно не заполнять.

Уточненный расчет электрических нагрузок, так же, как и предварительный, выполняется по формс Ф636-92.

Расчет проводится одновременно с формированием питающих сетей напряжением до 1 кВ. Цель расчета – определение расчетных токов элементов питающей сети, выбор сечений проводников по нагреву и типов распределительных устройств напряжением до 1 кВ.

Расчет электрических нагрузок производится в последовательности, обратной направлению питания, т.е. от низших уровней распределения электроэнергии к высшим.

Для одиночных ЭП (первый уровень) расчетная мощность согласно [2.16] принимается равной номинальной, для одиночных ЭП повторно-кратковременного режима – равной номинальной, приведенной к длительному режиму (продолжительность включения ПВ 100%).

Узлы питания (второй уровень) группируются исходя из территориального расположения ЭП (по участкам, отделениям, цехам).

Для каждого узла питания (распределительный пункт, шкаф, сборка, распределительный и магистральный шинопроводы, шит станций управления и т.п.) электроприемники группируются по характерным категориям с одинаковыми K_n , $\text{tg } \phi$. Для каждой характерной группы определяются расчетные величины $K_n \cdot P_n$, $K_n \cdot P_n \cdot \text{tg } \phi$ и $P_n^2 \cdot n$, которые суммируются в итоговой строке.

При многоступенчатой схеме распределения электроэнергии при определении нагрузки вышестоящей ступени суммируются расчетные величины $K_n \cdot P_n$, $K_n \cdot P_n \cdot \text{tg } \phi$ и $P_n^2 \cdot n$, размещенные в итоговых строках всех узлов питания, подключенных к данной ступени.

На втором уровне для электродвигателей с повторно-кратковременным режимом работы их номинальная мощность не приводится к длительному режиму (ПВ = 100%), так как фактор кратковременности работы этих потребителей учитывается коэффициентом $k_u = k_a k_z = P_d / P_{\text{насп.}}$.

Эффективное число ЭП определяется по формуле:

$$n_{\text{э}} = (\sum P_n)^2 / \sum n P_n^2.$$

Для каждого из узлов питания второго уровня (СП, ШРА, ШМА) в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников по таблице 5.4 или номограмме [2.16] определяется коэффициент расчетной мощности $K_{\text{р.п.}}$.

Расчетная активная мощность узла питания (второй уровень) определяется по суммарной расчетной величине $K_n P_n$ и соответствующему значению $K_{рП}$:

$$P_{рП} = K_{рП} \sum K_n P_n. \quad (5.7)$$

В случаях, когда расчетная мощность P_p окажется меньше номинальной наиболее мощного электроприемника, следует принимать $P_p = P_{н\max}$.

Расчетная реактивная мощность узла питания (СП, ШРА, ШМА) определяется в зависимости от n_3 :

$$\text{при } n_3 \leq 10 \quad Q_{рП} = 1,1 \sum K_n \cdot P_n \cdot \text{tg } \varphi; \quad (5.8)$$

$$\text{при } n_3 > 10 \quad Q_{рП} = \sum K_n \cdot P_n \cdot \text{tg } \varphi. \quad (5.9)$$

При расчете силовой электрической нагрузки (без учета освещения и компенсации реактивной мощности) на низких шинах цеховой трансформаторной подстанции суммируются итоговые расчетные величины $K_n P_n$, $K_n P_n \cdot \text{tg } \varphi$ и $P_n^2 \cdot n$ всех узлов питания, подключенных к низким шинам цеховой трансформаторной подстанции. Определяются средневзвешенный коэффициент использования и эффективное число электроприемников, затем по таблице 5.3 определяется коэффициент расчетной нагрузки $K_{рП}$ на третьем уровне расчетной схемы.

Результирующая расчетная нагрузка на третьем уровне определяется по выражениям:

$$P_{рПс} = K_{рП} \sum K_{II} \cdot P_{II}; \quad (5.10)$$

$$Q_{рПс} = K_{рП} \sum K_{II} \cdot P_{II} \cdot \text{tg } \varphi = P_p \text{tg } \varphi_{св}. \quad (5.11)$$

где $\text{tg } \varphi_{св}$ – средневзвешенный коэффициент реактивной мощности группы приемников:

$$\text{tg } \varphi_{св} = \frac{\sum K_n P_n \text{tg } \varphi}{\sum K_n P_n}. \quad (5.12)$$

Таблица 5.4

Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p для питающих сетей напряжением до 1000 В (второй уровень)

n3	Коэффициент использования K_n								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14	1,0
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,14	1,0
3	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,0
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1,0
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1,0
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,11	1,13	1,06	1,01	1,0
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,12	1,10	1,04	1,0	1,0
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,0	1,0
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,0	1,0
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,0	1,0	1,0
11	2,11	1,61	1,35	1,1	1,06	1,04	1,0	1,0	1,0

пэ	Коэффициент использования K_n								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,0	1,0	1,0
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,0	1,0	1,0
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0
15	1,89	1,46	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	1,81	1,41	1,21	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	1,78	1,39	1,19	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	1,75	1,36	1,17	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
20	1,72	1,35	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	1,69	1,33	1,15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	1,67	1,31	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
23	1,64	1,30	1,12	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
24	1,62	1,28	1,11	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
25	1,6	1,27	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
30	1,51	1,21	1,05	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
35	1,44	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
40	1,4	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
45	1,35	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
50	1,3	1,07	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
60	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
70	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
80	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
90	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
100	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Необходимо помнить, что на третьем уровне к силовой нагрузке добавляется осветительная мощность и мощность компенсирующих устройств, с учетом этого активная и реактивная нагрузки на третьем уровне определяются следующим образом:

$$P_{p\text{III}} = P_{p\text{IIIc}} + P_{p,\text{осв}}; \quad (5.13)$$

$$Q_{p\text{III}} = Q_{p\text{IIIc}} + P_{p,\text{осв}} \operatorname{tg}\varphi_{\text{осв}} - Q_{\text{ку}}, \quad (5.14)$$

где $P_{p,\text{осв}}$ и $Q_{\text{ку}}$ – соответственно расчетная активная мощность осветительной нагрузки цеха и мощность компенсирующих устройств сети до 1 кВ.

Полная расчетная нагрузка на соответствующем уровне определяется по выражению:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2},$$

в котором P_p и Q_p приводятся для соответствующего уровня.

Для выбора сечения токоведущих частей на втором уровне и оборудования на низких шинах цеховой трансформаторной подстанции необходимо определить расчетный ток (графа 15 формы Ф636-92), используя выражение:

$$I_p = S_p / \sqrt{3}U_n. \quad (5.15)$$

5.3. Расчет электрических нагрузок в сети напряжением выше 1 кВ

Расчетную нагрузку на стороне высокого напряжения цеховой трансформаторной подстанции, по которой выбирают сечение линий и коммутационно-защитную аппаратуру четвертого уровня, определяют из выражения:

$$S_{pIV} = \sqrt{(P_{pIII} + \Delta P_T)^2 + (Q_{pIII} + \Delta Q_T)^2}, \quad (5.16)$$

где P_{pIII} и Q_{pIII} – расчетные активная и реактивная мощности на стороне низкого напряжения цеховой трансформаторной подстанции; ΔP_T и ΔQ_T – потери активной и реактивной мощности в цеховом трансформаторе.

При ориентировочных расчетах, когда неизвестен тип силового трансформатора, можно принимать $\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{pIII}$; $\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_{pIII}$. Однако необходимо помнить, что потери мощности в силовых трансформаторах существенно зависят от коэффициента их загрузки.

Для выбора сечения шин и питающих линий ГРП и коммутационно-защитной аппаратуры со стороны ГПП определяют нагрузку на каждой секции шин ГРП (ГПП, если ГРП отсутствует).

Расчетные активную и реактивную нагрузки на данном уровне определяют по расчетным нагрузкам четвертого уровня с учетом мощности силовых приемников напряжением выше 1 кВ, расчетной мощности затраченной на освещение территории завода, и установленной мощности компенсирующих устройств в сети выше 1 кВ.

Расчетная активная мощность на шинах ГРП (ГПП) определяется из выражения:

$$P_{pV(VI)} = (P_{pIV(V)} + P_{p.c V(VI)}) \cdot K_o + P_{p.осв.тер.} + \Delta P_{KV}, \quad (5.17)$$

где $\sum P_{p.c V(VI)}$ – суммарная расчетная активная мощность силовых приемников напряжением выше 1 кВ, получающих питание от шин ГРП (ГПП); $P_{p.осв.тер.}$ – расчетная активная мощность осветительных приборов установленных на территории завода и подключенных к шинам ГРП (ГПП); ΔP_{KV} – потери активной мощности в компенсирующих устройствах (КУ) напряжением выше 1 кВ; K_o – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки (таблица 5.5).

$$\Delta P_{KV} = \Delta P_{уд} \cdot Q_{KV}, \quad (5.18)$$

где $\Delta P_{уд}$ – удельные потери активной мощности в КУ в сети выше 1 кВ; Q_{KV} – установленная мощность КУ на шинах ГРП (ГПП).

Значение коэффициента одновременности K_o для определения расчетной нагрузки на шинах 6 (10) кВ РП и ГПП

Средневзвешенный коэффициент использования	Число присоединений 6 (10) кВ на сборных шинах РП, ГПП			
	2-4	5-8	9-25	Более 25
$K_{и} < 0,3$	0,9	0,8	0,75	0,7
$0,3 \leq K_{и} < 0,5$	0,95	0,9	0,85	0,8
$0,5 \leq K_{и} \leq 0,8$	1,0	0,95	0,9	0,85
$K_{и} > 0,8$	1,0	1,0	0,95	0,9

Расчетная реактивная мощность на шинах ГРП (ГПП) определяется по формуле:

$$Q_{pV(VI)} = \left(\sum Q_{pIV(V)} + \sum Q_{p,c V(VI)} \right) \cdot K_o + Q_{p,осв.тер.} - Q_{KV}, \quad (5.1)$$

где $\sum Q_{p,c V(VI)}$ – суммарная расчетная реактивная мощность силовых приемников напряжением выше 1 кВ, получающих питание от шин ГРП (ГПП); $Q_{p,осв.тер.}$ – расчетная реактивная мощность осветительных приборов, установленных на территории завода и подключенных к шинам ГРП (ГПП).

Полная расчетная мощность на шинах ГРП (ГПП), по которой определяют сечение питающих ГРП линий и защищающих их коммутационно-защитных аппаратов, сечение сборных шин ГРП (ГПП) определяют из выражения:

$$S_{pV(VI)} = \sqrt{\left(P_{pV(VI)} \right)^2 + \left(Q_{pV(VI)} \right)^2}. \quad (5.20)$$

Значение этой нагрузки (если она определена на шинах низкого напряжения ГПП) необходимо для выбора числа и мощности силовых трансформаторов ГПП.

Выбор сечения линий, питающих главную понизительную подстанцию предприятия, осуществляется по расчетной мощности $S_{pVI(VII)}$, определяемой на стороне высокого напряжения ГПП:

$$S_{pVI(VII)} = \sqrt{\left(P_{pVI(VII)} + \Delta P_{T,ГПП} \right)^2 + \left(Q_{pVI(VII)} + \Delta Q_{T,ГПП} \right)^2}, \quad (5.21)$$

где $\Delta P_{T,ГПП}$ и $\Delta Q_{T,ГПП}$ – потери активной и реактивной мощности в силовых трансформаторах ГПП.

5.4. Определение расчетных нагрузок с учетом однофазных приемников

На промышленных предприятиях наряду с трехфазными приемниками электроэнергии имеют место стационарные и передвиж-

ные приемники однофазного тока, подключаемые на фазное или линейное напряжение [2.23].

При включении однофазного ЭП на фазное напряжение он учитывается в графе 2 (форма Ф636-92) как эквивалентный трехфазный ЭП номинальной мощностью

$$p_n = 3p_{н.о}; \quad q_n = 3q_{н.о}, \quad (5.22)$$

где $p_{н.о}$, $q_{н.о}$ – активная и реактивная мощности однофазного ЭП соответственно.

При включении однофазного ЭП на линейное напряжение он учитывается как эквивалентный ЭП с номинальной мощностью

$$p_n = \sqrt{3}p_{н.о}; \quad q_n = \sqrt{3}q_{н.о}. \quad (5.23)$$

При наличии группы однофазных ЭП, которые распределены по фазам с неравномерностью не выше 15% по отношению к общей мощности трехфазных и однофазных ЭП в группе, они могут быть представлены в расчете как эквивалентная группа трехфазных ЭП с той же суммарной номинальной мощностью.

В случае превышения указанной неравномерности номинальная мощность эквивалентной группы трехфазных ЭП принимается равной тройному значению мощности наиболее загруженной фазы.

При совместной работе на трехфазную сеть однофазных и трехфазных приемников электроэнергии расчетную нагрузку узла системы электроснабжения определяют по формуле:

$$P_{p,uz} = K_{p,a} \left(\sum_{i=1}^{n_1} P_{cp,m,i} + \sum_{i=1}^{n_2} P_{cp,m,o,i} \right) + \sum_{i=1}^{m_1} P_{cp,m,i} + \sum_{i=1}^{m_2} P_{cp,m,yoi}. \quad (5.24)$$

При эффективном числе приемников $n_{эф} \leq 10$

$$Q_{p,uz} = 1,1 \left(\sum_{i=1}^{n_1} Q_{cp,m,i} + \sum_{i=1}^{n_2} Q_{cp,m,o,i} \right) + \sum_{i=1}^{m_1} Q_{cp,m,i} + \sum_{i=1}^{m_2} Q_{cp,m,o,i}. \quad (5.25)$$

При эффективном числе приемников $n_{эф} > 10$

$$Q_{p,uz} = \sum_{i=1}^{n_1} Q_{cp,m,i} + \sum_{i=1}^{n_2} Q_{cp,m,o,i} + \sum_{i=1}^{m_1} Q_{cp,m,i} + \sum_{i=1}^{m_2} Q_{cp,m,o,i}, \quad (5.26)$$

где n_1 , m_1 – число приемников трехфазного тока с переменным и практически постоянным графиком нагрузок; n_2 , m_2 – число приемников однофазного тока с переменным и практически постоянным графиком нагрузок.

Среднюю нагрузку каждой фазы при смешанном включении однофазных приемников (наиболее общий случай), когда часть приемников включена на фазное, а часть – на линейное напряжение, определяют суммированием однофазных нагрузок данной фазы (фаза-нуль) и однофазных нагрузок, включенных на линейное напряжение, приведенных к этой фазе и фазному напряжению с помощью коэффициентов приведе-

ния. Численные значения коэффициентов приведения даны в таблице 5.6 [2.23].

Таблица 5.6

Коэффициенты приведения

Обозначения	При значениях $\cos\varphi$							
	0,4	0,5	0,6	0,65	0,7	0,8	0,9	1
$P_{(A)A}, P_{(B)B}, P_{(C)C}$	1,17	1	0,89	0,84	0,8	0,72	0,64	0,5
$P_{(A)B}, P_{(B)C}, P_{(C)A}$	-1,17	0	0,11	0,16	0,2	0,28	0,36	0,5
$Q_{(A)A}, Q_{(B)B}, Q_{(C)C}$	0,86	0,58	0,38	0,3	0,22	0,09	-0,05	-0,29
$Q_{(A)B}, Q_{(B)C}, Q_{(C)A}$	1,44	1,16	0,96	0,88	0,8	0,67	0,53	0,29

5.5. Определение «пиковых» нагрузок

Пиковая нагрузка – это максимальная нагрузка длительностью 1-2 с, которая возникает в сети при переходном процессе в период коммутации. Пиковый ток узла нагрузки необходим для выбора коммутационно-защитной аппаратуры.

Пиковый ток группы приемников определяется как сумма наибольшего из пусковых токов двигателей, входящих в группу и расчетного тока нагрузки всей группы за вычетом расчетного тока двигателя группы, имеющего наибольший пусковой ток:

$$I_{\text{пик}} = i_{\text{пуск. макс.}} + (I_{\text{р}} - i_{\text{н макс.}} \cdot k_{\text{н макс.}}), \quad (5.27)$$

где $i_{\text{пуск. макс.}}$ – максимальный пусковой ток ЭП данного узла; $I_{\text{р}}$ – расчетный ток узла нагрузки; $i_{\text{н макс.}}$ – номинальный ток электроприемника, обладающего максимальным пусковым током; $k_{\text{н макс.}}$ – коэффициент использования по активной мощности электроприемника, обладающего максимальным пусковым током.

Для одного приемника пиковый ток является пусковым и определяется по формуле:

$$i_{\text{пуск. макс.}} = i_{\text{н макс.}} \cdot k_{\text{н макс.}} \quad (5.28)$$

где $k_{\text{н макс.}}$ – кратность пускового тока, которая (при отсутствии паспортных данных приемника) может быть принята как:

- (5–7) для асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором;
- 2,5 для асинхронных двигателей с фазным ротором;
- не менее 3-х для сварочных и печных аппаратов.

Номинальный ток электроприемника определяют из выражения:

$$i_{\text{н макс.}} = P_{\text{н макс.}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos\varphi_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{н}} \quad (5.29)$$

где $\cos\varphi_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{н}}$ – номинальные значения коэффициента мощности и коэффициента полезного действия электроприемника. При отсутствии данных $\cos\varphi_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{н}}$ они могут быть приняты равными единице.

Пиковый ток группы приемников – двигателей напряжением выше 1 кВ – при их самозапуске определяется специальным расчетом.

Если двигатели включаются одновременно, то пиковый ток равен сумме их пусковых токов.

Примеры определения расчетных электрических нагрузок

Пример 5.1. Для схемы электроснабжения механического цеха, представленной на рисунке 5.2, выполнить предварительный и уточненный расчет электрических нагрузок по узлам схемы. Определить расчетную мощность, необходимую для выбора силового трансформатора ТП и питающих его кабелей, а также расчетные и пиковые токи по узлам сети.

Исходные данные по оборудованию цеха представлены в таблице 5.7. Мощность компенсирующих устройств на стороне низшего напряжения ТП принять равной $Q_{ку} = 300$ кВар. Нагрузки по подстанциям приведены в таблице 5.8.

Таблица 5.7

Спецификация приемников электроэнергии механического цеха

Номер оборудования на плане	Наименование оборудования	Количество n, шт.	Установленная мощность, P_n , кВт
1	2		3
1	Вентилятор	7	7,5
2	Камерная печь	5	14,0
3	Токарно-винторезный станок	7	10,0
4	Вертикально-сверлильный станок	3	4,5
5	Токарный вертикальный полуавтомат	4	20,0
6	Горизонтально-фрезерный станок	6	9,7
7	Агрегатный станок	8	16,85
8	Зубофрезерный станок	4	11,2
1	2		3
9	Токарно-винторезный станок	4	13,0
10	Токарно-револьверный станок	4	14,0
11	Заточный станок	3	1,7
12	Горизонтально-протяжной станок	4	17,63
13	Токарно-копировальный станок	5	10,0
14	Вертикально-фрезерный станок	10	11,8
15	Мостовой кран	2	7,5
16	Насос	4	4,0
17	Насос	3	5,5
18	Кондиционер	2	136

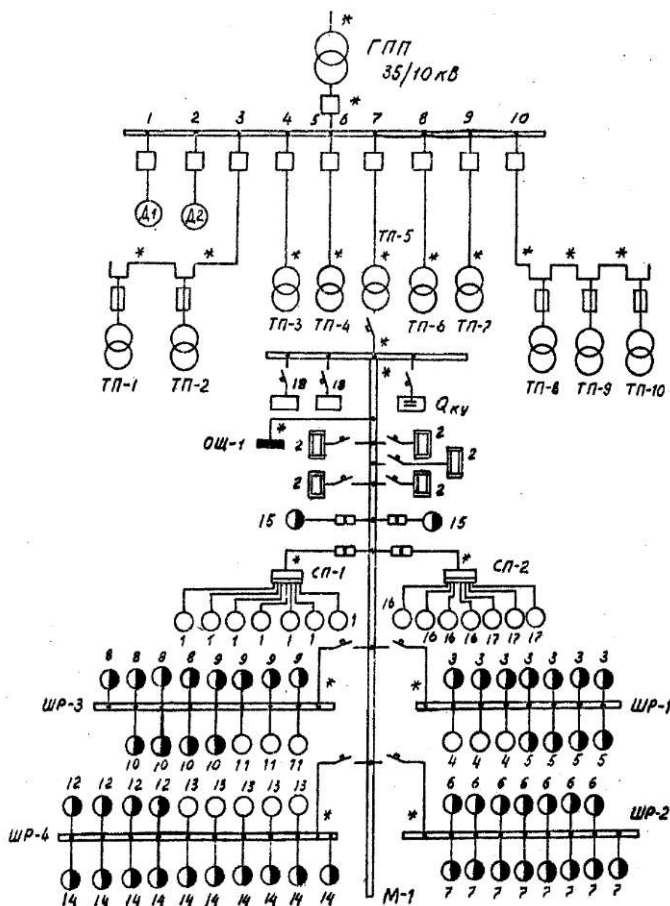


Рис. 5.2. Схема электроснабжения предприятия [2.19]:
 1-18 – номер электрооборудования на плане механического цеха
 в соответствии с таблицей 3.7;
 * – уровень системы электроснабжения, на котором определяется
 расчетная нагрузка

Таблица 5.8

Нагрузки по подстанциям

Порядковый номер ТП	Наименование присоединения	Средневзвешенный коэффициент использования	$\sum_1^n P_n \cdot K_n$, кВт	$\sum_1^n P_n \cdot K_n \cdot \text{tg}\varphi$, кВар
1	ТП-1	0,46	750	420
2	ТП-2	0,37	630	380

Порядковый номер ТП	Наименование присоединения	Средневзвешенный коэффициент использования	$\sum_1^n P_n \cdot K_u$	$\sum_1^n P_n \cdot K_u \cdot \text{tg}\varphi$
			кВт	кВар
3	ТП-3	0,30	550	250
4	ТП-4	0,33	840	530
5	ТП-5	364	667,1	242,2
6	ТП-6	0,35	650	330
7	ТП-7	0,44	710	400
8	ТП-8	0,31	440	230
9	ТП-9	0,45	450	240
10	ТП-10	0,41	510	280
11	Д 1	0,55	400	120
12	Д 2	0,55	400	120

Решение.

А. Предварительный расчет электрических нагрузок

Предварительный расчет электрических нагрузок выполняется в целом для цеха.

Прежде чем приступить к расчету, спецификацию (табл. 5.7) дополняют по справочным данным коэффициентами использования и мощности [2.21, 2.21] в соответствии с технологическим процессом производства.

1. Из спецификации технологического оборудования (табл. 5.7) все ЭП с одинаковыми коэффициентами использования и мощности группируются в отдельные строки, которые вносятся в форму Ф636-92 (табл. 5.10) в приведенном ниже порядке.

2. В графе 1 приводятся порядковые номера приемников (3, 4, 6, 9, 13, 14) и обобщенное наименование ЭП (станки).

3. В графе 2 приводят общее количество этих приемников (35);

4. В числитель (графа 3) вписывают установленную мощность из приемников, выбранных в графу 1, а в знаменатель – наименьшую мощность (13/4,5).

5. В графе 4 установленные мощности всех приемников, описываемых в данной строке, суммируются (361,7).

6. В графы 5 и 6 вносятся из спецификации соответственно коэффициенты использования и мощности (0,14 и 0,5/1,73).

7. В графу 7 вносится расчетная величина, определенная из выражения:

$$K_{из} \cdot P_n = 0,14 \cdot 361,7 = 50,6 \text{ кВт.}$$

8. В графу 8 вносится расчетная величина, определенная из выражения:

$$K_{из} \cdot P_n \cdot \text{tg}\varphi = 50,6 \cdot 1,73 = 87,6 \text{ кВар.}$$

9. В предварительном расчете графа 9 не заполняется, т.к. определение эффективного числа приемников электроэнергии выполняется по приближенной формуле (5.2).

10. Аналогично в форме Ф636-92 обрабатываются данные по всему оборудованию цеха.

11. В итоговой строке (Итого: силовая нагрузка на шинах до 1 кВ ТП при $T_0 = 2,5$ ч):

- суммируются данные, приведенные в графах 2, 4, 7 и 8;
- в графе 3 приводят наибольшую (числитель) и наименьшую (знаменатель) установленные мощности, выбранные из всех приемников электроэнергии цеха (136/4);
- в графе 5 приводят средневзвешенный коэффициент использования:

$$K_{\text{и}} = \Sigma K_{\text{и}} \cdot P_{\text{и}} / \Sigma P_{\text{и}} = 773,2 / 1824,9 = 0,42 \text{ о.е.}$$

- в графе 6 приводят коэффициент реактивной мощности для группы приемников электроэнергии, определенный из выражения:

$$\text{tg } \varphi_{\text{св}} = \Sigma K_{\text{и}} \cdot P_{\text{и}} \cdot \text{tg} \varphi / \Sigma K_{\text{и}} \cdot P_{\text{и}} = 507,3 / 773,2 = 0,66 \text{ о.с.};$$

- эффективное число приемников определяют из выражения:

$$n_{\text{э}} = 2 \Sigma P_{\text{и}} / p_{\text{и} \cdot \text{макс}} = 2 \cdot 1824,9 / 136 = 26,84.$$

Полученную величину округляют до ближайшего меньшего целого числа и сравнивают с величиной $n_{\text{ф}}$: если $n_{\text{э}} < n_{\text{ф}}$, то $n_{\text{э}} = 26$ о.е.;

- на основании средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа приемников из таблицы 3.3 определяют значения коэффициента расчетной нагрузки $K_{\text{р}}$ на шинах НН цеховых трансформаторов напряжением до 1 кВ: ($K_{\text{р}} = 0,76$ о.е.);

- расчетная активная и реактивная мощности силовых приемников в целом по механическому цеху (третий уровень):

$$P_{\text{рШс}} = K_{\text{рШ}} \Sigma K_{\text{и}} P_{\text{и}} = 0,76 \cdot 773,2 = 587,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{рШс}} = K_{\text{рШ}} \Sigma K_{\text{и}} P_{\text{и}} \text{tg} \varphi = P_{\text{р}} \text{tg} \varphi_{\text{св}} = 587,6 \cdot 0,66 = 385,5 \text{ кВар.}$$

Осветительная нагрузка рассматриваемого механического цеха может быть с достаточной степенью точности определена по методу удельной мощности на единицу производственной площади.

Рассмотрим для примера определение осветительной нагрузки для механического цеха.

Нормируемая освещенность механического цеха $E_{\text{н}}^{\text{н}} = 300$ лк [2.20], коэффициент запаса $K_{\text{з}} = 1,5$, коэффициенты отражения потолка, стен, рабочей поверхности $\rho_{\text{п}} = 50\%$, $\rho_{\text{с}} = 50\%$, $\rho_{\text{р}} = 10\%$. Производственная среда нормальная. Высота установки светильников над уровнем пола – 8 м. Площадь цеха – $48 \times 60 = 2880 \text{ м}^2$. Для указанных условий целесообразно применить светильники с лампами ДРЛ типа РСП18, СД2ДРЛ, РСП05 и т.п.

Расстояние от светильников до рабочей поверхности принимается равным

$$H_p = H - h_{pн} = 8 - 0,8 = 7,2 \text{ м,}$$

где $h_{pн}$ – высота рабочей поверхности над уровнем пола. Удельная мощность по [2.20] при $E_n = 100$ лк, $K_3 = 1,5$, $\rho_n = 50\%$, $\rho_c = 50\%$, $\rho_p = 10\%$, при определенных значениях H_p и площади цеха болсе 500 м^2 равна $6,1 \text{ Вт/м}^2$. Параметры осветительной установки механического цеха отличаются от указанных исходных данных в справочной таблице значениями E_n , поэтому производим пропорциональный перерасчет удельной мощности:

$$W_p = W_{pT} \cdot E_n/E_{nT} = 6,1 \cdot 300/100 = 18,3 \text{ Вт/м}^2.$$

Установленная мощность осветительной установки цеха равна

$$P_o = k_n W_p F,$$

где k_n – коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре. Для ламп ДРЛ $k_n = 1,1$:

$$P_o = 1,1 \cdot 18,3 \cdot 2880 \cdot 10^{-3} = 58 \text{ кВт};$$

$$Q_p = P_o \cdot \text{tg}\varphi = 58 \cdot 1,33 = 77 \text{ кВар};$$

• с учетом осветительной нагрузки и компенсации реактивной мощности расчетная активная и реактивная мощности силовых приемников в целом по механическому цеху определяются из выражений:

$$P_{pIII} = P_{pIIIc} + P_{p.осв} = 587,6 + 58 = 645,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{pIII} = Q_{pIIIc} + P_{p.осв} \text{tg}\varphi_{осв} - Q_{кв}, = 385,5 + 89 - 300 = 162,5 \text{ кВар};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{645,6^2 + 162,5^2} = 666 \text{ кВт}.$$

Потери активной и реактивной мощности в силовых трансформаторах определены следующим образом:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{pIII} = 0,02 \cdot 666 = 13,5 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_{pIII} = 0,1 \cdot 666 = 67,7 \text{ кВар};$$

$$S_{pIV} = \sqrt{(P_{pIII} + \Delta P_T)^2 + (Q_{pIII} + \Delta Q_T)^2}.$$

Итого на шинах высокого напряжения силового трансформатора цеховой трансформаторной подстанции расчетные активные и реактивные мощности составят:

$$P_{pIV} = P_{pIII} + \Delta P_T = 645,6 + 13,5 = 659,1 \text{ кВт};$$

$$Q_{pIV} = Q_{pIII} + \Delta Q_T = 162,5 + 67,7 = 230,2 \text{ квар}.$$

Расчетные нагрузки в целом по предприятию определены с учетом коэффициента одновременности и потерь мощности в трансформаторах ГПП. Осветительная нагрузка территории предприятия и потери мощности в компенсирующих устройствах напряжением выше 1 кВ в расчетах не учитывались. Результаты расчета приведены в таблицах 5.10, 5.11.

Таблица 5.10

**Расчет электрических нагрузок:
а) по механическому цеху в целом (предварительный расчет)**

Наименование ЭП	Исходные данные				Расчетные величины				Эффективное число ЭП $n_e = \frac{(\sum P_n)^2}{\sum P_n^2}$	Коэффициент расчетной нагрузки K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А $I_p = S_p / (\sqrt{3} U_n)$
	по заданию технологов	по справочным данным			$K_n P_n$	$K_n P_n \text{ tg}\phi$	$n P_n^2$	Активная, кВт $P_p = K_p \cdot \sum K_n \cdot P_n$			Реактивная, квар $\bar{Q}_p = 1,1 \cdot \sum K_n \cdot P_n \text{ tg}\phi$	Полная, кВА $S_p = \sqrt{P_p^2 + \bar{Q}_p^2}$		
		Количество ЭП, шт. n	Номинальная мощность, кВт (установленная)	общая $P_n = n P_n$									коэффициент реактивной мощности $\frac{\cos\phi}{\text{tg}\phi}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
3, 4, 6, 9, 13, 14, Станки	35	13/4,5	361,7	0,14	0,5/1,73	50,6	87,6							
1. Вентилятор	7	7,5	52,5	0,7	0,8/0,75	36,8	27,6							
2. Камерн. печь	5	140	700	0,6	0,95/0,37	420	155,4							
5, 7, 8, 10, Станки	20	20/11,2	315,6	0,17	0,65/1,16	54,1	62,8							
11, 12. Станки	7	17,63/1,7	75,6	0,16	0,5/1,73	9,8	17,3							
15. Мостовой кран	2	7,5	15	0,15	0,5/1,73	2,3	3,9							
16, 17. Насос	7	5,15/4	32,5	0,7	0,75/0,88	22,8	20,1							
18. Кондиционер	2	136	272	0,65	0,8/0,75	176,8	132,6							

Продолжение табл. 5.10

Исходные данные		Расчетные величины						Косэффициент расчетной нагрузки Kp			Расчетная мощность			Расчетный ток, А $I_p = S_p / (\sqrt{3} U_n)$	
		по справочным данным		K _н		K _р , P _н , tgφ		K _р , P _н , tgφ	n _н = (Σ P _н) ² / Σ n P _н ²	Реактивная, кВт P _р = K _р Σ K _н P _н	Активная, кВт P _а = K _а Σ K _н P _н	Реактивная, кВА Q _р = 1,2 K _н P _н tgφ при n _н ≥ 10; Q _р = 2 K _н P _н tgφ при n _н < 10	Полюва, кВА S _р = √(P _а ² + Q _р ²)		
		Количество ЭН, шт. n	Номинальная мощность, кВт P _н	коэффициент использования K _н	коэффициент реактивной мощности cosφ / tgφ	K _р	P _н								tgφ
1	Итого: силовая нагрузка на шинах до 1 кВ ТП при T ₀ = 2,5 ч	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
			одного ЭП	общая P _н = n P _н	0,42	/0,66	773,2	507,3		26	0,76	587,6	385,5	702,8	
	Осветительная нагрузка						58	77				58	77		
	Итого на шинах до 1 кВ ТП при T ₀ = 2,5 ч силовая + осветит.						831,2	584,3				645,6	462,5	794	
	Мощность КУ							-300					-300		

Продолжение табл. 5.10

Исходные данные		Расчетные величины			Кoeffициент расчетной нагрузки K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А $I_p = S_p / (\sqrt{3}U_n$					
		но справочным данным	К _п , P _н			Активная, кВт P _p = K _p ΣK _n P _n	Реактивная, кВар Q _p = 1,2K _n P _n tgφ при n ≤ 10; Q _p = 2K _n P _n tgφ при n > 10	Полная, кВ·А $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$						
по заданию технологов	Количество ЭП, шт. n	Номинальная мощность, кВт (установленная)	коэффициент реактивной мощности $\frac{\cos\varphi}{\text{tg}\varphi}$	K _n , P _n	K _n , P _n tgφ	Эффективное число ЭП $n_p = (\Sigma P_n)^2 / \Sigma n P_n^2$	R _n , P _n	K _n , P _n	K _n , P _n					
										коэффициент реактивной мощности	коэффициент использования	номинальная		
Наименование ЭП		общая	общая											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10					
Потери мощности в трансформаторах ТП						831,2	284,3			11	12	13	14	15
Итого на низких ВН трансформатора ТП						13,5	67,7				13,5	67,7		
						844,7	352				659,1	230,2	798	40,4
б) в сети выше 1 кВ														
ТП-1	1			0,46		750	420							
ТП-2	1			0,37		630	380							
ТП-3	1			0,30		550	250							
ТП-4	1			0,33		840	530							

Окончание табл. 5.10

Исходные данные		Расчетные величины				Расчетная мощность		Расчетный ток, А $I_p = S_p / (\sqrt{3}U_n)$						
		по справочным данным		по заданию технологов		Активная, кВт $P = K_p \sum K_i P_i$								
Наименование ЭП	Количество ЭП, шт., n	ЭП одного	ЭП n (установленная) мощность, кВт	коэффициент неэквивалентности K_i	коэффициент $\frac{\text{факт. реактив-ной мощ-ности}}{\text{посчитанная}}$	K, P, кВт	K, P, кВт	Эффективное число ЭП $n_p = (\sum n_i^2) / \sum n_i^2$	Активная, кВт $P = K_p \sum K_i P_i$	Реактивная, кВар $Q_p = 1,3 K_p P_i \text{ при } n_i \leq 10$ $Q_p = 2 K_p P_i \text{ при } n_i > 10$	Полная, кВ·А $S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}$			
												общая $P = n_p$	коэффициент K_i	коэффициент $\frac{\text{факт. реактив-ной мощ-ности}}{\text{посчитанная}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТП-5	1			364		667,1	242,2							
ТП-6	1			0,35		650	330							
ТП-7	1			0,44		710	400							
ТП-8	1			0,31		440	230							
ТП-9	1			0,45		450	240							
ТП-10	1			0,41		510	280							
Д 1	1			0,55		400	120							
Д 2	1			0,55		400	120							
Итого на объектах 10 кВ ГПП	12			0,405		6337	3308			K_p=0,85				

Таблица 5.11

**Расчет электрических нагрузок:
б) по механическому цеху в целом (уточненный расчет по узлам схемы электроснабжения)**

Исходные данные		Расчетные величины				Коэффициент расчетной нагрузки K_p	Расчетная мощность	Расчетный ток, А $I_p = S_p / (\sqrt{3}U)$						
		по справочным данным		Активная, кВт $P = K_p \cdot \Sigma K_n \cdot P_n$					Реактивная, квар $Q_p = 1,1 \cdot \Sigma K_n \cdot P_n \cdot \text{tg}\varphi$ при $n \leq 10$; $Q_p = \Sigma K_n \cdot P_n \cdot \text{tg}\varphi$ при $n > 10$	Полная, кВА $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$				
		Количество ЭП, шт. n	Номинальная (установленная) мощность, кВт	коэффициент реактивной мощности $\cos\varphi$	коэффициент использования K_n									
Наименование ЭП	один ЭП P_n	общая $P_n = n \cdot P_n$	использования K_n	коэффициент реактивной мощности $\cos\varphi$	$K_n \cdot P_n$	$K_n \cdot P_n \cdot \text{tg}\varphi$	$n \cdot P_n$	Эффективное число ЭП $n_p = (\Sigma P_n)^2 / \Sigma n \cdot P_n^2$						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТП-5														
М-1														
ИПР-1														
3,4. Станки	10	10/4,5	83,5	0,14	0,5/1,73	11,7	20,2	760,75						
5. Станки	4	20	80	0,17	0,65/1,16	13,6	15,8	1600						
Итого ИПР-1	14	20/4,5	163,5	0,15	0,57/1,42	25,3	36	2361	11	1,61	40,7	36	54,4	78,5/247,0
ИПР-2														
6. Станки	6	9,7	58,2	0,14	0,5/1,73	8,1	14,0	564,5						
7. Станки	8	16,85	134,8	0,17	0,65/1,16	22,9	26,5	2271,4						
Итого ИПР-2	14	16,85/9,7	193	0,16	0,6/1,32	31,0	40,5	2835,9	13	1,49	46,2	40,5	61,4	88,8/230,7
ИПР-3														

Продолжение табл. 5.11

Исходные данные		по справочным данным					Расчетные величины		Эффективное число ЭП $n_e = (\sum P_n)^2 / \sum P_n^2$	Коэффициент расцепки напряжение K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток; $I_p = S_p / (\sqrt{3} U_n)$
		Количество ЭП, шт. n	Номинальная (установленная) мощность, кВт	коэффициент индуктивной мощности $K_{ин}$	коэффициент реактивной мощности $K_{реак}$	коэффициент мощности $K_{мощ}$	$K_n P_n$	$K_n P_n \text{ tgr}$			Активная, кВт $P_n = K_p \cdot \sum K_n \cdot P_n$	Реактивная, квар	$Q_p = \sum K_n P_n \text{ tgr}$ при $n \leq 10$	
по заданию технологов	общая $P_n = n P_{нп}$								однофазного ЭП P_n					
1	Наименование ЭП	3	52	0,14	0,5/1,73	7,28	12,59	6,6	9	8	9	14	13	
9	Станки	3	52	0,14	0,5/1,73	7,28	12,59	6,6	9	8	9	14	13	
8,10	Станки	8	14/11,2	0,17	0,65/1,16	7,6	20,4	1285,7	9	6,6	6,6	3	13	
11	Станки	5	5	0,16	0,5/1,73	0,8	1,4	8,67	9	6,6	6,6	3	13	
Итого ИТР-3		14/1,7	157,9	0,16	0,6/1,35	25,7	34,4	1970	11	1,58	40,3	34,4	76,5/194,4	
1		3		5		7	8	9	0	1,1	2	3	15	
ИТР-4														
12	Станок		17,63	0,16	0,5/1,73	1,3	9,5	1243,3						
13,14	Станки	5	11,8/10	0,14	0,5/1,73	23,7	40,6	1892,4						
Итого ИТР-4		9	17,63/10	0,15	0,5/1,73	35	60,1	3135,7	8	1,39	48,7	60,1	110,6/260,1	
СН-1														
1	1. Вентилятор	7,5	52,5	0,7	0,8/0,75	36,8	27,6	393,75	7	1,0	36,8	30,4	68,9/126,3	
СН-2														
16, 17	Насос	5,15/4	32,5	0,7	0,75/0,88	22,8	20,06	154,75	7	1,0	22,8	22,07	45,7/87,8	

