

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

# ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ

# ЭЛЕКТРО СНАБЖЕНИЯ

В.Н. Радкевич

НПО «ПИОН»

Минск, 2001

**В.Н. Радкевич**

# **ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Допущено Министерством образования Республики Беларусь  
в качестве учебного пособия для учащихся средних специальных  
учебных заведений электротехнических специальностей

**Минск  
НПО «ПИОН»  
2001**

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Предисловие</b> .....	3
<b>Введение</b> .....	5
<b>1. Проектная документация электрической части промышленного предприятия</b> .....	9
1.1. Порядок разработки и состав проектной документации .....	9
1.2. Основные требования, предъявляемые к проектам .....	12
1.3. Исходные данные для проектирования и содержание проектов .....	15
1.4. Нормативно-техническая документация, применяемая при разработке проектов .....	19
<b>2. Учет условий окружающей среды при проектировании систем электроснабжения</b> .....	22
2.1. Взаимовлияние окружающей среды и электроустановок .....	22
2.2. Классификация помещений и зон по условиям окружающей среды .....	23
2.3. Категории исполнения электрооборудования и электротехнических изделий в зависимости от места размещения .....	28
2.4. Климатические исполнения электротехнических изделий .....	30
2.5. Защита электрооборудования от воздействия окружающей среды .....	31
2.6. Степени защиты электрооборудования .....	33
<b>3. Техничко-экономические расчеты при проектировании систем электроснабжения</b> .....	35
3.1. Цели, содержание и порядок расчетов .....	35
3.2. Выбор экономически целесообразной площади сечения проводников .....	40
3.3. Методы определения потерь мощности и электроэнергии .....	45
3.4. Оценка стоимости потерь мощности и электроэнергии .....	55
3.5. Методика технико-экономической оценки принимаемых решений .....	56
3.6. Учет надежности электроснабжения при выборе оптимальных вариантов .....	63

<b>4.</b>	<b>Учет взаимосвязей между потребителями электроэнергии и энергосистемой .....</b>	<b>69</b>
4.1.	Сравнительные характеристики электроприемников .....	69
4.2.	Анализ электроприемников и потребителей электроэнергии при проектировании систем электроснабжения .....	75
4.3.	Характерные параметры электрических нагрузок .....	77
4.4.	Методы определения электрических нагрузок, применяемые при проектировании .....	79
4.5.	Требования потребителей, предъявляемые к энергосистеме, и условия подачи электроэнергии энергоснабжающей организацией .....	90
4.6.	Обеспечение баланса активной и реактивной мощностей .....	94
4.7.	Проектные решения по поддержанию качества электроэнергии .....	97
4.8.	Электрические измерения и учет электрической энергии .....	105
4.9.	Автоматизация учета электропотребления .....	109
<b>5.</b>	<b>Компенсация реактивной мощности .....</b>	<b>115</b>
5.1	Средства и способы компенсации реактивной мощности .....	115
5.2.	Общие положения по расчету компенсации реактивной мощности .....	119
5.3.	Определение мощности батарей конденсаторов, устанавливаемых в сети до 1 кВ .....	121
5.4.	Определение реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями .....	123
5.5.	Расчет экономического значения реактивной мощности, потребляемой из сети энергосистемы .....	129
5.6	Анализ баланса реактивной мощности на границе раздела сети потребителя и энергосистемы .....	131
5.7.	Размещение конденсаторных установок и управление ими .....	131
<b>6.</b>	<b>Проектирование систем распределения электроэнергии напряжением до 1 кВ .....</b>	<b>135</b>
6.1.	Общие требования, предъявляемые к проектам электрооборудования .....	135
6.2.	Номинальные напряжения до 1 кВ .....	137
6.3.	Режимы нейтрали электроустановок до 1 кВ .....	139

6.4.	Трансформаторы цеховых подстанций и их выбор .....	144
6.5.	Выбор и размещение трансформаторных подстанций .....	148
6.6.	Выбор электрооборудования внутрицеховых сетей .....	153
6.7.	Питающие и распределительные силовые сети .....	163
6.8.	Осветительные сети производственных зданий .....	172
6.9.	Выбор конструктивного исполнения электрических сетей .....	176
6.10.	Принципы построения защиты электрических сетей .....	181
<b>7.</b>	<b>Расчет электрических сетей напряжениями до 1 кВ.....</b>	<b>186</b>
7.1.	Выбор проводников электрических сетей .....	186
7.2.	Расчет осветительных сетей промышленных предприятий .....	195
7.3.	Определение потерь напряжения в цеховой сети .....	204
7.4.	Расчет троллейных линий .....	207
<b>8.</b>	<b>Проектирование систем электроснабжения на напряжении выше 1 кВ.....</b>	<b>211</b>
8.1.	Общие требования, предъявляемые к схемам электроснабжения промышленных объектов .....	211
8.2.	Выбор номинального напряжения для систем внешнего и внутреннего электроснабжения .....	212
8.3.	Построение картограммы и определение условного центра электрических нагрузок .....	214
8.4.	Выбор места расположения распределительных пунктов и трансформаторных подстанций .....	216
8.5.	Схемы питающих и распределительных сетей .....	217
8.6.	Выбор сечений проводников линий 6—10 кВ .....	223
8.7.	Конструктивное исполнение и компоновка распределительных пунктов и трансформаторных подстанций .....	230
8.8.	Проектные решения по обеспечению надежности электроснабжения .....	236
<b>9.</b>	<b>Энергосбережение на промышленных предприятиях .....</b>	<b>240</b>
9.1.	Основные пути улучшения использования электроэнергии на промышленных предприятиях .....	240
9.2.	Определение расхода электроэнергии .....	243
9.3.	Энергетические характеристики потребителей электроэнергии .....	245

9.4. Снижение потерь мощности и электроэнергии в системах электроснабжения .....	247
9.5. Мероприятия по экономии электроэнергии на промышленных предприятиях .....	253
<b>10. Система автоматизированного проектирования электрической части промышленного предприятия .....</b>	<b>257</b>
10.1. САПР как средство ускорения и оптимизации решений при проектировании .....	257
10.2. Основные цели и задачи САПР .....	258
10.3. Подсистемы САПР .....	259
10.4. Информационная база функциональных подсистем .....	260
10.5. Виды обеспечения САПР .....	262
10.6. Задачи и структура подсистемы автоматизированного проектирования электроснабжения .....	263
<b>Список использованных источников .....</b>	<b>265</b>
<b>Приложения .....</b>	<b>268</b>

---

УДК 658.26:621.3.001.63 (075.32)

ББК 31.192я723

**P15**

**Рецензенты:**

доцент Брестского государственного

политехнического университета

кандидат технических наук *О.Н.Прокопеня*,

преподаватель Минского политехникума *Л.С.Щербак*

**Радкевич В.Н.**

**P15** Проектирование систем электроснабжения: Учеб. пособие. — Мн.: НПООО «ПИОН», 2001. — 292 с.

**ISBN 985-6268-24-9**

В учебном пособии изложены основные принципы и современные тенденции построения систем электроснабжения промышленных предприятий, порядок разработки и состав проектной документации, применяемые при проектировании методы расчета электрических сетей, электрических нагрузок и компенсации реактивной мощности. Рассмотрено влияние условий окружающей среды на проектные решения, взаимосвязи между потребителями электроэнергии и энергосистемой, пути рационального использования электроэнергии на предприятиях, вопросы автоматизации проектирования.

Пособие предназначено для учащихся средних специальных учебных заведений. Может быть полезным студентам вузов и специалистам, работающим в области электроснабжения промышленных предприятий.

УДК 658.26:621.3.001.63(075.32)

ББК 31.192я723

**ISBN 985-6268-24-9**

©Радкевич В.Н., 2001

©НПООО «ПИОН», 2001

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Системы электроснабжения, обеспечивающие электрической энергией промышленные объекты, оказывают существенное влияние на работу электроприводов, осветительных, преобразовательных и электротехнологических установок и, в конечном счете, на производственный процесс в целом.

Надежное и экономичное снабжение электроприемников электроэнергией требуемого качества — необходимое условие нормального функционирования любого промышленного предприятия. В связи с этим специалисты в области электроснабжения должны иметь глубокие знания целого комплекса вопросов проектирования электроустановок промышленных объектов. Знать основы проектирования весьма важно, так как именно в проекте формируется структура системы электроснабжения и закладываются основные свойства, определяющие ее технические, эксплуатационные и экономические показатели.

Выпускникам средних специальных учебных заведений, работающим в проектных организациях и на промышленных предприятиях, приходится решать множество разнообразных электроэнергетических задач. К основным задачам электроснабжения относятся следующие: выбор рациональных схем и конструктивного исполнения электрических сетей; определение электрических нагрузок; расчет потерь мощности и электроэнергии; компенсация реактивной мощности; поддержание требуемого качества напряжения; выбор числа и мощности трансформаторов; выбор защитных аппаратов и сечений проводников; учет потребляемой мощности и электроэнергии; рациональное использование электроэнергии. В учебном пособии значительное внимание уделено решению указанных задач при проектировании систем электроснабжения.

При проектировании следует применять системный подход, при котором электрические сети промышленного предприятия рассматриваются как часть электроэнергетической системы. Рациональное построение системы электроснабжения должно основываться на последних достижениях научно-технического прогресса в области энергетики.

Учебное пособие предназначено для учащихся средних специальных учебных заведений. В то же время оно может быть полезным для студентов высших учебных заведений, а также специалистов, деятельность которых связана с электроснабжением промышленных объектов.

Автор выражает признательность рецензентам — канд. техн. наук, доценту Брестского политехнического института **О.Н.Прокопене** и преподавателю Минского политехникума **Л.С.Щербак** за сделанные полезные замечания, учтенные при доработке рукописи.

## ВВЕДЕНИЕ

Общественный процесс создания материальных благ, предназначенных для удовлетворения разнообразных потребностей людей, связан с необходимостью проектирования, конструирования, изготовления и эксплуатации множества технических объектов, сооружений, систем, устройств и т.д., представляющих собой искусственные материальные комплексы. Особенность этих комплексов состоит в том, что они не только возникают благодаря человеку, но и одновременно прямо или косвенно воздействуют на него. Это воздействие может проявляться в виде ухудшения экологической обстановки вследствие выбросов в атмосферу продуктов сгорания и химических веществ, возникновения шумовых нагрузок, вибрации, электромагнитных и радиационных излучений, изменения микроклимата и геологической структуры земли, образования терриконов и т.д.

Ошибки, допущенные при проектировании и конструировании, трудно, а иногда и невозможно исправить в процессе эксплуатации без существенных капитальных вложений. Они могут привести к нерациональному расходу сырья, материалов и энергоресурсов, значительному народнохозяйственному ущербу, авариям, катастрофам и другим негативным последствиям. Например, уменьшение толщины стен зданий с целью экономии строительных материалов вызывает повышение расхода тепловой энергии на отопление, нерациональное размещение сетевых объектов — увеличение длины линий электропередачи, потерь мощности и электроэнергии, ухудшение качества напряжения и т.д.

В связи с этим существует морально-этический аспект инженерно-технической деятельности, заключающийся в ответственности разработчиков перед обществом не только за качественное проведение проектно-конструкторских работ, но и за правильное обоснование общественной потребности в сооружении того или иного технического объекта с учетом его технико-экономических характеристик, расхода энергоресурсов, влияния на окружающую среду и т.д. [1].

Проектирование — это процесс разработки проектной документации. Проект (от лат. *projectus* — брошенный вперед) является результатом интеллектуальной деятельности в сфере информации, а изделие — про-

изводственной деятельности в материальной сфере. Строительство, реконструкция и расширение промышленных объектов и их инфраструктур (систем электроснабжения, теплоснабжения и т.д.), производство новых изделий и внедрение современных технологий осуществляются на основе проектов. Инженерный проект — это изображение (модель) будущего устройства, объекта или системы, представленное в схемах, чертежах, макетах, таблицах и описаниях, созданных проектировщиками на основе расчетов и сопоставления вариантов [2].

Понятия «проектирование» и «конструирование» тесно взаимосвязаны и характеризуют деятельность с замыслами. Проектирование предшествует конструированию и создает для него основу. Конструирование в отличие от проектирования предполагает разработку строго однозначной документации на новую конструкцию, изделие, материал, необходимой для последующей работы производителей продукции. Результатом деятельности проектировщика является проект, а конструктора — конструкция (строение, устройство, план, схема, взаимное расположение частей сооружения и т.д.). Окончательная оценка их деятельности определяется эффективностью функционирования созданных технических средств в процессе эксплуатации.

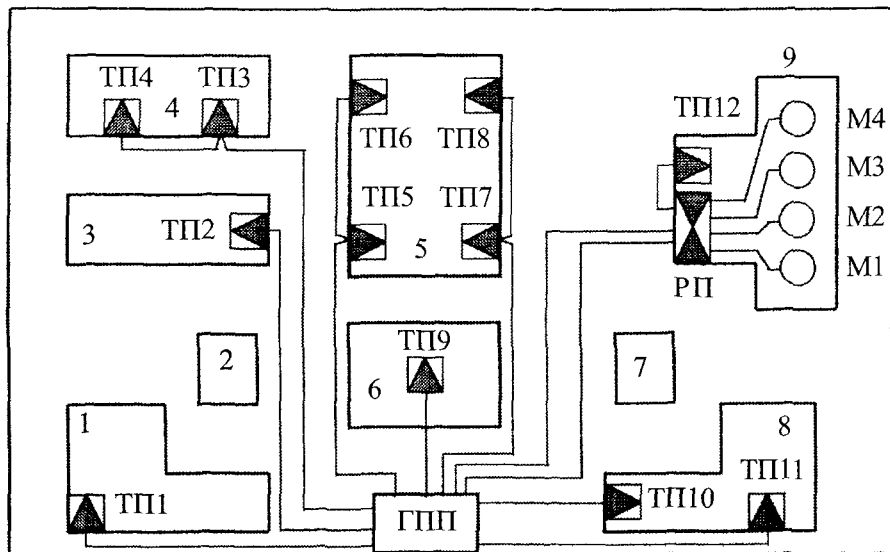
Проектированием и конструированием занимаются в специальных организациях: проектных институтах, проектно-конструкторских и конструкторских бюро (ПКБ и КБ) и т.п. На некоторых предприятиях могут быть собственные КБ.

Процесс конструирования начинается с момента поступления в КБ задания на разработку изделия, в котором указываются назначение, основные параметры и условия работы изделия. На основе этих требований КБ составляет и согласовывает с заказчиком техническое задание, определяющее цели и задачи предстоящей работы. После этого начинается конструирование изделия. При конструировании широко используются выпускаемые промышленностью стандартные элементы (детали, узлы и т.д.), на которые имеется техническая документация. Создаваемые в КБ узлы и детали должны быть взаимозаменяемыми, унифицированными, технологичными, а само изделие — соответствовать требованиям надежности, экономичности, безопасности и технической эстетики.

Порядок разработки проектной документации регламентируется строительными нормами [3]. Деятельность проектировщиков непосредственно связана с термином «система», являющимся одним из фундаментальных понятий современной науки. Система (от греч. *systema* — целое, составленное из частей; соединение) — это множество элементов, находящихся в отношениях и связях друг с другом, которое образует определенную целостность, единство. Согласно данному определению, любой объект может рассматриваться как система.

В системах различают иерархические уровни, определяющие подчиненность ее элементов по некоторым признакам. С учетом этого систему можно рассматривать как совокупность подсистем. Подсистема — это составная часть системы, выделенная по составу элементов, функциональному или иным признакам. При этом в качестве элементов могут рассматриваться человеческие коллективы, технические средства, информация и т.д. Отметим, что каждая система может быть представлена как подсистема, а каждая подсистема — как система. Это зависит от того, какой уровень в иерархии представляет наибольший интерес для изучения.

Согласно [4], система электроснабжения (СЭС) — это совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией. Она включает сети напряжения до 1 кВ и выше 1 кВ, связанные между собой трансформаторными подстанциями (ТП). Электроснабжение предприятий принято делить на внешнее и внутреннее. В систему внутреннего электроснабжения входит комплекс электротехнических сооружений от точки присоединения к энергосистеме до пункта приема электроэнергии предприятия: главной понизительной подстанции (ГПП) или центрального (главного) распределительного пункта (ЦРП, ГРП). Система внутреннего (внутризаводского) электроснабжения — это комплекс сетей и подстанций, расположенных на территории предприятия. Внутреннее электроснабжение содержит сети с достаточно сложными схемами и развитой конфигурацией. Для иллюстрации на рисунке (с.8) показан генплан предприятия со схемой внутреннего энергоснабжения напряжением 10 кВ.



**Генплан предприятия со схемой внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ:**

1—9 — номера цехов; ТП1 — ТП12 — цеховые ТП;  
М1—М4 — электродвигатели напряжением 10 кВ

Особенностью промышленного предприятия как потребителя электроэнергии является то, что для осуществления технологического процесса используется большое число разнообразных электроприемников различных мощностей и номинальных напряжений, однофазного и трехфазного переменного тока различной частоты, а также электроприемников постоянного тока.

Промышленные предприятия и их СЭС могут быть отнесены к большим системам. При изучении больших систем непригоден традиционный метод анализа частей и последующего объединения их свойств. Основным научным принципом анализа и синтеза больших систем является системный подход, который состоит из взаимосвязанного рассмотрения всех элементов (подсистем) системы. Особенность такого подхода заключается в том, что в определенных границах система рассматривается как единое целое с учетом внутренних

связей между отдельными элементами и внешних связей с другими системами и объектами. Применение системного подхода при проектировании позволяет решить техническую задачу для части с учетом целого. При этом реализуется возможность учета всех существующих технических и социальных связей создаваемого технического объекта с системой верхнего уровня и внешней средой.

Например, при проектировании электрической сети освещения необходимо рассматривать ее как часть внутрицеховой сети, связанной с системой внутризаводского электроснабжения, которая через систему внешнего электроснабжения соединяется с энергосистемой. Кроме того, следует учитывать вид производственной деятельности, условия окружающей среды, расстановку технологического, санитарно-технического и подъемно-транспортного оборудования и т.д. Все это оказывает влияние на конструктивное исполнение и параметры электрической осветительной сети.

В процессе проектирования закладываются основы оптимального функционирования и рациональной эксплуатации технических систем. Целесообразно отметить, что решение большинства актуальных практических задач требует не только системного подхода, но и объединения усилий специалистов разного профиля. Так, например, рациональное потребление электроэнергии на промышленных предприятиях может быть обеспечено лишь совместными целенаправленными действиями представителей различных областей науки, проектирования и эксплуатации: энергетиков, технологов, механиков, строителей и т.д.

Результатом процесса проектирования является документация, содержащая все необходимые данные, характеризующие принятые технические решения

## **1. ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ**

### **1.1. ПОРЯДОК РАЗРАБОТКИ И СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ**

Проектная документация — это система взаимосвязанных документов, разработанных в соответствии с установленными правилами, нормативной документацией, служащая основой для строитель-

ства [3]. Она состоит из графических, текстовых или машинно-ориентированных документов, определяющих устройство, технологию создания и порядок сдачи в эксплуатацию строительных объектов. Проектная документация должна содержать такую наиболее существенную информацию [1]:

- 1) представление функции (принципиальная схема, пояснение действия, результаты расчетов и т.д.);
- 2) техническая реализация функции (конструктивное исполнение, монтаж оборудования и т.д.);
- 3) реализация капитальных вложений с подразделением затрат на оборудование, проектирование, строительство, монтаж, ввод в эксплуатацию и т.д.;
- 4) технико-экономические показатели выбранного варианта.

В Республике Беларусь проектная документация на строительство объектов производственного назначения и инженерной инфраструктуры регламентируется строительными нормами [3]. Для разработки проектной документации заказчик должен заключить договор с проектной или проектно-строительной организацией, другими юридическими или физическими лицами, получившими в установленном порядке лицензию на право проектирования данного вида объектов в соответствии с законодательством Республики Беларусь. Обязательной частью договора является задание на проектирование, которое разрабатывается заказчиком с привлечением проектировщиков. В задании обосновывается целесообразность инвестиций в сооружение проектируемого объекта, устанавливаются технические условия на присоединение объекта к источникам энергоснабжения, инженерным сетям и коммуникациям, приводятся исходные данные по оборудованию.

Разработка проектной документации может вестись в одну или две стадии. В состав проектной документации при двухстадийном проектировании входят архитектурный и строительный проекты, а при одностадийном — строительный проект с выделением утверждаемой архитектурной части.

Как правило, разработку проектной документации следует выполнять в две стадии. При этом архитектурный проект, разрабатываемый на *первой стадии*, является документацией, обеспечивающей

представление о материальном образе объекта, его территориальном размещении, физических параметрах, художественно-эстетических качествах и технико-экономических показателях. Для объектов производственного назначения в составе архитектурного проекта предусматривается раздел «Инженерное оборудование, сети и системы», в котором должны содержаться основные решения по электроснабжению, электрооборудованию, электрическому освещению, молниезащите, диспетчеризации и автоматизации управления инженерными сетями. В число основных графических документов архитектурного проекта входят принципиальные схемы электроснабжения, планы и профили инженерных сетей, планы и схемы электроснабжения и электрооборудования.

На *второй стадии* на основе утвержденных архитектурного и градостроительного проектов, а также проведения инженерных изысканий и научно-технических исследований разрабатывается строительный проект. Состав проекта должен соответствовать составу рабочей документации на строительство объектов, определяемому межгосударственными и национальными стандартами, он уточняется заказчиком и разработчиком в договоре на проектирование. В строительный проект в виде отдельных разделов входит рабочая документация электрической части проектируемого объекта, включающая рабочие чертежи, эскизные чертежи общих видов нетиповых изделий, опросные листы, спецификации и т.д. В проекте для каждого электроприемника должно быть указано его месторасположение на плане с подводкой питания, дается схема управления им, разрабатывается защита от токов аномальных режимов, составляется монтажная схема.

Одностадийное проектирование может предусматриваться для технически несложных объектов, а также строящихся по проектам массового и повторного применения. В этом случае строительный проект помимо рабочей документации содержит утверждаемую архитектурную часть, разрабатываемую в сокращенном объеме по отношению к составу архитектурного проекта.

Проектная документация передается заказчику в копии в пяти экземплярах. Первый экземпляр проекта хранится в архиве проектной организации. По договоренности между разработчиком и заказчиком

может быть осуществлена передача документации на магнитных носителях информации ЭВМ.

Рассмотренные основные положения [3] заменили в Беларуси ранее действовавшие нормы, согласно которым решение о проектировании крупных и сложных объектов принималось на основе технико-экономического обоснования, а небольших — на основе технико-экономических расчетов. При двухстадийном проектировании предусматривался выпуск проекта и рабочей документации, а при одностадийном — только рабочего проекта [10].

## **1.2. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ПРОЕКТАМ**

В проектах электроснабжения и электрооборудования промышленных объектов большое внимание уделяется электрическим сетям различных напряжений, с помощью которых осуществляется связь электроприемников с источниками питания (ИП). Принятая схема сети устанавливает ее параметры и конфигурацию, определяющую взаимное расположение линий и трансформаторных подстанций, и оказывает существенное влияние на основные технико-экономические показатели СЭС.

Электроустановки промышленных предприятий развиваются и совершенствуются с учетом современных технологий, создавая условия для автоматизации производственных процессов. Совершенствование производства, улучшение условий труда на предприятиях приводит к росту электропотребления. Опыт показывает, что электрические нагрузки многих предприятий в нормальных условиях функционирования за 10 лет возрастают в 1,5—2 раза [1]. Применение новых, более эффективных технологий на промышленных предприятиях может потребовать изменения и расширения схем электрических сетей в условиях производства. Следовательно, необходимо проектировать и создавать такие схемы и конструкции электрических сетей, которые позволяют перестраивать их в условиях действующего предприятия без нарушения производственного процесса.

Решению поставленной задачи способствует применение принципа разукрупнения трансформаторных понизительных подстанций, глубоких вводов на напряжении 110—330 кВ, наружных кабельных эстакад

и галерей, шинопроводов в сетях напряжением до 1 кВ, комплектных трансформаторных подстанций (КТП) и распределительных устройств (РУ), а также других схемных и конструктивных решений, позволяющих развивать сети при минимальных изменениях существующих сетевых узлов и строительных сооружений.

Одним из основных требований к проекту сетей электроснабжения является обеспечение сохранения работы наиболее ответственных групп электроприемников предприятия при вынужденных ограничениях нагрузок вследствие аварийных ситуаций, возникающих в питающей энергосистеме. При этом должна быть предусмотрена возможность быстрого снижения электрической нагрузки предприятия с минимальным ущербом для производства с целью предотвращения угрозы полного погашения питания потребителей электроэнергии из-за аварийного снижения частоты или других причин режимного характера. Ограничение нагрузки осуществляется с помощью устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР) или по команде диспетчера энергосистемы действиями дежурного персонала отдела главного энергетика предприятия путем поэтапного отключения групп электроприемников третьей категории в очередности, установленной в проекте. Для этой цели могут быть также использованы специальные технические средства контроля и управления электропотреблением: автоматические регуляторы мощности нагрузки (АРМН), автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), сумматоры и т.п.

Для выполнения указанного требования при проектировании целесообразно распределять группы электроприемников между ТП и питающими линиями напряжением 6—10 кВ так, чтобы отключение потребителей в заданной очередности можно было осуществлять путем выполнения сравнительно небольшого числа коммутационных операций в РУ источников питания. Следует также обосновать способ и технические средства регулирования электропотребления.

Разработка электрической, технологической, строительной и санитарно-технической частей проекта должна вестись взаимосвязанно. Размещение электрооборудования следует осуществлять таким образом, чтобы обеспечивать максимальное удобство его эксплуатации и эффективное электроснабжение технологических установок. Электро-

установки не должны ограничивать доступ к технологическому оборудованию, загромождать проходы, затруднять проезд промышленного транспорта. Вопросы размещения электрооборудования согласовываются с проектировщиками технологической части проекта.

В соответствии с требованиями технологов в строительной части предусматриваются необходимые прокладки цеховых электрических сетей, размещение комплектных трансформаторных подстанций, распределительных пунктов, крепление на строительных конструкциях электрических аппаратов, использование технологических эстакад для нужд электроснабжения и т.д. Несогласованные действия проектировщиков различных специальностей могут привести к нерациональному размещению производственного оборудования, а также к затруднениям при прокладке различных коммуникаций, что увеличивает трудоемкость и длительность монтажа, а также усложняет условия эксплуатации оборудования в процессе производства.

Конструктивное выполнение и внешний вид электрических сетей, направление трасс линий электропередачи, размещение электрооборудования и электрических конструкций должны удовлетворять требованиям эстетики [5].

При проектировании надо учитывать технологию электромонтажных работ, выполняемых, как правило, в две стадии промышленными методами. В строительной части проекта по заданию проектировщиков-электриков в элементах строительных конструкций должны предусматриваться детали и закладные части для крепления электрооборудования и прокладки проводников: проемы, отверстия, борозды, каналы и т.д. Все это, наряду с применением крупноблочных электротехнических устройств и узлов, сокращает сроки и повышает качество электромонтажных работ. При проектировании необходимо предусматривать применение типовых проектов, а также внедрение новых рациональных решений и современного электротехнического оборудования, освоенного производством, с учетом реальности получения от заводов-изготовителей выбранных электротехнических изделий [6]. В строительном проекте следует разрабатывать только ту рабочую документацию, которая не содержится в типовых и повторно применяемых индивидуальных проектах.

Материалы архитектурного и строительного проектов должны соответствовать действующей нормативно-технической документации, излагаться без излишней детализации и повторения сведений, содержащихся в различных разделах и чертежах. Степень детализации и объем проектной документации определяются существующими нормами, инструкциями и эталонами проектов. Пояснительная записка должна быть лаконичной, содержать требуемые текстовые и графические материалы и результаты расчетов. При необходимости доказательства обоснованности принятых решений сами расчеты оформляются в виде приложений к архивному экземпляру проекта. Чертежи установок электрооборудования и конструктивные решения электрических сетей необходимо разрабатывать на основе типовых рабочих чертежей электроустановок, предусматривающих применение типовых электромонтажных изделий. В проектах, как правило, не приводится описание элементов, понятных из чертежей, а также каталожные данные заводских изделий, сведения из нормативно-технической документации и научно-технической литературы. При необходимости в тексте пояснительной записки даются ссылки на соответствующие литературные источники.

### **1.3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТОВ**

В электрической части архитектурного и строительного проектов предприятия обычно выделяют электроснабжение, силовое и осветительное электрооборудование. Проектная документация электрической части трансформаторного масляного хозяйства и электроремонтных баз не входит в состав проекта электроснабжения и при необходимости подготавливается отдельно.

Для проектирования электроснабжения промышленного объекта необходимо располагать кратким описанием технологического процесса или краткой характеристикой производства, сведениями об окружающей среде, метеорологическими, климатическими и геологическими данными района, в котором намечается сооружение объекта, основными характеристиками и информацией по размещению электроприемников [7]. Требуется также знать годовое число часов рабо-

ты, время использования максимальной нагрузки и количество рабочих смен предприятия, категории электроприемников по надежности электроснабжения.

Разработка проекта начинается с изучения технологического процесса, взаимосвязей и режимов работы механизмов и агрегатов, выявления возможных последствий при внезапных перерывах электроснабжения отдельных электроприемников, цехов и предприятия в целом. На основе имеющейся информации определяются основные показатели электропотребления и формулируются требования к бесперебойности электроснабжения предприятия и его структурных подразделений. После этого необходимо получить разрешение и технические условия от энергоснабжающей организации на присоединение предприятия к ее сетям.

В технических условиях содержится схематический план района, на котором показываются проектируемое предприятие, ИП и электрические сети, намечаемые для его электроснабжения, приводятся принципиальные схемы и основные параметры ИП (располагаемая мощность, уровни и пределы отклонения напряжения, величины токов короткого замыкания (КЗ) на шинах), длина и сечения проводов линий электропередачи, требования и указания энергоснабжающей организации по компенсации реактивной мощности, учету и контролю электропотребления, релейной защите, автоматике, телемеханизации, диспетчеризации и др. [5; 7].

Для проектирования системы внутризаводского электроснабжения, кроме перечисленных данных, необходимо иметь генеральный план предприятия с нанесенными на нем зданиями, сооружениями, наземными и подземными коммуникациями и предварительно согласованными ТП, распределительными пунктами (РП) и трассами линий электропередачи. Также требуются планы цехов и сооружений, информация по силовому оборудованию, электроприводу и электрическому освещению.

Если для электроснабжения крупного объекта требуется сооружение понижительной подстанции с первичным напряжением 35 кВ и выше, то для ее проектирования необходимо иметь схему внутреннего электроснабжения, знать параметры и конструктивное исполнение

линий. Следует также выбрать и согласовать место размещения подстанции на генеральном плане предприятия с указанием направлений питающих линий.

Проект электроснабжения промышленного предприятия содержит пояснительную записку и прилагаемые к ней чертежи. В пояснительной записке рассматриваются следующие основные вопросы: потребители электроэнергии и электрические нагрузки; источники электроснабжения и баланс электроэнергии; выбор напряжений электрических сетей; выбор и характеристика схемы электроснабжения; конструктивное исполнение понизительных подстанций и РП; мероприятия по обеспечению качества электроэнергии; токи КЗ и выбор основного электрооборудования на напряжении выше 1 кВ; емкостные токи в сетях с изолированной нейтралью и мероприятия по их компенсации; основные решения по электроснабжению электроприемников 1-й категории и особой группы 1-й категории; компенсация реактивной мощности потребителей; релейная защита и автоматика; телемеханизация и диспетчеризация; учет и контроль электропотребления; мероприятия по регулированию потребляемой активной мощности; внецеховые кабельные сети и токопроводы; молниезащита и защитное заземление; наружное освещение; технико-экономические показатели; технические условия присоединения к энергосистеме и др. [7; 8].

Основными чертежами в проектах электроснабжения являются:

- 1) генеральный план предприятия с нанесенными на нем сооружениями системы электроснабжения, трассами воздушных и основных кабельных линий и токопроводов, расчетными нагрузками основных зданий и сооружений на напряжении до 1 кВ и выше 1 кВ;
- 2) принципиальная схема внутризаводского электроснабжения на напряжении выше 1 кВ, а для крупных предприятий — также схема внешнего электроснабжения, отражающая связи понизительных подстанций с ИП;
- 3) планы зданий и сооружений с размещением всех внутрицеховых ТП и питающих сетей напряжением до 1 кВ;
- 4) схемы межцеховых сетей напряжением до 1 кВ;
- 5) схемы размещения защит и устройств автоматики в сетях 6—10 кВ;
- 6) принципиальные однолинейные схемы подстанций;

7) принципиальные схемы управления и защиты питающих линий и трансформаторов и т. п.

Для проектирования силового электрооборудования необходима следующая исходная информация [11]: схематические планы зданий и сооружений с расстановкой технологического, подъемно-транспортного и санитарно-технического оборудования; характеристики производственного оборудования; назначение, мощность, напряжение, род тока, комплектность электротехнической части, требования к управлению, автоматике, надежности электроснабжения и т. д.; данные о взаимосвязи механизмов, агрегатов и установок; сведения об источниках питания; характеристика окружающей среды; указания о резервировании питания, компенсации реактивной мощности, учете электроэнергии, заземлении и занулении.

В проекте силового электрооборудования рассматриваются такие основные вопросы: электрические нагрузки; выбор или уточнение (если ранее выполнен проект электроснабжения) числа и месторасположения подстанций, количества и мощности трансформаторов и преобразовательных агрегатов, расположенных в цехах или вблизи них; системы тока и напряжения; отклонения напряжения на зажимах электроприемников; режимы нейтралей; схемы и конструкции цехового электрооборудования и сетей; токи КЗ в сетях напряжением до 1 кВ; аппараты защиты, управления и сигнализации.

Для проектирования осветительного электрооборудования требуются следующие данные [5]: схематические планы и разрезы зданий с краткими сведениями о помещениях; характеристики среды и выполняемых работ; данные о рабочих поверхностях; месторасположение и характеристики ИП (типы, номинальные мощности и нагрузки трансформаторов; уровни напряжения на шинах до 1 кВ); дополнительные специальные требования к осветительным установкам (необходимость обеспечения распознавания цветовых оттенков, применения местного, локализованного освещения и т.п.).

При проектировании осветительного электрооборудования разрабатываются следующие вопросы: виды и системы освещения; выбор источников света; размещение и установка светильников и способы доступа к ним для обслуживания; выбор светильников;

расчет освещения; напряжение и источники питания; питающие и групповые сети; определение электрической нагрузки и выбор сечений проводников; конструктивное выполнение сети; заземление и зануление.

Объем и содержание рабочих чертежей проектов электрооборудования регламентируются ГОСТ 21.613—88 «Силовое оборудование. Рабочие чертежи» и ГОСТ 21.608—84 «Внутреннее электрическое освещение. Рабочие чертежи».

#### **1.4. НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ, ПРИМЕНЯЕМАЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПРОЕКТОВ**

Проекты электрической части предприятий должны разрабатываться с учетом требований действующей нормативно-технической документации. В Республике Беларусь основными нормативно-техническими документами являются:

- а) государственные стандарты Беларуси (СТБ);
- б) стандарты предприятий (СТП);
- в) государственные строительные нормы и правила Беларуси (СНБ);
- г) технические описания РБ (ТО РБ);
- д) технические условия РБ (ТУ РБ);
- е) руководящие документы РБ (РД РБ);
- ж) общегосударственные классификаторы информации РБ (ОК РБ);

В качестве межгосударственных признаются государственные общесоюзные стандарты (ГОСТ), строительные нормы и правила (СНиП), нормы технологического проектирования (ОНТП), инструкции, указания по проектированию и монтажу электрооборудования и электрических сетей (СН, ВСН), правила устройства электроустановок (ПУЭ), а также некоторые стандарты международной электротехнической комиссии (МЭК), введенные в действие на территории Беларуси.

Стандарт является основным нормативно-техническим документом, определяющим техническую характеристику продукции: набор показателей ее качества, уровень каждого из них, методы и средства измерений, испытаний и т.д. Стандартами устанавливаются единицы измерений, классификация и обозначения, регламентируются техноло-

гические процессы, параметры продукции, единые правила оформления документации, требования техники безопасности.

Стандартизация направлена на достижение максимальной упорядоченности в определенной области, она устанавливает для всеобщего и многократного применения правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов. Принятые стандарты являются обязательными для применения всеми организациями, учреждениями и предприятиями Республики Беларусь.

Государственные стандарты устанавливаются преимущественно на нормы, параметры, размеры, требования, правила, показатели качества и технического уровня продукции, понятия, термины и определения для обеспечения высокого качества, единства и взаимосвязи различных областей науки, техники, производства и культуры.

Стандарт предприятия устанавливается на объекты стандартизации, применяемые только на данном предприятии, в частности, на технологические нормы, правила, требования, детали и узлы, являющиеся составными частями изготавливаемой продукции.

Строительные нормы и правила, нормы технологического проектирования, инструкции по проектированию электроснабжения промышленных предприятий, ПУЭ придают процессу проектирования системный характер, исключают случайные и произвольные решения, предлагают рекомендации и однозначные предписания при проектировании электрической части предприятий. Принятым стандартам и нормам присваиваются обозначения, состоящие из индекса, регистрационного номера и года утверждения.

Техническое описание представляет собой нормативный документ на конкретный вид продукции, определяющий порядок постановки на производство простейших товаров народного потребления, утвержденный разработчиком продукции.

К важнейшим нормативным документам относятся также технические условия, которые определяют комплекс требований к конкретным типам и видам продукции или документации, разрабатываемой на основе существующих стандартов и в дополнение к ним. Они являются составной частью конструкторско-технологической доку-

ментации на выпускаемые изделия и разрабатываются конструкторскими службами предприятий и объединений.

Руководящие документы дополняют и расширяют действующие нормы и стандарты. Они содержат инструкции и требования по проектированию, устройству и применению отдельных технических объектов и систем.

Общегосударственные классификаторы предназначены для научной систематизации разнообразной информации, применяемой в народном хозяйстве.

Изменения, вносимые в стандарты, строительные нормы, правила и инструкции, публикуются в специальных периодических изданиях.

Основные нормативно-технические документы, которые используются при проектировании электрической части промышленных предприятий, приведены в табл. П1, составленной на основе “Перечня нормативно-технической документации по строительству, действующей на территории Республики Беларусь (по состоянию на 1 января 1998 г.)”.

При проектировании систем электроснабжения и электрооборудования применяются периодически издаваемые ведущими проектными организациями руководящие технические, информационные и инструктивные материалы. В них помещаются новые нормативные документы и методики расчетов, даются разъяснения по сложным вопросам проектирования, приводится информация о современном электротехническом оборудовании и т.д. При выборе типа применяемого электрооборудования используются каталоги электротехнической промышленности, которые систематизируются с помощью ежегодно издаваемых указателей. Они дают информацию о номенклатуре выпускаемого электрооборудования, о намечаемых к снятию с производства и не рекомендуемых к применению в новых электроустановках типах электротехнических изделий.

Кроме указанных нормативно-технических и информационных документов, при проектировании применяется разнообразная справочная литература, а также вспомогательные материалы (пособия, номограммы, графические зависимости, таблицы и т.д.), разработанные непосредственно в проектных организациях.

## 2. УЧЕТ УСЛОВИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 2.1. ВЗАИМОВЛИЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Окружающая среда и электроустановки взаимно влияют друг на друга, что может иметь негативные последствия. В частности, неблагоприятные внешние факторы приводят к коррозии проводников и металлических частей электрооборудования, появлению токов утечки из-за снижения сопротивления изоляции, уменьшению пропускной способности элементов электрических сетей, разрушению и перекрытию изоляции и в конечном итоге — к отказам в работе электроустановок. В то же время сами электроустановки в некоторых случаях представляют опасность для окружающей среды, так как нагрев проводников, электрооборудования и электроприемников сверх допустимого, электрические искры и дуга могут вызвать пожары и взрывы в помещениях и зонах с неблагоприятными условиями, открытая установка масляных трансформаторов 10/0,4 кВ увеличивает пожароопасность цеха и т.п. Отдельные элементы электроустановок опасны для людей из-за возможности прикосновения к токоведущим и движущимся частям.

Влияние окружающей среды определяется макро- и микроусловиями. Макроусловия обуславливаются природным воздействием и характеризуются температурой окружающей среды, влажностью воздуха, свойствами грунта, уровнем грунтовых вод, затопляемостью при больших паводках, направлением и скоростью ветра, сейсмичностью, высотой строительной площадки над уровнем моря, атмосферными осадками, интенсивностью и плотностью гололедно-изморозевых отложений, грозовой деятельностью, солнечным излучением и т.п.

Микроусловиями определяются специфические влияния окружающей среды, вызванные производственной деятельностью, такие, как:

- 1) агрессивность воздуха (из-за загрязнения пылью, дымом и химическими газами) и грунта (из-за загрязнения химическими веществами и разъедающими примесями);
- 2) появление токопроводящих примесей и пыли;
- 3) пожароопасность и взрывоопасность производственных помещений

и зон из-за наличия в обращении воспламеняющихся и взрывающихся веществ;

- 4) влажность воздуха из-за наличия инженерных сооружений и технологических установок;
- 5) термические нагрузки атмосферы, вызванные выделением теплоты теплоэнергетическими и электротермическими установками, а также грунта вследствие теплового излучения проложенных в земле кабельных линий и горячих трубопроводов;
- 6) шумовые нагрузки и вибрации от работы электроприводов и т.п.

При проектировании электрической части промышленных предприятий необходимо учитывать условия окружающей среды. С этой целью осуществляется выбор элементов и проводятся расчеты СЭС с учетом фактической температуры среды, применяются требуемые исполнения, защита от внешних воздействий и размещение электрооборудования, соответствующие схемы и конструкции электрических сетей и т.д. Условия окружающей среды оказывают существенное влияние на проектные решения.

## **2.2. КЛАССИФИКАЦИЯ ПОМЕЩЕНИЙ И ЗОН ПО УСЛОВИЯМ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

Условия окружающей среды в производственных помещениях и зонах, где размещается технологическое и связанное с ним электро-техническое оборудование, определяются температурой воздуха, влажностью, наличием агрессивных газов и пыли, возможностью возникновения условий взрывопожароопасности [4].

В соответствии с температурой воздуха выделяют жаркие помещения. В них под воздействием различных тепловых излучений температура превышает  $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$  постоянно или периодически (более одних суток). Например, помещения с сушилками, сушильными и обжигательными печами, котельные и т.п. В случае кратковременных повышений температуры более  $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$  среду не следует относить к жаркой, что в некоторых случаях избавляет от необходимости усложнения и удорожания сети.

Нижний и верхний пределы температуры в помещениях определяются при конкретном проектировании путем изучения климатических факторов в районе, где предполагается строительство объекта, усло-

вий отопления и вентиляции проектируемого здания и особенностей технологического процесса. Например, для электромашинных помещений нижний предел температуры обычно устанавливается равным  $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а верхний — на уровне до  $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Однако в отдельные жаркие дни из-за несовершенства вентиляции температура в этих помещениях может повышаться до  $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$  и более, что не должно учитываться в расчетах [9].

В производственных помещениях температура воздуха поддерживается в холодное время на уровне  $15\text{ — }16\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а в жаркие летние дни не должна превышать  $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$ . В горячих цехах металлургических заводов температура воздуха может достигать  $50\text{ — }55\text{ }^{\circ}\text{C}$ , что должно учитываться в расчетах внутрицеховых электрических сетей и при выборе электрооборудования.

В зависимости от влажности среды помещения делятся на сухие, влажные, сырые и особо сырые. Для их характеристики используется понятие «относительная влажность воздуха  $\psi$ », измеряемая в процентах. *Относительная влажность* — это отношение имеющегося при определенной температуре количества влаги в единице объема воздуха к тому количеству, при котором неизбежно произойдет выпадение росы (при той же температуре) [9].

*Сухими* называются помещения, в которых  $\psi \leq 60\%$ . При температуре не выше  $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$  и отсутствии технологической пыли, химически активной и органической среды такие помещения называются нормальными.

Во *влажных помещениях* пары, или конденсирующаяся влага, выделяются кратковременно, в небольших количествах и соблюдается условие  $60\% < \psi \leq 75\%$ . *Сырыми* считаются помещения, в которых длительное время  $\psi > 75\%$ . К *особо сырым* относятся помещения, в которых  $\psi \approx 100\%$  (потолок, стены, пол и предметы, находящиеся в помещении, покрыты влагой).

*Пыльными* называются помещения, в которых по условиям производства выделяется технологическая пыль в таком количестве, что она может оседать на проводниках, проникать внутрь машин, аппаратов и т.п. [4]. Различают помещения с токопроводящей и нетокопроводящей пылью.

Помещения с *химически активной* или органической средой — это помещения, в которых постоянно или в течение длительного времени содержатся агрессивные пары, газы, жидкости, образуются отложения или плесень, разрушающие изоляцию и токоведущие части электрооборудования.

*Пожароопасными* являются такие среды в помещениях или на открытом воздухе, где применяются или хранятся горючие вещества; *взрывоопасными* — среды, в которых по условиям технологического процесса могут образовываться взрывоопасные смеси горючих газов или паров с воздухом, кислородом или другими окислителями, а также взрывоопасные концентрации различных веществ в виде пыли или волокон, находящихся во взвешенном состоянии. В таких помещениях сами электроустановки представляют опасность из-за возможности пожара или взрыва вследствие перегрева проводников, образования искр и т.п.

Согласно ОНТП 24—86 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности», помещения делятся на пять категорий (А, Б, В, Г, Д), характеристики которых приведены в табл.2.1.

Таблица 2.1

**Категории помещений по взрывопожарной  
и пожарной опасности**

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
А Взрыво- пожаро- опасная	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа Вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что избыточное расчетное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа.

**Категории помещений по взрывопожарной  
и пожарной опасности**

<b>Б</b> Взрыво- пожаро- опасная	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа
<b>В</b> Пожаро- опасная	Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли или волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б
<b>Г</b>	Негорючие вещества и материалы в горячем, расплавленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр или пламени; горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива
<b>Д</b>	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии

*Пожароопасной зоной* называется пространство внутри и вне помещений, в пределах которого постоянно или периодически обращаются или находятся горючие вещества.

*Пожароопасные зоны подразделяются на следующие классы* [4]:

П-I — зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61 °С (склады масел, масляное хозяйство ТП и т.п.).

П-II — зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяют горючие пыль или волокна с нижним концентрационным пределом воспламенения более 65 г/м<sup>3</sup> к объему воздуха (деревообрабатывающие цехи, отделение измельчения ацетилцеллюлозы и т.п.).

П-IIа — зоны, расположенные в помещениях, в которых обраба-

ются твердые горючие вещества (склады тканей, бумаги, деревянных моделей и т.п.).

II-III — расположенные вне помещений зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше  $61^{\circ}\text{C}$  или твердые горючие вещества (склады масел, угля, торфа, дерева и т.п.).

*Взрывоопасной зоной* называется помещение или ограниченное пространство в помещении или наружной установке, в котором имеются или могут образовываться взрывоопасные смеси. Взрывоопасная смесь — это смесь с воздухом горючих газов, паров легко воспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), имеющих температуру вспышки не выше  $61^{\circ}\text{C}$ , горючих пыли и волокон с нижним концентрационным пределом не более  $65 \text{ г/м}^3$  при переходе во взвешенное состояние, которая при определенной концентрации способна взорваться при возникновении источника инициирования взрыва.

*Взрывоопасные зоны делятся на следующие классы [4]:*

В-I — зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие газы и пары ЛВЖ, способные образовывать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы, например, при загрузке и разгрузке технологических аппаратов, хранении и переливании ЛВЖ и т.д.

В-Ia — зоны, расположенные в помещениях, в которых образование взрывоопасных смесей горючих газов и паров ЛВЖ с воздухом возможно только в результате аварий или неисправностей.

В-Iб — зоны, имеющие характеристику зон В-Ia, но отличающиеся одной из следующих особенностей:

- 1) горючие газы в этих зонах обладают высоким нижним концентрационным пределом воспламенения (15 % и более) и резким запахом (например, машинные залы аммиачных компрессорных и холодильных установок);
- 2) помещения производств, связанных с обращением газообразного водорода, в которых возможно образование взрывоопасной смеси в объеме, превышающем 5 % свободного объема помещения, и которые имеют взрывоопасную зону только в верхней части помещения (например, помещения электролиза воды, зарядные станции аккумуляторных батарей).

В-Iг — пространства у наружных установок, содержащих горючие газы или ЛВЖ (за исключением наружных аммиачных компрессорных установок, выбор электрооборудования для которых осуществляется как и для расположенных в помещениях), надземных и подземных резервуаров с ЛВЖ или горючими газами, эстакад для слива и налива ЛВЖ, открытых нефтеловушек, прудов-отстойников с плавающей нефтяной пленкой и т.п.

В-II — зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются переходящие во взвешенное состояние горючие пыли и волокна, способные образовывать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальном режиме работы.

В-IIа — зоны в помещениях, в которых взрывоопасные смеси горючих пылей и волокон с воздухом могут образовываться только в результате аварий и неисправностей.

При проектировании промышленных электроустановок следует учитывать, что одно и то же помещение может относиться одновременно к нескольким классам по окружающей среде. Например, помещение с химически активной средой может быть также и сырым. В этих случаях электроустановка в данном помещении должна удовлетворять условиям надежной работы в неблагоприятных средах всех классов.

### **2.3. КАТЕГОРИИ ИСПОЛНЕНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ МЕСТА РАЗМЕЩЕНИЯ**

При проектировании электрической части промышленного предприятия необходимо правильно выбирать исполнение электрооборудования и электротехнических изделий в зависимости от места их размещения в условиях эксплуатации. Промышленностью выпускаются изделия и оборудование пяти категорий по размещению. Ниже приводится характеристика этих категорий [10].

Категория 1. К этой категории относятся изделия, предназначенные для работы на открытом воздухе.

Категория 2. К ней принадлежат изделия, предназначенные для работы под навесом или в помещениях, где колебания температуры и

влажности воздуха примерно такие же, как и на открытом воздухе. Например, в палатках, кузовах, прицепах, помещениях с металлическими стенами без теплоизоляции, а также в оболочке комплектного изделия категории 1 (исключается прямое воздействие солнечного излучения и атмосферных осадков).

Категория 3. В данную категорию входят изделия, предназначенные для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией, без искусственного регулирования климатических условий. В таких помещениях колебания температуры и влажности воздуха, воздействие песка и пыли значительно меньше, чем снаружи. Например, в помещениях из металла с термоизоляцией, деревянных помещениях. В этом случае существенно снижается воздействие солнечного излучения, ветра, атмосферных осадков, росы и др.

Категория 4. Изделия этой категории предназначены для эксплуатации в помещениях с искусственно регулируемые климатическими условиями. Например, в отапливаемых помещениях или охлаждаемых, вентилируемых производственных и других, в том числе хорошо вентилируемых подземных помещениях. В указанных помещениях исключается прямое воздействие солнечной радиации, а также воздействие атмосферных осадков, песка и пыли, содержащихся в наружном воздухе.

Категория 5. К данной категории относятся изделия, предназначенные для применения в помещениях с повышенной влажностью. Например, в неотапливаемых и невентилируемых подземных помещениях, в том числе шахтах и подвалах, в грунте, в судовых, корабельных и других помещениях, в которых возможно длительное наличие воды или частая конденсация влаги на стенах и потолке (в частности, в некоторых трюмах, цехах текстильных и гидрометаллургических производств и т.п.).

Категории по размещению указываются обычно в типах или паспортных данных электротехнических изделий. Например, в типе разъединителя РВ-10/1000УЗ цифра 3 означает, что данный коммутационный аппарат предназначен для установки в закрытом помещении без искусственного регулирования климатических условий, т.е. без отопления.

## 2.4. КЛИМАТИЧЕСКИЕ ИСПОЛНЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ

При выборе электротехнических изделий и оборудования необходимо учитывать режим погоды района, в котором предполагается строительство промышленного объекта. Применение электрооборудования, не соответствующего реальному климату, может привести к увеличению затрат на сооружение и эксплуатацию системы электроснабжения и преждевременному выходу из строя ее отдельных элементов. Поэтому электротехнической промышленностью выпускаются изделия в различных климатических исполнениях. Их возможные варианты представлены в табл.2.2.

Таблица 2.2

### Климатические исполнения электротехнических изделий

Климатическое исполнение	Характеристика климата
У	Умеренный
УХЛ	Умеренный и холодный
ХЛ	Холодный
ТВ	Тропический влажный
ТС	Тропический сухой
Т	Тропический (как сухой, так и влажный)
О	Любой климат на суше, кроме очень холодного
М	Умеренно холодный морской
ТМ	Тропический морской
ОМ	Любой морской климат (как умеренно холодный, так и тропический)
В	Любой климат (всеклиматическое исполнение)

В условиях климата Республики Беларусь следует применять оборудование исполнения У и УХЛ.

Климатические условия работы электротехнических изделий и оборудования характеризуются в основном температурой и влажностью воздуха и пределами их изменения во времени. В табл. 2.3 приведены

некоторые значения этих параметров для пяти категорий исполнения по размещению электротехнических изделий в условиях умеренного климата.

Таблица 2.3

**Основные характеристики умеренного климата**

Категория исполнения	Температура воздуха при эксплуатации, °С					Относительная влажность воздуха	
	рабочая			предельная		Средне- месячное значение, %	Продолжи- тельность воздействия, мес
	max	min	сред- няя	max	min		
1	40	-45	10	45	-50	80	6
2	40	-45	10	45	-50	80	6
3	40	-45	10	45	-50	80	6
4	35	1	20	40	1	65	12
5	35	-5	10	35	-5	90	12

**Примечание.** Среднемесячные значения относительной влажности воздуха даны при 20 °С в наиболее теплый и влажный период.

Климатическое исполнение электротехнического изделия указывается в его типе или паспортных данных. Например, синхронный электродвигатель напряжением 10 кВ типа СТД-630-23УХЛ4 предназначен для работы в умеренном и холодном климате (УХЛ) при установке его в помещении с искусственно регулируемыми климатическими условиями (4).

## 2.5. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ОТ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Защита электрооборудования от воздействия окружающей среды может осуществляться с помощью оболочек, кожухов, защитных

покрытий и т.п. Большое значение имеет правильный выбор конструктивного исполнения изделий и мест размещения электрооборудования на территории предприятия, в отдельных зданиях, сооружениях и помещениях.

В частности, выбор места расположения главной понизительной подстанции должен осуществляться с учетом розы ветров и преобладающего их направления. При этом обязательна консультация с проектировщиками технологической и строительной частей о характере, концентрации, направлении, протяженности распространения вредных выделений производства. Следует знать также зоны преимущественного оседания вредных веществ, степень их воздействия на изоляцию и токоведущие элементы установок. Эти данные являются основными при выборе места и типа подстанции на предприятиях с вредными выделениями [7].

Размещение открытых РУ (ОРУ) и прохождение трасс воздушных линий (ВЛ) предусматриваются так, чтобы они не попадали в полосу загрязнений. Это особенно важно при неблагоприятных погодных условиях в районах, где часто наблюдаются изморозь, туман, мокрый снегопад. Опоры ВЛ и ОРУ рекомендуется по возможности располагать на возвышенностях с подветренной стороны в осенне-весенний период.

Цеховые ТП 6-10/0,4 кВ необходимо размещать в отдельных помещениях или открыто с учетом условий окружающей среды в соответствии с требованиями [4]. При возможности проникновения воды через перекрытия помещения ТП следует применять их гидроизоляцию. При открытой установке внутрицеховые ТП целесообразно размещать в пределах мертвой зоны подъемно-транспортных механизмов (кранов, тельферов, кран-балок и т.п.), а также по возможности удалять их от путей внутрицехового транспорта, чтобы исключить случайные механические повреждения.

В пыльной среде электрические сети и оборудование должны иметь конструктивное исполнение, обеспечивающее их нормальную работу, а применяемые электрические машины и аппараты — закрытое, обдуваемое и пыленепроницаемое исполнение. Коммута-

ционные аппараты размещаются в шкафах с уплотненными дверцами, исключающими проникновение пыли в количествах, способных нарушить нормальную работу оборудования. Токоведущие части и изоляторы различных токопроводов должны быть закрыты сплошными кожухами, предотвращающими опасное попадание пыли.

Для химически активных или органических сред электротехническое оборудование и материалы следует выбирать с учетом агрессивного воздействия конкретных материалов, применяемых в технологическом процессе производства. Наиболее эффективным способом защиты электроустановок от разрушающего воздействия химически активных сред является максимально возможное и экономически целесообразное территориальное удаление электрооборудования от источников выделения вредных веществ. В тех случаях, когда электроустановки не удастся вынести за пределы зоны постоянного присутствия агрессивных веществ, следует выделять для электрооборудования и коммутационной аппаратуры подстанций и распределительных устройств специальные помещения. Данные помещения должны постоянно вентилироваться очищенным воздухом с созданием избыточного давления, исключающего проникновение воздуха из смежных загрязненных помещений [7].

Если не удастся избежать установки электрооборудования и прокладки электрических сетей непосредственно в химически активной или органической среде, то должны применяться материалы для проводников и изоляции, а также защитные покрытия, длительно противостоящие воздействию окружающей среды.

## 2.6. СТЕПЕНИ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Для работы в неблагоприятных условиях применяются взрывозащищенные, влагостойкие, морозостойкие, химически стойкие электрические машины и аппараты. Защита электрооборудования напряжением до 72,5 кВ от влияния окружающей среды осуществляется с помощью оболочки, которой, как правило, является корпус изделия. Степень защиты устанавливается ГОСТ 14254—96 и

обозначается буквами IP (начальные буквы английских слов International Protection) и двумя цифрами, характеризующими степень защиты персонала от прикосновения к токоведущим и движущимся частям электрооборудования, попадания через оболочку твердых посторонних тел и пыли (первая цифра), а также от проникновения воды (вторая цифра). Если для электротехнического изделия нет необходимости в одном из видов защиты, то допускается в обозначении степени защиты вместо соответствующей цифры представлять знак X.

Первая цифра в обозначении может иметь следующие значения: 0 — специальная защита отсутствует; 1 — защита от прикосновения и попадания твердых тел размером (диаметр, толщина и ширина) 50 мм и более; 2 — защита от прикосновения пальцами и попадания твердых тел размером 12,5 мм и более; 3 — защита от проникновения внутрь оболочки тел размером 2,5 мм и более; 4 — защита от проникновения внутрь оболочки тел размером 1 мм и более; 5 — защита от пыли, предотвращающая от проникновения ее внутрь оболочки в количестве, достаточном для нарушения работы изделия; 6 — проникновение пыли полностью предотвращено.

Возможные значения второй цифры в условном обозначении степени защиты: 0 — специальная защита отсутствует; 1 — защита от капель воды, падающих на оболочку вертикально; 2 — защита от вертикально падающих капель при наклоне оболочки на угол до  $15^\circ$  относительно нормального расположения; 3 — защита от капель дождя; 4 — защита от брызг любого направления; 5 — защита от водяных струй любого направления; 6 — защита от сильного действия струй; 7 — изделия пригодны для непродолжительного погружения в воду; 8 — изделия пригодны для длительного погружения в воду при условиях, установленных изготовителем.

В табл.2.4 приведены стандартные степени защиты электрических аппаратов общепромышленного исполнения напряжением до 1 кВ [10].

Таблица 2.4

**Степень защиты электрических аппаратов**

Степень защиты от попадания твердых тел	Степень защиты от попадания воды								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
0	IP00	-	-	-	-	-	-	-	-
1	IP10	IP11	IP12	-	-	-	-	-	-
2	IP20	IP21	IP22	IP23	-	-	-	-	-
3	IP30	IP31	IP32	IP33	IP34	-	-	-	-
4	IP40	IP41	IP42	IP43	IP44	-	-	-	-
5	IP50	IP51	-	-	IP54	IP55	IP56	-	-
6	IP60	-	-	-	-	IP65	IP66	IP67	IP68

Как видно из табл. 2.4, для применения рекомендуются не все возможные комбинации степеней защиты от попадания твердых посторонних тел, пыли и воды.

Степени защиты указываются в паспортах электротехнических изделий. Для некоторых изделий эти данные содержатся в типе оборудования. Например, в типе распределительного шкафа ШР11-73701-22УЗ цифра 22 указывает его степень защиты (IP22).

При проектировании СЭС необходимо применять электротехнические изделия и оборудование, имеющие степень защиты от внешних воздействий, соответствующую условиям окружающей среды. Завышение степени защиты электрических аппаратов может привести к снижению их номинальных токов из-за ухудшения условий охлаждения.

### **3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

#### **3.1 ЦЕЛИ, СОДЕРЖАНИЕ И ПОРЯДОК РАСЧЕТОВ**

Целями технико-экономических расчетов при проектировании электроснабжения являются [1]:

1. Обоснование инвестиций (долгосрочных капиталовложений) в новые или реконструируемые СЭС и последующих эксплуатационных расходов путем сравнения вариантов по принятым критериям эффективности.
2. Доказательство технических функциональных способностей СЭС, соответствующих обоснованным требованиям потребителей электроэнергии (необходимая пропускная способность элементов, обеспечение надежности электроснабжения, качества электроэнергии и т.д.). При этом проводится выбор и обоснование электрооборудования для выполнения необходимых функций и требований, а также оценка состояния СЭС в нормальных и послеаварийных режимах.
3. Оценка качественных показателей и народнохозяйственного значения принятого решения.

Выбор технико-экономически обоснованной схемы электроснабжения предприятия базируется на рассмотрении и сравнении нескольких возможных вариантов по техническим, эксплуатационным и экономическим показателям.

К техническим показателям СЭС можно отнести число и уровни ступеней напряжения, отклонение и потери напряжения, безотказность работы и устойчивость элементов СЭС в переходных режимах, стабильность работы электроприводов, степень автоматизации и др.

К эксплуатационным показателям относятся продолжительность восстановления электроснабжения после локализации или ликвидации повреждения, длительность текущих и капитальных ремонтов, допустимые перегрузки элементов СЭС, величины потерь мощности и электроэнергии, удобство эксплуатации, количество и квалификация обслуживающего персонала.

Важнейшими экономическими показателями при сравнении вариантов СЭС являются приведенные годовые затраты и срок окупаемости капиталовложений. Для более детальной экономической оценки вариантов используются дополнительные показатели: капиталовложения в СЭС, стоимость потерь мощности и электроэнергии, ущерб от внезапных перебоев электроснабжения и т.п.

При выполнении технико-экономических расчетов возникают объективные трудности, обусловленные тем, что перебор всех воз-

можных вариантов связан со значительными трудозатратами проектировщиков даже при автоматизированной обработке данных. Кроме того, многие сравниваемые показатели трудно поддаются количественной оценке (например, удобство эксплуатации, гибкость, надежность и др.). В связи с этим правильный подбор для сравнения нескольких вариантов зависит от эрудиции, опыта и квалификации проектировщиков.

Число и мощность трансформаторов предприятия обычно определяются при расчете компенсации реактивной мощности. Поэтому технико-экономическому сравнению подлежат схемы внутриводского электроснабжения, использующие как однотрансформаторные, так и двухтрансформаторные подстанции. Варианты схем внешнего электроснабжения могут рассматриваться при проектировании крупных предприятий, имеющих несколько ИП.

Сравниваемые варианты должны быть простыми и учитывать современные тенденции и принципы построения СЭС. Варианты схемы сети 6—10 кВ наносятся на генплан предприятия. Предварительно должны быть намечены трассы линий и места расположения РП и цеховых ТП. Кабельные линии необходимо прокладывать по кратчайшим трассам, вдоль стен зданий и инженерных коммуникаций. Расположение РП и ТП должно быть таким, чтобы исключались обратные потоки электроэнергии по одной и той же линии. Следует также выявить наиболее ответственных потребителей и обеспечить им соответствующее резервирование по сети 6—10 или до 1 кВ.

По схемам сетей на генплане определяется длина линий и составляются принципиальные схемы электроснабжения, на которых показываются основные элементы СЭС: коммутационные аппараты, линии, трансформаторы и т.д.

На рис 3.1 в качестве иллюстрации приведены четыре возможных варианта размещения на плане цеха внутрицеховых трансформаторных подстанций и питающие их линии 10 кВ, а на рис 3.2 показаны принципиальные схемы электроснабжения для данных вариантов.

Для сопоставляемых вариантов схемы электроснабжения определяются расчетные токи линий, выбираются сечения жил кабелей по экономической плотности тока и рассчитываются потери мощности и

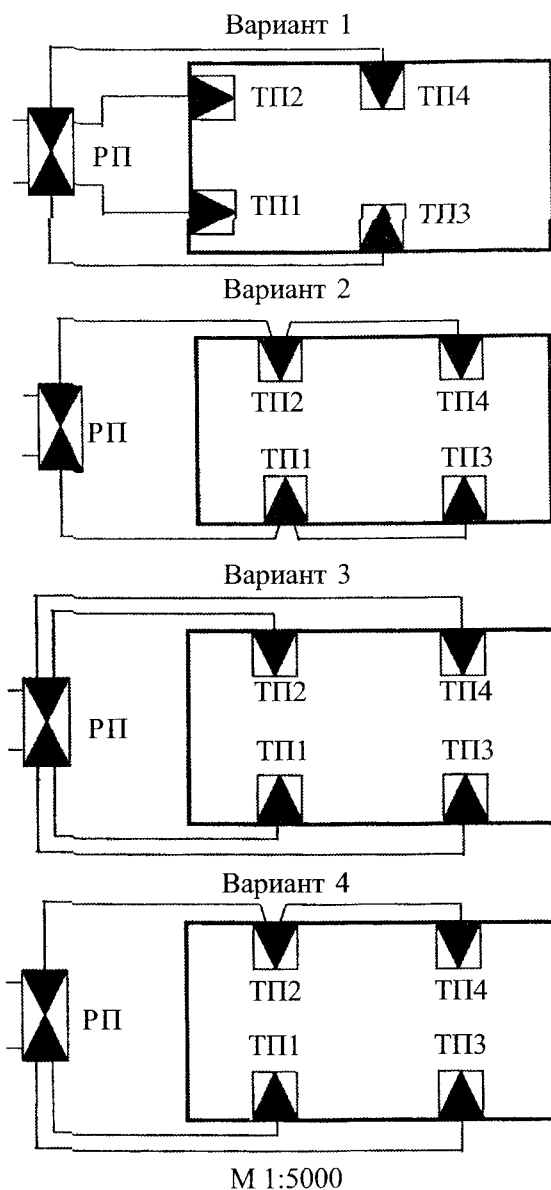


Рис. 3.1. Варианты схем электроснабжения цеха

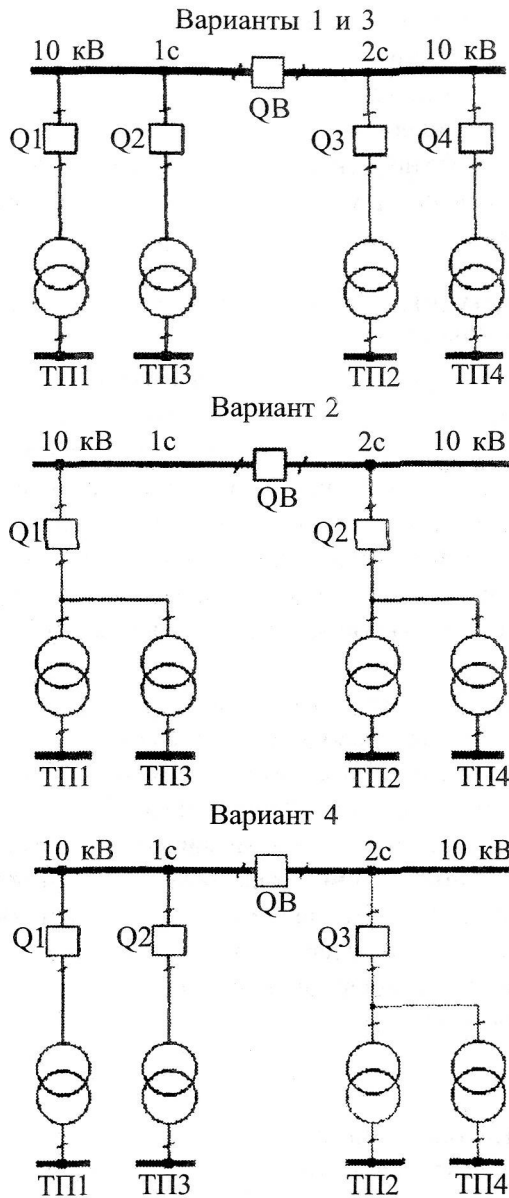


Рис. 3.2. Принципиальные схемы электроснабжения вариантов 1—4

электроэнергии в отдельных элементах и СЭС в целом. При сравнении вариантов могут учитываться только те элементы СЭС, которые входят в изменяющиеся части схемы [7].

При выборе наилучшего варианта экономические показатели являются решающими. Технические и эксплуатационные показатели в сопоставляемых вариантах могут быть не равноценными, но находиться в допустимых пределах.

### 3.2. ВЫБОР ЭКОНОМИЧЕСКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНОЙ ПЛОЩАДИ СЕЧЕНИЯ ПРОВОДНИКОВ

Площадь сечения проводников является важным параметром воздушных и кабельных линий. С увеличением площади сечения проводников возрастают затраты на сооружение линий электропередачи, но при этом снижаются потери электроэнергии. Уменьшение площади сечения до технически допустимого предела сокращает капиталовложения, однако вызывает увеличение потерь в линии. В связи с этим правильный выбор площади сечения проводников с учетом конкретных условий является важной и ответственной задачей проектирования СЭС.

При проектировании линий электропередачи напряжением до 220 кВ выбор площади сечения проводников проводится не сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям. В качестве таких показателей используются значения экономической плотности тока для воздушных и кабельных линий. Экономическая плотность тока устанавливает оптимальное соотношение между отчислениями от капиталовложений и стоимостью потерь электроэнергии в линии.

Экономически целесообразная площадь сечения проводников  $F_0$  выбирается из соотношения

$$F_0 = \frac{I_p}{j_0}, \quad (3.1)$$

где  $I_p$  — расчетный ток линии в нормальном режиме, А;  $j_0$  — нормированное значение экономической плотности тока, А/мм<sup>2</sup>.

Полученная по выражению (3.1) экономическая площадь сечения округляется до ближайшего стандартного значения.

Для конкретных условий проектирования величина экономической плотности тока принимается по табл. 3.1 [4].

Таблица 3.1

**Экономическая плотность тока**

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм <sup>2</sup> , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	1001— 3000	3001— 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

При использовании табл. 3.1 необходимо учитывать следующее [4]:

1. Экономическая плотность тока увеличивается на 40 % при максимуме нагрузки линии в ночное время, а также для изолированных проводников площадью сечения 16 мм<sup>2</sup> и менее.
2. Для линий с одинаковой площадью сечения проводников по всей длине и различными нагрузками на отдельных участках (рис. 3.3) экономическая плотность тока начального (головного) участка увеличивается в  $K_y$  раз:

$$K_y = \sqrt{\frac{I_1^2(l_1 + l_2 + \dots + l_n)}{I_1^2 \cdot l_1 + I_2^2 \cdot l_2 + \dots + I_n^2 \cdot l_n}}, \quad (3.2)$$

где  $I_1, I_2, \dots, I_n$  — токовые нагрузки отдельных участков линии;  $l_1, l_2, \dots, l_n$  — длины участков линий.

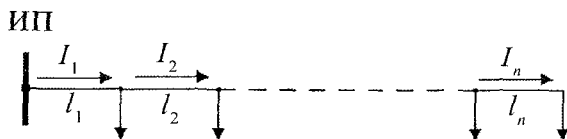


Рис. 3.3. Схема линии с различными токовыми нагрузками участков

3. При выборе площади сечения проводников для питания  $n$  однотипных взаиморезервируемых электроприемников (например, насосов водоснабжения, преобразовательных агрегатов и т. п.), из которых  $m$  одновременно находятся в работе, экономическая плотность тока может быть увеличена по сравнению с нормами, приведенными в табл. 3.1, в  $K_n$  раз:

$$K_n = \sqrt{\frac{n}{m}}. \quad (3.3)$$

4. Целесообразность увеличения количества линий или цепей сверх необходимого по условиям надежности электроснабжения в целях удовлетворения условий экономической плотности тока должна обосновываться технико-экономическими расчетами. При этом во избежание увеличения количества линий или цепей допускается двукратное превышение норм, приведенных в табл. 3.1.

*Проверке по экономической плотности не подлежат:*

- 1) сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 кВ при использовании максимума нагрузки до 4000—5000 ч;
- 2) ответвления к отдельным электроприемникам до 1 кВ, а также осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий;
- 3) сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств всех напряжений;
- 4) сети временных сооружений, а также устройства со сроком службы 3—5 лет;
- 5) проводники, идущие к резисторам, пусковым реостатам и т.п.

Выбор экономической площади сечения проводников воздушных и кабельных линий, имеющих промежуточные отборы мощности, следует осуществлять для каждого из участков исходя из соответствующих расчетных токов участков.

Площадь сечения жил кабельных линий напряжением выше 1 кВ, выбранная по экономической плотности тока, проверяется по нагреву, потерям напряжения, а также по термической стойкости.

Выбор площади сечения проводов линий электропередачи напряжением 330 кВ и выше, а также мощных жестких и гибких токопроводов, работающих с большой максимальной нагрузкой, проводится на основе технико-экономических расчетов [4]. При этом для выбора площади сечений проводов линий электропередачи могут использоваться экономические интервалы токовых нагрузок [11].

**Пример 3.1** По экономической плотности тока выберите площадь сечения жил кабеля 10 кВ с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами для питания деревообрабатывающего комбината с максимальной токовой нагрузкой 103,2 А. Время использования максимальной нагрузки:

$$T_{\max} = 2500 \text{ ч.}$$

Решение. По табл. 3.1 при  $T_{\max} = 2500$  ч для кабеля с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами принимаем экономическую плотность тока  $j_s = 1,6 \text{ А/мм}^2$ .

По формуле (3.1) вычисляем экономически целесообразную площадь сечения:

$$F_s = \frac{103,2}{1,6} = 64,5 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшую стандартную площадь сечения 70 мм<sup>2</sup>. Выбираем кабель марки ААШвУ-10(3×70).

**Пример 3.2.** На рис 3.4 приведена схема воздушной линии распределительной сети 380/220 В, выполненной алюминиевыми проводами с одинаковой площадью сечения по всей длине. Необходимо выбрать площадь сечения проводов при  $T_{\max} = 2800$  ч.

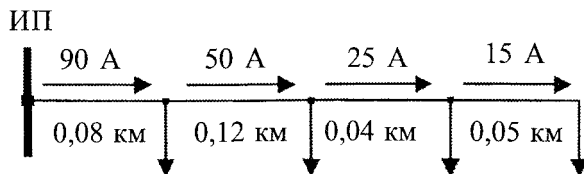


Рис. 3.4. Схема линии к примеру 3.2

Решение. Определяем по выражению (3.2) коэффициент увеличения экономической плотности тока для головного участка линии:

$$K_y = \sqrt{\frac{90^2(0,08+0,12+0,04+0,05)}{90^2 \cdot 0,08 + 50^2 \cdot 0,12 + 25^2 \cdot 0,04 + 15^2 \cdot 0,05}} = 1,54.$$

Экономическая плотность тока для алюминиевых неизолированных проводов при  $T_{\max} = 2800$  ч, согласно табл. 3.1, принимается равной  $1,3$  А/мм<sup>2</sup>. С учетом распределения нагрузок вдоль линии экономическая плотность тока

$$j_y = 1,54 \cdot 1,3 = 2,0 \text{ А/мм}^2.$$

Площадь сечения проводов линии по выражению (3.1)

$$F_y = \frac{90}{2,0} = 45 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшую стандартную площадь сечения  $50 \text{ мм}^2$ .

**Пример 3.3.** По экономической плотности тока выберите площадь сечения алюминиевых жил кабелей с бумажной изоляцией напряжением  $6 \text{ кВ}$ , питающих электродвигатели  $M1$ ,  $M2$  и  $M3$  насосов по схеме рис. 3.5. Из трех насосных агрегатов одновременно работают два, а один находится в резерве поочередно. Расчетный ток каждого кабеля  $62,5 \text{ А}$ . Время использования максимальной нагрузки  $T_{\max} = 5200 \text{ ч}$ .

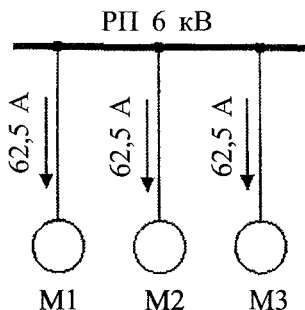


Рис. 3.5. Схема питания двигателей к примеру 3.3

Решение. По табл. 3.1 находим для заданных условий экономическую плотность тока  $j_y = 1,2 \text{ А/мм}^2$ .

По формуле (3.3) вычисляем коэффициент увеличения экономической плотности тока при  $n = 3$  и  $m = 2$ :

$$K_n = \sqrt{\frac{3}{2}} = 1,22.$$

С учетом режима работы насосных агрегатов экономическая плотность тока кабельной линии может быть повышена до величины

$$j_s = 1,22 \cdot 1,2 = 1,46 \text{ А/мм}^2.$$

Экономическая площадь сечения жилы каждого кабеля

$$F_s = \frac{62,5}{1,46} = 42,8 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшую стандартную площадь сечения 50 мм<sup>2</sup>. Кабели марки ААШвУ-6 (3×50).

### 3.3. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В процессе передачи, распределения и потребления электрической энергии суммарные потери в генераторах, трансформаторах, линиях электропередачи различных напряжений, электродвигателях, преобразователях и технологических установках достигают 25—30 % всей вырабатываемой на электростанциях электроэнергии [12]. Из них значительная доля, примерно до 10—15 %, приходится на системы электроснабжения. В связи с этим определение потерь мощности и электроэнергии является важным вопросом проектирования СЭС промышленных предприятий, имеющим существенное значение при технико-экономической оценке вариантов схем, выборе рациональных номинальных напряжений, компенсирующих и регулирующих устройств и т.п.

Потери активной мощности и электроэнергии в элементах СЭС складываются из потерь холостого хода и нагрузочных потерь. Потери холостого хода не зависят от нагрузки элементов СЭС и возникают из-за перемагничивания сердечников (потери на гистерезис и вихревые токи), ионизации воздуха возле проводов воздушных линий 220 кВ и выше (потери на корону), токов утечки из-за несовершенства изоляции и т.д. Эти потери для различных элементов указываются в виде абсолютных или удельных величин в паспортных данных или в справочниках. Нагрузочные потери являются тепловыми потерями, которые изменяются прямо пропорционально квадрату тока, протекающего через активное сопротивление элемента СЭС.

В элементах СЭС, обладающих индуктивными сопротивлениями, имеют место потери реактивной мощности и энергии, которые также необходимо количественно оценивать.

При сравнении вариантов схемы электроснабжения, как правило, определяются потери в основных элементах — линиях электропередачи и трансформаторах. Потери электроэнергии в других элементах подсчитываются при составлении электрических балансов.

В СЭС промышленных предприятий в основном применяются линии электропередачи напряжением до 110 кВ, для которых выполняется расчет только нагрузочных потерь. Потери активной мощности в линии электропередачи ( $\Delta P_{\text{л}}$ ), идущие на нагревание проводников, рассчитываются по выражению

$$\Delta P_{\text{л}} = 3 \cdot I^2 \cdot R, \quad (3.4)$$

где  $I$  — ток линии;  $R$  — активное сопротивление провода или жилы кабеля, определяемое как

$$R = r_0 \cdot l, \quad (3.5)$$

где  $r_0$  — удельное (погонное) активное сопротивление проводника, Ом/км;  $l$  — длина линии, км.

Величины  $r_0$ , полученные экспериментальным путем, указываются в таблицах физико-технических данных проводов и кабелей [13; 14].

При представлении нагрузки линии мощностями

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R = \frac{P^2}{U_{\text{ном}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R, \quad (3.6)$$

где  $S$ ,  $P$  и  $Q$  — соответственно полная, активная и реактивная мощности нагрузки;  $U_{\text{ном}}$  — номинальное напряжение линии;  $\cos \varphi$  — коэффициент активной мощности нагрузки линии.

Для энергоемких потребителей электроэнергии может быть известен график электрической нагрузки по току (полной мощности) в виде, показанном на рис 3.6.

В этом случае потери активной электроэнергии  $\Delta W_{\text{л}}$  подсчитываются по выражению

$$\Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot R \cdot \sum_{i=1}^m I_i^2 \cdot \Delta t_i, \quad (3.7)$$

где  $I_i$  — среднее значение тока для  $i$ -й ступени графика;  $\Delta t_i$  — длительность  $i$ -го интервала осреднения нагрузки;  $m$  — число ступеней графика.

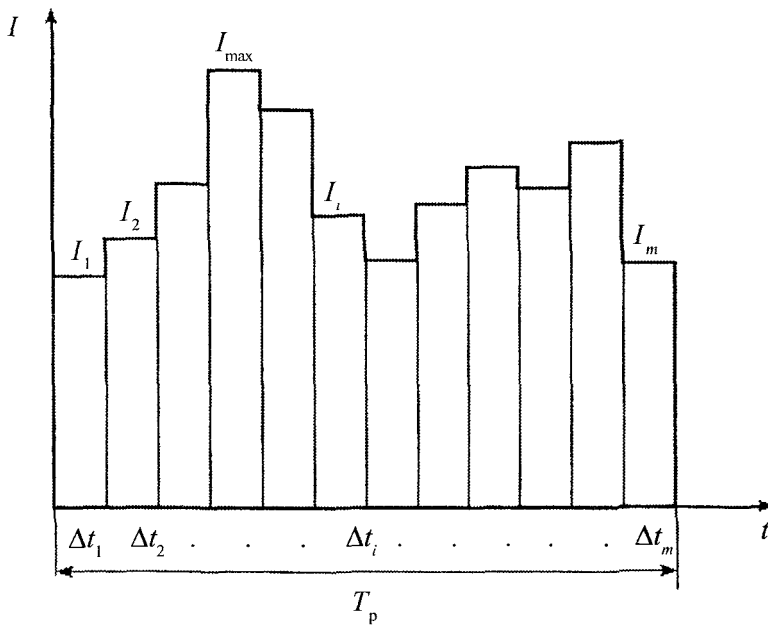


Рис. 3.6. График электрических нагрузок

Потери электроэнергии при проектировании могут определяться также следующими методами:

- 1) по среднеквадратическому току  $I_{\text{ск}}$  и времени действительной работы линии  $T_p$ ;
- 2) по максимальному току  $I_{\text{max}}$  и времени максимальных потерь  $\tau$ .

Среднеквадратический ток линии при известном графике ее нагрузки (см. рис.3.6):

$$I_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m I_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum_{i=1}^m \Delta t_i}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m I_i^2 \cdot \Delta t_i}{T_p}}. \quad (3.8)$$

В общем случае среднеквадратический ток линии может быть выражен как

$$I_{\text{ск}} = k_{\phi} \cdot I_{\text{с}}, \quad (3.9)$$

где  $k_{\phi}$  — коэффициент формы графика нагрузки,  $k_{\phi} = 1,05 \text{ — } 1,1$ ;  $I_{\text{с}}$  — средний ток линии за время  $T_{\text{р}}$ :

$$I_{\text{с}} = \frac{\sum_{i=1}^m I_i \cdot \Delta t_i}{T_{\text{р}}}. \quad (3.10)$$

Потери активной электроэнергии за время  $T_{\text{р}}$  определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot I_{\text{ск}}^2 \cdot R \cdot T_{\text{р}}. \quad (3.11)$$

При расчете потерь данным методом существуют некоторые трудности при определении величины  $I_{\text{ск}}$ . Поэтому в практике проектирования более распространен метод расчета потерь электроэнергии по максимальному току линии  $I_{\text{max}}$ , в качестве которого принимается расчетный ток  $I_{\text{р}}$ , и времени максимальных потерь  $\tau$ . В этом случае потери активной электроэнергии в линии за год

$$\Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot I_{\text{max}}^2 \cdot R \cdot \tau. \quad (3.12)$$

Время максимальных потерь — это время, за которое при работе с наибольшей нагрузкой потери электроэнергии в линии будут такими же, что и при нагрузке, изменяющейся по действительному графику [16].

Если имеется график нагрузки (см. рис. 3.6), то значение времени максимальных потерь за рассматриваемый период  $T_{\text{р}}$  определяется по формуле [13]

$$\tau = \frac{\sum_{i=1}^m I_i^2 \cdot \Delta t_i}{I_{\text{max}}^2}. \quad (3.13)$$

Как видно из (3.13),  $\tau$  зависит от графика электрической нагрузки. При отсутствии графика нагрузки, что характерно для условий проектирования, величина  $\tau$  приближенно устанавливается по справочным таблицам или кривым [10; 15] в зависимости от времени использования максимальной нагрузки  $T_{\text{max}}$ , под которым понимается время, за которое при работе

с наибольшей нагрузкой потребитель получил бы такое же количество электроэнергии, что и при работе по действительному графику. Каждый потребитель имеет свой характерный график нагрузки и соответствующее значение  $T_{\max}$ , которое определяется по выражению

$$T_{\max} = \frac{\sum_{i=1}^m I_i \cdot \Delta t_i}{I_{\max}}. \quad (3.14)$$

При проектировании  $T_{\max}$  определяется по справочной литературе в зависимости от числа рабочих смен или типа предприятия [10; 13].

Зависимость времени потерь  $\tau$  от годового числа часов использования максимума нагрузки  $T_{\max}$  для условия  $\cos \varphi = \text{const}$  приведена на рис. 3.7 [15]. Эта же кривая может быть использована, если значения коэффициентов мощности при максимальной нагрузке и средневзвешенного за год различаются менее чем на 0,04—0,05, что практически имеет место в большинстве случаев.

Численное значение  $\tau$  можно приближенно найти по табл. 3.2 [13].

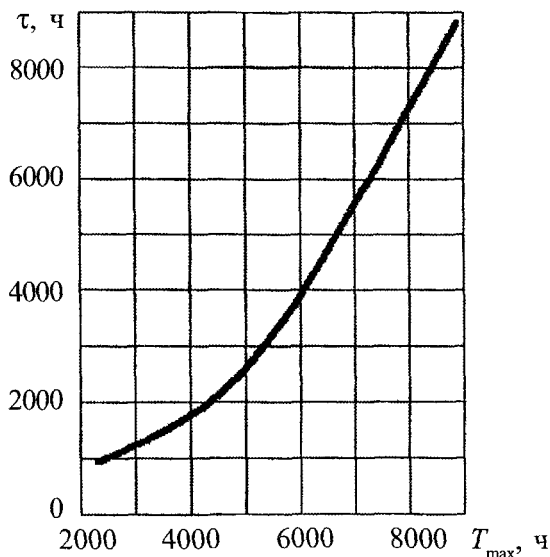


Рис. 3.7. Зависимость времени потерь

от времени использования максимума активной нагрузки

Таблица 3.2

**Число часов максимальных потерь  $\tau$  в зависимости от времени использования максимальной нагрузки  $T_{\max}$**

$T_{\max}, \text{ч}$	$\tau, \text{ч}$	$T_{\max}, \text{ч}$	$\tau, \text{ч}$
3000	1300	5500	3650
3500	1650	6000	4300
4000	2000	6500	5000
4500	2500	7000	5700
5000	3000	7500	6450

Для графиков типовой формы и  $\cos\varphi = 0,8$  годовое время максимальных потерь допускается ориентировочно определять по такому эмпирическому выражению [10]

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\max}}{10000})^2 \cdot 8760. \quad (3.15)$$

Найденные разными способами значения времени потерь могут быть неодинаковыми. Это объясняется тем, что графические зависимости, табличные данные и эмпирическая формула получены на основании различных усредненных графиков нагрузки. В технико-экономических расчетах  $\tau$ , как правило, определяется по таблицам или графикам.

Расчет потерь реактивной мощности и электроэнергии в линии электропередачи осуществляется по аналогичным выражениям, в которых вместо  $R$  подставляется реактивное сопротивление  $X$ , определяемое по формуле

$$X = x_0 \cdot l, \quad (3.16)$$

где  $x_0$  — удельное реактивное сопротивление, Ом/км [14].

При расчете потерь электроэнергии может быть полезным соотношение, связывающее среднеквадратический и максимальные токи для годового графика нагрузки:

$$I_{\text{ск}} = I_{\max} \sqrt{\frac{\tau}{8760}}. \quad (3.17)$$

В [18] приводится такое эмпирическое выражение:

$$I_{\text{ск}} = I_{\text{max}} \left( 0,12 + \frac{T_{\text{max}}}{10\,000} \right). \quad (3.18)$$

Потери активной мощности в двухобмоточных трансформаторах вычисляются по выражению

$$\Delta P_{\text{т}} = \Delta P_{\text{х}} + \Delta P_{\text{к}} \beta_{\text{т}}^2, \quad (3.19)$$

где  $\Delta P_{\text{х}}$  и  $\Delta P_{\text{к}}$  — активные потери холостого хода (ХХ) и короткого замыкания (КЗ) в трансформаторе;  $\beta_{\text{т}}$  — коэффициент загрузки трансформатора.

Аналогично выражаются потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$\Delta Q_{\text{т}} = \Delta Q_{\text{х}} + \Delta Q_{\text{к}} \beta_{\text{т}}^2, \quad (3.20)$$

где  $\Delta Q_{\text{х}}$  — реактивные потери холостого хода в трансформаторе;  $\Delta Q_{\text{к}}$  — потери реактивной мощности рассеяния в трансформаторе при номинальной нагрузке.

Потери холостого хода, идущие на намагничивание трансформатора, определяются как

$$\Delta Q_{\text{х}} = \frac{I_{\text{х}} \cdot S_{\text{ном}}}{100}, \quad (3.21)$$

где  $I_{\text{х}}$  — ток холостого хода трансформатора, %;  $S_{\text{ном}}$  — номинальная мощность трансформатора.

Потери реактивной мощности при номинальной нагрузке трансформатора, вызванные рассеянием магнитного потока, вычисляются по формуле

$$\Delta Q_{\text{к}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot S_{\text{ном}}}{100}, \quad (3.22)$$

где  $U_{\text{к}}$  — напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

С учетом формул (3.21) и (3.22) выражение (3.20) может быть представлено как

$$\Delta Q_{\text{т}} = \frac{S_{\text{ном}}}{100} (I_{\text{х}} + U_{\text{к}} \cdot \beta_{\text{т}}^2). \quad (3.23)$$

Величина коэффициента загрузки определяется в зависимости от полной мощности нагрузки трансформатора  $S_{\text{ит}}$ :

$$\beta_{\text{т}} = S_{\text{ит}} / S_{\text{ном}}. \quad (3.24)$$

Если в качестве  $S_{\text{ит}}$  принять среднеквадратическую полную мощность нагрузки  $S_{\text{ск}}$ , то потери активной и реактивной электроэнергии в трансформаторе подсчитываются по выражениям

$$\Delta W_{\tau} = \Delta P_x \cdot T_b + \Delta P_k \left( \frac{S_{\text{ск}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot T_p; \quad (3.25)$$

$$\Delta V_{\tau} = \Delta Q_x \cdot T_b + \Delta Q_k \left( \frac{S_{\text{ск}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot T_p = \frac{I_x \cdot S_{\text{ном}}}{100} T_b + \frac{U_k \cdot S_{\text{ск}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} T_p, \quad (3.26)$$

где  $T_b$  — полное число часов включения трансформатора;  $T_p$  — число часов работы трансформатора с нагрузкой в рассматриваемом периоде.

В тех случаях, когда  $\beta_{\tau}$  определяется по максимальной полной мощности нагрузки  $S_{\text{max}}$ , потери активной и реактивной электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta W_{\tau} = \Delta P_x \cdot T_b + \Delta P_k \left( \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (3.27)$$

$$\Delta V_{\tau} = \frac{I_x \cdot S_{\text{ном}}}{100} T_b + \frac{U_k \cdot S_{\text{max}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} \tau. \quad (3.28)$$

Если на общую нагрузку  $S$  работают параллельно  $N_{\tau}$  трансформаторов одинаковой единичной мощности  $S_{\text{ном}}$ , то суммарные активные и реактивные потери составят соответственно:

$$\Delta P_{\tau} = \Delta P_x \cdot N_{\tau} + \frac{1}{N_{\tau}} \Delta P_k \left( \frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2; \quad (3.29)$$

$$\Delta Q_{\tau} = \frac{I_x \cdot S_{\text{ном}}}{100} N_{\tau} + \frac{1}{N_{\tau}} \cdot \frac{U_k \cdot S^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}. \quad (3.30)$$

С учетом выражений (3.29) и (3.30) можно найти суммарные потери электроэнергии в  $N_{\tau}$  трансформаторах. Значения  $\Delta P_x$ ,  $\Delta P_k$ ,  $I_x$ ,  $U_k$  принимаются по справочной литературе [10].

Потери активной мощности в конденсаторных установках (КУ), предназначенных для компенсации реактивной мощности потребителей, определяются по формуле

$$\Delta P_k = p_y \cdot Q_k, \quad (3.31)$$

где  $p_y$  — удельные потери активной мощности в батареях конденсаторов (для батарей до 1 кВ принимаются равными 0,004 кВт/квар, выше 1 кВ — 0,002 кВт/квар);  $Q_k$  — фактическая мощность КУ, квар.

Потери активной электроэнергии в КУ могут быть определены из соотношения

$$\Delta W_k = \Delta P_k T_{pk}, \quad (3.32)$$

где  $T_{pk}$  — число часов работы (включения) КУ за рассматриваемый период.

При расчетах потерь электроэнергии в элементах СЭС годовое число часов работы промышленных предприятий может быть принято согласно табл.3.3.

В схеме электроснабжения находят потери электроэнергии для каждого элемента, а затем их суммируют. Величина суммарных потерь является важным показателем, оказывающим существенное влияние на выбор проектных решений.

Таблица 3.3

Годовое число часов работы предприятия

Продолжительность смены, ч	Годовое число часов при числе смен		
	1	2	3
8	2250	4500	6400
7	2000	3950	5870

**Пример 3.4.** Определите потери активной и реактивной мощности и годовые потери электроэнергии в линии напряжением 10 кВ, длиной 2 км, выполненной кабелем марки ААШвУ-10 (3×150). Расчетная нагрузка линии  $S_p = 3 + j1,3$  МВ·А,  $T_{max} = 2900$  ч.

**Решение.** По выражениям (3.5) и (3.16) находим активное и реактивное сопротивления линии. Величины  $r_0$  и  $x_0$  принимаем согласно табл. П2.

$$R = 0,208 \cdot 2 = 0,416 \text{ Ом}; X = 0,079 \cdot 2 = 0,158 \text{ Ом}.$$

Потери активной и реактивной мощности вычисляем по формуле (3.6):

$$\Delta P_{\text{л}} = (3^2 + 1,3^2) \cdot 0,416 \cdot 10^3 / 10^2 = 44,47 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = (3^2 + 1,3^2) \cdot 0,158 \cdot 10^3 / 10^2 = 16,89 \text{ квар}.$$

По рис. 3.7 для  $T_{max} = 2900$  ч  $\tau = 1250$  ч.

Потери активной и реактивной электроэнергии в линии:

$$\Delta W_{\text{л}} = 44,47 \cdot 1250 = 55587,5 \text{ кВт·ч};$$

$$\Delta V_{\text{л}} = 16,89 \cdot 1250 = 21112,5 \text{ квар·ч}.$$

**Пример 3.5.** Завод автотракторного оборудования питается от сети 110 кВ энергосистемы через два однотипных трансформатора ТДН-16 000/110, каждый из которых имеет следующие параметры:  $S_{\text{ном}} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $\Delta P_x = 18 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_k = 85 \text{ кВт}$ ;  $I_x = 0,7 \%$ ,  $U_k = 10,5 \%$ . Расчетная нагрузка завода  $P_p = 20 \text{ МВт}$ , коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,9$ ,  $T_{\text{max}} = 5000 \text{ ч}$ .

Определите потери активной и реактивной мощности, а также потери активной электроэнергии в трансформаторах за год при их круглосуточном включении ( $T_y = 8760 \text{ ч}$ ).

Решение. Вычисляем полную потребляемую мощность завода по формуле

$$S_p = P_p / \cos \varphi; S_p = 20 / 0,9 = 22,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Определяем потери активной и реактивной мощности в двух параллельно работающих трансформаторах по выражениям (3.29) и (3.30):

$$\Delta P_T = 2 \cdot 18 + 0,5 \cdot 85 \cdot (22,2 / 16)^2 = 36 + 81,8 = 117,8 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot 0,7 \cdot 16 / 100 + 0,5 \cdot 10,5 \cdot 22,2^2 / (100 \cdot 16) = 0,224 + 1,617 = 1,841 \text{ Мвар} = 1841 \text{ квар}.$$

Этот же результат можно получить, если найти нагрузку одного трансформатора, подсчитать в нем потери, а затем умножить их на два.

Время максимальных потерь при  $T_{\text{max}} = 5000 \text{ ч}$  по рис.3.7 равно 2700 ч.

Потери активной электроэнергии в трансформаторах за год:

$$\Delta W_T = 36 \cdot 8760 + 81,8 \cdot 2700 = 315360 + 220860 = 536220 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

**Пример 3.6.** Определите годовые потери активной электроэнергии в батареях статических конденсаторов напряжением до 1 кВ предприятия, работающего в две смены, каждая из которых имеет продолжительность 8 ч.

Суммарная мощность конденсаторных установок  $Q_k = 2100 \text{ квар}$ .