Продолжение табл. 5.11

Исходные данные		по справочным данным					Расчетные величины			Эффективное число ЭП $n_e = (\sum P_n)^2 / \sum n P_n^2$	Коэффициент рэсчтонн нагрузки K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А $I_p = S_p / \sqrt{3U}$
		по заданию технологов		коэффициент использования мощности		K_p	$K_p P_n$	$K_p P_n \text{tg} \varphi$	$\sum K_n P_n$ при $n > 10$ $\sum K_n P_n \text{tg} \varphi$ при $n > 10$			Полюсы, кВт·А $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$			
		Номинальная (установленная) мощность, кВт	количество ЭП	коэффициент использования мощности	коэффициент реактивной мощности								Активная, кВт $P_p = K_p \cdot \sum K_n \cdot P_n$	Реактивная, квар $Q_p = 1,1 \cdot \sum K_n \cdot P_n \text{tg} \varphi$ при $n < 10$ $Q_p = \sum K_n \cdot P_n \text{tg} \varphi$ при $n > 10$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
ЭП от М-1															
2. Камерн. печь	5	140	700	0,6	0,95/0,3	420	155,4	98000			140	51,8	149,3	227/350	
15. Мостовой кран	2	7,5	15	0,15	0,5/1,73	2,3	3,9	112,5			7,5	13,0	15	0,1/--	
Итого ПП-1	14	20/4,5	163,5	0,15	0,57/1,4	25,3	36	--							
Итого ПП-2	14	16,85/9,7	193	0,16	0,6/1,32	31,0	40,5	--							
Итого ПП-3	15	14/1,7	157,9	0,16	0,6/1,35	25,7	34,4	--							
Итого ПП-4	19	17,63/10	238,5	0,15	0,5/1,73	35	60,1	--							
СП-1	7	7,5	52,5	0,7	0,8/0,75	36,8	27,6	--							
СП-2	7	5,15/4	32,5	0,7	0,75/0,8	22,8	20,06	--							

Продолжение табл. 5.11

Исходные данные		Расчетные величины						Эффективно число ЭП $n_p = \frac{(\sum P_n)^2}{\sum n P_n^2}$	Коэффициент расщепления нагрузки K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А $I_p = S_p / (\sqrt{3} U_n)$										
		по справочным данным		коэффициент реактивной мощности K_p		коэффициент реактивной мощности K_p				Активная, кВт $P_p = K_p \cdot \sum K_n \cdot P_n$	Реактивная, квар $Q_p = 1,1 \cdot \sum K_n \cdot P_n \cdot \text{tg} \varphi$ при $n_p \leq 10$; $Q_p = \sum K_n \cdot P_n \cdot \text{tg} \varphi$ при $n_p > 10$	Итоговая, кВА $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$											
Наименование ЭП	по заданию технологов	Номинальная (установленная) мощность, кВт	коэффициент K_n	коэффициент реактивной мощности K_p	коэффициент реактивной мощности K_p	коэффициент реактивной мощности K_p	коэффициент реактивной мощности K_p	коэффициент реактивной мощности K_p	Количество ЭП, шт. n	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
																							1
Итого М-1 силовая нагрузка осветит. нагрузка		1552, 92	0,39	0,85/0,6	3	598,9	377,96	22	85	509,1	321,3												
Итого: по М-1						664,9	466,96			575,1	410,3										706,5	1075,3	
РУ 0-4 кВ ТП (ЭП и узлы)																							
18. Кондиционер		272	0,65	0,8/0,75		176,8	132,6																
М-1 силовая нагрузка		1552, 92	0,39	0,85/0,6	3	598,9	377,96																

Продолжение табл. 5.11

Исходные данные		по справочным данным				Расчетные величины		Эффективное число ЭП	Кэффициент расчетной нагрузки K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А	
		по заданию технологов		но справочным данным						Активная, кВт $P = K_p \sum K_n \cdot P_n$	Реактивная, квар $Q_p = 1,1 \sum K_n \cdot P_n \cdot \text{tg} \varphi$ при $n_s < 10$; $Q_p = \sum K_n \cdot P_n \cdot \text{tg} \varphi$ при $n_s > 10$	Полная, кв.А $S_p = \sqrt{P^2 + Q_p^2}$		
Наименование ЭП	Количество ЭП, шт. и	Номинальная (установленная) мощность, кВт	коэффициент использования $K_{исп}$	коэффициент реактивной мощности $\cos \varphi$	общая $P_n = n_{пн} \cdot P_n$	$K_n \cdot P_n$	$K_n \cdot P_n \cdot \text{tg} \varphi$	$n_p = \frac{\sum P_n}{P_n}$	напряжки K_p				12	13
										1	2	3		
Итого:														
РУ 0-4 кВ ТП силовая нагрузка	85	140/1,7	1824,9	0,425	/0,66	775,7	510,56		26	0,75	581,8	382,9		
Осветит. нагрузка			69,5	$K_{исп} = 0,9$	0,6/1,33	58	77				58	77		
Итого РУ 0-4 кВ ТП			1894,4			833,7	587,56				639,8	459,9	788	1199
Мощность КУ	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Итого РУ 0-4 кВ ТП с учетом КУ						833,7	287,56				639,8	159,9	659,5	

Окончание табл. 5.11

Исходные данные	Исходные данные			Расчетные величины			Эффективное число ЭП $n_e = (\sum P_n)^2 / \sum n P_n^2$	Коэффициент расчетной нагрузки K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А $I_p = S_p / \sqrt{3} U_n$		
	по заданию технологов		по справочным данным						Активная, кВт $P_p = K_p \cdot \sum K_n \cdot P_n$	Реактивная, квар $Q_p = 1,1 \sum K_n P_n \operatorname{tg} \varphi$ при $n \leq 10$ $Q_p = 2 K_n P_n \operatorname{tg} \varphi$ при $n > 10$	Полная, кВА $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$			
	Номинальная (установленная) мощность, кВт	Количество ЭП, шт. n	коэф-циент реактивной мощности $\frac{\operatorname{tg} \varphi}{\cos \varphi}$	коэф-циент использования K_n	коэф-циент реактивной мощности $\frac{\operatorname{tg} \varphi}{\cos \varphi}$	$K_p P_p$							$K_n P_n \operatorname{tg} \varphi$	$n P_n^2$
Наименование ЭП	ЭП													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Потери мощности в трансформаторах ТП														
Итого на шинах ВН трансформатора ТП						13,4	67				13,4	67		
						833,7	354,56				639,8	226,9	679	39,2

Пример 5.2 [2.23]. Определить среднюю нагрузку (активную и реактивную) фазы А при следующем подключении однофазных приемников: к фазе А подключен приемник с номинальной мощностью $P_{ном, А} = 40$ кВт, коэффициент мощности $\text{tg}\varphi = 1,73$ ($\cos\varphi = 0,5$) и коэффициентами использования $k_{и, а} = k_{и, р} = 0,4$; на линейное напряжение соответственно между фазами А и С и А и В подключены приемники с номинальной мощностью $P_{ном, АС} = 20$ кВт, $P_{ном, АВ} = 40$ кВт и одинаковыми коэффициентами мощности $\text{tg}\varphi = 2,3$ ($\cos\varphi = 0,4$) и коэффициентами использования $k_{и, а} = k_{и, р} = 0,25$.

Решение.

1. По таблице 5.6 определяем значения коэффициентов приведения

$$P_{(AC)} = -0,17; P_{(AB)} = 1,17 \quad q_{(AC)A} = 1,44; q_{(AB)A} = 0,86.$$

2. Значения средней активной и реактивной мощности фазы А за наиболее загруженную смену равны:

$$P_{ср, м(А)} = k_{и, а} \cdot P_{ном, АС} \cdot P_{(AC)A} + k_{и, а} \cdot P_{ном, АВ} \cdot P_{(AB)A} + k_{и, а} \cdot P_{ном, А} = 0,25 \cdot 20 \cdot (-0,17) + 0,25 \cdot 40 \cdot 1,17 + 0,4 \cdot 40 = 26,85 \text{ кВт};$$

$$Q_{ср, м(А)} = k_{и, р} \cdot P_{ном, АС} \cdot q_{(AC)A} + k_{и, а} \cdot P_{ном, АВ} \cdot q_{(AB)A} + k_{и, а} \cdot q_{ном, А} = 0,25 \cdot 20 \cdot 1,44 + 0,25 \cdot 40 \cdot 0,86 + 0,4 \cdot 69,2 = 43,48 \text{ кВар},$$

где $q_{ном, А} = P_{ном, А} \text{tg}\varphi = 40 \cdot 2,3 = 92$ кВар.

3. Условные средние нагрузки ($P_{ср, му}$ и $Q_{ср, му}$) трехфазной сети в соответствии с условиями примера (при двух приемниках, включенных на разные линейные напряжения трехфазной сети, и одном однофазном приемнике) определяем по максимально загруженной фазе А:

$$P_{ср, му} = 3 P_{ср, м.м.ф} = 3 \cdot 26,85 = 80,55 \text{ кВт};$$

$$Q_{ср, му} = 3 Q_{ср, м.м.ф} = 3 \cdot 43,48 = 130,44 \text{ кВар},$$

где $P_{ср, м.м.ф}$ и $Q_{ср, м.м.ф}$ – средние (активная и реактивная) нагрузки максимально загруженной фазы.

При совместной работе на трехфазную сеть однофазных и трехфазных приемников электроэнергии расчетную нагрузку узла системы электроснабжения определяют по формулам:

$$P_{р, уз} = K_{р, а} \left(\sum_{i=1}^{n_1} P_{ср, м, i} + \sum_{i=1}^{n_2} P_{ср, м, y, i} \right) + \sum_{i=1}^{m_1} P_{ср, м, i} + \sum_{i=1}^{m_2} P_{ср, м, y, i}; \quad (5.29)$$

при эффективном числе приемников $n_{эф} \leq 10$

$$Q_{р, уз} = 1,1 \left(\sum_{i=1}^{n_1} Q_{ср, м, i} + \sum_{i=1}^{n_2} Q_{ср, м, y, i} \right) + \sum_{i=1}^{m_1} Q_{ср, м, i} + \sum_{i=1}^{m_2} Q_{ср, м, y, i}; \quad (5.30)$$

при эффективном числе приемников $n_{эф} \leq 10$

$$Q_{p,y} = \sum_{i=1}^{n_1} Q_{cp,M,i} + \sum_{i=1}^{n_2} Q_{cp,M,i} + \sum_{i=1}^{m_1} Q_{cp,M,i} + \sum_{i=1}^{m_2} Q_{cp,M,y,i}, \quad (5.31)$$

где n_1, m_1 – число приемников трехфазного тока с переменным и практически постоянным графиком нагрузок; n_2, m_2 – число приемников однофазного тока с переменным и практически постоянным графиком нагрузок.

Пример 5.3 [2.23]. Определить пиковый ток группы двигателей, подключенных к силовому пункту, если их номинальные данные составляют: $p_{ном1} = p_{ном2} = 10$ кВт, $p_{ном3} = p_{ном4} = p_{ном5} = 12$ кВт, $p_{ном6} = 8$ кВт, $\operatorname{tg}\varphi_{1-5} = 0,75$ ($\cos\varphi_{1-5} = 0,8$), $\operatorname{tg}\varphi_6 = 0,68$ ($\cos\varphi_6 = 0,83$).

Коэффициенты использования равны $k_{и.а} 1-5 = 0,15$, $k_{и.а} 6 = 0,2$. Кратность пуска двигателей $K_{п}$ с первого по пятый равна 5, шестого двигателя – 2,5. Коэффициент полезного действия двигателей η с первого по пятый равен 0,82, а шестого двигателя – 0,85.

Решение

1. Определяем эффективное число приемников в группе:

$$n_{эф} = \sum_{i=1}^6 (p_{ном,i})^2 / \sum_{i=1}^6 p_{ном,i}^2 = 64^2 / (2 \cdot 10^2 + 3 \cdot 12^2 + 8^2) \approx 6.$$

2. Средние активная и реактивная нагрузки составят:

$$P_{ср.м} = \sum_{i=1}^6 p_{ср.м,i} = \sum_{i=1}^6 k_{и.а,i} p_{ном,i} = 0,15 \cdot 56 + 0,2 \cdot 8 = 10 \text{ кВт};$$

$$Q_{ср.м} = \sum_{i=1}^6 p_{ср.м,i} \operatorname{tg}\varphi_i = 8,4 \cdot 0,75 + 1,6 \cdot 0,68 = 7,3 \text{ кВар}.$$

3. Находим групповой коэффициент использования:

$$K_{и.а} = P_{ср.м} / \sum_{i=1}^6 p_{ном,i} = 10 / 64 = 0,156.$$

4. Расчетный ток двигателей, подключенных к силовому пункту, составит:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{\sqrt{(K_{р.а} P_{ср.м})^2 + Q_{ср.м}^2}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{1000 \sqrt{(2,4 \cdot 10)^2 + 7,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 380},$$

где $K_{р.а}$ – коэффициент расчетный, определенный по кривым [2.16] в зависимости от $n_{эф} = 6$ и $K_{и.а} = 0,156$.

5. Определяем пусковой ток двигателей:

$$i_{п1} = i_{п2} = K_{п} i_{ном1} = K_{п} \frac{P_{ном1}}{\sqrt{3}U_{ном} \cos\varphi_1} =$$

$$= 5 \frac{10 \cdot 1000}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,8 \cdot 0,82} = 115,94 \text{ А};$$

$$i_{П3} = i_{П4} = i_{П4} = 5 \frac{12 \cdot 1000}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,8 \cdot 0,82} = 139,13 \text{ A};$$

$$i_{П6} = 2,5 \frac{8 \cdot 1000}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,83 \cdot 0,85} = 43,12 \text{ A}.$$

Максимальный пусковой имеют первый и второй двигатели
 $i_{п, макс} = 139,13 \text{ A}.$

6. Пиковый ток группы двигателей по (3.27) составит:

$$I_{пик} = 139,13 + (38,2 - 0,15 \cdot 27,83) = 173,16 \text{ A}.$$

Контрольные вопросы

1. Особенности этапов проектирования электрических нагрузок. Область применения.

2. Последовательность выполнения уточненного расчета электрических нагрузок.

3. Дайте определение характерных уровней системы электроснабжения промышленного предприятия.

4. Область применения расчетных нагрузок на соответствующих характерных уровнях системы электроснабжения промышленных предприятий.

5. Назовите исходные данные для расчета электрических нагрузок.

6. Особенности участия в расчете электрических нагрузок резервных, ремонтных электроприемников, а также электроприемников, работающих кратковременно.

7. Как правильно выбрать из справочной литературы показатели, характеризующие режимы работы технологического оборудования?

8. Особенности расчета электрических нагрузок в табличной форме Ф636-92.

9. Расчет электрических нагрузок однофазных приемников электроэнергии.

10. Особенности определения эффективного числа приемников на втором уровне системы электроснабжения цеха.

11. Особенности определения эффективного числа приемников на третьем уровне системы электроснабжения цеха.

12. Средневзвешенный коэффициент использования. Область применения.

13. Средневзвешенный коэффициент реактивной мощности. Область применения.

14. Определение расчетного коэффициента на втором и третьем уровнях системы электроснабжения объекта напряжением до 1кВ.

15. Определение активной и реактивной мощности на первом уровне системы электроснабжения объекта напряжением до 1кВ.
16. Определение активной мощности на втором и третьем уровнях системы электроснабжения объекта напряжением до 1кВ.
17. Определение реактивной мощности на втором и третьем уровнях системы электроснабжения объекта напряжением до 1кВ.
18. Приведение номинальной мощности электродвигателей с повторно-кратковременным режимом работы к длительному режиму (ПВ = 100%) на первом и втором уровнях.
19. Какие величины в форме Ф636-92 суммируются при определении нагрузки вышестоящей ступени для многоступенчатой схемы распределения электроэнергии?
20. Определение расчетной нагрузки на стороне высокого напряжения цеховой трансформаторной подстанции.
21. Определение расчетной нагрузки на каждой секции шин ГРП (ГПП, если ГРП отсутствует).
22. Коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки. Определение, область применения.
23. Потери активной и реактивной мощности в силовых трансформаторах. Влияние коэффициента загрузки трансформатора на потери мощности в них.
24. Определение «пиковой» нагрузки одного электроприемника и группы приемников.
25. Кратность пускового тока для различных видов электроприемников.

ЧАСТЬ III

РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Трехфазные электрические сети представляют собой совокупность трехфазных цепей, объединенных через обмотки электрических машин. Нейтраль (N) – это общая точка соединенных по схеме «Звезда» (рис. 6.1) обмоток электрооборудования (генераторов, трансформаторов, двигателей и т.д.) [3.13].

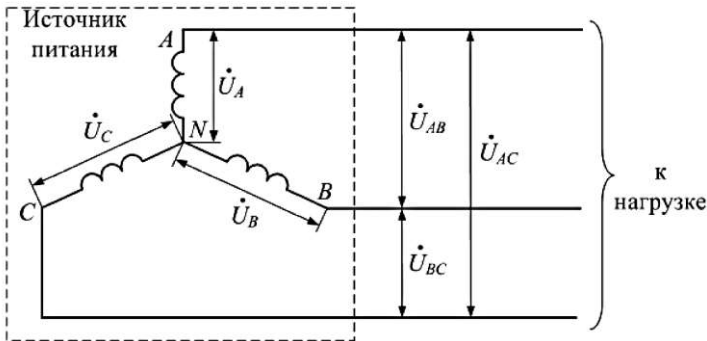


Рис. 6.1. Схема трехфазной сети

Под источником питания подразумевается обмотка низшего напряжения (вторичная обмотка) трансформатора понижающей подстанции или обмотка генератора, а под нагрузкой – обмотка высшего напряжения (первичная обмотка) трансформатора понижающей подстанции или непосредственно трехфазный электроприемник.

Фазные напряжения ($\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$) – это напряжения между фазными выводами обмоток и их нейтралью. Междупазные напряжения или линейные напряжения ($\dot{U}_{AB}, \dot{U}_{BC}, \dot{U}_{AC}$), – это напряжения между фазными выводами обмоток двух фаз. При соединении обмоток «звездой» линейные напряжения в $\sqrt{3}$ раз больше фазных.

В симметричной трехфазной сети при симметричной нагрузке напряжения фаз будут по модулю равны друг другу и равны U_ϕ , а их

векторы образуют симметричную «звезду» фазных напряжений (рис. 6.2). При этом выполняется соотношение:

$$\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C = 0. \quad (6.1)$$

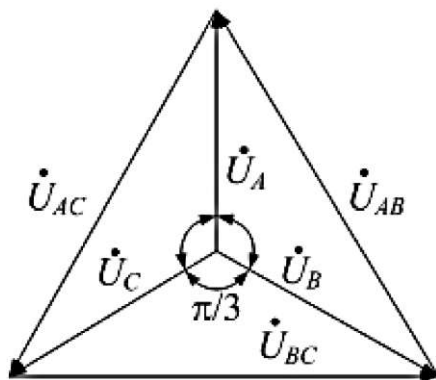


Рис. 6.2. Векторная диаграмма напряжений в симметричной трехфазной сети

Режим нейтрали электрической сети существенно влияет как на схемно-конструктивные решения при проектировании, так и на условия эксплуатации электрической сети. Выбор режима нейтрали электрических сетей является результатом учета как технических, так и экономических факторов системы электроснабжения. При таком выборе необходимо учитывать, что режим нейтрали практически не сказывается на нормальном режиме работы электрических сетей, а при повреждениях фазной изоляции (замыкании одной из фаз на землю) оказывает существенное влияние на режим работы сети: на величину тока замыкания на землю и величины напряжений фаз относительно земли.

В свою очередь, величина тока замыкания на землю и величины напряжений фаз относительно земли при замыкании одной из фаз на землю определяют:

- условия работы изоляции и ее уровень;
- требования, предъявляемые к релейной защите, ее селективность, чувствительность и сложность исполнения;
- степень бесперебойности электроснабжения потребителей;
- степень безопасности напряжений прикосновения и шаговых напряжений для человека и животных.

Однофазные замыкания на землю являются преобладающим видом повреждений в электрических сетях всех классов напряжения: они составляют 60–90% от общего числа коротких замыканий. Причины возникновения замыканий на землю многообразны: электриче-

ское и механическое разрушение изоляции (например, вследствие воздействий частичных разрядов, грозových и внутренних перенапряжений, повреждений при монтаже и строительстве), дефекты в изоляторах и изоляционных конструкциях, их загрязнение и увлажнение, обрыв проводов и тросов, соприкосновение неизолированных проводов с ветвями деревьев и т.д. Поэтому принятый режим нейтрали обуславливает параметры этого наиболее вероятного аварийного режима, тем самым определяя способ защиты электрооборудования от него.

Различают следующие режимы нейтрали:

- глухозаземленная;
- изолированная;
- компенсированная;
- заземленная через низкоомный или высокоомный резистор;
- эффективно заземленная.

Каждый режим нейтрали имеет свои достоинства и недостатки, которые в электрических сетях разных классов напряжений в зависимости от суммарной протяженности электрической сети и типа линий электропередачи проявляются в той или иной степени. Поэтому универсального режима нейтрали нет.

Исторически сначала начали применять сети с изолированной нейтралью, затем – с компенсированной.

В электрических сетях Российской Федерации в соответствии с [3.13] применяются следующие режимы нейтрали:

- в электрических сетях высокого напряжения (110 кВ и выше) – глухозаземленная нейтраль или эффективно заземленная нейтраль;
- в электрических сетях среднего напряжения (6–35 кВ) в зависимости от суммарной протяженности сети и типа линий – изолированная нейтраль, компенсированная нейтраль или, начиная с 2003 г., нейтраль, заземленная через резистор;
- в электрических сетях низкого напряжения (до 1000 В) – глухозаземленная нейтраль, а в ряде случаев, особенно в сетях 660 В, – изолированная нейтраль.

Глава 6

РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛИ В СЕТЯХ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ (6–35 кВ)

В таблице 6.1 [3.5] приведен обзор режимов нейтрали сетей среднего напряжения, используемых в разных странах мира. В большинстве случаев выбор режима нейтрали осуществляется на основании технико-экономических обоснований, сделанных с учетом этапов исторического развития страны, ее техническими и географическими особенностями, а также под влиянием компаний-производителей электрооборудования.

В англоязычных странах в четырехпроводных сетях напряжением 6–25 кВ, применяемых для электроснабжения удаленных друг от друга маломощных потребителей, у которых устанавливаются однофазные понижающие трансформаторы, подключаемые на фазное напряжение, используется глухозаземленная нейтраль. Такая концепция построения сетей обусловлена стремлением максимально сократить протяженность низковольтных сетей.

В России все сети 6–35 кВ трехпроводные, а понижающие трансформаторы 6–35 кВ – трехфазные, что обуславливает другие подходы к проектированию электрических сетей, в том числе и к вариантам режимов нейтрали.

Режим компенсированной нейтрали в зарубежных странах используется, как правило, только в воздушных сетях; в кабельных сетях применяют заземление нейтрали через резистор.

В Республике Беларусь, начиная с 1999 г., начал переход на резистивное заземление нейтрали в сетях среднего напряжения.

В настоящее время в России в электрических сетях 6–10 кВ, по которым осуществляется электроснабжение высоковольтных электродвигателей, а также в кабельных сетях 20 кВ Московского региона активно применяют нейтраль, заземленную через низкоомный или высокоомный резистор [3.18].

Таблица 6.1

Режимы нейтрали в различных странах в сетях среднего напряжения

Страна	Режим нейтрали			заземленная через резистор
	глухо-заземленная	изолированная	компенсирующая	
Австралия (11–12 кВ)	+			
Австрия (10–30 кВ)	–	–	–	+
Бельгия (6,3–17 кВ)	–	–	–	+
Великобритания (11 кВ)				
Германия (10–20 кВ)	–	–	–	+
Испания (10–30 кВ)	+	–	–	+
Италия (10–20 кВ)			·	
Канада (4–25 кВ)	+	–	–	+
Португалия (10–30 кВ)	–	–	–	+
Россия (6–35 кВ)	*			·
США (4–25 кВ)	+	–	–	+
Финляндия (20 кВ)			·	
Франция (12–24 кВ)				
Швейцария (10–20 кВ)			·	
Япония (6,6 кВ)	–	–	–	+

Примечание. Как исключение, в России кабельная сеть 35 кВ системы электроснабжения города Кронштадта имеет глухозаземленную нейтраль. Такое решение было сознательно принято в связи с тем, что ток однофазного замыкания на землю в этой сети составлял около 600 А, а режим компенсированной нейтрали в этом случае был неэффективен.

6.1. Изолированная нейтраль

Изолированная нейтраль – нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через большое сопротивление приборов сигнализации, измерения, защиты и других аналогичных им устройств [3.13].

Схема замещения трехфазной сети с изолированной нейтралью приведена на рисунке 6.3. Проводимостью изоляции фаз по сравнению с емкостной проводимостью фаз можно пренебречь. Сопротивление емкостей фаз достаточно велико по сравнению с сопротивлениями фаз. Поэтому сопротивлениями фаз также можно пренебречь.

В нормальном режиме в каждой фазе, кроме рабочих токов (токов нагрузки) $\dot{I}_{nA}, \dot{I}_{nB}, \dot{I}_{nC}$, протекают существенно меньшие по сравнению с токами нагрузки токи $\dot{I}_{cA}, \dot{I}_{cB}, \dot{I}_{cC}$, обусловленные равномерно распределенными по длине линии емкостями фаз относительно земли (на рисунке 6.3 они условно показаны как результирующие сосредоточенные емкости).

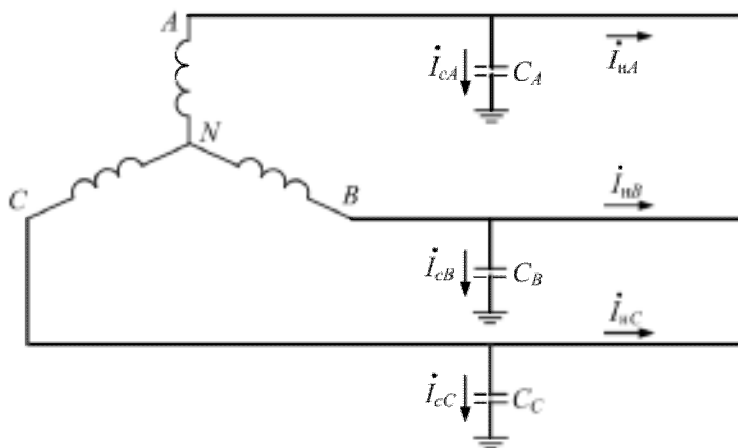


Рис. 6.3. Схема замещения трехфазной сети с изолированной нейтралью в нормальном режиме

Таким образом, если нейтраль изолирована, ток при замыкании на землю одной из фаз в месте замыкания мал, так как имеет единственный путь через емкостные проводимости фаз. Поэтому в сети с изолированной нейтралью замыкание фазы на землю не является коротким замыканием.

Напряжение смещения нейтрали (напряжение нейтрали относительно земли) \dot{U}_N можно определить, воспользовавшись частным случаем метода узловых потенциалов – методом двух узлов [3.6]:

$$\dot{U}_N = -\frac{\dot{U}_A \cdot y_A + \dot{U}_B \cdot y_B + \dot{U}_C \cdot y_C}{y_A + y_B + y_C}, \quad (6.2)$$

где y_A, y_B, y_C – проводимости соответственно фаз A, B, C .

Для схемы трехфазной сети, приведенной на рисунке 6.3, проводимости фаз

$$y_A = j \cdot \omega \cdot C_A, \quad y_B = j \cdot \omega \cdot C_B, \quad y_C = j \cdot \omega \cdot C_C. \quad (6.3)$$

В симметричной трехфазной сети емкости фаз будут равны друг другу:

$$C_A = C_B = C_C = C. \quad (6.4)$$

Тогда в симметричной трехфазной сети в нормальном режиме напряжение смещения нейтрали с учетом выражением (6.1)–(6.4) будет равно:

$$\dot{U}_N = -\frac{j \cdot \omega \cdot C \cdot (\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C)}{j \cdot 3 \cdot \omega \cdot C} = 0, \quad (6.5)$$

а через емкости фаз будут протекать равные токи, опережающие по фазе соответствующие фазные напряжения на углы $\pi/2$:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{cA} &= \dot{U}_A \cdot y_A = j \cdot \omega \cdot C \cdot \dot{U}_A; \\ \dot{I}_{cB} &= j \cdot \omega \cdot C \cdot \dot{U}_B, \quad \dot{I}_{cC} = j \cdot \omega \cdot C \cdot \dot{U}_C. \end{aligned} \quad (6.6)$$

Векторная диаграмма фазных напряжений и емкостных токов в нормальном режиме приведена на рисунке 6.4.

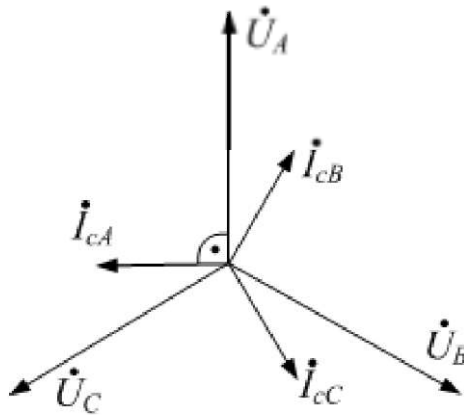


Рис. 6.4. Векторная диаграмма напряжений и емкостных токов в нормальном режиме

В случае замыкания фазы A на землю через переходное сопротивление R_{Π}^* (рис. 6.5) проводимость фазы A составит

* $R_{\Pi} = 0$, если на пути соединения фазы с землей нет элементов, имеющих сопротивление. Такое замыкание называют металлическим. Например, при повреждении линейного изолятора суммарное значение переходного сопротивления может достигать 100–200 Ом; при падении провода летом на сухой песок – порядка 5–7 кОм, а при падении провода на обледеневшую землю или в сугроб значение переходного сопротивления может увеличиваться еще в несколько раз. Электрическая дуга, возникающая в месте замыкания фазы на землю, также имеет активное сопротивление.

$$y_A = \frac{1}{R_{\Pi}} + j \cdot \omega \cdot C, \quad (6.7)$$

а напряжение смещения нейтрали с учетом выражений (6.1)–(6.4) и (6.7)

$$\dot{U}_N^{(1)} = -\frac{\dot{U}_A \cdot \frac{1}{R_{\Pi}}}{\frac{1}{R_{\Pi}} + j \cdot 3 \cdot \omega \cdot C} = -\frac{\dot{U}_A}{1 + j \cdot 3 \cdot \omega \cdot C \cdot R_{\Pi}}. \quad (6.8)$$

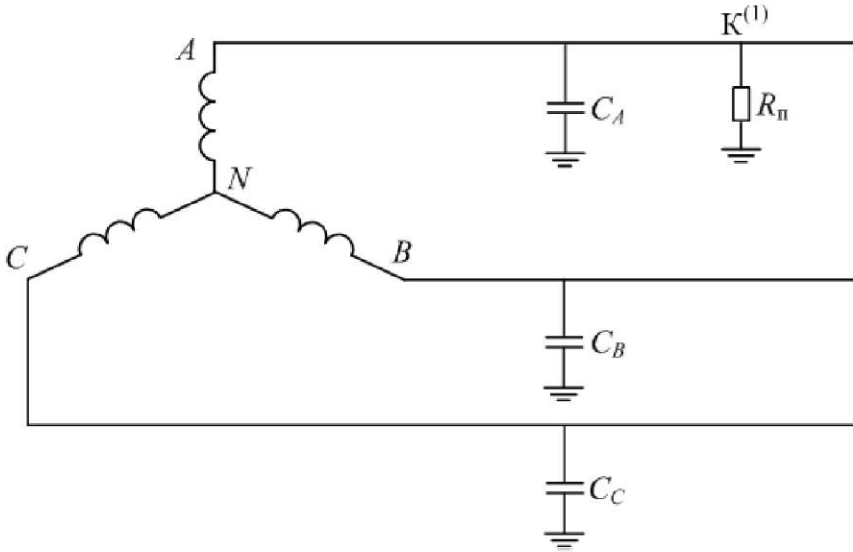


Рис. 6.5. Схема замещения трехфазной сети с изолированной нейтралью при замыкания фазы A на землю через переходное сопротивление R_{Π}

Тогда напряжение поврежденной фазы A и неповрежденных фаз B и C относительно земли будет равно:

$$\dot{U}_A^{(1)} = \dot{U}_N^{(1)} + \dot{U}_A, \quad \dot{U}_B^{(1)} = \dot{U}_N^{(1)} + \dot{U}_B, \quad \dot{U}_C^{(1)} = \dot{U}_N^{(1)} + \dot{U}_C. \quad (6.9)$$

Векторная диаграмма напряжений при замыкании фазы A на землю представлена на рисунке 6.6.

Векторы напряжений фаз $\dot{U}_A^{(1)}$, $\dot{U}_B^{(1)}$, $\dot{U}_C^{(1)}$ становятся несимметричными, а треугольник линейных напряжений остается неизменным: $\dot{U}_{AB}^{(1)} = \dot{U}_{AB}$, $\dot{U}_{BC}^{(1)} = \dot{U}_{BC}$, $\dot{U}_{AC}^{(1)} = \dot{U}_{AC}$ (рис. 6.6). Поэтому работа потребителей не нарушается.

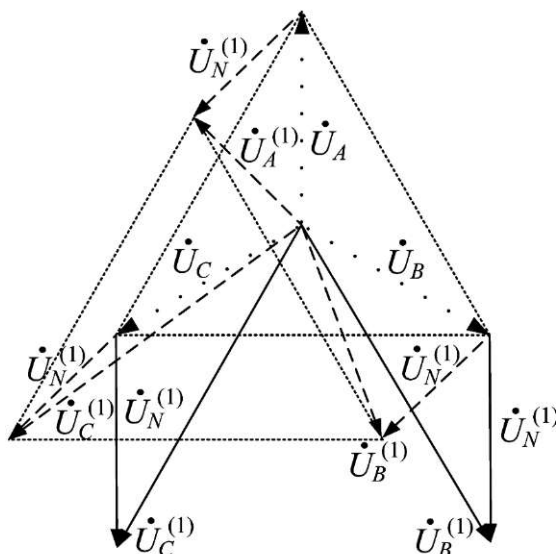


Рис. 6.6. Векторная диаграмма напряжений при замыкании на землю фазы A . Пунктиром показано положение векторов при $R_n = 1/3 \cdot \omega \cdot C$, сплошными линиями – при $R_n = 0$, частым точечным пунктиром – треугольник линейных (междуфазных) напряжений

По мере уменьшения R_n напряжение нейтрали, как следует из рисунка 6.6 и в соответствии с выражением (6.8), так же, как и напряжение неповрежденных фаз, будет увеличиваться.

При металлическом замыкании на землю ($R_n = 0$) напряжение нейтрали будет максимальным и в соответствии с выражением (6.8) будет равно

$$\dot{U}_N^{(1)} = -\dot{U}_A, \quad (6.10)$$

т.е. фазному напряжению сети. Тогда напряжения поврежденной фазы A и неповрежденных фаз B и C относительно земли в соответствии с выражением (6.9) будет соответственно равны:

$$\begin{aligned} \dot{U}_A^{(1)} &= \dot{U}_N^{(1)} + \dot{U}_A = -\dot{U}_A + \dot{U}_A = 0; \\ \dot{U}_B^{(1)} &= \dot{U}_N^{(1)} + \dot{U}_B = -\dot{U}_A + \dot{U}_B = \sqrt{3} \cdot \dot{U}_B \cdot e^{-j \cdot \pi/6}; \\ \dot{U}_C^{(1)} &= \dot{U}_N^{(1)} + \dot{U}_C = -\dot{U}_A + \dot{U}_C = \sqrt{3} \cdot \dot{U}_C \cdot e^{j \cdot \pi/6}, \end{aligned} \quad (6.11)$$

т.е. напряжение поврежденной фазы будет равно нулю, а модули напряжений неповрежденных фаз относительно земли возрастут до линейного напряжения сети: $U_B^{(1)} = U_C^{(1)} = \sqrt{3} \cdot U_\phi$. Этим определяется уровень изоляции. Таким образом, фазная изоляция сетей с изолированной нейтралью должна быть рассчитана на линейное напряжение.

Описанное выше увеличение напряжения неповрежденных фаз относительно земли относится к установившемуся режиму замыкания на землю. Однако переход из нормального установившегося режима работы к установившемуся режиму замыкания на землю в цепях с емкостями и индуктивностями (сопротивления и проводимости линий и трансформаторов) сопровождается переходным процессом, в течение которого напряжения на неповрежденных фазах относительно земли может увеличиваться примерно до $2,3 \cdot U_{\phi}$ [3.17, 3.20]. Возникновение переходного процесса обусловлено разрядом емкости поврежденной фазы (при металлическом замыкании до нулевого напряжения) и дополнительным зарядом емкостей неповрежденных фаз (при металлическом замыкании до линейного напряжения). Емкость поврежденной фазы разряжается очень быстро, так как ток разряда замыкается через место повреждения. Дозарядка емкостей неповрежденных фаз производится через относительно большую индуктивность обмоток питающих трансформаторов или генераторов.

При определенных условиях (при превышении тока замыкания некоторого критического значения) в месте замыкания может возникнуть перемежающаяся дуга (которая попеременно гаснет и повторно зажигается), в результате чего будет происходить колебательный перезаряд емкостей фаз при повторных зажиганиях дуги в месте повреждения. Переходный процесс будет затягиваться, возникнут резонансные явления, в результате чего аperiodическая составляющая напряжения не успеет затухнуть и будут развиваться высокочастотные колебания в контуре, образованном индуктивностью сети и емкостями фаз на землю.

Рассматриваемый процесс сопровождается накоплением заряда одного знака на емкостях сети, что способствует возрастанию свободной составляющей напряжения, а значит, и увеличению амплитуды перенапряжений. Амплитуда перенапряжений при перемежающихся дугах зависит от интервала между моментами гашения и повторного зажигания дуги, от сочетаний скоростей восстановления электрической прочности в месте горения дуги и восстановления напряжения при погасании дуги, затухания и частоты колебательных процессов, напряжения смещения нейтрали и т.д. [3.20], и действующее значение напряжения на неповрежденных фазах может достигать значений до $3,2 \cdot U_{\phi}$, а без учета затуханий – до $3,5 \cdot U_{\phi}$ [3.9, 3.10, 3.20].

Факторы, ограничивающие перенапряжения, снижают амплитуды свободных колебаний, расходуют их энергию и образуют пути стекания свободных зарядов в землю при зажиганиях и гашениях заземляющих дуг. К ним относятся междуфазные емкости, активные сопротивления в цепи тока замыкания на землю, активные проводимости утечек и потерь в изоляции, проводимости на землю заземленных обмоток трансформаторов напряжения [3.9].

Для нормальной изоляции такие перенапряжения большой опасности не представляют, но они охватывают всю сеть и продолжаются до тех пор, пока перемежающаяся дуга окончательно не погаснет. Поскольку в разветвленной сети вероятность ослабления изоляции участка сети вследствие ее увлажнения, загрязнения и т.п. достаточно велика, то могут возникнуть междуфазные короткие замыкания.

При наличии в сети токоограничивающих реакторов величина дуговых перенапряжений существенно увеличивается до $4,0 \cdot U_{\phi}$ [3.5] за счет возникновения колебательного процесса: разряда емкости поврежденной фазы через реактор.

В сетях с изолированной нейтралью при замыканиях на землю возможно появление феррорезонансных процессов.

Феррорезонансные процессы возникают в электрических сетях в тех случаях, когда происходит насыщение магнитопроводов электрических машин (трансформаторов, генераторов). Если в линейной расчетной схеме напряжение в точке установки трансформаторов возрастет до $(1,25-1,35) \cdot U_{\phi}$, то такое напряжение вызовет насыщение магнитопроводов силовых трансформаторов и трансформаторов напряжения электромагнитного типа (ЗНОМ, ЗНОЛ, НТМИ). Феррорезонансные перенапряжения, обусловленные насыщением магнитопроводов силовых трансформаторов, возникают в сетях с достаточно большой емкостью [3.8], т.е. в сетях более высоких классов напряжения, чем рассматриваемые. Поскольку трансформаторы напряжения характеризуются существенно меньшей мощностью, чем силовые, то для возникновения феррорезонансных перенапряжений, обусловленных насыщением магнитопроводов трансформаторов напряжения, емкость сети должна быть относительно невелика. По статистике ОРГРЭС, около 95% феррорезонансных процессов происходит с трансформаторами напряжения.

Первичные обмотки трансформаторов напряжения присоединяются между фазой и землей, что равносильно параллельному соединению емкости фазы сети и индуктивности фазы трансформатора напряжения. Феррорезонансные перенапряжения обусловлены компенсацией емкостных проводимостей фаз сети нелинейными индуктивными проводимостями намагничивания трансформаторов напряжения, обмотки высшего напряжения которых соединены с землей.

Особенность феррорезонансных процессов заключается в том, что повышение напряжения на любой фазе сверх величины, при которой является насыщение магнитопровода трансформатора напряжения, приводит к увеличению его проводимости на землю и, соответственно, к более полной компенсации емкостной проводимости (т.е. емкости сети разряжается через трансформатор напряжения), а уменьшение в связи с этим полной проводимости фаз приводит к новому повышению напряжения ввиду смещения нейтрали и т.д. [3.10]. В этом случае перенапряжения

являются длительно действующими. Они могут достигать значений до $4,0 \cdot U_{\phi}$ [3.1], опасных для изоляции оборудования.

Кроме того, феррорезонансные процессы вызывают протекание токов в первичных обмотках трансформатора напряжения, значительно превышающих предельно допустимые, что за несколько минут вызывает перегрев изоляции первичных обмоток и ее последующий тепловой пробой, в результате чего в обмотках возникают витковые замыкания, переходящие в короткое замыкание. Например, по данным [3.7], в сетях 35 кВ повреждаемость трансформаторов напряжения за год доходит до 8% от числа установленных в сети. В настоящее время разработаны и выпускаются антирезонансные трансформаторы напряжения.