Решение. Потери активной мощности в КУ завода определяем по формуле (3.31)

$$\Delta P_k = 0,004 \cdot 2100 = 8,4 \text{ кВт}.$$

Приняв согласно табл. 3.3 число часов включения КУ равным 4500 ч в год, определяем по выражению (3.32) потери активной электроэнергии в конденсаторах:

$$\Delta W_k = 8,4 \cdot 4500 = 37800 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

### 3.4. ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

При сравнении вариантов стоимость потерь электроэнергии определяется по выражению:

$$C_n = \beta \Delta W, \quad (3.33)$$

где  $\beta$  — стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии;  $\Delta W$  — суммарные потери электроэнергии в рассматриваемом варианте.

Удельная стоимость потерь активной электроэнергии определяется по действующим тарифам. Если предприятие рассчитывается с энергосистемой по двухставочному тарифу, то потери активной электроэнергии в СЭС оцениваются по среднему тарифу, вычисляемому по формуле [17]

$$\beta = a / T_{\max} + b, \quad (3.34)$$

где  $a$  — основная ставка тарифа за заявленную мощность, руб/кВт (за месяц, квартал, год);  $b$  — дополнительная ставка тарифа за потребленную электроэнергию, руб/кВт·ч.

При применении на предприятии дифференцированного по зонам суток многотарифного учета электроэнергии средний тариф может быть найден по такому выражению:

$$\beta = \frac{\sum_{i=1}^{n_y} W_i \cdot b_i}{\sum_{i=1}^{n_y} W_i}, \quad (3.35)$$

где  $W_i$  — суммарное потребление электроэнергии в  $i$ -й зоне учета;  $b_i$  — ставка за потребленную электроэнергию в  $i$ -й зоне учета, руб/кВт·ч;  $n_y$  — количество зон учета.

Современные электронные счетчики и системы дают возможность организовать учет электроэнергии по четырем зонам суток (ночной, дневной, пиковой, полупиковой). Однако на практике в большинстве случаев учет электропотребления на промышленных предприятиях ведется по трем зонам: ночной, дневной и пиковой.

Иногда при технико-экономических расчетах затраты на электроэнергию ( $C_n$ ) определяются по выражению [10]

$$C_n = m \Delta P_m + m_0 \Delta P_x, \quad (3.36)$$

где  $m$  — стоимость 1 кВт максимальных активных нагрузочных потерь, руб/(кВт·год);  $m_0$  — стоимость 1 кВт потерь холостого хода, руб/(кВт·год);  $\Delta P_m$  — максимальные потери активной мощности, кВт;  $\Delta P_x$  — потери холостого хода, кВт.

Удельные стоимости потерь мощности определяются на основании действующих двухставочных тарифов на электроэнергию в зависимости от годового числа часов максимальных потерь  $\tau$  и включения  $T_v$  потребителя:

$$m = (a/T_{\max} + b) \cdot \tau = \beta \tau; \quad (3.37)$$

$$m_0 = (a/T_{\max} + b) \cdot T_v = \beta T_v. \quad (3.38)$$

**Пример 3.7.** Определите стоимость годовых потерь активной электроэнергии в трансформаторах, расчет которых приведен в примере 3.5.

**Решение.** Определяем средний тариф по выражению (3.34) для  $T_{\max} = 5000$  ч, приняв основную ставку тарифа  $a = 1\,165\,000$  руб/(кВт·год), а дополнительную —  $b = 880$  руб/кВт·ч:

$$\beta = \frac{1\,165\,000}{5000} + 880 = 1113 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}.$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии  $\Delta W_T = 536\,220$  кВт·ч находим по выражению (3.33)

$$C_{\pi} = 1113 \cdot 536\,220 = 596\,812,86 \text{ тыс.руб.}$$

### 3.5. МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ПРИНИМАЕМЫХ РЕШЕНИЙ

При решении различных технических задач в основу оценки сравниваемых вариантов положена экономическая эффективность. Критерием эффективности (оптимальности) при выборе вариантов СЭС является минимум годовых затрат, которые в общем виде при единовременных капиталовложениях выражаются формулой

$$Z = E_{\pi} K + C, \quad (3.39)$$

где  $E_{\pi}$  — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (ставка рефинансирования), относит. ед.;  $K$  — капитальные вложения в объект, включая стоимость проектирования, строительно-монтажных работ и оборудования, руб.;  $C$  — годовые эксплуатационные расходы, руб.

Величина  $E_n$  принимается не ниже безрисковой ставки по альтернативному вложению капитала. В условиях нормального функционирования экономики

$$E_n = 0,12 - 0,15.$$

Величина капитальных затрат на сооружение СЭС определяется как

$$K = K_n + K_{об}, \quad (3.40)$$

где  $K_n$  — капитальные затраты на сооружение линий электропередачи;  $K_{об}$  — капитальные затраты на электрооборудование СЭС.

При общем числе в СЭС линий  $n_n$  и единиц электрооборудования  $n_{об}$ :

$$K_n = \sum_{i=1}^{n_n} K_{n,i}; \quad (3.41)$$

$$K_{об} = \sum_{i=1}^{n_{об}} K_{об,i}; \quad (3.42)$$

где  $K_{n,i}$  — капитальные вложения в  $i$ -ю линию;  $K_{об,i}$  — то же, в  $i$ -ю единицу оборудования.

Капитальные вложения в линии электропередачи подсчитываются по формуле

$$K_{n,i} = K_{но,i} \cdot l_i, \quad (3.43)$$

где  $K_{но,i}$  — стоимость сооружения 1 км  $i$ -й линии, руб/км;  $l_i$  — длина  $i$ -й линии, км.

При технико-экономическом сравнении вариантов стоимостные показатели должны исчисляться в единых ценах. В большинстве случаев при проектировании СЭС целесообразно применять нормативные материалы, т.е. укрупненные показатели, приведенные в разнообразных справочниках. Укрупненные показатели должны корректироваться с помощью переводного коэффициента, учитывающего изменение цен за период, прошедший с момента их опубликования. В ноябре 1998 г. по отношению к ценам 1991 года этот коэффициент составил 35 000.

Годовые эксплуатационные расходы определяются по выражению

$$C_3 = C_a + C_p + C_n, \quad (3.44)$$

где  $C_a$  — отчисления на амортизацию;  $C_p$  — затраты на текущий

ремонт и обслуживание (расходы на эксплуатацию);  $C_n$  — стоимость годовых потерь активной электроэнергии.

Годовые отчисления на амортизацию, предназначенные для возмещения изнашиваемых в ходе эксплуатации основных фондов предприятия, подсчитываются по следующему выражению:

$$C_a = \sum_{i=1}^{n_n} E_{a.л_i} \cdot K_{л_i} + \sum_{i=1}^{n_{об}} E_{a.об_i} \cdot K_{об_i}, \quad (3.45)$$

где  $E_{a.л}$  и  $E_{a.об}$  — нормы отчисления на амортизацию для линий и электрооборудования, относит.ед.

В 1994 году изданы утвержденные Советом Министров «Единые нормы амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов в Республике Беларусь», по которым следует принимать численные значения  $E_{a.л}$  и  $E_{a.об}$ .

Расходы на текущий ремонт и обслуживание включают заработную плату персоналу, общецеховые и другие расходы, необходимые для проведения текущих ремонтов. При сравнении вариантов обычно учитываются только затраты на текущий ремонт, так как зарплата, общецеховые и другие расходы одинаковы. Эти затраты определяются по выражению

$$C_p = \sum_{i=1}^{n_n} E_{p.л_i} \cdot K_{л_i} + \sum_{i=1}^{n_{об}} E_{p.об_i} \cdot K_{об_i}, \quad (3.46)$$

где  $E_{p.л}$  и  $E_{p.об}$  — нормативные отчисления на текущий ремонт для линий электропередачи и электрооборудования, относит. ед.

Для линий электропередачи расходы на текущий ремонт и обслуживание практически не зависят от сечения проводов. Поэтому при выборе экономического сечения проводов их не учитывают при расчете годовых эксплуатационных расходов [12].

Когда сравниваемые варианты по приведенным затратам различаются не более чем на 5—10 %, они считаются практически равноценными и предпочтение следует отдать варианту, имеющему лучшие технические и эксплуатационные показатели.

Сравнение вариантов электрооборудования с разной годовой производительностью может проводиться по удельным приведенным затратам, определяемым по выражению

$$z = 3/\Pi_{\text{н}}, \quad (3.47)$$

где  $\Pi_{\text{н}}$  — годовой объем продукции при нормальной эксплуатации.

При расчете по формуле (3.47) должны использоваться полные приведенные затраты для всей схемы, а не только изменяющейся ее части.

Если необходимо сравнить два варианта, то более эффективный весьма просто определить с помощью срока окупаемости капитальных затрат:

$$T_0 = (K_1 - K_2) / (C_{\text{э}_2} - C_{\text{э}_1}), \quad (3.48)$$

где  $K_1$  и  $K_2$  — капитальные затраты вариантов 1 и 2 ( $K_1 > K_2$ );  $C_{\text{э}_1}$  и  $C_{\text{э}_2}$  — годовые эксплуатационные расходы вариантов 1 и 2 ( $C_{\text{э}_1} < C_{\text{э}_2}$ ).

Из выражения (3.48) следует, что срок окупаемости — период, в течение которого дополнительные капиталовложения по одному из вариантов полностью окупаются за счет экономии годовых эксплуатационных расходов.

Найденное по формуле (3.48) значение  $T_0$  сравнивается с нормативным сроком окупаемости:

$$T_{\text{н}} = 1/E_{\text{н}}. \quad (3.49)$$

Если  $T_0 < T_{\text{н}}$ , то экономически целесообразным является более капиталоемкий вариант с меньшими эксплуатационными расходами. При  $T_0 > T_{\text{н}}$  экономичнее будет менее капиталоемкий вариант с большими годовыми эксплуатационными расходами. Если  $T_0 = T_{\text{н}}$ , то рассматриваемые варианты следует считать экономически равноценными.

По сроку окупаемости можно попарно сравнивать любое количество вариантов. Однако при числе вариантов более двух удобнее выбирать оптимальное решение по условию минимума приведенных затрат.

При оценке двух вариантов не всегда следует определять срок окупаемости капиталовложений. Например, если один из вариантов требует меньших капиталовложений и имеет меньшие годовые эксплуатационные расходы ( $K_1 < K_2$ ;  $C_{\text{э}_1} < C_{\text{э}_2}$ ), то он является более выгодным. В случае одинаковых капиталовложений ( $K_1 = K_2$ ) или годовых эксплуатационных расходов ( $C_{\text{э}_1} = C_{\text{э}_2}$ ) выбор экономически целесообразного варианта можно осуществить по минимуму эксплуатационных расходов или капитальных затрат соответственно.

**Пример 3.8.** На рис. 3.8 изображены два варианта схемы электроснабжения механического корпуса машиностроительного завода с применением двухтрансформаторных и однотрансформаторных КТП 10/0,4 кВ, в которых используются трансформаторы типа ТМЗ-1000. Длины линий и марки кабелей указаны на схемах. В обоих вариантах кабели прокладываются в земляных траншеях. В варианте 2 предполагается резервирование питания потребителей по сети до 1 кВ от трансформаторов соседней магистральной линии. Это позволяет считать варианты практически равноценными по надежности электроснабжения. Суммарные потери активной электроэнергии в линиях и трансформаторах в варианте 1 составили 125 088,4, в варианте 2 — 125 550,3 кВт·ч. Расчетная стоимость потерь электроэнергии (средний тариф) равна 1,171 тыс. руб/кВт·ч. Необходимо выбрать экономически целесообразный вариант по условию минимума годовых приведенных затрат.

**Решение.** Определяем укрупненные показатели стоимости элементов схемы электроснабжения по [19] с учетом переводного коэффициента, равного 35 000 (по состоянию на ноябрь 1998 г.). Капитальные затраты каждого варианта включают стоимость ячеек РУ с выключателями  $K_B$ , стоимость кабельных линий  $K_L$  и стоимость КТП  $K_T$ , т. е.  $K = K_B + K_L + K_T$ .

Стоимость ячейки РУ 10 кВ, выполненного камерами типа КСО, с выключателем ВПМП-10 с пружинным приводом, с учетом изменения цен

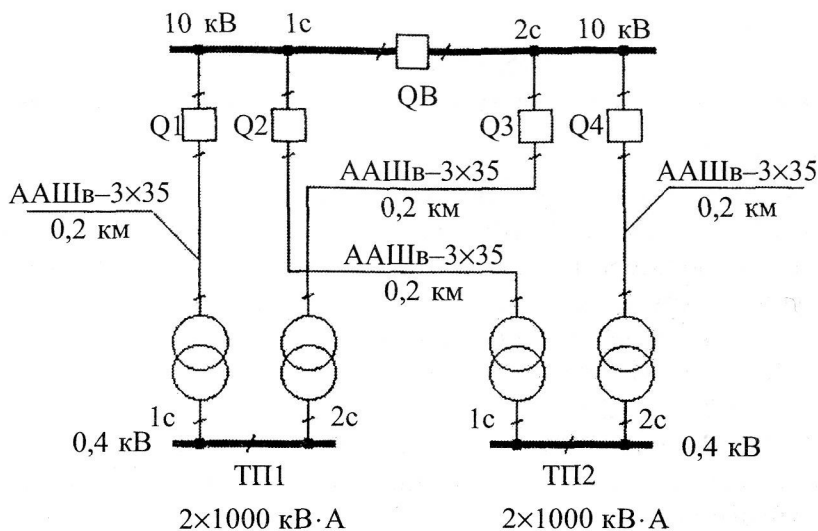
$$K_B = 2,14 \cdot 35\,000 = 74\,900 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость одного километра линии, выполненной кабелем, проложенным в земле, с затратами на рытье и засыпку траншеи в грунте 2-й категории (средней) механизированным способом (0,44 тыс. руб/км):

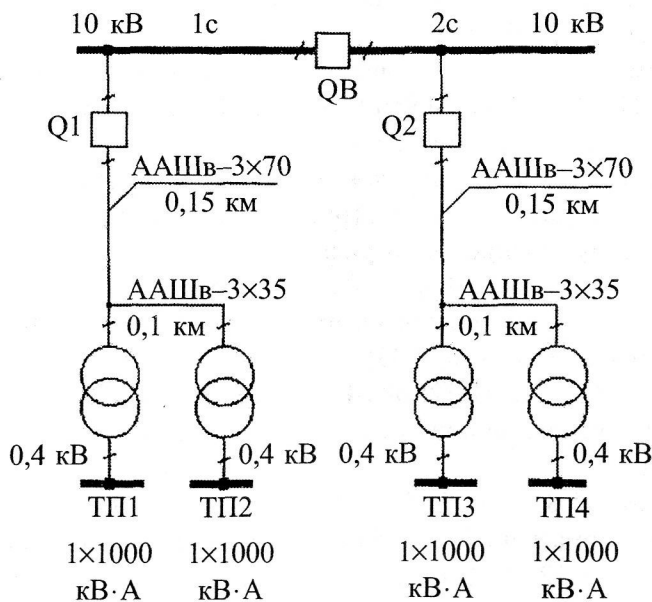
- марки ААШв-10 (3×35)  
 $K_0 = (1,88 + 0,44) \cdot 35\,000 = 81\,200 \text{ тыс. руб/км};$
- марки ААШв-10 (3×70)  
 $K_0 = (2,38 + 0,44) \cdot 35\,000 = 98\,700 \text{ тыс. руб/км}.$

Капитальные затраты на одну КТП с трансформаторами типа ТМЗ-1000:

- однотрансформаторную  
 $K_{Т1} = 14,43 \cdot 35\,000 = 505\,050 \text{ тыс. руб.};$



Вариант 1



Вариант 2

Рис. 3.8. Варианты схемы электроснабжения к примеру 3.8

- двухтрансформаторную

$$K_{T2} = 28,75 \cdot 35000 = 1006250 \text{ тыс. руб.}$$

Выполняем расчет годовых затрат для рассматриваемых вариантов.

### Вариант 1

В варианте 1 используются четыре ячейки РУ 10 кВ, линии 10 кВ, выполненные кабелем ААШв-10 (3×35), общей длиной 0,8 км, и две двухтрансформаторные подстанции с трансформаторами ТМЗ-1000. Вариант 1 требует следующих капитальных вложений:

$$K_{\text{в}} = 4 \cdot 74\,900 = 299\,600 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{л}} = 0,8 \cdot 81\,200 = 64\,960 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{т}} = 2 \cdot 1\,006\,250 = 2\,012\,500 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_1 = 299\,600 + 64\,960 + 2\,012\,500 = 2\,377\,060 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет отчислений на амортизацию выполняем по действующим в Республике Беларусь нормам (в относительных единицах):

- для оборудования РУ — 0,044;
- для кабелей с алюминиевой оболочкой при прокладке в земле — 0,04;
- для КТП — 0,066.

Тогда амортизационные отчисления для варианта 1 составят:

$$C_{\text{а}} = 0,044 \cdot 299\,600 + 0,04 \cdot 64\,960 + 0,066 \cdot 2\,012\,500 = 148\,605,8 \text{ тыс. руб.}$$

Отчисления на текущий ремонт и обслуживание примем согласно [10] для кабельных линий, проложенных в земле, равными 0,015, а для электрооборудования — 0,01. Тогда годовые затраты на текущий ремонт и обслуживание для варианта 1 составят:

$$C_{\text{р}} = 0,015 \cdot 64\,960 + 0,01 \cdot (299\,600 + 2\,012\,500) = 24\,095,4 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах определяется по формуле (3.33)

$$C_{\text{п}} = 1,171 \cdot 125\,088,4 = 146\,478,5 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые эксплуатационные расходы для варианта 1 по выражению (3.44)

$$C_{\text{э}_1} = 148\,605,8 + 24\,095,4 + 146\,478,5 = 319\,179,7 \text{ тыс. руб.}$$

Приняв нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений  $E_{\text{н}} = 0,12$ , по формуле (3.39) определяем годовые приведенные затраты для варианта 1

$$З_1 = 0,12 \cdot 2\,377\,060 + 319\,179,7 = 604\,426,9 \text{ тыс. руб.}$$

**Вариант 2**

В данном варианте используются две ячейки РУ 10 кВ, линии 10 кВ с кабелем ААШв-10 (3×70) общей длиной 0,3 км и с кабелем ААШв-10 (3×35) общей длиной 0,2 км, а также четыре однострансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМЗ-1000.

Капитальные затраты по данному варианту составят:

$$K_b = 2 \cdot 74\,900 = 149\,800 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{л}} = 0,3 \cdot 98\,700 + 0,2 \cdot 81\,200 = 45\,850 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{т}} = 4 \cdot 505\,050 = 2\,020\,200 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_2 = 149\,800 + 45\,850 + 2\,020\,200 = 2\,215\,850 \text{ тыс. руб.};$$

Отчисления на амортизацию определяются как

$$C_a = 0,044 \cdot 149\,800 + 0,04 \cdot 45\,850 + 0,066 \cdot 2\,020\,200 = 141\,758,4 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на текущий ремонт и обслуживание равны

$$C_p = 0,015 \cdot 45\,850 + 0,01 \cdot (149\,800 + 2\,020\,200) = 22\,387,8 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах

$$C_{\text{п}} = 1,171 \cdot 125\,550,3 = 147\,019,4 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые эксплуатационные расходы для варианта 2

$$C_{\text{э}_2} = 141\,758,4 + 22\,387,8 + 147\,019,4 = 311\,165,6 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые приведенные затраты для варианта 2

$$Z_2 = 0,12 \cdot 2\,215\,850 + 311\,165,6 = 577\,067,6 \text{ тыс. руб.}$$

Расчеты показали, что приведенные затраты обоих вариантов различаются незначительно (на 4,7 %). И все же предпочтение следует отдать второму варианту, имеющему меньшие капитальные вложения и годовые издержки эксплуатации.

### **3.6. УЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ВЫБОРЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ**

Сопоставляемые варианты схем электроснабжения должны обеспечивать одинаковые показатели электропотребления и требуемую надежность электроснабжения. Надежность — это способность СЭС бесперебойно снабжать потребителей электроэнергией в допустимых пределах показателей ее качества, не вызывая ситуаций, опасных для людей и окружающей среды. Различные непредвиденные обстоятельства могут привести к нарушению функций как отдельных элементов,

так и подсистем СЭС. Это может вызвать прекращение или ограничение питания потребителей, а также снижение показателей качества напряжения, подводимого к электроприемникам. Причинами таких нарушений могут быть аномальные режимы питающих энергосистем, неблагоприятное воздействие окружающей среды, ошибки, допущенные при проектировании, сооружении и эксплуатации СЭС и т. п.

Внезапные перерывы и ограничения электроснабжения промышленных предприятий вызывают непосредственный (прямой) ущерб и ущерб от недовыпуска продукции [21]. Прямой ущерб связан с повреждением оборудования, восстановительными работами по наладке расстроенного из-за нарушения электроснабжения технологического процесса, браком и порчей сырья, материалов, продукции, простоями рабочих и производственного оборудования, увеличением потерь электроэнергии вследствие питания потребителей по резервным схемам и т. д.

При аварийных перерывах электроснабжения ряда производств (особенно предприятий химической, нефтеперерабатывающей и металлургической промышленности) могут происходить взрывы, пожары, выбросы ядовитых веществ, повреждение дорогостоящего оборудования и т. п. Для предотвращения этих негативных явлений применяются специальные устройства защиты и автоматики, обеспечивающие безаварийную остановку технологического процесса. Следовательно, СЭС предприятия должны обладать способностью сохранять питание электроприемников, работа которых необходима для безаварийной остановки производства при любых отказах схемы электроснабжения. Для таких электроприемников следует предусматривать гарантированное электроснабжение от независимого ИП необходимой мощности.

Последствия внезапных перерывов электроснабжения во многом обуславливаются их совпадением во времени с определенным этапом технологического процесса. Так, если перерыв электроснабжения электрической печи произошел во время загрузки, то это лишь задержит ее пуск. Прекращение подачи электроэнергии во время работы печи может вызвать необходимость возобновления процесса нагрева, что связано с нерациональным расходом энергоресурсов.

При электролизе и электротермии перерывы питания вызывают

остывание ванн и печей, что увеличивает удельный расход электроэнергии на единицу продукции.

Внезапная остановка металлорежущих станков во время работы, как правило, приводит к поломке режущего инструмента. Прекращение питания автоматических линий даже на несколько секунд может повлечь за собой расстройство технологического процесса, восстановление которого требует иногда нескольких часов.

В текстильной промышленности при прядении и ткачестве перерывы электроснабжения практически не вызывают брака продукции и порчи сырья. В то же время в отбельных, красильных, печатных и отделочных цехах прекращение питания может привести к непоправимому браку продукции.

Следует обратить внимание на то, что некоторые ответственные производственные процессы могут допускать кратковременные перерывы электроснабжения. Например, сталеплавильное и чугунолитейное производства допускают перерывы питания на 0,5—1 ч, производство синтетических порошков и крахмала — до 1 ч, производство солода на пивоваренных заводах, варка мыла, кислородные станции — до 2 ч и т.д. [20].

Перечень технологических процессов и оборудования, не терпящих перерывов электроснабжения или допускающих их на некоторое время, достаточно широк. Однако на любых предприятиях ответственными потребителями электроэнергии могут считаться водонасосные станции, пожарные насосы, насосы станции промышленной канализации, частично компрессорные станции, аварийное освещение, а также котельные и бойлерные.

Количественная оценка надежности системы электроснабжения осуществляется с помощью ряда показателей [21], основными из которых являются параметр потока отказов (среднее число отказов в год)  $\omega$  и среднее время восстановления одного отказа  $t_{\text{в}}$ . В табл. 3.4 приведены средние значения  $\omega$  и  $t_{\text{в}}$  для некоторых элементов СЭС напряжением 6—10 кВ по данным [10].

При выборе схем электроснабжения все потребители с точки зрения надежности делятся на две группы. К *первой* относятся наиболее ответственные электроприемники. Внезапные перерывы их питания

вызывают последствия, ущерб от которых не может быть количественно определен (угроза для жизни людей, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства и т.п.). Для таких электроприемников требуемая надежность нормируется [4] и обеспечивается техническими средствами без технико-экономического обоснования.

Таблица 3.4

**Повреждаемость и время восстановления  
элементов СЭС 6—10 кВ**

Элемент	$\omega$ , 1/год	$t_{\text{в}}$ , ч/отказ
Трансформаторы	0,01	61
Кабельные линии (на 1 км):		
в траншее	0,078	88
в туннеле	0,0093	44
в канале	0,016	96
в блоках	0,087	105
на эстакаде	0,05	114
Токопроводы (на 1 км):		
гибкий	0,061	10
жесткий	0,053	4
Шины (на присоединение)	0,01	2
Масляные выключатели	0,005	11
Разъединители	0,008	15

Ко второй группе относятся такие электроприемники, для которых уровень надежности может оцениваться количественно в процессе технико-экономических расчетов. Схемы электрических сетей, обеспечивающих питание электроприемников этой группы, по надежности

электроснабжения могут быть неравноценными и, следовательно, иметь неодинаковый суммарный недоотпуск электроэнергии потребителям. В этом случае сравнение вариантов осуществляется по годовым приведенным затратам с учетом вероятного ущерба от нарушения нормального электроснабжения по следующему выражению:

$$Z = E_n K + C_y + Y, \quad (3.50)$$

где  $Y$  — ожидаемый среднегодовой ущерб от перерывов электроснабжения.

При проектировании СЭС ущерб от внезапных перерывов электроснабжения может определяться по формуле [10; 16]

$$Y = y_0 \Delta W_n, \quad (3.51)$$

где  $y_0$  — средняя величина удельного ущерба, руб/кВт·ч;  $\Delta W_n$  — средняя величина ожидаемого недоотпуска электроэнергии за год, кВт·ч.

При полном погашении питания потребителей средняя величина аварийного недоотпуска электроэнергии вычисляется по выражению

$$\Delta W_n = P_{cr} \omega_c t_b, \quad (3.52)$$

где  $P_{cr}$  — среднегодовая нагрузка потребителей;  $\omega_c$  — ожидаемое за год число отказов системы электроснабжения;  $t_b$  — среднее время восстановления при одном отказе.

Среднегодовая нагрузка может быть выражена как

$$P_{cr} = \frac{W_r}{8760} = \frac{P_{max} T_{max}}{8760}, \quad (3.53)$$

где  $W_r$  — ожидаемое потребление активной электроэнергии за год;  $P_{max}$  — максимальная потребляемая (расчетная) активная мощность нагрузки.

С учетом (3.53) выражение (3.52) имеет вид

$$\Delta W_n = \frac{P_{max} T_{max}}{8760} \omega_c t_b. \quad (3.54)$$

В табл. 3.5 приведены удельные показатели ущерба при внезапных перерывах электроснабжения для различных промышленных предприятий [10].

При выполнении технико-экономических расчетов данные табл. 3.5 следует корректировать с учетом изменения цен, происшедшего после 01.01.91 г., т.е. умножать на переводной коэффициент.

Таблица 3.5

## Удельные показатели ущерба

Предприятие	$y_0$ , руб/ кВт·ч
Машиностроительный завод	0,7
Станкостроительный завод	1,0
Шарикоподшипниковый завод	0,99
Завод тяжелого машиностроения	4,0
Электротехнический завод	1,3
Автомобильный завод	0,92
Часовой завод	1,5
Инструментальный завод	0,4
Завод металлоконструкций	0,32
Целлюлозный комбинат	1,1
Бумажный комбинат	0,3
Деревообрабатывающий комбинат	0,57
Завод искусственного волокна	4,0
Лакокрасочный завод	4,2
Шинный комбинат	2,8
Цементный завод	0,51
Завод железобетонных изделий	0,5
Прядильно-ткацкая фабрика	0,85
Ситценабивная фабрика	5,4
Текстильный комбинат	1,3
Обувная фабрика	2,7
Швейная фабрика	0,22
Мукомольный завод	0,52
Хлебопекарня	24,0

**Пример 3.9.** Потребитель с максимальной активной нагрузкой  $P_{\max} = 500$  кВт и  $T_{\max} = 3000$  ч питается по кабельной линии 10 кВ, проложенной в траншее. Длина линии 0,6 км. Удельный ущерб от внезапных перерывов электроснабжения потребителя  $y_0 = 17,5$  тыс.руб/кВт·ч. Определите вероятный годовой ущерб от нарушений электроснабжения для двух случаев: 1) потребитель не имеет резервной линии;

2) имеется резервная кабельная линия, перевод питания на которую осуществляется действиями дежурного персонала за время  $t_{\text{в}} = 0,5$  ч.

Решение. *Вариант 1.* По табл. 3.4 принимаем для кабеля удельную повреждаемость на 1 км  $\omega = 0,078 \frac{1}{\text{год}}$ . Тогда для линии длиной 0,6 км ожидаемое число отказов в год

$$\omega_{\text{с}} = 0,078 \cdot 0,6 = 0,047 \frac{1}{\text{год}}.$$

При отсутствии резервирования среднее время восстановления кабельной линии  $t_{\text{в}} = 88$  ч (табл. 3.4).

Ожидаемая средняя величина годового недоотпуска электроэнергии по выражению (3.54)

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{500 \cdot 3000}{8760} \cdot 0,047 \cdot 88 = 708,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Вероятный годовый ущерб по выражению (3.51)

$$У = 17,5 \cdot 708,2 = 12393,5 \text{ тыс. руб.}$$

*Вариант 2.* При наличии резервной линии:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{500 \cdot 3000}{8760} \cdot 0,047 \cdot 0,5 = 4 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$У = 17,5 \cdot 4 = 70 \text{ тыс. руб.}$$

Как показали расчеты, применение резервной линии существенно снижает ожидаемый ущерб от аварийных перерывов электроснабжения.

## 4. УЧЕТ ВЗАИМОСВЯЗЕЙ МЕЖДУ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

### 4.1. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

Согласно [4], электроприемник — аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии, а потребитель — электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

Производственные механизмы и установки могут существенно различаться по количеству и виду применяемых в них электроприемников. В некоторых из них, например, в простейших металлообрабатывающих станках, насосах, вентиляторах и др., используется только один электродвигатель. В то же время дуговая сталеплавильная печь, являющаяся крупным потребителем электроэнергии, содержит несколько электроприемников: плавильный агрегат, приводы наклона и поворота ванны, подъема и отворота свода, источник оперативного тока для цепей управления, защиты и блокировки и т.д. [24].

К основным промышленным электроприемникам и потребителям электроэнергии относятся электродвигатели производственных механизмов, силовые общепромышленные установки (насосы, вентиляторы, компрессоры, подъемно-транспортные устройства), осветительные установки, преобразовательные установки, электрические печи и электротехнологические установки [2].

Сравнение и анализ электроприемников осуществляются с помощью ряда показателей, к которым относятся режим работы, номинальная (установленная) мощность, напряжение, род тока и его частота, категория по надежности электроснабжения, удельный расход электрической энергии и стабильность расположения оборудования.

Из большого разнообразия режимов работы электроприемников по нагреву основными являются три: продолжительный (S1), кратковременный (S2) и повторно-кратковременный (S3).

В *продолжительном режиме* при неизменной нагрузке температура электродвигателя или трансформатора достигает установившегося значения, но не превышает допустимой. В таком режиме работает большинство электродвигателей технологических механизмов и агрегатов, вентиляторов, насосов, компрессоров, транспортеров.

*Кратковременный режим* характеризуется периодами включения, в течение которых температура частей электрооборудования не достигает установившегося значения, и отключения, при которых происходит их охлаждение до температуры окружающей среды. В данном режиме работают двигатели отдельных вспомогательных механизмов металлорежущих станков, задвижек трубопроводов, шиберных затворов, некоторых мешалок, заслонок, фрамуг и т.п.

*Повторно-кратковременный режим* (ПКР) отличается от кратковременного тем, что за время отключения  $t_0$  электроприемник не успевает охладиться до температуры окружающей среды. При этом нагрев за время включения  $t_b$  не превышает допустимого. В ПКР работают электродвигатели кранов, тельферов, подъемников, сварочные машины и аппараты и т.п.

Основной характеристикой ПКР является продолжительность включения (ПВ) в процентах:

$$\text{ПВ} = \frac{t_b}{t_b + t_0} \cdot 100 = \frac{t_b}{t_{\text{ц}}} \cdot 100, \quad (4.1)$$

где  $t_{\text{ц}}$  — время цикла,  $t_{\text{ц}} \leq 10$  мин.

Если  $t_{\text{ц}} > 10$  мин, то режим считается продолжительным.

Главным характерным показателем электроприемников и потребителей является номинальная мощность. Для электродвигателей — это мощность на валу, указанная в паспорте и выраженная в киловаттах (кВт). Номинальная мощность плавильных печей и сварочных установок равна мощности питающих их трансформаторов в киловольт-амперах (кВ·А). Для двигателей-генераторов и преобразователей в качестве номинальной принимается мощность на вторичной стороне в киловаттах или киловольт-амперах. Установленной мощностью печей сопротивления, электролизных и осветительных установок является мощность, потребляемая ими при номинальном напряжении из сети в киловаттах. Для электроприемников, работающих в ПКР, номинальная мощность приводится к продолжительному режиму по выражению

$$P_{\text{н}} = P_{\text{п}} \sqrt{\text{ПВ}_{\text{п}}}, \quad (4.2)$$

где  $P_{\text{п}}$  — паспортная мощность приемника;  $\text{ПВ}_{\text{п}}$  — паспортная продолжительность включения в относительных единицах.

На промышленных предприятиях применяются разнообразные электроприемники с номинальным напряжением до и свыше 1 кВ. В установках до 1 кВ используются напряжения как переменного (однофазного и трехфазного), так и постоянного тока. При напряжении выше 1 кВ, как правило, электроснабжение потребителей осуществляется с применением трехфазного переменного тока.

Электроприемники постоянного тока получают электроэнергию от

преобразователей, целесообразность использования которых должна быть в проекте обоснована. Основными потребителями постоянного тока являются электродвигатели, питающиеся от общей распределительной сети постоянного тока, электролизные установки, плазменно-дуговые, вакуумно-дуговые и электронно-лучевые печи, питающиеся от специальных преобразователей с нестандартным напряжением, а также внутризаводской электрифицированный транспорт. Доля электроэнергии, потребляемой на постоянном токе, в промышленности может быть весьма значительной. Например, в цветной металлургии в электролизных установках она может достигать 85—90 % [24]. В системе распределения электроэнергии промышленного предприятия преобразователи разнообразных электротехнологических установок являются потребителями трехфазного переменного тока.

Подавляющее большинство электроприемников переменного тока рассчитано на работу со стандартной частотой (50 Гц). В то же время электроприемники многих электротехнологических установок используют переменный ток пониженной (0,5—40 Гц), средней (до 8000 Гц) и высокой (от десятков килогерц до нескольких мегагерц) частоты [24]. Для получения тока пониженной частоты установки обычно имеют индивидуальные полупроводниковые преобразователи. Питание установок средней частоты осуществляется от индивидуальных или централизованных электромашинных и полупроводниковых преобразователей. Для установок высокой частоты применяются индивидуальные ламповые генераторы. При проектировании СЭС электроприемники с преобразователями частоты должны рассматриваться как потребители трехфазного тока промышленной частоты.

Согласно [4], по надежности электроснабжения электроприемники делятся на три категории.

К *первой категории* относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Из состава электроприемников первой категории выделяется осо-

бая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийной остановки производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

В качестве примера электроприемников первой категории можно указать электроприемники насосных и котельных установок, прокатные станы, печи электрошлакового переплава, вакуумно-дуговые печи, электронно-лучевые и плазменные установки, аварийное освещение и т.д.; особой группы — устройства дистанционного управления технологическими процессами, средства пожаротушения, оперативной связи и т.п.

Электроприемники первой категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих ИП с автоматическим включением резерва (АВР). Внезапный перерыв их электроснабжения может быть допущен лишь на время действия устройств АВР.

Для электроприемников особой группы должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаиморезервирующего ИП. Его мощность должна быть минимальной, но достаточной для выполнения мероприятий по безаварийной остановке производства.

Ко *второй категории* относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества жителей. Примером таких электроприемников являются дуговые сталеплавильные печи, большинство печей сопротивления, нагревательные установки промышленной и средней частоты, печи и установки высокой частоты и т.д.

Электроприемники второй категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих ИП. При нарушении электроснабжения от одного из ИП допустимы перерывы питания на время, необходимое для включения резервного источника дежурным персоналом или оперативно-выездной бригадой. Допускается осуществлять питание потребителей второй категории от одного трансформатора при наличии централизованного резерва или по одной воздушной линии, в том числе с кабельной вставкой, если восстано-

ление электроснабжения может быть выполнено не более чем за сутки. Кабельные вставки этой линии должны выполняться двумя кабелями, каждый из которых выбирается по наибольшему длительному току линии. Разрешается питать электроприемники второй категории по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату.

К *третьей категории* относятся все остальные электроприемники, не подходящие под определение первой и второй категорий. Эти электроприемники могут иметь один ИП при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены отказавшего элемента СЭС, длятся не более суток.

Важной характеристикой электроприемников является удельный расход электроэнергии, определяемый по выражению

$$w_y = \frac{W_t}{\Pi_t}, \quad (4.3)$$

где  $W_t$  — количество израсходованной активной энергии за время  $t$ ;  $\Pi_t$  — количество продукции, произведенной за этот период.

Величина  $w_y$  в значительной степени зависит от производительности технологических агрегатов. С ее помощью оценивается эффективность электропотребления не только отдельных производственных механизмов, но и предприятия в целом.

Технологическое оборудование в процессе эксплуатации может перемещаться по площади производственного здания или заменяться другим, более производительным. Это характерно для производств с большой динамичностью технологического процесса, обусловленной частым изменением вида выпускаемых изделий. На таких предприятиях электрические сети должны быть приспособлены к быстрому перестроению без существенного нарушения производственного процесса. В связи с этим при проектировании СЭС необходимо учитывать и такую характеристику потребителей электроэнергии, как степень стабильности расположения технологического оборудования.

Правильное определение характеристик электроприемников позволяет избежать ошибок при проектировании, а также является основой рационального построения СЭС промышленного предприятия.

#### 4.2. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

При проектировании СЭС промышленных предприятий анализируются электроприемники и потребители, на основе чего определяются условия их рационального электроснабжения, применяемые схемы и конструкции электрических сетей, а также проводятся расчеты электрических нагрузок.

Первоначально выясняется вид каждого электроприемника (асинхронный или синхронный двигатель, преобразователь, электротехнологическая установка, светильник и т.п.), его назначение и место в производственном процессе, а также территориальное размещение. Полезно ознакомиться с технологической схемой производства и основными функциональными связями между механизмами, установками, агрегатами и т.п. Затем для электроприемников проводится определение и анализ основных характеристик. Большинство из них устанавливается достаточно легко и однозначно (номинальное напряжение, род тока, частота и т.д.).

Особое внимание должно быть обращено на правильное определение категорий электроприемников по надежности электроснабжения, так как именно эта характеристика может трактоваться неоднозначно. Необходимо помнить, что категории относятся к электроприемникам, а не к цехам и предприятиям в целом [4; 8]. Подавляющее большинство потребителей электроэнергии (технологические линии, производственные участки, цехи, предприятия в целом) представляют собой комплексы электроприемников разных категорий в определенных сочетаниях. В них могут преобладать электроприемники какой-либо категории. Однако это не является основанием для отнесения потребителя в целом к одной категории, так как могут быть завышены требования к надежности электроснабжения и, в конечном счете, к неоправданным дополнительным капиталовложениям. Если имеется относительно небольшое число ответственных электроприемников, то способы их надежного питания необходимо разрабатывать отдельно, не допуская отнесения других электроприемников к высшим категориям. Группы электроприемников и участки цехов, требующие разной

степени надежности электроснабжения, следует рассматривать как объекты с неодинаковыми условиями резервирования.

В ходе проектирования выявляются потребители с несимметричными, толчкообразными и резкопеременными электрическими нагрузками, вызывающими несимметрию и колебания напряжения в СЭС. Несимметричную нагрузку дают лампы электрического освещения, однофазные электрические печи и сварочные установки при их неравномерном распределении между фазами, трехфазные дуговые печи; толчкообразную — кузнечные машины, штамповочные прессы, сварочные установки, подъемно-транспортные устройства; резкопеременную — двигатели главных электроприводов прокатных станов, некоторые сварочные установки, дуговые электрические печи, электродвигатели экскаваторов и т.п. Некоторые электроприемники работают в условиях механических воздействий (вибрация, тряска т.п.). Например, виброплощадки, формовочные машины при производстве железобетонных изделий, дробилки, грохоты и т.п.

При наличии указанных электроприемников в проекте предусматриваются меры по снижению несимметрии и колебаний напряжения, а также соответствующее конструктивное исполнение электрических сетей.

При проектировании определяется количество, структура и нагрузки одиночных обособленных потребителей и электроприемников. Остальные электроприемники разбиваются на группы по упорядоченному принципу:

- группы характерных электроприемников: электродвигателей производственных механизмов, станков, вентиляторов; осветительных установок; электротермических установок и т.п.;
- группы электроприемников по степени надежности электроснабжения, режиму работы и т.п.;
- группы по территориальному размещению электроприемников;
- группы по производственно-техническим узлам и т.д.

Каждая группа питается от одного распределительного устройства: шинопровода, шкафа, пункта и т.п. Следовательно, от способа формирования групп электроприемников зависит выбор применяемого электрооборудования. Для каждой группы определяются

электрические нагрузки. Отметим, что группа является достаточно широким понятием. При расчете электрических нагрузок цех, корпус и предприятие в целом могут рассматриваться как группа электроприемников.

#### 4. 3. ХАРАКТЕРНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Выбор всех элементов СЭС и определение параметров режима работы электрических сетей проводятся на основе расчетных электрических нагрузок. От величин нагрузок зависит также конструктивное исполнение сетей и расположение сетевых объектов.

Электрические нагрузки характеризуют электропотребление отдельных электроприемников, групп и предприятия в целом. При проектировании электроснабжения промышленных предприятий основными являются три вида нагрузок: активная мощность  $P$ , реактивная мощность  $Q$  и ток  $I$ .

Правильное определение ожидаемых электрических нагрузок существующими методами играет исключительно важную роль при формировании рациональной СЭС. Ошибки, допущенные при расчете нагрузок, сводят на нет усилия создателей СЭС в этом направлении и приводят к неэффективному использованию инвестиций в проектируемый объект.

Исходной базой для определения электрических нагрузок являются данные о номинальных (установленных) мощностях потребителей. Номинальная мощность электроприемника обычно известна и указывается в паспорте.

Групповые номинальные активная ( $P_{\text{ном}}$ ) и реактивная ( $Q_{\text{ном}}$ ) мощности — это алгебраические суммы номинальных активных ( $p_{\text{ном}}$ ) и реактивных ( $q_{\text{ном}}$ ) мощностей рабочих электроприемников группы, приведенных к ПВ = 100 %:

$$P_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n p_{\text{ном},i}; \quad Q_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n q_{\text{ном},i}, \quad (4.4)$$

где  $n$  — число электроприемников в группе.

Средняя нагрузка является основной статистической характеристикой изменяющейся случайной величины электрической нагрузки. Средние активная и реактивная мощности электроприемника за лю-

бой интервал времени  $t$  при известном законе изменения нагрузки во времени определяются по выражениям

$$p_c = \frac{1}{t} \int_0^t p(t) dt; \quad q_c = \frac{1}{t} \int_0^t q(t) dt. \quad (4.5)$$

В случаях, когда известны величины расходов активной ( $w_p$ ) и реактивной ( $v_p$ ) электроэнергии за время  $t$ , средние нагрузки электроприемника

$$p_c = \frac{w_t}{t}; \quad q_c = \frac{v_t}{t}. \quad (4.6)$$

Для групп электроприемников средние активная и реактивная нагрузки вычисляются по формулам

$$P_c = \sum_{i=1}^n p_{ci} \quad \text{или} \quad P_c = \frac{W_t}{t}; \quad (4.7)$$

$$Q_c = \sum_{i=1}^n q_{ci} \quad \text{или} \quad Q_c = \frac{V_t}{t}, \quad (4.8)$$

где  $W_t$  и  $V_t$  — количество израсходованной активной и реактивной электроэнергии группой электроприемников за время  $t$ .

Средняя нагрузка может быть найдена за любой период. Однако на практике наиболее часто определяются средние тридцатиминутные и часовые нагрузки, средние нагрузки за наиболее загруженную смену, сутки, месяц, год.

Расчетные нагрузки служат для выбора сечений токоведущих элементов, электрических аппаратов, числа и мощности силовых трансформаторов, преобразовательных и компенсирующих устройств, расчета защиты, определения потерь мощности, энергии и напряжения, а также других параметров режима СЭС.

Расчетная нагрузка по допустимому нагреву — такая длительная неизменная во времени нагрузка элемента СЭС (линии, трансформатора, аппарата и т.п.), которая эквивалентна ожидаемой изменяющейся нагрузке по наиболее тяжелому тепловому воздействию — максимальной температуре нагрева или максимальному тепловому износу изоляции.

При проектировании СЭС определяются расчетные нагрузки по активной ( $P_p$ ) и реактивной ( $Q_p$ ) мощностям и расчетный ток  $I_p$ .

Пиковая нагрузка — это максимальная кратковременная нагрузка длительностью 1—2 с, периодически возникающая при пусках электродвигателей, работе электросварочного оборудования, дуговых печей и других электроприемников с толчкообразной и переменной нагрузками. В проектной практике в большинстве случаев определяются пиковые токи, по которым проводятся расчеты колебаний напряжения, потерь напряжения в контактных сетях, токов срабатывания защитных аппаратов, а также выбираются плавкие вставки предохранителей.

#### 4.4. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ

В СЭС имеется несколько характерных уровней определения расчетных электрических нагрузок [2; 22]. Их число зависит от схемы электроснабжения, мощности потребителей электроэнергии и их размещения на территории предприятия. На рис. 4.1 приведена упрощенная принципиальная схема электроснабжения предприятия с указанием уровней, на которых проводится расчет электрических нагрузок. На схеме в качестве электроприемников показаны электродвигатели М1–М8, на месте которых при реальном проектировании могут быть электроприемники других видов. Из приведенной схемы видно, что влияние электроприемников на электрические нагрузки определенных уровней зависит от схемы электроснабжения. Например, электроприемник М3 участвует в формировании нагрузок всех девяти уровней, а М8 — только четырех (1, 7, 8 и 9). В табл. 4.1 дается информация о том, при выборе каких видов электрооборудования и сечений проводников используются электрические нагрузки указанных уровней СЭС.

Для единичных электроприемников в качестве расчетных нагрузок принимаются их номинальные активные и реактивные мощности. Расчетная нагрузка группы электроприемников всегда меньше установленной мощности, и ее необходимо определять тем или иным методом.