Важной особенностью перенапряжений, возникающих при замыканиях на землю, является их длительное (до момента отключения) воздействие на всю электрическую сеть.

Перейдем к оценке величины тока замыкания на землю при металлическом замыкании фазы *A* на землю (рис. 6.7). Через место повреждения будет проходить ток $I_{3,A}^{(1)}$, который будет замыкаться через емкости неповрежденных фаз *B* и *C*: $I_{cB}^{(1)}$ и $I_{cC}^{(1)}$ – и возвращаться по проводам и обмоткам источника питания. Ток в емкости поврежденной фазы отсутствует, т.к. напряжение поврежденной фазы относительно земли при металлическом замыкании равно нулю. Векторная диаграмма токов и напряжений при металлическом замыкании фазы *A* на землю представлена на рисунке 6.8.

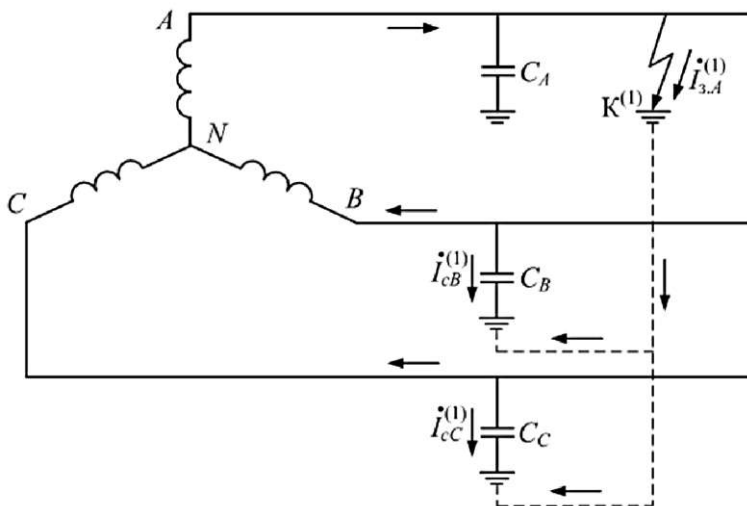


Рис. 6.7. Схема замещения трехфазной сети с изолированной нейтралью при металлическом замыкании фазы *A* на землю

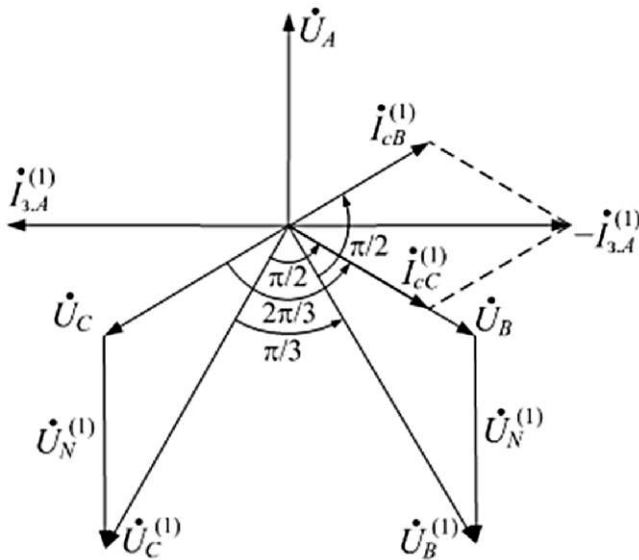


Рис. 6.8. Векторная диаграмма токов и напряжений трехфазной сети с изолированной нейтралью при металлическом замыкании на землю фазы A

С учетом положительно принятых направлений токов (рис. 6.7)

$$\dot{i}_{3.A}^{(1)} = -(\dot{i}_{cB}^{(1)} + \dot{i}_{cC}^{(1)}). \quad (6.12)$$

По (6.6) емкостные токи неповрежденных фаз:

$$\dot{i}_{cB}^{(1)} = j \cdot \omega \cdot C \cdot \dot{U}_B^{(1)}, \quad \dot{i}_{cC}^{(1)} = j \cdot \omega \cdot C \cdot \dot{U}_C^{(1)}. \quad (6.13)$$

Как следует из выражений (6.11) и (6.1), при металлическом замыкании будет справедливо следующее соотношение:

$$\dot{U}_B^{(1)} + \dot{U}_C^{(1)} = -\dot{U}_A + \dot{U}_B - \dot{U}_A + \dot{U}_C = -3 \cdot \dot{U}_A. \quad (6.14)$$

Тогда выражение (6.12) с учетом выражений (6.13) и (6.14) преобразуется к виду:

$$\dot{i}_{3.A}^{(1)} = -j \cdot \omega \cdot C \cdot (\dot{U}_B^{(1)} + \dot{U}_C^{(1)}) = 3 \cdot j \cdot \omega \cdot C \cdot \dot{U}_A = 3 \cdot \dot{i}_{cA}. \quad (6.15)$$

Таким образом, в сети с изолированной нейтралью при металлическом замыкании фазы на землю ток, проходящий через место замыкания, равен утроенному емкостному току фазы в нормальном режиме, а емкостные токи неповрежденных фаз увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз по сравнению с нормальным режимом.

В общем случае при замыкании фазы A на землю через переходное сопротивление R_{Π} ток в месте замыкания определяется выражением:

$$\dot{i}_{3.A}^{(1)} = \frac{\dot{U}_A^{(1)}}{R_{\Pi}}. \quad (6.16)$$

Преобразуем это выражение с учетом (6.8) и (6.9):

$$i_{3.A}^{(1)} = \frac{\dot{U}_A + \dot{U}_N^{(1)}}{R_{\Pi}} = \frac{\dot{U}_A - \frac{\dot{U}_A}{1 + j \cdot 3 \cdot \omega \cdot C \cdot R_{\Pi}}}{R_{\Pi}} = \dot{U}_A \cdot \frac{j \cdot 3 \cdot \omega \cdot C}{1 + j \cdot 3 \cdot \omega \cdot C \cdot R_{\Pi}}. \quad (6.17)$$

Приняв в выражении (6.17) $R_{\Pi} = 0$, получим результат, идентичный выражению (6.15).

Для дальнейших действий выразим ток в месте замыкания на землю через напряжение смещения нейтрали с учетом (6.1), (6.6) и (6.9):

$$\begin{aligned} i_{3.A}^{(1)} &= -i_{aA}^{(1)} - i_{cB}^{(1)} - i_{cC}^{(1)} = \\ &= -j \cdot \omega \cdot C \cdot \dot{U}_A^{(1)} - j \cdot \omega \cdot C \cdot \dot{U}_B^{(1)} - j \cdot \omega \cdot C \cdot \dot{U}_C^{(1)} = \\ &= -j \cdot \omega \cdot C \cdot [\dot{U}_A + \dot{U}_N^{(1)} + \dot{U}_B + \dot{U}_N^{(1)} + \dot{U}_C + \dot{U}_N^{(1)}] = \\ &= -3 \cdot j \cdot \omega \cdot C \cdot \dot{U}_N^{(1)}. \end{aligned} \quad (6.18)$$

Рассмотрим разветвленную трехфазную электрическую сеть (рис. 6.9). При металлическом замыкании на землю фазы A линии Л1 емкостные токи поврежденной фазы A как поврежденной линии Л1, так и во всех неповрежденных линиях Л2...Л n , отсутствуют, а емкостные токи неповрежденных фаз B и C всех линий (как поврежденной Л1, так и неповрежденных Л2...Л n) через обмотки источника питания суммируются и формируют ток в месте замыкания на землю.

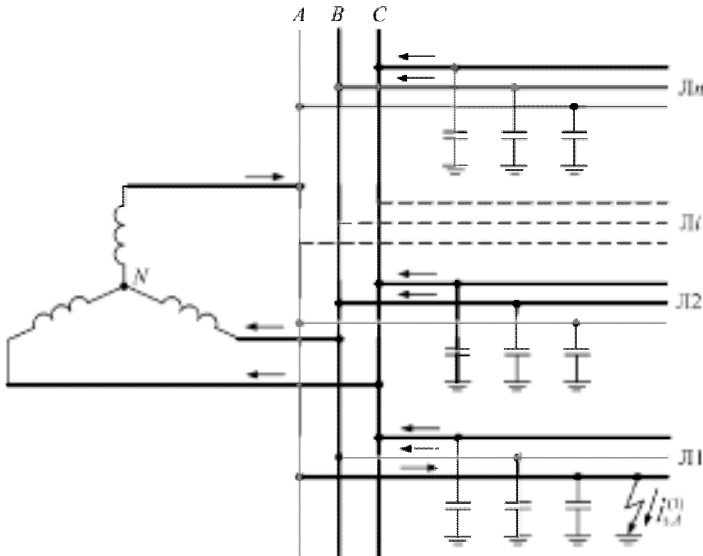


Рис. 6.9. Схема замещения разветвленной трехфазной сети с изолированной нейтралью при металлическом замыкании фазы A на землю

Таким образом, ток замыкания на землю через место замыкания определяется емкостью всей электрически связанной сети, а не только емкостью поврежденной линии.

Для практической оценки величины тока замыкания на землю ($I_3^{(1)}$, А) в воздушных и кабельных сетях применяют следующие приближенные формулы:

$$I_3^{(1)} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot L_{\text{вл}\Sigma}}{350}; \quad I_3^{(1)} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot L_{\text{кл}\Sigma}}{10}, \quad (6.19)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное (линейное) напряжение электрической сети, кВ; $L_{\text{вл}\Sigma}$, $L_{\text{кл}\Sigma}$ – соответственно суммарная длина воздушных и кабельных линий электрически связанной сети, км.

Однако погрешность определения величины емкостного тока по (6.19), может составлять до 40% по сравнению с реальными замерами в сети. Основные причины – это неучет емкостей относительно земли распределительных устройств, электроприемников (например, электродвигателей), а также конструкции воздушных линий (тип опор, с заземляющим тросом или нет) и т.д. Более точно величину емкостного тока можно рассчитать, используя справочные данные по удельным емкостным токам элементов электрических сетей и основных электроприемников.

Как следует из (6.19), в электрических сетях небольшой протяженности ток замыкания на землю мал и при замыкании фазы на землю поврежденная линия не подлежит немедленному отключению, а потребитель длительное время, необходимое для обнаружения поврежденного участка (и его последующего отключения), продолжит работать, поскольку линейные напряжения в данном режиме не изменяются. Релейная защита действует на сигнал, а не на отключение. В результате при отсутствии резервного питания потребитель имеет возможность безаварийного останова производства. Малый ток замыкания на землю позволяет увеличить ресурс выключателей.

С другой стороны, для обеспечения работы электрооборудования в режимах замыкания на землю его фазная изоляция должна выполняться на линейное напряжение, что приводит к его удорожанию (особенно существенному для кабельных линий). Ввиду малых токов замыкания на землю по сравнению с рабочими токами усложняется релейная защита и затрудняется поиск места повреждения. С учетом удорожания стоимости изоляции рациональная область применения изолированной нейтрали – область относительно невысоких напряжений.

При падении фазного провода на землю появляется опасность поражения людей и животных электрическим током. Основным же недостатком изолированной нейтрали заключается в возможности возникновения перенапряжений, обусловленных перемежающейся дугой, и феррорезонансных перенапряжений. В результате замыкания на зем-

лю могут переходить в междуфазные короткие замыкания или двойные замыкания на землю, что приведет к отключениям релейной защитой элементов сети. Именно по этой причине во многих странах, например, в Австралии, Бельгии, Великобритании, Канаде, Португалии, США, Франции, отказались от изолированной нейтральи уже в 40–50-е гг. XX в. [3.5]. Как следует из таблицы 6.1, в настоящее время режим изолированной нейтральи из промышленно развитых стран применяется только в Италии, Финляндии и Японии. Поэтому область применения сетей с изолированной нейтралью ограничивается напряжениями до 35 кВ включительно, когда величина тока замыкания на землю меньше критического значения тока, приводящего к возникновению устойчивых перемежающихся дуг.

6.2. Нормирование емкостного тока замыкания на землю

При малых токах замыкания на землю дуга гаснет практически без повторных зажиганий. Фактором, способствующим гашению открытой дуги в воздухе, является ее удлинение под действием динамических усилий и потоков воздуха, фактором закрытой дуги – возникновение ударных давлений ввиду испарения и разложения пропиточной массы и выделения диссоциированных газов [3.2]. Если значение тока превосходит некоторый критический уровень, то дуга горит неустойчиво, вероятность окончательного погасания дуги резко уменьшается, наблюдаются ее повторные зажигания, сопровождающиеся большими перенапряжениями. В случае весьма больших токов дуга становится устойчивой, уровень перенапряжений – относительно небольшим, но возникает опасность необратимого повреждения изоляции от теплового воздействия дуги (закрытые дуги) или перекрытия соседних фаз при растяжении дуги (открытые дуги).

Под допустимым током замыкания на землю понимают ток, который не приводит к появлению дуги в месте замыкания на землю и не вызывает перехода замыкания на землю в междуфазное короткое замыкание или двойное замыкание на землю. При больших токах дуга носит перемежающийся характер или горит устойчиво.

При замыкании фазы на корпус внутри генератора при токе замыкания менее 30 А дуги обычно нет. Однако длительное протекание через изоляцию тока более 5 А приводит к такому ее нагреву, что пропитывающий изоляцию состав может перейти в жидкое состояние, электрическая прочность изоляции снижается и замыкание фазы на корпус может перейти в витковое или межвитковое короткое замыкание.

Замыкание жилы кабельной линии на землю (оболочку) может происходить через дугу или при относительно небольших токах – без дуги. Но даже во втором случае длительное протекание тока приводит к постепенному тепловому разрушению изоляции, и в результате замыкание на землю переходит в короткое замыкание между жилами. Величи-

на длительно допустимого тока зависит от толщины изоляции, поэтому нормируется в зависимости от номинального напряжения.

В воздушных сетях протекание больших емкостных токов (а они увеличиваются в режиме замыкания на землю) приводит к тому, что:

- высушивается грунт, в результате увеличивается его электрическое сопротивление и сопротивление заземления опор и, как следствие, увеличивается шаговое напряжение и напряжение прикосновения к железобетонным и стальным опорам вблизи места замыкания, что увеличивает вероятность поражения людей и животных электрическим током;

- ускоряется коррозия несущих металлических частей опор и арматуры линии; в некоторых случаях возможно взрывоопасное разрушение изоляторов при токах замыкания на землю около 20–30 А.

Особенностью дуги в воздушных сетях является ее растягивание тепловыми потоками. Окружающее дугу воздушное пространство быстро ионизируется и теряет свои изоляционные свойства, что может привести к междуфазным коротким замыканиям. Гашение дуги произойдет только тогда, когда дуга под действием тепловых потоков воздуха или ветра достигнет определенной критической длины, соответствующей величине тока.

В воздушных линиях, выполненных на железобетонных и металлических опорах, установлено, что если ток замыкания на землю не превышает 10 А, то происходит самопогасание дуги без ее вытягивания, поскольку не успевают образовываться тепловые потоки, способствующие распространению ионизации в окружающем пространстве.

Как показывают исследования и опыт эксплуатации [3.1, 3.16], в сетях 6–10 кВ, особенно сельских, резонансные перенапряжения, возникающие при перемежающейся дуге, приводят к выходу из строя трансформаторов напряжения. В результате имеются сети, которые длительно работают без трансформаторов напряжения, а значит, и без устройств сигнализации замыкания на землю. Особенности построения релейной защиты в таких сетях изложены подробно в [3.1].

Трансформаторы напряжения подключаются между фазами и землей и поэтому вносят индуктивное сопротивление в цепь протекания тока замыкания на землю. Поскольку сеть обладает емкостью относительно земли, то индуктивные сопротивления трансформаторов напряжения могут значительно влиять на токи утечки и замыкания на землю [3.16].

Одна из основных причин повреждения трансформаторов напряжения [3.7] – феррорезонансные перенапряжения при однофазных замыканиях на землю, вследствие которых через обмотки высшего напряжения трансформаторов напряжения проходят токи, многократно превышающие номинальные значения. При металлическом замыкании и замыкании через устойчивую дугу токи в обмотках

высшего напряжения трансформаторов напряжения не превосходят допустимых и неопасны. При перемежающейся дуге и последующем появлении феррорезонансных процессов происходит колебательный разряд емкостей неповрежденных фаз через обмотки трансформатора напряжения.

Таким образом, компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах [3.12, 3.13]:

- в сетях напряжением 3–20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А;

- в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях электропередачи:

- более 30 А при напряжении 3–6 кВ;

- более 20 А при напряжении 10 кВ;

- более 15 А при напряжении 15–20 кВ;

- в схемах генераторного напряжения 6–20 кВ блоков «генератор–трансформатор» – более 5 А.

Работа сетей напряжением 6–35 кВ без компенсации емкостного тока при его значениях, превышающих указанные выше, не допускается.

По статистике, при значениях емкостного тока, не превышающих указанных выше значений, самоустраиваются около 60–70% замыканий на землю в воздушных сетях и около 30–40% – в кабельных сетях. Однако кабельная изоляция в отличие от воздушной не является полностью самовосстанавливающейся, т.е. однажды возникнув, повреждение не устранится.

Согласно [3.12] в сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов допускается работа воздушных и кабельных линий электропередачи в режиме замыкания на землю до устранения повреждения. При этом к отысканию места повреждения на ВЛ, проходящих в населенной местности, где возникает опасность поражения током людей и животных, следует приступить немедленно и ликвидировать повреждение в кратчайший срок. В электрических сетях с повышенными требованиями по условиям электробезопасности людей (организации горнорудной промышленности, торфоразработки и т.п.) работа с однофазным замыканием на землю не допускается. В этих сетях все отходящие от подстанции линии должны быть оборудованы защитами от замыканий на землю.

В сетях генераторного напряжения, а также в сетях, к которым подключены электродвигатели высокого напряжения, при появлении однофазного замыкания в обмотке статора машина должна автоматически отключаться от сети, если ток замыкания на землю превышает 5 А. Если ток замыкания не превышает 5 А, допускается работа не более 2 ч, по истечении которых машина должна быть отключена. Если установлено, что место замыкания на землю находится не в об-

мотке статора, допускается работа вращающейся машины с замыканием в сети на землю продолжительностью до 6 ч.

Меньшая величина допустимого тока в таких сетях обусловлена существенно меньшими уровнями электрической прочности изоляции обмотки статора по сравнению с уровнем изоляции другого электрооборудования (трансформаторы, линии электропередачи). Более жесткие временные требования объясняются существенными затратами на ремонт дорогостоящих генераторов и двигателей. В некоторых отраслях промышленности, например, в нефтехимической и целлюлозно-бумажной, внезапное отключение двигателя может привести к массовому браку продукции и повреждению дорогостоящего технологического оборудования. Сброс нагрузки электростанций часто связан с отказом высоковольтных двигателей собственных нужд.

Если ток замыкания на землю превышает допустимую величину, то его необходимо уменьшать, что достигается компенсацией емкостных токов в результате заземления нейтрали либо через индуктивное сопротивление (так называемые дугогасящие катушки (ДГК) или дугогасящие реакторы (ДГР))*, либо через активное сопротивление. В первом случае нейтраль называется компенсированной, а во втором – заземленной через резистор. При наличии в сети в данный момент замыкания на землю отключение дугогасящих реакторов не допускается.

Заметим, что во многих зарубежных странах значения допустимого емкостного тока замыкания на землю существенно меньше и составляет, как правило, около 10 А как для кабельных, так и для воздушных сетей.

6.3. Компенсированная нейтраль

Схема сети с компенсированной нейтралью приведена на рисунке 6.10. В нормальном режиме ток через ДГР не протекает, поскольку напряжение нейтрали равно нулю. Принцип компенсации заключается в том, что на емкостной ток замыкания на землю в месте замыкания $\dot{I}_3^{(1)}$ накладывается противоположный по фазе индуктивный ток $\dot{I}_{\text{дгр}}^{(1)}$, возникающий при заземлении нейтрали через ДГР. В результате ток в месте замыкания на землю уменьшается.

Определим проводимость ветви ДГР:

$$Y_{\text{дгр}} = \frac{1}{R_{\text{дгр}}} + \frac{1}{j \cdot \omega \cdot L_{\text{дгр}}} = \frac{1}{R_{\text{дгр}}} - \frac{j}{\omega \cdot L_{\text{дгр}}}. \quad (6.20)$$

* В европейских странах, а также в отечественной литературе 30–50-х гг. XX в. ДГР называют по имени немецкого инженера, их предложившего: катушка Петерсена.

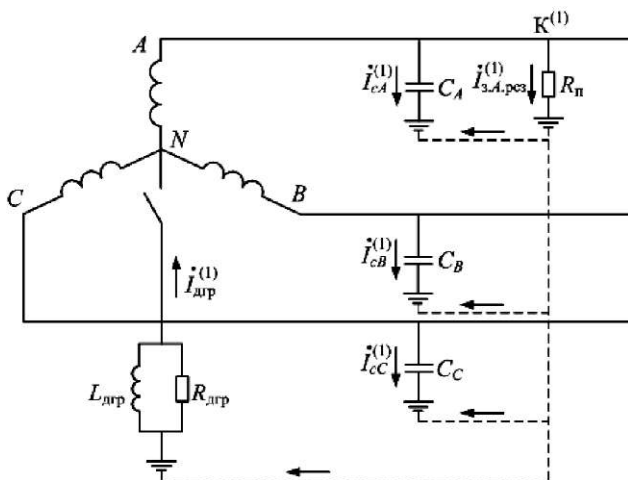


Рис. 6.10. Схема замещения трехфазной сети с компенсированной нейтралью при замыкании фазы A на землю через переходное сопротивление R_n

Напряжение смещения нейтрали в сети с компенсированной нейтралью определяется выражением, аналогичным (6.2):

$$\dot{U}_N = -\frac{\dot{U}_A \cdot y_A + \dot{U}_B \cdot y_B + \dot{U}_C \cdot y_C}{y_A + y_B + y_C + y_{дгр}}, \quad (6.21)$$

При замыкании фазы A на землю через переходное сопротивление R_n напряжение смещения нейтрали с учетом (6.1), (6.3), (6.4), (6.20), (6.21):

$$\dot{U}_N = -\frac{\dot{U}_A \cdot \frac{1}{R_n}}{\frac{1}{R_n} + j \cdot 3 \cdot \omega \cdot C + \frac{1}{R_{дгр}} - \frac{j}{\omega \cdot L_{дгр}}}. \quad (6.22)$$

Ток в месте замыкания определяется выражением, аналогичным выражению (6.17):

$$\dot{I}_{3A,pez}^{(1)} = \frac{\dot{U}_A^{(1)}}{R_n} = \frac{\dot{U}_A \cdot \left(j \cdot 3 \cdot \omega \cdot C + \frac{1}{R_{дгр}} - \frac{j}{\omega \cdot L_{дгр}} \right)}{R_n \cdot \left(\frac{1}{R_n} + j \cdot 3 \cdot \omega \cdot C + \frac{1}{R_{дгр}} - \frac{j}{\omega \cdot L_{дгр}} \right)}. \quad (6.23)$$

Для удобства восприятия выражения (6.23) представим результирующий ток в месте замыкания фазы на землю в сети с компенсированной нейтралью как наложение емкостных токов фаз и тока, протекающего через ДГР.

Ток, протекающий через ДГР, определяется выражением:

$$j_{\text{дгр}}^{(1)} = \dot{U}_N^{(1)} \cdot Y_{\text{дгр}} = \dot{U}_N^{(1)} \cdot \left(\frac{1}{R_{\text{дгр}}} - \frac{j}{\omega \cdot L_{\text{дгр}}} \right). \quad (6.24)$$

Тогда

$$\begin{aligned} \dot{i}_{3,\text{рез}}^{(1)} &= \dot{i}_3^{(1)} - \dot{j}_{\text{дгр}}^{(1)} = -3 \cdot \dot{U}_N^{(1)} \cdot j \cdot \omega \cdot C - \dot{U}_N^{(1)} \cdot \left(\frac{1}{R_{\text{дгр}}} - \frac{j}{\omega \cdot L_{\text{дгр}}} \right) = \\ &= -\dot{U}_N^{(1)} \cdot \left(3 \cdot j \cdot \omega \cdot C + \frac{1}{R_{\text{дгр}}} - \frac{j}{\omega \cdot L_{\text{дгр}}} \right). \end{aligned} \quad (6.25)$$

Если пренебречь активной проводимостью ДГР (в реальности активная проводимость ДГР мала), то результирующий ток в месте замыкания на землю:

$$\dot{i}_{3,\text{рез}}^{(1)} = \dot{i}_3^{(1)} - \dot{j}_{\text{дгр}}^{(1)} = -j \cdot \dot{U}_N^{(1)} \cdot \left(3 \cdot \omega \cdot C - \frac{1}{\omega \cdot L_{\text{дгр}}} \right). \quad (6.26)$$

При металлическом замыкании фазы на землю выражение (6.26) с учетом (6.10) можно записать в виде:

$$I_{3,\text{рез}}^{(1)} = I_3^{(1)} - I_{\text{дгр}}^{(1)} = \left(3 \cdot \omega \cdot C - \frac{1}{\omega \cdot L_{\text{дгр}}} \right) \cdot U_{\phi}. \quad (6.27)$$

Величина тока $I_{\text{дгр}}^{(1)}$ зависит от режима настройки ДГР, характеризующегося степенью расстройки компенсации:

$$\vartheta = \frac{I_3^{(1)} - I_{\text{дгр}}^{(1)}}{I_3^{(1)}}. \quad (6.28)$$

Возможны три режима настройки ДГР:

- полная компенсация $\vartheta = 0$;
- перекомпенсация $\vartheta < 0$;
- недокомпенсация $\vartheta > 0$.

При полной компенсации, т.е. при $\omega \cdot L_{\text{дгр}} = \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C}$, результирующий ток в месте замыкания на землю существенно уменьшится и достигнет минимального значения, но ввиду наличия активной проводимости ДГР он не будет равен нулю. Следовательно, обеспечиваются наилучшие условия работы сети. Однако при полной компенсации величина тока в поврежденной линии может оказаться недостаточной для срабатывания релейной защиты.

В сетях с емкостной несимметрией фаз при резонансной настройке ДГР ввиду искажения напряжений фаз появляется значительное напряжение смещения нейтрали (в соответствии с выраже-

нием (6.21)), что может оказаться опасным для изоляции и привести к ложному срабатыванию релейной защиты и возникновению феррорезонансных перенапряжений.

Отключение (аварийное или плановое) хотя бы одной линии или одной фазы линии электрически связанной сети будет приводить к уменьшению суммарной емкости сети или емкостной несимметрии. Режим недокомпенсации в данном случае будет эквивалентен (или близок) к режиму полной компенсации или же режиму перекомпенсации, что может привести соответственно к несрабатыванию релейной защиты или неверным действиям направленных защит и сигнализации о замыкании на землю [3.18]. Поэтому работа сети в режиме недокомпенсации не допускается.

На практике применяют всегда только режим перекомпенсации. При этом допускаемая степень расстройки составляет не более -5% . Для поддержания требуемой степени расстройки по мере развития сети, т.е. увеличения ее суммарной длины, а следовательно, и суммарной емкости, индуктивность ДГР должна регулироваться, что осуществляется изменением числа витков или величины зазора сердечника.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю в сетях 6–35 кВ применяется для уменьшения тока замыкания на землю до минимальных значений (в пределах до активных составляющих и высших гармоник) и создания условий для самопогасания заземляющей дуги [3.14]. Компенсация снижает скорость восстановления напряжения на поврежденной фазе после гашения заземляющей дуги, в результате чего образуются длительные бестоковые паузы, способствующие восстановлению диэлектрических свойств места повреждения, и уменьшает перенапряжения, обусловленные перезарядом емкостей фаз при повторных зажиганиях дуги. При компенсации емкостных токов резко уменьшается вероятность возникновения феррорезонансных процессов в трансформаторах напряжения. Это объясняется тем, что ДГР имеют более низкое индуктивное сопротивление нулевой последовательности, чем трансформаторы напряжения, что приводит к более быстрому стеканию заряда в землю при дуговых замыканиях на землю.

При резонансных и близких к ним настройках ДГР наибольшие перенапряжения не превосходят уровня $2,5 \cdot U_{\phi}$, а без учета затуханий – уровня $2,75 \cdot U_{\phi}$ [3.9, 3.20]. Такой уровень перенапряжений безопасен для нормальной изоляции. Опасность заключается лишь в том, что они воздействуют на всю электрически связанную сеть, в которой не исключено наличие изоляции, ослабленной в процессе эксплуатации и не выявленной профилактическими испытаниями.

В результате существенного снижения тока замыкания на землю исключается возможность возникновения устойчивой или перемежающейся дуги, а в случае отсутствия дуги замедляется старение изоляции от теплового воздействия тока замыкания на землю и уменьшается вероятность перехода замыкания фазы на землю в меж-

дуфазное короткое замыкание. Таким образом, наиболее вероятные виды аварий – замыкания фазы на землю – в сетях с компенсированной нейтралью примерно в 75% случаев самоустраиваются и не переходят в междуфазные короткие замыкания. Отсутствие дуги в месте замыкания позволяет не отключать данный вид аварии в течение времени, достаточного для обнаружения места повреждения и его локализации без отключения потребителей. Кроме того, уровень перенапряжений на неповрежденных фазах, обусловленный высококачественными колебаниями, существенно ниже, чем в сетях с изолированной нейтралью. Исключением являются сети 6–35 кВ с повышенной опасностью, в которых замыкания на землю должны селективно отключаться. К таким сетям относятся сети торфоразработок, шахтные сети, сети открытых разработок и т.п.

Меньший ток замыкания на землю улучшает условия электробезопасности людей и животных в месте замыкания, но возможность электропоражения полностью не устраняется.

Основной недостаток сетей с компенсированной нейтралью связан с необходимостью постоянного наблюдения за состоянием расстройки ДГР, особенно при развитии сети, чтобы ток замыкания на землю не превосходил допустимые значения. Расстройка ДГР ведет к исчезновению преимуществ сетей с компенсированной нейтралью.

Ввиду малых значений тока замыкания на землю усложняется отыскание места повреждения и обеспечение правильной работы релейной защиты. Также необходимо учитывать, что ДГР компенсирует только ток промышленной частоты. При наличии в сети высших гармонических составляющих тока их содержание в токе замыкания на землю может существенно увеличиться за счет возникновения резонансных условий в контуре замыкания на землю на присутствующих в электрической сети высших гармониках. Значения резонансных частот в контуре протекания тока замыкания на землю сильно зависят от параметров сети, места возникновения замыкания, а степень резонанса зависит от величины активного сопротивления в месте замыкания.

6.4. Дугогасящие реакторы

При выборе мощности, количества и места установки ДГР необходимо учитывать, что если сеть в некоторых режимах может разделяться на изолированные части, то в каждой части сети должна сохраняться удовлетворительная настройка ДГР или она должна обеспечиваться регулированием тока ДГР. При этом кратковременные режимы, возникающие при оперативных переключениях в сети, учитывать не следует.

ДГР, как правило, устанавливаются в центрах питания, мощных распределительных пунктах или генераторах, питающих распре-

делительную сеть (рис. 6.11). В этом случае вероятность сохранения в работе ДГР при отключениях в сети максимальна. Недопустимо устанавливать ДГР на тупиковых подстанциях [3.12]. При отключении линий, питающих тупиковую подстанцию, вся сеть останется без компенсации емкостного тока. Даже в случае обрыва одной фазы этой линии возникнет неполнофазный режим компенсации, сопровождающийся повышением напряжения на нейтрали и возможным возникновением феррорезонансных перенапряжений.

При токах замыкания на землю более 50 А по условиям надежности рекомендуется применение не менее двух заземляющих реакторов [3.13, 3.14].

Необходимая мощность ДГР выбирается по значению емкостного тока сети с учетом ее перспективного развития в ближайшие 10 лет [3.14], с учетом небольшой перекомпенсации:

$$Q_{\text{дгр}} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot I_3^{(1)}}{\sqrt{3}}. \quad (6.29)$$

При отсутствии данных о развитии сети мощность ДГР следует определять по значению емкостного тока сети, увеличенному на 25% [3.14].

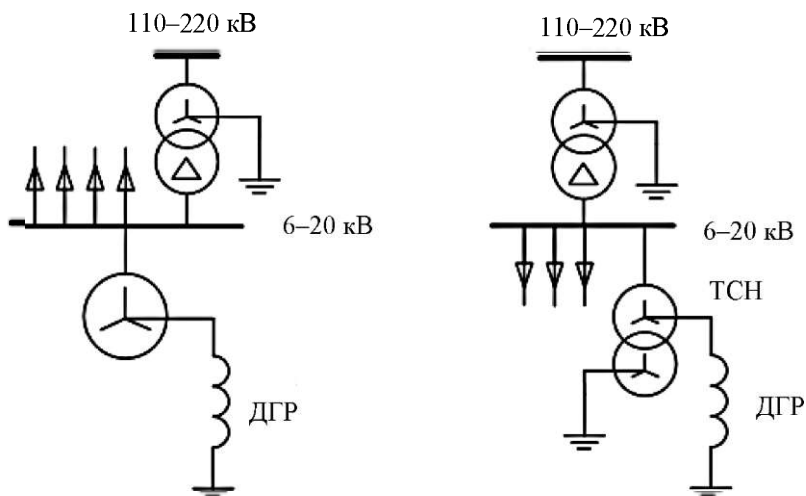


Рис. 6.11. Схемы подключения ДГР:
а) на электростанциях; б) на понижающих подстанциях

Необоснованное увеличение мощности ДГР затрудняет выбор рациональной степени компенсации, а недостаточная мощность ДГР может привести к режимам недокомпенсации.

На понижающих подстанциях 35–220/6–20 кВ обмотки низшего напряжения трансформаторов, как правило, соединены в тре-

угольник. В таких случаях ДГР может быть подключен к нейтрали обмотки высшего напряжения трансформатора собственных нужд, как правило, соединенной в «звезду». При невозможности подключения ДГР к трансформатору собственных нужд или при его отсутствии ДГР подключают к сети с помощью специально устанавливаемого трансформатора. Для подключения ДГР рекомендуется использовать трансформаторы, обмотки которых соединены по схеме «звезда–треугольник» [3.14], т.к. при схеме «звезда–звезда» сопротивление трансформатора при замыкании на землю (сопротивление нулевой последовательности) в 10 раз больше, чем при междуфазных коротких замыканиях (сопротивление прямой и обратной последовательности), что затрудняет настройку ДГР. Если, несмотря на это, приходится использовать для подключения ДГР трансформатор, обмотки которого соединены по схеме «звезда–звезда», то его номинальная мощность должна превышать расчетную мощность ДГР не менее чем в 4–5 раз [3.14].

При подключении ДГР через трансформаторы соизмеримой мощности необходимо учитывать, что наличие ДГР в нейтрали трансформатора при замыканиях на землю создаст дополнительную нагрузку на его обмотки, что может привести к недопустимой перегрузке трансформатора. Исходя из этого условия допустимая мощность ДГР $Q_{\text{доп}}$, подключаемого в нейтраль трансформатора номинальной мощности $S_{\text{т.ном}}$ при наибольшей нагрузке на шинах низшего напряжения $S_{\text{нб}}$, определяется следующим выражением с учетом допустимого коэффициента перегрузки $k_{\text{пер}}$:

$$Q_{\text{доп}} = \sqrt{(k_{\text{пер}} \cdot S_{\text{т.ном}})^2 - S_{\text{нб}}^2} \quad (6.30)$$

ДГР должны подключаться к нейтралю трансформаторов или генераторов через разъединитель [3.14], для его отключения и включения при необходимости нужно изменить настройку. Установка этого разъединителя обязательна, так как отключение ненагруженного трансформатора с подключенным к нему ДГР может привести к возникновению перенапряжений в сети. В цепи заземления реакторов должен быть установлен трансформатор тока.

Подключение ДГР в нейтраль трансформаторов, подключенных к шинам через плавкие предохранители, недопустимо [3.14]. При замыкании в сети фазы на землю возможно срабатывание предохранителя в этой фазе, что приведет к опасному неполнофазному режиму компенсации.

Принципиальная схема подключения ДГР к понижающей подстанции приведена на рисунке 6.12.

Конструкции ДГР близки к конструкциям масляных трансформаторов: в бак, заполненный трансформаторным маслом, помещена маг-

нитная система с обмоткой. ДГР выполняют с плавным (РЗДПОМ^{*}) или ступенчатым (РЗДСОМ^{**}) регулированием индуктивности, что позволяет настраивать их на требуемую степень расстройки компенсации в зависимости от рабочей схемы сети и при развитии сети.

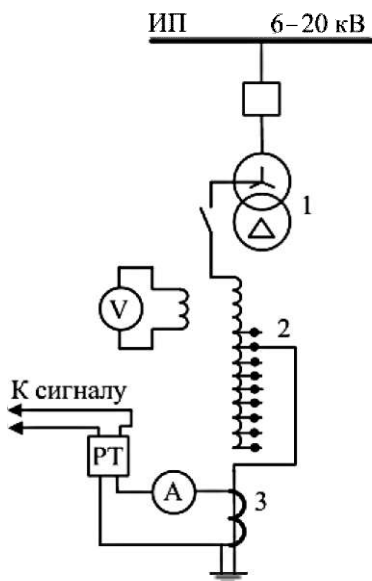


Рис. 6.12. Принципиальная схема подключения ДГР к шинам 6–20 кВ источника питания:

1 – заземляющий трансформатор; 2 – ДГР;
3 – трансформатор тока нулевой последовательности; РТ – токовое реле

Ступенчатое регулирование осуществляется на отключенном от сети ДГР ручным переключением штурвала и выбором одного из 5 возможных ответвлений. Желательно такие ДГР устанавливать на подстанциях с обслуживающим персоналом для обеспечения возможности их настройки на требуемый уровень.

Плавное регулирование осуществляется без отключения ДГР от сети при условии отсутствия в электрически связанной сети замыкания на землю путем изменения зазора в магнитопроводе с помощью электропривода с автоматическим управлением.

* РЗДПОМ – реактор заземляющий, система охлаждения – масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла, с плавным регулированием однофазный масляный.

** РЗДСОМ – реактор заземляющий, система охлаждения – масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла, со ступенчатым регулированием однофазный масляный.

На номинальное напряжение сети 10 кВ (номинальное напряжение ДГР $11/\sqrt{3}$ кВ) выпускают ДГР типа РЗДСОМ мощностью от 190 до 1520 квар, РЗДПОМ – 190–480 квар.

При замыканиях на землю в сети с ДГР типа РЗДПОМ возникают резонансные перенапряжения в нейтрали из-за насыщения ДГР. Этот недостаток устранен у более современных ДГР с подмагничиванием участков магнитопровода постоянным током типа РУОМ (реактор управляемый однофазный масляный) с системой управления САНК (система автоматической настройки компенсации). САНК автоматически выполняет следующие основные функции: распознавание нормального режима работы сети и режима замыкания на землю; измерение емкости сети; выход на режим компенсации емкостного тока при возникновении замыкания на землю; плавное регулирование проводимости ДГР и ряд других.

Ток через ДГР типа РУОМ в нормальном режиме работы сети практически не протекает за счет существенно большей индуктивности ДГР в нормальном режиме работы сети, чем в режиме замыкания на землю, т.е. режим нейтрали сети – практически изолированная. Таким образом, в нормальных режимах реактор типа РУОМ ненасыщен, что исключает возможность резонансных перенапряжений в нейтрали. При возникновении замыкания на землю САНК изменяет проводимость ДГР так, чтобы ток, протекающий через реактор, соответствовал суммарному емкостному току сети в режиме, предшествующем замыканию на землю, т.е. осуществляется автоматическая резонансная настройка реактора.

ДГР типа РУОМ на напряжениях сети 10 кВ выпускаются мощностью от 190 до 1520 кВА.

Экспериментальное исследование эффективности дугогасящего реактора РУОМ-190/11 выявило следующие фактические существенные недостатки [3.21]:

1. Время выхода на установившийся режим компенсации при однофазном замыкании на землю может составлять до 6–8 с, т.е. в течение этого времени сеть работает в режиме изолированной нейтрали.

2. Реальная расстройка компенсации в исследованной сети с реактором РУОМ-190/11 (перекомпенсация) достигала 20–24%.

3. При изменении емкостного тока сети – как во время существования замыкания на землю, так и после его устранения – настройка РУОМ не меняется в течение нескольких минут (1,5–5,5 мин), что может привести к существенному повышению степени расстройки компенсации относительно исходной и, как следствие, переходу однофазного замыкания на землю в короткое.

4. Зафиксировано наличие явно выраженных в ток рассматриваемого РУОМ третьей и пятой гармоник с уровнем 1,5–17%. Вышес-

указанные фактические недостатки не позволяют в настоящее время рассматривать реакторы типа РУОМ как альтернативу дугогасящим реактора другого типа и поэтому запрещены к установке в электрических сетях ПАО «Россети».

6.5. Резистивное заземление нейтрали

Такие недостатки сетей с изолированной и компенсированной нейтралью, как высокий уровень перенапряжений (дуговых и феррорезонансных) при однофазных замыканиях на землю и сложность реализации чувствительной и селективной релейной защиты от однофазных замыканий на землю, могут быть устранены применением широко распространенного в мировой практике (табл. 6.1) резистивного заземления нейтрали (рис. 6.13).

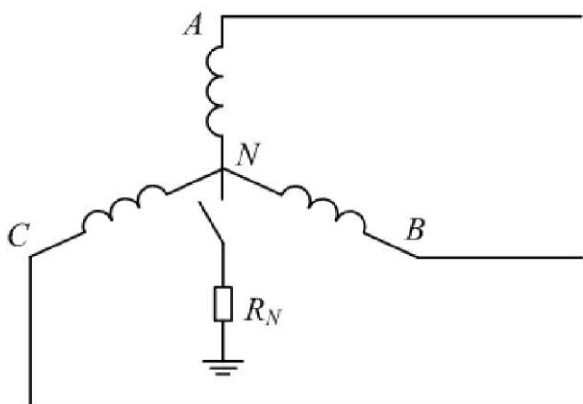


Рис. 6.13. Схема трехфазной сети с резистивным заземлением нейтрали

Резистор включается в сеть с помощью либо силового трансформатора, либо специального однообмоточного трансформатора, не имеющего обмотки низшего напряжения, ФМЗО (фильтр масляный заземляющий однофазный) с соединением обмотки в зигзаг.

При заземлении нейтрали через резистор ток в месте замыкания на землю, как и ток в поврежденном присоединении, состоит из двух составляющих: емкостной (как во всех элементах сети) и активной, обусловленной включением в нейтраль резистора. Это позволяет селективно обнаружить поврежденное присоединение за счет применения простой релейной защиты и существенно ограничить (примерно в 1,5–2 раза) кратность перенапряжений (не более $2,5 \cdot U_{\phi}$) за счет достаточно быстрого разряда емкостей неповрежденных фаз через резистор [3.5], а дуговые и феррорезонансные перенапряжения – за

счет отсутствия L – C колебательного контура. Поэтому в настоящее время (с 2003 г.) в России стали внедрять заземление нейтрали через низкоомные и высокоомные резисторы.

Нормативно (ни в [3.12, 3.13], ни в отраслевых нормах, например, [3.11]) в России не зафиксирована ни граница значений сопротивления резистора при высокоомном и низкоомном заземлении нейтрали, ни область их применения, как это сделано в отношении ДТР. Разграничение между этими видами можно найти только в зарубежных нормативных источниках. К высокоомному резистивному заземлению относят такое заземление, при котором ток однофазного замыкания на землю не превосходит 10 А.

Низкоомное резистивное заземление нейтрали применяют в случаях, когда однофазное замыкание на землю должно быть селективно отключено с минимальной выдержкой времени – сети с током замыкания на землю более 10 А – или когда поврежденное присоединение может быть отключено без прекращения электроснабжения потребителей – резервированные сети. При этом ток в нейтрали должен быть достаточным для быстрого срабатывания релейной защиты на отключение поврежденного участка. Такое заземление нейтрали целесообразно применять в городских кабельных сетях с высоким уровнем резервирования (например, при двухлучевых автоматизированных схемах сети) и сетях, питающихся от шин генераторного напряжения. Практика применения низкоомного заземления в зарубежных странах показывает, что ток в месте замыкания на землю может достигать значений до 1000 А.

При заземлении нейтрали через низкоомный резистор в воздушных сетях с железобетонными и стальными опорами не существует проблемы высыхания грунта и стойкости опор к протекающему току замыкания на землю, так как замыкание практически мгновенно отключается.

Заземление нейтрали через высокоомный резистор применяют в случаях, когда сеть при однофазном замыкании на землю может длительно работать до обнаружения места замыкания – воздушные сети с малым током замыкания на землю (до 5–7 А). При этом ток в нейтрали должен быть достаточным для срабатывания релейной защиты, действующей на сигнал, но не превосходить величины, при которой появляются дуговые перенапряжения. При высокоомном заземлении нейтрали в месте замыкания на землю создается активная составляющая тока, примерно равная емкостной, т.е. установившееся значение тока замыкания на землю в месте замыкания увеличивается в $\sqrt{2}$ раз и, как отмечено выше, не превосходит 10 А.

Активное сопротивление резистора выбирается по условию снижения уровней перенапряжения с учетом условий работы релейной защиты (на отключение или сигнал) и электробезопасности людей.

В результате обеспечивается более надежная работа изоляции электрооборудования за счет снижения амплитуды перенапряжений, длительности и частоты их воздействия и, как следствие, повышается срок службы изоляции за счет уменьшения вероятности пробоя изоляции на неповрежденных присоединениях и перехода однофазного замыкания на землю в междуфазные короткие замыкания. В то же время, по данным некоторых исследований, в электрических сетях с заземлением нейтрали через высокоомный резистор повторные пробои изоляции, наоборот, возникают чаще, чем в сетях с компенсированной нейтралью.

Таким образом, резистивное заземление нейтрали (как низкоомное, так и высокоомное) позволяет сохранить все преимущества изолированной нейтрали и существенно уменьшить недостатки такого режима работы нейтрали. При низкоомном заземлении уменьшается вероятность поражения человека электрическим током за счет практически мгновенного селективного отключения повреждения.

К недостаткам резистивного заземления нейтрали можно отнести появление на подстанциях грозящего оборудования, а также ограничение по развитию сети, определяемое допустимой максимальной суммарной длиной сети [3.18]. Необходимо также учитывать невысокую термическую стойкость резисторов, так что при частых замыканиях на землю будет требоваться их частая замена. Дополнительно к недостаткам низкоомного заземления можно отнести существенное увеличение тока в месте замыкания, обязательное отключение однофазного замыкания и увеличение капиталовложений за счет установки специальной релейной защиты от замыканий на землю.

Затраты на сооружение защитного заземления в сетях с низкоомным заземлением нейтрали примерно в 3-4 раза выше, чем при других рассмотренных выше режимах нейтрали, за счет существенного увеличения тока, стекающего через защитное заземление.

6.6. Особенности выбора режима нейтрали в сетях с кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена

Рассмотрим особенности развития однофазного замыкания на землю в кабельных сетях с кабелями и бумажной пропитанной изоляцией и с изоляцией из сшитого полиэтилена, поскольку у этих кабелей механизмы пробоя и деградации изоляции различны.

Как отмечалось в подразделе 6.2, фактором, способствующим гашению открытой дуги в кабелях с бумажной пропитанной изоляцией, является возникновение ударных давлений ввиду испарения и разложения пропиточной массы и выделения деионизированных газов. После обрыва дуги при остывании газового пузыря давление в нем начинает падать, он начинает заполняться уплотненной и разжиженной мастикой (или маслом), загрязненной углеродом и окис-

лами металлов. Диэлектрическая прочность в месте первоначального пробоя резко падает, что создает благоприятные условия для повторного пробоя. После каждого зажигания и погасания дуги в месте повреждения накапливаются загрязнения и примеси, что приводит к снижению интервалов между повторными зажиганиями дуги и дуга постепенно переходят к устойчивому горению.

При заплывающих пробоях интервалы времени между повторными зажиганиями определяются вязкостью мастики или масла. Эти интервалы могут достигать даже суток.

Таким образом, в зависимости от величины тока замыкания на землю однофазные замыкания в сетях с кабелями с бумажной пропитанной изоляцией могут либо самоустраниться на начальной стадии за счет заплывания места пробоя, либо перейти в режим устойчивого горения дуги.

У кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена эффект «самозалечивания» изоляции после ее пробоя при однофазном замыкании на землю, в отличие от кабелей с бумажной пропитанной изоляцией, полностью отсутствует. При резком вводе энергии в твердую изоляцию из сшитого полиэтилена происходит разрыв связей между молекулами углерода и водорода. Это приводит к изменению структуры и физико-механических свойств сшитого полиэтилена и возникновению внутри него микрополостей, которые способствуют дальнейшему накоплению и развитию дефектов в изоляции, что приводит к прогрессирующему разрушению изоляции.

В трехфазных кабелях с изоляцией из сшитого полиэтилена однофазное замыкание постепенно перейдет в многофазное, что приведет к выделению большого количества тепла, в результате чего повреждение может распространиться на соседние кабели. Это повлечет каскадные повреждения кабелей, особенно при их большом количестве в кабельных сооружениях.

В однофазных кабелях однофазное замыкание может продолжаться довольно долгое время и сопровождаться постепенным многоместным выгоранием кабеля, в результате чего потребуются замена больших его участков. Поэтому релейная защита должна отключать однофазное замыкание в сетях с кабелями, имеющими изоляцию из сшитого полиэтилена. Это существенно влияет на выбор режима нейтрали. Необходимо также заметить, что за рубежом кабельные линии эксплуатируются с резистивно-заземленной нейтралью, с релейной защитой от однофазных замыканий, действующей на отключение.

В существующих сетях с этой целью предлагается использовать комбинированное заземление нейтрали, заключающееся в том, что параллельно ДГР подключается резистор, создающий дополнительную активную составляющую тока замыкания на землю порядка 10–20% от суммарного емкостного тока. При комбинированном заземлении нейтрали частота повторных пробоев увеличивается, но за счет улуч-

шения работы релейной защиты место повреждения быстро отключается. При существенной расстройке ДГР комбинированное заземление нейтрали снижаест уровень возможных перенапряжений.

Авторами [3.15] предлагается другое решение: кратковременное низкоомное индуктивное заземление нейтрали в городских электрических сетях при отсутствии мощных электродвигателей высокого напряжения на участке сети. Для этого на шинах подстанции устанавливается специальный силовой трансформатор со схемой соединения обмоток «звезда–треугольник». Нейтраль обмотки, соединенной в «звезду», заземляется. При возникновении замыкания на землю этот трансформатор подключается выключателем к сети, в результате чего сеть из режима изолированной или компенсированной нейтрали переходит в режим низкоомного индуктивного заземления нейтрали. В данном режиме значение тока замыкания на землю достаточно (не менее 500 А) для срабатывания указателей тока короткого замыкания, что обеспечивает быстрое обнаружение поврежденного участка сети. Поскольку токи замыкания в данном режиме достаточно велики, то время существования данного режима нейтрали должно быть минимальным, что реализуется селективным автоматическим отключением однофазного замыкания на землю и автоматическим отключением специального трансформатора через максимально допустимое время, определяемое термической стойкостью специального трансформатора.

В мире режимы нейтрали в сетях среднего напряжения различны (табл. 6.1). С учетом достоинств и недостатков рассмотренных режимов нейтрали сетей среднего напряжения можно констатировать, что универсального, обладающего абсолютными преимуществами, режима нейтрали нет. В каждом конкретном случае необходимо решать, какие из достоинств и недостатков различных режимов нейтрали являются более важными. Это, в свою очередь, побуждает исследователей искать альтернативные решения по режимам нейтрали для электрических сетей 6–35 кВ, особенно городских, с учетом все более широкого применения однофазных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Контрольные вопросы

1. Что называется нейтралью?
2. Перечислите режимы нейтрали, применяемые в электрических сетях различных классов напряжения.
3. На какие параметры сети влияет режим нейтрали электрической сети?

4. Дайте определение режима изолированной нейтрали.
5. Каковы основные преимущества и недостатки режима изолированной нейтрали в сетях среднего напряжения?
6. Чему равны установившиеся значения напряжений неповрежденных фаз относительно земли в режиме однофазного металлического замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью?
7. Каких величин может достигать действующее значение напряжения на неповрежденных фазах относительно земли в сети с изолированной нейтралью?
8. Какие факторы влияют на величину перенапряжений в сетях с изолированной нейтралью?
9. При каких условиях возможно возникновение феррорезонансных перенапряжений в сетях среднего напряжения с изолированной нейтралью?
10. Объясните причины частых повреждений трансформаторов напряжения при феррорезонансных перенапряжениях в сетях среднего напряжения с изолированной нейтралью?
11. Чем определяется ток замыкания на землю в сетях среднего напряжения с изолированной нейтралью?
12. Нарисуйте векторную диаграмму токов и напряжений в нормальном режиме и при однофазном замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью.
13. Как оценить ток замыкания на землю в сетях среднего напряжения с изолированной нейтралью?
14. По каким причинам необходимо нормирование тока замыкания на землю?
15. В каких случаях требуется компенсировать ток замыкания на землю?
16. В чем заключается суть режима компенсированной нейтрали?
17. Перечислите основные преимущества и недостатки режима компенсированной нейтрали в сетях среднего напряжения.
18. Где устанавливаются и как подключаются ДГР?
19. Почему нежелательно подключать ДГР к трансформаторам со схемой соединения обмоток «звезда–звезда»?
20. Как определить требуемую мощность ДГР.
21. Перечислите основные типы ДГР. В чем заключаются их преимущества и недостатки?
22. В чем заключается суть режима резистивного заземления нейтрали?
23. Каковы основные преимущества и недостатки режима резистивного заземления нейтрали в сетях среднего напряжения?
24. В каких случаях целесообразно низкоомное или высокоомное заземление нейтрали?
25. В чем заключаются особенности при выборе режима нейтрали в сетях с кабелями и изоляцией из сшитого полиэтилена?

Глава 7

РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛИ В СЕТЯХ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ (ДО 1000 В)

При выборе режима нейтрали в электрических сетях до 1000 В важность требований электробезопасности людей и животных существенно увеличивается по сравнению с сетями напряжением выше 1 кВ, поскольку жизнедеятельность людей и животных предполагает непосредственный контакт с электрическими сетями до 1000 В. Однако в данном учебнике мероприятия по обеспечению электробезопасности человека и их реализации практически не рассматриваются, поскольку составляют основу дисциплины «Безопасность жизнедеятельности». Для их изучения можно рекомендовать, например, источники [3.4, 3.19].

7.1. Глухозаземленная нейтраль

Глухозаземленная нейтраль – нейтраль трансформатора или генератора, непосредственно присоединенная к заземляющему устройству [3.13].

В трехфазных сетях на напряжении до 1000 В с глухозаземленной нейтралью (рис. 7.1) из нейтрали источника питания выведен четвертый провод – нулевой рабочий проводник (*N*). Благодаря наличию нулевого рабочего проводника обеспечивается возможность подключения электроприемников как на линейное (междуфазное) напряжение – силовых электроприемников, так и на однофазное напряжение – осветительную нагрузку. Таким образом, без применения трансформаторов электропитание потребителей одновременно осуществляется по двум напряжениям: 127/220 или 220/380, или 380/660 В (числителю соответствует фазное напряжение, знаменателю – линейное), что в целом значительно удешевляет электрическую сеть.

При этом режиме нейтрали повреждение изоляции одной из фаз относительно земли или нулевого провода представляет собой однофазное короткое замыкание, поскольку для протекания тока образуется контур малого сопротивления (через землю или по петле «фазный провод–нулевой провод»), и поврежденная фаза должна быть быстро отключена.

Выполнение релейной защиты в сетях с глухозаземленной нейтралью дороже, чем в сетях с изолированной нейтралью, поскольку вместо двух устанавливают три трансформатора тока и ток-вых реле.

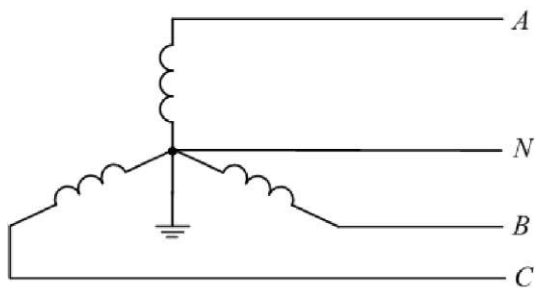


Рис. 7.1. Схема четырехпроводной сети с глухозаземленной нейтралью

Оценим ток, протекающий в месте замыкания фазы A на землю через переходное сопротивление. Схема замещения трехфазной четырехпроводной сети с глухозаземленной нейтралью при замыкании фазы A на землю приведена на рисунке 7.2. В отличие от схемы замещения сетей среднего напряжения с изолированной нейтралью (рис. 5.3) учитывается как емкость фазных и нулевого провода (C_A, C_B, C_C, C_N), так и их активное сопротивление изоляции ($R_{\text{изол}A}, R_{\text{изол}B}, R_{\text{изол}C}, R_{\text{изол}N}$), а также сопротивление заземляющего устройства ($R_{\text{зз}}$).

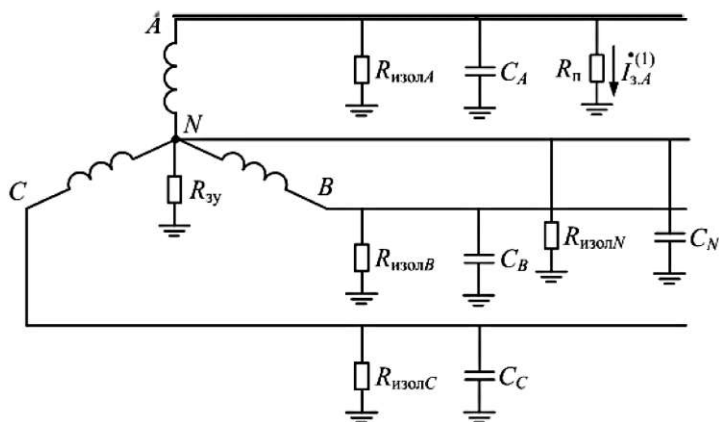


Рис. 7.2. Схема замещения трехфазной четырехпроводной сети с глухозаземленной нейтралью при замыкании фазы A на землю

Напряжение смещения нейтрали будет определяться выражением, аналогичным (5.2), с учетом проводимостей нулевого провода и заземляющего устройства. Проводимости фазных и нулевого провода относительно земли малы по сравнению с проводимостями заземляющего устройства и переходного сопротивления в месте замыкания. С учетом этого допущения напряжение смещения нейтрали будет равно:

$$\dot{U}_N^{(1)} = -\frac{\dot{U}_A \cdot \frac{1}{R_{\Pi}}}{\frac{1}{R_{3y}} + \frac{1}{R_{\Pi}}} = -\frac{\dot{U}_A \cdot R_{3y}}{R_{3y} + R_{\Pi}}. \quad (7.1)$$

Как следует из выражения (7.1), в момент замыкания фазы на землю в зависимости от соотношения значений переходного сопротивления и сопротивления заземляющего устройства* значение напряжения смещения нейтрали может находиться в пределах от 0 до U_{ϕ} , а в соответствии с выражением (5.9) напряжение поврежденной фазы – от 0 до U_{ϕ} ; неповрежденных фаз – от U_{ϕ} до $\sqrt{3} \cdot U_{\phi}$. После отключения поврежденной фазы напряжение неповрежденных фаз по отношению к земле останется равным фазному, что учитывается при выборе уровня изоляции сети.

По аналогии с выражениями (5.16) и (5.17) ток в месте замыкания на землю:

$$I_3^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{R_{3y} + R_{\Pi}}. \quad (7.2)$$

Если замыкание фазы произошло вследствие прикосновения человека к фазному проводу, то с учетом того, что сопротивление тела человека существенно больше сопротивления заземляющего устройства, ток, протекший через тело человека, определяется отношением фазного напряжения к сопротивлению тела человека и не зависит от сопротивления изоляции и емкости проводов относительно земли (при условии, что полная проводимость проводов относительно земли мала по сравнению с проводимостью тела человека).

Для обеспечения электро- и пожаробезопасности части (металлические корпуса) электроустановок и электроприемников, которые в нормальном режиме не находятся под напряжением, но могут оказаться под напряжением при повреждении фазной изоляции, соединяются с нулевым защитным проводником (PEN).

При пробое изоляции фазы на корпус электроприемника возникает однофазное короткое замыкание (через землю или по петле «фазный провод–нулевой провод») с достаточно большим током, автоматический выключатель или предохранитель поврежденной фазы срабатывают (персгорают), и сеть будет продолжать работать в неполнофазном режиме. Благодаря быстрому отключению повреждения электрическая дуга в месте повреждения не успеет привести к пожару, вероятность попадания людей под напряжение мала, и существенно уменьшаются последствия прикосновения к корпусу по-

* Согласно ПУЭ [3.13] сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 2, 4 и 8 Ом соответственно в трехфазных сетях напряжением 660, 380, 220 В.

врежденногo электроприемника. Поэтому правильный выбор автоматических выключателей и плавких предохранителей, обеспечивающих быстрое отключение места повреждения, является одним из условий реализации электро- и пожаробезопасности. По этой же причине контролируют сопротивление петли «фазный провод–нулевой провод» (петли «фаза-ноль»).

Напряжения неповрежденных фаз относительно земли после отключения поврежденной фазы остаются равными фазному, что учитывается при выборе уровня изоляции.

Обрыв нулевого рабочего проводника в воздушных сетях до 1000 В, работающих с глухозаземленной нейтралью, приводит к прекращению работы однофазных электроприемников. Для устранения этого нулевой рабочий проводник повторно заземляют на концах линий и в местах разветвления линий.

Обрыв нулевого рабочего проводника при несимметричной нагрузке по фазам вызывает недопустимые отклонения напряжения. В этом режиме отсутствует путь протекания токов нулевой последовательности, поэтому нескомпенсированные напряжения нулевой последовательности вызывают отклонения напряжения.

При удаленном от источника питания коротком замыкании между нулевым и фазным проводом возможно несрабатывание устройства защиты, установленного в фазном проводе, по причине относительно небольшой величины тока однофазного короткого замыкания. В результате термического воздействия на нулевой проводник возможен его обрыв. Напряжение поврежденной фазы снизится в пределе до нуля, а напряжение неповрежденных фаз относительно земли возрастет в пределе до линейного, что приведет к повреждению однофазных электроприемников, подключенных к неповрежденным фазам.

Трехфазные сети напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью выполняют четырех- или пятипроводными.

В четырехпроводных сетях нулевой рабочий (N) и защитный (PE) проводники объединены в один (PEN) во всей системе распределения электроэнергии – это система $TN-C$ (рис. 7.3).

Пятипроводные сети содержат два нулевых проводника – рабочий (N) и защитный (PE). В пятипроводных сетях различают систему $TN S$ (рис. 7.4), в которой нулевой и защитный проводники работают отдельно во всей системе распределения электроэнергии, и систему $TN C S$ (рис. 7.5), в которой на головном участке нулевой рабочий и нулевой защитный проводники совмещены, а на вводе в электроустановку отдельный нулевой защитный проводник соединяется с нулевым рабочим проводником.

Система $TN-C$ проста и экономична, поэтому она получила широкое распространение в электрических сетях напряжением 380 В. Однако при обрыве нулевого проводника PEN она не обеспечивает

условия электробезопасности (напряжение на корпусе электроприемника при пробое изоляции фазы на корпус превышает допустимое значение, или нельзя обеспечить отключение поврежденного электроприемника за требуемое время). По нулевому проводнику PEN постоянно протекают рабочие токи, которые, оказывая тепловое воздействие на соединительные контакты, увеличивают сопротивление в месте контакта и могут привести к потере электрического контакта. При обрыве нулевого проводника в системе $TN-C$ части электроприемников, соединенных с нулевым проводником и расположенные за местом обрыва, окажутся под фазным напряжением.

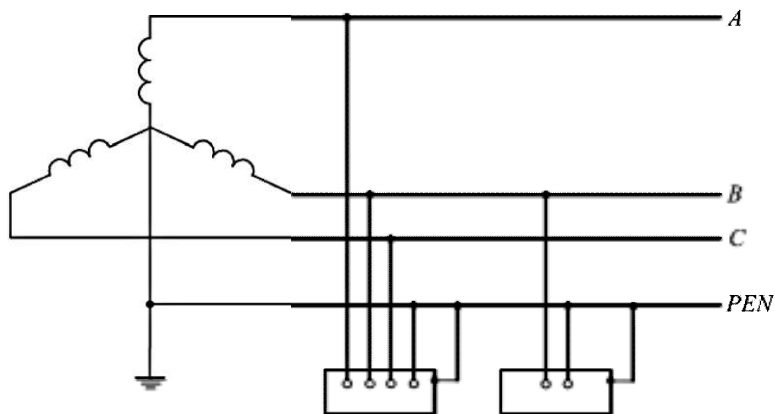


Рис. 7.3. Схема системы $TN-C$

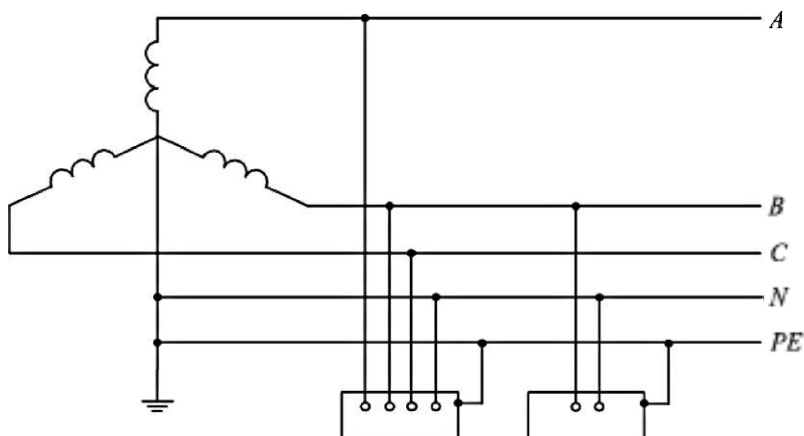


Рис. 7.4. Схема системы $TN-S$

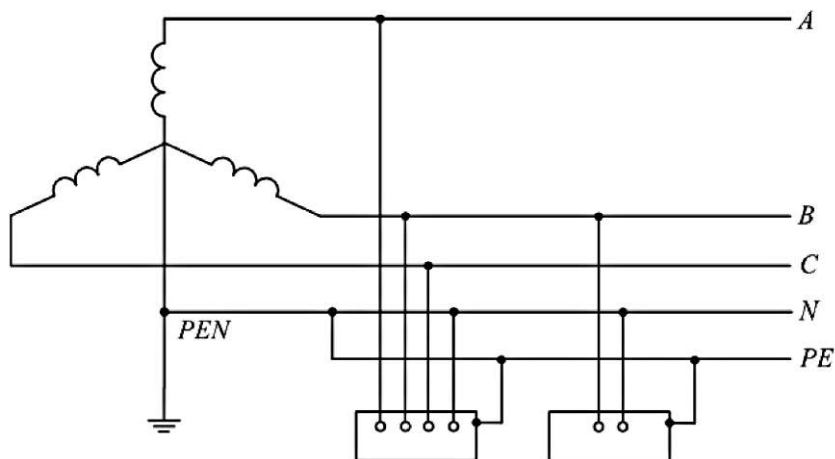


Рис. 7.5. Схема системы $TN-C-S$

В системе $TN-S$ по нулевому защитному проводнику протекает только небольшой ток утечки электрооборудования, который существенно меньше рабочего тока, протекающего по нулевому проводнику PEN . Наличие в системе $TN-S$ двух нулевых проводников (рабочий и защитный) приводит к усложнению и удорожанию сети: в распределительной электрической сети необходимо использовать пятипроводные воздушные и кабельные линии, т.е. на один проводник больше, чем при любой другой системе. Поэтому в России такая система будет, скорее всего, иметь ограниченное применение по причине существенного удорожания распределительных электрических сетей.

Система $TN-C-S$ является сочетанием систем $TN-S$ и $TN-C$ и обеспечивает более высокую электробезопасность, чем $TN-C$, и требует существенно меньших затрат, чем $TN-S$.

Система TT (рис. 7.6), в которой части электроустановок и электроприемников, в нормальном режиме не находящиеся под напряжением заземлены, но электрически не соединены с нулевым рабочим проводником, широко применяется за рубежом. В России использовать систему заземления TT допускается только в случае невозможности обеспечения требований электробезопасности в системах TN [3.13].

Достоинства системы заземления нейтрали типа TN – это:

- возможность подключения как однофазных, так и трехфазных электроприемников;
- быстрое отключение повреждений, связанных с соединением токоведущих элементов с землей.

Недостатки заключаются в том, что:

- замыкание фазы на землю является однофазным коротким замыканием с достаточно большим током, что требует быстрого от-

ключения поврежденного элемента и, как следствие, удорожания релейной защиты;

– поскольку однофазные короткие замыкания – это преобладающий вид повреждений в электрических сетях, то относительно часто вся нагрузка поврежденной фазы будет отключаться;

– несрабатывание устройств защиты (или срабатывание с большой выдержкой времени) при замыкании фазы на землю может привести к механическому или тепловому разрушению и пожару;

– прикосновение человека к фазному проводу опасно для жизни;

– при частичном повреждении фазной изоляции появляющиеся токи утечки (через изоляцию) могут привести к пожару;

– при замыкании нулевого рабочего и фазного провода с последующим обрывом нулевого провода напряжение фазы относительно земли может достигать линейного напряжения.

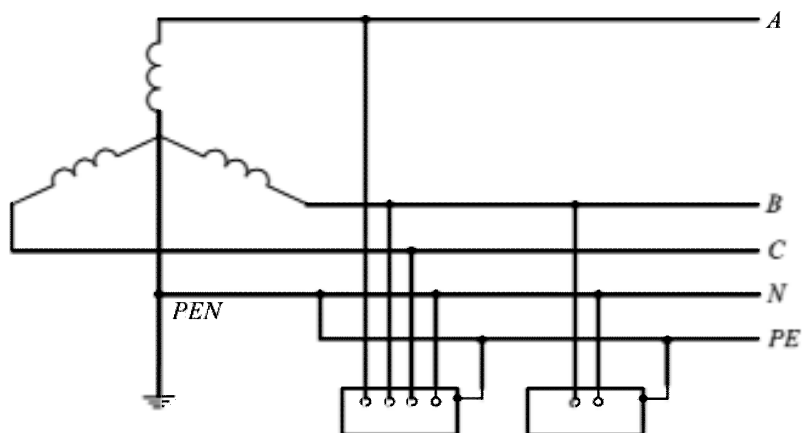


Рис. 7.6. Схема системы *TT*

Для уменьшения опасности поражения человека электрическим током и вероятности возникновения пожара при системе заземления TN применяют различные мероприятия, которые описаны, например, в [3.4, 3.19].

7.2. Изолированная нейтраль

Трехпроводные электрические сети с изолированной нейтралью применяются в случае небольших значений емкостных токов (непротяженные сети) для электроснабжения потребителей, не допускающих перерыва в электроснабжении (предприятия по транспорту и переработке нефти и газа, предприятия химической промышленности), и потребителей с повышенными требованиями к

электробезопасности (шахты, рудники, торфоразработки, горные карьеры, передвижные электроустановки), а также в помещениях с повышенной опасностью поражения людей электрическим током.

Напряжение и токи в трехпроводных сетях с изолированной нейтралью в нормальных режимах и режимах замыкания фазы на землю определяются по выражениям, аналогичным для сетей среднего напряжения (см. подраздел 5.1), с учетом небольшого отличия: в сетях до 1000 В небольшой протяженности емкостной проводимостью фаз пренебрегают по сравнению с активной проводимостью изоляции фаз.

При металлическом замыкании одной из фаз на землю ток в месте замыкания, в соответствии с выражением (5.17), в котором емкости фаз заменяются сопротивлениями изоляции фаз $R_{\text{изол}}$, будет равен:

$$I_3^{(1)} = \frac{3 \cdot U_{\phi}}{R_{\text{изол}}}. \quad (7.3)$$

При прикосновении человека к токоведущим частям (равносильно замыканию фазы на землю через переходное сопротивление $R_{\text{чел}} = 1000 \text{ Ом}$) ток через тело человека в соответствии с выражением (6.17) составит:

$$I_3^{(1)} = \frac{3 \cdot U_{\phi}}{R_{\text{изол}} + 3 \cdot R_{\text{чел}}}. \quad (7.4)$$

При фазном напряжении 220 В (линейное 380 В) и сопротивлении изоляции фаз порядка 100 кОм ток в месте замыкания при металлическом замыкании фазы на землю в соответствии с выражением (7.3) составит 6,6 мА, а при прикосновении человека к токоведущим частям (сопротивление тела человека составляет около 1000 Ом) ток через тело человека в соответствии с выражением (7.4) составит 6,4 мА, что находится на грани безопасных величин. Поэтому прикосновение человека к фазному проводу в сетях до 1000 В с изолированной нейтралью относительно безопасно.

В случае неисправной изоляции фаз (сопротивление изоляции фаз снижено) при прикосновении человека к фазному проводу ток, протекающий через его тело, в соответствии с выражением (7.4) может существенно превосходить смертельно опасные значения.

Прикосновение человека к неповрежденной фазе в режиме замыкания на землю (равносильно двойному замыканию) представляет большую опасность, так как ток, протекающий через тело человека, достигает нескольких сотен миллиампер. В этом режиме сопротивление изоляции существенно меньше сопротивления тела человека, а напряжение неповрежденных фаз увеличивается до значения линейного напряжения. Поэтому в сетях до 1000 В с изолированной нейтралью обязательно применяют защитное отключение питания и осуществляют автоматический контроль за состоянием фазной изоляции.

Для обеспечения электробезопасности человека металлические части электроустановок заземляются через нулевой защитный проводник с помощью собственного заземляющего устройства.

На рисунке 7.7 приведена схема трехфазной трехпроводной сети с изолированной нейтралью – система IT.

Таким образом, в сетях до 1000 В с изолированной нейтралью при первом замыкании на землю не нарушается технологический цикл электроприемников и предотвращается в нормальных режимах возможность поражения электрическим током работающего персонала. В таких сетях обязательно предусматривают контроль фазной изоляции или автоматическое отключение поврежденных участков.

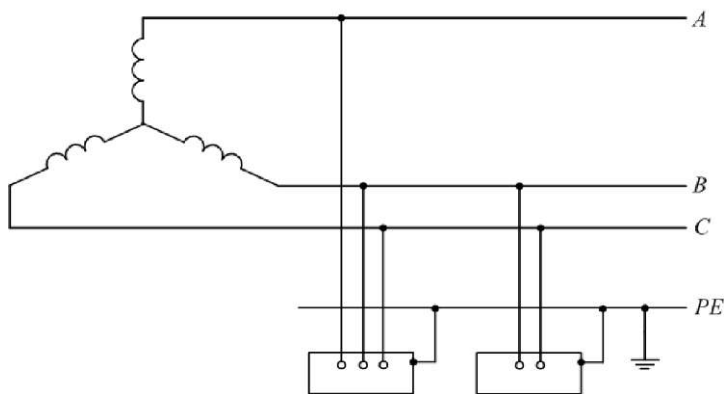


Рис. 7.7. Схема системы IT

В разветвленных и протяженных сетях токи замыкания на землю возрастают. Кроме того, в таких сетях дефекты изоляции выявить сложно ввиду трудностей в контроле уровня изоляции. Поэтому в городских и сельских сетях режим изолированной нейтрали не применяется.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение режима глухозаземленной нейтрали.
2. Какие функции выполняет нулевой рабочий проводник в сетях низкого напряжения с глухозаземленной нейтралью?
3. Какие функции выполняет нулевой защитный проводник в сетях низкого напряжения с глухозаземленной нейтралью?
4. Каковы основные преимущества и недостатки режима глухозаземленной нейтрали в сетях низкого напряжения?

5. Перечислите основные преимущества и недостатки различных систем глухозаземленной нейтрали в сетях низкого напряжения.

6. К каким последствиям может привести обрыв нулевого провода в сетях низкого напряжения с глухозаземленной нейтралью?

7. Каковы основные преимущества и недостатки режима изолированной нейтрали в сетях низкого напряжения?

8. Назовите области применения режимов глухозаземленной и изолированной нейтрали в сетях низкого напряжения.

ЧАСТЬ IV

СХЕМЫ ГОРОДСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Как правило, под городскими* распределительными сетями подразумевают сети напряжением 6–20 кВ и 380 В от источников питания (подстанций электроэнергетических систем, подстанций глубокого ввода или теплоэлектростанций) до вводов в здания, предназначенные для питания бытовых потребителей, объектов жилищно-коммунального хозяйства, офисных, общественных и административных зданий, городского электрифицированного транспорта и небольших по мощности промышленных потребителей, т.е. городские распределительные сети включают в себя и питающие сети 6–20 кВ. В учебнике рассматриваются только городские распределительные электрические сети в таком понимании.

Схемы распределительных сетей 6–20 кВ и 380 В в значительной степени влияют друг на друга: очень часто применение определенного типа схемы на напряжении 6–20 кВ однозначно определяет тип схемы на напряжении 380 В, и наоборот. В то же время схемы таких сетей могут рассматриваться независимо от электроснабжающих сетей и внутренних сетей зданий. Поэтому схемы электрических сетей 6–20 кВ и 380 В рассматриваются всегда совместно.

* Под городскими электрическими сетями подразумеваются и сети поселков городского типа.

Глава 8

ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СХЕМ ГОРОДСКИХ СЕТЕЙ

8.1. Требования, предъявляемые к схемам городских сетей

К схемам городских электрических сетей предъявляют и общие требования как к элементу энергосистемы, и специфические. К общим требованиям относятся [4, 10]:

1. Обеспечение требуемой ПУЭ [4.4] надежности электроснабжения в зависимости от категории электроприемников. Требуемый уровень надежности должен обеспечиваться на всем пути: от источника питания до ввода к потребителю.

2. Обеспечение потребителей качественной электроэнергией в соответствии с требованиями ГОСТ 13109-97.

3. Экономическая целесообразность сооружения и эксплуатации электрической сети, соответствующая минимизации дисконтированных затрат (капиталовложений, издержек эксплуатации и издержек на возмещение потерь электроэнергии) за расчетный период, при выполнении первого и второго требований. Например, стремление к сохранению электроснабжения всех потребителей в независимости от категории его электроприемников при повреждении любого элемента сети требует неоправданного резервирования и дублирования всех элементов и, как следствие, приводит к существенному увеличению капиталовложений в сеть. При этом необходимо стремиться, чтобы в нормальном режиме все элементы сети были максимально загружены с учетом их пропускной способности. Применение резервных элементов, не несущих нагрузки в нормальном режиме (холодный резерв), должно быть обосновано технико-экономическим расчетом.

4. Оперативная гибкость схемы сети, т.е. ее приспособленность к различным режимам работы: нормальным, аварийным, послеаварийным и ремонтным.

5. Возможность развития, как отдельных участков электрической сети, так и всей сети в целом по мере роста электрических нагрузок потребителей без ее коренного переустройства.

6. Обеспечение требований электробезопасности как для обслуживающего персонала, так и для людей и животных.

Специфические требования к схемам городских сетей:

1. Эстетичность и экологичность сетевых сооружений, т.е. должны учитываться архитектурно-градостроительные и санитарно-

гигиенические требования, в результате выполнения которых сетевые сооружения вписываются в архитектурный облик города.

2. Минимизация количества используемого электрооборудования.

3. Обеспечение возможности применения унифицированного, компактного и комплектного электрооборудования.

4. Возможность построения релейной защиты и автоматики надежно локализующей поврежденные элементы без участия оперативного персонала.

Три последних требования обусловлены массовостью сетевых сооружений, линий электропередачи, электрооборудования, ограниченностью свободной городской территории под электросетевые объекты или ее очень высокой стоимостью, особенно в центральных районах, а также широкими возможностями применения различных средств связи (телемеханики) и автотранспорта.

Решающим фактором при выборе схем построения городских электрических сетей является надежность электроснабжения. Поэтому рассмотрим требования обеспечения уровня надежности электроснабжения потребителей более подробно.

8.2. Надежность электроснабжения

Требования к надежности электроснабжения установлены ПУЭ* [4.4], согласно которому электроприемники подразделяются на три категории.

Требования к надежности электроснабжения электроприемника следует относить к ближайшему вводному устройству, к которому электроприемник подключен через коммутационный аппарат.

Электроприемники первой категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения. Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

Электроприемники второй категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоот-

* Раздел ПУЭ 7-го издания (2003 г.) [4.4], устанавливающий требования к надежности электроснабжения, претерпел существенные изменения по сравнению с предыдущими изданиями. Как правило, в существующей литературе приводятся уже не действующие требования к надежности электроснабжения и описанию различных категорий электроприемников.

пуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники третьей категории – все остальные электроприемники, не подпадающие под определения первой и второй категорий.

При оценке надежности электроснабжения коммунально-бытовых потребителей к соответствующей категории следует, как правило, относить отдельные электроприемники. Допускается категорирование надежности электроснабжения для группы электроприемников – совокупности электроприемников, характеризующейся одинаковыми требованиями к надежности электроснабжения: например, электроприемники операционных, родильных отделений и др. В отдельных случаях в качестве группы электроприемников могут рассматриваться потребители в целом: например, водопроводная насосная станция, здание и др.

Как правило, в городских электрических сетях нет потребителей, в своем составе имеющих электроприемники, относящиеся согласно ПУЭ [4.4] к особой группе первой категории.