При проектировании электрическая нагрузка на всех уровнях СЭС определяется с помощью коэффициента расчетной нагрузки. Приближенно нагрузка может быть найдена также по коэффициенту спроса

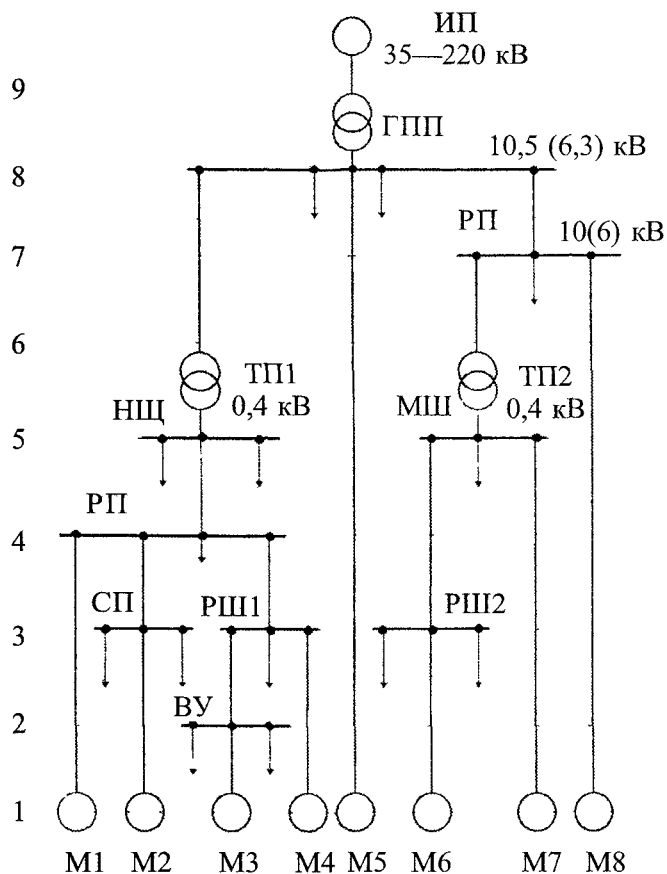


Рис 4 1 Уровни определения электрических нагрузок

и установленной мощности, по удельному расходу электроэнергии на единицу выпускаемой продукции, по удельной нагрузке на единицу производственной площади [25]

**Определение силовых нагрузок по коэффициенту расчетной нагрузки** проводится согласно «Указаниям по расчету электрических нагрузок» РТМ 36 18 32 4—92 ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» (г Москва)

Таблица 4.1

**Использование нагрузок уровней СЭС при выборе электрооборудования и сечений проводников**

Уровень СЭС	Электроприемники и элементы схемы, для которых определяются нагрузки	Элементы СЭС и параметры схемы, выбираемые на основе электрической нагрузки уровня
1	2	3
1	Отдельные электроприемники	Сечения проводников ответвлений к электроприемникам и электрические аппараты в цепях ответвлений
2	Вводные устройства (ВУ) технологических агрегатов и станков с несколькими электроприемниками	Сечения проводников и электрические аппараты линий, питающих ВУ
3	Группы электроприемников, силовые пункты (СП), распределительные шинопроводы (РШ)	СП и РШ, а также электрические аппараты и сечения проводников линий, питающих СП и РШ
4	Распределительные пункты (РП) до 1 кВ цеха	Вводные панели РП, электрические аппараты и сечения проводников линий, питающих РП
5	Шины до 1 кВ ТП, магистральные шинопроводы (МШ)	Число и мощность цеховых трансформаторов, сечение шин РУ цеховой ТП, МШ, электрические аппараты в цепях трансформаторов напряжением до 1 кВ
6	Линии 6—10 кВ, питающие цеховые ТП	Сечения проводников линий, питающих ТП, а также электрические аппараты, устанавливаемые на линиях
7	Секции РП 6—10 кВ	Сечения шин 6—10 кВ РП и проводников линий, питающих каждую секцию РП, а также электрические аппараты, устанавливаемые на питающих линиях

Окончание табл. 4.1

1	2	3
8	Секции РУ 6,3—10,5 кВ ГПП	Число и мощность понижающих трансформаторов ГПП, сечения шин РУ 6,3—10,5 кВ, электрические аппараты, устанавливаемые в цепях трансформаторов напряжением 6,3—10,5 кВ
9	Шины РУ 35—220 кВ ГПП	Сечения проводов линий, питающих ГПП и электрические аппараты, устанавливаемые на линиях 35—220 кВ

Исходной информацией для выполнения расчетов является перечень электроприемников с указанием их номинальных мощностей, наименований механизмов или технологических установок. Мощность электроприемников, работающих в ПКР, должна быть приведена к ПВ = 100 %. Для каждого приемника электроэнергии по справочной литературе [10; 13] или по табл. П5 подбираются средние значения коэффициентов использования  $k_{и}$  и активной мощности  $\cos\varphi$ . При наличии в справочных таблицах интервальных значений  $k_{и}$  рекомендуется брать большее.

По данному методу расчетная активная нагрузка группы электроприемников ( $n > 1$ ) определяется по выражению

$$P_p = K_p \sum_{i=1}^n k_{и,i} P_{ном,i}, \quad (4.9)$$

где  $K_p$  — коэффициент расчетной нагрузки.

Если величина  $P_p$  окажется меньше номинальной мощности наиболее мощного электроприемника группы  $p_{и\max}$ , следует принимать  $P_p = p_{и\max}$ .

Величина  $K_p$  принимается в зависимости от эффективного числа электроприемников группы  $n$ , и группового коэффициента использования  $K_{и}$ . При расчете нагрузок распределительных шкафов, пунктов, шинопроводов, троллеев, и других устройств, питающихся с помощью проводов или кабелей, значения  $K_p$  берутся из табл. П6, а магистральных шинопроводов, цеховых трансформаторов, цеха или корпуса в целом — из табл. П7.

Под эффективным (приведенным) числом электроприемников понимается такое число однородных по режиму работы приемников одинаковой мощности, которое обуславливает ту же величину расчетной

нагрузки, что и группа различных по номинальной мощности и режиму работы электроприемников. Его вычисляют по формуле

$$n_3 = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{\text{ном},i}\right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном},i}^2}. \quad (4.10)$$

Найденное значение  $n_3$  округляется до ближайшего меньшего целого числа.

Если значение  $p_{\text{н max}}$  не более чем в три раза превышает номинальную мощность наименее мощного приемника группы, то можно принять  $n_3 = n$ .

При значительном числе электроприемников (расчет нагрузок магистральных шинопроводов, цеховых трансформаторных подстанций, корпуса, предприятия) величина  $n_3$  может определяться по упрощенной формуле

$$n_3 = \frac{2 \sum_{i=1}^n p_{\text{ном},i}}{p_{\text{н max}}}. \quad (4.11)$$

Если вычисленное по выражению (4.11) значение  $n_3 > n$ , следует принять  $n_3 = n$ .

Групповой коэффициент использования вычисляется по выражению

$$K_{\text{и}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{и},i} p_{\text{ном},i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном},i}}. \quad (4.12)$$

Расчетная реактивная мощность нагрузки определяется следующими способами:

1. Для питающих сетей до 1 кВ, выполненных проводами и кабелями, по выражению

$$Q_{\text{р}} = \begin{cases} 1,1 \sum_{i=1}^n k_{\text{и},i} p_{\text{ном},i} \operatorname{tg} \varphi_i, & \text{если } n_3 \leq 10; \\ \sum_{i=1}^n k_{\text{и},i} p_{\text{ном},i} \operatorname{tg} \varphi_i, & \text{если } n_3 > 10, \end{cases} \quad (4.13)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_i$  — среднее значение коэффициента реактивной мощности  $i$ -го электроприемника.

2. Для магистральных шинопроводов, на шинах цеховых ТП, а также для цеха, корпуса и предприятия в целом

$$Q_p = K_p \sum_{i=1}^n k_{и,i} P_{ном,i} \operatorname{tg} \varphi_i. \quad (4.14)$$

При необходимости к расчетной активной и реактивной мощности силовых электроприемников до 1 кВ добавляются осветительные активная и реактивная нагрузки.

Для кабельных линий 6—10 кВ при расчете электрических нагрузок величина  $K_p = 1$ .

Расчетная активная нагрузка предприятия в целом (на шинах 6—10 кВ РП и ГПП) определяется по формуле

$$P_p = K_0 \sum_{i=1}^m K_{и,i} P_{ном,i}, \quad (4.15)$$

где  $m$  — число присоединений на сборных шинах 6—10 кВ РП или ГПП;  $K_{и,i}$  — среднее значение коэффициента использования  $i$ -го присоединения;  $K_0$  — коэффициент одновременности максимумов нагрузок;  $P_{ном,i}$  — суммарная номинальная мощность электроприемников  $i$ -го присоединения.

Величина  $K_0$  принимается по табл. П8 в зависимости от числа  $m$  и средневзвешенного значения коэффициента использования

$$K_{и} = \frac{\sum_{i=1}^m K_{и,i} P_{ном,i}}{\sum_{i=1}^m P_{ном,i}}. \quad (4.16)$$

Расчетная реактивная нагрузка предприятия на шинах 6—10 кВ РП или ГПП

$$Q_p = K_0 \sum_{i=1}^m K_{и,i} P_{ном,i} \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (4.17)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_i$  — среднее значение коэффициента реактивной мощности  $i$ -го присоединения.

Полная мощность расчетной нагрузки на всех уровнях вычисляется по формуле

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (4.18)$$

Расчетный ток нагрузки группы приемников

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{ном}}. \quad (4.19)$$

Отметим, что результирующая нагрузка на стороне высокого напряжения определяется с учетом применяемых средств компенсации реактивной мощности и потерь мощности в трансформаторах.

**Метод коэффициента спроса** используется при отсутствии информации о номинальных мощностях отдельных электроприемников. По данному методу расчетная активная нагрузка группы электроприемников, объединенных технологическим процессом, определяется из выражения

$$P_p = K_c \cdot P_{ном}, \quad (4.20)$$

где  $K_c$  — коэффициент спроса, характерный для электроприемников группы;  $P_{ном}$  — установленная мощность группы электроприемников.

Расчетная реактивная нагрузка группы

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (4.21)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  — среднее значение коэффициента реактивной мощности для рассматриваемой группы электроприемников.

Значения  $K_c$  даются в справочной литературе. Для некоторых потребителей они приведены в табл. П9.

При расчете нагрузок группы величина  $K_c$  принимается одинаковой для всех электроприемников, т.е. предполагается, что все они однотипны и имеют один и тот же режим работы. В максимальной степени этому условию удовлетворяют осветительные установки. Поэтому данный метод широко применяется для расчета нагрузок электрического освещения. Силовые электроприемники группы могут значительно отличаться по характеристикам электропотребления. Вследствие указанного обстоятельства метод коэффициента спроса используют лишь для ориентировочной оценки величины силовой нагрузки.

**Расчет нагрузок по удельному расходу электроэнергии** на единицу выпускаемой продукции  $w_y$  осуществляется по формулам

$$P_p = \frac{w_y \Pi_t}{t}; \quad Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi, \quad (4.22)$$

где  $\Pi_t$  — выпуск продукции за время  $t$ .

Данный метод дает приемлемые результаты при определении нагрузок электроприемников и потребителей, имеющих малоизменяющийся график нагрузки. К таким приемникам относятся электродвигатели насосов, вентиляторов, компрессоров, печи сопротивления, электролизные установки и т.п. Средние значения  $w_y$  для различных видов продукции содержатся в справочной литературе.

При большом числе электроприемников разной мощности на предприятии применение усредненных опытно-статистических величин  $w_y$  может привести к значительным погрешностям в определении  $P_p$ . В связи с этим данный метод на высоких уровнях СЭС дает приближенные результаты. Он может применяться для предварительного расчета нагрузки, когда известен годовой выпуск продукции.

**Метод удельной нагрузки на единицу производственной площади** носит приближенный оценочный характер и может применяться для расчета нагрузок на 4—9 уровнях СЭС.

Согласно данному методу, расчетные активная и реактивная нагрузки группы электроприемников

$$P_p = p_y F; \quad Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi, \quad (4.23)$$

где  $p_y$  — удельная плотность нагрузки на 1 м<sup>2</sup> производственной площади, кВт/м<sup>2</sup>;  $F$  — площадь размещения электроприемников, м<sup>2</sup>.

Удельные расчетные нагрузки  $p_y$  зависят от рода производства и выявляются на основе статистических исследований. В табл. П10 приведены их значения для некоторых цехов предприятий машиностроительного профиля.

Метод может применяться при большом количестве электроприемников малой мощности, относительно равномерно распределенных по производственной площади. Очевидно, что этому условию наилучшим образом соответствуют осветительные электроприемники. Поэтому данный метод часто применяется для расчета осветительной электрической нагрузки.

**Пиковый ток** группы электроприемников напряжением до 1 кВ, работающих при отстающем токе, можно определить по формуле

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{п max}} + (I_{\text{р}} - k_{\text{и}} I_{\text{н max}}), \quad (4.24)$$

где  $I_{\text{п max}}$  — наибольший пусковой ток электродвигателя в группе;  $I_{\text{р}}$  — расчетный ток группы электроприемников;  $k_{\text{и}}$  — коэффициент использования, характерный для двигателя с наибольшим пусковым током;  $I_{\text{н max}}$  — номинальный (приведенный к ПВ = 100 %) ток двигателя с максимальным пусковым током.

В качестве пикового тока единичного электроприемника принимают: для электродвигателей — пусковой ток, для печей и сварочных трансформаторов — пиковые токи, величины которых содержатся в паспортных данных. При отсутствии заводских данных пусковой ток асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором и синхронных двигателей может быть ориентировочно принят равным пятикратному номинальному, асинхронных двигателей с фазным ротором или двигателей постоянного тока — не ниже 2,5-кратного номинального, пиковый ток печных и сварочных трансформаторов — не менее трехкратного номинального (паспортного, без приведения к ПВ = 100 %) [10].

**Пример 4.1.** Определите расчетные нагрузки токарного станка, имеющего привод с тремя асинхронными электродвигателями мощностью 11, 1,1 и 0,12 кВт. Номинальное напряжение сети 380 В.

**Решение.** По табл. П5 принимаем  $K_{\text{и}} = 0,14$  и  $\cos \varphi = 0,5$  ( $\tan \varphi = 1,73$ ). Установленная мощность электроприемников станка:

$$P_{\text{ном}} = 11 + 1,1 + 0,12 = 12,22 \text{ кВт.}$$

Эффективное число электроприемников по выражению (4.10)

$$n_s = \frac{12,22^2}{11^2 + 1,1^2 + 0,12^2} = 1,2.$$

Округляем  $n_s$  до ближайшего целого числа, т.е.  $n_s = 1$ . По табл. П6 для  $n_s = 1$  и  $k_{\text{и}} = 0,14$  определяем  $K_{\text{р}}$ . Для этого воспользуемся известным из математики методом линейной интерполяции. Согласно данному методу, для аргумента  $x$ , находящегося между значениями  $x_1$  и  $x_2$ , которым соответствуют величины  $y_1$  и  $y_2$ , значение функции  $y$  определяется по выражению

$$y = y_1 + \frac{x - x_1}{x_2 - x_1} (y_2 - y_1).$$

Для рассматриваемого примера  $y = k_p$ , а  $x = k_n$ . Следовательно,  $y_1 = 8$ ;  $y_2 = 5,33$ ;  $x_1 = 0,1$ ;  $x_2 = 0,15$ ;  $x = 0,14$ ;

$$K_p = 8 + \frac{0,14 - 0,1}{0,15 - 0,1} (5,33 - 8) = 5,86.$$

Расчетная активная нагрузка станка по выражению (4.9)

$$P_p = 5,86 \cdot 0,14 \cdot 12,22 = 10,0 \text{ кВт.}$$

Так как расчетная активная нагрузка меньше номинальной мощности наибольшего двигателя ( $10 < 11$ ), то принимаем  $P_p = 11$  кВт.

Расчетная реактивная нагрузка по выражению (4.13)

$$Q_p = 1,1 \cdot 0,14 \cdot 12,22 \cdot 1,73 = 3,3 \text{ квар.}$$

Полная мощность расчетной нагрузки

$$S_p = \sqrt{11^2 + 3,3^2} = 11,5 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Расчетный ток отвлечения к станку

$$I_p = \frac{11,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 17,5 \text{ А.}$$

**Пример 4.2.** Определите расчетные нагрузки группы электроприемников длительного режима работы по следующим данным:

10 приемников по 7,5 кВт;  $k_n = 0,35$ ;  $\cos \varphi = 0,56$ ;  $\operatorname{tg} \varphi = 1,17$ ;

4 приемника по 15 кВт;  $k_n = 0,2$ ;  $\cos \varphi = 0,6$ ;  $\operatorname{tg} \varphi = 1,33$ ;

5 приемников по 22 кВт;  $k_n = 0,14$ ;  $\cos \varphi = 0,5$ ;  $\operatorname{tg} \varphi = 1,73$ .

Номинальное напряжение сети 380 В.

**Решение.** Определяем установленную мощность группы

$$P_{\text{ном}} = 10 \cdot 7,5 + 4 \cdot 15 + 5 \cdot 22 = 75 + 60 + 110 = 245 \text{ кВт.}$$

По выражению (4.12) находим групповой коэффициент использования

$$K_n = \frac{0,35 \cdot 75 + 0,2 \cdot 60 + 0,17 \cdot 110}{245} = \frac{26,3 + 12 + 15,4}{245} = \frac{53,7}{245} = 0,22.$$

Эффективное число электроприемников по формуле (4.10)

$$n_y = \frac{245^2}{10 \cdot 7,5^2 + 4 \cdot 15^2 + 5 \cdot 22^2} = 15,5.$$

Принимаем  $n_y = 15$ .

По табл. П6 для  $K_n = 0,22$  и  $n_y = 15$  путем линейной интерполяции находим  $K_p = 1,21$ .

Расчетная активная нагрузка группы приемников по формуле (4.9)

$$P_p = 1,21 \cdot 53,7 = 65,0 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная нагрузка группы по выражению (4.13)

$$Q_p = 26,3 \cdot 1,17 + 12 \cdot 1,33 + 15,4 \cdot 1,73 = 73,4 \text{ квар.}$$

Полная мощность нагрузки

$$S_p = \sqrt{65^2 + 73,4^2} = 98 \text{ кВт} \cdot \text{А.}$$

Расчетный ток

$$I_p = \frac{98}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 149,1 \text{ А.}$$

**Пример 4.3.** Определите расчетные нагрузки предприятия на шинах 10 кВ РП, имеющего шесть присоединений. Установленные мощности присоединений  $P_{\text{ном}} = 5600; 6700; 8000; 7600; 6300; 8500$  кВт. Средние значения коэффициентов использования  $K_{\text{и}} = 0,4; 0,2; 0,3; 0,14; 0,25; 0,35$ , коэффициентов реактивной мощности  $\text{tg } \varphi = 0,42; 0,48; 0,5; 0,55; 0,46; 0,47$ .

**Решение.** Находим средневзвешенное значение коэффициента использования предприятия:

$$\begin{aligned} K_{\text{и}} &= \frac{0,4 \cdot 5600 + 0,2 \cdot 6700 + 0,3 \cdot 8000 + 0,14 \cdot 7600 + 0,25 \cdot 6300 + 0,35 \cdot 8500}{5600 + 6700 + 8000 + 7600 + 6300 + 8500} = \\ &= \frac{2240 + 1340 + 2400 + 1064 + 1575 + 2975}{42700} = \frac{11594}{42700} = 0,27. \end{aligned}$$

По табл. П8 для  $K_{\text{и}} = 0,27$  и  $m = 6$  определяем коэффициент одновременности  $K_0 = 0,8$ .

Расчетная активная нагрузка предприятия на шинах 10 кВ РП по выражению (4.15)

$$P_p = 0,8 \cdot 11594 = 9275,2 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная нагрузка по формуле (4.17)

$$\begin{aligned} Q_p &= 0,8 \cdot (2240 \cdot 0,42 + 1340 \cdot 0,48 + 2400 \cdot 0,5 + 1064 \cdot 0,55 + \\ &\quad + 1575 \cdot 0,46 + 2975 \cdot 0,47) = 4393,6 \text{ квар.} \end{aligned}$$

Полная мощность нагрузки на шинах РП

$$S_p = \sqrt{9275,2^2 + 4393,6^2} = 10263,2 \text{ кВт} \cdot \text{А.}$$

**Пример 4.4.** По коэффициенту спроса найдите расчетные силовые нагрузки ремонтно-механического цеха с установленной мощностью  $P_{\text{ном}} = 1600$  кВт.

**Решение.** По табл. П9 находим для цеха  $K_c = 0,3$  и  $\cos \varphi = 0,75$  ( $\operatorname{tg} \varphi = 0,88$ ). Расчетная активная нагрузка по формуле (4.20)

$$P_p = 0,3 \cdot 1600 = 480 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная нагрузка по выражению (4.21)

$$Q_p = 480 \cdot 0,88 = 422,4 \text{ квар.}$$

Полная мощность расчетной силовой нагрузки

$$S_p = \sqrt{480^2 + 422,4^2} = 639,4 \text{ кВт} \cdot \text{А.}$$

**Пример 4.5.** Определите расчетную активную нагрузку группы компрессоров, производящих за смену 280 000 м<sup>3</sup> сжатого воздуха. Длительность смены 8 часов, удельный расход электроэнергии  $w_y = 0,1$  кВт·ч/м<sup>3</sup>.

**Решение.** Расчетная активная нагрузка по формуле (4.22)

$$P_p = \frac{0,1 \cdot 280\,000}{8} = 3500 \text{ кВт.}$$

**Пример 4.6.** Определите расчетную силовую нагрузку механического цеха площадью  $F = 1800$  м<sup>2</sup>. Плотность нагрузки  $p_y = 0,3$  кВт/м<sup>2</sup>.

**Решение.** По формуле (4.23) расчетная силовая нагрузка цеха

$$P_p = 0,3 \cdot 1800 = 540 \text{ кВт.}$$

**Пример 4.7.** Определите пиковый ток линии, питающей группу электроприемников с расчетным током  $I_p = 250$  А. Максимальный пусковой ток имеет двигатель насоса мощностью 30 кВт. Его номинальный ток  $I_{\text{н max}} = 57,9$  А, пусковой —  $I_{\text{п max}} = 405$  А, коэффициент использования  $k_{\text{и}} = 0,7$ .

**Решение.** Пиковый ток определяется по выражению (4.24):

$$I_{\text{пик}} = 405 + (250 - 0,7 \cdot 57,9) = 614,5 \text{ А.}$$

#### 4.5. ТРЕБОВАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ, И УСЛОВИЯ ПОДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИЕЙ

В точке присоединения СЭС промышленного объекта к электрическим сетям энергосистемы противопоставляются интересы потребителей электроэнергии и электроснабжающей организации. Обе сто-

роны формулируют свои требования, которые в первую очередь касаются количества и качества электрической энергии, а также величины максимальной потребляемой мощности. Энергосистема может выдвинуть и другие условия, подлежащие выполнению как внутри СЭС промышленного предприятия, так и в сетях электроэнергетической системы, для обеспечения экономичного и надежного электроснабжения. Выполнение этих условий может потребовать от потребителя дополнительных капитальных затрат. Компромиссные решения возникающих спорных вопросов регламентируются действующими нормативными документами.

В процессе проектирования в месте присоединения к энергосистеме для всех потребителей должно быть достигнуто соответствие между исходными обоснованными требованиями потребителей и условиями подачи электроэнергии при определенных параметрах. Эти параметры могут быть разделены на четыре группы [1]:

- 1) функциональные (напряжение, максимальный ток, частота, коэффициент мощности и др.);
- 2) надежности электроснабжения (вероятность безотказной работы, среднее время восстановления, коэффициент готовности, степень резервирования и т.д.);
- 3) полного сопротивления (элемента СЭС, сети, электродвигателя и т.п.);
- 4) затрат (капиталовложения, годовые эксплуатационные расходы, ожидаемый ущерб от нарушений электроснабжения и т.д.).

Указанные параметры дают возможность оценить качество электроснабжения.

Электрическая энергия обладает определенными характеристиками, позволяющими судить о ее пригодности для использования в различных производственных процессах. Совокупности характеристик, при которых электроприемники способны выполнять заданные функции, объединены общим понятием *качества электроэнергии*.

Для нормальной работы потребителей необходимо, чтобы энергосистема и СЭС обеспечивали требуемые показатели качества электроэнергии. В то же время применяемые на предприятиях некоторые

мощные электроприемники (вентильные преобразователи, дуговые печи, сварочные установки и т.п.) отрицательно влияют на качество электроэнергии. Признаками такого влияния являются реактивная мощность, несимметрия и несинусоидальность напряжения. Таким образом, качество электроэнергии определяется не только ее производителями и поставщиками, но и потребителями. Сохранение требуемых показателей качества является обязанностью электроснабжающей организации и потребителей, что должно учитываться при проектировании СЭС.

Взаимное влияние электрооборудования потребителей и питающей системы характеризуется таким понятием, как *электромагнитная совместимость*. Обеспечение электромагнитной совместимости связано с поддержанием оптимальных показателей качества электроэнергии, при которых технические требования выполняются с минимальными затратами.

Снижение качества электроэнергии может вызвать технологический ущерб, причиняемый промышленному предприятию. Кроме того, существует и электромагнитный ущерб, связанный с увеличением потерь мощности и энергии, выходом из строя электрооборудования, нарушением работы автоматики, телемеханики, связи и т.п. Существующими стандартами установлены показатели качества электроэнергии по частоте и напряжению [26].

В нормальном режиме допускается отклонение частоты, усредненное за 10 мин, в пределах  $\pm 0,1$  Гц. Отклонение частоты регулируется питающей энергосистемой и зависит лишь от нее.

Важным требованием потребителей к энергосистеме является поддержание частоты в допустимых пределах. Влияние снижения частоты на потребляемую мощность зависит от характеристик потребителей. Например, снижение частоты на 1 % вызывает уменьшение потребляемой активной мощности синхронных и асинхронных электродвигателей с постоянным моментом на валу приводного механизма (компрессоры, поршневые насосы, краны и т.п.) на 1 %, а асинхронных двигателей с «вентиляторным» моментом (вентиляторы, центробежные насосы, гребные винты и т.п.) — на 3 %. Для других потребителей (электротермические установки, осветительные прибо-

ры и т.п.) активная мощность практически не зависит от изменения частоты, если поддерживаются необходимые уровни напряжения. Отклонение и колебания частоты приводят к изменению частоты вращения электродвигателей, что влияет на производительность рабочих механизмов и качество продукции.

Колебания частоты и напряжения, несимметрия и несинусоидальность напряжения вызываются в основном работой отдельных мощных электроприемников. При этом отклонения напряжения зависят как от уровня подаваемого энергосистемой напряжения, так и от режима работы потребителей.

На зажимах электроприемников до 1 кВ допускается отклонение напряжения от номинального в диапазоне  $\pm 5\%$ . Если фактическое напряжение не равно номинальному, то ухудшаются условия работы электроприемников, их эксплуатационные и технические характеристики.

Колебания напряжения оказывают отрицательное влияние на работу осветительных установок (мигание ламп, погасание газоразрядных ламп), увеличивают время плавки в дуговых печах, ухудшают работу электролизных и электросварочных установок, вызывают колебания частоты вращения электродвигателей, что недопустимо на ряде производств. Несинусоидальность напряжения вызывает дополнительные потери в сетях, электрических машинах и трансформаторах, затрудняет компенсацию реактивной мощности и приводит к выходу из строя конденсаторных батарей.

При проектировании СЭС выявляются электроприемники, способные вызвать несимметрию и несинусоидальность токов и напряжений, а также предусматриваются меры по снижению их негативного воздействия на качество электроэнергии.

Особое внимание во взаимосвязях между СЭС и энергосистемой следует уделять выбору величины допускаемого напряжения. В электрических сетях до 1 кВ, к которым присоединяются потребители, энергосистема должна обеспечивать пределы изменения напряжения в диапазоне  $\pm 5\%$  от номинального.

Сети напряжением выше 1 кВ проектируются и вводятся в эксплуатацию после согласования между энергосистемой и СЭС предприятия вопросов компенсации реактивной мощности, мест и средств

регулирования напряжения, обеспечивающих соблюдение необходимых пределов изменения напряжения на зажимах электроприемников. Целесообразно отметить, что снижение напряжения не является нарушением обязательств энергосистемы, это специфическое свойство подачи электроэнергии.

Для прогнозирования возможных отклонений показателей качества напряжения при внезапных отключениях в СЭС необходимо выполнить соответствующие расчеты режимов работы и надежности электроснабжения. Качество электроэнергии тесно связано с надежностью электроснабжения.

В проекте следует установить границы раздела электрических сетей по балансовой принадлежности между организациями, ответственными за эксплуатацию электроустановок. Электроснабжающая организация обязана поддерживать на границе балансовой принадлежности электрической сети значения показателей качества электроэнергии, предусмотренные стандартами. В месте разграничения энергосистемы и СЭС необходимо предусмотреть установку приборов расчетного учета, с помощью которых определяется количество израсходованной электроэнергии, а также максимальная мощность потребителя в часы наибольших нагрузок энергосистемы.

#### 4.6. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БАЛАНСА АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЕЙ

Потребители, СЭС и энергосистема связаны общностью режимов в непрерывном процессе производства, распределения и потребления электроэнергии. В любое время должен соблюдаться баланс генерируемой и потребляемой (с учетом потерь) активной мощности, т.е. выполняться условие

$$P_r = P_n + \Delta P_c, \quad (4.25)$$

где  $P_r$  — активная мощность генераторов электростанций;  $P_n$  — активная мощность потребителей электроэнергии;  $\Delta P_c$  — потери активной мощности в электрических сетях.

Нарушение баланса активной мощности приводит к изменению частоты тока. Причинами такого нарушения могут быть:

а) аварийное отключение генератора электростанции;

- б) внезапный резкий рост потребляемой активной мощности;
- в) аварийное отключение линии или трансформатора межсистемной связи.

Если дефицит генерируемой мощности не ликвидирован, то в энергосистеме происходит аварийное снижение частоты. По этой причине уменьшается производительность механизмов собственных нужд тепловых электростанций, что вызывает снижение величины генерируемой мощности и дальнейшее понижение частоты. Снижение частоты приводит к увеличению реактивной мощности потребителей, а при невозможности ее покрытия — к понижению напряжения. Снижение напряжения дает некоторое уменьшение потребляемой электроприемниками мощности, особенно электротермическими и осветительными установками. Таким образом, электрическая нагрузка обладает регулирующим эффектом, снижающим дефицит мощности [21]. Однако, как правило, для обеспечения баланса активных мощностей этого недостаточно в указанных аварийных ситуациях. Если не снизить нагрузку энергосистемы путем отключения части потребителей электроэнергии с целью восстановления баланса генерируемой и потребляемой мощностей, то может произойти лавинообразное снижение частоты (так называемая лавина частоты), следствием которой является «развал» энергосистемы и прекращение электроснабжения значительного числа потребителей.

Таким образом, отключение с помощью устройств АЧР части потребителей при аварийном снижении частоты в энергосистеме позволяет локализовать аварийную ситуацию и сохранить электроснабжение подавляющего большинства потребителей.

В энергосистеме должна быть возможность ограничения потребления электроэнергии и мощности, а также отключения электроэнергии при угрозе возникновения аварии вследствие образовавшегося дефицита активной мощности, снижения частоты и напряжения. Для этого разрабатываются соответствующие графики, определяющие величины и очередности ограничения электропотребления и отключения электроэнергии с учетом технологических особенностей производства промышленных потребителей [29]. Следовательно, при проектировании СЭС должны предусматриваться такие структуры групп элек-

троприемников и схемы их питания, которые позволят эффективно и быстро по распоряжению диспетчера энергосистемы снижать нагрузку предприятия, не затрагивая производств с непрерывным технологическим процессом, а также потребителей, отключение которых может привести к выделению взрывоопасных и ядовитых продуктов и смесей.

Для предприятий, участвующих в графиках ограничения электропотребления и отключения электроэнергии, рассчитывается активная нагрузка технологической и аварийной брони [29].

*Технологическая бронь* электроснабжения определяется минимальной потребляемой мощностью и временем, необходимым потребителю для завершения технологического процесса или цикла производства, после чего отключаются соответствующие приемники электроэнергии.

*Аварийная бронь* определяется минимальной мощностью (расходом электроэнергии), обеспечивающей при частичной или полной остановке предприятия безопасность жизни людей, сохранность оборудования, питание аварийного и охранного освещения, вентиляции, канализации, отопления, водоотлива, средств пожаротушения.

Руководители и энергетические службы промышленных предприятий несут ответственность за безусловное и своевременное выполнение графиков ограничения электропотребления и отключения электроэнергии.

Нарушение баланса реактивной мощности приводит к изменению уровня напряжения в СЭС. Если генерируемой мощности больше, чем потребляемой, то напряжение в сети повышается. При дефиците реактивной мощности напряжение снижается.

Уравнение баланса реактивной мощности имеет следующий вид [12]:

$$Q_r + Q_b + Q_{ку} = Q_n + \Delta Q_c, \quad (4.26)$$

где  $Q_r$  — суммарная реактивная мощность генераторов электростанций;  $Q_b$  — зарядная реактивная мощность линий электропередачи;  $Q_{ку}$  — суммарная мощность компенсирующих устройств, установленных в энергосистеме и у потребителей;  $Q_n$  — реактивная мощность потребителей энергосистемы;  $\Delta Q_c$  — потери реактивной мощности в электрических сетях.

Как видно из уравнения (4.26), мощности генераторов электростанций недостаточно для обеспечения баланса реактивной мощности в

энергосистеме. Это объясняется тем, что номинальные значения коэффициента мощности генераторов, как правило, превышают значения естественного коэффициента мощности потребителей, а  $Q_v < \Delta Q_c$ . В связи с этим в узлах нагрузки необходимо дополнительно устанавливать компенсирующие устройства. В проектах электроснабжения выбирается вид, мощность и место размещения средств компенсации реактивной мощности.

#### 4.7. ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ПОДДЕРЖАНИЮ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

При проектировании электроснабжения необходимо предусматривать мероприятия и технические устройства для обеспечения требуемых показателей качества электроэнергии. В первую очередь следует правильно выбрать ответвления у нерегулируемых под нагрузкой трансформаторов 10/0,4 кВ, которые должны обеспечивать уровни напряжения на зажимах электроприемников в допустимых пределах.

Предварительно необходимо определить потери напряжения в элементах сети от ИП до шин вторичного напряжения цеховых ТП. При этом потеря напряжения в трансформаторе в процентах может быть найдена по выражению [14]

$$\Delta U_T = \beta_T (U_{ка} \cos \varphi_T + U_{кр} \sin \varphi_T) + \frac{\beta_T}{200} (U_{ка} \sin \varphi_T + U_{кр} \cos \varphi_T)^2, \quad (4.27)$$

где  $\beta_T$  — коэффициент загрузки трансформатора;  $U_{ка}$  и  $U_{кр}$  — активная и реактивная составляющие напряжения короткого замыкания, %;  $\cos \varphi_T$  — коэффициент мощности нагрузки трансформатора.

Для трансформаторов с номинальной мощностью до 1000 кВ·А вторым членом формулы (4.27) можно пренебречь. В этом случае

$$\Delta U_T = \beta_T (U_{ка} \cos \varphi_T + U_{кр} \sin \varphi_T). \quad (4.28)$$

Значения  $U_{ка}$  и  $U_{кр}$  в процентах определяются по формулам

$$U_{ка} = \frac{\Delta P_k}{S_{ном}} \cdot 100; \quad U_{кр} = \sqrt{U_k^2 - U_{ка}^2}, \quad (4.29)$$

где  $\Delta P_k$  — потери короткого замыкания трансформатора, кВт;  $S_{ном}$  — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Потеря напряжения в линии электропередачи в процентах вычисляется по формуле

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot I_{\text{р}} \cdot l}{U_{\text{ном}}} (r_0 \cos \varphi_{\text{л}} + x_0 \sin \varphi_{\text{л}}), \quad (4.30)$$

где  $I_{\text{р}}$  и  $l$  — расчетный ток и длина линии;  $r_0$  и  $x_0$  — удельные активное и реактивное сопротивления линии;  $\cos \varphi_{\text{л}}$  — коэффициент мощности нагрузки линии.

Для выбора регулировочного ответвления следует определить требуемую величину добавки напряжения в процентах по формуле

$$E_{\text{т}} = U_{2\text{ж}} + \sum_{i=1}^{n_{\text{л}}} \Delta U_{\text{л}i} + \Delta U_{\text{т}} - U_{\text{ип}}, \quad (4.31)$$

где  $U_{2\text{ж}}$  — желаемое напряжение на шинах до 1 кВ, %;  $U_{\text{ип}}$  — напряжение на шинах ИП, %;  $n_{\text{л}}$  — количество линий 10 кВ на пути от ИП до рассматриваемого трансформатора.

Значение ближайшей стандартной добавки напряжения принимается по табл. 4.2.

Таблица 4.2

**Значения стандартных добавок напряжения**

№ добавки	Количество дополнительных витков, %	Значение добавки напряжения, %
1	5	0
2	2,5	2,5
3	0	5
4	-2,5	7,5
5	-5	10

После выбора стандартной величины  $E_{\text{т}}$  и соответствующего ей количества дополнительных витков определяется фактическое значение величины вторичного напряжения в процентах:

$$U_2 = U_{\text{ип}} + E_{\text{т}} - \sum_{i=1}^{n_{\text{л}}} \Delta U_{\text{л}i} - \Delta U_{\text{т}}. \quad (4.32)$$

На рис 4.2 для иллюстрации показано, как изменяется напряжение в радиальной схеме питания цеховой ТП.

Если цеховые трансформаторы не обеспечивают требуемые уровни напряжения, то в проекте следует разработать следующие техни-

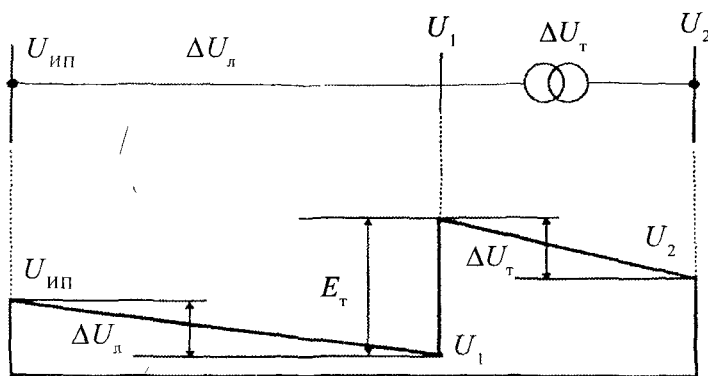


Рис. 4.2. График изменения напряжения в электрической сети

ческие решения по улучшению качества напряжения в электрических сетях потребителя [8]:

- а) применение на ГПП предприятия понижающих трансформаторов с автоматическим регулированием напряжения под нагрузкой. Это средство является основным и во многих случаях оказывается достаточным для поддержания необходимого режима напряжения;
- б) применение автоматически управляемых конденсаторных батарей, синхронных электродвигателей с автоматическим регулированием тока возбуждения и других компенсирующих устройств;
- в) применение связей между цеховыми ТП на напряжение до 1 кВ, позволяющих отключать часть трансформаторов в режиме минимальных нагрузок;
- г) использование регулирования напряжения генераторов собственных электростанций промышленных предприятий.

При различных режимах работы и разной удаленности электроприемников от пункта питания, а также при наличии приемников, особо чувствительных к отклонениям напряжения, следует предусматривать дополнительные групповые или индивидуальные средства регулирования напряжения: управляемые конденсаторные батареи, тиристорные ограничители напряжения и т.п.

В процессе проектирования необходимо выявлять электроприемники с резкопеременной нагрузкой, определять их влияние на СЭС и рассчитывать колебания напряжения в электрических сетях и в точ-

ках присоединения электроприемников. Величину колебания напряжения в процентах в расчетной точке можно приближенно оценить по формуле

$$\delta V = \frac{\Delta Q}{S_k} 100, \quad (4.33)$$

где  $\Delta Q$  — ожидаемый наброс (резкое изменение) реактивной нагрузки потребителя;  $S_k$  — мощность трехфазного КЗ в рассматриваемой точке.

Следовательно, для снижения колебаний напряжения необходимо ограничивать величину набросов реактивной мощности и повышать уровень мощности КЗ в сетях, питающих электроприемники с резкопеременными, ударными нагрузками. Этому способствует приближение ИП к указанным электроприемникам, а также применение статических источников реактивной мощности, синхронных электродвигателей и компенсаторов с автоматическим быстродействующим регулированием тока возбуждения.

Также улучшают режимы напряжения такие мероприятия, как выделение спокойных и резкопеременных нагрузок на отдельные трансформаторы (рис. 4.3), на отдельные ветви расщепленных обмоток трансформаторов (рис. 4.4) или на разные плечи сдвоенного реактора (рис. 4.5).

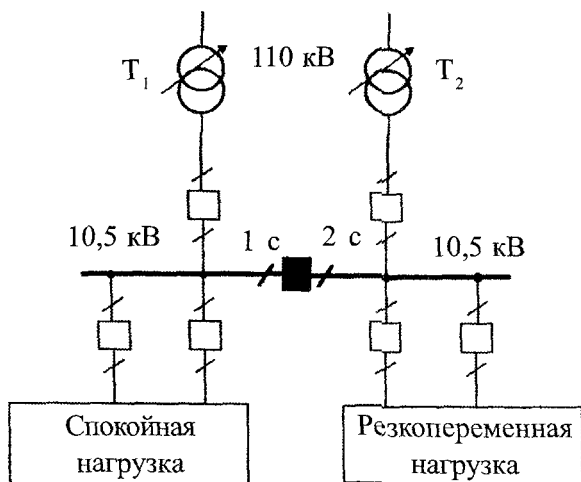


Рис. 4.3. Схема питания потребителей с выделением электрических нагрузок

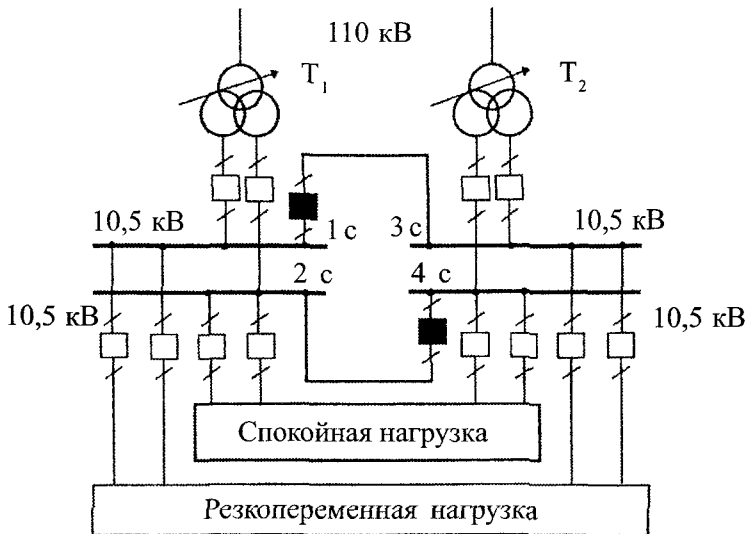


Рис. 4.4. Схема питания потребителей с использованием трансформаторов с расщепленной обмоткой

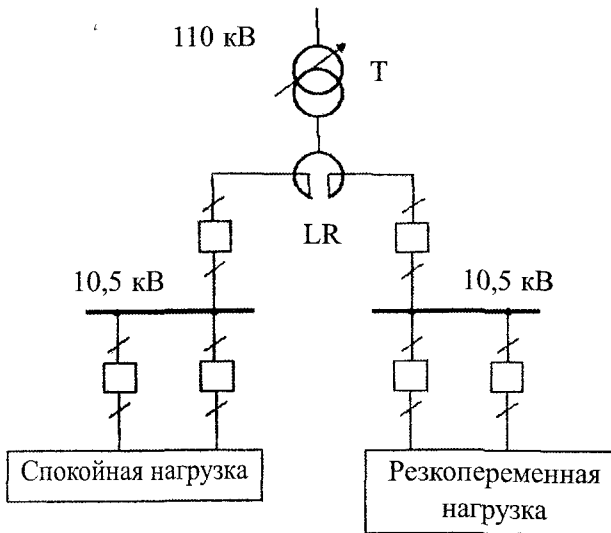


Рис. 4.5. Схема питания потребителей с применением сдвоенного реактора

При проектировании следует проанализировать возможные несимметричные режимы в СЭС и принять меры для улучшения качества напряжения, подводимого к электроприемникам.

Если мощность КЗ  $S_k$  в рассматриваемом узле СЭС не менее чем в 50 раз превышает полную мощность однофазной нагрузки, то коэффициент обратной последовательности, характеризующий несимметрию напряжения, не превышает допустимого значения. В связи с этим приемники, вызывающие несимметрию, должны присоединяться к сетям с более высоким напряжением, в которых  $S_k$  выше. Мощные электроприемники подключаются к сети 35—220 кВ через отдельные трансформаторы.

В цеховых сетях напряжением до 1 кВ для снижения несимметрии однофазные электроприемники следует равномерно распределять между фазами.

При работе однофазных электроприемников в трехфазной системе может возникать напряжение смещения нейтрали, которое определяется по формуле [26]

$$U_0 = I_0 Z_0, \quad (4.34)$$

где  $I_0$  — величина тока в нулевом проводнике;  $Z_0$  — полное сопротивление нулевой последовательности.

В симметричной системе  $U_0 = 0$ . Для снижения  $U_0$  необходимо уменьшать  $I_0$  и  $Z_0$ . Однако при наличии в узле нагрузки различных по номинальной мощности однородных электроприемников, включенных на фазные и линейные напряжения, возможности снижения  $I_0$  ограничиваются. Сопротивление  $Z_0$  зависит от сечения нулевого проводника, его длины, сопротивлений включаемых в нейтраль аппаратов, а также сопротивлений нулевой последовательности цеховых трансформаторов. Причем сопротивление трансформатора, зависящее от схемы соединения обмоток, оказывает решающее влияние на величину  $Z_0$ . Соединение по схеме «звезда — звезда» ( $Y/Y_0$ ) создает большое сопротивление нулевой последовательности. Поэтому токи однофазного КЗ в сети до 1 кВ могут быть недостаточными для успешного срабатывания защитных аппаратов. Для обеспечения требуемой чувствительности защиты приходится повышать мощность трансформаторов.

Более благоприятной является схема обмоток цеховых трансфор-

маторов «треугольник — звезда» ( $\Delta/Y_0$ ), при которой сопротивление нулевой последовательности значительно меньше. В связи с этим в промышленных сетях должны применяться цеховые трансформаторы 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток «звезда — зигзаг» ( $Y/Z_0$ ) при мощности до 250 кВ·А и со схемой «треугольник — звезда» ( $\Delta/Y_0$ ) при мощности более 250 кВ·А [27].

Если схемные решения не дают требуемого снижения несимметрии, то в электрических сетях могут использоваться специальные симметрирующие устройства. Однако применение таких устройств должно быть технико-экономически обосновано, так как в них имеют место дополнительные потери активной мощности.

При проектировании электроснабжения должны предусматриваться мероприятия по снижению несинусоидальности напряжения. Одним из способов снижения несинусоидальности в сетях СЭС является выделение нелинейных нагрузок на отдельную секцию или на отдельное плечо сдвоенного реактора (см. рис. 4.3 — 4.5). Мощные нелинейные потребители, такие, как, например, дуговые электрические печи, подключаются через специальные печные трансформаторы к сетям 35—220 кВ, в которых мощность КЗ значительно выше, чем в сетях более низких напряжений.

Для ограничения уровня высших гармоник, генерируемых преобразовательными установками, увеличивается число фаз выпрямления, что достигается применением специальных обмоток трансформаторов преобразователей или установкой перед трансформаторами специальных фазоповоротных трансформаторов.

Во всех случаях, когда схемные решения не обеспечивают желаемого улучшения синусоидальности напряжения, применяют специальные корректирующие устройства: силовые резонансные фильтры, фильтросимметрирующие устройства и т.п. [2]. В проекте должна быть доказана целесообразность их применения в СЭС.

**Пример 4.8.** Потребитель питается от однотрансформаторной подстанции 10/0,4 кВ с трансформатором ТМЗ-1600/10. Коэффициент загрузки трансформатора  $\beta_T = 0,85$ ,  $\cos \varphi_T = 0,8$ . Подстанция получает электроэнергию от шин 10,5 кВ ГПП по линии длиной 1,5 км, выполненной кабелем марки ААБ-10(3×50). Напряжение на шинах ГПП

$U_{\text{ип}} = 10,4$  кВ. Определите потери напряжения в линии 10 кВ и трансформаторе, а также выберите регулировочные ответвления трансформатора, обеспечивающие на шинах до 1 кВ номинальное или близкое к номинальному напряжение.

Решение. По табл. П4 принимаем для трансформатора ТМЗ-1600/10  $S_{\text{ном}} = 1600$  кВ · А;  $\Delta P_{\text{к}} = 16,5$  кВт;  $U_{\text{к}} = 6$  %. По выражению (4.29) определяем:

$$U_{\text{ка}} = \frac{16,5}{1600} 100 \% = 1,03 \% ; \quad U_{\text{кр}} = \sqrt{6^2 - 1,03^2} = 5,91 \% .$$

Потерю напряжения в трансформаторе вычисляем по формуле (4.27)

$$\Delta U_{\text{т}} = 0,85(1,03 \cdot 0,8 + 5,91 \cdot 0,6) + \frac{0,85}{200} (1,03 \cdot 0,6 + 5,91 \cdot 0,8)^2 = 3,84 \% .$$

Определяем расчетный ток линии 10 кВ по выражению

$$I_{\text{р}} = \frac{\beta_{\text{т}} \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad I_{\text{р}} = \frac{0,85 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 78,6 \text{ А} .$$

По табл. П2 для кабеля марки ААБ-10 (3×50)  $r_0 = 0,625$  Ом/км,  $x_0 = 0,09$  Ом/км. Потеря напряжения в линии 10 кВ по формуле (4.30)

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 78,6 \cdot 1,5}{10\,000} (0,625 \cdot 0,8 + 0,09 \cdot 0,6) = 1,13 \% .$$

Напряжение на шинах 10,5 кВ ГПП в процентах

$$U_{\text{ип}} = \frac{10,4 \cdot 100}{10} = 104 \% .$$

Желаемое напряжение на шинах до 1 кВ равно номинальному, т.е. 105 %.

Определяем по (4.31) требуемую добавку напряжения:

$$E_{\text{т}} = 105 + 1,13 + 3,84 - 104 = 5,97 \% .$$

В табл. 4.2 ближайшей стандартной добавкой является 5 %, которая соответствует основному выводу обмотки высшего напряжения понижающего трансформатора.