К электроприемникам первой категории, мощность которых составляет около 10–15% суммарной мощности всех городских потребителей [4.3], относятся [4.1]:

а) электроприемники операционных и родильных блоков, отделений анестезиологии, реанимации и интенсивной терапии, кабинетов лапароскопии, бронхоскопии и ангиографии; противопожарных устройств и охранной сигнализации, эвакуационного освещения и больничных лифтов;

б) котельные, являющиеся единственным источником тепла системы теплоснабжения, обеспечивающие потребителей первой категории, не имеющих индивидуальных резервных источников тепла;

в) электродвигатели сетевых и подпиточных насосов котельных второй категории с водогрейными котлами единичной производительностью более 10 Гкал/ч;

г) электродвигатели подкачивающих и смесительных насосов в насосных, дренажных насосов дюкеров тепловых сетей;

д) объединенные хозяйственно-питьевые и производственные водопроводы в городах с числом жителей более 50 тыс. чел.: насосные станции, подающие воду непосредственно в сеть противопожарного и объединенного противопожарного водопровода; канализационные насосные станции, не допускающие перерыва или снижения подачи сточных вод, очистные сооружения канализации, не допускающие перерыва в работе;

е) электроприемники противопожарных устройств (пожарные насосы, системы подпора воздуха, дымоудаления, пожарной сигнализации и оповещения о пожаре), лифты, эвакуационное и

аварийное освещение, огни светового ограждения в жилых зданиях и общежитиях высотой 17 этажей и более;

ж) электроприемники противопожарных устройств, лифты, охранная сигнализация общественных зданий и гостиниц высотой 17 этажей и более, гостиниц, домов отдыха, пансионатов и турбаз более чем на 1000 мест, учреждений с количеством работающих более 2000 чел. независимо от этажности, учреждений финансирования, кредитования и государственного страхования федеративного подчинения, библиотек, книжных палат и архивов на 1000 тыс. ед. хранения и более;

з) музеи и выставки федеративного значения;

и) электроприемники противопожарных устройств и охранной сигнализации музеев и выставок республиканского, краевого и областного значения;

к) электроприемники противопожарных устройств общеобразовательных школ, профессионально-технических училищ, средних специальных и высших учебных заведений при количестве учащихся более 1000 чел.;

л) электроприемники противопожарных устройств, эвакуационное и аварийное освещение крытых зрелищных и спортивных предприятий общей вместимостью 800 мест и более, детских театров, дворцов и домов пионеров со зрительными залами любой вместимости;

м) электроприемники противопожарных устройств и охранной сигнализации универсамов, торговых центров и магазинов с торговой площадью более 2000 м², а также столовых, кафе и ресторанов с числом посадочных мест свыше 500;

н) тяговые подстанции городского электротранспорта;

о) ЭВМ вычислительных центров, решающих комплекс народнохозяйственных проблем и задачи управления отдельными отраслями, а также обслуживающих технологические процессы, основные электроприемники которых относятся к первой категории;

п) центральные диспетчерские пункты городских электрических сетей, тепловых сетей, сетей газоснабжения, водопроводно-канализационного хозяйства и сетей наружного освещения;

р) пункты централизованной охраны (ПЦО);

с) центральные тепловые пункты (ЦТП), обслуживающие здания высотой 17 этажей и более, все ЦТП в зонах с зимней расчетной температурой -40°C и ниже;

г) городской ЦП (РП) с суммарной нагрузкой более 10000 кВ·А.

Все прочие электроприемники потребителей, перечисленных в подпунктах а), в), г), е), ж), и), к), л), м), относятся ко второй категории.

К электроприемникам второй категории, мощность которых составляет около 50–60% суммарной мощности всех городских потребителей [4.3], относятся [4.1]:

- а) жилые дома с электроплитами за исключением 1–8-квартирных домов;
- б) жилые дома высотой 6 этажей и выше с газовыми плитами или плитами на твердом топливе;
- в) общежития вместимостью 50 чел. и более;
- г) здания учреждений высотой до 16 этажей с количеством работающих от 50 до 2000 чел.;
- д) детские учреждения;
- е) медицинские учреждения, аптеки;
- ж) крытые зрелищные и спортивные предприятия с количеством мест в зале от 300 до 800;
- з) открытые спортивные сооружения с искусственным освещением с количеством мест 5000 и более или при наличии 20 рядов и более;
- и) предприятия общественного питания с количеством посадочных мест от 100 до 500;
- к) магазины с торговой площадью от 250 до 2000 м²;
- л) предприятия по обслуживанию городского транспорта;
- м) бани с числом мест свыше 100;
- н) комбинаты бытового обслуживания, хозяйственные блоки и ателье с количеством рабочих мест более 50, салоны-парикмахерские с количеством рабочих мест свыше 15;
- о) химчистки и прачечные (производительностью 500 кг белья и более в смену);
- п) объединенные хозяйственно-питьевые и производственные водопроводы городов и поселков с числом жителей от 5 до 50 тыс. чел. включительно; канализационные насосные станции и очистные сооружения канализаций, допускающие перерывы в работе, вызванные нарушениями электроснабжения, которые могут устраняться путем оперативных переключений в электрической сети;
- р) учебные заведения с количеством учащихся от 200 до 1000 чел.;
- с) музеи и выставки местного значения;
- т) гостиницы высотой до 16 этажей с количеством мест от 200 до 1000;
- у) библиотеки, книжные палаты и архивы с фондом от 100 тыс. до 1000 тыс. ед. хранения;
- ф) ЭВМ вычислительных центров, отделов и лабораторий, кроме электроприемников первой категории, указанных в п. о);
- х) электроприемники установок тепловых сетей: запорной арматуры при телеуправлении, подкачивающих смесителей, циркуляционных насосных систем отопления и вентиляции, насосов для зарядки и разрядки баков аккумуляторов, баков аккумуляторов для подпитки тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения, подпиточных насосов в узлах рассечки, тепловых пунктов, кроме электроприемников первой категории, указанных в п. с);

ц) диспетчерские пункты жилых районов и микрорайонов, районов электрических сетей;

ч) осветительные установки городских транспортных и пешеходных тоннелей, осветительные установки улиц, дорог и площадей категории «А» в столицах республик, в городах-героях, портовых и крупнейших городах;

ш) городские ЦП (РП) и ТП с суммарной нагрузкой от 400 до 10000 кВ·А при отсутствии электроприемников, относящихся к первой категории.

Категорирование электроприемников уникальных зданий и сооружений (крупнейшие театры, цирки, концертные залы, дворцы спорта и др.), зданий центральных правительственных учреждений, а также требования к надежности их электроснабжения допускается определять по местным условиям.

Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания. Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

Под независимым источником питания понимается источник питания, на котором сохраняется напряжение в послеаварийном режиме в регламентированных пределах 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 следующих двух условий:

1) каждая из секций или систем шин, в свою очередь, имеет питание от независимого источника питания;

2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин.

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников первой категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), предназначенные для этих целей агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т.п.

Для электроприемников ряда медицинских помещений, например, операционных, реанимационных (интенсивная терапия), палат для недоношенных детей, может потребоваться третий незави-

симый источник. Необходимость третьего независимого источника определяется заданием на проектирование в зависимости от типа применяемого медицинского оборудования.

Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания*. Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Для электроприемников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают суток.

При построении сети требования к надежности электроснабжения отдельных электроприемников более высокой категории недопустимо распространять на все остальные электроприемники.

Построение городской электрической сети по условиям обеспечения необходимой надежности электроснабжения потребителей, как правило, выполняется применительно к основной массе электроприемников рассматриваемого района города. При наличии отдельных электроприемников более высокой категории или особой группы первой категории этот принцип построения сетей дополняется необходимыми мерами по созданию требуемой надежности электроснабжения данных электроприемников.

8.3. Коммутационные и защищающие электрические аппараты

Для оценки работы схем сетей в различных режимах и обеспечения требуемого уровня надежности электроснабжения потребителей кратко рассмотрим назначение основных электрических аппаратов, применяемых для осуществления коммутаций в городских распределительных электрических сетях и защиты их элементов от токов коротких замыканий и токов перегрузки. К таким электрическим аппаратам в городских сетях выше 1000 В относятся выключатели, выключатели нагрузки, разъединители и предохранители; в сетях до 1000 В – автоматические выключатели (автоматы), контакторы, рубильники и предохранители.

Выключатель (рис. 8.1) – электрический аппарат, предназначенный для ручных (оперативных) и автоматических коммутаций

* В предыдущем издании ПУЭ, действовавших до 2003 г., допускалось питание электроприемников второй категории от одного источника питания. Поэтому в существующей литературе область применения некоторых схем отличается от приводимой в настоящем учебнике.

(включений и отключений) всех токов цепи: токов холостого хода, токов нагрузки (рабочих токов) и токов короткого замыкания. Возможность коммутации токов короткого замыкания обеспечивается наличием мощного дугогасящего устройства.

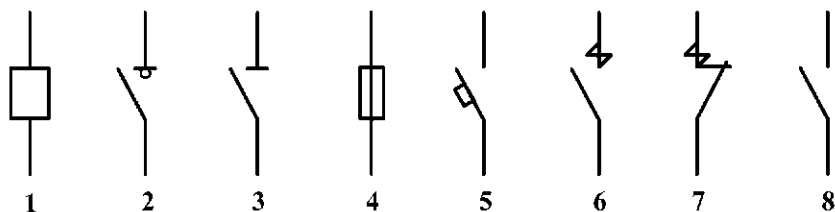


Рис. 8.1. Условные графические обозначения коммутационных и защищающих электрических аппаратов:

- 1 – выключатель, 2 – выключатель нагрузки, 3 – разъединитель,
4 – предохранитель, 5 – автоматический выключатель,
6 – контактор замыкающий, 7 – контактор размыкающий, 8 – рубильник

Выключатель нагрузки (рис. 8.1) – электрический аппарат, предназначенный для коммутаций токов холостого хода и токов нагрузки, отличающийся от выключателя относительно слабым дугогасящим устройством.

Разъединитель (рис. 8.1) – электрический аппарат, предназначенный для ручных коммутаций элементов цепи при отсутствии тока, т.е. разъединитель предназначен для обеспечения видимого разрыва в электрической цепи. Ввиду отсутствия дугогасящего устройства разъединителем нельзя коммутировать ни токи нагрузки, ни токи короткого замыкания. Разъединителем допускается коммутировать небольшие токи холостого хода силовых трансформаторов (как правило, при высшем напряжении 10 кВ мощностью не более 400 кВА).

Предохранитель (рис. 8.1) – электрический аппарат, предназначенный для защиты электрооборудования и элементов электрических сетей от токов короткого замыкания и токов перегрузки. При наступлении недопустимой перегрузки или короткого замыкания перегорает плавкая вставка предохранителя и возникшая при этом дуга гаснет в дугогасящем устройстве. После этого необходимо заменить испортившуюся плавкую вставку или целиком весь предохранитель. Быстрота срабатывания предохранителя определяется его времятоковой или защитной характеристикой – зависимостью времени плавления плавкой вставки предохранителя ($t_{\text{сп}}$) от величины протекающего через него тока ($I_{\text{пр}}$). На рисунке 8.2 (сплошная линия) приведена обобщенная типовая времятоковая характеристика, на которой по оси абсцисс указана кратность протекающего через предохранитель тока – отношение протекающего тока к номинальному току плавкой вставки. Как следует из ри-

сунка, чем больше протекающий через предохранитель ток, тем быстрее сплавится его плавкая вставка, и чем больше номинальный ток плавкой вставки, тем больше время ее плавления при одном и том же значении протекающего через предохранитель тока. На основании длительной эксплуатации установлено, что фактическое время перегорания плавкой вставки может отличаться от среднего времени, полученного по его времятоковой характеристике, не более чем на $\pm 50\%$. Зона разброса времятоковой характеристики показана на рисунке 8.2 пунктирными линиями. Это обстоятельство затрудняет обеспечение селективной работы предохранителей.

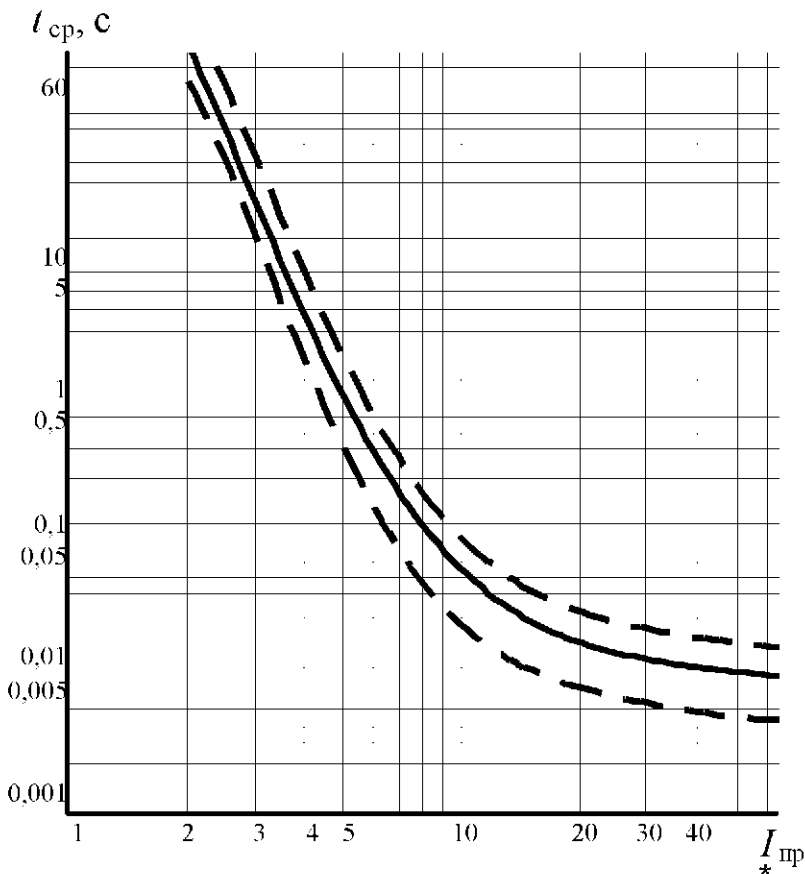


Рис. 8.2. Типовая времятоковая (защитная) характеристика предохранителей

В электрических сетях до 1000 В широко применяются предохранители ПН-2 (предохранители с наполнителем) с номинальным

током плавкой вставки от 30 до 800 А, а выше 1 кВ – предохранители ПК (заполненные кварцевым песком) с номинальным током плавкой вставки от 2 до 400 А.

Комбинация «выключатель нагрузки–предохранитель» защищает цепь от токов короткого замыкания и токов перегрузки, позволяет осуществлять коммутации токов холостого хода и токов нагрузки и обеспечивает видимый разрыв в цепи.

Автоматический выключатель (рис. 8.1) – электрический аппарат, предназначенный для ручных и автоматических коммутаций всех токов цепи. Автоматические выключатели снабжены расцепителями, которые срабатывают при возникновении аварийных режимов и механически воздействуют на удерживающий элемент аппарата. Возможность коммутации токов короткого замыкания обеспечивается наличием мощного дугогасящего устройства.

Контактор (рис. 8.1) – это двухпозиционный коммутационный аппарат с самовозвратом, предназначенный для частых коммутаций токов, не превышающих токов перегрузки и приводимый в действие приводом. Контакторы не имеют устройств, реагирующих на перегрузку или короткое замыкание. В электроустановках широко распространены электромагнитные контакторы. Включение и удержание во включенном положении контакторной системы в них осуществляется электромагнитом. При значительном снижении напряжения в сети контактор автоматически отключается, при восстановлении напряжения контактор автоматически включается.

Рубильник (рис. 8.1) – электрический аппарат, предназначенный для ручных коммутаций токов, не превышающих половины номинального тока рубильника за счет наличия дугогасящего устройства. Рубильники без дугогасящих устройств не предназначены для коммутаций токов нагрузки.

Контрольные вопросы

1. Перечислите требования, предъявляемые к схемам городских электрических сетей.
2. Какие электроприемники относятся к первой категории? Приведите примеры.
3. Какие электроприемники относятся ко второй категории? Приведите примеры.
4. Какие электроприемники относятся к третьей категории? Приведите примеры.
5. Что понимают под независимым источником питания?
6. Какие требования предъявляют к надежности электроснабжения электроприемников первой категории?
7. Какие требования предъявляют к надежности электроснабжения электроприемников второй категории?

8. Какие требования предъявляют к надежности электроснабжения электроприемников первой категории?
9. Какие функции в электрических сетях выполняет выключатель?
10. Какие функции в электрических сетях выполняет выключатель нагрузки?
11. Какие функции в электрических сетях выполняет разъединитель?
12. Какие функции в электрических сетях выполняет предохранитель?
13. Какие функции в электрических сетях выполняет автоматический выключатель?
14. Какие функции в электрических сетях выполняет контактор?
15. Какие функции в электрических сетях выполняет рубильник?
16. Что затрудняет обеспечение селективной работы предохранителей?

Глава 9 СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

9.1. Радиально-магистральная нерезервированная схема сети

В этой схеме сети (рис. 9.1) все линии 6–20 кВ и 380 В и трансформаторы 6–20/0,4 кВ не резервированы. Каждая трансформаторная подстанция питает только «своих» потребителей, и по сети 380 В трансформаторные подстанции между собой никак не связаны. В нормальном режиме работы все электрические аппараты находятся в замкнутом состоянии. При повреждении любого элемента сети прекращается электроснабжение соответствующих групп потребителей на время отыскания поврежденного элемента, его ремонта или замены и дальнейшего ввода в работу.

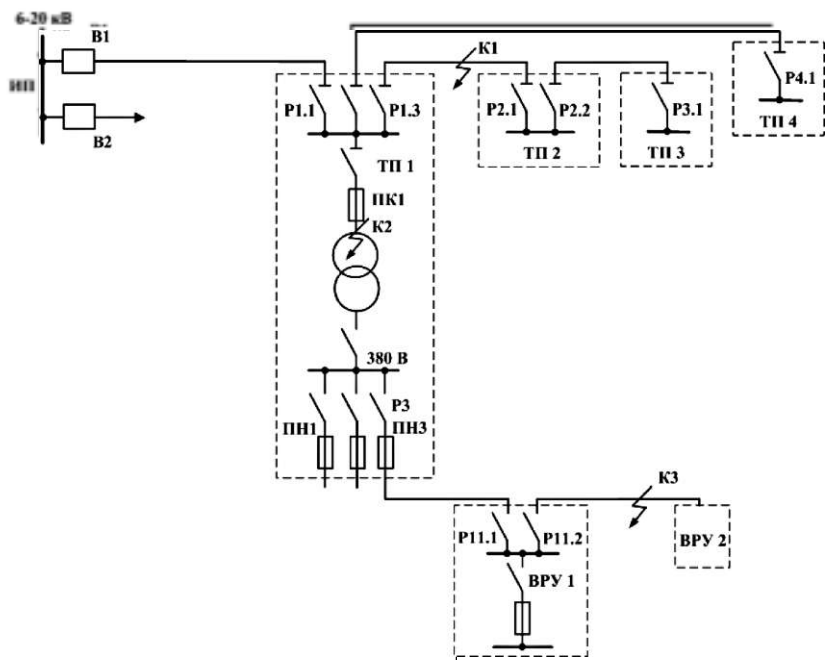


Рис. 9.1. Принципиальная схема радиально-магистральной нерезервированной сети:

ИП – источник питания; ТП – трансформаторная подстанция;
ВРУ – вводное распределительное устройство

Рассмотрим режим работы сети при коротких замыканиях в различных точках сети (точки К1, К2, К3). При коротком замыкании в точке К1 (в линии 6–20 кВ) автоматически сработает выключатель В1 на головном участке линии в распределительном устройстве источника питания, что приведет к прекращению электроснабжения всех потребителей, получающих питание по данной линии (потребители ТП1–ТП4). После этого оперативный персонал определяет место повреждения, локализует его, отключая линейные разъединители Р1.3 и Р2.1 в ТП1 и ТП2 с двух сторон поврежденного участка, и включает выключатель В1. Одновременно с этим начинаются ремонтные работы или работы по замене поврежденной линии. Перерыв в электроснабжении потребителей, получающих питание от трансформаторных подстанций (ТП1 и ТП4), расположенных к источнику питания ближе, чем поврежденный участок, будет определяться временем отыскания поврежденного участка и последующих оперативных переключений.

Для снижения перерывов в электроснабжении потребителей и повышения оперативной гибкости схемы сети магистральную электрическую сеть, выполненную воздушными линиями электропередачи, секционируют на отдельные участки с помощью выключателей. Например, установка выключателя на участке ТП1–ТП2 позволит не прекращать электроснабжение потребителей ТП1 и ТП4 при авариях на участках ТП1–ТП2 и ТП2–ТП3. В результате существенно увеличится надежность электроснабжения потребителей отдельных участков по мере приближения к источнику питания. Для автоматизации работы данные выключатели снабжаются «интеллектуальным устройством», работающим по программно установленному алгоритму. Такой комплекс называют «пункт секционирования столбовой», или «реклоузер».

При коротком замыкании в точке К2 (в трансформаторе или его выводах) должен сработать предохранитель ПК1, и электроснабжение потребителей ТП1 будет прекращено.

При коротком замыкании в точке К3 (в линии 380 В) должен сработать предохранитель на головном участке поврежденной линии ПН3, и электроснабжение потребителей, получающих питание по данной линии, будет прекращено (ВРУ1 и ВРУ2). После этого оперативный персонал определяет место повреждения, локализует его, отключая рубильник Р11.2 в ВРУ1, и меняет сгоревшую плавкую ставку в ПН3. Одновременно с этим начинаются ремонтные работы или работы по замене поврежденной линии. Перерыв в электроснабжении потребителей (ВРУ1), расположенных к источнику питания ближе, чем поврежденный участок, будет определяться временем определения поврежденного участка и последующих оперативных переключений.

В данной схеме выбор параметров элементов сети (сечения линий и мощности трансформаторов) осуществляется только по

нагрузкам нормального режима работы с учетом допустимых систематических перегрузок в режиме наибольших нагрузок. Это обеспечивает максимально возможную загрузку оборудования. Полное отсутствие резервирования элементов сети и их максимально возможная загрузка характеризуют данную сеть по уровню капиталовложений как самую дешвую.

Оценим возможность применения данной схемы сети для электроснабжения потребителей. Определение места повреждения и ремонт элементов воздушной линии можно осуществить за время, не превышающее сутки. В случае кабельных линий с учетом промерзания грунта за сутки не всегда можно осуществить ремонт. Поврежденный трансформатор 6–20/0,4 кВ можно заменить за сутки при наличии централизованного складского резерва трансформаторов. Таким образом, в соответствии с ПУЭ [4.4] данную схему можно использовать только для электроснабжения потребителей третьей категории надежности при выполнении линий электропередачи в воздушном исполнении и наличии централизованного резерва трансформаторов. Как правило, она используется для электроснабжения районов с малой плотностью нагрузки (порядка 1 МВт/км²) в виде дачных поселков, деревень и небольших поселков городского типа.

9.2. Петлевая неавтоматизированная схема сети

Рассмотрим вклад повреждений различных элементов радиально-магистральной нерезервированной сети в суммарный недоотпуск электроэнергии потребителям. По статистике, доля недоотпуска электроэнергии при отказе выключателя на головном участке линии 6–20 кВ или секции шин источника питания составляет около 38% от суммарного недоотпуска электроэнергии потребителям. Повреждение линий 6–20 кВ вносит вклад около 60% (при воздушном исполнении с неизолированными проводами), трансформаторов 6–20/0,4 кВ – около 1,6%, линий 380 В – около 0,4% [4.10].

Наиболее часто повреждаются линии 6–20 кВ, и их повреждения вызывают прекращение электроснабжения большого числа потребителей [4.2]. Выключатели и секции шин источника питания повреждаются очень редко, но их отказ приводит к прекращению электроснабжения большого числа потребителей на длительное время. Поэтому их отказ вносит достаточно большой вклад в суммарный недоотпуск электроэнергии. Повреждения трансформаторов 6–20/0,4 кВ и линий 380 В относительно редки, и выход из строя этих элементов, особенно линий 380 В, связан с прекращением электроснабжения меньшего числа потребителей. Поэтому для повышения надежности электроснабжения потребителей и уменьшения величины недоотпуска электроэнергии при минимальном увеличении капиталовложений

в сеть необходимо основное внимание в первую очередь уделять резервированию линий 6–20 кВ.

Такой подход реализован в неавтоматизированных петлевых сетях (рис. 9.2), где каждая трансформаторная подстанция получает питание от двух источников питания по двум линиям.

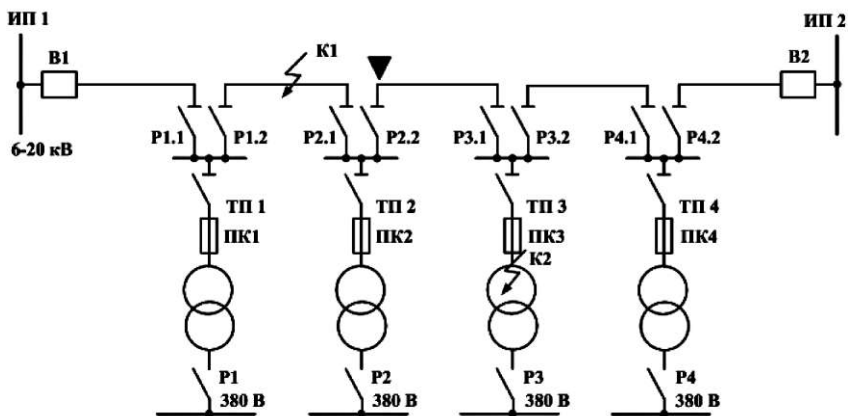


Рис. 9.2. Принципиальная схема петлевой неавтоматизированной сети 6–20 кВ

По структуре, как следует из рисунка 9.2, петлевая сеть напоминает либо кольцевую сеть, если ИП 1 и ИП 2 – это разные секции одного источника питания, либо сеть с двухсторонним питанием, если ИП 1 и ИП 2 – это разные, территориально разнесенные источники питания. Однако в нормальном режиме работы петлевая сеть всегда разомкнута в одной из точек (трансформаторной подстанции) по следующим причинам [4.10]:

1. При разных уровнях или фазах рабочего напряжения на шинах ИП 1 и ИП 2 по сети будут протекать уравнивающие токи, что приведет к росту потерь мощности и электроэнергии. При относительно коротких линиях петлевой сети величина уравнивающего тока достигает величины рабочих токов, а в некоторых случаях может в 2–3 раза их превышать, что приводит к недопустимой перегрузке линий сети.

2. При замкнутом режиме работы сети, по сравнению с разомкнутым режимом, увеличивается уровень токов короткого замыкания в сети, что приводит к ужесточению требований к электрооборудованию по условию обеспечения его электродинамической и термической стойкости и в итоге приводит к его удорожанию.

3. При замкнутом режиме работы сети, по сравнению с разомкнутым режимом, короткое замыкание или повреждение на любом участке сети приведут к срабатыванию обоих выключателей на головных участках сети (В1 и В2 на рисунке 9.2), в результате чего электроснабжение всех потребителей данной сети будет прекращено.

Исходя из этого петлевая сеть представляет собой замкнутую сеть, которая эксплуатируется в разомкнутом режиме.

Для уменьшения суммарных потерь мощности и электроэнергии в сети размыкание петлевой сети производят в точке потокограда экономического потокораспределения (определяется не по полным сопротивлениям участков сети, а только с учетом активных сопротивлений) со стороны линии с меньшим потоком мощности (на рисунке 9.2 это ТП2 и линия между ТП2 и ТП3)*.

При необходимости оперативных переключений и переноса точки размыкания петлевой сети, например, в ТП3 с размыканием линии ТП3–ТП4, необходимо вначале отключить В2, затем разомкнуть разъединитель Р3.2 в новой точке размыкания сети, после чего включить В2. После этого необходимо выключить В1, замкнуть Р2.2 в старой точке размыкания сети, затем В1. Такая последовательность коммутаций позволяет избежать появления уравнивающих токов в петлевой сети и учитывает невозможность коммутации токов нагрузки разъединителями.

Перенести точку размыкания сети в пределах соседних трансформаторных подстанций можно без отключений выключателей, используя возможности рубильников коммутировать токи нагрузки. Для переноса точки размыкания из ТП2 в ТП3 необходимо отключить рубильник Р3 в трансформаторной подстанции ТП3 с новой точкой размыкания сети. В результате по линии ТП3–ТП4 будет протекать только ток холостого хода трансформатора ТП3, который можно отключить разъединителем. Далее отключают разъединитель Р3.2 в новой точке размыкания и включают разъединитель Р2.2 в старой точке размыкания сети. После переноса точки размыкания сети обратно включают рубильник Р3. Переключение данным способом осуществляется без прекращения электроснабжения всех трансформаторных подстанций.

Рассмотрим отличия в режиме работы петлевой (рис. 9.2) и радиально-магистральной нерезервированной сетей (рис. 9.1). При коротких замыканиях в сети 380 В и в трансформаторах 6–20/0,4 кВ никаких отличий нет – будет прекращено электроснабжение потребителей, получающих питание по поврежденному элементу на время его ремонта или замены. Существенное отличие в режимах работы сетей будет при коротких замыканиях на участках сети 6–20 кВ. При коротком замыкании в точке К1 (на участке ТП1–ТП2) автоматически отключается выключатель В1, в результате чего прекращается электроснабжение потребителей ТП1 и ТП2. Оперативный персонал приступает к определению места повреждения и локализует его с двух сторон размыканием разъединителей по концам поврежденного участка (Р1.2 в ТП1 и Р2.1 в ТП2), после этого включает В1 и восста-

* Графически точку размыкания сети обозначают как ▼ (рис. 4.2).

навливает питание ТП1. Для восстановления питания ТП2 необходимо сначала отключить выключатель В2, затем замкнуть разъединитель Р2.2 в точке размыкания петлевой сети, после чего обратно включить В2. Такая последовательность коммутаций необходима, поскольку при включении разъединителя Р2.2 при замкнутом В2 приведет к коммутации разъединителя тока нагрузки ТП2, что недопустимо. При восстановлении электроснабжения одной трансформаторной подстанции вместо отключения выключателя В2 необходимо отключить рубильник Р2 в ТП2, включить разъединитель Р2.2 и снова включить рубильник Р2. В результате перерыв в электроснабжении при повреждениях линии 6–20 кВ или элемента источника питания будет определяться временем отыскания места повреждения и последующих оперативных переключений.

При возникновении устойчивого однофазного замыкания на землю в линии 6–20 кВ, например, в точке К1, основная проблема заключается в определении места замыкания, так как ток в этом случае мал и определить по его значению место замыкания невозможно. При срабатывании в распределительном устройстве источника питания устройства сигнализации замыкания на землю в каком-либо присоединении (отходящей линии) оперативный персонал последовательно объезжает все трансформаторные подстанции поврежденной линии и специальными клещами измеряет ток замыкания на землю на входящей и выходящей из трансформаторной подстанции линии. Если в цепях обеих линий протекает ток, то место повреждения находится на последующих участках. Если ток протекает только в цепи входящей линии, то место повреждения находится в оборудовании этой трансформаторной подстанции. Если в цепи выходящей линии протекает ток замыкания на землю, а в следующей трансформаторной подстанции этой же линии в цепи входящей линии – нет, то место повреждения находится на участке линии между двумя этими трансформаторными подстанциями. После выявления поврежденного участка оперативный персонал отключает выключатель В1 и локализует его с двух сторон размыканием разъединителей по концам поврежденного участка (Р1.2 в ТП1 и Р2.1 в ТП2). Далее последовательность аналогична восстановлению электроснабжения при междуфазных коротких замыканиях. В течение этого достаточно длинного периода сеть работает с однофазным замыканием на землю.

Применение в трансформаторных подстанциях выключателей нагрузки вместо разъединителей позволяет производить коммутации токов нагрузки, в результате чего упрощается последовательность оперативных переключений при переносе точки размыкания сети и восстановление электроснабжения потребителей при повреждениях в сети 6–20 кВ.

При применении выключателей нагрузки максимальное количество трансформаторов в одной петле определяется исходя из допустимого тока выключателей нагрузки.

Очевидно, что в петлевой сети сечения линий должны быть рассчитаны на протекание существенного большего тока нагрузки в послесаварийных режимах (особенно на участках сети, расположенных рядом с точкой размыкания сети), чем в нормальном режиме, что приводит к недоиспользованию пропускной способности линий 6–20 кВ в нормальном режиме [4.10].

Резервирование сети 6–20 кВ существенно снижает недоотпуск электроэнергии, однако петлевая сеть, приведенная на рисунке 9.2, в соответствии с требованиями ПУЭ [4.4] может быть использована только для электроснабжения потребителей третьей категории надежности: шины 380 В трансформаторных подстанций являются только одним источником питания для потребителей сети 380 В, а перерывы в электроснабжении при повреждениях трансформаторов и линий 380 В будут определяться временем их ремонта или замены.

Для повышения уровня надежности электроснабжения потребителей минимальными капиталовложениями целесообразно осуществление резервирования питания по сети 380 В. Поскольку трансформаторы – более дорогой и более надежный элемент по сравнению с линиями 380 В, то отказ трансформаторов целесообразно резервировать частично по сети 380 В, а не установкой в трансформаторных подстанциях двух трансформаторов [4.10]. Это осуществляется применением на напряжении 380 В вместо радиально-магистральных нерезервированных схем также петлевых схем (рис. 9.3).

Если петлевая сети 380 В опирается на шины одной трансформаторной подстанции (на рисунке 9.3 ТПЗ–ВРУ4–...–ВРУ n –ТПЗ), то схему можно использовать только для потребителей третьей категории надежности (о причинах см. выше), но при этом линии сети могут быть как воздушными, так и кабельными. Для обеспечения требований надежности электроснабжения потребителей второй категории необходимо, чтобы петлевая сеть опиралась на шины разных трансформаторных подстанций (на рисунке 9.3 ТП4–ВРУ1–ВРУ2–ВРУ3–ТПЗ).

Петлевая сеть 380 В может работать как в замкнутом, так и в разомкнутом режимах. Точка размыкания петлевой сети 380 В выбирается аналогично петлевой сети 6–20 кВ.

Замкнутый режим работы петлевой сети 380 В может быть целесообразен при кабельных линиях, поскольку в этом случае естественное и экономическое попераспределение практически совпадает и в замкнутом режиме будет всегда обеспечиваться минимум потерь мощности и электроэнергии. Чтобы при коротком замыкании в петлевой сети, работающей в замкнутом режиме, не происходило прекращение питания всех потребителей, в линии с наименьшим по-

током мощности сооружается соединительный пункт, в котором устанавливается разделительный предохранитель с номинальным током на 2-3 ступени меньше, чем у предохранителей на головных участках. В случае короткого замыкания в сети 380 В сработают разделительный предохранитель и предохранитель головного участка той полупетли, в которой произошло короткое замыкание. Такую сеть называют полузамкнутой [4.2]. Замкнутый режим петлевой сети 380 В возможен в случае опирания петлевой сети на шины одной трансформаторной подстанции либо на шины разных трансформаторных подстанций, получающие питание от одного источника питания по одной полупетле 6–20 кВ. В противном случае через сеть 380 В будут протекать большие уравнительные токи, что приведет к перегрузке кабельных линий 380 В и постоянному срабатыванию разделительного предохранителя.

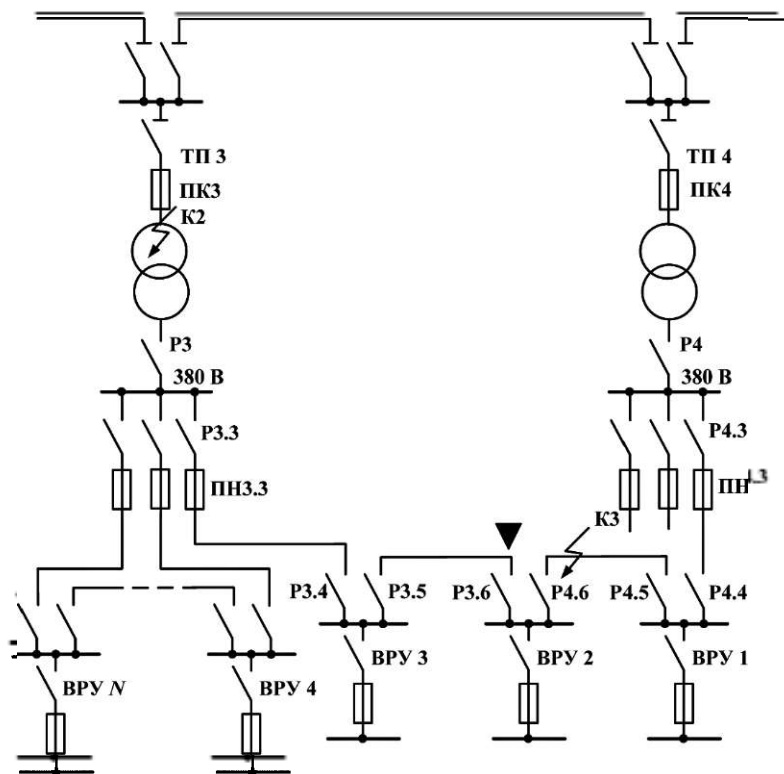


Рис. 9.3. Принципиальная схема петлевой неавтоматизированной сети 380 В

Рассмотрим работу петлевой сети, опирающейся на шины разных трансформаторных подстанций ТП3 и ТП4 (рис. 9.3) при разомкнутом и замкнутом режимах работы петлевой сети 380 В.

В разомкнутом режиме петлевой сети 380 В при коротком замыкании в точке К2 (в трансформаторе ТП3) срабатывает ПКЗ и питание потребителей ВРУ3 прекращается. Оперативный персонал размыкает рубильник Р3 на стороне низшего напряжения трансформатора и включает рубильник Р3.6 в точке размыкания сети. Питание всех потребителей за время оперативных переключений восстановлено. При коротком замыкании в точке К3 (в линии 380 В) срабатывает предохранитель ПН4.3 на головном участке и питание потребителей ВРУ1 и ВРУ2 прекращается. Оперативный персонал определяет место повреждения и локализует его отключением рубильников Р4.5 и Р4.6 по концам поврежденной линии; затем замыкает рубильник Р3.6 в точке размыкания сети; отключает рубильник Р4.3 на стороне низшего напряжения трансформатора ТП4, меняет сработавший предохранитель ПН4.3 и снова включает рубильник Р4.3. Питание всех потребителей за время оперативных переключений восстановлено.

В замкнутом режиме при коротких замыканиях в точках К2 и К3 в первый момент также будет срабатывать разделительный предохранитель. Порядок восстановления электроснабжения потребителей будет аналогичен предыдущему случаю, за исключением дополнительной замены разделительного предохранителя. Питание всех потребителей за время оперативных переключений будет восстановлено.

Таким образом, схема сети: петлевая сеть 6–20 кВ и петлевая сеть 380 В, опирающаяся на шины разных трансформаторных подстанций, – полностью соответствует требованиям ПУЭ [4.4] по надежности электроснабжения электроприемников второй категории.

Поскольку в послеаварийных режимах нагрузка трансформаторов увеличивается за счет резервирования питания электроприемников второй категории по сети 380 В, то мощность трансформаторов необходимо выбирать с учетом их допустимой аварийной перегрузки.

Как правило, применение петлевых сетей оправдано при поверхностной плотности нагрузки до 10 МВт/км^2 , что характерно для низкоэтажной застройки (до 5–6 этажей) поселков городского типа и малых городов.

Полузамкнутые петлевые схемы распространены в прибалтийских странах. В свое время в РСФСР такие схемы не нашли применения по причине низкого уровня эксплуатации сети.

Несмотря на применение однотрансформаторных подстанций в петлевых сетях обеспечивается надежность второй категории, но при этом увеличиваются капиталовложения в сеть за счет недоиспользования пропускной способности оборудования в нормальном режиме.

9.3. Петлевая автоматизированная схема сети

При наличии отдельных электроприемников первой категории или электроприемников первой категории относительно небольшой

мощности целесообразно осуществлять их питание по петлевой сети с выборочным резервированием питания и автоматизированным включением резерва [4,10]. Такие сети получили название петлевых автоматизированных сетей.

Автоматическое резервирование линий 6–20 кВ на одной из трансформаторной подстанции осуществляется переносом точки размыкания петлевой сети на данную трансформаторную подстанцию или ее питанием по разным линиям от разных источников питания и установкой устройства автоматического включения резерва на стороне высшего напряжения, реализуемого с помощью двух выключателей нагрузки (рис. 9.4 а).

Рассмотрим режим работы данной сети. Пусть в нормальном режиме выключатель нагрузки ВН1 включен, а ВН2 – отключен. Соответственно ВН1 снабжается электромагнитом отключения, а ВН2 – электромагнитом включения при исчезновении напряжения на шинах высшего напряжения трансформаторной подстанции ТП2, что фиксируется специально устанавливаемым на данной подстанции трансформатором напряжения (ТН на рис. 9.4 а). При повреждении линии ИП1–ТП1 или ТП1–ТП2 автоматически отключается выключатель В1 на головном участке линии, через выдержку времени по причине исчезновения напряжения на шинах высшего напряжения ТП2 автоматически отключается ВН1 и через выдержку времени автоматически включается ВН2. При повреждении линий ИП–ТП4 или ТП4–ТП3 автоматически отключается В2. Для срабатывания выключателей нагрузки ВН1 и ВН2 причин нет. Таким образом, при повреждении любой линии 6–20 кВ питание шин высшего напряжения ТП2 сохраняется.

Автоматическое резервирование трансформатора на одной трансформаторной подстанции осуществляется установкой на ней двух трансформаторов, типового устройства автоматического включения резерва на стороне низшего напряжения (см. подраздел 9.6) при условии или переноса точки размыкания петлевой сети на данную трансформаторную подстанцию (рис. 9.4 б), или ее питания по разным линиям от разных источников питания (рис. 9.4 в).

Автоматическое резервирование линий 380 В осуществляется установкой типового устройства автоматического включения резерва на вводе к потребителю (см. подраздел 9.7). При этом взаимно резервируемые линии 380 В должны быть подключены к разным трансформаторам, которые в свою очередь по разным линиям 6–20 кВ должны быть подключены к разным источникам питания: например, к трансформаторам ТП2 и ТП3 (рис. 9.4 а) либо к трансформаторам ТП2 (рис. 9.4 б, в).

Таким образом, применяя петлевые автоматизированные схемы, можно обеспечить требуемый уровень надежности для локальных потребителей первой категории.

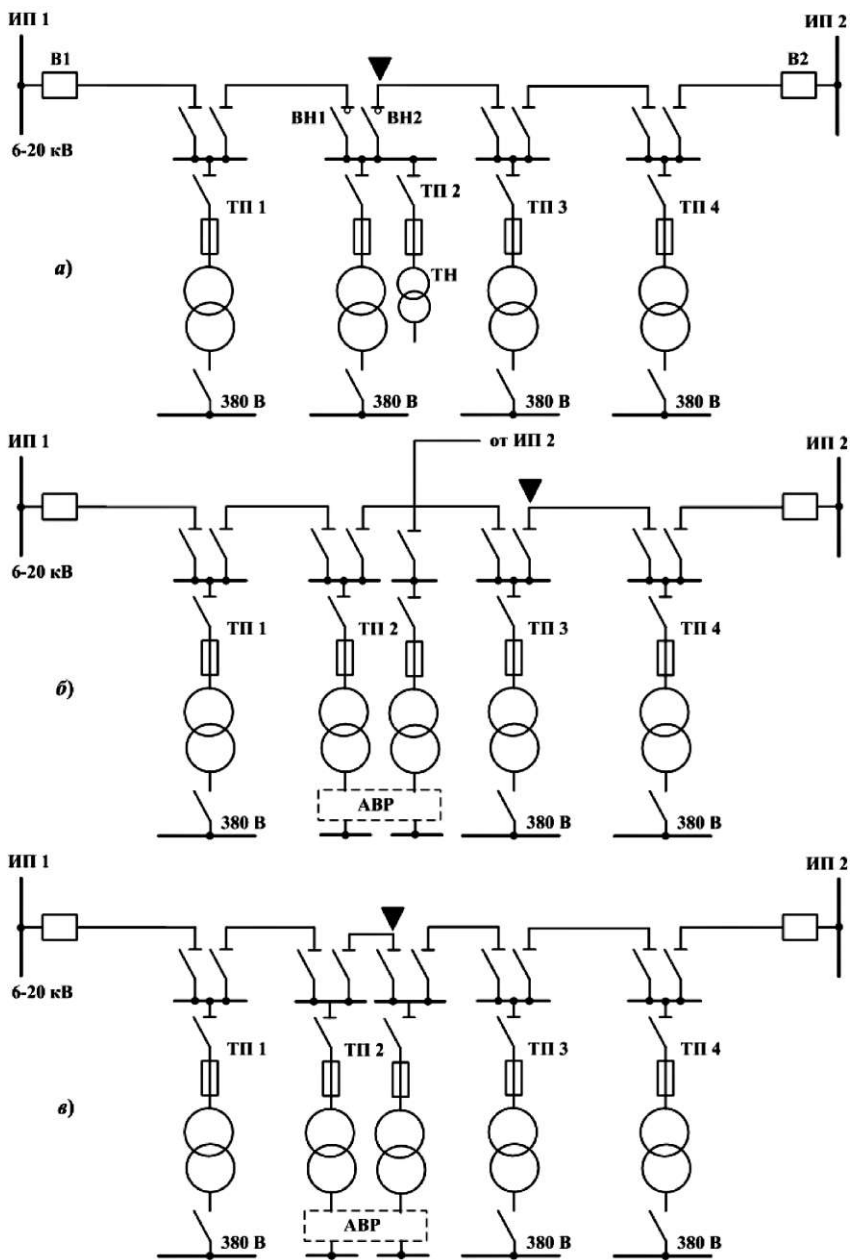


Рис. 9.4. Варианты петлевой автоматизированной схемы сети:
а – автоматическое резервирование линий 6–20 кВ;
б, в – автоматическое резервирование трансформатора

9.4. Сложно-замкнутая схема сети низкого напряжения

Дальнейшее снижение перерывов в электроснабжение потребителей и повышении надежности электроснабжения без полного дублирования всех элементов сети связано с построением сложно-замкнутой сети 380 В и ее эксплуатацией в замкнутом режиме. Пример схемы сложно-замкнутой сети приведен на рисунке 9.5.

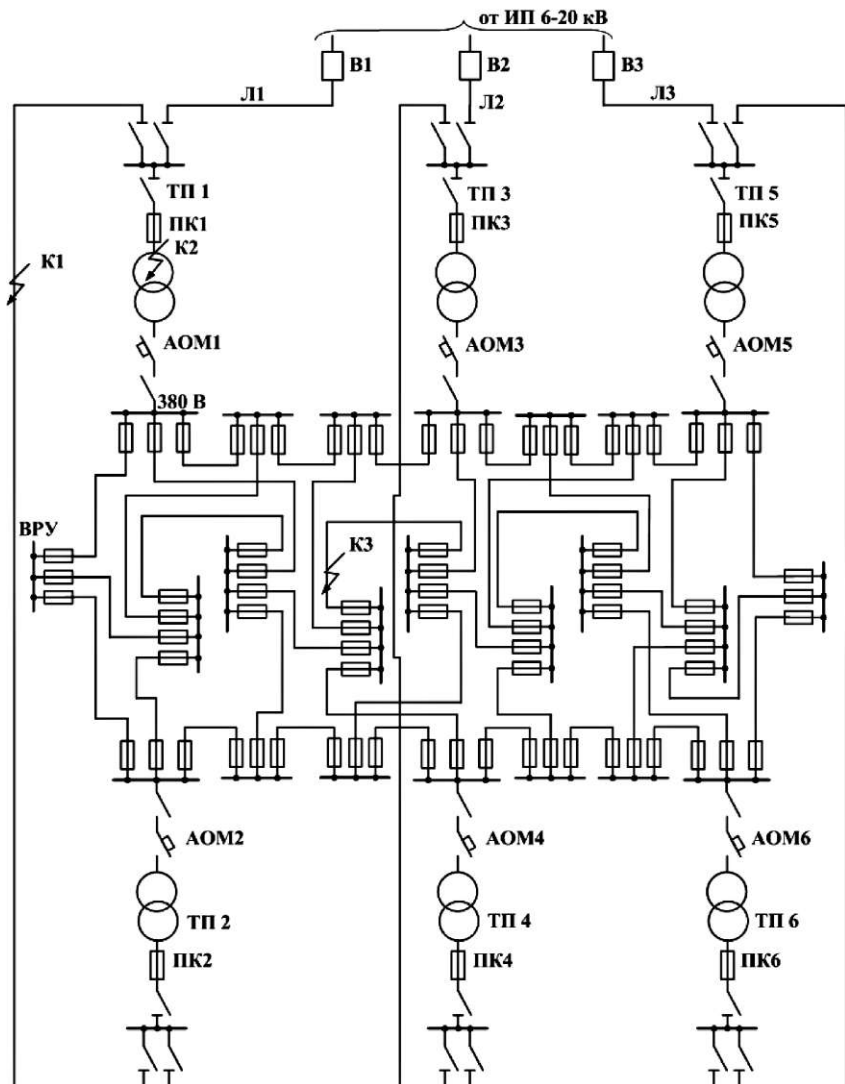


Рис. 9.5. Принципиальная схема участка сложно-замкнутой сети 380 В

Линии 6–20 кВ выполняются магистральными, трансформаторные подстанции – однотрансформаторными, а резервирование питания потребителей при различных повреждениях в сетях 6–20 кВ и 380 В производится автоматически через замкнутую сеть 380 В. Данный тип сети широко распространен в городах США, стран Западной Европы и Прибалтийских стран и некоторых городах РФ, причем в крупных городах США для обеспечения высокой надежности электроснабжения сложно-замкнутая сеть представляет собой подземную сетку из кабелей. Защита сети 380 В от повреждений в США построена на принципе самоликвидации места повреждения за счет самовыгорания кабеля в месте повреждения и запекания его изоляции с двух сторон [4.2]. Применение указанного принципа оказывается целесообразным в случае использования одножильных кабелей с пластмассовой изоляцией и прокладки их в блоках. В сетях с четырехжильными кабелями с бумажно-масляной изоляцией использовать данный принцип защиты от повреждений в сети 380 В невозможно. Поэтому в этом случае защита базируется на применении плавких предохранителей. В сложно-замкнутой сети при коротких замыканиях в сети 6–20 кВ за счет параллельной работы всех трансформаторов 6–20/0,4 кВ возможна подпитка током места короткого замыкания через сеть 380 В. Для предотвращения этого на стороне 380 В в цепи трансформаторов устанавливают автоматы обратной мощности. Автомат обратной мощности состоит из собственно автоматического выключателя, реле времени, промежуточного реле и реле направления мощности, которое подает сигнал на отключение автоматического выключателя при изменении направления потока мощности, протекающего в нормальном режиме, на обратное: из сети 380 В в сеть 6–20 кВ.

Рассмотрим режимы работы сложно-замкнутой сети при повреждениях в сети 6–20 кВ. При повреждении линии 6–20 кВ в точке К1 срабатывает выключатель на головном участке линии В1 в распределительном устройстве источника питания и автоматы обратной мощности АОМ1 и АОМ2 в трансформаторных подстанциях ТП1 и ТП2, подключенных к данной линии. В результате повреждение автоматически локализовано, а питание потребителей осуществляется по оставшимся в работе линиям Л2 и Л3 и трансформаторным подстанциям ТП3–ТП6. При повреждении трансформатора ТП1 (точка К2) срабатывает ФК1 и АОМ1, установленные в данной трансформаторной подстанции. В результате повреждение автоматически локализовано, а питание потребителей осуществляется через остальные трансформаторные подстанции.

Очевидно, что в случае отключения линии Л1 практически всю ее нагрузку будут резервировать «соседняя» линия Л2 и подключенные к ней трансформаторы. В результате нагрузка линии Л2 и трансформаторов ТП3 и ТП4 в этом послеаварийном режиме практически удвоится, а линии Л3 и трансформаторов ТП5 и ТП6 увеличатся незначительно. При таком построении сети 6–20 кВ (рис. 9.5) при использовании сложно-замкнутой сети 380 В потребуется существенное увеличение сечений

линий 6–20 кВ и мощностей трансформаторов 6-20/0,4 кВ из условия обеспечения требуемой пропускной способности элементов сети в послеаварийных режимах, что сводит к нулю эффективность применения сложно-замкнутых сетей. Для устранения описанного недостатка необходимо соединять трансформаторы с линиями 6–20 кВ в «шахматном» порядке (рис. 9.6) при этом увеличится суммарной длины линий 6–20 кВ будет незначительным из-за близкого взаиморасположения трансформаторных подстанций на территории города. При «шахматной» структуре сети загрузка элементов сети 6–20 кВ в послеаварийных режимах будет примерно одинаковой и существенно ниже удвоенной нагрузки нормального режима [4.2]. Очевидно, чем больше будет линий 6–20 кВ, питающих сложно-замкнутую сеть, тем меньше будет их перегрузка в послеаварийных режимах и соответственно будет большая допустимая загрузка в нормальном режиме. Минимизацией затрат установлено, что рационально питать сложно-замкнутую сеть по трем линиям 6–20 кВ [4.2, 4.9].

Таким образом, загрузка элементов сети 6–20 кВ и 380 В при сложно-замкнутой сети в нормальной режиме выше, чем в любой резервированной схеме, так как исключается полное дублирование функций одного поврежденного элемента другим.

Перейдем к рассмотрению режимов работы сложно-замкнутой сети при повреждениях в сети 380 В. При повреждении любой линии 380 В (например, в точке КЗ, рисунок 9.5) должны перегореть плавкие вставки предохранителей по концам поврежденной линии. В результате повреждение автоматически будет локализовано, а питание потребителей осуществляется по оставшимся в работе линиям 380 В. Для выбора номинального тока плавкой вставки предохранителей необходимо знать величины рабочих токов, протекающих по линиям 380 В. Однако с учетом замкнутого режима работы сети и при различных графиках нагрузки потребителей расчет всевозможных нормальных режимов является трудоемким процессом, что приводит к невозможности выбора номинального тока плавкой вставки. Для упрощения эксплуатации в сетях 380 В при современных значениях поверхностной плотности нагрузки целесообразна глубокая унификация применяемых сечений жил кабелей до одного сечения, что позволяет выбирать номинальные токи плавких вставок всех предохранителей одинаковыми, отстраиваясь от длительно-допустимого тока кабелей.

В то же время низкая селективность срабатывания предохранителей из-за значительной зоны разброса времятоковой характеристики (рис. 7.2) может привести к срабатыванию в первый момент предохранителей в линиях, смежных с поврежденной. В результате неселективного срабатывания предохранителей возможно каскадное отключение части сложно-замкнутой сети с прекращением электроснабжения части потребителей.

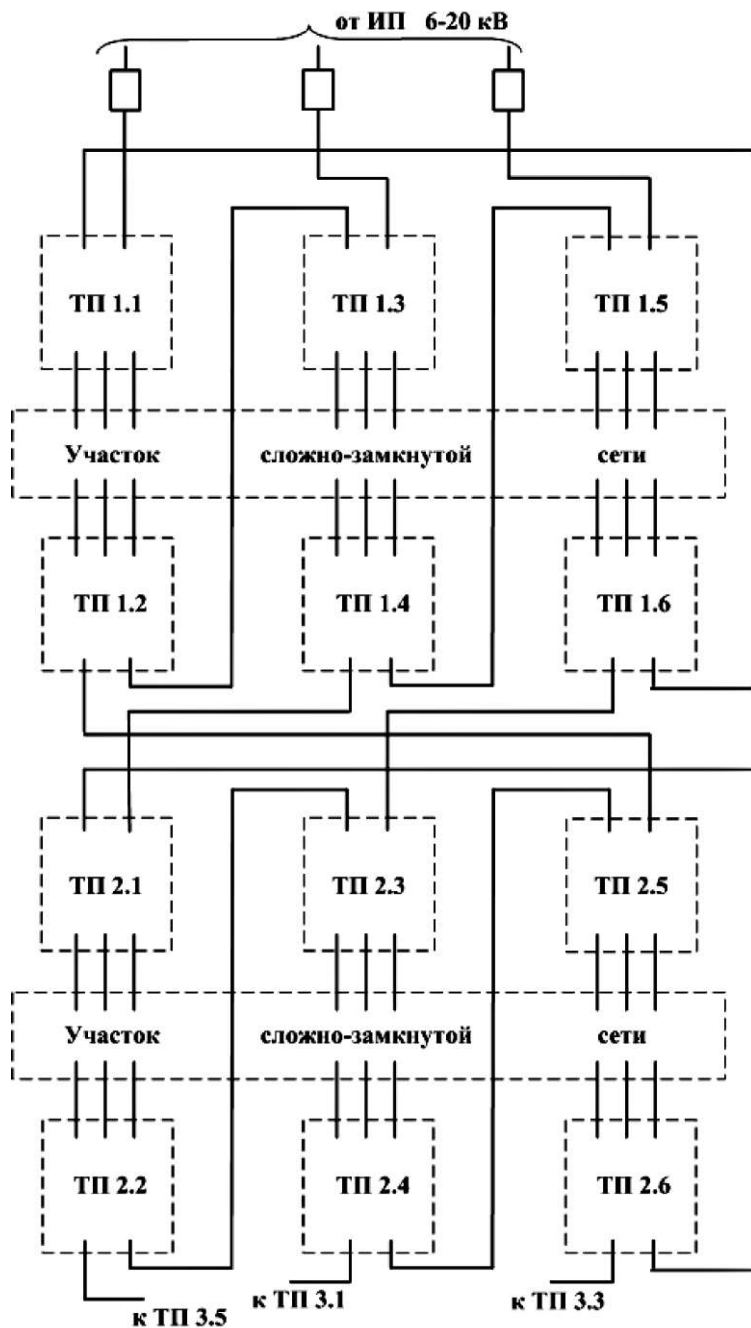


Рис. 9.6. Схема питания участков сложно-замкнутой сети

Работу предохранителя можно считать селективной, если максимальное время перегорания предохранителя, ближайшего к повреждению, меньше минимального времени перегорания предохранителя в неповрежденных линиях.

Рассмотрим на примере короткого замыкания в одной из линий 380 В (точка КЗ), подходящей к вводному распределительному устройству (рис. 9.7), как схемным решением можно избежать неселективной работы предохранителей. Чтобы всегда в первую очередь срабатывал предохранитель ПН1 в цепи поврежденной линии, необходимо выполнение следующего условия: максимальное время срабатывания ПН1 ($t_{\text{макс ПН1}}$) должно быть меньше минимального времени срабатывания ПН2–ПН4 ($t_{\text{мин ПН2–ПН4}}$). С учетом зоны разброса времятоковой характеристики предохранителей это условие можно записать через средние времена срабатывания ПН1 ($t_{\text{ср ПН1}}$) и ПН2–ПН4 ($t_{\text{ср ПН2–ПН4}}$) в виде [4.10]:

$$1,5 \cdot t_{\text{ср.ПН1}} < 0,5 \cdot t_{\text{ср.ПН2-ПН4}} \quad (9.1)$$

или

$$3 \cdot t_{\text{ср.ПН1}} < t_{\text{ср.ПН2-ПН4}} \quad (9.2)$$

При повреждении другой линии условие, аналогичное (9.2), должно выполняться для соответствующего предохранителя.

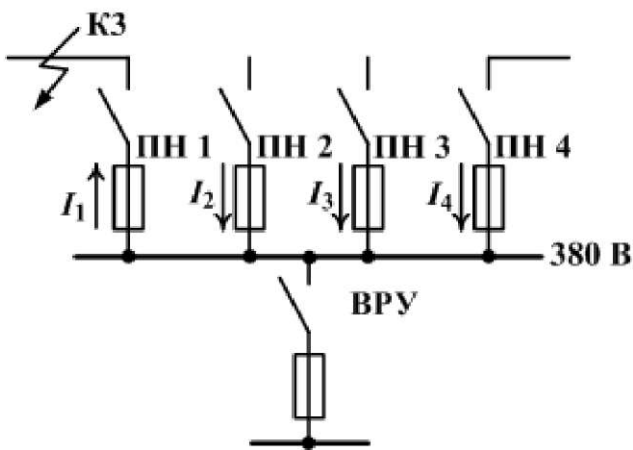


Рис. 9.7. Узел сложно-замкнутой сети 380 В

Выполнение условия (9.2) возможно в том случае, если ток, протекающий через ПН1, будет примерно в три раза больше тока, протекающего через ПН2–ПН4 (при условии одинаковости номинального тока плавких вставок ПН1–ПН4), что можно обеспечить соединением в каждой точке сети 380 В не менее четырех линий.

Однако в несимметричной сложно-замкнутой сети возможны случаи, когда ток в одной из неповрежденных линий, например, I_2 (рис. 9.7), существенно больше суммы токов двух других неповрежденных линий (I_3, I_4), что с учетом разброса времятоковых характеристик может привести к срабатыванию в первый момент предохранителя ПН2 в неповрежденной линии (рис. 9.8).

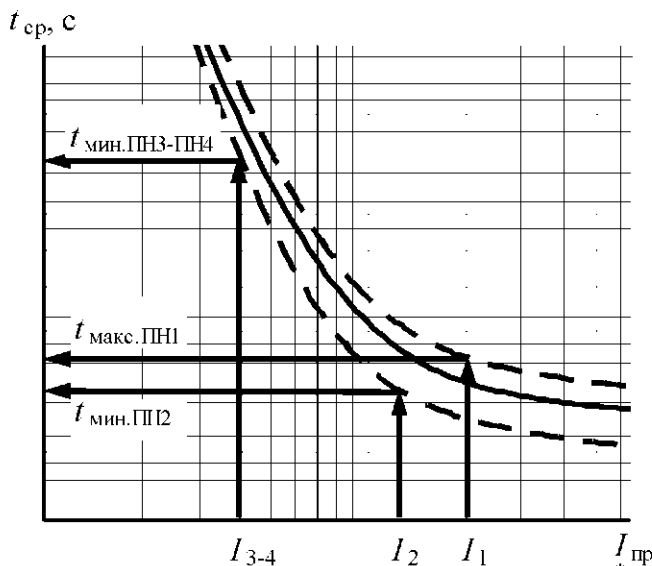


Рис. 9.8. Пример возможного неселективного срабатывания предохранителя ПН2

Для устранения этого необходимо проектировать сложно-замкнутую сеть симметрично: от всех ближайших трансформаторных подстанций ко всем вводным распределительным устройствам потребителей сопротивления путей должны быть примерно одинаковыми, что обеспечит примерное равенство токов в неповрежденных линиях и практически во всех случаях – селективное срабатывание предохранителей в поврежденной линии (рис. 9.9). Но при больших величинах токов короткого замыкания времятоковая характеристика предохранителей (рис. 8.2) идет практически параллельно оси абсцисс, что затрудняет обеспечение селективной работы предохранителей в этой зоне характеристики. Для устранения этого недостатка необходимо либо уменьшать величины токов короткого замыкания, либо увеличивать номинальный ток плавкой вставки. Первый вариант требует дополнительных капиталовложений, второй приводит к загрублению защиты (предохранители не будут срабатывать при токах перегрузки).

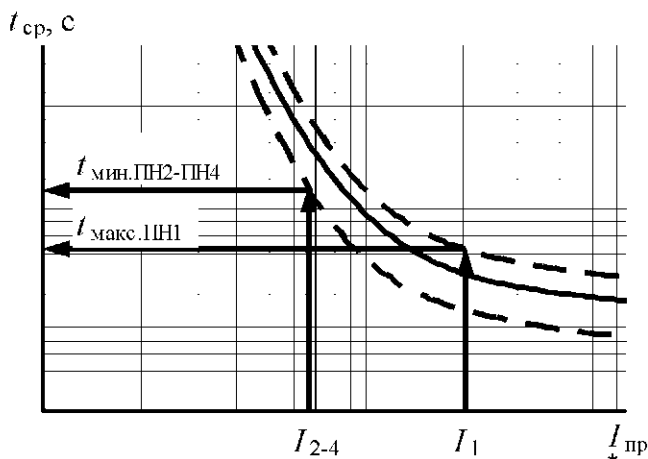


Рис. 9.9. Пример селективного срабатывания предохранителя ПН1

Другой подход к обеспечению селективности заключается в создании в сложно-замкнутой сети слабых связей – участков, по которым в нормальном режиме протекает малый ток. В цепях таких линий можно выбрать существенно меньший номинальный ток плавкой вставки. Соответственно при коротких замыканиях в первую очередь будут срабатывать предохранители в цепях таких линий, и сложно-замкнутая сеть будет делиться на части, в которых в силу меньшего объема элементов проще обеспечить селективность срабатывания предохранителей.

В случае возникновения короткого замыкания на шинах вводного распределительного устройства электроснабжение данного потребителя прекратится. Для обеспечения требований надежности электроснабжения электроприемников первой категории вводное распределительное устройство таких потребителей необходимо расщеплять на два* (рис. 9.10).

Целесообразный размер участков сложно-замкнутой сети составляет около 6 трансформаторных подстанций [4.9]: с одной стороны, увеличение объема участка сложно-замкнутой сети повышает гибкость схемы и уменьшает «красивые» эффекты схемы, но с другой стороны, с увеличением объема участка сложно-замкнутой сети увеличивается вероятность каскадного развития аварии. Также с ростом размеров участков сложно-замкнутой сети токи короткого замыкания могут превысить допустимые величины, в результате чего невозможно будет обеспечить селективную работу предохранителей.

* При современных нагрузках жилых и общественных зданий вводное устройство проектируется двухсекционным.

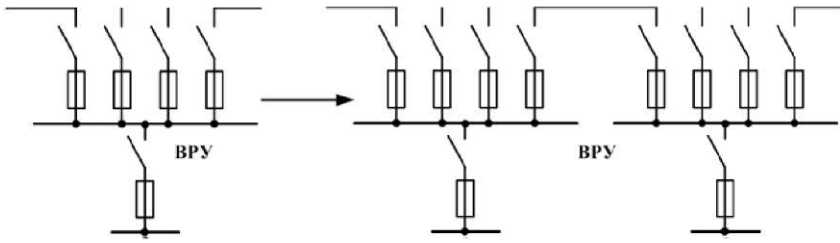


Рис. 9.10. Расщепление вводного распределительного устройства при наличии электроприемников первой категории

Применяемые в настоящее время сложно-замкнутые сети получают питание от одного источника, что соответствует требованиям ПУЭ [4.4] для электроснабжения электроприемников только третьей категории. При питании сложно-замкнутой сети от разных источников питания и существенной разнице напряжений на их шинах возникает уравнительный ток, который, накладываясь на токи нагрузки в сети 380 В, может изменить направление эквивалентного тока через трансформаторы, что приведет к срабатыванию автоматов обратной мощности. В результате могут отключиться все трансформаторы, подключенные к одному из источников питания. Для уменьшения уравнительных токов можно использовать специальные трансформаторы с повышенным значением напряжения короткого замыкания. Но при этом существенно увеличиваются потери напряжения в трансформаторах и затрудняется обеспечение требуемого качества электроэнергии у потребителей. Другой способ связан с постоянным контролем разницы напряжений на шинах источников питания и ее ограничением в пределах до 2–2,5% [4.9]. Кроме того, при питании сложно-замкнутой сети от двух источников питания автоматы обратной мощности обязательно снабжаются устройством автоматического повторного включения, а их срабатывание отстраивается от возможного уровня уравнительных токов. Наличие устройств автоматического повторного включения приводит к значительному удорожанию автоматов обратной мощности, поскольку требуется установка автоматического привода для их включения.

Принципиально другой подход к обеспечению возможности питания сложно-замкнутой сети от двух источников питания связан с подключением к источнику питания линий 6–20 кВ, питающих сложно-замкнутую сеть, в развилку из выключателей [4.9]*. Вариант

* Для подробного изучения синтеза возможных вариантов питания сложно-замкнутой сети от двух источников питания и оценки их надежности порекомендуется [4.9].

распределительного устройства подстанции приведен на рисунке 9.11. В нормальном режиме каждый участок сложно-замкнутой сети получает питание от одного источника питания. В случае исчезновения на нем напряжения (например, на ИП 2) происходит автоматическое переключения питание линий 6–20 кВ Л1 и Л2 на другой источник питания (В2 отключаются, В1 включается) и отключение линии Л3 (В3 отключается). При таком построении сети обеспечивается надежность электроснабжения электроприемников первой категории.

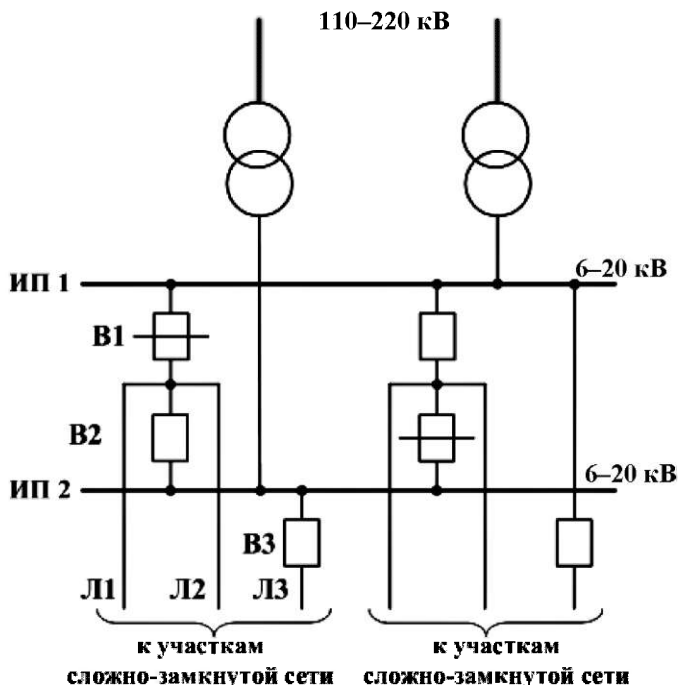


Рис. 9.11. Схема распределительного устройства 6–20 кВ источника питания участков сложно-замкнутой сети

В кабельных сетях 380 В в замкнутом режиме естественное потокораспределение совпадает с экономическим во всевозможных режимах работы сети. С течением времени точки потокораздела в такой сети изменяются в соответствии с графиками нагрузки различных потребителей*, что обеспечивает минимально возможные потери мощности и электроэнергии. Данная схема сети обеспечивает наилучшее качество напряжения по таким показателям, как размах изменения напряжения, коэффициент несинусоидальности, коэффициент n -й гармониче-

* Можно сказать, что сложно-замкнутая сеть «дышит».

ской составляющей за счет параллельной работы всех трансформаторов 6–20/0,4 кВ, что приводит к увеличению мощности короткого замыкания в сети 380 В. С другой стороны, постросние данной схемы сети требуют существенно больших капиталовложений в сеть 380 В и меньших капиталовложений в сеть 6–20 кВ за счет лучшей (большей) загрузки оборудования в нормальном режиме по сравнению с другими резервированными схемами. По затратам это самая экономически целесообразная из резервированных схем сети.

Основной и существенный недостаток данной схемы сети заключается в том, что она требует высокого уровня эксплуатации: постоянное наблюдение за потокораспределением при росте нагрузок или появлении новых потребителей, за состоянием и настройкой селективной работы выключателей, автоматов обратной мощности предохранителей. Именно по причине неправильных решений по осуществлению защиты и низкого уровня эксплуатации сложнозамкнутой сети опыт эксплуатации ее пилотных участков в РСФСР оказался неудачным.

9.5. Многолучевые автоматизированные схемы сети

Основа постросния многолучевых автоматизированных схем – это полное резервирование электроснабжения потребителей от источников питания до вводных устройств за счет дублирования всех элементов сети с установкой устройств автоматического включения резерва в трансформаторных подстанциях, как правило, на стороне низшего напряжения и на вводе к потребителю, в составе нагрузки которого есть электроприемники первой категории. Это «затратный подход» к обеспечению надежности электроснабжения. Основное удорожание данных схем сети происходит за счет полного дублирования функций трансформаторов, так как на них приходится наибольшая доля затрат на сооружение сети.

Можно выделить следующие разновидности многолучевых автоматизированных схем (как на напряжении 6–20 кВ, так и на напряжении 380 В):

- двухлучевая автоматизированная схема с согласно направленными магистральями (лучами) (рис. 9.12 а);
- двухлучевая автоматизированная схема со встречно направленными магистральями (рис. 9.12 б);
- двухлучевая автоматизированная петлевая схема (или другое название «московская» схема) (рис. 9.12 в);
- многолучевая автоматизированная схема (на рисунке 9.12 г приведен пример трехлучевой схемы).

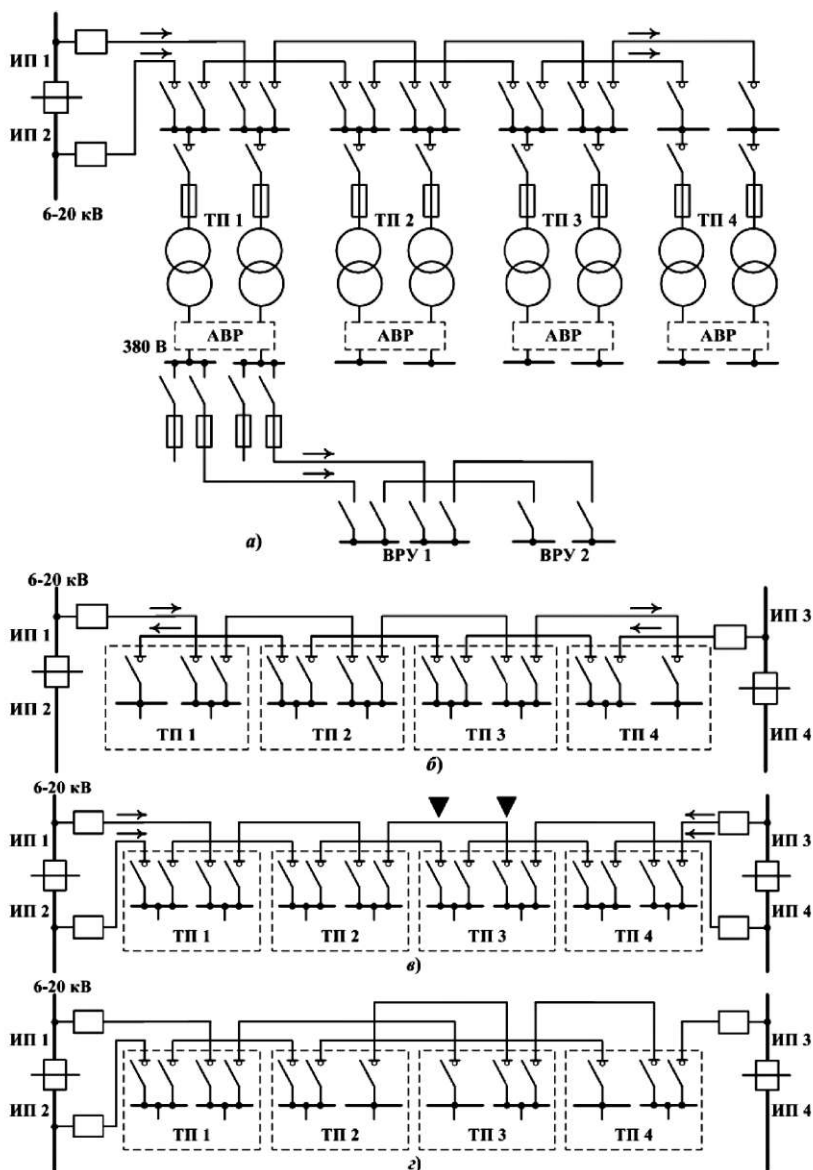


Рис. 9.12. Многолучевые автоматизированные схемы:

а – двухлучевая автоматизированная схема с согласно направленными магистральями; *б* – двухлучевая автоматизированная схема со встречно направленными магистральями; *в* – двухлучевая автоматизированная петлевая схема («московская» схема); *г* – трехлучевая автоматизированная схема

Двухлучевая схема со встречно направленными магистральями обеспечивает более высокий уровень надежности, чем двухлучевая схема с согласно направленными магистральями. При механическом повреждении двух лучей протяженных головных участков, проложенных по одной трассе, что характерно для схем с согласно направленными магистральями, прекращается питание всех трансформаторных подстанций схемы на время аварийного восстановления. За счет прокладки головных участков от разных источников питания по разным трассам в схеме со встречно направленными магистральями одновременное повреждение головных участков представляет собой маловероятное событие. Но более высокий уровень надежности в схеме со встречно направленными магистральями сопряжен с большими капиталовложениями и большими потерями электроэнергии в одном из головных участков сети, т.к. питание осуществляется не от ближайшего источника питания, как в схеме с согласно направленными магистральями. Это увеличение затрат на сеть с встречно направленными магистральями тем больше, чем больше разница в расстояниях от района электроснабжения до разных источников питания.

В схеме (рис. 9.12 в) учтены повышенные (и избыточные) требования надежности электроснабжения потребителей. Как правило, такие схемы не применяются во вновь проектируемых сетях, а получаются в результате развития уже существующих сетей путем добавления резервных перемычек (ТП2–ТП3 на рисунке 9.12 в), разомкнутых в нормальном режиме, между трансформаторными подстанциями, получающими питание от разных территориально разнесенных источников питания. Наличие данной перемычки незначительно увеличивает капиталовложения в сеть, поскольку в городах расстояние между трансформаторами составляет не более нескольких сотен метров, и не приводит к увеличению сечений жил кабелей в существующей сети. Резервная перемычка задействуется в случае полного погасания одного источника питания.

Основной недостаток двухлучевых схем – это достаточно низкая нагрузка элементов сети в нормальном режиме по условию обеспечения допустимой аварийной перегрузки в послеварийных режимах – отключение одного из дублирующих друг друга элементов сети (линии 6–20 кВ, трансформатора 6–20/0,4 кВ, линии 380 В). Частично устранение этого недостатка возможно в многлучевых схемах, основной принцип построения которых – это увеличение нагрузки в послеварийных режимах по сравнению с нормальными менее чем в 2 раза. Данное решение позволяет добиться лучшей загрузки элементов сети в нормальном режиме.

В практике проектирования городских электрических сетей широкое применение нашли в основном только двухлучевые схемы сетей. Как правило, по соображениям надежности по одной магистрали получают питание не более 8 трансформаторных подстанций (в среднем 6–7).

Трехлучевые схемы, как правило, применяются при реконструкции или развитии городских распределительных сетей.

Для снижения капиталовложений в сеть при большой доле нагрузки электроприемников третьей категории необходимо выделять нагрузку электроприемников третьей категории в трансформаторной подстанции на отдельные шины без резервирования [4.2]. Тогда при повреждениях в линиях 6–20 кВ и трансформаторах электроснабжения потребителей части потребителей прекратится, что снизит нагрузку на элементы сети в послеаварийных режимах и позволит увеличить загрузку элементов сети в нормальном режиме. Аналогично для упрощения устройства автоматического включения резерва на вводе к потребителю (коммутации меньших токов) его устанавливают только на отдельных секциях, по которым осуществляется питание электроприемников первой категории. Резервирование питания электроприемников второй категории осуществляют ручными переключениями.

Как правило, при современных поверхностных плотностях нагрузки в крупных городах линии 380 В выполняются по радиальным схемам, за исключением линий, питающих маломощные общественные здания.

При возникновении повреждений в линиях 6–20 кВ автоматически выключается выключатель на головном участке магистрали в распределительном устройстве источника питания и срабатывает устройство автоматического включения резерва в трансформаторных подстанциях. При повреждении в цепи трансформатора автоматически сработает предохранитель на стороне высшего напряжения или выключатель, и сработает устройство автоматического резерва на стороне низшего напряжения трансформаторной подстанции. При повреждении линии 380 В автоматически сработает предохранитель в цепи данной линии, и сработает устройство автоматического включения резерва на вводе в здание с электроприемниками первой категории, или оперативный персонал произведет ручное переключение рубильников на вводе в здание с электроприемниками второй категории. Таким образом, данный тип схем обеспечивает требуемый уровень надежности для электроприемников первой категории.

Поскольку в данном типе схем все элементы сети дублируют друг друга, то защита от однофазных замыканий на землю может выполняться с действием на отключение поврежденного присоединения.

Данные типы схем целесообразно применять в районах городов с многочисленными электроприемниками первой категории (микрорайоны со зданиями 17 этажей и выше), а также при поверхностной плотности нагрузки более 20 МВт/км².

* В современных трансформаторных подстанциях при двухлучевых схемах на стороне высшего напряжения трансформаторов устанавливают выключатели.

9.6. Реализация устройства автоматического включения резерва в двухтрансформаторной подстанции

Как правило, устройство автоматического включения резерва в двухтрансформаторной подстанции 6–20/0,4 кВ устанавливается на стороне низшего напряжения. Такое решение требует меньших капиталовложений и позволяет иметь меньшую выдержку времени в срабатывании, чем реализация устройства автоматического включения резерва на стороне высшего напряжения.

Устройство автоматического включения резерва в электрических сетях до 1000 В наиболее просто может выполняться на двух контакторных станциях КС1 и КС2 (рис. 9.13 а), в состав которых входят контакторы основного (КО1 и КО2) и резервного (КР1 и КР2) питания. В нормальном режиме каждая секция получает питание от соответствующего трансформатора через нормально включенные КО1 и КО2. При исчезновении напряжения на одной из секции шин 380 В со стороны трансформатора из-за повреждения линии 6–20 кВ или трансформатора 6–20 кВ контактор основного питания этой секции автоматически отключается (так как при этом прекращается питание его удерживающей катушки), после чего автоматически включается контактор резервного питания. В результате питание секции шин, на которой исчезло напряжение, автоматически переводится на другой трансформатор. Для защиты от включения резервных контакторов на короткое замыкание в их цепь устанавливают плавкие предохранители.