По выражению (4.32) находим фактическую величину вторичного напряжения при выбранном регулировочном ответвлении:

$$U_2 = 104 + 5 - 1,13 - 3,84 = 104 \% .$$

$$\text{Таким образом, } U_2 = \frac{104 \cdot 380}{100} = 395,2 \text{ В} .$$

#### 4.8. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Измерения электрических величин на предприятиях необходимы для контроля технологического процесса основных агрегатов, параметров установленного режима работы оборудования, качества получаемой электроэнергии, состояния изоляции в сетях с изолированной нейтралью трехфазного тока и в сетях постоянного тока. Значения токов и напряжений помогают также ориентироваться обслуживающему персоналу в аномальных режимах.

В системе электроснабжения промышленного предприятия следует измерять текущие значения величин тока, напряжения и мощности, характеризующие режим работы как самой системы, так и ее элементов, а также осуществлять учет потребляемой и вырабатываемой электроэнергии.

Амперметры устанавливаются для непрерывного контроля величины тока на вводах ГПП, РП, в переключках между секциями шин РУ, в цепях трансформаторов, отходящих линий, конденсаторных установок, некоторых электроприемников. Как правило, измеряется ток одной фазы. Измерение тока каждой фазы выполняется при неравномерной нагрузке фаз, в цепях дуговых электропечей, а также мощных комплектных конденсаторных установок, что позволяет заметить отключение части конденсаторов при перегорании предохранителей.

В сетях переменного тока промышленных объектов амперметры в подавляющем большинстве случаев включаются через измерительные трансформаторы тока. При этом коэффициент трансформации трансформаторов тока выбирается с учетом возможных длительных перегрузок электрических цепей. Амперметры должны иметь верхний предел измерений, превышающий нормальное значение величины тока цепи не менее чем на 10 — 15 %.

Напряжение измеряется на каждой секции сборных шин ГПП, РП и ТП. На понижающих подстанциях допускается измерять напряжение только на стороне низшего напряжения, если установка трансформатора напряжения на первичной стороне не требуется для других целей. В трехфазных электроустановках обычно осуществляется измерение одного междуфазного напряжения. В сетях

с изолированной нейтралью (напряжением 6—10 кВ) вольтметры используются также для контроля изоляции. С этой целью применяются три вольтметра (или один вольтметр с переключателем), включенные на фазные напряжения через измерительный трансформатор напряжения, присоединенный к секции РП или ГПП.

Измерение мощности выполняется в цепях понижающих трансформаторов ГПП. При напряжении первичной стороны 220 кВ и выше измеряется активная и реактивная мощности, при 110 кВ — только активная. В цепях двухобмоточных трансформаторов измерение осуществляется со стороны низшего напряжения, в трехобмоточных — со стороны среднего и низшего напряжений.

Учет электроэнергии на промышленных предприятиях подразделяется на расчетный (коммерческий) и технический (контрольный).

*Расчетный учет электроэнергии* предназначен для учета выработанной, а также отпущенной потребителям электроэнергии для денежного расчета за нее. Устанавливаемые для этой цели приборы учета тесно связаны с применяемыми тарифами на электроэнергию.

Промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью менее 750 кВ·А рассчитываются за потребленную электроэнергию по одноставочному тарифу. В этом случае достаточно установки только расчетных счетчиков электрической энергии.

Двухставочный тариф, применяемый для промышленных предприятий с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше, состоит из платы за 1 кВт заявленной потребителем наибольшей активной мощности  $P_{\max}$ , участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы, и платы за 1 кВт·ч потребленной электроэнергии  $W$ . При этом плата за электроэнергию подсчитывается по выражению

$$\Pi_w = P_{\max} \cdot a + W \cdot b, \quad (4.35)$$

где  $a$  — плата за 1 кВт максимальной мощности (основная ставка тарифа);  $b$  — плата за 1 кВт·ч активной электроэнергии (дополнительная ставка тарифа).

Если в часы максимума энергосистемы фактическая мощность

потребителя превысит заявленную величину или снизится по вине электроснабжающей организации, то расчет за энергопотребление осуществляется по фактической нагрузке. В остальных случаях расчет проводится по заявленной максимальной мощности. Таким образом, при оплате полученной электроэнергии по двухставочному тарифу необходимы приборы учета, фиксирующие  $P_{\max}$  и  $W$ .

Весьма эффективной системой расчета за электропотребление является применение одноставочного тарифа на электроэнергию, дифференцированного по зонам суток (дням недели, сезонам года).

При зонном учете величина платы за потребленную электроэнергию рассчитывается по такой формуле:

$$\Pi_w = \sum_{i=1}^{n_y} W_i b_i, \quad (4.36)$$

где  $W_i$  и  $b_i$  — количество потребленной активной электроэнергии и ставка тарифа в  $i$ -й зоне учета;  $n_y$  — число зон учета.

Дифференцированные по зонам учета тарифы могут устанавливаться по дополнительной ставке двухставочного тарифа, умноженной на коэффициент, значение которого определяется электроснабжающей организацией. Например, для ночной зоны учета этот коэффициент может быть принят как 0,6; дневной — 1,15; пиковой — 2,05. Зонный учет электроэнергии требует применения на предприятиях многотарифных счетчиков.

Основные положения по организации и осуществлению расчетного учета на предприятиях заключаются в следующем [4]:

1. Расчетные счетчики активной и реактивной энергии рекомендуются устанавливать на границе раздела (по балансовой принадлежности) электроснабжающей организации и предприятия.
2. Счетчики реактивной энергии устанавливаются на тех же элементах схемы, что и счетчики активной электроэнергии.
3. Учет электроэнергии трехфазного тока должен осуществляться с помощью трехфазных счетчиков.
4. Если со стороны предприятия с согласия энергосистемы производится выдача реактивной электроэнергии в сеть энергосистемы, необходимо устанавливать два индукционных счетчика реактивной

электроэнергии со стопорами или электронный счетчик на два направления учета. В других случаях должен устанавливаться один индукционный счетчик со стопором или электронный счетчик на одно направление учета.

5. Счетчики активной электроэнергии должны иметь класс точности не ниже 2,0. Класс точности счетчика реактивной энергии выбирается на одну ступень ниже класса точности счетчика активной энергии.
6. Для предприятия, рассчитывающегося с электроснабжающей организацией по максимуму заявленной мощности, следует предусматривать установку счетчика с указанием максимума нагрузки при наличии одного пункта учета. При двух и более пунктах применяются автоматизированные системы учета электроэнергии.

*Технический учет* предназначен для контроля расхода электроэнергии внутри предприятия. На предприятиях следует предусматривать возможность установки стационарных или переносных счетчиков с целью контроля за соблюдением лимитов расхода электроэнергии цехами, технологическими линиями и энергоемкими агрегатами, а также для определения расхода электроэнергии на единицу продукции. Приборы технического учета находятся в ведении самих потребителей. На их установку и снятие не требуется разрешение электроснабжающей организации.

Для учета электроэнергии используются индукционные и электронные счетчики электроэнергии различных типов, информационно-измерительные системы и комплексы.

В табл. 4.3 приведены основные технические характеристики некоторых типов трехфазных электронных счетчиков, выпускаемых российскими предприятиями.

Электронные счетчики имеют стандартные телеметрические выходы. Это дает возможность использовать их в автоматизированных измерительных системах. Анализ табл. 4.3 показывает, что электронные счетчики удовлетворяют требованиям [4] и позволяют осуществлять коммерческий учет при любых видах тарифов на электроэнергию.

Таблица 4.3

**Основные технические характеристики  
электронных счетчиков**

Тип счетчика	Включение в сеть	Класс точности	Число направлений учета, шт.	Число тарифов, шт.	Измеряемые параметры
Счетчики активной электроэнергии					
ЦЭ 6822	Н	1; 2	1	3	$P; W$
ЦЭ 6823	Т	0,5; 1; 2	1; 2	3	$P; W$
ЦЭ 6803В	Н; Т	2,0	1	1; 2	$W$
ЦЭ 6805В	Н	0,5	1; 2	1	$W$
ЦЭ 6808В	Т	0,2	2	1	$W$
Ф 68 700В	Т	1,0	1; 2	1	$W$
Счетчики реактивной электроэнергии					
ЦЭ 6801	Н;Т	1,5	1	1	$V$
ЦЭ 6811	Т	1,0	1; 2	1	$V$

Примечание. Н — непосредственное включение; Т — включение через измерительные трансформаторы.

#### 4.9. АВТОМАТИЗАЦИЯ УЧЕТА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Большинство промышленных предприятий имеют два и более питающих ввода, на которых устанавливаются расчетные счетчики электроэнергии. Для определения совмещенной нагрузки в часы максимума энергосистемы необходимы специальные суммирующие устройства — так называемые *сумматоры*. Применяемые на промышленных предприятиях автоматизированные системы учета электроэнергии выполняют различные функции. С их помощью проводится контроль максимальной совмещенной нагрузки предприятия, вырабатываются предупредительные сигналы при появлении тенденции к превышению заявленного максимума нагрузки, выдаются команды на отключение потребителей-регуляторов при необходимости снижения мощности предприятия, измеряется расход электроэнергии по каждому вводу, суммируется потребляемая энергия нарастающим итогом, а также по установленным временным зонам, определяется расход электроэнергии за смену, сутки, расчетный период и т.д.

В качестве иллюстрации на рис. 4.6 показана упрощенная принципиальная схема автоматизации учета электроэнергии для предприятия, получающего питание по четырем вводам с помощью двух РП. На вводах установлены расчетные счетчики РП1 — РП4, являющиеся датчиками приращения энергии для вычислительного устройства (ВУ) системы учета (СУ). Информация об электропотреблении представляется в виде импульсов, вырабатываемых электронными счетчиками. Для использования в качестве датчиков обычных индукционных счетчиков в них встраиваются фотоэлектрические преобразователи, с помощью которых формируются импульсы.

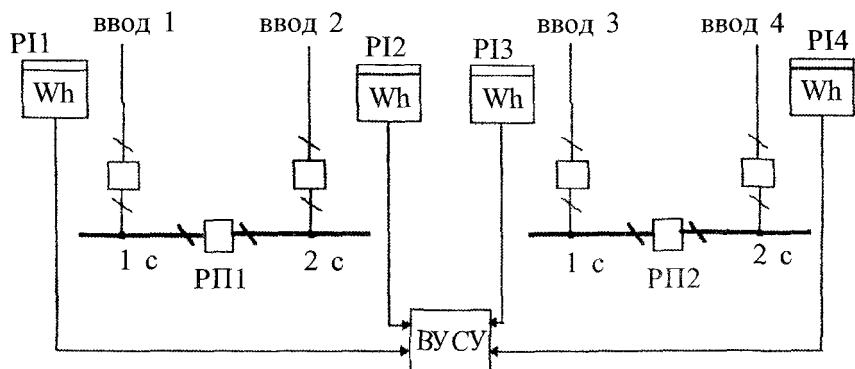


Рис. 4.6. Принципиальная схема автоматизации учета электроэнергии

От счетчиков к ВУ системы учета информация передается по специальным каналам связи, которыми являются двухпроводные линии. На выходе каналов частота импульсов прямо пропорциональна измеряемой мощности и энергии. Длина линии связи с датчиком не должна превышать 3 км. При большей удаленности счетчиков от ВУ системы учета, а также при объединении каналов учета в группы с целью расширения возможностей СУ применяются устройства сбора данных (УСД), выполненные на базе микропроцессоров. Одно УСД типа Е 441 может выполнять сбор информации от 16 импульсных датчиков и передачу ее по одной линии связи к ВУ на расстояние до 30 км. Некоторые системы учета допускают подключение к ПЭВМ. В этом случае иллюстративная схема построения автоматизированной системы учета электроэнергии имеет вид, приведен-

ный на рис. 4.7. В схеме для примера показано 48 пунктов учета. Современные системы позволяют автоматизировать учет практически для любого числа пунктов.

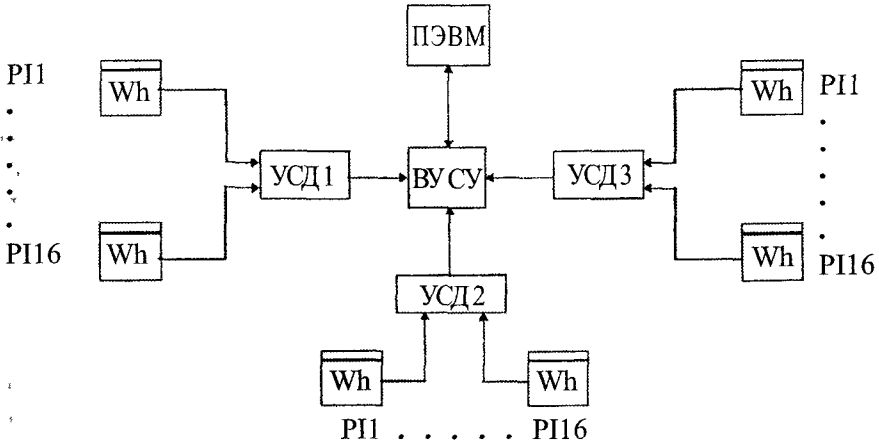


Рис. 4.7. Упрощенная структурная схема автоматизированной системы учета электроэнергии

В системах автоматизированного учета подсчет получаемых импульсов, представление их в значениях мощности и энергии, распределение измеренных параметров по тарифным зонам, организация текущего времени и даты, поддержка точности хода внутренних часов и другие функции выполняются аппаратурой и программным обеспечением микропроцессора ВУ.

Существует значительное количество типов приборов и систем учета, выпускаемых в разных странах. В проектах СЭС необходимо предусматривать установку только тех из них, которые прошли сертификацию в Беларуси. Дадим краткую техническую характеристику некоторых автоматизированных систем учета энергоресурсов, разработанных и производимых в Республике Беларусь.

**Преобразователь многоканальный программируемый микропроцессорный импульсных сигналов (сумматор) Е871** предназначен для автоматизации диспетчерского учета потребляемой электроэнергии, а также оперативного контроля электропотребления по сменам, суткам, зонам суток, месяцам и другим расчетным периодам на про-

мышленных предприятиях и в энергосистемах. Данное устройство обеспечивает прием импульсных сигналов от счетчиков-датчиков по 16 входным каналам, осуществляет учет электроэнергии по двух- или трехтарифным зонам, выдает сигналы о возможности превышения установленных лимитов электропотребления. Сумматор E871 может подключаться к внешним ПЭВМ и модемам, что позволяет поддерживать связь с системами учета энергии более высокого уровня.

**Система информационно-измерительная многоуровневого энергоконтроля (СИМЭК)** предназначена для построения иерархических сетей учета выработки, распределения и потребления электрической энергии в энергосистемах и СЭС энергоемких потребителей. СИМЭК позволяет организовать многоуровневую территориально распределенную сеть сбора информации об энергопотреблении. При этом возможна передача на верхний уровень любых параметров нижнего уровня. С верхнего уровня на нижний передаются лимиты мощности и энергии, границы временных зон, команды на отключение потребителей, ставки тарифов, значений времени. Система учета имеет широкие ретроспективные возможности, сохраняя данные по максимальным нагрузкам за последние 14 суток, получасовым расходам энергии по восьми группам за предыдущие 7 суток, по расходу энергии в целом и по четырем суточным зонам за расчетный период и др.

Система состоит из устройства обработки информации, к которому возможно подключение удаленных ПЭВМ, ЭВМ и видеотерминалов различных уровней систем учета и контроля, УСД, устройства отображения информации и пульта управления. СИМЭК позволяет обрабатывать до 256 импульсных каналов.

**Система энергоресурсоконтроля ЭРКОН** предназначена для организации учета энергии и ресурсов на промышленных предприятиях, в энергосистемах и жилищно-коммунальном хозяйстве. В систему входят счетчики-датчики, УСД, ВУ и ПЭВМ. На основе системы ЭРКОН возможно построение автоматизированных систем контроля и учета электропотребления более высоких уровней. Система ЭРКОН обеспечивает обработку поступающих в нее данных по 96 каналам. При этом допускается объединение каналов учета в группы общим количеством до 64. Задание групповых лимитов мощностей, зон суток для

каждого квартала, времени и даты, состава групп каналов учета и других данных может осуществляться с пульта ВУ, ПЭВМ или дистанционно по каналу связи.

Устройства системы ЭРКОН не требуют от потребителя обслуживания и имеют герметичное исполнение, а следовательно, защищены от воздействия окружающей среды. Указанные свойства системы способствуют ее применению в СЭС промышленных предприятий.

Из зарубежных средств автоматизированного дистанционного учета электроэнергии на промышленных предприятиях широкое распространение получили венгерские микропроцессорные программируемые системы типа ETS-M, ETS-μP и т.п. Эти системы имеют от 2 до 12 входных импульсных каналов и осуществляют примерно такие же функции, как и сумматор E871.

Эффективным техническим средством учета электроэнергии является многофункциональный электронный счетчик серии «Альфа», выпускаемый в России (г. Москва) по лицензии фирмы АББ (США). Счетчик типа «Альфа» предназначен для учета активной и реактивной энергии в цепях переменного тока, а также для применения в составе автоматизированных систем учета и контроля электроэнергии.

Счетчик позволяет измерять активную и реактивную энергию и мощность с классом точности 0,2 или 0,5, учитывать потребленную или выданную энергию по четырем тарифным зонам, измерять максимальную мощность нагрузки на расчетном интервале времени, фиксировать максимальную активную и реактивную мощности для каждой тарифной зоны, записывать и хранить в памяти счетчика данные графика нагрузки, автоматически контролировать нагрузку с возможностью ее отключения или сигнализации при достижении заданных значений, передавать результаты измерений на диспетчерский пункт по каналам связи, фиксировать перерывы в электроснабжении. Измеряемые величины и вспомогательные данные могут поочередно отображаться на дисплее счетчика, выполненного на жидких кристаллах.

Для реализации указанных функциональных возможностей счетчик «Альфа» имеет в своем составе измерительные датчики напряжения и тока, специализированный микропроцессор и дополнительные электронные платы, расширяющие его функции.

С целью унификации применения счетчик «Альфа» может быть изготовлен в следующих базовых модификациях:

- A1D — для измерения активной энергии и мощности без режима многотарифности;
- A1T — для измерения активной энергии и мощности в многотарифном режиме;
- A1R — обладает возможностью измерения в двух вариантах, устанавливаемых программным путем:
  - а) активной энергии и мощности в многотарифном режиме и суммарной реактивной энергии без режима многотарифности;
  - б) реактивной энергии и мощности в многотарифном режиме и суммарной активной энергии без режима многотарифности;
- A1K — идентичен базовой модели A1R, но проводится измерение полной мощности и энергии вместо реактивной.

Все модификации имеют класс точности 0,2, на что указывает цифра 1. При классе точности 0,5 в обозначении типа вместо цифры 1 ставится цифра 2.

Возможности счетчика в базовом исполнении A1T, A1R и A1K могут быть расширены путем подключения дополнительных электронных плат. При этом к основному типу счетчика добавляются буквы, имеющие такой смысл:

- A — измерение энергии и мощности в двух направлениях;
- L — запись и хранение измеренных данных (графика электрической нагрузки).

Базовые типы счетчиков могут быть модифицированы в следующие типы: A1T-L, A1R-AL, A1K-L, A1K-A, A1K-AL.

Целесообразность использования счетчиков «Альфа» в энергосистемах и СЭС промышленных предприятий обусловливается повышением точности измерений, возможностью перехода на расчет за потребленную электроэнергию по дифференцированным тарифам, уменьшением общего количества устанавливаемых счетчиков, так как один счетчик типа A1R-A или A1R-AL, измеряющий активную и реактивную энергию в двух направлениях, заменяет четыре обычных счетчика. Опыт применения счетчиков «Альфа» в России, Беларуси и других странах подтверждает их высокие эксплуатационные свойства.

## 5. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

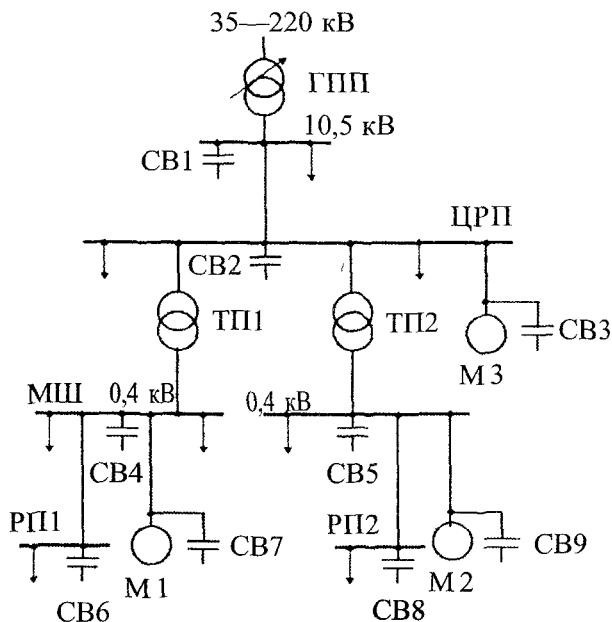
### 5.1 СРЕДСТВА И СПОСОБЫ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Элементы СЭС и электроприемники переменного тока, обладающие индуктивностью (электродвигатели, трансформаторы, преобразователи, токопроводы, линии электропередачи т.д.), потребляют наряду с активной и реактивную мощность, необходимую для создания электромагнитного поля. Ее передача по электрическим сетям снижает пропускную способность линий и трансформаторов по активной мощности и вызывает дополнительные потери активной мощности и напряжения. Поэтому при проектировании СЭС стремятся снизить потребляемую предприятием реактивную мощность до оптимального значения. С этой целью осуществляется компенсация, под которой понимается установка местных источников реактивной мощности, благодаря чему повышается пропускная способность элементов СЭС, снижаются потери мощности и энергии, повышаются уровни напряжения.

Основными средствами компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях являются конденсаторные установки (КУ) и высоковольтные синхронные двигатели. Согласно [4], КУ — электроустановка, состоящая из одного или нескольких конденсаторов, одной или нескольких конденсаторных батарей, относящегося к ним вспомогательного электрооборудования и ошиновки. Конденсаторная батарея представляет собой группу единичных конденсаторов, электрически связанных между собой. На промышленных предприятиях применяются батареи напряжением до 1 кВ и 6,3—10,5 кВ.

Компенсация реактивной мощности с использованием конденсаторов может быть индивидуальной, групповой или централизованной. Выбор мест размещения КУ тесно связан с принятым способом компенсации. При этом необходимо учитывать два взаимно противоречащих фактора: степень разгрузки элементов СЭС от реактивной мощности и степень использования КУ с учетом удельной стоимости.

На рис. 5.1 показаны возможные места присоединения КУ в СЭС промышленного предприятия. Очевидно, что при размещении высоковольтных конденсаторов на шинах ГПП (СВ1) и ЦРП (СВ2) КУ исполь-



СВ3, СВ7, СВ9 — индивидуальная компенсация;  
 СВ4, СВ6, СВ8 — групповая компенсация;  
 СВ1, СВ2, СВ5 — централизованная компенсация

Рис. 5.1. Места присоединения КУ в СЭС

зуются весьма эффективно, и удельная стоимость их будет минимальной. Однако при этом от реактивной мощности разгружаются только вышестоящие звенья СЭС. Следовательно, непосредственно для предприятия такая компенсация дает незначительный эффект, так как потери во внутризаводской сети не снижаются, сечения проводников и мощности цеховых трансформаторов не могут быть уменьшены. Более эффективна централизованная компенсация на напряжении до 1 кВ (см. рис.5.1; СВ5), при которой разгружаются цеховые трансформаторы, распределительные и питающие линии 10 кВ, трансформаторы ГПП.

Индивидуальная компенсация реактивной мощности электроприемников (см. рис. 5.1; СВ3, СВ7, СВ9) обеспечивает более высокую степень разгрузки всех элементов СЭС и оптимальное регулирование генериру-

емой мощности, но при этом увеличиваются общие и удельные затраты на компенсацию, так как снижается степень использования КУ и увеличивается установленная мощность конденсаторов предприятия. Поэтому индивидуальная компенсация может применяться для крупных электроприемников с низким коэффициентом мощности и большим числом часов работы в год. Например, согласно [4], электротермические установки с единичной мощностью 400 кВт и более, имеющие  $\cos\varphi < 0,98$ , должны комплектоваться индивидуальными КУ, если технико-экономически не доказано преимущество групповой компенсации.

Наиболее эффективной является групповая компенсация, при которой КУ присоединяются в определенных точках к МШ и к цеховым РП (см. рис.5.1; СВ4, СВ6, СВ8). В этом случае от реактивных токов не разгружается только распределительная сеть до электроприемников, но значительно увеличивается степень использования КУ.

Широкое применение для компенсации КУ объясняется их экономичностью. При проектировании СЭС следует учитывать и недостатки КУ: зависимость генерируемой реактивной мощности от квадрата напряжения, сложность регулирования величины мощности, недостаточная электрическая прочность при КЗ и перенапряжениях, пожароопасность, наличие остаточного заряда после отключения, что вызывает необходимость применения специальных разрядных устройств.

Для компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях, как правило, применяются комплектные КУ. В табл. 5.1 приведены технические характеристики комплектных КУ типа УКМ58, имеющие  $U_{ном} = 0,4$  кВ и предназначенные для компенсации реактивной мощности нагрузок потребителей в сетях общего назначения напряжением 0,38 кВ.

Конденсаторные установки УКМ58 имеют ступенчатое регулирование мощности и встроенные разрядные резисторы. Включение и отключение ступеней регулирования осуществляется магнитными пускателями. Установки оснащены регуляторами и могут работать в режиме автоматического и ручного управления. Предусмотрено автоматическое отключение конденсаторов с помощью теплового реле при перегрузке их по току из-за повышения напряжения и высших гармоник. Защита от токов КЗ осуществляется плавкими предохранителями.

Таблица 5.1

**Основные технические характеристики КУ типа УКМ58**

Тип КУ	Номинальная мощность, квар	Мощность ступени, квар	Число ступеней, шт.
УКМ58-0,4-100-33 <sup>1</sup> / <sub>3</sub> УЗ	100	33 <sup>1</sup> / <sub>3</sub>	3
УКМ58-0,4-200-33 <sup>1</sup> / <sub>3</sub> УЗ	200	33 <sup>1</sup> / <sub>3</sub>	6
УКМ58-0,4-268-67УЗ	268	67	4
УКМ58-0,4-402-67УЗ	402	67	6
УКМ58-0,4-536-67УЗ	536	67	8

Кроме УКМ58, на предприятиях могут применяться также и другие КУ напряжением до 1 кВ, 6,3 и 10,5 кВ [10].

Синхронные двигатели (СД), применяемые на предприятиях для привода технологических агрегатов, способны отдавать в сеть реактивную мощность в режиме перевозбуждения и потреблять ее из сети в режиме недовозбуждения. Выпускаемые промышленностью синхронные двигатели способны генерировать в сеть реактивную мощность при полезной нагрузке на валу, допускают форсировку возбуждения, обеспечивают плавное регулирование реактивной мощности в широком диапазоне, меньше зависят от колебания напряжения, чем КУ, повышают устойчивость СЭС.

При генерировании реактивной мощности в двигателе имеют место дополнительные потери активной мощности. Эти потери определяют экономически целесообразную загрузку синхронного двигателя по реактивной мощности. Тихоходные двигатели характеризуются относительно большими дополнительными потерями, что может ограничивать их применение как источника реактивной мощности. Двигатели, которые не используются для компенсации реактивной мощности, должны работать с  $\cos \varphi = 1$ , т.е. являться только активной нагрузкой, что следует учитывать при определении электрических нагрузок предприятия.

## 5.2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО РАСЧЕТУ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Выбор средств компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий с присоединенной мощностью 750 кВ·А и более осуществляется в соответствии с РТМ 36.18.32.6—92 «Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий» [28]. В качестве источников реактивной мощности на промышленных предприятиях используются в первую очередь батареи статических конденсаторов напряжением до 1 кВ и синхронные электродвигатели напряжением 6—10 кВ. Учитывается также реактивная мощность, которую целесообразно получать из энергосистемы. Конденсаторные установки на напряжении выше 1 кВ при соответствующем обосновании могут применяться лишь на предприятиях с непрерывным режимом работы. Ограничение применения батарей высоковольтных конденсаторов (БВК) объясняется трудностями осуществления частой коммутации емкостных нагрузок.

При расчете компенсации реактивной мощности синхронные двигатели 6—10 кВ делятся на две группы. В первую входят наиболее экономичные двигатели, имеющие единичную мощность  $P_{д.н} > 2500$  кВт или частоту вращения ротора  $n > 1000$  мин<sup>-1</sup>. Располагаемая реактивная мощность  $Q_{д.р}$  таких двигателей используется полностью без выполнения обосновывающих расчетов. Под располагаемой мощностью понимается максимальная реактивная мощность двигателя, генерируемая при номинальном токе возбуждения и номинальном напряжении статора, с учетом того, что двигатель имеет нагрузку по активной мощности меньше номинальной. Так как синхронные двигатели, как правило, имеют загрузку по активной мощности меньше 85 %, то располагаемая мощность может быть принята на 20 % больше номинальной реактивной мощности двигателя  $Q_{д.н}$ . Отметим, что генерируемая такими двигателями суммарная величина  $Q_{д.н}$  должна быть учтена при определении расчетных нагрузок предприятия.

Во вторую группу входят синхронные двигатели, имеющие  $P_{д.н} \leq 2500$  кВт и  $n \leq 1000$  мин<sup>-1</sup>. Использование двигателей этой груп-

пы для компенсации реактивной мощности требует технико-экономического обоснования.

Расчет компенсации реактивной мощности выполняется в несколько этапов. Первоначально предприятие, состоящее из совокупности отдельных зданий, может быть разбито на несколько технологически концентрированных групп цеховых трансформаторов одинаковой единичной мощности. В пределах каждой группы все трансформаторы должны иметь одинаковый коэффициент загрузки и один вид компенсирующих устройств, которые предполагается использовать. Предварительно необходимо определить расчетные нагрузки трансформаторов, учитывая предельные возможности передачи мощности по линиям до 1 кВ.

Для каждой группы трансформаторов принимается единичная номинальная мощность и коэффициент загрузки, после чего определяется минимальное число трансформаторов. Затем выполняется расчет установленной мощности батарей низковольтных конденсаторов (БНК) в сетях до 1 кВ каждого цехового трансформатора, а также для предприятия в целом. После этого уточняются активная и реактивная нагрузки предприятия с учетом потерь мощности в трансформаторах и вычисляется экономическое значение реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы.

На следующем этапе расчета определяется реактивная мощность, которую целесообразно получить от синхронных двигателей 6—10 кВ.

Анализ баланса реактивной мощности на границе раздела предприятия и энергосистемы определяет дальнейший порядок расчетов. Если реактивной мощности, поступающей из энергосистемы, а также от БНК и синхронных двигателей 6—10 кВ, не хватает для покрытия реактивных нагрузок потребителя, то выявляется целесообразность более полного использования реактивной мощности синхронных двигателей, имеющих  $P_{\text{дн}} \leq 2500$  кВт и  $n \leq 1000$  мин<sup>-1</sup>, когда их располагаемая мощность полностью не использована на предыдущих этапах расчета. В том случае, когда и дополнительная реактивная мощность двигателей 6—10 кВ не обеспечивает баланса мощности, для 1-, 2-, и 3-сменных предприятий рассматривается целесообразность дополнительной установки БНК, а для предприятий с непрерывным

режимом работы — БВК. При нецелесообразности дополнительной установки БНК или БВК недостающую реактивную мощность получают из энергосистемы.

При выполнении технико-экономических расчетов в качестве базовых принимаются стоимостные показатели, установленные для Беларуси преysкурantom № 09-01 "Тарифы на электрическую и тепловую энергию», введенным в действие с 1.01.91 г.

Более подробно выбор средств компенсации реактивной мощности рассматривается ниже.

### 5.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ БАТАРЕЙ КОНДЕНСАТОРОВ, УСТАНОВЛИВАЕМЫХ В СЕТИ ДО 1 кВ

Для каждой группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности определяется минимальное их число, необходимое для питания расчетной активной нагрузки, по выражению

$$N_{\text{тmin}} = \frac{P_{\text{рн}}}{\beta_{\text{т}} S_{\text{т}}}, \quad (5.1)$$

где  $P_{\text{рн}}$  — расчетная активная нагрузка до 1 кВ данной группы трансформаторов;  $\beta_{\text{т}}$  — коэффициент загрузки трансформаторов, определяемый в зависимости от категории электроприемников по надежности электроснабжения;  $S_{\text{т}}$  — номинальная мощность трансформаторов, принимаемая в зависимости от удельной плотности нагрузки.

Полученная по выражению (5.1) величина округляется до ближайшего большего целого числа.

Наибольшее значение реактивной мощности, которое может быть передано через трансформаторы в сеть до 1 кВ при принятом коэффициенте загрузки трансформаторов  $\beta_{\text{т}}$ , определяется по следующим выражениям:

$$Q_{\text{т}} = \sqrt{(1,1 S_{\text{т}} \beta_{\text{т}} N_{\text{тmin}})^2 - P_{\text{рн}}^2} \quad (5.2)$$

для масляных трансформаторов и

$$Q_{\text{т}} = \sqrt{(1,05 S_{\text{т}} \beta_{\text{т}} N_{\text{тmin}})^2 - P_{\text{рн}}^2} \quad (5.3)$$

для сухих трансформаторов.

Суммарная мощность БНК по критерию выбора минимального числа трансформаторов

$$Q_{\text{НК1}} = Q_{\text{рн}} - Q_{\text{т}}, \quad (5.4)$$

где  $Q_{\text{рн}}$  — расчетная реактивная нагрузка до 1 кВ рассматриваемой группы трансформаторов.

Если  $Q_{\text{НК1}} < 0$ , то следует принять  $Q_{\text{НК1}} = 0$ .

Величина  $Q_{\text{НК1}}$  распределяется между цеховыми трансформаторами прямо пропорционально их реактивным нагрузкам. Затем выбирают стандартные номинальные мощности БНК для сети до 1 кВ каждого трансформатора.

**Пример 5.1.** Определите мощность БНК для кузнечного цеха, имеющего нагрузки  $P_{\text{рн}} = 5400$  кВт и  $Q_{\text{рн}} = 5510$  квар. С учетом удельной плотности нагрузки единичная мощность масляных трансформаторов  $S_{\text{т}} = 1600$  кВ·А, коэффициент загрузки  $\beta_{\text{т}} = 0,9$ .

**Решение.** Определяем по выражению (5.1) минимальное число цеховых трансформаторов:

$$N_{\text{т min}} = \frac{5400}{0,9 \cdot 1600} = 3,8; \quad N_{\text{т min}} = 4.$$

Наибольшая реактивная мощность, которая может быть передана через трансформаторы в сеть до 1 кВ, по выражению (5.2)

$$Q_{\text{т}} = \sqrt{(1,1 \cdot 1600 \cdot 0,9 \cdot 4)^2 - 5400^2} = 3314 \text{ квар.}$$

Суммарная мощность БНК по формуле (5.4)

$$Q_{\text{НК1}} = 5510 - 3314 = 2196 \text{ квар.}$$

Мощность БНК, приходящаяся на один трансформатор, определяется как

$$Q_{\text{НК}} = \frac{Q_{\text{НК1}}}{N_{\text{т min}}}; \quad Q_{\text{НК}} = \frac{2196}{4} = 549 \text{ квар.}$$

По табл. 5.1 принимаем ближайшую типовую мощность БНК  $Q_{\text{НКф}} = 536$  квар. Типономинал установки — УКМ58-0,4-536-67УЗ (67 — мощность ступени, квар).

Суммарная установленная мощность БНК кузнечного цеха

$$Q_{\text{НКф1}} = 4 \cdot 536 = 2144 \text{ квар.}$$

#### 5.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ГЕНЕРИРУЕМОЙ СИНХРОННЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ

Каждая группа высоковольтных синхронных двигателей в зависимости от номинальной мощности и частоты вращения ротора рассматривается индивидуально в целях использования их для компенсации реактивной мощности. Располагаемая реактивная мощность синхронных двигателей, имеющих  $P_{дн} > 2500$  кВт или  $n > 1000$  мин<sup>-1</sup> (независимо от величины  $P_{дн}$ ), используется для компенсации реактивной мощности во всех случаях без обосновывающих расчетов.

Величина реактивной мощности, генерируемой этими группами синхронных двигателей,

$$Q_{д1} = \sum (Q_{дp} - Q_{дн}) \approx 0,2 Q_{дн}. \quad (5.5)$$

Использование для компенсации реактивной мощности синхронных двигателей, имеющих  $P_{дн} \leq 2500$  кВт и  $n \leq 1000$  мин<sup>-1</sup>, должно быть технико-экономически обосновано. Для этого необходимо найти соотношение удельной стоимости потребления реактивной мощности и энергии из энергосистемы, не превышающего экономического значения, и удельной стоимости потерь активной мощности при генерировании реактивной мощности в синхронных двигателях и конденсаторных установках.

Удельная стоимость экономического потребления реактивной мощности и энергии при наличии на предприятии приборов учета максимальной реактивной мощности вычисляется по выражению

$$C_{Q_0} = (c_1 + d_1 T_{мQ_0} \cdot 10^{-2}) 1,6 k_1, \quad (5.6)$$

а при отсутствии таких приборов по выражению

$$C_{Q_0} = d_1 T_{мQ_0} \cdot 10^{-2} \cdot 1,6 k_1, \quad (5.7)$$

где  $c_1$  — плата за 1 квар потребляемой реактивной мощности,  $c_1 = 1,2$  руб/(квар·год);  $d_1$  — плата за 1 квар·ч потребляемой реактивной энергии, принимаемая равной 0,03 коп/квар·ч при расчетах по выражению (5.6) и 0,08 коп/квар·ч — по выражению (5.7);  $T_{мQ_0}$  — годовое число часов использования максимальной реактивной

мощности при потреблении, не превышающем экономическое значение;  $k_1$  — коэффициент, отражающий изменение цен на конденсаторные установки.

Величина  $k_1$  может быть принята равной коэффициенту увеличения ставки двухставочного тарифа на электроэнергию  $k_n$  (по сравнению со значениями  $a = 60$  руб/(кВт·год) и  $b = 1,8$  коп/кВт·ч, установленными для Беларуси преysкурантом № 09-01, введенным в действие с 1.01.91г), который определяется по формуле

$$k_w = \frac{ak_{w_1} + bT_{\max} \cdot 10^{-2} k_{w_2}}{a + bT_{\max} \cdot 10^{-2}}, \quad (5.8)$$

где  $k_{w_1}$  и  $k_{w_2}$  — коэффициенты увеличения основной и дополнительной ставок тарифа на электроэнергию (определяются делением действующих ставок тарифа на 60 и  $1,8 \cdot 10^{-2}$  соответственно);  $T_{\max}$  — число часов использования максимальной нагрузки предприятия.

Величина  $T_{мQ}$  определяется в зависимости от соотношения степени компенсации  $\psi$  и отношения натуральной минимальной нагрузки к максимальной натуральной нагрузке  $K_m$  по следующим выражениям:

$$\text{при } \psi \leq K_m: \quad T_{мQ} = \frac{T_1(K_m - 2\psi + 1)}{2(1 - \psi)}, \quad (5.9)$$

$$\text{при } \psi > K_m: \quad T_{мQ} = \frac{T_1(1 - \psi)}{2(1 - K_m)}, \quad (5.10)$$

где  $T_1$  — годовогой фонд рабочего времени.

Величина  $\psi$  может быть принята для подстанций с первичным напряжением 35, 110, 220, 500 кВ равной соответственно 0,7; 0,6; 0,5; 0,25, а при питании от шин генераторного напряжения — 0,25.

Значение  $K_m$  принимается для 1-, 2-, 3-сменной и непрерывной работы (НР) равным соответственно 0,9; 0,8; 0,7; 0,8.

Время включения  $T_1$  для 1-, 2-, 3-сменной и непрерывной работы соответственно равно 2000, 4000, 6000, 8500 ч.

Величины  $T_{мQ}$  для указанных выше значений  $T_1$ ,  $K_m$  и  $\psi$  приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

**Годовое число использования максимальной реактивной мощности при потреблении, не превышающем экономическое значение**

Число смен	$T_r$ , ч	$K_m$	$T_{м\phi}$ , ч, при значениях $\psi$			
			0,25	0,5	0,6	0,7
1	2000	0,9	1867	1800	1750	1667
2	4000	0,8	3467	3200	3000	2667
3	6000	0,7	4800	4200	3750	3000
НР	8500	0,8	7367	6800	6375	5667

Удельная стоимость потерь активной мощности в СД и компенсирующих устройствах

$$C_{p,r} = a \cdot k_{w_1} + b T_r \cdot 10^{-2} \cdot k_{w_2}. \quad (5.11)$$

Целесообразность использования СД для компенсации при одновременном потреблении реактивной мощности из энергосистемы, не превышающем экономическое значение, определяется соотношением

$$R = \frac{C_{\phi}}{C_{p,r}}. \quad (5.12)$$

Используя  $R$ , по специальным таблицам находят оптимальные коэффициенты загрузки синхронных двигателей по реактивной мощности  $\alpha$ . Например, в табл.5.3 для  $\alpha = 0,2; 0,6; 1; 1,2$  приведены минимальные значения  $R$ , при которых применение реактивной мощности синхронных двигателей 10 кВ экономически целесообразно по сравнению с потреблением из энергосистемы. При значении  $R$ , находящемся в интервале между приведенными в табл. 5.3 значениями, величина  $\alpha$  определяется линейной интерполяцией. При значении  $R$ , менее указанного в табл. 5.3 для  $\alpha = 0,2$ , использование генерируемой двигателями реактивной мощности экономически не целесообразно. Как видно из табл.5.3, синхронные двигатели 10 кВ с  $P_{дн} < 1250$  кВт для компенсации реактивной мощности не применяются.

Суммарная величина реактивной мощности, генерируемая син-

хронными двигателями, имеющими  $P_{д.н} \leq 2500$  кВт и  $n \leq 1000$  мин<sup>-1</sup>, определяется как

$$Q_{д2} = \sum \alpha Q_{д.н}. \quad (5.13)$$

Реактивная мощность синхронных двигателей, которую экономически целесообразно использовать для компенсации при одновременном оптимальном потреблении реактивной мощности из энергосистемы, вычисляется по выражению

$$Q'_{с.д} = Q_{д1} + Q_{д2}. \quad (5.14)$$

Отметим, что синхронные двигатели, которые не целесообразно применять для компенсации реактивной мощности, должны работать с  $\cos \varphi = 1$ .

**Пример 5.2.** Химический комбинат получает питание от понижающей подстанции 220/10,5 кВ. В технологическом процессе используются следующие группы синхронных двигателей 10 кВ:

- 1) 6 двигателей по 630 кВт,  $n = 500$  мин<sup>-1</sup>;
- 2) 4 двигателя по 800 кВт,  $n = 1500$  мин<sup>-1</sup>;
- 3) 4 двигателя по 1250 кВт,  $n = 500$  мин<sup>-1</sup>;
- 4) 2 двигателя по 3200 кВт,  $n = 750$  мин<sup>-1</sup>.

Все синхронные двигатели имеют  $\cos \varphi_{ном} = 0.9$ ;  $\operatorname{tg} \varphi_{ном} = 0.48$ .

Комбинат работает в непрерывном режиме. Время использования максимальной нагрузки  $T_{max} = 6200$  ч. На предприятии установлены приборы учета максимальных нагрузок. Расчет за электроэнергию осуществляется по двухставочному тарифу. Основная ставка тарифа  $a = 1\,165\,000$  руб/(кВт·год), дополнительная —  $b = 880$  руб/кВт·ч.

Определите величину реактивной мощности, которую экономически целесообразно получать от синхронных двигателей 10 кВ.

**Решение.** Так как в табл. 5.3 отсутствуют двигатели мощностью 630 кВт, то их не целесообразно применять для компенсации реактивной мощности. Эти двигатели должны работать с  $\cos \varphi = 1$ .

Наиболее экономичными являются двигатели мощностью 800 кВт ( $n > 1000$  мин<sup>-1</sup>) и 3200 кВт ( $P_{д.н} > 2500$  кВт). С учетом того, что  $Q_{д.н} = P_{д.н} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ном}$ , величину реактивной мощности, генерируемой данными электродвигателями, определяем по формуле (5.5)

$$Q_{д1} = 0.2 (4 \cdot 800 \cdot 0.48 + 2 \cdot 3200 \cdot 0.48) = 922 \text{ квар.}$$

Таблица 5.3

## Синхронные электродвигатели 10 кВ

$n$ , мин <sup>-1</sup>	$\alpha$	Минимальное значение $R$ при $P_{дн}$ , кВт			
		1250	1600	2000	2500
250	0,2	0,016	—	—	—
	0,6	0,025	—	—	—
	1,0	0,03	0,02	—	—
	1,2	0,035	0,025	0,02	—
300	0,2	0,015	0,015	—	—
	0,6	0,025	0,025	0,02	—
	1,0	0,03	0,03	0,025	0,02
	1,2	0,035	0,035	0,03	0,023
375	0,2	0,015	—	—	—
	0,6	0,025	0,02	0,02	0,02
	1,0	0,03	0,027	0,025	0,022
	1,2	0,035	0,03	0,028	0,025
500	0,2	0,015	—	—	—
	0,6	0,025	0,02	—	—
	1,0	0,03	0,027	0,02	—
	1,2	0,035	0,03	0,022	0,02
600	0,2	—	—	—	—
	0,6	—	—	—	—
	1,0	0,02	0,02	0,02	—
	1,2	0,025	0,025	0,022	0,02
750	0,2	—	—	—	—
	0,6	—	—	—	—
	1,0	0,02	0,02	0,02	—
	1,2	0,025	0,25	0,022	0,02
1000	0,2	—	—	—	—
	0,6	0,017	—	—	—
	1,0	0,022	0,02	—	—
	1,2	0,025	0,022	0,018	—

Находим коэффициенты увеличения ставок тарифа на электроэнергию по выражению (5.8)

$$k_{w_1} = \frac{1\,165\,000}{60} = 19\,417; \quad k_{w_2} = \frac{880}{1,8 \cdot 10^{-2}} = 48\,889;$$

$$k_w = \frac{60 \cdot 19\,417 + 1,8 \cdot 6\,200 \cdot 10^{-2} \cdot 48\,889}{60 + 1,8 \cdot 6\,200 \cdot 10^{-2}} = 38\,584.$$

Для предприятия с непрерывной работой  $K_m = 0,8$ . При высшем напряжении понижающей подстанции 220 кВ степень компенсации  $\psi = 0,5$ . Тогда по табл. 5.2 определяем  $T_{mQ} = 6800$  ч.

По выражению (5.6), приняв  $k_1 = k_w$ , вычисляем удельную стоимость экономического потребления реактивной мощности из энергосистемы

$$C_{Q_3} = (1,2 + 0,03 \cdot 6800 \cdot 10^{-2}) \cdot 1,6 \cdot 38\,584 = 200\,020 \text{ руб/квар.}$$

Удельную стоимость потерь активной мощности в синхронных двигателях при непрерывном режиме работы ( $T_r = 8500$  ч) определяем по выражению (5.11):

$$C_{p_r} = 60 \cdot 19\,417 + 1,8 \cdot 8500 \cdot 10^{-2} \cdot 48\,889 = 8\,645\,037 \text{ руб/кВт.}$$

Соотношение удельных стоимостей  $C_{Q_3}$  и  $C_{p_r}$

$$R = \frac{200\,020}{8\,645\,037} = 0,023.$$

По табл. 5.3 для  $R = 0,023$  путем линейной интерполяции (см. пример 4.1) для двигателя мощностью 1250 кВт и  $n = 500 \text{ мин}^{-1}$  находим значение коэффициента загрузки по реактивной мощности:

$$\alpha = 0,2 + \frac{0,023 - 0,015}{0,025 - 0,015} (0,6 - 0,2) = 0,52.$$

Реактивная мощность, генерируемая четырьмя двигателями с  $P_{дн} = 1250$  кВт, вычисляется по выражению (5.13)

$$Q_{д_2} = 0,52 \cdot 4 \cdot 1250 \cdot 0,48 = 1248 \text{ квар.}$$

Суммарную реактивную мощность, которую экономически целесообразно получать от синхронных двигателей комбината, определяем как

$$Q'_{сд} = 922 + 1248 = 2170 \text{ квар.}$$

### 5.5. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЗНАЧЕНИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПОТРЕБЛЯЕМОЙ ИЗ СЕТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Экономически целесообразное значение реактивной мощности, потребляемой предприятием в часы больших нагрузок из сети энергосистемы, определяется по выражению

$$Q_p = \bar{P}_p \operatorname{tg} \varphi_p, \quad (5.15)$$

где  $\bar{P}_p$  — математическое ожидание расчетной активной нагрузки потребителя на границе балансового разграничения с энергосистемой;  $\operatorname{tg} \varphi_p$  — максимальное значение экономического коэффициента реактивной мощности, определяемого оптимизационным ( $\operatorname{tg} \varphi_{\text{оп}}$ ) или нормативным ( $\operatorname{tg} \varphi_{\text{н}}$ ) методами.