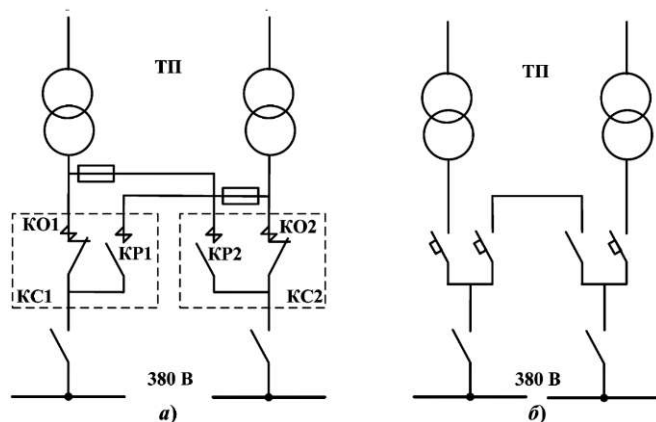


Рис. 9.13. Реализация устройства автоматического включения резерва на стороне низшего напряжения двухтрансформаторной подстанции 6–20/0,4 кВ:

а – на контакторных станциях; б – на автоматических выключателях

Полное время действия устройства автоматического включения резерва на контакторных станциях составляет около 0,2–0,3 с

[4.7], тогда как на стороне высшего напряжения устройство автоматического включения резерва включается за 1,0–2,0 с в зависимости от выдержки времени защиты линий 6–20 кВ.

При реализации устройства автоматического включения резерва на контакторных станциях не требуется дополнительный пусковой орган, так как контакторы включаются и отключаются самостоятельно. Поэтому особенность работы контакторной станции состоит в автоматическом возвращении в исходное положение контакторов основного и резервного питания при появлении напряжения со стороны основного источника питания, т.е. происходит автоматическое самовосстановление нормальной схемы сети. Это обстоятельство освобождает обслуживающий персонал от посещения трансформаторных подстанций для приведения схемы питания и устройства автоматического включения резерва в исходное положение.

Недостатком реализации устройства автоматического включения резерва на контакторных станциях являются излишний нагрев, вибрация и гудение магнитной системы контакторов, а также высокий уровень шумов при срабатывании контакторов. В ряде случаев это может быть недопустимым. Также контакторные станции требуют высокого уровня эксплуатации: постоянное наблюдение за состоянием контакторов и своевременная замена поврежденных или изношенных деталей. В противном случае контакторы неверно срабатывают, что позволяет многим специалистам считать реализацию устройства автоматического включения резерва на контакторных станциях морально устаревшим решением, а современным решением они считают выполнение устройства автоматического включения резерва на автоматических выключателях (рис. 9.13 б).

Для автоматического возвращения схемы (рис. 9.13 б) в нормальное состояние после восстановления напряжения требуется дополнительная установка моторизованного привода.

Применение устройства автоматического включения резерва на контакторных станциях ограничено максимальным номинальным током контакторов – 1000 А. При больших токах устройство автоматического включения резерва выполняется только на автоматических выключателях (на токи до 2500 А).

9.7. Схемы вводных распределительных устройств зданий

Построение схемы вводного распределительного устройства зависит от категории электроприемников, входящих в состав потребителя, и их мощности.

При наличии в здании электроприемников первой и второй категорий необходимо обеспечить резервирование их питания, которое осуществляется соответственно автоматически или вручную оперативным персоналом.

Для одного или группы электроприемников второй категории небольшой мощности схема односекционного вводного распределительного устройства приведена на рисунке 9.14 *а*. Одна из питающих линий является основной, по которой в нормальном режиме осуществляется электроснабжение потребителей. При исчезновении на ней напряжения оперативный персонал вручную с помощью рубильника-переключателя осуществляет переключение питания на резервную линию, которая в нормальном режиме не несет нагрузки.

При большей нагрузке электроприемников второй категории вводное распределительное устройство выполняется двухсекционным (рис. 9.14 *б*), каждая секция которого в нормальном режиме получает питание по своей линии. При исчезновении напряжения на одной из линий оперативный персонал вручную с помощью рубильника-переключателя переводит нагрузку этой линии на питание по второй линии.

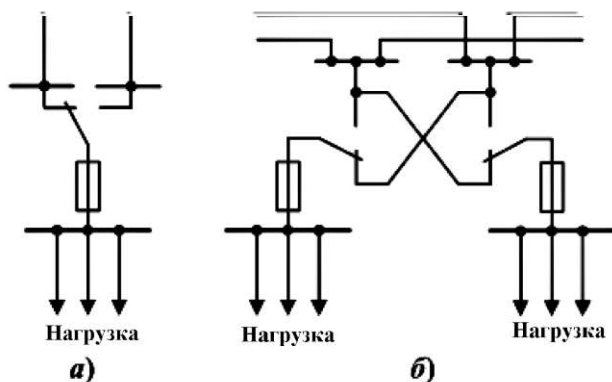


Рис. 9.14. Схема вводного распределительного устройства для потребителей с электроприемниками второй категории:

а – при одном или группе электроприемников небольшой мощности;

б – при большей нагрузке

Для одного или группы электроприемников первой категории небольшой мощности схема односекционного вводного распределительного устройства, аналогичная представленной на рисунке 9.14 *а*, приведена на рисунке 9.15 *а*. Основное ее отличие заключается в том, что вместо рубильника-переключателя установлены два контактора, обеспечивающие автоматическое переключение питания между основной и резервной линиями.

При большей нагрузке электроприемников первой категории вводное распределительное устройство выполняется двухсекционным (рис. 9.15 *б*), каждая секция которого в нормальном режиме получает питание по своей линии. При исчезновении напряжения на одной из линий автоматически отключается контактор в цепи этой линии и вклю-

чается секционный контактор, реализующий устройство автоматического включения резерва. В результате вся нагрузка продолжает получать питание по одной из двух линий, оставшейся в работе.

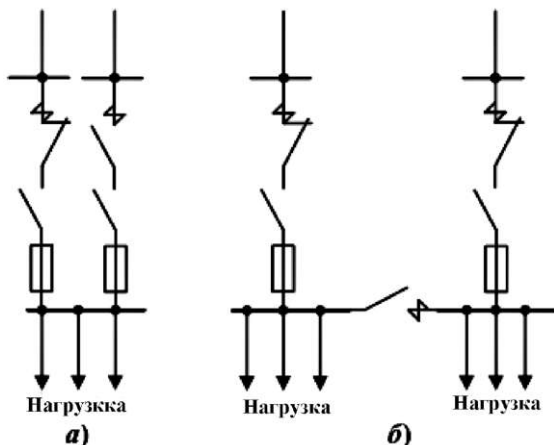


Рис. 9.15. Схема вводного распределительного устройства для потребителей с электроприемниками первой категории:

а – при одном или группе электроприемников небольшой мощности;
б – при большей нагрузке

Устройство автоматического включения резерва может выполняться и на автоматических выключателях.

В целом вводное распределительное устройство здания с электроприемниками первой и второй категорий приведено на рисунке 9.16, причем обязательно питающие линии электроприемников первой категории должны подключаться к вводам в здание до рубильников-переключателей и других коммутационных и защищающих аппаратов [4.7].

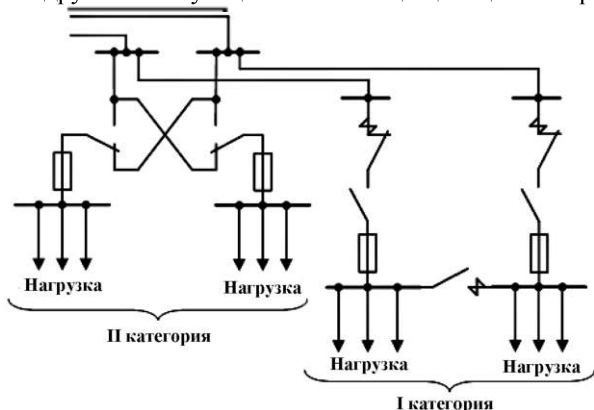


Рис. 9.16. Схема вводного распределительного устройства здания с электроприемниками первой и второй категорий

9.8. Рекомендации по выбору схем распределительной сети

Основным вариантом построения распределительной сети 6–20 кВ для электроснабжения *электроприемников первой категории* является двухлучевая схема с двухсторонним питанием при условии подключения взаиморезервирующих линий 6–20 кВ к разным независимым источникам питания. При этом на шинах 380 В двухтрансформаторных подстанций и непосредственно у потребителя (при наличии электроприемников первой категории) должно быть предусмотрено устройство автоматического включения резерва.

Следует также рассматривать питание электроприемников первой категории по сети 380 В от разных трансформаторных подстанций, присоединенных к разным независимым источникам. При этом необходимо предусматривать необходимые резервы в пропускной способности элементов системы в зависимости от нагрузки электроприемников первой категории.

Основным принципом построения распределительной сети 6–20 кВ для *электроприемников второй категории* является сочетание петлевых схем 6–20 кВ, обеспечивающих двухстороннее питание каждой трансформаторной подстанции, и петлевых схем 380 В для питания потребителей.

Основным принципом построения распределительной сети 6–20 кВ для *электроприемников третьей категории* является сочетание петлевых линий 6–20 кВ и радиальных линий 380 В к потребителям. При применении воздушных линий электропередачи для питания электроприемников третьей категории резервирование линий может не предусматриваться. При применении в сети 380 В кабельных линий должна учитываться возможность использования временных шланговых кабелей.

В районах современных городов мощность потребителей первой и второй категорий составляет 60–80% суммарной мощности всех городских потребителей [4.3]. В этих условиях может быть рациональной полная автоматизация сетей 6–20 кВ. Согласно [4.1] допускается применение автоматизированных схем для питания электроприемников второй категории, если это применение приводит к увеличению затрат на сооружение сети не более чем на 5%. А поскольку согласно [4.1] в районах многоэтажной застройки (9 этажей и выше) при поверхностной плотности нагрузки 8 МВт/км² и более оптимально сооружение двухтрансформаторных подстанций, то в районах современных городов для электроснабжения потребителей первой и второй категорий в основном применяются двухлучевые автоматизированные схемы сети.

Рекомендуется предусматривать совместное использование отдельных элементов системы электроснабжения для питания различных потребителей независимо от их ведомственной принадлеж-

ности: например, жилых, общественных и административных зданий и промышленных потребителей. Такое построение сети позволяет в полной мере использовать эффект несовпадения максимумов нагрузки различных потребителей.

Контрольные вопросы

1. Изобразите схему радиально-магистральной нерезервированной сети.

2. Обоснуйте область применения радиально-магистральных нерезервированных сетей.

3. Перечислите достоинства и недостатки радиально-магистральных нерезервированных сетей.

4. Изобразите схему петлевой неавтоматизированной сети 6–20 кВ.

5. По каким причинам петлевые сети эксплуатируются в разомкнутом режиме?

6. Опишите принцип работы петлевых неавтоматизированных сетей 6–20 кВ при возникновении коротких замыканий и замыканий на землю.

7. Опишите процедуру изменения точки размыкания петлевой сети.

8. Обоснуйте область применения петлевой неавтоматизированной сети 6–20 кВ и радиально-магистральной нерезервированной сети 380 В.

9. Обоснуйте область применения петлевой неавтоматизированной сети 6–20 кВ и 380 В.

10. Перечислите достоинства и недостатки петлевых неавтоматизированных сетей.

11. Как можно обеспечить требуемый уровень надежности электроснабжения отдельных электроприемников первой категории или электроприемников первой категории относительно небольшой мощности, применяя петлевые сети?

12. Перечислите достоинства и недостатки петлевых автоматизированных сетей.

13. Изобразите схему сложно-замкнутой сети 380 В.

14. В чем заключаются особенности построения защиты сложно-замкнутой сети 380 В?

15. Опишите принцип работы сложно-замкнутой сети 380 В при возникновении коротких замыканий в элементах сети 6–20 кВ.

16. Как обеспечивается селективность защиты при возникновении коротких замыканий в сети 380 В?

17. Как, применяя сложно-замкнутую сеть 380 В, можно обеспечить требования надежности электроснабжения электроприемников первой категории?

18. Перечислите достоинства и недостатки сложно-замкнутых сетей 380 В.

19. Какой подход применяется в многолучевых автоматизированных сетях для обеспечения требуемого уровня надежности?

20. Изобразите схемы различных модификаций многолучевых автоматизированных сетей.

21. Сопоставьте различные модификации многолучевых автоматизированных сетей.

22. Перечислите достоинства и недостатки многолучевых автоматизированных сетей.

23. Почему устройство автоматического включения резерва в городских трансформаторных подстанциях 6–20/0,4 кВ, как правило, устанавливают на стороне низшего напряжения?

24. Изобразите схему устройства автоматического включения резерва в трансформаторной подстанции, реализованного на контакторных станциях.

25. Какие преимущества и недостатки имеются у устройства автоматического включения резерва, реализованного на контакторных станциях?

26. Опишите принцип работы устройства автоматического включения резерва в трансформаторной подстанции, реализованного на контакторных станциях.

27. Изобразите схемы вводных распределительных устройств для электроприемников второй категории надежности.

28. Опишите принцип работы схем вводных распределительных устройств для электроприемников второй категории надежности.

29. Изобразите схемы вводных распределительных устройств для электроприемников первой категории надежности.

30. Опишите принцип работы схем вводных распределительных устройств для электроприемников первой категории надежности.

31. Какие схемы сетей рекомендуется применять для электропитания электроприемников первой категории?

32. Какие схемы сетей рекомендуется применять для электропитания электроприемников второй категории?

33. Какие схемы сетей рекомендуется применять для электропитания электроприемников третьей категории?

34. Какие схемы сетей рекомендуется применять для электропитания электроприемников первой и второй категорий в современных районах городов?

Глава 10 ПИТАЮЩИЕ СЕТИ 6–20 кВ

10.1. Необходимость сооружения распределительных пунктов 6–20 кВ

Достаточно широкое распространение получила так называемая двухзвенная сеть на напряжении 6–20 кВ с сооружением распределительных пунктов в районе электроснабжения, предназначенных для приема электроэнергии от источников питания по ограниченному числу питающих линий (как правило, не более 4-х) и выдачи ее в распределительную сеть по большому числу линий (как правило, на одну питающую линию приходится 4–6 распределительных линий).

Преимущества двухзвенного построения сети на напряжение 6–20 кВ заключаются в следующем [4.10]:

1. Уменьшается суммарное количество линий от источника питания до района электроснабжения, тем самым уменьшаются капиталовложения в линии сети 6–20 кВ.

2. Экономятся дефицитные и дорогостоящие ячейки выключателей распределительных устройств 6–20 кВ источников питания, тем самым уменьшаются капиталовложения в ячейки выключателей 6–20 кВ источника питания.

3. Повышается оперативная гибкость схемы. При повреждении линии место повреждения будет локализовано на участке питающей или распределительной линии. В однозвенной сети полностью отключится вся линия, отходящая от источника питания.

4. Разрешаются организационные вопросы эксплуатации сетей 6–20 кВ. Как правило, источники питания и сети 6–20 кВ городов очень часто находятся на балансе разных организаций. Поэтому выполнение оперативных переключений в сети 6–20 кВ выключателями источника питания или, например, определение места повреждения в сети 6–20 кВ необходимо заранее согласовывать с соответствующей организацией, на балансе которой находится источник питания. При наличии распределительного пункта любые переключения в распределительной сети выполняются выключателями, установленными в распределительном пункте, и только при необходимости осуществления переключений в питающей сети необходимо согласовывать доступ к источнику питания. При однозвенной структуре сети любые переключения и виды работ с доступом к распределительному устройству 6–20 кВ источника питания необходимо согласовывать.

Введение в систему электроснабжения распределительного пункта имеет и свои недостатки:

1. Требуется дополнительные (и весьма существенные) капиталовложения в сооружение распределительного пункта.

2. На линейных выключателях источника питания при двухзвенной структуре сети увеличивается выдержка времени релейной защиты (отстройка производится от выдержки времени релейной защиты выключателей в распределительном пункте), что приводит к увеличению минимально допустимого сечения жил кабелей по термической стойкости к токам короткого замыкания.

Как правило, преимущества сооружения распределительного пункта преобладали над недостатками, и системы электроснабжения городов проектировались с двухзвенной структурой сети 6–20 кВ. Однако с ростом нагрузок оптимальный радиус действия источников питания уменьшается. В этих условиях создание питающей сети 6–20 кВ и распределительных пунктов становится нерациональным. Поэтому в инструкции по проектированию городских электрических сетей [4.1] указано, что в настоящее время целесообразность сооружения распределительных пунктов 6–20 кВ должна обосновываться технико-экономическим расчетом.

Сооружение распределительного пункта может оправдать себя при достаточно большом расстоянии от источника питания до района электроснабжения. Согласно [4.1] оптимальная нагрузка РП составляет: при напряжении 10 кВ – 12 МВт; при напряжении 6 кВ – 8 МВт, но не менее 7 и 4 МВт соответственно при напряжении 10 и 6 кВ.

Как правило, распределительный пункт совмещают в одном здании с ближайшей трансформаторной подстанцией 6–20 кВ в так называемую распределительную трансформаторную подстанцию.

10.2. Схемы питающих сетей 6–10 кВ

При современных значениях экономически целесообразной мощности распределительного пункта их питание осуществляется по радиальным схемам. Ранее при существенно меньших экономически целесообразных нагрузках распределительного пункта использовались петлевые схемы.

Согласно [4.1] распределительные пункты 6–10 кВ следует, как правило, выполнять с одной секционированной системой сборных шин с питанием по взаимно резервируемым линиям, подключенным к разным секциям источника питания. На секционном выключателе должно предусматриваться устройство автоматического включения резерва. При соответствующих обоснованиях допускается применение других схем.

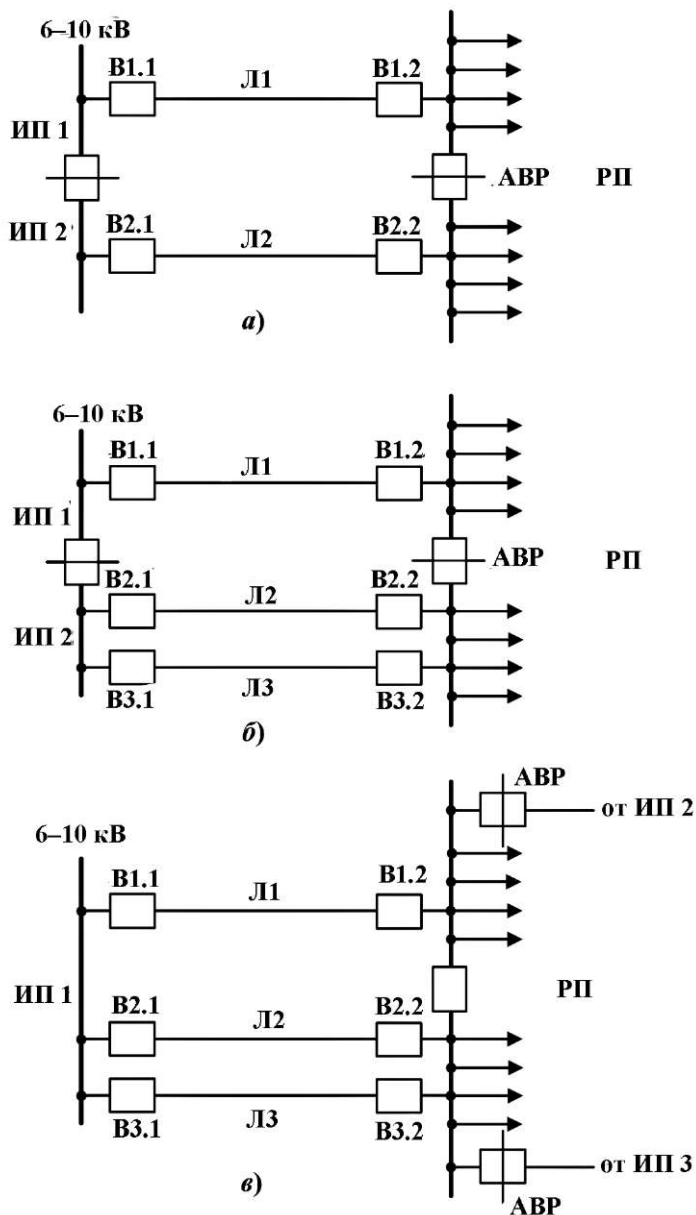


Рис. 10.1. Схемы питающих сетей 6–10 кВ

Схема 1: питание распределительного пункта по двум взаимно резервируемым линиям Л1 и Л2, подключенным к разным источни-

кам питания или секциям одного источника питания (рис 10.1 а). Взаимное резервирование линий осуществляется в распределительном пункте с помощью устройства автоматического включения резерва на секционном выключателе.

При повреждении линии, например Л1, отключаются выключатели В1.1 и В1.2 по концам этой линии, срабатывает устройство автоматического включения резерва и включается секционный выключатель в распределительном пункте. Питание распределительной сети автоматически восстановлено.

В нормальном режиме по каждой линии передается половина нагрузки распределительного пункта, в послеаварийном режиме – отключение одной из двух линий – по оставшейся в работе линии передается вся нагрузка распределительного пункта. Основным недостатком данной схемы – завышение суммарного сечения линий по условиям передачи всей нагрузки распределительного пункта по одной линии в послеаварийном режиме по сравнению с требуемым экономически целесообразным сечением линии.

Данный недостаток устранен в *схеме 2*: питание распределительного пункта осуществляется по трем резервируемым линиям, две из которых подключены к одному источнику питания, а третья – к другому или подключена к двум секциям шин одного источника питания (рис. 10.1 б). Линии Л2 и Л3 являются взаимно резервируемыми и вместе осуществляют резервирование линии Л1 с помощью устройства автоматического включения резерва одностороннего действия (в сторону Л1) на секционном выключателе распределительного пункта. Для селективного отключения повреждения в одной из линий Л2 или Л3 в распределительном пункте устанавливается направленная защита.

При повреждении, например, линии Л3 отключаются выключатели В3.1 и В3.2 по концам этой линии и питание распределительной сети продолжается по линии Л2. При повреждении, например, линии Л1, отключаются выключатели В1.1 и В1.2 по концам этой линии, срабатывает устройство автоматического включения резерва и включается секционный выключатель. Питание распределительной сети автоматически восстановлено.

В нормальном режиме по линиям Л2 и Л3 передается четверть нагрузки распределительного пункта, по линии Л1 – половина. В послеаварийных режимах, связанных с отключением одной из линий, по двум оставшимся в работе линиям передается половина нагрузки распределительного пункта. В результате такого решения суммарное сечение линий в *схеме 2* существенно меньше, чем в *схеме 1*.

В случае недостаточности максимально возможного сечения линий применяются удвоенные линии, подключаемые под один выключатель для экономии ячеек в распределительном устройстве источника питания.

При неравномерной нагрузке на секциях распределительного пункта применение схем 1 и 2 с замкнутым секционным выключателем в распределительном пункте позволит равномерно загрузить питающие линии и снизить потери мощности и электроэнергии. Но при замкнутом секционном выключателе за счет параллельной работы трансформаторов источника питания существенно увеличивается уровень токов короткого замыкания, что приводит к удорожанию электрооборудования. Также при разнице напряжений на шинах источников питания при замкнутом секционном выключателе по питающим линиям будет протекать уравнивающий ток, в результате чего потери мощности и электроэнергии в сети могут даже увеличиваться. Поэтому, как правило, секционные выключатели в распределительных пунктах работают в разомкнутом режиме.

При реконструкции сети при наличии нескольких источников питания может применяться схема, например, приведенная на рисунке 10.1 в. Распределительный пункт в данной схеме в нормальном режиме получает питание от одного источника питания, что позволяет перевести секционный выключатель в замкнутый режим (уровень токов короткого замыкания не изменяется, уравнивающий ток не появляется) и обеспечить минимум потерь мощности и электроэнергии. Недостаток таких схем – наличие холодного резерва в виде питающих линий от других источников питания.

10.3. Особенности построения питающих сетей 20 кВ

По мере роста нагрузок и увеличения мощности энергосистем увеличивался и уровень токов короткого замыкания в системах электроснабжения городов. А с учетом большой выдержки времени релейной защиты на линейных выключателях в распределительном устройстве источника питания при двухзвенной структуре сети происходит ее существенное удорожание из условия обеспечения термической стойкости к токам короткого замыкания; необходимо выбирать кабели и их экраны большего сечения, более мощное электрооборудование в распределительном пункте и трансформаторных подстанциях. При построении городских распределительных электрических сетей в г. Москве на напряжении 20 кВ для устранения этого недостатка вместо распределительных пунктов было предложено использовать соединительные пункты с выключателями нагрузки* вместо выключателей. Данное решение позволило существенно снизить выдержку времени релейной защиты на линейных выключателях в распределительном устройстве источника питания, поскольку в сети больше нет коммутационных аппаратов, отключающих токи короткого замыкания. Основ-

* Напомним, что выключатели нагрузки не предназначены для отключения токов короткого замыкания.

ное же отличие соединительного пункта от распределительного пункта заключается в отсутствии функции распределения электроэнергии: количество питающих линий равно количеству распределительных линий. Питающая сеть в данном случае строится по «московской» схеме (см. подраздел 8.5).

Поскольку при таком построении сети все короткие замыкания в сети 20 кВ будут отключаться только линейными выключателями в распределительном устройстве источника питания, то для обеспечения возможности проведения дистанционных оперативных переключений в соединительных пунктах и в трансформаторных подстанциях устанавливаются устройства телемеханики, а на выключателях нагрузки устанавливаются моторизированные приводы. Поскольку выключатели нагрузки снабжены моторизированными приводами, то для полного использования их возможностей было принято решение реализовывать устройства автоматического включения резерва в трансформаторных подстанциях на стороне высшего напряжения (20 кВ) на выключателях нагрузки.

Пример построения схемы питающей сети района Ходынское поле в г. Москве приведен на рисунке 10.2.

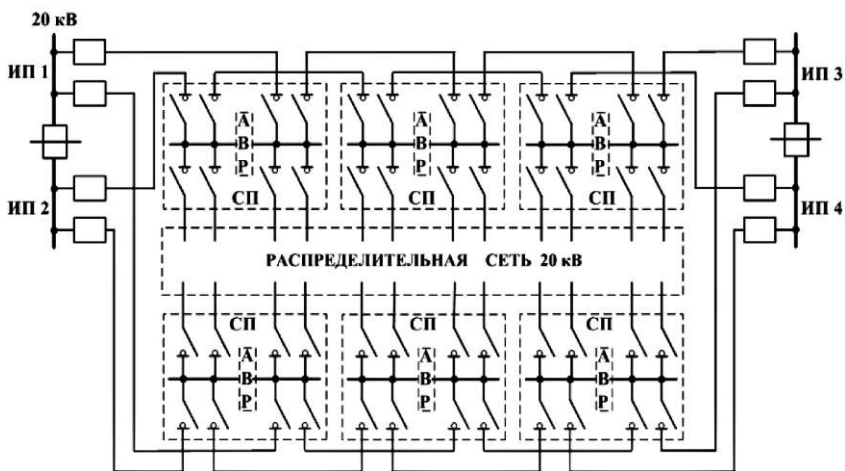


Рис. 10.2. Принцип построения схемы сети 20 кВ

Возможно, такой подход к построению питающих сетей будет использоваться и в новых сетях напряжением 10 кВ.

Контрольные вопросы

1. Какие достоинства и недостатки присущи двухзвенному построению сетей 6–20 кВ?
2. Каково назначение распределительного пункта?
3. Изобразите основные схемы питающих сетей 6–10 кВ.
4. Опишите принцип работы основных схем питающих сетей 6–10 кВ.
5. В чем заключаются отличия в построении питающих сетей 6–10 кВ и 20 кВ?
6. Чем отличается распределительный пункт от соединительного?
7. Почему в сети 20 кВ устройство автоматического включения резерва реализовано на стороне высшего напряжения трансформаторных подстанций?

Глава 11

СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПРОМЫШЛЕННОМ ПРЕДПРИЯТИИ

Схемы электроснабжения промышленных предприятий должны отвечать его требованиям по надежности электроснабжения потребителей электроэнергии (электроприемников) и бесперебойности электроснабжения.

Потребители электроэнергии, в зависимости от требований надежности и бесперебойности электроснабжения, делятся на три категории (первая, вторая, третья и особая).

Согласно ПУЭ электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения, при нарушении электроснабжения от одного из источников питания, может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады (ручной ввод резерва).

Электроснабжение приемников третьей категории надежности потребителей может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают суток [4.5].

При категорировании электроприемников по надежности электроснабжения не следует допускать необоснованного отношения их к более высокой категории, так как это приводит не только мощности устанавливаемых трансформаторов, но и к требованиям к энергоснабжающей организации по обеспечению резервирования питания потребителей и, как следствие, к удорожанию всей системы электроснабжения предприятия.

Ко второй категории следует относить только такое технологическое оборудование, без которого невозможно продолжение работы основного производства на время послеаварийного режима.

Понятие «категория электроприемника (ЭП) по надежности электроснабжения» не следует относить к потребителю в целом, в том числе к цехам, участкам, корпусам и т.д. Это понятие правомерно только в отношении индивидуального ЭП. Для потребителя характерно лишь сочетание в различных пропорциях ЭП категорий первой, второй и третьей.

Надежность электроснабжения потребителя обеспечивается выполнением требуемой степени резервирования. Для продолжения работы основного производства в послеаварийном режиме необходима работа всех электроприемников, отнесенных к первой и второй категориям, следовательно, питание этих ЭП должно резервироваться [4.4].

Резервирование элементов схем электрических соединений (рис. 11.1) осуществляется двумя способами: увеличением их пропускной способности (в частном случае – дублирование) или дополнительным увеличением резервной генерирующей мощности в энергосистеме. Последнее мероприятие целесообразно, если дополнительные затраты на пропускную способность элемента схемы (для компенсации режимных ограничений выдачи мощности электростанции ввиду ненадежности элементов схемы) больше затрат на увеличение резервной мощности

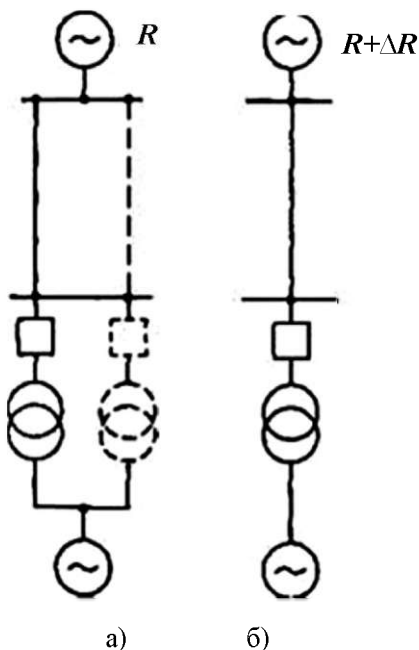


Рис. 11.1. Резервирование элементов схем:
а – увеличением пропускной способности (дублированием) элементов;
б – увеличением резерва генерирующей мощности энергосистемы

Систему электроснабжения всех трех категорий подразделяют на систему *внешнего электроснабжения* (воздушные и кабельные линии от подстанции энергосистемы до главной понижающей подстанции (ГПП) или главного распределительного пункта (ГРП) промышленного объекта) и на систему *внутреннего электроснабжения* (распределительные линии от ГПП или ГРП до цеховых трансформаторных подстанций).

Схемы внешнего и внутреннего электроснабжения выполняются с учетом особенностей режима работы отдельных потребителей, возможностей дальнейшего расширения производства, удобства обслуживания и ряда других факторов.

11.1. Система внешнего электроснабжения

Электроснабжение промышленного предприятия может осуществляться:

- от собственной электростанции;
- от энергетической системы;
- комбинированно от энергетической системы и от собственной электростанции, при этом последняя имеет связь с системой и работает с ней параллельно.

Основными источниками питания промышленных предприятий, как правило, являются электроустановки энергосистем (электростанции, подстанции, линии электропередачи).

При сооружении предприятия в районе, не имеющем связи с энергосистемой, источником питания является собственная автономная электростанция (ТЭЦ, ГТЭС, СЭС, ВЭС и др.).

При централизованном электроснабжении на крупных промышленных предприятиях может предусматриваться сооружение собственного источника питания.

Электростанции, используемые в качестве собственных источников питания, должны быть электрически связаны с ближайшими электрическими сетями энергосистемы. Связь может осуществляться либо непосредственно на генеральном напряжении, либо на промышленном напряжении через трансформаторы связи.

Электроснабжение от собственной электростанции. Если собственная электростанция находится в непосредственной близости от цехов предприятия, а напряжение высоковольтной распределительной сети совпадает с напряжением генераторов электростанции (генераторное напряжение), то распределение электроэнергии по предприятию осуществляется по схеме, приведенной на рисунке 11.2. При этом близлежащие цеховые трансформаторные подстанции подключаются непосредственно на шины распределительного устройства (РУ) электростанции, а удаленные потребители (подсобные хозяйства, насосные, жилые поселки и др.) через повышающие силовые трансформаторы.

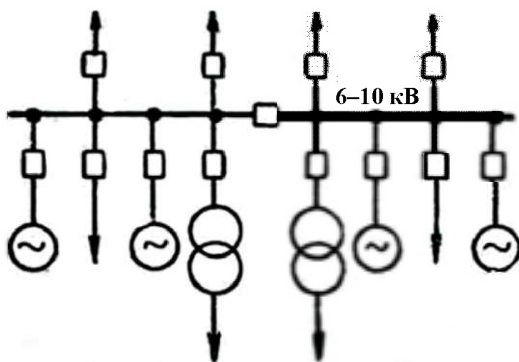


Рис. 11.2. Схема электроснабжения от собственной электростанции

Электроснабжение от энергетической системы выполняется в зависимости от категории надежности потребителя и напряжения источника питания по схемам:

- а) рисунка 11.3 при напряжении 6-10-20 кВ;
- б) по схеме мостика при напряжении 35-220 кВ.

В указанных и приводимых далее схемах разъединители и реакторы не показаны. Количество выключателей и их типы могут изменяться в зависимости от категории надежности потребителя, конструктивного выполнения линии, условий резервирования и расстояния до источника питания.

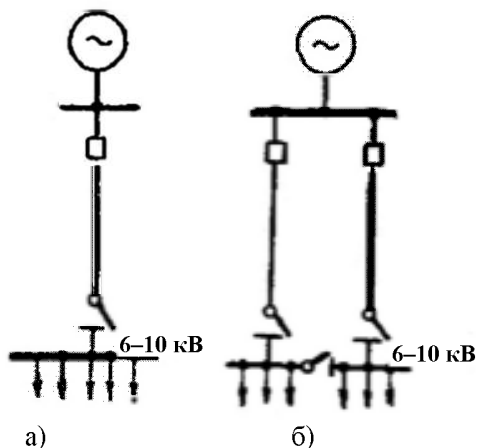


Рис. 11.3. Схемы электроснабжения от энергосистемы при напряжении 6-10 кВ

Например, схема рисунка 11.3 а может применяться для питания потребителей III категории. Схему рисунка 11.3 б с секциониро-

ванием шин разъединителем применяют для питания потребителей II–III категорий. Если при отключении одной из линий питание необходимо восстанавливать в автоматическом режиме, то секционный разъединитель заменяется секционным выключателем. Приведенные схемы с напряжением 6–20 кВ применимы при расстоянии промышленного предприятия до подстанции системы не более 5–10 км, так как в этом случае транспортировка электроэнергии на этом напряжении становится экономически нецелесообразной.

Электроснабжение от энергетической системы при наличии собственной электростанции. Схема рисунка 11.2 применяется, когда промышленное предприятие питается от энергосистемы напряжением 6–10 кВ, совпадающим с генераторным напряжением, и когда собственная электростанция расположена в центре нагрузок. В этом случае распределительное устройство электростанции используется одновременно как центральный распределительный пункт (ЦРП).

При наличии собственной электростанции схема мостика применяется, когда промышленное предприятие питается от энергосистемы на повышенном напряжении 35–220 кВ, которое понижается на территории предприятия до напряжения генераторов электростанции. В этой схеме распределительное устройство электростанции 6–10 кВ не совмещается с распределительным устройством главной понижающей подстанции. Объясняется это тем, что обычно главная понижающая подстанция располагается в центре нагрузок, тогда как место расположения собственной электростанции предприятия диктуется обычно другими факторами: расположением подъездных путей, источника водоснабжения и др.

11.2. Система внутреннего электроснабжения

В общем случае схемы внутризаводского распределения электроэнергии имеют ступенчатое построение. Считается нецелесообразным применение схем с числом ступеней более двух–трех, так как в этом случае усложняется коммутация и защита сети. На небольших по мощности предприятиях рекомендуется применять одноступенчатые схемы.

Схема распределения электроэнергии должна быть связана с технологической схемой объекта. Питание приемников электроэнергии разных параллельных технологических потоков должно осуществляться от разных источников: подстанций, РП, разных секций шин одной подстанции. Это необходимо для того, чтобы при аварии не останавливались оба технологических потока. В то же время взаимосвязанные технологические агрегаты должны присоединяться к одному источнику питания, чтобы при исчезновении питания все приемники электроэнергии были одновременно обесточены.

При построении общей схемы внутривзаводского электроснабжения необходимо принимать варианты, обеспечивающие рациональное использование ячеек распределительных устройств, минимальную длину распределительной сети, максимум экономии коммутационно-защитной аппаратуры [4, 8].

Распределение электроэнергии по внутриплощадочным сетям промышленного предприятия может осуществляться по радиальным, магистральным и смешанным схемам, которые имеют различные модификации в зависимости от территориального расположения нагрузок, потребляемой мощности, требований надежности, условий окружающей среды. Для предприятий малой и средней мощности эти сети выполняются на напряжении 6–10 кВ.

Радиальные схемы распределения электроэнергии при напряжении 6–10 кВ рекомендуется применять при нагрузках расположенных в различных направлениях от источника питания (ГПП, ГРП), при повышенных требованиях к надежности электроснабжения электроприемников (в основном электроприемников I категории) – их, как правило, выполняют кабельными линиями.

Пример распределения электрической энергии во внутри площадочных сетях по радиальной схеме показан на рисунке 11.5.

К преимуществам радиальных схем следует отнести простоту выполнения и надежность эксплуатации электрической сети, возможность применения простой и надежной защиты и легко выполнимой автоматизации.

Недостатком такой схемы является то, что при аварийном отключении питающей радиальной линии на цеховом распределительном пункте (РП) нарушается электроснабжение нескольких цеховых трансформаторных подстанций. Для устранения этого недостатка радиальная схема питания иногда дополняется резервной линией, которая поочередно подводится на цеховые подстанции.

Для повышения надежности электроснабжения при питании по радиальной схеме применяется также автоматическое включение резерва (АВР). При нарушении питания одной из секций шин цехового РП автоматически включается нормально разомкнутый секционный выключатель и питание обеих секций осуществляется по одной линии. Все эти мероприятия приводят к существенному удорожанию схемы. Кроме того, применение радиальных схем электроснабжения увеличивает количество высоковольтных аппаратов, в силу этого удорожается строительная часть распределительных устройств и увеличиваются капитальные затраты.

Питание индивидуальных приемников 6–10 кВ (двигателей, печей, преобразовательных подстанций и т.п.) следует выполнять радиальными кабельными линиями от секций 6–10 кВ подстанции.

В силу изложенных выше недостатков применение радиальных схем питания ТП в проекте требует специального обоснования.

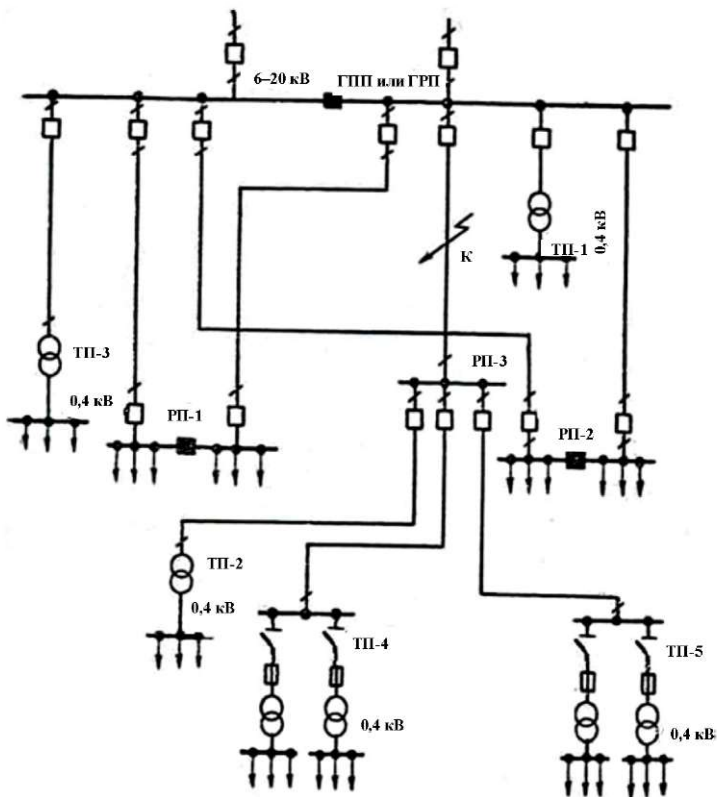


Рис. 11.5. Радиальная схема питания внутриплощадочных сетей

При распределении электроэнергии по магистральным схемам (рис. 11.6) на отдельные подстанции производится ответвление от воздушной высоковольтной линии или кабельная линия заводится поочередно на несколько подстанций. По системе глубокого ввода при напряжении 35 кВ и выше на предприятиях могут устанавливаться понижающие трансформаторы 110/6–10 кВ, 35/6–10 кВ или 35/0,4 кВ, что удешевляет систему электроснабжения и снижает потери мощности. Однако при этом на предприятии должны отсутствовать высоковольтные электроприемники, а предельная нагрузка предприятия ограничена мощностью устанавливаемых трансформаторов.

Такие магистральные схемы электроснабжения дают возможность снизить капитальные затраты за счет уменьшения длины питающих линий, уменьшения количества высоковольтных аппаратов и упрощения строительной части подстанций.

Питание указанных приемных пунктов рекомендуется выполнять воздушными линиями электропередачи 35 кВ.

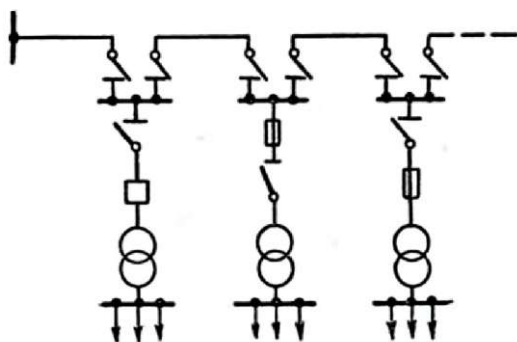


Рис. 11.6. Магистральная схема питания цеховых трансформаторных подстанций

Количество устанавливаемых на подстанции трансформаторов и число цепей ВЛ–35 кВ определяются в зависимости от категории подключенных электроприемников по бесперебойности электропитания [4.4].

Особенно выгодно применять магистральные схемы при питании цеховых трансформаторных подстанций малой мощности, располагаемых вдоль цеха, что упрощает и удешевляет систему электропитания.

Питание ТП 6–10/0,4 кВ может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной схеме. К одной магистрали могут подключаться до трех трансформаторов мощностью 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА.

Кольцевые магистрали допускается применять для питания потребителей третьей и частично второй категорий с учетом расположения цеховых трансформаторных подстанций, при единичной мощности трансформаторов не более 630 кВА.

Магистральные схемы имеют некоторые недостатки: например, меньшая по сравнению с радиальными схемами надежность электропитания, так как повреждение магистрали ведет к отключению всех потребителей, питающихся от одной магистрали. Для повышения надежности электропитания при питании по магистральной схеме применяются различные модификации этой схемы, например, *схема сквозных двойных магистралей* (рис. 11.7), когда две магистрали от распределительного пункта поочередно заводятся на каждую секцию подстанций, и *двухлучевая*, когда питание подстанций обеспечивается от двух источников питания. Эти схемы дают возможность при отключении одной из двух магистралей вручную или автоматически восстановить питание всех потребителей.

Распределительные устройства 6–10 кВ главных понижающих подстанций (ГПП) и подстанций глубокого ввода (ПГВ) являются

основными распределительными подстанциями 6–10 кВ предприятия. От РУ 6–10 кВ ГПП питаются вторичные РП 6–10 кВ, электроприемники 6–10 кВ и ТП 6–10/0,4 кВ. Распределительное устройство 6–10 кВ подстанции глубокого ввода является, как правило, единственной распределительной подстанцией крупного цеха, корпуса или предприятия, и от него получают питание электроприемники и ТП 6–10/0,4 кВ. Помещение РУ 6–10 кВ ПГВ рекомендуется пристраивать или встраивать в производственное здание.

Цеховые подстанции подразделяются на комплектные трансформаторные подстанции (КТП), изготовленные на заводе и поставляемые в соответствии с заявленной комплектацией, и трансформаторные подстанции (ТП), монтируемые на месте строительства. КТП сокращают сроки строительства и обеспечивают большую надежность, поэтому им отдают предпочтение при проектировании.

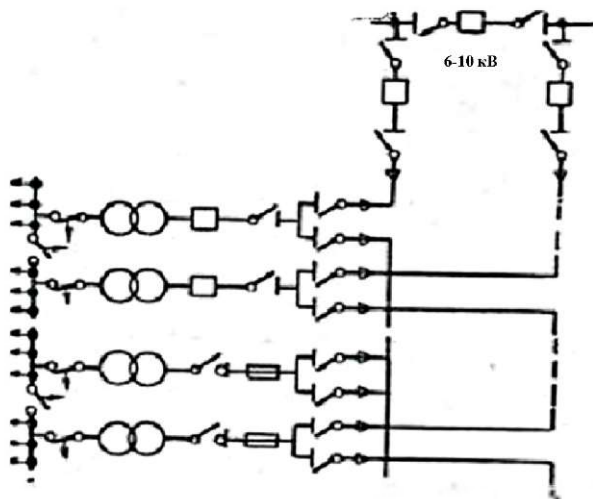


Рис. 11.7. Схема сквозных двойных магистралей

Цеховые ТП и КТП не должны иметь сборные шины первичного напряжения. Установка отключающего аппарата перед цеховым трансформатором при магистральном питании подстанции обязательна. Глухое присоединение цехового трансформатора может применяться при радиальном питании кабельными линиями по схеме блока «линия–трансформатор», за исключением случаев:

- питания от пункта, находящегося в ведении другой эксплуатирующей организации;
- необходимости установки отключающего аппарата по условиям защиты [4.4].

Трансформаторы цеховых ТП мощностью 400, 630, 1000, 1600, 2500 кВА выпускаются со схемами соединений «звезда–звезда» или «треугольник–звезда» с нулевым выводом. В первом случае допустимый ток нулевого вывода равен 0,25 от номинального тока трансформатора, а во втором случае – 0,75 от номинального тока трансформатора. Исходя из условий надежности действия защиты от однофазных токов короткого замыкания в сетях напряжением до 1000 В и возможности подключения несимметричных нагрузок рекомендуется применение цеховых трансформаторов со схемой соединения обмоток «треугольник–звезда». Очевидно, что при этом на высокой стороне трансформатора мы имеем изолированный режим нейтрали, а на низкой стороне – глухозаземленный.

Рекомендована привязка цеховых трансформаторных подстанций к определенным цехам, если этому не препятствует незначительность электрической нагрузки [4.5].

Количество трансформаторов цеховой ТП определяется, в основном, требованиями надежности питания потребителей.

Питание электроприемников первой и второй категорий следует предусматривать от двухтрансформаторных и трехтрансформаторных подстанций. Подключаемую нагрузку рекомендуется относительно равномерно распределить по секциям распределительного устройства до 1000 В подстанции.

Трехтрансформаторные подстанции применяют при сосредоточенной нагрузке.

Питание общезаводских объектов (насосных, компрессорных и т.д.) осуществляется от двухтрансформаторных подстанций.

Питание электроприемников третьей категории надежности осуществляется от одното трансформаторных подстанций, если перерыв электроснабжения, необходимый для замены трансформатора не превышает суток [4.4].

При обеспечении резервирования по низкой стороне (кабелями до 1000 В) допускается питание приемников второй категории надежности от одното трансформаторных подстанций.

11.3. Электрические сети до 1000 В

Цеховые электрические сети распределяют электрическую энергию от источников питания (цеховых трансформаторных подстанций, вводов в цех) до каждого приемника.

Цеховые сети промышленных предприятий выполняют на напряжение до 1000 В (наиболее распространенным является напряжение 380 В). Выбор схемы и конструктивное исполнение цеховой сети существенно зависят от номинальных токов и напряжения приемников электроэнергии, категории надежности, режима их рабо-

ты, расположения на территории цеха, от условий окружающей среды производства.

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) производственные помещения, в зависимости от характера окружающей среды, делят на помещения с нормальной средой, жаркой, влажной, сырой, особо сырой, пыльной, химически активной, с пожароопасными и взрывоопасными зонами. Помещения со взрыво- и пожароопасными зонами имеют особую классификацию, обусловленную различными условиями образования взрыво- и пожароопасных веществ и смесей [4.8].

Условия окружающей среды оказывают большое влияние на степень защиты применяемого оборудования. Под степенью защиты понимают способ защиты, обеспечиваемой оболочкой от доступа к опасным частям попадания внешних твердых предметов и (или) воды и проверяемой стандартными методами испытаний.

В соответствии со стандартом [4.6] степень защиты электрооборудования обозначается буквами IP и двумя цифрами. Первая цифра означает степень защиты от прикосновения к токоведущим частям и попадания твердых тел, вторая степень защиты – от попадания воды.

В помещениях с нормальной средой электрооборудование должно быть защищено от механических повреждений, а также от случайных прикосновений к голым токоведущим частям. В помещениях с химически активной средой должна предусматриваться защита электрооборудования от разрушения, что осуществляется применением специальных покрытий и материалов.

Цеховые сети распределения электроэнергии должны обеспечивать:

- необходимую надежность электроснабжения приемников электроэнергии в зависимости от их категории;
- быть удобными и безопасными в эксплуатации;
- иметь оптимальные технико-экономические показатели;
- иметь конструктивное исполнение, обеспечивающее применение индустриальных и скоростных методов монтажа;
- гибкость, позволяющую изменить схему, при модификации технологического процесса.

Электрические сети до 1000 В на промышленных предприятиях подразделяются на *питающие* и *распределительные*.

К *питающим* относятся сети от цеховых ТП до распределительных устройств на напряжении до 1000 В (силовые пункты, шкафы, распределительные шинопроводы).

К *распределительным* относятся сети от распределительных устройств на напряжении до 1000 В до электроприемников.

Допускается прокладка питающих силовых сетей до 1000 В вне зданий и сооружений; если потери напряжения находятся в допустимых пределах, их рекомендуется выполнять радиальными кабельными линиями.

Схемы цеховых сетей делят на радиальные и магистральные.

Радиальные сети применяются при наличии в помещениях взрыво- и пожароопасных установок, проводящей пыли и химически активной среды, а также при повышенных требованиях по обеспечению бесперебойности питания РУ до 1000 В.

В радиальных сетях для питания мощных сосредоточенных нагрузок или узлов нагрузок применяют кабельные линии. При прокладке кабелей внутри зданий их располагают открытым способом по стенам, колоннам, фермам и перекрытиям при помощи скоб или опорных конструкций.

Цеховые сети, выполненные изолированными проводами, прокладывают открыто на изолирующих опорах. Такая прокладка допускается во всех помещениях, за исключением помещений со взрывоопасной средой, где провода заключают в специальные трубы или скрывают в конструкциях здания.

В конкретных случаях, когда применимы как радиальные, так и магистральные схемы распределения электроэнергии, решение принимается на основании технико-экономических расчетов.

Магистральные схемы выполняются шинопроводами, которые по назначению разделяются следующим образом:

- магистральные (ШМА), служащие для подсоединения распределительных шинопроводов, силовых распределительных пунктов, щитов и отдельных мощных электроприемников и выпускающиеся на номинальные токи 800–5000 А;
- распределительные (ШРА), используемые для подключения различных приборов и осветительных шинопроводов и выпускающиеся на номинальные токи 16-800А;
- осветительные (ШОС), применяющиеся для выполнения осветительных линий и подключения маломощных приборов, диапазон токов осветительного шинопровода 16-63А;
- троллейные (ШТМ, ШТР), монотроллейные (ШМТ), применяющиеся для установки всех типов оборудования, в том числе кранов, монорельсов, талей, инструментов, машин, автоматизированных систем хранения и поиска, а также многих других мобильных устройств.

Линию цеховой электрической сети, отходящую от распределительного устройства низшего напряжения цеховой трансформаторной подстанции и предназначенную для питания отдельных наиболее мощных приемников электроэнергии и распределительной сети цеха, называют главной магистральной линией (или главной магистралью).

Главные магистрали выполняют магистральными шинопроводами, они имеют небольшое количество присоединений. Широко применяют магистральные схемы типа блока «трансформатор–магистраль» (БТМ). В такой схеме отсутствует РУ низшего напряжения на цеховой подстанции, а магистраль подключается непосредственно к цеховому трансформатору через вводной автоматический выключатель (рис. 11.8). При двухтрансформаторной подстанции и схеме БТМ между магистралями для взаимного резервирования устанавливают переключку с автоматическим выключателем, пропускная способность которой составляет 30–40% мощности силового трансформатора. В нормальном режиме она разомкнута (рис. 11.9). Рекомендуется применять магистральные схемы с числом отходящих от ТП магистралей, не превышающим числа силовых трансформаторов. При этом суммарная пропускная способность питающих магистралей не должна превышать мощности силовых трансформаторов.

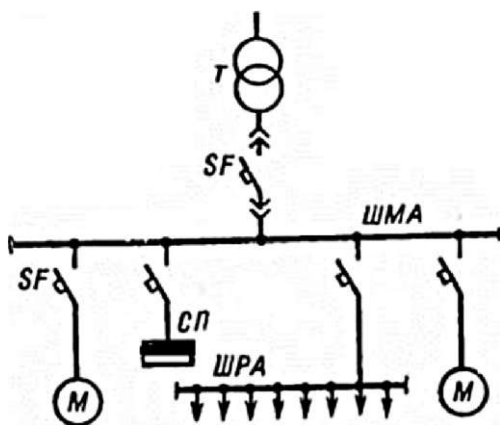


Рис. 11.8. Схема блока «трансформатор-магистраль» для однотрансформаторной подстанции

Магистральные схемы с несколькими магистралями, выполненными распределительными шинопроводами, приведены на рисунке 11.10.

Магистральные силовые сети рекомендуется выполнять *комплектными* шинопроводами, изготовленными в заводских условиях, вследствие их универсальности, гибкости и надежности. Конструкция их позволяет с наименьшими затратами времени изменять конфигурацию сети при изменении технологического процесса, перестановке или добавлении приемников. Применение комплектных шинопроводов обеспечивает экономию дефицитных стальных труб, а также использование индустриальных и скоростных методов монтажа внутрицеховых сетей.

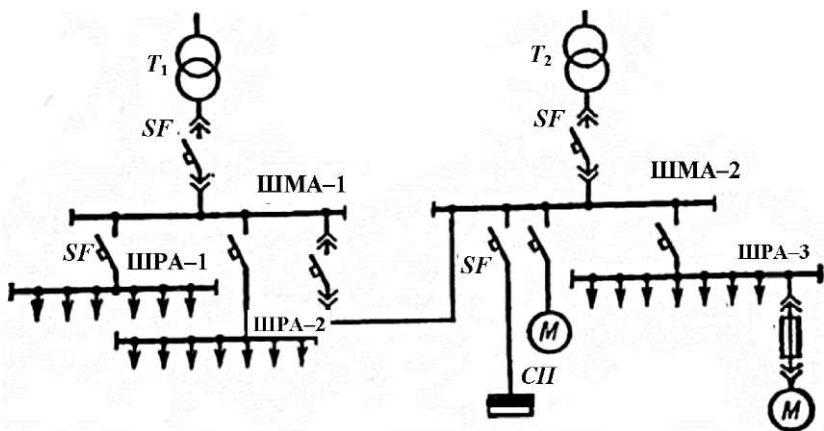


Рис. 11.9. Схема блока «трансформатор-магистраль» для двухтрансформаторной подстанции

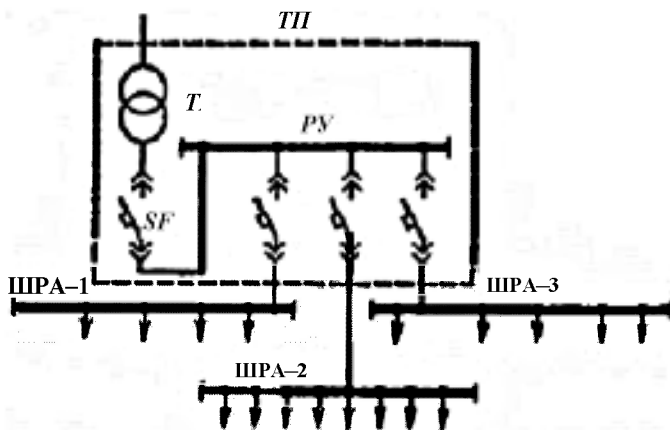


Рис. 11.10. Магистральная схема с несколькими магистралями

11.4. Шинопроводы

Шинопровод называют комплектным, так как он поставляется в виде отдельных сборных секций, представляющих собой от трех до пяти шин, заключенных в оболочку и скрепленных самой оболочкой.

Для выполнения прямых участков линий служат прямые секции, для поворотов – угловые, для разветвлений тройниковые и крестовые, для ответвлений – ответвительные, для присоединений – присоединительные, для компенсации изменения длины при темпе-

ратурных удлинениях – компенсационные, для подгонки длины – подгоночные. Соединение секций на месте их монтажа выполняют болтовыми или штепсельными креплениями.

Таким образом, шинопровод состоит из типовых элементов: секций прямых на 2 и 4 ответвления, прямых прогоночных, угловых вертикальных, угловых горизонтальных, вводных, для вертикальной прокладки, ответвительных коробок, торцовых заглушек, муфт переходных и конструкций для крепления (подвесов, кронштейнов, стоек), расположенных по трассе с шагом 3–4 м, и могут устанавливаться как горизонтально (рис. 11.11), так и вертикально (рис. 11.12). Они комплектуются вводными и ответвительными коробками, а также секциями для подключения компенсирующих устройств.

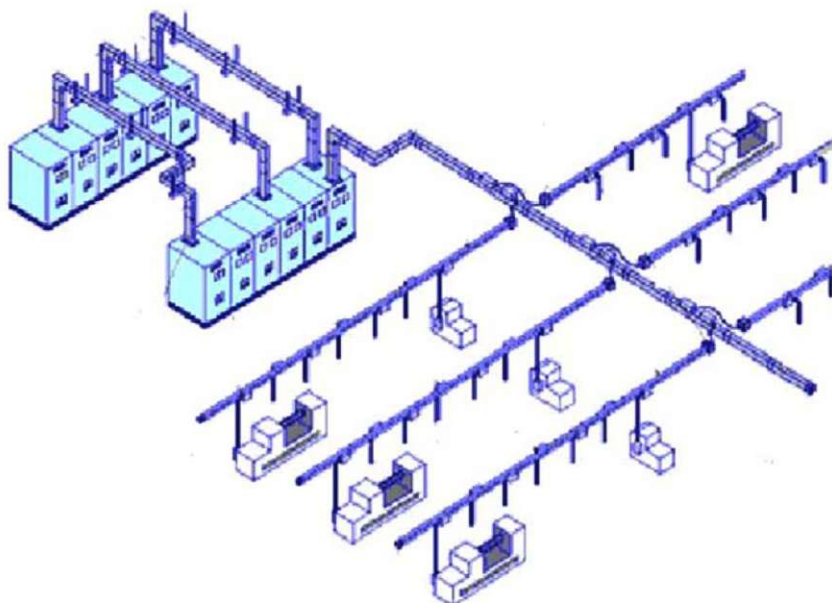


Рис. 11.11. Схема горизонтальной установки шинопровода

Ответвительные коробки состоят из стального сварного корпуса, закрываемого дверцей, соединенной с корпусом петель. Крепление коробок на секциях осуществляется захватами. Для отключения и включения коробки служит подвижный блок включения, который соединяет токоведущие шины секций с блоком контактных стоек ответвительной коробки. Блок включения приводится в действие ручкой привода. Коробки рассчитаны на безопасную установку и смену плавких вставок предохранителей без снятия напряжения с шинопровода. В целях обеспечения безопасности обслуживания

предусмотрено блокирующее устройство, связанное с разъединителем и дверцей: при открытой крышке нельзя включить коробку, а при включенной коробке нельзя открыть крышку.

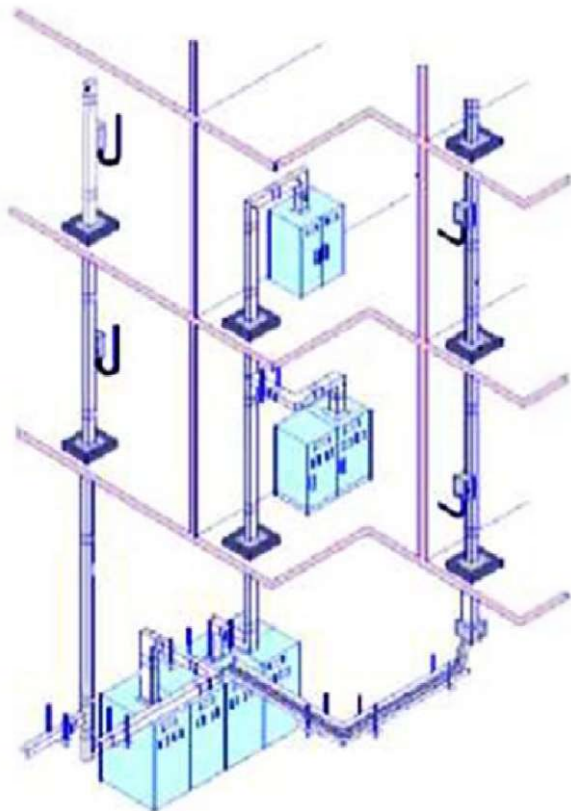


Рис. 11.12. Схема вертикальной установки шинопровода

Шинопроводные системы обладают следующими преимуществами:

- имеют компактную конструкцию и занимают меньше места, чем кабельные системы, которым присущи громоздкие соединительные и концевые элементы;
- в отличие от кабельных легко и в 2-3 раза быстрее монтируются из готовых заводских модулей благодаря встроенным болтовым соединениям, что обеспечивает более низкую стоимость монтажа шинопровода и меньшее время использования рабочей силы на монтаже. У шинопроводов нет такого эффекта, как «стекание изоляции» со временем, поэтому шинопровод можно монтировать в любом положении, а также на любые несущие конструкции;

- с помощью шинопроводов проще проектировать: даже если еще неизвестно точное количество и расположение приборов, потребляющих электроэнергию, можно быстро и эффективно построить всю распределительную сеть – от внутренней трансформаторной подстанции до распределения электроэнергии по розеткам и осветительным приборам;

- по сравнению с кабельными системами проводники имеют практически прямоугольное сечение, обеспечивающее равномерное распределение плотности тока по сечению проводника, когда ток не вытесняется на поверхность. Низкие значения сопротивлений в шинопроводных системах способствуют снижению потерь активной энергии и ограничивают рост реактивной энергии при эксплуатации. В результате в процессе эксплуатации достигается существенная экономия электроэнергии до 30%;

- в отличие от кабельных систем шинопроводные конструкции отличаются гибкостью и мобильностью: их можно легко разбирать, изменять, дополнять или переносить в другое здание и устанавливать заново без особых капитальных затрат;

- шинопровод относится к абсолютно безопасным для человека устройствам: все токоведущие части изолированы, защищены от прямого контакта. Шинопроводы также полностью пожаробезопасны: они не горючи, не являются огнепроводными и не выделяют вредные газы при пожаре, а также не имеют эффекта образования тяги при возгораниях благодаря компактности конструкции и встроенным противопожарным перемычкам;

- плотно сжатые шины, заключенные в алюминиевый пресованный корпус, хорошо проводят выработанное тепло на стенки кожуха и от него – в окружающую среду, обеспечивая постоянное охлаждение;

- благодаря экранирующим свойствам кожуха шинопровода обеспечивается низкий уровень электромагнитного излучения, соответственно, в отличие от использования кабельных систем в офисных зданиях не происходит искажения изображений на экранах мониторов и сбоев в работе офисной техники, отсутствует вредное воздействие на здоровье людей;

- обладают высокой степенью защиты: стандартная защита IP55 может повышаться вплоть до IP68;

- практически не требуют специального технического обслуживания в течение всего срока службы лет);

- отличаются эстетичным внешним видом: возможность окраски в любой цвет и компактность позволяют органично вписать шинопровод в интерьер крупных магазинов, развлекательных центров и других гражданских объектов.

Модульные сети – это разновидность магистральных внутрицеховых сетей. Они представляют собой прокладку проводов под полом в трубах с ответвительными коробками, над которыми устанавливаются напольные колонки (рис. 11.13). Сеть называется модульной, так как ответвительные коробки для присоединения ЭП выполняются с заданным шагом (модулем) 1,5-6 м в зависимости от характера производства и габаритов технологического оборудования. Линии, отходящие от напольных колонок к ЭП, выполняются проводами или кабелями в трубах. Модульная магистраль рассчитана на максимальный ток 100 А.

Применение модульной сети делает электротехническую часть производства независимой от размещения технологического оборудования. Модульные сети применяются на предприятиях в тех случаях, когда возможна частичная перепланировка технологических агрегатов и предъявляются особые требования к стерильности и эстетике производства.

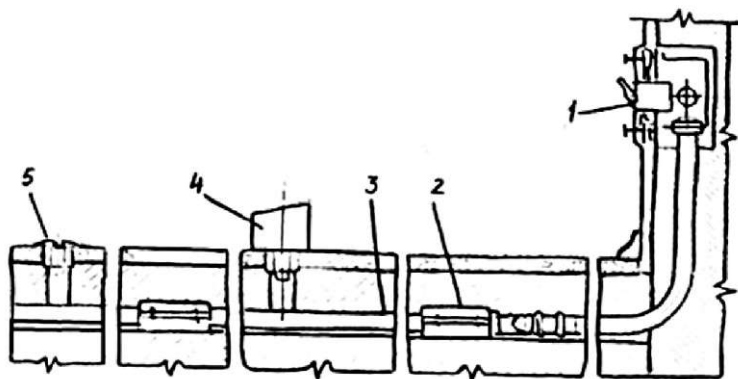


Рис. 11.13. Линия модульной внутрицеховой сети:

- 1 – коммутационный аппарат; 2 – муфта; 3 – трубная секция;
4 – колонка штгепсельная; 5 – заглушка декоративная

Электроснабжение рабочего освещения выполняется независимо от электроснабжения силовых потребителей, самостоятельными (питающими) линиями от распределительного устройства низшего напряжения подстанции к осветительным магистральным пунктам или щиткам, а от них – к групповым осветительным щиткам (рис. 11.14). От групповых щитков питание источников света осуществляется групповыми линиями. При схеме «блок трансформатор-магистраль» осветительные щитки могут быть подключены в начало силовой магистрали при условии качественных показателей по напряжению.

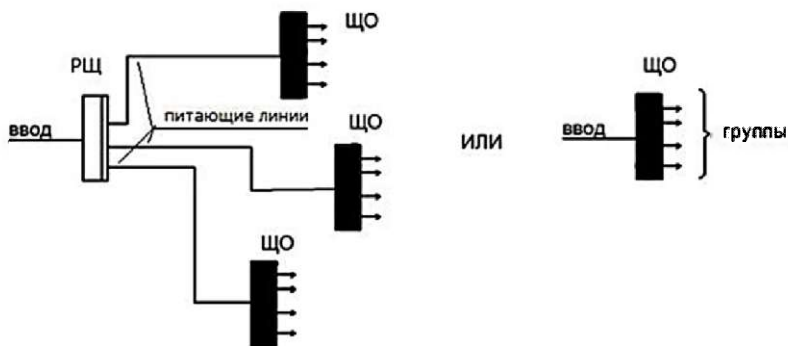


Рис. 11.14. Структурная схема радиальной осветительной сети

Не допускается присоединение освещения к силовой распределительной сети. Светильники аварийного освещения (для продолжения работы и для эвакуации) должны быть подключены к независимому источнику питания. Для них создается сеть, независимая от сети рабочего освещения, начиная от распределительного устройства низкого напряжения подстанции или от ввода в здание.

Осветительные сети выполняются радиальными и магистральными. Радиальные сети применяются тогда, когда магистральные неприменимы (условия окружающей среды, высота и размеры помещений и т.п.).

Контрольные вопросы

1. Требования, предъявляемые к электрическим сетям внешнего и внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.
2. Схемы сетей внешнего электроснабжения в зависимости от категории надежности приемников электроэнергии.
3. Схемы сетей внутреннего электроснабжения в зависимости от категории надежности приемников электроэнергии.
4. При каких условиях применяются трехтрансформаторные подстанции в цеху?
5. Компонка и конструктивные особенности электрических сетей внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.
6. Требования, предъявляемые к цеховым электрическим сетям.
7. Влияние условий окружающей среды отдельных видов производства на выбор системы электроснабжения цеха.
8. Схемы внутрицеховых сетей. Конструкция и компоновка цеховых сетей.
9. Конструктивные особенности шинопроводов и рекомендации по их использованию

Список рекомендуемой литературы

К введению

В.1. Глазунов, А.А. Многокритериальная оптимизация параметров глубоких вводов в системах электроснабжения городов с учетом неопределенности развития электрических нагрузок / А.А. Глазунов, Т.Б. Лещинская, Г.В. Шведов. – М.: Агроконсалт, 2005. – 116 с.

В.2. Глазунов, А.А. Системы электроснабжения – подсистемы электроэнергетических систем / А.А. Глазунов, В.А. Строев, Ю.В. Шаров // *Электричество*. – № 9. С. 5–9.

В.3. Конохова, Е.А. Электроснабжение: учебник / Е.А. Конохова – М.: Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с.

В.4. Мелентьев, Л.А. Системные исследования в энергетике / Л.А. Мелентьев. – М.: Наука, 1982.

В.5. Мукоосев, Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник / Ю.Л. Мукоосев. – М.: Энергия, 1973. – 584 с.

В.6. Основы современной энергетики. В 2 т.: учебник. Т. 2. Современная электроэнергетика / под ред. А.П. Бурмана, В.А. Строева. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 632 с.

В.7. Планировка и застройка городских и сельских поселений. СП 42.13330.2016 «СНиП 2.07.01-89*».

В.8. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. (ПУЭ-7).

В.9. *Электротехнический справочник*: В 4-х т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессора МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

К первой части

1.1. Аюев, Б.И. Управление электропотреблением: административные и экономические методы / Б.И. Аюев // *Энергорынок*. – 2007. – № 4.

1.2. Васильев, Г.М. Новые тарифы на электроэнергию во Франции / Г.М. Васильев // *Энергохозяйство за рубежом*. – 1986. – № 3. – С. 28-32

1.3. Глазунов, А.А. Многокритериальная оптимизация параметров глубоких вводов в системах электроснабжения городов с учетом неопределенности развития электрических нагрузок / Т.Б. Лещинская, Г.В. Шведов. – М.: Агроконсалт, 2005. – 116 с.

1.4. Гордеев, В.И. Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических сетей / В.И. Гордеев. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 184 с.

- 1.5. **Дворников, А.Ф.** Зависимость параметров электропечей сопротивления от режима ее работы / А.Ф. Дворников // Оптимизация систем электроснабжения и режимов электропотребления в цветной металлургии: материалы II Весоюзного совещания. – М.: 1970. – С. 227–231.
- 1.6. **Дубинский, Е.В.** Управление спросом на электрическую энергию в Москве / Е.В. Дубинский // Энергосбережение. – 1999. – № 2.
- 1.7. **Иванов, В.С.** Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.И. Соколов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.
- 1.8. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94 (с изменениями и дополнения от 29 июня 1999 г.).
- 1.9. **Калентнюк, Е.В.** Оперативное управление в энергосистемах / В.Г. Прокопенко, В.Т. Федин / под ред. В.Т. Федина. – Минск: Выш. шк., 2007. – 351 с.
- 1.10. **Козлов В.А.** Электроснабжение городов / В.А. Козлов. – Л.: Энергоатомиздат, Ленинградское отделение, 1988. – 264 с.
- 1.11. **Конюхова, Е.А.** Регулирование электропотребления промышленного предприятия при взаимосвязанном выборе режима напряжения и компенсации реактивной мощности / Е.А. Конюхова: автореф. дисс. ... докт. техн. наук. – М.: МЭИ, 1998. – 36 с.
- 1.12. **Кузнецов, А.В.** Структура и тарифное стимулирование управления режимами потребления электрической энергии / Л.Т. Магазинник, В.П. Шингаров / под ред. Л.Т. Магазинника. – Ульяновск: УлГТУ, 2003. – 104 с.
- 1.13. **Макоклоев, Б.И.** Анализ и планирование электропотребления / Б.И. Макоклоев. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 296 с.
- 1.14. **Михайлов, В.В.** Тарифы и режимы электропотребления / В.В. Михайлов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 216 с.
- 1.15. Планировка и застройка городских и сельских поселений. СП 42.13330.2016 «СНиП 2.07.01-89*».
- 1.16. Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики // Приказ Минэнерго России от 6 июня 2013 г. № 290.
- 1.17. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
- 1.18. **Тульчин, И.К.** Электрические сети и электрооборудование жилых и общественных зданий / И.К. Тульчин. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 480 с.
- 1.19. **Ханаев, В.** Роль управления спросом на электроэнергию в перспективном покрытии электрической нагрузки при дефиците

генерирующих мощностей / В. Ханаев // Энергорынок. – 2009. – № 2. – С. 39–42; № 3. С. 26–29.

1.20. Электротехнический справочник: в 4-х т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессора МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

1.21. Энергосберегающая технология электроснабжения народного хозяйства: в 5 кн. / под ред. В.А. Веникова. Кн. 4. Потребление электрической энергии – надежность и режимы / В.В. Михайлов, М.А. Поляков. – М.: Высшая школа, 1989. – 143 с.

1.22. Энергосберегающая технология электроснабжения народного хозяйства: в 5 кн. / под ред. В.А. Веникова. Кн. 5. Экономия электроэнергии на промышленных предприятиях / Т.В. Анчарова, С.И. Гамазин, В.В. Шевченко. – М.: Высшая школа, 1990. – 143 с.

Ко второй части

2.1. **Вентцель, Е.С.** Теория вероятностей и ее инженерные приложения / Е.С. Вентцель, Л.А. Овчаров. – М.: Высшая школа, 2000. – 480 с.

2.2. **Вентцель, Е.С.** Теория случайных процессов и ее инженерные приложения / Е.С. Вентцель, Л.А. Овчаров. – М.: Высшая школа, 2000. – 383 с.

2.3. **Волюбринский, С.Д.** Электрические нагрузки промышленных предприятий / Г.М. Каялов, П.Н. Клейн, Б.С. Мешель. – М.-Л.: Энергия, 1964. – 304 с.

2.4. Временная инструкция по расчету электрических нагрузок жилых зданий. РМ-2696-01.

2.5. **Гордеев, В.И.** Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических сетей / В.И. Гордеев. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 184 с.

2.6. Естественное и искусственное освещение. СНиП 23-05-95.

2.7. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94 (с изменениями и дополнениями от 29 июня 1999 г.).

2.8. Инструкция по проектированию наружного освещения городов, поселков и сельских населенных пунктов. СН 541-82.

2.9. **Князевский, Б.А.** Электроснабжение промышленных предприятий: учебник / Б.А. Князевский, Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1979. – 431 с.

2.10. **Козлов, В.А.** Электроснабжение городов / В.А. Козлов. – Л.: Энергоатомиздат, Ленинградское отделение, 1988 г. – 264 с.

2.11. **Мукосеев, Ю.Л.** Электроснабжение промышленных предприятий: учебник / Ю.Л. Мукосеев. – М.: Энергия, 1973. – 584 с.

2.12. Нормы и правила проектирования планировки и застройки г. Москвы. МГСН 1.01-99 (с изменениями от 26 декабря 2000 г.,

25 июня 2002 г., 19 августа 2003 г., 6 сентября, 4, 11 октября 2005 г., 25 июля, 22 августа, 26 сентября 2006 г.).

2.13. Планировка и застройка городских и сельских поселений. СП 42.13330.2016 «СНиП 2.07.01-89*».

2.14. Пособие к «Указаниям по расчету электрических нагрузок» РТМ 36.18.32.4-92 (вторая редакция). – М., 1993.

2.15. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. СП 31-110-2003.

2.16. Указания по расчету электрических нагрузок. РТМ 36.18.32.4-92.

2.17. **Фокин, Ю.А.** Вероятностно-статистические методы в расчетах систем электроснабжения / Ю.А. Фокин. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 240 с.

2.18. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессора МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Издательство МЭИ, 2002.

2.19. Расчеты электрических нагрузок промышленных предприятий. В помощь студентам специальности «Электроснабжение промышленных предприятий» / С.С. Тохтамов, В.Г. Ткаченко, Т.А. Шестопалова. – Бишкек, 1994. – 31 с.

2.20. Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г.М. Кнорринга. – Л.: Энергия. 1976.

2.21. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / под ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия. 1980.

2.22. Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок, шифр М788-1069/ ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1990.

2.23. **Федоров, А.А.** Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие для вузов / А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат. 1987. – 368 с.

К третьей части

3.1. **Андреев, В.А.** Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 2007. – 639 с.

3.2. **Базуткин, В.В.** Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах: учебник / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пингаль / под общ. ред. В.П. Ларионова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 464 с.

3.3. **Бессонов, Л.А.** Теоретические основы электротехники / Л.А. Бессонов. – М.: Высшая школа, 1964. – 750 с.

- 3.4. **Долин, П.А.** Основы техники безопасности в электроустановках: учебное пособие / П.А. Долин. – М.: Знак, 2003. – 440 с.
- 3.5. **Евдокунин, Г.А., Титенков С.С.** Резистивное заземление нейтралей сетей 6–10 кВ / Г.А. Евдокунин, С.С. Титенков. – СПб.: Издательство Терция, 2009. – 264 с.
- 3.6. **Зевске, Г.В.** Основы теории цепей / Г.В. Зевске, П.А. Ионкин, А.В. Нестушил, С.В. Страхов. – М.-Л.: Энергия, 1965. – 444 с.
- 3.7. **Зихерман, М.Х.** Резонансные процессы в сетях 35 кВ с трансформаторами напряжения / М.Х. Зихерман, А.И. Левковский // Электрические станции. – 1996. – № 6. – С. 54–56.
- 3.8. **Кадомская, К.П.** Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них / К.П. Кадомская, Ю.А. Лавров, А.А. Рейхердт. – Новосибирск: Издательство НГТУ, 2004. – 368 с.
- 3.9. **Лихачев, Ф.А.** Замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов / Ф.А. Лихачев. – М.: Энергия, 1971. – 152 с.
- 3.10. **Лихачев, Ф.А.** Защита от внутренних перенапряжений установок 3–220 кВ / Ф.А. Лихачев. – М.: Энергия, 1968. – 104 с.
- 3.11. Методические указания по выбору режима заземления нейтрали в сетях напряжением 6 и 10 кВ дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром». СТО ГАЗПРОМ 2–1.11–070–2006. – М.: ВНИИГАЗ, 2005. – 24 с.
- 3.12. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. РД 34.20.501–2003. – М.: СПО ОРГРЭС, 2003.
- 3.13. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. (ПУЭ-7).
- 3.14. Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6–35 кВ. РД 34.20.179 (ТИ 34–70–070–87). – М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
- 3.15. **Хнычев, В.А.** О кратковременном низкоомном индуктивном заземлении нейтрали электрической сети напряжением 6–10 кВ / В.А. Хнычев, А.А. Корогод, А.Н. Шаратов и др. // Энергоэксперт. 2008. – № 6. – С. 98–102.
- 3.16. **Цапенко, Е.Ф.** Замыкания на землю в сетях 6–35 кВ / Е.Ф. Цапенко. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 128 с.
- 3.17. **Черников, А.А.** Компенсация емкостных токов в сетях с незаземленной нейтралью / А.А. Черников. – М.: Энергия, 1974. – 96 с.
- 3.18. **Шведов, Г.В.** Городские распределительные электрические сети: схемы и режимы нейтрали: учебное пособие / Г.В. Шведов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011. – 108 с.
- 3.19. Электробезопасность. Теория и практика: учебное пособие для вузов / П.А. Долин, В.Т. Медведев, В.В. Корочков, А.Ф. Моныхов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 272 с.

3.20. Электротехнический справочник: в 4-х т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессора МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

К четвертой части

4.1. Инструкция по проектированию городских электрических сетей (с изменениями и дополнениями 1999 года). РД 34.20.185-94. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 48 с.

4.2. **Козлов, В.А.** Городские распределительные электрические сети / В.А. Козлов. – Л.: Энергоиздат, Ленинградское отделение, 1982. – 224 с.

4.3. **Козлов, В.А.** Электроснабжение городов / В.А. Козлов. – Л.: Энергоатомиздат, Ленинградское отделение, 1988. – 264 с.

4.4. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. (ПУЭ-7).

4.5. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования М.788-1090, М., 1994.

4.6. Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP). ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89).

4.7. **Тульчин, И.К.** Электрические сети и электрооборудование жилых и общественных зданий / И.К. Тульчин, Г.И. Нудлер. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 480 с.

4.8. **Федоров, А.А.** Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие для вузов / А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987;

4.9. **Фокин, Ю.А.** Схемы городских электрических сетей / Ю.А. Фокин / под ред. Т.А. Власовой. – М.: Издательство МЭИ, 1991. – 76 с.

4.10. **Шведов, Г.В.** Городские распределительные электрические сети: схемы и режимы нейтрали: учебное пособие / Г.В. Шведов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011. – 108 с.

Учебное издание

Шведов Галактион Владимирович
Шестопалова Татьяна Александровна

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Учебник

Редактор В.И. Марковская
Компьютерная верстка З.Х. Сейфетдиновой
Дизайн обложки Д.А. Николаевой

Подписано в печать 12.04.2018.	Формат 60×90/16	
Бумага мелованная	Печать офсетная	Гарнитура Таймс
Усл.печ. л. 19,5	Тираж 350 экз.	Заказ №

Оригинат-макет подготовлен в РИО НИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14.
Отпечатано в типографии НИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 13.