Математическое ожидание расчетной активной и реактивной нагрузок потребителя

$$\bar{P}_p = k_0 P_p, \quad (5.16)$$

$$\bar{Q}_p = k_0 Q_p, \quad (5.17)$$

где  $P_p$  и  $Q_p$  — расчетная активная и реактивная мощность предприятия (с учетом потерь в трансформаторах);  $k_0$  — коэффициент приведения расчетной нагрузки к математическому ожиданию,  $k_0 = 0,9$ .

В расчетах компенсации, как правило, определяется нормативное значение экономического коэффициента реактивной мощности по выражению

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{н}} = \frac{240 \operatorname{tg} \varphi_6 K_1}{a d_{\text{max}} + 50 b}, \quad (5.18)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_6$  — базовый коэффициент реактивной мощности, принимаемый равным 0,25; 0,3 и 0,4 для сетей 6—20 кВ, присоединенных к шинам подстанций с высшим напряжением соответственно 35, 110 и 220—330 кВ;  $a$  — основная ставка действующего тарифа на активную мощность, руб/(кВт·год);  $d_{\text{max}}$  — отношение потребления энергии в квартале максимальной нагрузки энергосистемы к потреблению в квартале максимальной нагрузки предприятия (при отсутствии таких сведений принимают  $d_{\text{max}} = 1$ );  $b$  — дополнительная ставка действующего тарифа на активную электроэнергию, коп/кВт·ч.

Если в результате расчета по формуле (5.18) окажется, что

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{н}} > 0,6$ , его значение принимают равным 0,6. Для шин 6—20 кВ понизительных подстанций с высшим напряжением 500 кВ и выше и шин генераторного напряжения  $\operatorname{tg} \varphi_{\text{н}} = 0,6$ . Для потребителей, питающихся от сети до 1 кВ энергоснабжающей организации, принимается  $\operatorname{tg} \varphi_{\text{н}} = 0,15$ .

**Пример 5.3.** Определите экономическое значение реактивной мощности, потребляемой в часы максимальных нагрузок из сети энергосистемы, для приборостроительного завода, питающегося от понижающей подстанции 110/10,5 кВ. Расчетная активная нагрузка завода с учетом потерь мощности в цеховых трансформаторах  $P_{\text{р}} = 10500$  кВт,  $T_{\text{max}} = 3200$  ч. Основная ставка тарифа на электроэнергию  $a = 1165000$  руб/(кВт·год), дополнительная  $b = 880$  руб/кВт·ч.

**Решение.** Коэффициенты увеличения ставок тарифа на электроэнергию определены в примере 5.2:  $k_{w_1} = 19417$ ,  $k_{w_2} = 48889$ .

Значение коэффициента  $k_1$ , учитывающего изменение цены на КУ, принимаем равным  $k_w$ , определяемому по формуле (5.8):

$$k_1 = k_w = \frac{60 \cdot 19417 + 1,8 \cdot 3200 \cdot 10^{-2} \cdot 48889}{60 + 1,8 \cdot 3200 \cdot 10^{-2}} = 33852.$$

Так как сведений о потреблении электроэнергии заводом в кварталах максимальных нагрузок энергосистемы и предприятия не имеется, то принимаем  $d_{\text{max}} = 1$ . Для сети 10 кВ, присоединенной к шинам подстанций с высшим напряжением 110 кВ, базовый коэффициент реактивной мощности  $\operatorname{tg} \varphi_6 = 0,3$ . В этом случае максимальное значение экономического коэффициента реактивной мощности определяется по выражению (5.18)

$$\operatorname{tg} \varphi_3 = \frac{240 \cdot 0,3 \cdot 33852}{1165000 + 50 \cdot 880 \cdot 100} = 0,44.$$

Вычисляем по формуле (5.16) математическое ожидание расчетной активной нагрузки завода:

$$\bar{P}_{\text{р}} = 0,9 \cdot 10500 = 9450 \text{ кВт.}$$

Экономически целесообразное значение реактивной мощности, потребляемой в часы максимальных нагрузок из сети энергосистемы, определяется по выражению (5.15)

$$Q_3 = 9450 \cdot 0,44 = 4158 \text{ квар.}$$

## 5.6 АНАЛИЗ БАЛАНСА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ГРАНИЦЕ РАЗДЕЛА СЕТИ ПОТРЕБИТЕЛЯ И ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

После определения  $Q_{\text{нкл}}$ ,  $Q'_{\text{сд}}$  и  $Q$ , вычисляется величина

$$\Delta Q' = \bar{Q}_p - Q_{\text{нкл}} - Q'_{\text{сд}} - Q. \quad (5.19)$$

Если  $\Delta Q' < 0$ , то рекомендуется уменьшить  $Q$ , до обеспечения условия  $\Delta Q' = 0$ . На этом расчет компенсации заканчивается.

При установке в узле нагрузки большого числа синхронных двигателей, генерирующих реактивную мощность, численно превосходящую расчетную реактивную нагрузку остальных электроприемников,

$$\bar{Q}_p - Q_{\text{нкл}} - Q'_{\text{сд}} \leq 0. \quad (5.20)$$

В этом случае в целях ограничения выдачи реактивной мощности в сеть энергосистемы рекомендуется предусмотреть работу синхронных двигателей со значением  $\cos \varphi$ , близким к 1. Технический предел генерирования реактивной мощности в сеть энергосистемы в часы малых нагрузок определяется при  $\text{tg} \varphi_r = 0,1$ .

При  $\Delta Q' > 0$  должна быть рассмотрена возможность получения недостающей реактивной мощности следующими способами:

- 1) дополнительным генерированием реактивной мощности синхронными двигателями мощностью до 2500 кВт и  $n \leq 1000 \text{ мин}^{-1}$ , если их располагаемая реактивная мощность не использована полностью при определении  $Q_{\text{д}_2}$  ( $\alpha < 1,2$ );
- 2) дополнительной установкой БНК (сверх  $Q_{\text{нкл}}$ );
- 3) установкой батарей высоковольтных конденсаторов в узлах нагрузки 6—10 кВ (для предприятий с непрерывным режимом работы);
- 4) дополнительным потреблением реактивной мощности из энергосистемы, превышающим экономическое значение.

Перечисленные способы получения реактивной мощности рассматриваются взаимосвязанно согласно [28].

## 5.7. РАЗМЕЩЕНИЕ КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК И УПРАВЛЕНИЕ ИМИ

При использовании для распределения электроэнергии магистральных шинопроводов (МШ) установка БНК может осуществляться непосредственно в производственных помещениях, если окружающая

среда не содержит проводящей пыли, химически активных веществ, не отнесена к взрывоопасным или пожароопасным зонам, исключены механические воздействия от транспортных средств и перемещаемых грузов, а степень защиты оболочки БНК не ниже IP4X. При этом на одном МШ следует предусматривать установку не более двух близких по мощности БНК.

Если основные реактивные нагрузки МШ присоединяются во второй его половине, то следует устанавливать только одну БНК (рис. 5.2, а). Точка ее присоединения определяется условием

$$Q_h \geq \frac{Q_{\text{НК}}}{2} \geq Q_{h+1}, \quad (5.21)$$

где  $Q_h$  и  $Q_{h+1}$  — наибольшие реактивные нагрузки МШ перед узлом  $h$  и после него;  $Q_{\text{НК}}$  — мощность БНК.

При присоединении к МШ двух БНК (рис. 5.2, б) точки их подключений находят из условий:

$$\text{дальней по отношению к трансформатору БНК мощностью } Q_{\text{НК2}} \\ Q_f \geq Q_{\text{НК2}} \geq Q_{f+1}, \quad (5.22)$$

ближней по отношению к трансформатору БНК мощностью  $Q_{\text{НК1}}$

$$Q_h - Q_{\text{НК2}} \geq \frac{Q_{\text{НК1}}}{2} \geq Q_{h+1} - Q_{\text{НК2}}. \quad (5.23)$$

БНК с единичной мощностью до 400 квар подключается к МШ без дополнительной установки коммутационного аппарата, а при мощности более 400 квар — через коммутационный аппарат. Если условия окружающей среды отличаются от вышеуказанных, то БНК рекомендуется устанавливать в помещениях цеховых трансформаторных подстанций с подключением к сборным шинам низшего напряжения с помощью автоматического выключателя распределительного устройства. БНК могут также размещаться и в других электропомещениях.

Установки БВК следует размещать, как правило, в специальных помещениях, а также в электромашинах помещениях и подстанциях.

Установки БНК и БВК должны иметь ручное управление для включения или отключения установки в целом и ее части эксплуатационным персоналом.

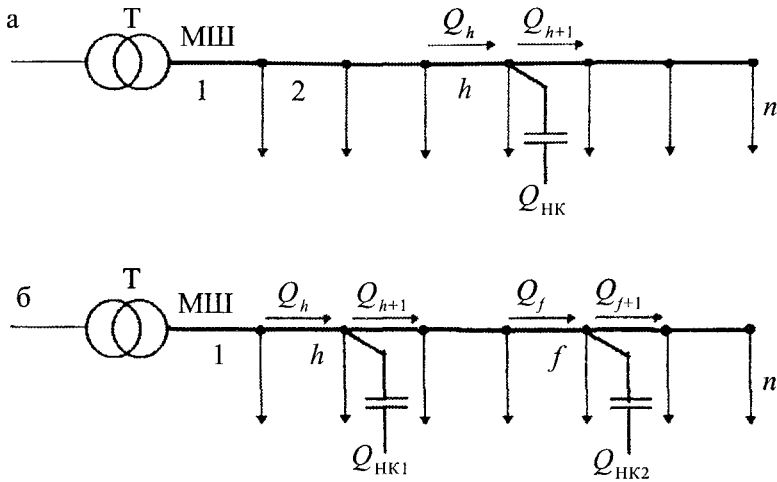


Рис. 5.2. Схемы подключения БНК к магистральным шинпроводам

Чтобы обеспечить оптимальный режим работы электрических сетей с переменным графиком потребления реактивной мощности, установки БНК в своем составе должны иметь устройства автоматического ступенчатого регулирования мощности в функции реактивной мощности, реактивного или полного тока узла нагрузки, к которому подключена БНК. Этому условию удовлетворяют установки типа УКМ, УКТ, УКТБ, АКУ и т.п.

Автоматическое регулирование мощности БВК рекомендуется осуществлять при наличии у потребителя выключателей 6—10 кВ, предназначенных для частой коммутации емкостной нагрузки. При их отсутствии не следует регулировать мощность БВК.

Конденсаторы батарей должны иметь разрядные устройства, в качестве которых могут применяться:

- трансформаторы напряжения или устройства с активно-индуктивным сопротивлением для БВК;
- устройства с активным или активно-индуктивным сопротивлением для БНК.

В установках БВК разрядные устройства должны быть постоянно присоединены к конденсаторам (без коммутационных аппаратов). Для БНК рекомендуется автоматическое включение разрядных устройств в момент отключения конденсаторов. При этом для конденсаторов со встроенными разрядными сопротивлениями наружных разрядных устройств не требуется.

Конденсаторные установки в целом должны иметь защиту от токов короткого замыкания, действующую на отключение без выдержки времени.

**Пример 5.4.** Определите место присоединения БНК мощностью  $Q_{\text{нк}} = 300$  квар к магистральному шинопроводу. Реактивные нагрузки в узлах 1—5 и на отдельных участках МШ в киловольт-амперах реактивных приведены на рис. 5.3.

**Решение.** Выполняем проверку условия (5.21) для всех узлов нагрузки МШ:

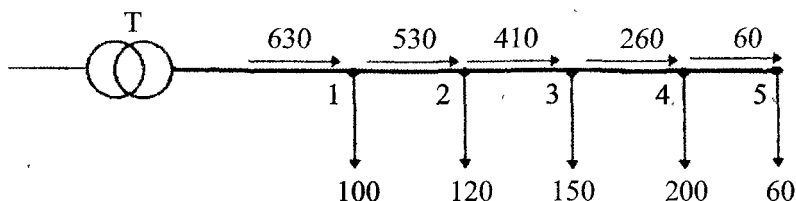


Рис. 5.3. Схема распределения реактивных нагрузок в МШ

$$\text{узел 1} \quad 630 > 300/2 < 530;$$

$$\text{узел 2} \quad 530 > 300/2 < 410;$$

$$\text{узел 3} \quad 410 > 300/2 < 260;$$

$$\text{узел 4} \quad 260 > 300/2 > 60;$$

$$\text{узел 5} \quad 60 < 300/2 > 0.$$

Очевидно, что условию (5.21) удовлетворяет узел 4, в котором целесообразно подключить БНК мощностью 300 квар.

**Пример 5.5.** Для схемы, показанной на рис. 5.3, определите точки присоединения к МШ двух БНК. Ближняя БНК имеет мощность  $Q_{\text{нк1}} = 150$  квар, дальняя  $Q_{\text{нк2}} = 200$  квар.

Решение. По условию (5.22) находим точку подключения к МШ дальней БНК:

$$\begin{aligned} \text{узел } 5 & 60 < 200 > 0; \\ \text{узел } 4 & 260 > 200 > 60; \\ \text{узел } 3 & 410 > 200 < 260. \end{aligned}$$

Таким образом, оптимальным местом подключения дальней БНК является узел 4.

Место подключения к МШ ближней БНК определяется по условию (5.23)

$$\begin{aligned} \text{узел } 1 & 630 - 200 > 150/2 < 530 - 200; \\ \text{узел } 2 & 530 - 200 > 150/2 < 410 - 200; \\ \text{узел } 3 & 410 - 200 > 150/2 > 260 - 200; \\ \text{узел } 4 & 260 - 200 < 150/2 > 60 - 200. \end{aligned}$$

Ближняя БНК мощностью 150 квар должна быть подключена в узле 3.

## 6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

### 6.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ПРОЕКТАМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Выбор экономически целесообразного варианта проекта силового и осветительного электрооборудования необходимо осуществлять по минимуму приведенных затрат. Сравниваемые варианты по техническому уровню, надежности и удобству эксплуатации должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к проектируемому объекту.

Конструкцию, вид исполнения, способ установки и класс изоляции электрооборудования и материалов следует принимать в соответствии с номинальным напряжением сети и условиями окружающей среды. Элементы электроустановок (трансформаторы, электродвигатели, генераторы, аппараты, провода, кабели, шины и т.п.) должны выбираться такой мощности или с такой длительно допустимой нагрузкой, которые необходимы для предотвращения их чрезмерного нагрева в условиях нормальной эксплуатации.

В послеаварийных режимах могут допускаться перегрузки, приводящие лишь к ускорению теплового износа изоляции, но не вызывающие ее разрушения или расстройства работы установки. Величины допустимых перегрузок устанавливаются соответствующей нормативно-технической и технологической документацией или определяются специальными расчетами.

При наличии электродвигателей, работающих в повторно-кратковременном или перемежающемся режиме, сварочных аппаратов, дуговых электропечей, а также электроприемников, питающихся от вентильных преобразователей, в проектах электроустановок должны предусматриваться меры для поддержания нормируемых показателей качества электроэнергии. В электрических сетях, в которых часть электроприемников получает электроэнергию от вентильных преобразователей, компенсация реактивной мощности с помощью конденсаторных батарей должна осуществляться с применением специальных схем и устройств, обеспечивающих фильтрацию высших гармоник тока и напряжения или отстройку от резонанса на частоте первой гармоники [27].

На чертежах планов и разрезов помещений и наружных установок следует обозначить границы взрывоопасных и пожароопасных зон, категории и классы помещений по условиям среды. В пояснительной записке и на чертежах проекта необходимо привести указания по заземлению и занулению оборудования.

При проектировании силового электрооборудования нужно учитывать особенности технологии и перспектив развития промышленного объекта, которые отражены в технологической и строительной частях проекта.

Если в перспективе вероятен рост электрических нагрузок, то в проекте следует предусмотреть возможность расширения электроустановок путем замены или добавления трансформаторов и электрических аппаратов, панелей или шкафов в распределительных устройствах, линий электрической сети. Не допускается создание запасов в конкретно устанавливаемом, указанном в спецификациях проекта электрооборудовании. Выбор электрооборудования для каждой промышленной установки осуществляется по расчетным нагрузкам, определенным на основе числа и мощности фактических электроприемников и их ожидаемой загрузки. Электрические нагрузки должны рассчитываться в соот-

ветствии с действующими руководящими техническими материалами. По возможности расчетную нагрузку следует определять на основе паспортных данных производственного оборудования с учетом реально ожидаемой технологической схемы работы, производительности установки и загрузки отдельных механизмов. При отсутствии таких данных расчет электрической нагрузки ведется с помощью коэффициентов, выявленных на действующих установках, аналогичных проектируемой.

Во всех случаях, когда это допустимо по условиям электропривода, целесообразно использовать электродвигатели переменного тока. Для нерегулируемых механизмов длительного режима работы (вентилаторы, воздуходувки, компрессоры, насосы, приводы преобразователей, дробилки и т.п.) при мощности 100 кВт и более рекомендуется применять синхронные электродвигатели. Отказ от использования таких двигателей следует обосновать в технологической части проекта или в проекте электропривода. Пуск синхронных электродвигателей должен предусматриваться по возможности по простейшим схемам прямого включения на полное напряжение сети [27].

Электродвигатели постоянного тока допускается применять только для механизмов, требующих широкого и плавного регулирования частоты вращения (если частотное регулирование асинхронных двигателей окажется неэффективным), и для механизмов, интенсивно работающих в повторно-кратковременных или перемежающихся режимах. Выбор способа регулирования частоты вращения рабочих механизмов осуществляется в проекте электропривода.

При проектировании электрического освещения должны быть обеспечены нормы освещенности, показатели качества и бесперебойность действия освещения, удобство обслуживания осветительной установки и управления ею, а в необходимых случаях — соответствие освещения требованиям технической эстетики.

## 6.2. НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ ДО 1 кВ

Для систем электроснабжения, сетей и электроприемников до 1 кВ согласно ГОСТ 2128—83 установлены следующие номинальные напряжения:

- переменного однофазного тока: 6, 12, 27, 40, 60, 110, 220 В;

- переменного трехфазного тока: 40, 60, 220, 380, 660 В;
- постоянного тока: 6, 12, 27, 48, 60, 110, 220, 440 В.

Не все указанные выше значения напряжений соответствуют стандарту МЭК. В частности, стандартом МЭК для электрических сетей и оборудования предусмотрены трехфазные системы напряжений 230/400, 277/480 и 400/690 В. Номинальное напряжение 230/400 В призвано заменить действующие во многих странах напряжения 220/380 и 240/415 В. Это будет способствовать расширению и углублению международного технического и торгового сотрудничества стран, входящих в МЭК. Для замены существующего в нашей стране напряжения 220/380 В на 230/400 В и соответственно 380/660 В на 400/690 В требуется время, так как такое решение затрагивает интересы не только всех потребителей электроэнергии, но и производителей разнообразной электротехнической продукции. Однако в перспективе, после внесения соответствующих изменений в основополагающий стандарт на номинальные напряжения, такая замена должна произойти [23], что необходимо учитывать при проектировании силового и осветительного электрооборудования.

В промышленных электроустановках до 1 кВ наибольшее распространение получила трехфазная четырехпроводная и трехпроводная система 220/380 В. Она позволяет питать трехфазные и однофазные электроприемники, включенные на линейные и фазные напряжения. Данная система применяется во всех случаях, когда этому не препятствуют местные условия и если с помощью технико-экономического расчета не доказана целесообразность использования более высокого напряжения. Максимальная мощность единичных трехфазных электроприемников, питающихся от системы 220/380 В, как правило, не должна превышать величины, допускающей применение контакторов на силу тока 630 А [27].

Система напряжения 380/660 В по сравнению с системой напряжения 220/380 В снижает затраты на кабельную сеть примерно на 25 % и потери электроэнергии в 1,3—1,4 раза [10]. Однако при системе 380/660 В во многих случаях сохраняется необходимость иметь сеть напряжением 380 В, которая требуется для питания осветительных установок, тиристорных преобразователей электроэнергии, электродвигателей мощностью до 0,4 кВт, средств автоматизации и т.п. Совместное использование напряжений 220/380 В и 380/660 В на

одном объекте снижает эффективность и экономичность систем электроснабжения потребителей. В связи с этим напряжение 660 В рекомендуется предусматривать в проектах вновь строящихся промышленных объектов, обладающих следующими признаками [10]:

- 1) основную часть электроприемников составляют низковольтные электродвигатели переменного тока мощностью более 10 кВт;
- 2) применение напряжения 660 В позволяет отказаться от построения разветвленной сети 380 В с обеспечением при необходимости получения напряжения 220 В для отдельных электроприемников от специальных понижающих трансформаторов;
- 3) кабельные линии электрической сети до 1 кВ имеют значительную длину;
- 4) заводы-изготовители технологического оборудования обеспечивают поставку комплектуемого электрооборудования и систем управления на напряжении 660 В.

Как отмечается в [10], указанным признакам в основном удовлетворяют объекты водоснабжения, лесотехнических комплексов, химической и нефтехимической промышленности.

Если целесообразность применения напряжения 660 В не является очевидной, то выбор номинального напряжения низковольтной сети осуществляется на основе технико-экономических расчетов.

При напряжении 660 В электроустановки должны иметь заземленную нейтраль, а кабельная продукция выбираться с изоляцией на 1 кВ.

При проектировании СЭС следует иметь в виду, что МЭК ограничивает применение напряжения 400/690 В и рекомендует использовать его только для крупных промышленных и гражданских объектов.

### 6.3. РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ДО 1 кВ

В соответствии с [4] в трехфазных сетях электроустановки до 1 кВ могут быть с глухозаземленной или изолированной нейтралью генераторов и трансформаторов. Электрические сети промышленных объектов выполняются, как правило, с глухозаземленной нейтралью. Сопротивления заземляющих устройств, к которым присоединяются нейтрали генераторов и трансформаторов, должны быть при линейных напряжениях 220, 380 и 660 В не более 8, 4 и 2 Ом соответственно.

Сети с изолированной нейтралью составляют примерно 30 % всех сетей напряжением до 1 кВ. Они применяются при повышенных требованиях к электробезопасности и надежности электроснабжения: в шахтах и подземных сооружениях, передвижных установках, а также на торфяных разработках, предприятиях химической, текстильной, нефте- и газоперерабатывающей промышленности. При этом наряду с заземлением необходимо выполнять защитное отключение или осуществлять контроль состояния изоляции электрической сети.

Электроустановки постоянного тока до 1 кВ могут быть с глухозаземленной, а при повышенных требованиях к электробезопасности — с изолированной средней точкой.

В четырехпроводных сетях трехфазного тока и трехпроводных сетях постоянного тока глухое заземление нейтрали или средней точки источников питания является обязательным [4].

Стандартом МЭК предусмотрены системы TN, TT и IT, регламентирующие разные режимы нейтрали в электрических сетях до 1 кВ трехфазного тока [23].

В системе TN непосредственно с землей соединяется только одна точка. При этом доступные для прикосновения металлические части электроустановок присоединяются к нейтрали с помощью нулевого проводника. В зависимости от устройства нулевого рабочего (N) и нулевого защитного (PE) проводников данная система может иметь три варианта исполнения, показанных на рис. 6.1—6.3.

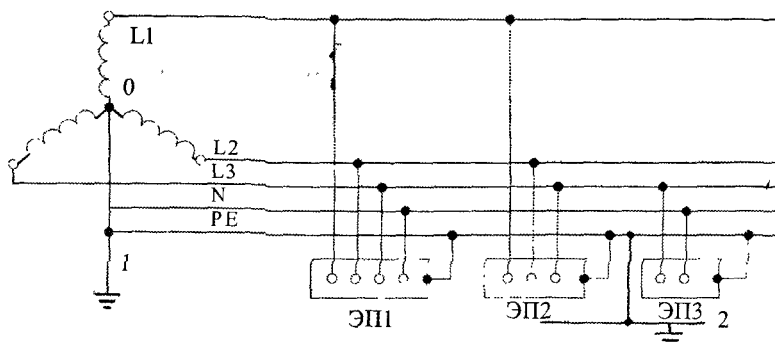


Рис.6.1. Схема системы TN-S:

L1, L2, L3 — фазные провода; 1 — рабочее заземление;  
2 — система выравнивания потенциалов

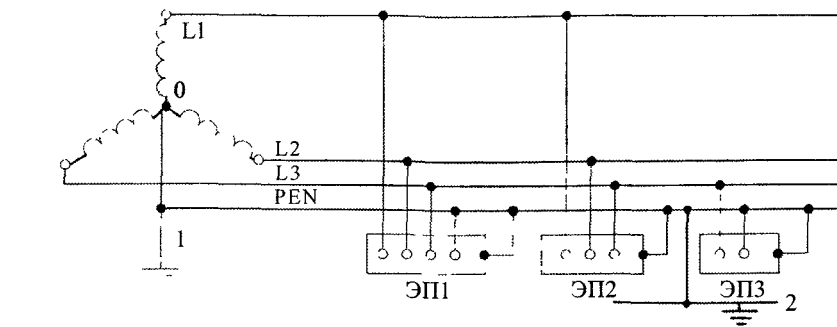


Рис.6.2. Схема системы TN-C:

1 — рабочее заземление; 2 — система выравнивания потенциалов

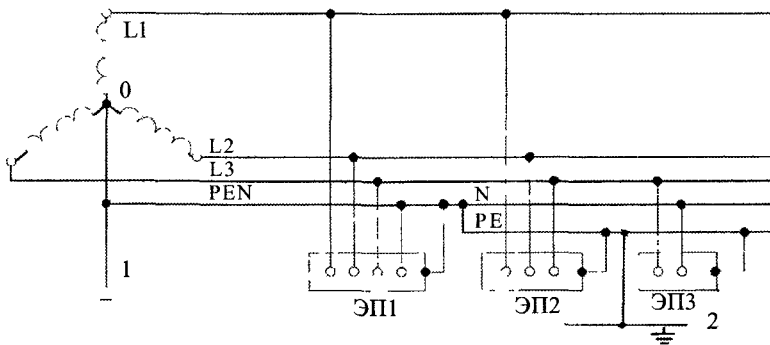


Рис.6.3. Схема системы TN-C-S:

1 — рабочее заземление; 2 — система выравнивания потенциалов

Приведенные иллюстрации отражают возможные способы присоединения электроприемников (ЭП) к электрической сети. В системе *TN-S* (см. рис. 6.1) рабочий и защитный нулевые проводники разделены по всей сети, т.е. имеет место пятипроводная электрическая сеть. Такая система обладает рядом преимуществ: снижается напряжение прикосновения, упорядочиваются цепи протекания токов в нормальных и аварийных режимах. Однако она требует дополнительного расхода проводниковых материалов. Вследствие этого применение системы *TN-S* для питания трехфазных электро-

приемников должно быть обосновано. Данная система не противоречит требованиям [4], но она не предусмотрена действующей нормативно-технической документацией.

В системе *TN-C* (см. рис. 6.2) используется общий нулевой проводник (PEN), выполняющий функции рабочего и защитного. Схема *TN-C* соответствует применяемым на промышленных предприятиях электроустановкам с глухозаземленной нейтралью и удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым к надежности и электробезопасности в системах электроснабжения.

На рис. 6.3 показана *схема TN-C-S*, в которой в начале электрической сети (например, от ИП до вводного устройства) имеется общий нулевой проводник PEN, а затем используются два нулевых проводника — N и PE. По существу, эта схема с глухозаземленной нейтралью является сочетанием двух предыдущих вариантов и в большинстве случаев соответствует требованиям в отношении надежности электрооборудования и электробезопасности. Однако в действующей в Республике Беларусь нормативно-технической документации возможность применения системы *TN-C-S* в промышленных трехфазных сетях не рассматривается.

**Система TT**, схема которой показана на рис. 6.4, также имеет одну точку, непосредственно связанную с землей. При этом внешние металлические части электрооборудования, к которым возможно прикосновение человека, присоединены к заземлению, электрически не связанному с заземлением нейтрали ИП. Данная система противоречит требованиям [4], согласно которым в электроустановках с глухозаземленной нейтралью должно быть выполнено зануление и не допускается заземление корпусов электроприемников без их зануления. Следовательно, система *TT* не может использоваться в электроустановках промышленных предприятий нашей страны.

В **системе IT** отсутствует непосредственная связь токоведущих частей с землей (рис. 6.5). Доступные для прикосновения металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, заземлены. Данная схема применяется для электроустановок с изолированной нейтралью в сочетании с контролем изоляции сети и соответствует требованиям [4]. Таким образом, согласно классификации МЭК, в Республике Беларусь применяются системы *TN-C* и *IT*.

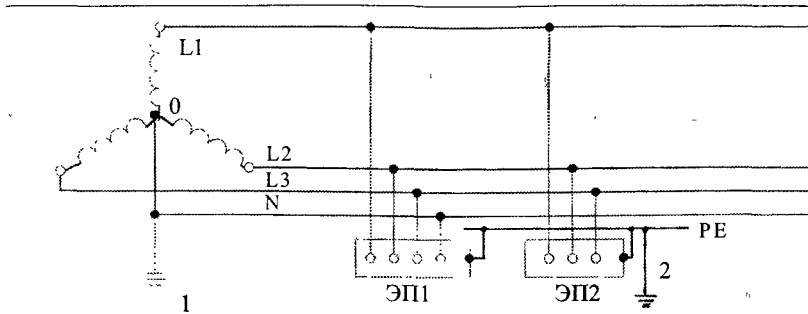


Рис.6.4. Схема системы ТТ:

1 — рабочее заземление; 2 — защитное заземление

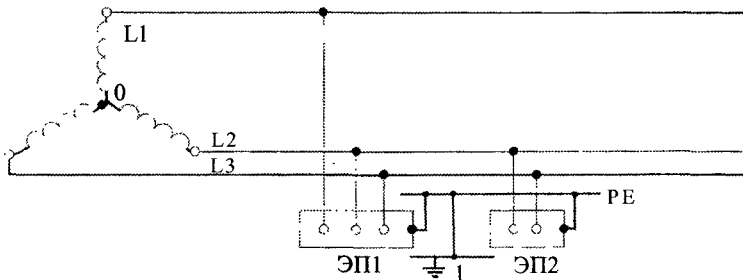


Рис.6.5. Схема системы IT:

1 — система выравнивания потенциалов

Следует отметить, что стандарт МЭК не содержит конкретных рекомендаций по применению рассмотренных систем для отдельных электроустановок. Потребитель вправе самостоятельно принять любую из систем исходя из своих возможностей, требований к надежности электрообеспечения и к электробезопасности, а также условий эксплуатации электроустановок [23].

Стандарт МЭК предусматривает питание однофазных электроприемников по двухпроводной или трехпроводной схеме (фаза и нулевые проводники N и PE). Согласно [4], питание однофазных переносных электроприемников должно осуществляться по трехпроводной схеме. Для повышения электробезопасности однофазные стационарные электроприемники на промышленных предприятиях также следует питать по трехпроводной системе [23].

#### 6.4. ТРАНСФОРМАТОРЫ ЦЕХОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ И ИХ ВЫБОР

В цеховых ТП, как правило, применяются трансформаторы мощностью до 2500 кВ·А с первичным напряжением 6—10 кВ и естественным охлаждением, заполненные маслом или негорючим жидким диэлектриком (совтолом), естественным воздушным охлаждением и сухой изоляцией, а также с литой изоляцией. При установке в специальных камерах применяются трансформаторы с открытыми изоляторами и расширителем для масла. В КТП устанавливаются трансформаторы без расширителя в защищенном исполнении, у которых изоляторы закрыты кожухом и в баке под небольшим избыточным давлением имеется азотная подушка для защиты жидкого диэлектрика (масла, совтола и т.п.) от воздействия окружающей среды. Такие трансформаторы допускается устанавливать как внутри, так и вне зданий. Приведем примеры расшифровки обозначений типов трансформаторов:

ТМ-1000/6 — трехфазный масляный трансформатор открытого исполнения с  $S_{\text{ном}} = 1000$  кВ·А и первичным напряжением 6 кВ;

ТМВМЗ-630/10 — трехфазный масляный трансформатор с витым пространственным магнитопроводом, в защищенном исполнении с  $S_{\text{ном}} = 630$  кВ·А и первичным напряжением 10 кВ;

ТМЗ-1600/10 — трехфазный масляный трансформатор в защищенном исполнении с  $S_{\text{ном}} = 1600$  кВ·А и первичным напряжением 10 кВ;

ТНЗ-1600/10 — то же, но с негорючим диэлектриком;

ТСЗЛ-1600/10 — то же, но с естественным воздушным охлаждением и литой изоляцией.

Трансформаторы цеховых подстанций допускают регулирование вторичного напряжения в диапазоне  $\pm 5\%$  относительного номинального значения с помощью переключателя без возбуждения (ПБВ).

Для внутрицеховых ТП рекомендуется преимущественно применение сухих трансформаторов, для встроенных и пристроенных — масляных при условии выкатки их на улицу. Применение совтоловых трансформаторов не рекомендуется по экологическим соображениям.

Питание однофазных электроприемников на напряжении до 1 кВ на промышленных предприятиях осуществляется от трехфазных трансфор-

маторов. При этом следует учитывать, что при однофазной нагрузке величина тока в любой фазе не должна превышать номинального значения, а нейтраль может иметь нагрузку не более 25 % номинальной мощности фазы при схеме соединения обмоток  $Y/Y_0$ , 40 % — при схеме  $Y/Z_0$  и 75 % — при схеме  $\Delta/Y_0$  [30]. Например, трансформатор с  $S_{ном} = 1000$  кВ·А при включении однофазной нагрузки между двумя фазами (на одно из линейных напряжений) может быть загружен на мощность  $2 \cdot 1000/3 = 667$  кВ·А, а при включении однофазной нагрузки между одной из фаз и нулем (на одно из фазных напряжений) на величину  $0,25 \cdot 1000/3 = 83$  кВ·А при схеме  $Y/Y_0$  и  $0,75 \cdot 1000/3 = 250$  кВ·А — при схеме  $\Delta/Y_0$ .

Выбор мощности трансформаторов осуществляется на основе технико-экономических расчетов, исходя из полной расчетной нагрузки объекта, удельной плотности нагрузки, затрат на питающую сеть до 1 кВ, стоимости потерь электроэнергии в трансформаторах и питающей сети до 1 кВ, а также других факторов. При рассредоточенной нагрузке единичная мощность цехового трансформатора ориентировочно может быть принята по величине плотности нагрузки, определяемой по выражению

$$s_y = \frac{S_p}{F}, \quad (6.1)$$

где  $S_p$  — расчетная полная мощность нагрузки объекта (корпуса, цеха, отделения и т.д.);  $F$  — производственная площадь объекта.

Согласно [23], при открытой установке КТП в цехе рекомендуется устанавливать трансформаторы с единичной мощностью:

1000 и 1600 кВ·А — при  $s_y < 0,2$  кВ·А/м<sup>2</sup>;

1600 кВ·А — при  $s_y = 0,2—0,5$  кВ·А/м<sup>2</sup>;

2500 и 1600 кВ·А — при  $s_y > 0,5$  кВ·А/м<sup>2</sup>.

При установке КТП в отдельных помещениях принимаются следующие значения  $S_{ном}$ :

1000 и 1600 кВ·А — при  $s_y < 0,15$  кВ·А/м<sup>2</sup>;

1600 кВ·А — при  $s_y = 0,15—0,35$  кВ·А/м<sup>2</sup>;

2500 кВ·А — при  $s_y > 0,35$  кВ·А/м<sup>2</sup>.

При  $s_y > 0,35$  кВ·А/м<sup>2</sup> допускается также применение трансформаторов мощностью 1600 кВ·А.

Трансформаторы мощностью до 630 кВ·А применяются при малой плотности нагрузок, в частности на мелких и средних объектах, на периферийных участках крупных предприятий, для административных зданий, клубов и т.п.

В тех случаях, когда нагрузка носит сосредоточенный характер, выбор единичной номинальной мощности по критерию  $s_y$  не следует осуществлять. При значительном числе устанавливаемых цеховых ТП на энергоемких производствах рекомендуется унифицировать единичные мощности трансформаторов. Количество типоразмеров цеховых трансформаторов на предприятии должно быть минимальным (не более 2—3), так как большое разнообразие создает неудобства в эксплуатации и вызывает затруднения в обеспечении складского резерва и взаимозаменяемости трансформаторов [10].

При выборе трансформаторов необходимо учитывать их перегрузочную способность, которая зависит от графика нагрузки и от предшествующей послеаварийному режиму загрузки трансформатора.

Электроснабжение промышленных потребителей напряжением до 1 кВ обычно осуществляется от одно-, двух- и трехтрансформаторных подстанций.

Нагрузка трансформатора одното трансформаторной подстанции должна быть примерно равна номинальной мощности (но не превышать ее). Коэффициент загрузки трансформаторов двухтрансформаторных подстанций, питающих преимущественно электроприемники второй категории, в нормальном режиме должен быть равен 0,85 — 0,9. При этом в послеаварийном режиме неответственные электроприемники подлежат отключению.

Мощность трансформаторов двух- и трехтрансформаторных подстанций, при необходимости резервирования электроснабжения, выбирается из условия питания всей нагрузки в послеаварийном режиме с учетом перегрузочной способности трансформаторов. Этот фактор вызывает недоиспользование трансформаторной мощности в нормальном режиме. В общем случае при необходимости полного питания коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном режиме  $\beta_t$  и послеаварийном режиме  $\beta_{та}$  связаны такими соотношениями [23]:

$$\beta_t = 0,5 \beta_{та} \text{ — для двухтрансформаторных подстанций;}$$

$\beta_T = 0,666 \beta_{Ta}$  — для трехтрансформаторных подстанций.

Таким образом, мощность трансформаторов подстанции зависит от коэффициента  $\beta_{Ta}$ . Проведенные исследования показали [23], что для масляных трансформаторов при длительности послеаварийного режима не менее 6 ч (время, необходимое для замены отказавшего трансформатора) значение  $\beta_{Ta} \leq 1,4$ . Для сухих трансформаторов предельная величина  $\beta_{Ta} = 1,2$ . При проектировании СЭС нагрузка трансформаторов может приниматься в зависимости от коэффициента  $\beta_{Ta}$  по табл. 6.1.

Таблица 6.1

Зависимость  $\beta_T$  от  $\beta_{Ta}$

$\beta_{Ta}$	$\beta_T$	
	Двухтрансформаторная подстанция	Трехтрансформаторная подстанция
1	0,5	0,666
1,1	0,55	0,735
1,2	0,6	0,8
1,3	0,65	0,86
1,4	0,7	0,93

По значению  $\beta_{Ta}$  осуществляется выбор автоматических выключателей в цепи трансформаторов и сечения сборных шин РУ до 1 В.

При известном числе трансформаторов  $N_T$  номинальная мощность трансформатора определяется по выражению

$$S_{ном} = \frac{S_p}{\beta_T N_T}. \quad (6.2)$$

Если величина  $S_{ном}$  известна, то число трансформаторов вычисляется по формуле

$$N_T = \frac{S_p}{\beta_T N_T}. \quad (6.3)$$

При проектировании СЭС промышленных объектов выбор числа и мощности силовых трансформаторов, как правило, осуществляется в процессе расчета компенсации реактивной мощности.

Для питания электросварочных установок специальные трансформаторы (с пониженным значением  $U_k$ ) выбираются с  $\beta_t = 0,7 — 0,8$ , а обычные — с  $\beta_t = 0,25 — 0,5$ . Максимальные значения  $\beta_t$  принимаются при использовании в цехе только стыковых или шовных машин, а также при наличии большого числа (более 50) точечных машин контактной сварки. При значительных сварочных нагрузках в некоторых случаях может оказаться целесообразной параллельная работа питающих трансформаторов.

**Пример 6.1.** Для штамповочного цеха, имеющего расчетную нагрузку  $S_p = 3800$  кВ·А и производственную площадь  $F = 14\,400$  м<sup>2</sup>, определите мощность и число трансформаторов цеховых подстанций, устанавливаемых открыто, при условии полного резервирования электроснабжения потребителей.

**Решение.** По выражению (6.1) находим плотность нагрузки:

$$s_y = \frac{3800}{14\,400} = 0,26 \text{ кВ·А/м}^2.$$

При  $s_y = 0,26$  кВ·А/м<sup>2</sup> рекомендуется принимать  $S_{ном} = 1600$  кВ·А. С целью снижения пожароопасности цеха выбираем КТП с сухими трансформаторами типа ТСЗЛ. Для сухих трансформаторов двухтрансформаторных подстанций наибольшее значение  $\beta_{та} = 1,2$ . По табл. 6.1 при  $\beta_{та} = 1,2$  принимаем  $\beta_t = 0,6$ . Определяем по формуле (6.3) число трансформаторов:

$$N_t = \frac{3800}{0,6 \cdot 1600} = 3,96; \quad N_t = 4.$$

Имеем две двухтрансформаторные подстанции с трансформаторами мощностью 1600 кВ·А.

## 6.5. ВЫБОР И РАЗМЕЩЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Экономичность, надежность и удобство эксплуатации СЭС напряжением до 1 кВ в значительной степени зависят от правильного выбора вида ТП и их размещения на территории промышленного объекта. Каждый вид ТП имеет свою область рационального применения с учетом обеспечения требований надежности электроснабжения потребителей.

*Однотрансформаторные подстанции* следует применять для питания электроприемников преимущественно третьей и второй кате-

горий с учетом режима работы предприятия. В частности, такое решение возможно при двухсменной работе, когда невыработанная за время внезапного перерыва электроснабжения продукция может быть произведена за счет работы в третью смену или выходные дни. При этом необходимо иметь складской резерв трансформаторов и предусмотреть резервирование питания по сети до 1 кВ наиболее ответственных электроприемников, в том числе первой категории. Наличие резервных линий (РЛ) между ТП (рис. 6.6) позволяет эффективно осуществлять электроснабжение потребителей при резких снижениях нагрузок в нерабочее время путем отключения части подстанций.



Рис. 6.6. Схема электроснабжения с применением однотрансформаторных ТП

*Двухтрансформаторные подстанции* применяются при значительной мощности нагрузок электроприемников первой категории, трехсменной работе электроприемников второй категории, сосредоточенных нагрузках цехов, неравномерном суточном или годовом графике нагрузок (наличие сезонных нагрузок или значительно различающихся нагрузок разных смен), ограничении мощности трансформаторов из-за высоты помещения или других причин, требующих уменьшения габаритов ТП. Питание обособленных объектов общезаводского назначения (насосные и компрессорные станции, котельные и т.п.) также рекомендуется осуществлять от двухтрансформаторных подстанций.

Для электроснабжения промышленных предприятий в большинстве случаев применяются двухтрансформаторные подстанции, принципиальная схема которых показана на рис. 6.7, а.

Цеховые *трехтрансформаторные* ТП, разработанные для промышленных объектов, повышают надежность электроснабжения и позволяют более полно использовать установленную мощность трансформаторов. Принципиальная схема трехтрансформаторной подстанции показана на рис. 6.7, б.

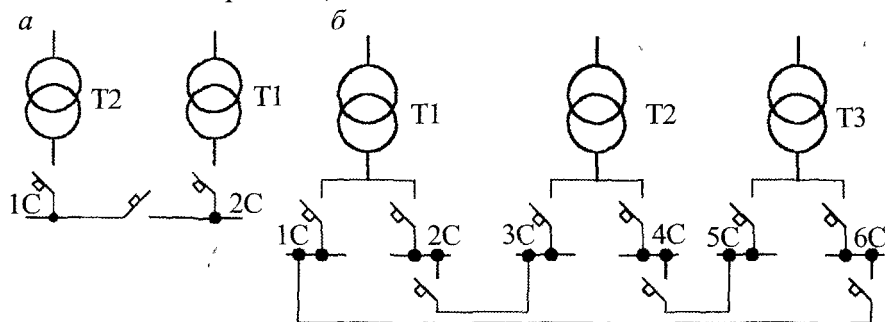


Рис. 6.7. Принципиальные схемы ТП 6—10/0,4 кВ:

а — двухтрансформаторной; б — трехтрансформаторной

При трехтрансформаторных подстанциях можно увеличить загрузку трансформаторов в нормальном режиме, так как в случае аварийного отключения одного из трансформаторов его нагрузка переводится на два других оставшихся в работе трансформатора. В случае необходимости полного резервирования питания потребителей трехтрансформаторные подстанции обеспечивают 25%-ю экономию трансформаторной мощности по сравнению с двухтрансформаторными подстанциями. Например, одна трехтрансформаторная подстанция мощностью  $3 \times 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  заменяет две двухтрансформаторные мощностью  $2 \times 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  каждая. К преимуществам трехтрансформаторных подстанций можно отнести также значительное снижение расчетных токов вводных и секционных автоматических выключателей [23].

В то же время трехтрансформаторные подстанции имеют ряд недостатков. В частности, усложняется конструктивное исполнение РУ до 1 кВ из-за необходимости соединения между собой шести секций,

увеличиваются затраты на питающие внутрицеховые сети вследствие большего числа присоединений к шинам ТП, требуется применение более сложных схем АВР, увеличиваются потери электроэнергии в трансформаторах из-за повышения их нагрузки в нормальном режиме.

Поэтому трехтрансформаторные подстанции следует применять для питания электроприемников первой и второй категорий, требующих высокой степени резервирования в тех случаях, когда имеется возможность практически равномерно распределить подключаемую нагрузку между шестью секциями РУ до 1 кВ ТП.

Цеховые ТП обычно не имеют РУ на стороне высшего напряжения. Трансформаторы присоединяются к питающей линии 10 кВ непосредственно (через ремонтные перемычки), через выключатель нагрузки или разъединитель.

Коммутационные аппараты в цепи трансформаторов на высшем напряжении необходимо применять при питании нескольких трансформаторов по одной магистральной линии, а также при наличии газового реле у трансформатора открытого исполнения и значительном удалении ТП (200 м и более) от места установки выключателя на ИП. В последнем случае более целесообразно отключать трансформатор с помощью газовой защиты выключателем нагрузки ТП, чем осуществлять передачу отключающего импульса к выключателю ИП по специально проложенному контрольному кабелю.

В зависимости от размещения различают отдельно стоящие, пристроенные, встроенные и внутрицеховые ТП (рис. 6.8). При этом внутрицеховые ТП располагаются внутри производственного здания открыто или в отдельном закрытом помещении.

*Отдельно стоящие ТП* на промышленных предприятиях применяются достаточно редко. Они могут оказаться целесообразными для электроснабжения нескольких вспомогательных объектов на территории предприятия при невозможности размещения ТП внутри цехов или у наружных стен по соображениям производственного или архитектурного характера, а также при наличии в цехах неблагоприятных сред. В некоторых случаях отдельно стоящие ТП блокируются с одним из производственных объектов. Могут также применяться КТП наружной установки.

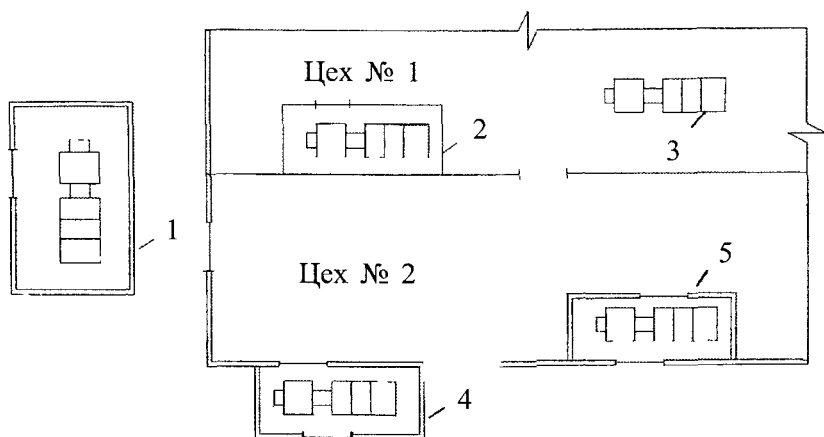


Рис. 6.8. План размещения подстанций на предприятии:  
1—5 — соответственно отдельно стоящая, внутрицеховая  
закрытая, открытая, пристроенная и встроенная подстанция

*Пристроенная ТП* непосредственно примыкает к основному зданию и имеет с ним общую стену. Подстанция считается *встроенной*, если ее помещение вписано в контур основного здания и имеет с ним совместную стену (или несколько стен). На этих ТП выкатка основного оборудования может осуществляться наружу (что является более предпочтительным) или внутрь здания.

*Внутрицеховой* называют подстанцию, расположенную открыто или в отдельном помещении внутри производственного здания.

Вопросы выбора мест размещения отдельно стоящих, пристроенных и встроенных ТП решаются достаточно однозначно при разработке строительной части проекта. При использовании на предприятии внутрицеховых ТП возможно несколько вариантов их размещения. Для уменьшения затрат на питающие сети до 1 кВ и потерь электроэнергии в них подстанции должны располагаться как можно ближе к центрам питаемых ими нагрузок. В то же время ТП, как правило, размещаются на тех производственных площадях, на которых не устанавливается технологическое оборудование (между колоннами, в мертвой зоне кранов и т.п.). Компромиссное разрешение указанного

противоречия основывается на технико-экономическом сравнении вариантов размещения подстанции.

Внутрицеховые ТП устанавливаются открыто в цехе или в отдельных помещениях, которые относятся к категории Г или Д первой или второй степени огнестойкости.

На открыто установленной внутрицеховой ТП могут применяться масляные трансформаторы с суммарной мощностью до  $3,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . В одном помещении внутрицеховой подстанции рекомендуется устанавливать одну КТП (допускается не более трех КТП) с масляными трансформаторами суммарной мощностью не более  $6,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  [4]. Приведенные данные относятся к ТП, располагаемым на первом этаже здания. Суммарная мощность масляных трансформаторов, установленных на втором этаже, должна быть не более  $1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . Установка КТП с масляными трансформаторами выше второго этажа не допускается. Для внутрицеховых ТП с сухими трансформаторами или с негорючим жидким (твердым) диэлектриком их мощность, количество, расстояние между ними и этаж их установки не ограничиваются.

При значительном количестве внутрицеховых КТП, размещаемых в цехе открыто, рекомендуется применять сухие трансформаторы, что уменьшает пожарную опасность производственного помещения [23].

#### 6.6. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВНУТРИЦЕХОВЫХ СЕТЕЙ

При проектировании электроснабжения цеха промышленного предприятия выбираются разнообразные виды электротехнического оборудования до 1 кВ: аппараты управления и защиты, распределительные панели, пункты, шкафы, осветительные щитки, магистральные, распределительные, троллейные и осветительные шинопроводы и т.п. К аппаратам управления и защиты относятся рубильники, разъединители, пакетные выключатели и переключатели, автоматические выключатели, контакторы, магнитные пускатели и т.п.

Выбор аппаратов управления осуществляется с учетом режима работы и вида электроприемников, для которых они предназначены. В зависимости от этого установлены категории применения аппаратов управления [14]. Некоторые из этих категорий приведены в табл. 6.2.

Таблица 6.2

**Категории применения аппаратов в зависимости от рода тока и режима работы (области применения)**

Категория применения при токе		Области применения
переменном	постоянном	
АС1	ДС1	Электрические печи сопротивления, неиндуктивная и малоиндуктивная нагрузка
АС2	-	Пуск и торможение противовключением двигателей с фазным ротором
АС3	-	Пуск и отключение вращающихся двигателей с короткозамкнутым ротором
АС4	-	Пуск и торможение противовключением двигателей с короткозамкнутым ротором
АС11	ДС11	Управление электромагнитами
АС20	ДС20	Коммутация электрических цепей без тока или с незначительным током
АС21	ДС21	Коммутация активных нагрузок, включая умеренные перегрузки
АС22	ДС22	То же, но смешанных нагрузок
АС23	ДС23	Коммутация двигателей или других высокоиндуктивных нагрузок

При выборе электрических аппаратов необходимо учитывать напряжение и частоту ИП, ток электроприемника, электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ, требуемую коммутационную износостойкость и способность, климатические условия и место размещения, а также допустимую степень защиты оболочки. Технические характеристики электрических аппаратов даются в справочной литературе [14]. В табл. 6.3 приведены категории по размещению и рекомендуемые степени защиты оболочек электрооборудования, применяемого в наружных установках, а также в административно-бытовых и производственных помещениях с разными условиями окружающей среды.

Таблица 6.3

**Рекомендуемые степени защиты электрооборудования**

Помещение или установка	Категория по размещению	Степень защиты
Наружные	1	IP54
	2	IP20
Административные	4	IP30
Электротехнические	4	IP00
Производственные с нормальной средой	4	IP20
Влажные	4	IP20
Сырые	3; 5	IP44
Особо сырые	5	IP54
С химически активной средой	4; 5	IP54
Пыльные	3; 4	IP40

Комплектное оборудование и входящие в его состав электрические аппараты напряжением до 1 кВ выбираются в зависимости от значений расчетных параметров (напряжения, тока, мощности, частоты и т.п.). В общем случае номинальное значение расчетного параметра  $X_{\text{ном}}$  должно удовлетворять условию

$$X_{\text{ном}} \geq K X_p, \quad (6.4)$$

где  $K$  — коэффициент, величина которого принимается в зависимости от ряда факторов (допустимой перегрузки, температуры и т.п.),  $1 > K \geq 1$ ;  $X_p$  — расчетное значение параметра.

Многие производственные механизмы и установки, например, обрабатывающие станки, мощные электрические печи и т.д., выпускаются со встроенной аппаратурой управления и защиты. Поэтому в проектах электрооборудования выбор такой аппаратуры не осуществляется.

Сантехнические установки (вентиляторы, насосы и т.п.) поставляются без коммутационных и защитных аппаратов. Эти аппараты должны выбираться при проектировании электрооборудования цеха [25].

Значение номинального тока плавких вставок предохранителей, защищающих от КЗ электродвигатели и питающие их линии, определяется по величине длительного расчетного тока

$$I_v \geq I_p \quad (6.5)$$

и по току кратковременной допустимой перегрузки

$$I_v \geq \frac{I_{\text{пик}}}{\alpha}, \quad (6.6)$$

где  $I_{\text{пик}}$  — пиковый ток линии или ответвления;  $\alpha$  — коэффициент кратковременной тепловой перегрузки, который при легких условиях пуска двигателей принимается равным 2,5, при тяжелых — 1,6—2,0, для ответственных электроприемников — 1,6.

Из условий (6.5) и (6.6) по расчетной величине  $I_v$  по справочным данным выбирается стандартное значение номинального тока плавкой вставки.

При выборе предохранителей для одного электродвигателя в качестве  $I_p$  принимается его номинальный ток  $I_{\text{ном}}$ , а в качестве  $I_{\text{пик}}$  — пусковой ток  $I_{\text{пуск}}$ .

Номинальный ток трехфазного электродвигателя вычисляется по выражению

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}} \eta_{\text{ном}}}, \quad (6.7)$$

где  $P_{\text{ном}}$  — номинальная мощность двигателя, кВт;  $U_{\text{ном}}$  — номинальное линейное напряжение сети, кВ;  $\cos \varphi_{\text{ном}}$  — номинальный коэффициент мощности;  $\eta_{\text{ном}}$  — номинальный коэффициент полезного действия.

Пусковой ток двигателя

$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{пуск}} I_{\text{ном}}, \quad (6.8)$$

где  $K_{\text{пуск}}$  — кратность пускового тока по отношению к  $I_{\text{ном}}$ .

Для линий, питающих группу электроприемников, величины  $I_{\text{пик}}$  рассчитываются по выражению (4.24).

Номинальный ток плавких вставок предохранителей, защищающих ответвление к сварочному аппарату, выбирается из соотношения

$$I_{\text{в}} \geq 1,2 \cdot I_{\text{п}} \sqrt{\text{ПВ}_{\text{п}}}, \quad (6.9)$$

где  $I_{\text{п}}$  — номинальный ток сварочного аппарата при паспортной продолжительности включения  $\text{ПВ}_{\text{п}}$ .

Для предохранителей, защищающих силовые трансформаторы, номинальные токи плавких вставок приближенно определяются по выражению

$$I_{\text{в}} \geq (1,5 - 2) I_{\text{ном т}}, \quad (6.10)$$

где  $I_{\text{ном т}}$  — номинальный ток трансформатора.

Для защиты ответвлений к электроприемникам, не имеющим пиковых токов, номинальные токи плавких вставок выбираются из условия

$$I_{\text{в}} \geq I_{\text{ном}}, \quad (6.11)$$

где  $I_{\text{ном}}$  — номинальный ток электроприемника при  $\text{ПВ}=100\%$ .

Автоматические выключатели служат для нечастых коммутаций (несколько раз в смену) и защиты электрических цепей от токов аномальных режимов. Они являются более совершенными аппаратами по сравнению с предохранителями, так как отключают одновременно три фазы защищаемой цепи, что особенно важно для электродвигателей, готовые к быстрому восстановлению электроснабжения

после аварийных отключений, имеют более точные защитные характеристики и т.д.

Наиболее часто применяются автоматические выключатели с тепловыми, электромагнитными и комбинированными расцепителями. Тепловые расцепители защищают от перегрузок, а электромагнитные — от токов КЗ. Комбинированный расцепитель представляет собой сочетание теплового и электромагнитного расцепителя.

Расцепители характеризуются номинальным током, который они выдерживают длительное время. Наименьший ток, вызывающий автоматическое отключение выключателя, называется *током трогания* или *током срабатывания расцепителя*. Под уставкой расцепителя понимается настройка его на необходимое значение тока трогания. Уставка тока электромагнитного расцепителя на мгновенное срабатывание называется *отсечкой*.

Автоматические выключатели могут быть нерегулируемые и регулируемые. У *нерегулируемых выключателей* уставки расцепителей определены заводом-изготовителем и не подлежат коррекции в процессе эксплуатации. *Регулируемые автоматические выключатели* имеют специальные приспособления, позволяющие изменять ток уставки.

Номинальные токи автоматического выключателя  $I_{\text{ном. а}}$  и его расцепителя  $I_{\text{ном. р}}$  выбираются по следующим условиям:

$$I_{\text{ном. а}} \geq I_{\text{р}}; \quad (6.12)$$

$$I_{\text{ном. р}} \geq I_{\text{р}}. \quad (6.13)$$

Ток срабатывания (отсечки) электромагнитного или комбинированного расцепителя  $I_{\text{ср. р}}$  проверяется по условию

$$I_{\text{ср. р}} \geq 1,25 I_{\text{пик}} \quad (6.14)$$

При выборе электромагнитного расцепителя для одиночных электродвигателей в выражениях (6.12)—(6.14)  $I_{\text{р}} = I_{\text{ном}}$  и  $I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}}$ .

В формуле (6.14) коэффициент 1,25 учитывает погрешность определения  $I_{\text{пик}}$  и разброс защитных характеристик электромагнитных расцепителей выключателей. Коэффициент 1,25 обеспечивает невозможность ложного отключения линии при пуске электродвигателя для разброса время-токовых характеристик в диапазоне  $\pm 15\%$ . Если разброс отличается от указанного, то в выражении (6.14) используются другие коэффициенты.

Ток срабатывания электромагнитного расцепителя, как правило, устанавливается изготовителем в зависимости от  $I_{\text{ном.р}}$ :

$$I_{\text{ср.р}} = K_{\text{т.о}} I_{\text{ном.р}}, \quad (6.15)$$

где  $K_{\text{т.о}}$  — кратность тока отсечки.

С учетом (6.14) расчетное значение кратности тока отсечки может быть найдено по выражению

$$K_{\text{т.о}} \geq \frac{1,25 I_{\text{пик}}}{I_{\text{ном.р}}}. \quad (6.16)$$

Величина  $K_{\text{т.о}}$  принимается по справочным данным автоматических выключателей [14].

Магистральные и распределительные шинопроводы, применяемые в цеховых сетях для передачи и распределения электроэнергии, выбираются таким образом, чтобы номинальный ток шинопровода  $I_{\text{ном.ш}}$  был не менее расчетного тока, т.е.

$$I_{\text{ном.ш}} \geq I_{\text{р}}. \quad (6.17)$$

При этом для одного магистрального шинопровода величина  $I_{\text{р}}$  определяется по номинальной мощности трансформатора, питающего этот шинопровод.

Возможные варианты подключения распределительных шинопроводов (РШ) к питающей линии (ПЛ) показаны на рис. 6.9. Если РШ подключается не в начале, то он выбирается по расчетному току наиболее загруженного плеча от точки присоединения ПЛ до конца шинопровода. При этом считается, что РШ имеет по всей длине равномерно распределенную нагрузку. Следовательно, наиболее загруженным является плечо с большей длиной. Предварительно вычисляется ток нагрузки на 1 м шинопровода по выражению

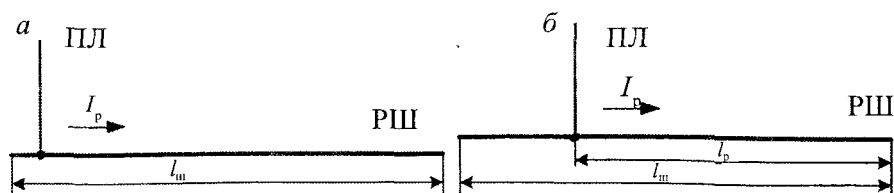


Рис. 6.9. Схемы подключения распределительных шинопроводов:  
 а — в начале РШ; б — в произвольной точке РШ

$$i_{p\text{ ш}} = \frac{S_{p\text{ ш}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}} l_{\text{ш}}}, \quad (6.18)$$

где  $S_{p\text{ ш}}$  — полная мощность расчетной нагрузки группы электроприемников, питающихся от шинпровода;  $l_{\text{ш}}$  — длина РШ.

Расчетный ток наиболее загруженного плеча РШ, имеющего длину  $l_p$ ,

$$I_p = i_{p\text{ ш}} l_p. \quad (6.19)$$

Силовые пункты, шкафы, распределительные панели и щиты выбираются с учетом количества присоединяемых к ним линий или ответвлений к электроприемникам, их расчетных токов и требуемых защитных аппаратов.

В табл. П11—П19 приведены технические данные некоторых типов электрооборудования до 1 кВ, применяемого при проектировании цеховых сетей.

**Пример 6.2.** Для схемы, показанной на рис. 6.10, а, выберите непереверсивный магнитный пускатель КМ и плавкие предохранители FU, установленные в цепи асинхронного электродвигателя М с легкими условиями пуска. Параметры электродвигателя:  $P_{\text{ном}} = 40$  кВт;  $U_{\text{ном}} = 380$  В;  $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,88$ ;  $\eta_{\text{ном}} = 90,5$  %;  $K_{\text{пуск}} = 6$ . Условия окружающей среды нормальные.

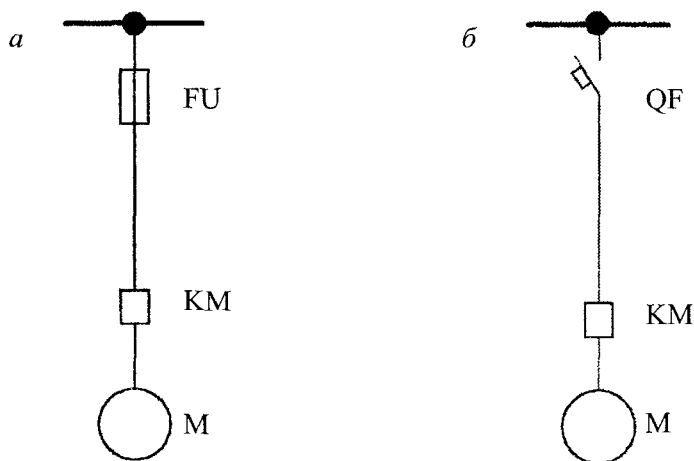


Рис. 6.10. Схемы к примерам 6.2 и 6.3

**Решение.** По выражению (6.7) определяем номинальный ток электродвигателя:

$$I_{\text{ном}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,88 \cdot 0,905} = 76,4 \text{ А.}$$

Определяем номинальный ток магнитного пускателя КМ по условию  $I_{\text{ном.п}} \geq I_{\text{ном}}$ ;  $I_{\text{ном.п}} \geq 76,4 \text{ А}$ .

Выбираем нереверсивный магнитный пускатель типа ПМА 5200004 с  $I_{\text{ном.п}} = 100 \text{ А}$ . Пускатель имеет тепловое реле типа РТТ-3 со средним значением тока теплового элемента 80 А с пределами регулирования 68—92 А. Номинальный рабочий ток пускателя 92 А.

Расчетное значение тока плавкой вставки предохранителя по выражениям (6.5) и (6.6)

$$I_{\text{в}} \geq 76,4 \text{ А}, \quad I_{\text{в}} \geq \frac{458,4}{2,5} = 183,4 \text{ А.}$$

Выбираем предохранители ПН2-250 с  $I_{\text{в}} = 200 \text{ А}$ .

**Пример 6.3.** Для электродвигателя, данные которого приведены в предыдущем примере, в качестве защитного аппарата выберите автоматический выключатель QF (рис. 6.10, б).

**Решение.** Номинальный ток автомата и его расцепителя выбираем по условиям (6.12) и (6.13)

$$I_{\text{ном.а}} \geq 76,4 \text{ А}; \quad I_{\text{ном.р}} \geq 76,4 \text{ А.}$$

Принимаем автоматический выключатель типа ВА 51-31 с  $I_{\text{ном.а}} = 100 \text{ А}$  и комбинированным расцепителем на ток  $I_{\text{ном.р}} = 80 \text{ А}$  [14].

Определяем по (6.16) расчетное значение кратности тока отсечки

$$K_{\text{т.о}} \geq \frac{1,25 \cdot 458,4}{80} = 7,2.$$

Принимаем по табл. П13 стандартное значение  $K_{\text{т.о}} = 10$ . В этом случае  $I_{\text{ср.р}} = 10 \cdot 80 = 800 \text{ А}$ . Проверяем по (6.14) невозможность срабатывания автомата при пуске электродвигателя:

$$I_{\text{ср.р}} \geq 1,25 \cdot 458,4 = 573 \text{ А}; \\ 800 > 573.$$

**Пример 6.4.** Для схемы, показанной на рис. 6.11, выберите магистральный шинопровод (МШ), автоматический выключатель QF в

цепи цехового трансформатора Т типа ТМВМЗ мощностью  $S_{\text{ном}} = 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ , а также распределительные шинопроводы РШ1 и РШ2 с нагрузками  $S_{\text{рш1}} = 250 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  и  $S_{\text{рш2}} = 160 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  соответственно. Шинопровод РШ1, имеющий длину  $l = 42 \text{ м}$ , подключен в точке, которая делит его на две части длиной  $l_1 = 12 \text{ м}$  и  $l_2 = 30 \text{ м}$ .

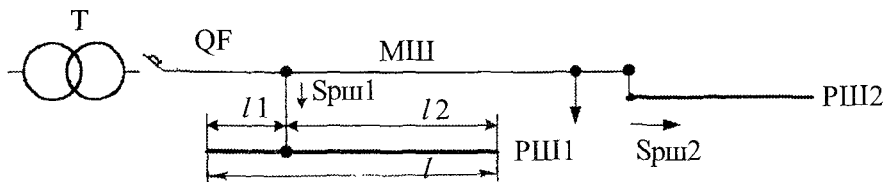


Рис. 6.11. Схема к примеру 6.4

**Решение.** Расчетный ток для выбора магистрального шинопровода вычисляем исходя из номинальной мощности трансформатора

$$I_p = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}; \quad I_p = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 958,3 \text{ А.}$$

По условию (6.17) номинальный ток МШ

$$I_{\text{ном}} \geq 958,3 \text{ А.}$$

Выбираем по [14] магистральный шинопровод типа ШМА4-1250 с  $I_{\text{ном.ш}} = 1250 \text{ А}$ .

Расчетный ток для выбора автоматического выключателя QF вычисляем с учетом максимального коэффициента загрузки трансформатора в послеаварийном режиме  $\beta_{\text{т.а}}$  по формуле

$$I_p = \frac{\beta_{\text{т.а}} S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}; \quad I_p = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1274 \text{ А.}$$

Выбираем по [14] автоматический выключатель типа ВА55-41, имеющий регулируемый полупроводниковый максимальный расцепитель с  $I_{\text{ном.р}} = 1600 \text{ А}$ . Принимаем ступень регулирования тока расцепителя равной  $0,8 I_{\text{ном.р}} = 0,8 \cdot 1600 = 1280 \text{ А}$ , что удовлетворяет условию (6.13).

Для выбора распределительного шинопровода РШ1 вычисляем расчетную нагрузку на 1 м шинопровода по формуле (6.18):

$$I_{\text{рш}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 42} = 9,05 \text{ А/м.}$$

Так как  $l_1 < l_2$ , то наиболее загруженным плечом РШ1 является участок длиной 30 м, т.е.  $l_p = l_2$ . Определяем по (6.19) расчетный ток наиболее загруженного плеча:

$$I_p = 9,05 \cdot 30 = 271,5 \text{ А.}$$

Номинальный ток шинопровода РШ1 находим по выражению (6.17)

$$I_{\text{ном ш}} \geq 271,5 \text{ А.}$$

Выбираем шинопровод РШ1 типа ШРА4-400 с  $I_{\text{ном ш}} = 400 \text{ А}$ .

Определяем расчетный ток для выбора шинопровода РШ2:

$$I_p = \frac{S_{\text{р ш}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}; \quad I_p = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 243,4 \text{ А.}$$

По условию (6.17) номинальный ток шинопровода РШ2

$$I_{\text{ном ш}} \geq 243,4 \text{ А.}$$

Выбираем шинопровод ШРА4-250А с  $I_{\text{ном ш}} = 250 \text{ А}$ .

## 6.7. ПИТАЮЩИЕ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СИЛОВЫЕ СЕТИ

Сети напряжением до 1 кВ, предназначенные для обеспечения электроэнергией силовых электроприемников, условно делятся на питающие и распределительные. *Питающая сеть* соединяет с ТП цеховые РУ (распределительные панели, щиты, шкафы, шинопроводы, пункты и т.п.), *распределительная* служит для питания силовых электроприемников.

Питающие силовые сети переменного тока прокладываются как внутри зданий и сооружений, так и снаружи. Внутрицеховые сети могут быть выполнены по магистральной или радиальной схеме.

Магистральные питающие сети рекомендуется применять в цехах энергоемких производств при распределении электроэнергии от трансформаторов мощностью 1600 и 2500 кВ·А, что позволяет существенно сократить количество прокладываемых кабелей, а также при возможных изменениях технологического процесса, вызывающих необходимость частой замены оборудования.

Как правило, в магистральных сетях применяются шинопроводы. В ТП магистральные шинопроводы подключаются к РУ до 1 кВ через линейный автоматический выключатель или наглухо, т.е. без коммутационного аппарата (рис. 6.12). В последнем случае защита

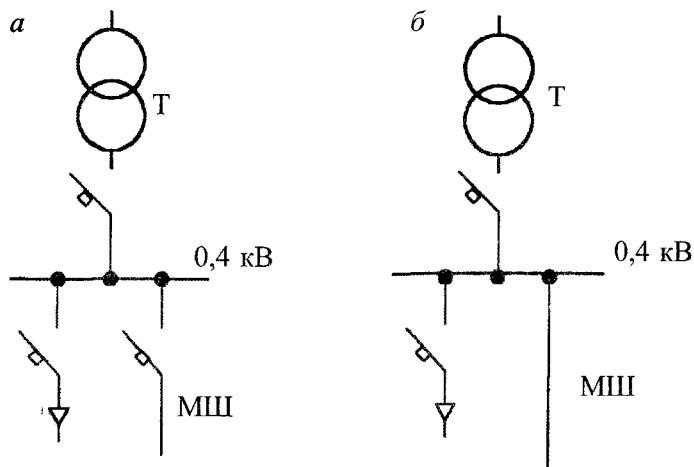


Рис. 6.12. Схема присоединения магистральных шинопроводов:  
 а — с помощью автоматического выключателя; б — наглухо

магистральной осуществляется выключателем в цепи трансформатора. Непосредственно к трансформатору, кроме главной магистрали, разрешается присоединять небольшое РУ, необходимое для подключения электрического освещения и других нагрузок, отключение которых вместе с главной магистралью недопустимо.

Схемы, показанные на рис. 6.12, позволяют отказаться от громоздкого, дорогостоящего низковольтного щита ТП. Это фактически так называемые схемы блока трансформатор — магистраль, обеспечивающие пропуск через шинопровод всей трансформаторной мощности.

К трансформатору единичной мощности 1000 кВ·А обычно присоединяется один магистральный шинопровод, мощностью 1600 кВ·А и мощностью 2500 кВ·А — не более двух. Если к трансформатору подключены две магистрали или по магистрали передается часть мощности трансформатора, то шинопровод должен присоединяться к шинам РУ ТП через линейный автоматический выключатель (рис. 6.12, а), выбранный по расчетному току магистрали [24].

Магистральные сети для питания электроприемников третьей и второй категории с низкой степенью резервирования следует выпол-

нять согласно схеме рис. 6.13, а для большинства электроприемников второй категории — по схеме рис. 6.14. Для групп электроприемников второй категории могут также применяться магистральные сети с использованием однострановых подстанций, питающихся от разных секций 6 — 10 кВ ИП (рис. 6.15).

Целесообразно отметить, что установка секционирующего выключателя QF непосредственно в цехе при магистральных схемах электроснабжения является нежелательной, так как при этом существует вероятность двустороннего питания магистралей, что повышает опасность электротравматизма. Если возникает необходимость в применении таких схем, то рекомендуется автоматизировать включение секционирующего выключателя, заблокировав его с установленными на магистрях автоматическими выключателями ТП [25].

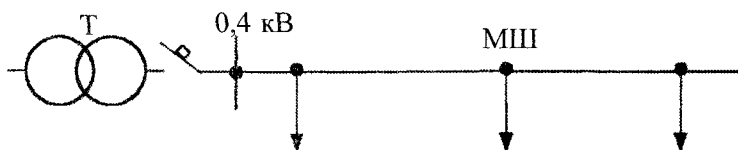


Рис. 6.13. Магистральная схема питающей сети при применении однострановой подстанции

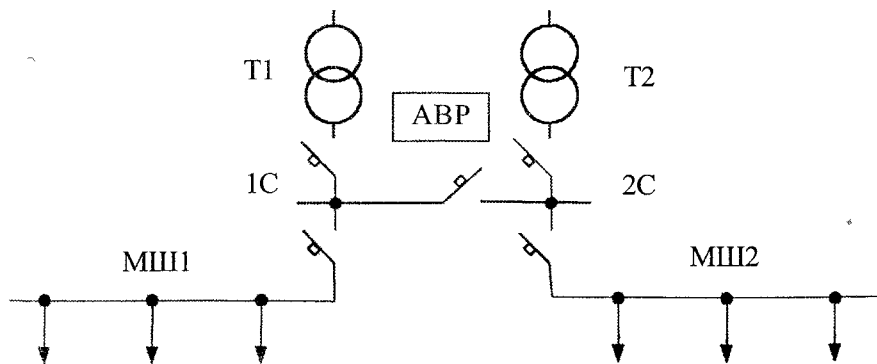


Рис. 6.14. Магистральная схема питающей сети при применении двухтрансформаторной подстанции

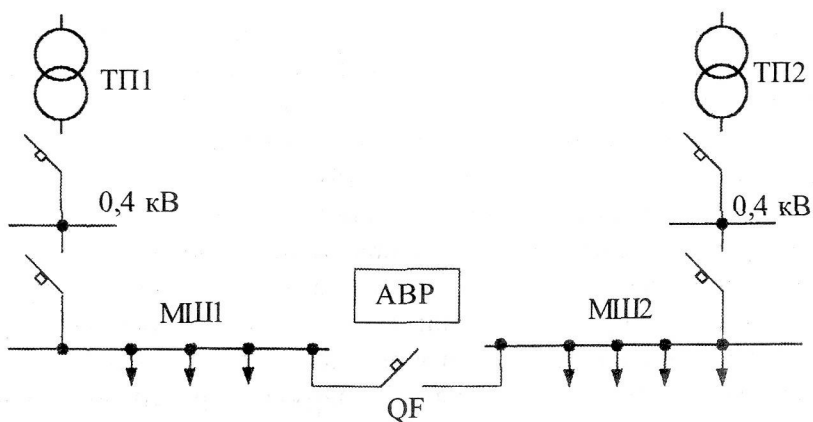


Рис. 6.15. Магистральная схема питания электроприемников второй категории от двух ТП

Магистральные питающие сети в подавляющем большинстве случаев выполняются комплектными шинопроводами типа ШМА4 на ток 1250, 1600, 2500 и 3200 А. К таким шинопроводам рекомендуется присоединять не менее трех ответвлений с током 250 А и более.

Р а д и а л ь н ы е схемы внутрицеховых питающих сетей (рис. 6.16) следует применять при неблагоприятной окружающей среде (взрывоопасные и пожароопасные зоны, наличие токопроводящей пыли, химически активная среда), а также при повышенных требованиях к надежности электроснабжения потребителей.

Для питания электроприемников первой категории и ответственных приемников второй категории, как правило, используется схема, показанная на рис. 6.16, б. В то же время в некоторых случаях может применяться и магистральная схема с двухтрансформаторными подстанциями и АВР на стороне до 1 кВ (см. рис. 6.14).

В процессе проектирования цехового электрооборудования выполняется тщательный анализ исходной информации для выбора наиболее приемлемого способа распределения электроэнергии. В тех случаях, когда ни одна из рассматриваемых схем не обладает очевидным преимуществом, выбор вида сети осуществляется на основе технико-экономических расчетов. При разнице приведенных затрат до 10 % предпочтение отдается магистральной схеме питающей сети [23].

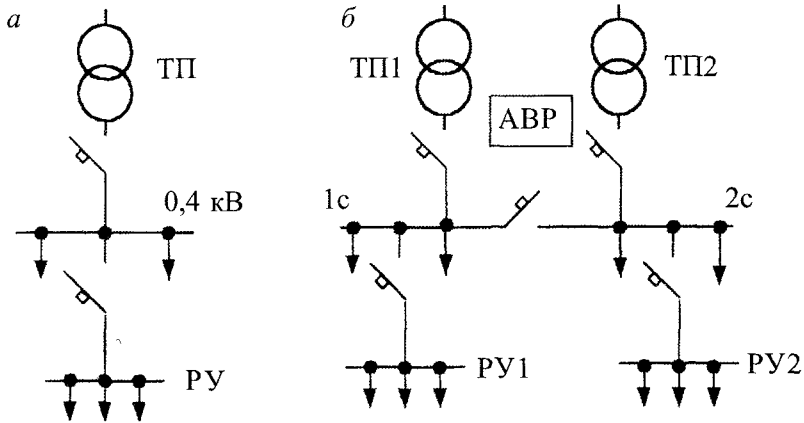


Рис. 6.16. Радиальные схемы питающих сетей:  
 а — при применении однотрансформаторной подстанции;  
 б — при применении двухтрансформаторной подстанции

Внецеховые питающие сети напряжением до 1 кВ обычно выполняются кабелями по радиальной схеме.

В силовых сетях, как внутрицеховых, так и внецеховых, может оказаться целесообразным питание РУ до 1 кВ в цепочку (рис. 6.17).

При построении цеховых сетей рекомендуется РУ до 1 кВ размещать вблизи центров нагрузок и формировать питающую сеть так, чтобы длина распределительной сети была по возможности минимальной. Каждое структурное подразделение предприятия следует питать от одного или нескольких РУ до 1 кВ, от которых, как правило, другие подразделения не должны получать электроэнергию.

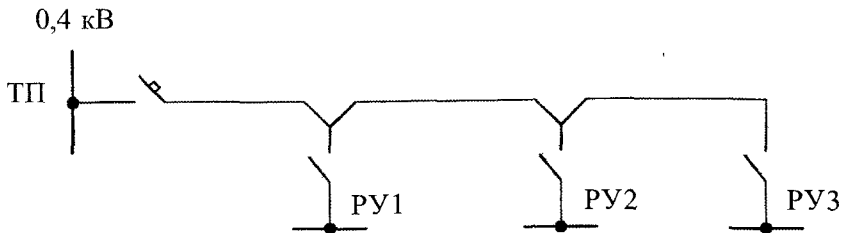


Рис. 6.17. Схема питания потребителей цепочкой

Распределительные внутрицеховые сети выполняются по магистральным или радиальным схемам. Выбор схемы зависит от планировки и габаритов производственного оборудования, наличия подъемно-транспортных установок, условий среды в цехе и т.п.

Магистральные распределительные сети обычно выполняются с помощью комплектных распределительных шинопроводов на ток 250, 400 и 630 А. Их целесообразно применять при упорядоченном, рядном расположении оборудования, а также при нестабильном размещении технологических установок, механизмов, станков и т.п.

При применении распределительных шинопроводов необходимо, чтобы количество ответвлений было не менее двух на 6 м длины шинопровода.

Радиальные распределительные сети применяются при питании электроприемников от распределительных щитов, шкафов, пунктов и шкафов станций управления, а также других видов низковольтных комплектных устройств.

Два соизмеримых по мощности электроприемника с близко размещенными к ним аппаратами управления рекомендуется по возможности питать от одного автоматического выключателя по схеме цепочки. Следует избегать схем, при которых в цепи одного и того же тока последовательно устанавливаются два автоматических выключателя.

Внутрицеховые сети в целом могут быть построены по радиальным (рис. 6.18), магистральным (рис. 6.19) и смешанным (рис. 6.20) схемам.

Достоинствами радиальных схем являются высокая надежность электроснабжения, удобство эксплуатации, возможность применения простых устройств автоматизации. Однако такие схемы не обладают необходимой гибкостью и требуют значительных затрат на низковольтные щиты ТП и цеховые сети.

При магистральных схемах требуются меньшие капитальные затраты на ТП, а перемещение технологического оборудования не вызывает существенных переделок сети. В то же время магистральные схемы менее надежны и удобны в эксплуатации.

В практике проектирования для электроснабжения цеховых потре-

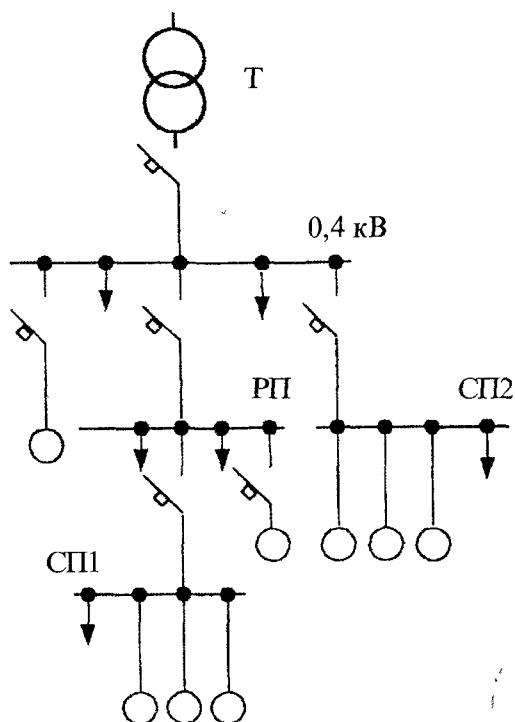


Рис. 6.18. Радиальная схема внутрицеховой сети

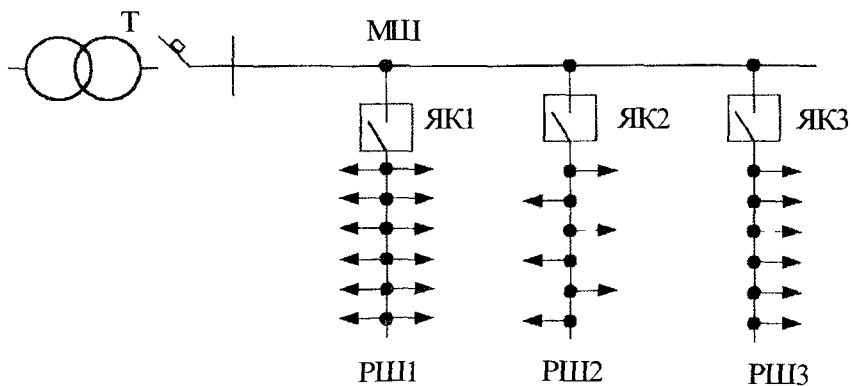


Рис. 6.19. Магистральная схема внутрицеховой сети:  
ЯК1—ЯК3 — коммутационные ящики

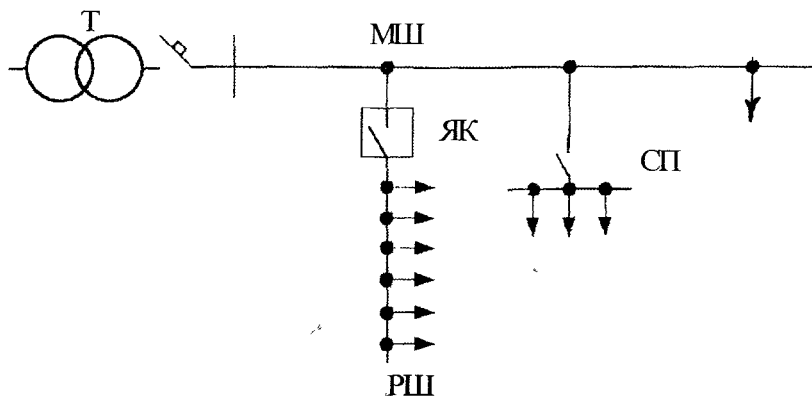


Рис. 6.20. Смешанная схема внутрицеховой сети

бителей редко применяются радиальные или магистральные схемы в чистом виде. Наибольшее распространение получили смешанные схемы, в максимальной степени удовлетворяющие требованиям экономичности, надежности и простоты эксплуатации электрических сетей. Такие схемы применяются в механических, сборочных, кузнечных, литейных цехах, на обогатительных фабриках и т.п.

Распределительная сеть в цехах промышленных предприятий с нормальной средой может быть выполнена в виде модульной проводки (рис. 6.21). Такую проводку целесообразно применять в помещениях, где электроприемники располагаются по всей площади, а также там, где часто осуществляется смена или перемещение технологического оборудования.

Модульные сети отвечают технологическим требованиям к повышенной чистоте помещений, улучшают эстетический вид цеха, не затрудняют работу кранов и подъемных механизмов, не затемняют рабочие места.

Модульные распределительные сети представляют собой проложенные в полу магистрали (провода с алюминиевыми жилами в винипластовых или стальных тонкостенных трубах) и распределительные модульные коробки, предназначенные для протяжки и ответвления проводов к электроприемникам или установки на них модульных колонок. Коробки размещаются по всей магистрали с определенным

шагом (модулем), который принимается равным 2 м для малогабаритного и 3 м для крупногабаритного оборудования. Магистралы располагаются вдоль пролетов по всей площади цеха.

Модульные коробки рассчитаны на прокладку алюминиевых магистральных проводов площадью сечения до  $35 \text{ мм}^2$  и нулевого провода площадью сечения до  $25 \text{ мм}^2$ . Общая нагрузка на магистраль не должна превышать 95 А.

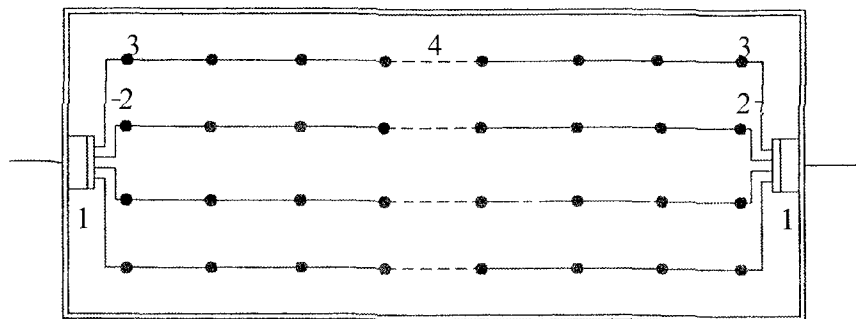


Рис. 6.21. План расположения модульных магистралей в помещениях:

- 1 — силовой пункт; 2 — модульная магистраль;  
3 — модульная коробка; 4 — нулевой провод в трубе

Модульные сети более сложны в эксплуатации, так как требуют постоянного ухода и наблюдения. В трубах из-за разности температур может образовываться конденсат. Влага может просачиваться в коробки при нарушении их уплотнения. В таких случаях осуществляют продувку труб теплым воздухом. Поэтому применение модульных сетей в проектах должно обосновываться.

Троллейные линии, предназначенные для питания электродвигателей мостовых кранов, кран-балок, тельферов и передаточных тележек, как правило, подключаются к магистральным шинопроводам или непосредственно к шинам ТП. Схемы питания и секционирования троллейных линий показаны на рис. 6.22. При питании от троллея более одного крана предусматриваются ремонтные секции (загоны), которые могут отключаться коммутационными аппаратами и использоваться для ремонта кранов. При наличии электропри-

емников первой категории, например, разливных кранов мартеновских цехов, применяется питание троллейной линии от двух независимых источников.

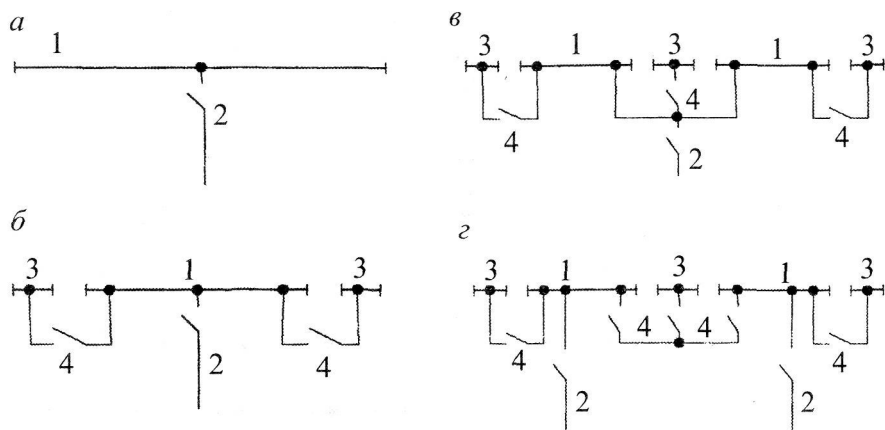


Рис. 6.22. Схемы троллейных линий:

*а* — для одного крана; *б* — для двух кранов;

*в* — для трех и более кранов;

*г* — питание линии от двух источников с взаимным резервированием;

*1* — троллейная линия; *2* — выключатель;

*3* — ремонтная секция; *4* — секционный выключатель

## 6.8. ОСВЕТИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ

На промышленных предприятиях в помещениях и на местах производства наружных работ предусматривается рабочее, а в определенных случаях также аварийное (для продолжения работы или эвакуации) искусственное освещение. Для обеспечения электроэнергией осветительных приборов необходимы осветительные сети, которые делятся на питающие и групповые. К *питающей сети* относятся линии, проложенные от шин РУ до 1 кВ ТП или других пунктов питания до групповых щитков, а к *групповой* — линии от групповых щитков до светильников или розеток.

Выбор осветительных установок осуществляется с учетом всех условий электроснабжения проектируемого объекта. При этом для обеспечения требуемого качества освещения большое значение име-

ет выбор ИП. На большинстве промышленных предприятий электро-снабжение осветительных установок осуществляется от общих для силовых и осветительных нагрузок трансформаторов со вторичным напряжением 0,23/0,4 кВ. Не рекомендуется подключать сеть электрического освещения к трансформаторам, к которым присоединены электроприемники, способные ухудшать показатели качества напряжения. В обоснованных случаях осветительные установки могут получать электроэнергию от отдельных ТП.

Рабочее освещение, как правило, питается самостоятельными линиями от шин РУ до 1 кВ ТП или от головных участков магистральных шинопроводов (рис. 6.23). Питающая осветительная сеть в большинстве случаев выполняется двухступенчатой (рис. 6.24). К первой ступени относятся линии, связывающие ТП с промежуточными распределительными щитками освещения (РЩО), а ко второй — линии от РЩО до групповых щитков. Иногда РЩО называются также магистральными щитками [14]. Их применение объясняется ограниченностью числа автоматических выключателей в распределительных щитах ТП и их большими номинальными токами. В небольших цехах РЩО могут не устанавливаться, а питающая одноступенчатая сеть присоединяется непосредственно к групповым щиткам (рис. 6.25).

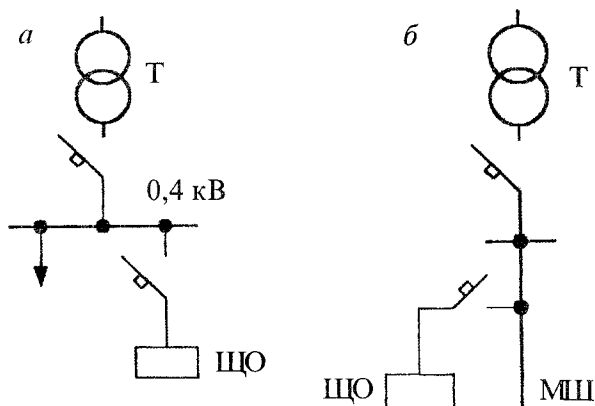


Рис. 6.23. Схемы присоединения осветительных установок:  
 а — к шинам РУ ТП; б — к магистральному шинопроводу;  
 ЩО — щиток рабочего освещения

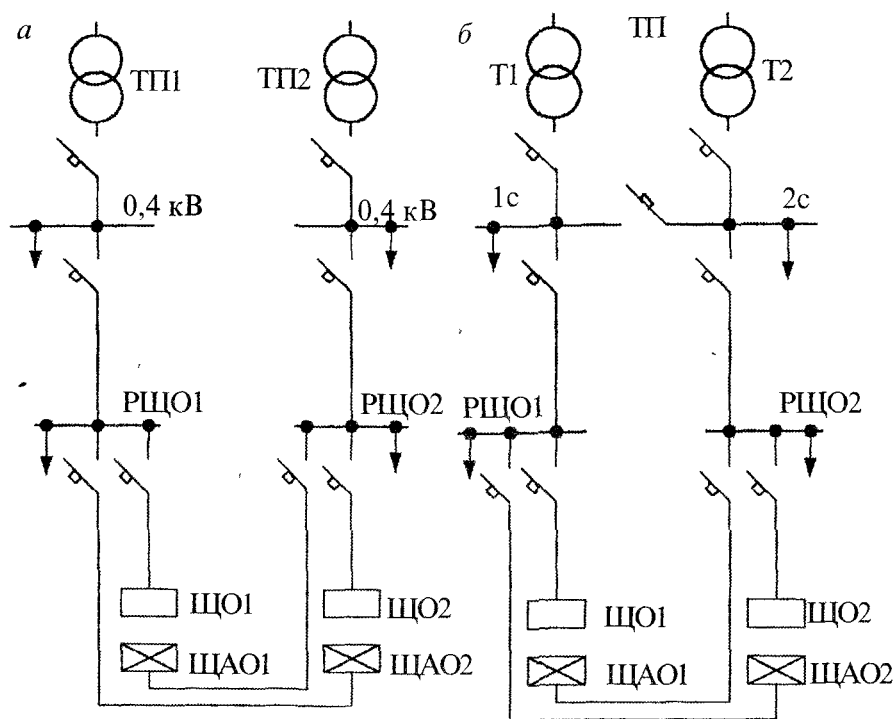


Рис. 6.24. Двухступенчатые схемы питания рабочего и аварийного освещения:

*a* — от двух однотрансформаторных подстанций;

*б* — от одной двухтрансформаторной подстанции;

ЩО и ЩАО — групповые щитки рабочего и аварийного освещения

Питающая сеть освещения обычно выполняется радиальными кабельными линиями, которые прокладываются по общим трассам с силовыми кабелями. В больших и многоэтажных зданиях питающая сеть может быть выполнена по магистральной схеме.

При соблюдении нормированных показателей качества напряжения на зажимах осветительных приборов допускается осуществлять питание рабочего, аварийного и эвакуационного освещения и от удаленной от ТП силовой сети. Такие схемы могут применяться для питания

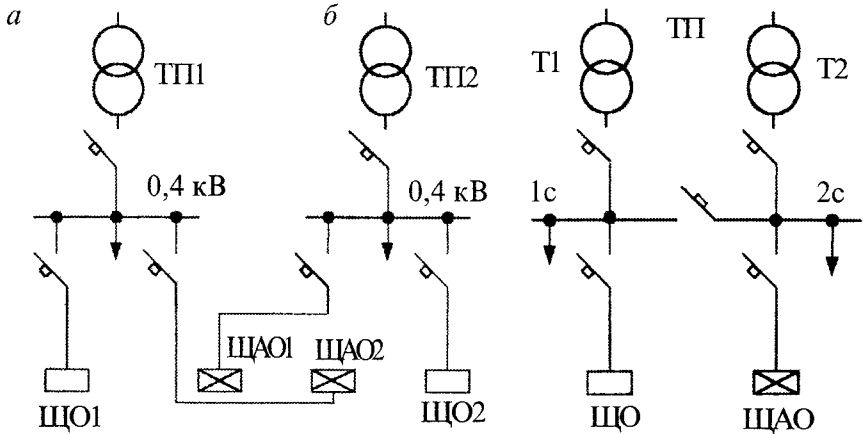


Рис. 6.25. Одноступенчатые схемы питания рабочего и аварийного освещения:

- a* — от двух однитрансформаторных подстанций;
- б* — от одной двухтрансформаторной подстанции

освещения небольших отдельных зданий и сооружений (склады, насосные станции и т.п.). Подключение цепей освещения к силовым питающим сетям рекомендуется выполнять от верхних клемм вводного коммутационного аппарата силового распределительного щита, пункта и т.п. [23]. Не допускается присоединение осветительных сетей всех видов к силовой питающей сети зданий без естественного освещения.

Осветительная питающая сеть в некоторых случаях может быть выполнена по магистральной схеме. Например, такое решение, после соответствующего обоснования, может быть применено в отдельных больших производственных зданиях.

Электрические сети рабочего и аварийного освещения в производственных зданиях и в зонах работы на открытых пространствах должны быть подключены к разным независимым ИП. Допускается их присоединение к разным трансформаторам двухтрансформаторных подстанций.

Светильники и световые указатели эвакуационного освещения в производственных зданиях с естественным освещением следует присоединять к отдельной сети. В зданиях без естественного света эвакуационное освещение должно питаться от независимого источника.

Групповые сети выполняются в виде магистральных двух-, трех- и четырехпроводных линий. Каждая линия имеет по всей длине одинаковое число проводников одного и того же сечения. Расстояния между точками присоединения светильников к групповой линии должны быть одинаковыми в пределах проектируемого производственного помещения, что необходимо для создания равномерной освещенности по площади цеха. При подключении светильников к групповой линии следует обеспечивать по возможности равномерную загрузку фаз.

Групповые сети могут быть выполнены комплектными осветительными двухпроводными или четырехпроводными шинопроводами. Их рекомендуется применять в помещениях с нормальной средой, кроме особо сырых, при рядном и частом расположении светильников общего освещения, а также в тех случаях, когда нагрузка линии превышает 50 % номинального тока шинопровода. Не следует прокладывать осветительные шинопроводы в складских помещениях.

## **6.9. ВЫБОР КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

Электрические сети напряжением до 1 кВ различаются между собой в зависимости от конструкции, способов изоляции и прокладки проводников. Выбор конструктивного исполнения сети зависит от ее назначения, расстановки производственного оборудования, требований к надежности электроснабжения электроприемников, условий окружающей среды, размещения ТП, вероятности изменения технологического процесса, вызывающего перемещение или замену оборудования и т.д.

По способу изоляции сети могут быть разделены на две группы:

- 1) выполненные неизолированными проводами и шинами;
- 2) выполненные изолированными проводниками.

К первой группе относятся воздушные линии и шинопроводы, а ко второй — кабельные линии и электропроводки.

Воздушные линии до 1 кВ на промышленных объектах применяются ограниченно. Их используют в основном в сетях наружного электрического освещения, а также для питания обособленных маломощных потребителей, расположенных на периферии предприятия или за его пределами.

Для передачи и распределения электроэнергии на промышленных предприятиях широкое распространение получили магистральные и распределительные шинопроводы. Они применяются в помещениях с разнообразной окружающей средой, кроме взрывоопасной, химически активной и особо сырой. При соблюдении определенных условий шинопроводы могут прокладываться в пожароопасных помещениях [14]. Шинопроводы целесообразно использовать при нестабильном расположении оборудования, так как они позволяют относительно быстро перестраивать электрическую сеть. Промышленное изготовление комплектных шинопроводов дает возможность вести монтаж сетей индустриальными методами из стандартных секций, число и конфигурация которых определяются проектом.

Для присоединения к магистральным шинопроводам используются специальные секции, которые выполняются без коммутационных аппаратов, с разъединителем или автоматическим выключателем. Распределительные шинопроводы для подключения электроприемников имеют ответвительные коробки, в которых могут устанавливаться предохранители, автоматические выключатели или разъединители. От распределительных шинопроводов к электроприемникам проводники прокладываются в трубах, металлорукавах, коробках, на лотках и перфополосах.

Прокладка распределительных шинопроводов должна осуществляться на стойках вблизи технологического оборудования или над ним. Шинопроводы могут также прокладываться на кронштейнах по стенам и колоннам зданий.

Шинопроводы следует размещать в зонах, где их повреждение подъемно-транспортными механизмами и перемещаемыми грузами маловероятно. Их располагают на высоте не ниже 2,5 м от уровня

пола или площадки обслуживания [4]. При прокладке шинопроводов на высоте более 3 м и отсутствии площадок для их обслуживания следует применять ответвительные устройства без аппаратов защиты. Ответвления от шинопроводов длиной до 6 м к вводным устройствам технологического оборудования и цеховым РУ, имеющим на вводе защитный аппарат, необходимо выполнять с использованием секций или коробов без автоматических выключателей и предохранителей.

В тех случаях, когда шинопроводы нецелесообразны или недопустимы, электрические сети выполняются изолированными проводниками: проводами и кабелями. Большое разнообразие выпускаемых промышленностью проводов и кабелей, а также возможных способов их прокладки обеспечивает построение электрической сети, удовлетворяющей требованиям любых потребителей электроэнергии.

Изолированные проводники могут иметь поверх изоляции жил защитную оболочку в разном исполнении. Для защиты изоляции жил от воздействия света, влаги, различных химических веществ, а также с целью предохранения ее от механических повреждений кабели снабжаются металлическими, пластмассовыми и резиновыми оболочками. Лучшими оболочками в отношении герметичности и влагонепроницаемости являются металлические (алюминиевые, свинцовые, стальные), применяемые для влагостойкой (бумажной) изоляции. Однако использование в сетях до 1 кВ кабелей с металлическими оболочками (например, марок АСБ, СБ, ААБ, ААШвУ и т.п.) приводит к удорожанию СЭС и усложнению ее эксплуатации.

Кабели с невлагостойкой изоляцией (пластмассовой или резиновой) не нуждаются в металлической оболочке. В связи с этим такие кабели изготавливаются в пластмассовой или резиновой оболочке (например, АВВГ, АНРГ, АПВГ и т.п.), что снижает их стоимость, упрощает монтаж и эксплуатацию электрических сетей.

Изолированные провода обычно не имеют защитных оболочек (например, АПВ, ПВ, АППВ и т.п.). Некоторые провода выпускаются с защитными покровами (например, АПР, ПР, ПРД, АПРТО и т.п.).

Внутри зданий кабели могут прокладываться открыто по стенам и строительным элементам на скобах и кабельных конструкциях, в коробах, на лотках, тросах, а также в блоках и кабельных каналах. По

территории предприятия рекомендуется прокладывать кабели открыто на эстакадах, по наружным стенам зданий и сооружений. Если указанные способы канализации электроэнергии невозможны, то кабельные линии внецеховых сетей прокладываются в земле.

*Электропроводкой* называется совокупность проводов и кабелей с относящимися к ним креплениями, поддерживающими защитными конструкциями и деталями [4]. В электропроводах применяются небронированные силовые кабели с резиновой или пластмассовой изоляцией с площадью сечения фазных жил до 16 мм<sup>2</sup>. Электропроводки внутри зданий делятся на открытые и скрытые.

**Открытая электропроводка** (по строительным элементам, опорам и т.д.) имеет много конструктивных исполнений, из которых для промышленных предприятий основными являются прокладка проводников в трубах, металлорукавах, коробах, на лотках и тросах. Реже применяется открытая электропроводка внутри помещений на роликах и изоляторах.

**Скрытая электропроводка** (внутри конструктивных элементов зданий и сооружений) выполняется в трубах, гибких металлорукавах, коробах, каналах и пустотах строительных конструкций, под штукатуркой и т.п. Выбор конструкции сетей осуществляется проектировщиками на основе анализа исходных данных, изучения особенностей производства и других факторов.

При выполнении электромонтажных работ более желательной является открытая электропроводка. Однако в некоторых случаях такое исполнение сети совершенно недопустимо или нецелесообразно из-за неудобства эксплуатации.

Питающая сеть должна, как правило, прокладываться открыто. Применение трубных электропроводок в проекте необходимо обосновывать.

Открыто положенные кабели и провода должны быть защищены от механических повреждений до безопасной высоты, но не менее чем на 2 м от уровня пола или площадки обслуживания. Защита открыто проложенных проводников осуществляется металлическими кожухами, уголками, швеллерами или стальными гнутыми листовыми профилями.

Для образования каналов для проводов и кабелей в толще фундаментов или в полах помещений необходимы достаточно прочные, герметичные и гладкие внутри трубы. Это могут быть винипластовые или полиэтиленовые трубы, а в обоснованных случаях — стальные тонкостенные. Стальные водогазопроводные трубы применять для скрытой прокладки разрешается только во взрывоопасных помещениях.

Важным общим требованием к конструктивному исполнению электрических сетей до 1 кВ является обеспечение возможности смены проводов и кабелей в условиях эксплуатации, так как срок службы изоляции проводников ограничен. Из-за теплового износа и воздействия окружающей среды изоляция и оболочки проводников со временем теряют свои диэлектрические и механические свойства. В зависимости от условий окружающей среды, качества электротехнических материалов и величин электрических нагрузок смену проводников приходится выполнять каждые 10—15 лет эксплуатации, а иногда и чаще [9].

При замене проводов и кабелей нет необходимости разрушать строительные элементы зданий и сооружений. В связи с этим прокладка проводов под штукатуркой или замоноличивание их в бетон должно быть обосновано.

Ко всем видам и исполнениям электропроводок предъявляются определенные требования, касающиеся их надежности и безопасности. Для надежной работы электроустановок необходимо прокладывать проводники так, чтобы повреждение в цепях одного механизма или установки не вызывало прекращения питания других, работающих независимо. В связи с этим запрещается прокладывать проводники разных агрегатов, не связанных технологическим процессом, в одном канале строительной конструкции, коробе, одной трубе или на одном лотке. По той же причине не допускается совместная прокладка взаиморезервирующих цепей, цепей рабочего и аварийного освещения и т.п.

Важное значение для обеспечения надежности работы электроустановок имеет устойчивость проводников в отношении распространения горения. Для открытых прокладок без стальных труб рекомендуется применять провода и кабели с такими внешними оболочками, которые не поддерживают горение (поливинилхлоридные или найрито-

вые изоляции или оболочки). В этом случае при возгорании электропроводки из-за КЗ или перегрузки, после отключения отказавшего участка сети защитой, пожар не будет распространяться.

Троллейные линии могут выполняться из угловой стали, троллейными шинопроводами или гибким кабелем (проводом).

Стальные троллеи жесткой конструкции применяются в наружных установках и во всех производственных помещениях, кроме пожароопасных классов П-I и П-II, взрывоопасных всех классов и химических производств.

Троллейные комплектные шинопроводы следует применять для питания подъемно-транспортных механизмов в цехах с нормальной средой, в помещениях с улучшенной отделкой, в электротехнических помещениях, а также в наружных установках (под навесом). Четырехпроводные троллейные шинопроводы могут использоваться также для питания переносного электроинструмента. Допускается применять троллейные шинопроводы в пожароопасных зонах классов П-Па и П-Пб при условии, что они не располагаются над местами скопления горючих материалов.

Если по условиям среды не могут быть применены троллеи из угловой стали или троллейные шинопроводы, то подвод питания к крановым установкам должен осуществляться гибким шланговым кабелем. При этом во взрывоопасных зонах и пожароопасных зонах классов П-I и П-II должны применяться кабели с медными жилами.

Осветительные сети промышленных предприятий выполняются осветительными шинопроводами, в виде открытых электропроводок на изолирующих опорах (изоляторах, кликах и тросах), а также в виде скрытых электропроводок.

Наиболее целесообразны в цехах промышленных предприятий тросовые проводки и осветительные шинопроводы.

#### **6.10. ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

Электрические сети и установки до 1 кВ следует защищать от токов аномальных режимов. К аномальным режимам относятся короткие замыкания, а также длительные по времени перегрузки, периодически возникающие в процессе эксплуатации электроустановок.

От токов коротких замыканий необходимо защищать сети всех назначений и видов прокладок. Защиту от перегрузки должны иметь следующие внутрицеховые сети промышленных предприятий [4]:

- 1) выполненные открыто проложенными проводниками с горючей оболочкой или изоляцией;
- 2) осветительные сети в служебно-бытовых помещениях, включая сети для бытовых и переносных электроприемников, а также в пожароопасных зонах;
- 3) силовые сети в тех случаях, когда по условиям технологического процесса или по режиму работы сети может возникнуть длительная перегрузка проводников;
- 4) сети всех видов во взрывоопасных зонах классов В-I, В-Ia, В-II и В-IIa.

В качестве аппаратов защиты электрических сетей применяются предохранители и автоматические выключатели. Для защиты электроприемников и сетей от токов КЗ следует широко применять плавкие предохранители, не допуская необоснованного использования автоматических выключателей. Автоматические выключатели должны устанавливаться в случаях [27]:

- 1) необходимости автоматизации управления;
- 2) необходимости обеспечения более быстрого по сравнению с предохранителями восстановления питания, если при этом не имеют решающего значения вероятность неселективных отключений и отсутствие эффекта ограничения тока КЗ;
- 3) частых аварийных отключений (испытательные, лабораторные и т.п. установки).

В остальных случаях рекомендуется применять предохранители с наполнителем типа НПН2 и ПН2. Предохранители с закрытой плавкой вставкой без наполнителя (например, типа ПР2) допускается использовать в небольших (преимущественно передвижных) установках и при расширении действующих установок с такими предохранителями.

Плавкие предохранители для защиты сетей должны устанавливаться во всех нормально незаземленных полюсах и фазах. Установка предохранителей в нулевых проводниках запрещается.

Аппараты защиты по возможности следует устанавливать непосредственно в местах присоединения защищаемых проводников. Длина незащищенного участка ответвления от питающей линии до защищенного аппарата в случае необходимости может приниматься до 6 м. На этом участке сечение проводников должно быть выбрано по расчетному току. Для ответвлений в труднодоступных местах (например, на большой высоте) аппарат допускается устанавливать на расстоянии до 30 м от точки ответвления. При этом необходимо, чтобы пропускная способность проводников ответвления была не ниже расчетного тока и не менее 10 % пропускной способности защищенного участка магистрали [4, 14].

Отключающая способность защитных аппаратов должна соответствовать реально возможным значениям токов КЗ на защищаемом участке.

Номинальные токи плавких вставок предохранителей выбираются по условиям (6.5) и (6.6), а номинальные токи и токи срабатывания расцепителей автоматических выключателей — по условиям (6.13) и (6.14). Для повышения чувствительности защиты во всех случаях эти токи следует выбирать возможно меньшими в соответствии с расчетными токами линий или номинальными токами электроприемников, но так, чтобы защитные аппараты не отключали электрические цепи при кратковременных перегрузках.

Одним из важнейших требований к аппаратам защиты в разветвленных сетях является селективность (избирательность) действия, которая заключается в последовательном отключении участков сети с определенными интервалами времени в направлении от места повреждения (перегрузки) к ИП. Число ступеней защиты во внутрицеховой сети должно быть не более двух или трех: ответвление к электроприемнику, распределительному шкафу или шинопроводу и главная магистраль от трансформатора [30].

Наиболее точно селективность обеспечивается построением карты селективности, на которую наносятся заводские защитные характеристики (зависимости времени срабатывания аппаратов от тока) последовательно включенных предохранителей и автоматических выключателей. Условие избирательности для предохранителей

$$t_6 > (1,7 - 3) t_m, \quad (6.20)$$

а для автоматических выключателей

$$t_6 \geq 1,5 t_m, \quad (6.21)$$

где  $t_6$  и  $t_m$  — соответственно время срабатывания защиты вышестоящей (ближе к ИП) и нижестоящей ступеней при токе аномального режима.

На нижестоящей ступени могут быть защитные аппараты с разными номинальными токами. В этом случае величина  $t_m$  определяется для аппарата, имеющего наибольший номинальный ток (плавкой вставки или расцепителя).

С целью иллюстрации на рис. 6.26 приведены двухступенчатые схемы защиты электрических сетей предохранителями и автоматическими выключателями, а на рис. 6.27 — построенные для них карты селективности с указанием тока аномального режима  $I_a$  и величин  $t_6$  и  $t_m$ .

Рассмотренный способ обеспечения избирательности защиты не совсем удобен для практического использования. Поэтому при проектировании селективность действия предохранителей достигается подбором номинальных токов их плавких вставок по специальным табли-

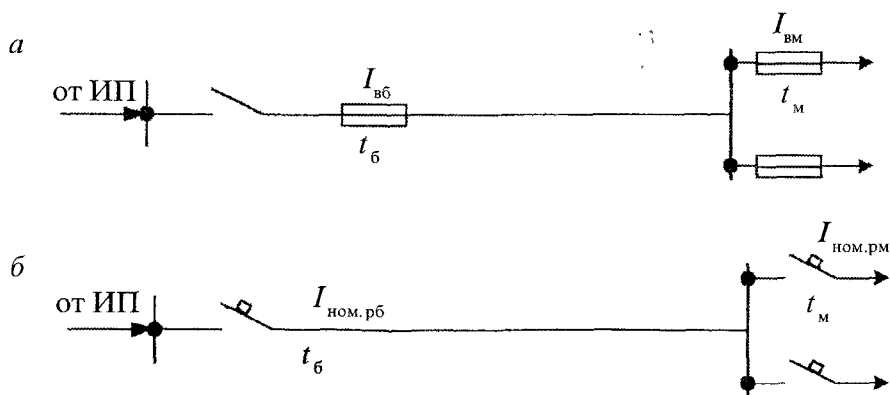


Рис. 6.26. Схема двухступенчатой защиты сети:

*а* — предохранителями; *б* — автоматическими выключателями

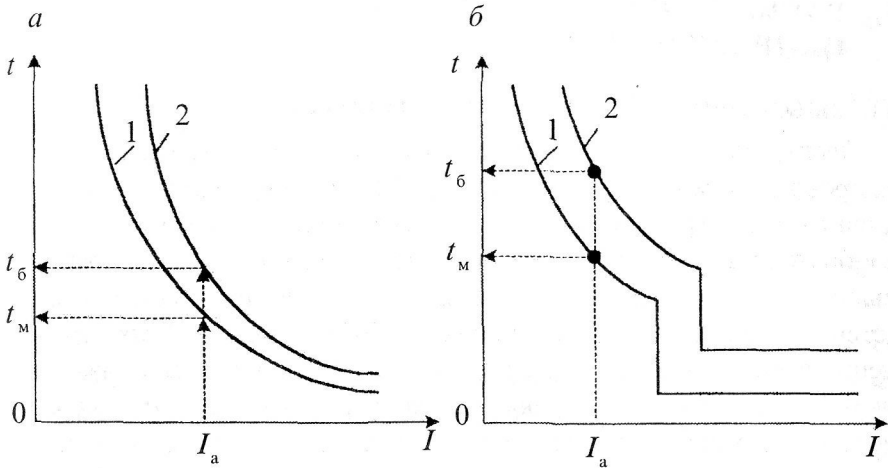


Рис. 6.27. Карты селективности защиты:

$a$  — для предохранителей;

$b$  — для автоматических выключателей;

1 и 2 — времятоковые характеристики первой и второй ступени защиты

цам [14]. Допускается также считать, что избирательности в работе предохранителей можно достичь, если номинальные токи плавких вставок последующего и предыдущего предохранителей различаются не менее чем на две ступени.

Для автоматических выключателей с обратно зависимыми от тока характеристиками расцепителей в качестве условия селективности может быть принято такое выражение

$$I_{\text{ном. рб}} \geq 1,5 I_{\text{ном. рм}}, \quad (6.22)$$

где  $I_{\text{ном. рб}}$  и  $I_{\text{ном. рм}}$  — соответственно номинальные токи расцепителей выключателей вышестоящей и нижестоящей ступени защиты.

При применении комбинированной защиты, выполненной автоматическими выключателями и предохранителями, проверка по условию избирательности осуществляется путем построения карт селективности. Аппараты защиты подбираются таким образом, чтобы выполнялись условия (6.20), (6.21).

## 7. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЯМИ ДО 1 кВ

### 7.1. ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Электрические сети до 1 кВ промышленных объектов выполняются проводниками из алюминия и меди. Медные проводники обладают лучшими электрическими и механическими свойствами. Однако из соображений экономичности при проектировании СЭС, как правило, выбираются проводники с алюминиевыми жилами, за исключением сетей во взрывоопасных зонах классов В-I и В-Ia, в которых применение проводов и кабелей с медными жилами является обязательным. Медные проводники также предусматриваются для питания переносных и передвижных электроприемников, для присоединения электро-технических устройств, установленных непосредственно на виброизолирующих опорах, и для силовых цепей крановых установок [4].

В процессе эксплуатации проводники не должны длительно перегреваться сверх допустимой температуры, величина которой установлена:

- + 80 °С — для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением до 3 кВ;
- + 70 °С — для шин и неизолированных проводов;
- + 65 °С — для кабелей и проводов с резиновой или пластмассовой изоляцией, а также кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением 6 кВ;
- + 60 °С — для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением 10 кВ.

Для шин, проводов и кабелей длительно допустимые токи  $I_{\text{доп}}$ , определенные при температуре окружающего воздуха +25 °С, земли и воды +15 °С, приводятся в таблицах [4]. Допустимые длительные токовые нагрузки проводов и кабелей с медными жилами принимаются равными 130 % нагрузок аналогичных алюминиевых проводников [14]. Значения  $I_{\text{доп}}$  для проводов и кабелей с алюминиевыми жилами, а также для шланговых шнуров и кабелей с медными жилами даны в табл. П20 — П23.

В справочных таблицах значения  $I_{\text{доп}}$  приводятся для кабелей,

проложенных в воздухе, земле и воде, и для проводов, проложенных открыто и в одной трубе. Для проводов, проложенных на лотках в один ряд, длительно допустимые токи должны приниматься как при прокладке в воздухе, а для проложенных в коробах, на лотках в пучках и тросах — как при прокладке в трубах.

При определении количества проводов, прокладываемых в одной трубе, или жил многожильного проводника, нулевой рабочий проводник, а также заземляющие и нулевые защитные проводники в расчет не принимаются.

Сечение нулевого защитного проводника следует принимать равным или больше половины фазного сечения, но не меньшим, чем требуемое по механической прочности. Рабочие нулевые проводники систем трехфазного тока должны иметь пропускную способность не менее наибольшей возможной длительной нагрузки [ 4].

Проводники электрических сетей всех видов и назначений выбираются или проверяются по допустимому нагреву длительным расчетным током  $I_p$  по условию

$$I_{\text{доп}} \geq I_p / K_{\text{п}}, \quad (7.1)$$

где  $K_{\text{п}}$  — поправочный коэффициент на фактические условия прокладки проводов и кабелей.

Для электрических сетей до 1 кВ, как правило, поправочный коэффициент

$$K_{\text{п}} = K_1 K_2, \quad (7.2)$$

где  $K_1$  и  $K_2$  — коэффициенты, учитывающие фактическую температуру окружающей среды и количество совместно проложенных проводников [4].

При выборе сечений проводников для ответвлений к отдельным электроприемникам в качестве  $I_p$  принимаются их номинальные токи  $I_{\text{ном}}$ . Причем во взрывоопасных зонах (кроме В-Іб и В-Іг) длительно допустимый ток ответвления к электродвигателю с короткозамкнутым ротором должен быть не менее  $1,25 I_{\text{ном}}$  двигателя.

Принятое сечение проводников должно быть не менее требуемого по механической прочности. По механической прочности площадь минимального сечения алюминиевых проводников для присоединения

к неподвижным электроприемникам внутри помещения должна быть не менее  $4 \text{ мм}^2$  при прокладке на изоляторах,  $2 \text{ мм}^2$  — при других способах прокладки [14].

Проводники должны обеспечивать нормируемые уровни напряжения на зажимах электроприемников. При необходимости сечения проводников повышаются для удовлетворения всех нормативных требований. Сечения проводников питающих силовых сетей при  $T_{\text{max}} > 5000 \text{ ч}$  проверяются по экономической плотности тока.

Выбранные по нагреву сечения проводников должны соответствовать их защитным аппаратам, что проверяется по условию

$$I_{\text{доп}} \geq K_3 I_3 / K_n, \quad (7.3)$$

где  $K_3$  — кратность длительно допустимого тока проводника по отношению к номинальному току или току срабатывания защитного аппарата;  $I_3$  — номинальный ток или ток срабатывания защитного аппарата. По выражению (7.3) допускается применение ближайшего меньшего сечения проводника, но не меньшего, чем это требуется по условию нагрева расчетным током [4]. Если условия прокладки проводов и кабелей не отличаются от принятых в [4], то величина  $K_n = 1$ , и выражения (7.1) и (7.3) упрощаются:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p; \quad (7.4)$$

$$I_{\text{доп}} \geq K_3 I_3. \quad (7.5)$$

В сетях, защищаемых только от  $K_3$ , не требующих защиты от перегрузки, принимаются следующие минимальные значения коэффициента  $K_3$ :

- 0,33 — для номинального тока плавкой вставки предохранителя;
- 0,22 — для тока уставки автоматического выключателя, имеющего только отсечку;
- 1,0 — для номинального тока расцепителя автоматического выключателя с нерегулируемой обратно зависимой от тока характеристикой;
- 0,8 — для тока трогания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратно зависимой от тока характеристикой.

Наличие аппарата защиты с завышенными значениями  $I_3$  не является обоснованием для увеличения сечения проводников сверх приня-

того по расчетному току. Если условие (7.3) не удовлетворяется, то в сети до 1 кВ следует рассчитать ток однофазного КЗ $I^{(1)}$  и определить кратность  $I_k^{(1)}$  по отношению к  $I_3$ :

$$K_{кз} = I_k^{(1)} / I_3. \quad (7.6)$$

Минимальные нормируемые значения кратности приведены в табл. 7.1 [4].

Таблица 7.1

**Кратности тока КЗ по отношению к номинальным токам или токам срабатывания защитных аппаратов**

Вид защитного аппарата	$I_3$	$K_{кз}$	
		в невзрыво-опасных зонах	во взрыво-опасных зонах
Предохранитель	Номинальный ток плавкой вставки	3	4
Автоматический выключатель с нерегулируемой обратной зависимой от тока характеристикой	Номинальный ток расцепителя	3	6
Автоматический выключатель с регулируемой обратной зависимой от тока характеристикой	Ток прогания (уставка тока) расцепителя	3	6
Автоматический выключатель, имеющий только отсечку: а) с $I_{ном}$ до 100 А б) с $I_{ном}$ более 100 А	Ток уставки расцепителя	1,4 1,25	1,4 1,25

Если расчетная проверка показала, что кратности тока КЗ меньше нормируемых значений (табл. 7.1), то отключение однофазных КЗ в сети до 1кВ должно обеспечиваться специальной защитой.

Для электрических сетей, защищаемых от перегрузки, при проверке условия (7.3) значения  $K_3$  принимаются по табл.7.2.

Таблица 7.2

**Кратности допустимых токовых нагрузок на проводники по отношению к номинальным токам или токам срабатывания защитных аппаратов**

<i>Проводник</i>	<i>Вид защитного аппарата</i>	$I_3$	$K_3$
<i>Проводники с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией</i>	<i>Предохранитель</i>	<i>Номинальный ток плавкой вставки</i>	$1,25^*$
	<i>Автоматический выключатель, имеющий только отсечку</i>	<i>Ток уставки расцепителя</i>	$1,25^*$
<i>Кабели с бумажной изоляцией</i>	<i>Предохранитель</i>	<i>Номинальный ток плавкой вставки</i>	$1,0$
	<i>Автоматический выключатель, имеющий только отсечку</i>	<i>Ток уставки расцепителя</i>	$1,0$
<i>Проводники всех марок</i>	<i>Автоматический выключатель с нерегулируемой обратной зависимой оттока характеристикой</i>	<i>Номинальный ток расцепителя</i>	$1,0$
<i>Проводники с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией</i>	<i>Автоматический выключатель с регулируемой обратной зависимой оттока характеристикой</i>	<i>Ток прогнания расцепителя</i>	$1,0$
<i>Кабели с бумажной изоляцией и с изоляцией из вулканизированного полиэтилена</i>	<i>Автоматический выключатель с регулируемой обратной зависимой оттока характеристикой</i>	<i>Ток прогнания расцепителя</i>	$0,8$

\* Для проводников, прокладываемых в невзрывоопасных производственных помещениях промышленных предприятий, допускается принимать  $K_3 = 1$ .

Для сетей, защищаемых от перегрузки, рекомендуется обеспечить кратности, приведенные в табл. 7.2, не прибегая к возможности применения ближайшего меньшего сечения [23].

Анализ данных, приведенных в табл. 7.2, показывает, что в сетях, требующих защиты от перегрузки, применение предохранителей или автоматических выключателей, имеющих только электромагнитный расцепитель, может вызвать необходимость существенно завысить сечения защищаемых проводников по условию (7.3). В связи с этим следует избегать таких решений при проектировании электрооборудования промышленных объектов.

**Пример 7.1.** Выберите защитные аппараты и сечения проводов для ответвления к асинхронному электродвигателю с номинальным током 76,4 А и пусковым током 458,4 А. Провода прокладываются в пластмассовых трубах в помещении с нормальной окружающей средой. Условия пуска двигателя тяжелые. Расчеты выполните для двух вариантов: а) ответвление не требует защиты от перегрузки; б) ответвление необходимо защищать от перегрузки.

**Решение.** В качестве аппаратов защиты используем плавкие предохранители. Определяем номинальный ток плавкой вставки предохранителей по выражениям (6.5) и (6.6):

$$I_n \geq 76,4 \text{ А}; I_n \geq 458,4 / 2 = 229,2 \text{ А}.$$

Принимаем предохранители типа ПН2-250 с  $I_n = 250 \text{ А}$ .

Сечения проводов определяем по условию (7.4):

$$I_{\text{доп}} \geq 76,4 \text{ А}.$$

Выбираем по табл. П.20 три одножильных провода марки АПВ площадью сечения 25 мм<sup>2</sup>, прокладываемых в пластмассовой трубе, для которых  $I_{\text{доп}} = 80 \text{ А}$ . Нулевой защитный проводник принимаем площадью сечения 16 мм<sup>2</sup>. Таким образом, выбираем для ответвления провода АПВ-3(1×25)+1×16.

Проверяем по выражению (7.5), соответствуют ли выбранные провода аппаратам максимальной токовой защиты. Для случая, когда ответвление не требует защиты от перегрузки,

$$I_{\text{доп}} \geq 0,33 \cdot 250 = 82,5 \text{ А}.$$

Так как может быть принято ближайшее меньшее сечение с до-

пустимым током 80 А, то считаем, что выбранные провода удовлетворяют условию (7.5).

Если ответвление защищается от перегрузки, то тогда

$$I_{\text{доп}} \geq 1 \cdot 250 = 250 \text{ А.}$$

В данном случае должно быть принято сечение проводов площадью 150 мм<sup>2</sup> с  $I_{\text{доп}} = 250 \text{ А}$ . Это приведет к значительному увеличению расхода цветного металла.

Более рациональным решением является применение для защиты ответвления от токов КЗ и перегрузки автоматического выключателя с комбинированным расцепителем, имеющим обратно зависимую от тока защитную характеристику.

При токовой нагрузке ответвления 76,4 А может быть выбран автоматический выключатель ВА51-31, имеющий расцепитель с номинальным током 80 А.

В этом случае по условию (7.5)

$$I_{\text{доп}} \geq 1 \cdot 80 = 80 \text{ А,}$$

что соответствует допустимому току проводов АПВ-3(1×25)+1×16.

**Пример 7.2.** Радиальная линия трехфазной сети напряжением 380 В питает группу асинхронных электродвигателей. Линия прокладывается в помещении кабелем марки АВВГ при температуре воздуха +30 °С. Расчетный ток линии  $I_p = 110 \text{ А}$ , пиковый ток при легких условиях пуска  $I_{\text{пик}} = 490 \text{ А}$ . Защита линии от перегрузки не требуется. Определите номинальный ток плавких вставок предохранителей, защищающих линию от токов КЗ, и выберите сечение жил кабеля.

**Решение.** Номинальный ток плавких вставок определяем по выражениям (6.5) и (6.6):

$$I_b \geq 110 \text{ А; } I_b \geq 490/2,5 = 196 \text{ А.}$$

Выбираем предохранители типа ПН2-250 с плавкими вставками на 200 А.

По [4] принимаем поправочный коэффициент на температуру окружающей среды +30 °С, равный 0,94. Выбираем сечение жил кабеля по выражению (7.1):

$$I_{\text{доп}} \geq 110/0,94 = 117 \text{ А.}$$

Принимаем по табл. П21 кабель с алюминиевыми жилами площадью сечения  $70 \text{ мм}^2$  марки АВВГ-3 $\times$ 70 + 1 $\times$ 35, имеющий при прокладке в воздухе  $I_{\text{доп}} = 140 \text{ А}$ .

По условию (7.3)

$$I_{\text{доп}} \geq 0,33 \cdot 200/0,94 = 70,2 \text{ А}$$

Следовательно, выбранный по расчетному току кабель соответствует аппаратам защиты от токов КЗ.

**Пример 7. 3.** Выполните расчет ответвления от распределительного шкафа типа ШР11 с плавкими предохранителями к сварочному трансформатору ТСП-2, имеющему паспортную мощность  $S_{\text{п}} = 19,4 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  и  $\text{ПВ}_{\text{п}} = 25 \%$ . Трансформатор включен на линейное напряжение сети 380 В. Для возможности отключения трансформатора от сети и защиты его от токов КЗ установлен коммутационный ящик типа ЯРВ 21, в котором имеется двухполюсный рубильник и два предохранителя типа ПН2-100. Условия окружающей среды нормальные.

**Р е ш е н и е.** Определяем паспортный ток трансформатора по выражению:

$$I_{\text{п}} = S_{\text{п}} / U_{\text{ном}};$$

$$I_{\text{п}} = 19,4/0,38 = 51,1 \text{ А}.$$

Выбираем ток плавких вставок предохранителей ПН2-100, установленных в коммутационном ящике, по выражению (6.9):

$$I_{\text{в}} \geq 1,2 \cdot 51,1 \sqrt{0,25} = 30,7 \text{ А}.$$

Принимаем стандартное значение номинального тока плавких вставок  $I_{\text{в}} = 31,5 \text{ А}$ . Для выбора сечения проводников ответвления от коммутационного ящика до сварочного трансформатора определяем его расчетный ток, принимаемый равным номинальному току трансформатора при  $\text{ПВ} = 100 \%$ :

$$I_{\text{р}} = I_{\text{п}} \sqrt{\text{ПВ}_{\text{п}}};$$

$$I_{\text{р}} = 51,1 \sqrt{0,25} = 25,6 \text{ А}.$$

Так как трансформатор передвижной, то для его питания принимаем шланговый гибкий кабель типа КГ с медными жилами. Величина сечения определяется по условию (7.4):

$$I_{\text{доп}} \geq 25,6 \text{ А.}$$

Принимаем по табл. П22 для двухжильного кабеля площадь сечения  $2,5 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 33 \text{ А}$ . Проверяем выбранное сечение на соответствие номинальному току плавких вставок предохранителей при защите отключения только от тока КЗ:

$$I_{\text{доп}} \geq 0,33 \cdot 31,5 = 10,4 \text{ А.}$$

Таким образом, выбранное по нагреву сечение жил кабеля удовлетворяет условию (7.5). С учетом нулевой защитной жилы принимаем кабель КГ-3×2,5. Отметим, что кабель марки КГ имеет все жилы одинакового сечения. В ШР11 на ответвлении к ЯРВ21 устанавливаем предохранители типа НПН2-63 с номинальным током плавких вставок на две ступени выше, чем в ЯРВ21. Это будет обеспечивать селективность защиты. Принимаем  $I_{\text{в}} = 50 \text{ А}$ .

На участке сети от ШР11 до ЯРВ21 открытым способом прокладываем кабель марки АНРГ. По расчетному току 25,6 А по табл. П21 для двухжильного кабеля марки АНРГ принимаем сечение жилы площадью  $4 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 29 \text{ А}$ . Выбираем кабель АНРГ-2×4+1×2,5.

Проверяем сечение жил на соответствие номинальному току плавких вставок предохранителей, защищающих кабель от тока КЗ:

$$I_{\text{доп}} \geq 0,33 \cdot 50 = 16,5 \text{ А.}$$

Так как  $29 > 16,5$ , то условие соответствия выполняется.

**Пример 7.4.** К магистральному шинопроводу с номинальным током 1600 А требуется присоединить без аппаратов защиты кабельную линию с расчетным током 93,5 А, питающую силовой распределительный шкаф. Линия выполняется открыто проложенным кабелем марки АВВГ при нормальных условиях окружающей среды. Выберите площадь сечения жил кабеля при удалении силового шкафа от шинопровода на расстояние: а) 5 м; б) 24 м.

**Решение.** При длине незащищенного участка сети 5 м (менее 6 м) площадь сечения жил кабеля определяем по расчетному току

$$I_{\text{доп}} \geq 93,5 \text{ А.}$$

Выбираем по табл. П21 для трехжильного кабеля площадь сечения  $50 \text{ мм}^2$ . Допустимый ток кабеля 110 А при прокладке в воздухе. Принимаем кабель АВВГ-3×50+1×25.

Во втором случае длина кабеля 24 м, что менее 30 м. Поэтому кабель, не защищенный от токов аномальных режимов, должен выбираться не только по расчетному току, но и по условию:

$$I_{\text{доп}} \geq 0,1 \cdot I_{\text{ном ш}};$$

$$I_{\text{доп}} \geq 0,1 \cdot 1600 = 160 \text{ А.}$$

Следовательно, необходимо выбрать кабель АВВГ-3×95+1×50 с  $I_{\text{доп}} = 170 \text{ А}$ .

## 7.2. РАСЧЕТ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Расчет осветительных сетей сводится к выбору сечений проводников и аппаратов защиты, а также к определению потерь напряжения в линиях. Площади сечения проводников выбираются по допустимому нагреву расчетным током, допустимой потере напряжения и механической прочности в зависимости от конструктивного исполнения сети. Из найденных по указанным условиям сечений проводников выбирается большее. При этом для групповой сети сечения нулевых проводников должны быть не менее фазных.

Для выбора сечений необходимо определить расчетную активную нагрузку каждой линии по выражению

$$P_p = K_c \sum_{i=1}^n K_{\text{пра } i} P_{\text{ном } i}, \quad (7.7)$$

где  $K_c$  — коэффициент спроса;  $K_{\text{пра } i}$  — коэффициент, учитывающий потери в пускорегулирующей аппаратуре  $i$ -й газоразрядной лампы;  $P_{\text{ном } i}$  — номинальная мощность  $i$ -й лампы;  $n$  — количество ламп, питающихся по линии.

Значения коэффициента спроса следует принимать [27]:

- 1 — для небольших производственных зданий, сети аварийного освещения, групповой сети рабочего освещения и линий, питающих отдельные групповые щитки;
- 0,95 — для производственных зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов;
- 0,85 — для производственных зданий, состоящих из многих отдельных помещений;

0,8 — для административно-бытовых, инженерно-лабораторных и других корпусов;

0,6 — для складских зданий, состоящих из многих отдельных помещений.

Величина  $K_{пра}$  принимается равной:

1,1 — для ламп типа ДРЛ, ДРИ;

1,2 — для люминесцентных ламп (ЛЛ) со стартерной схемой пуска;

1,3 — для ЛЛ при бесстартерной схеме пуска.

Для ламп накаливания при расчете по формуле (7.7) принимается  $K_{пра} = 1$ . Нагрев проводников обуславливается током, который определяется по формулам:

для трехфазной сети (трехпроводной и четырехпроводной)

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} U_{ном} \cos \varphi); \quad (7.8)$$

для двухфазной сети с нулевым проводом (трехпроводной)

$$I_p = P_p / (2 U_{ном \text{ ф}} \cos \varphi); \quad (7.9)$$

для однофазной сети (двухпроводной)

$$I_p = P_p / (U_{ном. \text{ ф}} \cos \varphi), \quad (7.10)$$

где  $U_{ном. \text{ ф}}$  и  $U_{ном}$  — соответственно номинальное фазное и линейное напряжение сети;  $\cos \varphi$  — коэффициент мощности активной нагрузки. В случае неравномерной нагрузки фаз расчетная активная нагрузка линии принимается равной утроенному значению нагрузки наиболее загруженной фазы.

Для повышения  $\cos \varphi$  осветительных сетей до 0,9 — 0,95 обычно используются конденсаторы, с помощью которых осуществляется индивидуальная или групповая компенсация реактивной мощности. Пускорегулирующие аппараты (ПРА) газоразрядных ламп могут быть компенсированными и некомпенсированными. Компенсированные ПРА, как правило, применяются для ЛЛ низкого давления. Светильники на две и более ЛЛ комплектуются ПРА, обеспечивающими  $\cos \varphi$  не менее 0,9, а на одну ЛЛ — 0,85 [31]. Большинство светильников с газоразрядными лампами высокого давления (типа ДРЛ, ДРИ и т.д.) имеют некомпенсированные ПРА

со средним значением  $\cos \varphi = 0,5$ . Для светильников с лампами накаливания  $\cos \varphi = 1$ . Соответствующие коэффициенты мощности будут иметь нагрузки осветительных линий.

Для участка сети, питающего групповые линии с разными величинами  $\cos \varphi$ , определяется средневзвешенное значение коэффициента мощности по выражению

$$\cos \varphi = \sum_{i=1}^n \cos \varphi_i P_{pi} / \sum_{i=1}^n P_{pi}, \quad (7.11)$$

где  $\cos \varphi_i$  — коэффициент мощности нагрузки  $i$ -й линии;  $P_{pi}$  — расчетная мощность осветительной нагрузки  $i$ -й линии;  $n$  — количество групповых линий.

При значительной мощности осветительных приборов с некомпенсированными ПРА может применяться групповая компенсация реактивной мощности, целесообразность которой должна быть технико-экономически обоснована.

Сечения проводников осветительной сети по нагреву выбираются по таблицам длительно допустимых токов в зависимости от величин  $I_p$  по условию (7.1).

Величина допустимых потерь напряжения в сети электрического освещения определяется в процентах по формуле

$$\Delta U_{\text{доп}} = 10 - \Delta U_{\text{т}}, \quad (7.12)$$

где  $\Delta U_{\text{т}}$  — потери напряжения в трансформаторе, к которому подключены осветительные установки, %.

Потери напряжения в трансформаторе подсчитываются по выражениям (4.27) и (4.28). Площадь сечения проводников в квадратных миллиметрах осветительной сети по допустимой потере напряжения определяется по формуле

$$F = M / (C \cdot \Delta U_{\text{доп}}), \quad (7.13)$$

где  $M$  — момент нагрузки рассматриваемого участка сети, кВт·м;  $C$  — расчетный коэффициент, величина которого принимается по табл. 7.3.

Полученное значение сечения округляют до ближайшего большего стандартного.

Таблица 7.3

**Значения коэффициентов  $C$   
для расчета сети по потере напряжения**

Номинальное напряжение сети, В	Система сети и род тока	Значение коэффициентов для проводников из	
		меди	алюминия
380/220	Трехфазная с нулем	72	44
220	Трехфазная без нуля	24	14,7
380/220	Двухфазная с нулем	32	19,5
220	Двухпроводная переменного или постоянного тока	12	7,4

В общем случае для линии длиной  $L$  с сосредоточенной нагрузкой (рис. 7.1, а) момент нагрузки

$$M = P_p L. \quad (7.14)$$

Если группа светильников одинаковой мощности присоединяется к групповой линии с равными интервалами  $l$  (рис. 7.1, б), то рассредоточенная нагрузка линии заменяется суммарной сосредоточенной, приложенной в середине участка. Тогда значение  $L$  определяется как

$$L = l_1 + l (N_p - 1) / 2, \quad (7.15)$$

где  $l_1$  — длина участка линии от осветительного щитка до первого светильника;  $N_p$  — число светильников в одном ряду.

Если линия состоит из нескольких участков с одинаковым сечением и различными нагрузками, то суммарный момент нагрузки равен сумме моментов нагрузок отдельных участков. Например, для линии, показанной на рис. 7.1, в, суммарный момент нагрузки вычисляется по выражению

$$M = (P_1 + P_2 + P_3) l_1 + (P_2 + P_3) l_2 + P_3 l_3, \quad (7.16)$$

или

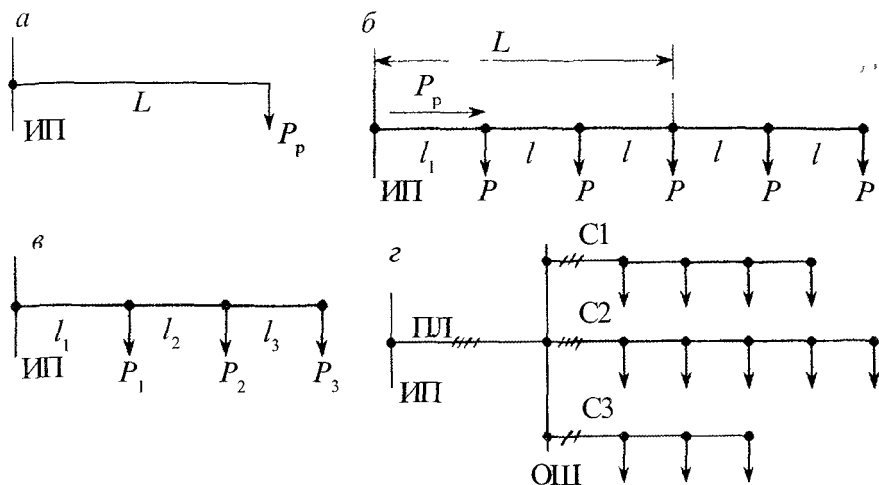


Рис. 7.1. Схемы осветительных сетей:

а — линия с сосредоточенной нагрузкой; б — групповая линия с равномерно распределенной нагрузкой; в — линия с неравномерно распределенной нагрузкой; г — разветвленная сеть: ОЩ — осветительный щиток, ПЛ — питающая четырехпроводная линия, C1, C2, C3 — групповые трех-, четырех- и двухпроводные линии

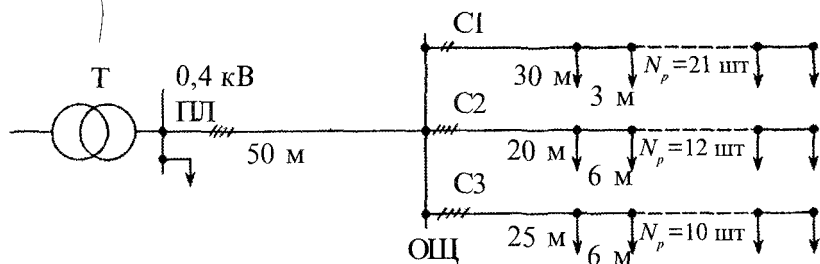


Рис. 7.2. Схемы осветительной сети к примеру 7.5

$$M = P_1 l_1 + P_2 (l_1 + l_2) + P_3 (l_1 + l_2 + l_3). \quad (7.17)$$

Фактическая потеря напряжения в линии при известном сечении

$$\Delta U = MI/(CF). \quad (7.18)$$

При расчете разветвленной осветительной сети (рис 7.1, г) по

условию минимума расхода цветного металла сечение проводников до разветвления определяется по приведенному моменту нагрузки  $M_{\text{пр}}$ :

$$F = M_{\text{пр}} / (C \Delta U_{\text{доп}}). \quad (7.19)$$

Приведенный момент рассчитывается по формуле

$$M_{\text{пр}} = \Sigma M + \Sigma \alpha \cdot m, \quad (7.20)$$

где  $\Sigma M$  — сумма моментов данного и всех последующих по направлению тока участков с тем же числом проводов линии, что и на данном участке;  $\Sigma \alpha \cdot m$  — сумма приведенных моментов участков с другим числом проводов;  $\alpha$  — коэффициент приведения моментов, который принимается по табл. 7.4.

Таблица 7.4

**Значения коэффициента приведения моментов  $\alpha$**

<i>Линия</i>	<i>Ответвление</i>	<i>Коэффициент приведения моментов <math>\alpha</math></i>
<i>Трехфазная с нулем</i>	<i>Однофазное</i>	<i>1,85</i>
<i>Трехфазная с нулем</i>	<i>Двухфазное с нулем</i>	<i>1,39</i>
<i>Двухфазная с нулем</i>	<i>Однофазное</i>	<i>1,33</i>
<i>Трехфазная без нуля</i>	<i>Двухпроводное</i>	<i>1,15</i>

По найденному по (7.19) сечению проводников и собственному моменту нагрузки по формуле (7.18) вычисляется фактическая потеря напряжения на питающем участке сети  $\Delta U_{\text{пл}}$ . Последующие участки рассчитываются по оставшейся величине потери напряжения

$$\Delta U'_{\text{доп}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_{\text{пл}}. \quad (7.21)$$

При раздельном расчете питающей и групповой сети  $\Delta U_{\text{доп}}$  распределяется между ними приближенно исходя из ожидаемого соотношения моментов. При проектировании следует стремиться к равномер-

ной нагрузке и равенству моментов различных фаз. В трехфазных сетях с нулевым проводом для получения приблизительного равенства моментов следует присоединять светильники к фазам в порядке А, В, С, С, В, А, ... , считая от конца линии.

Выбирая для осветительных сетей аппараты защиты, необходимо отстраивать их от пусковых токов источников света. Для этого должны обеспечиваться отношения тока аппаратов защиты  $I_z$  и расчетного тока защищаемых линий  $I_p$ , указанные в табл. 7.5.

Таблица 7.5

**Минимальные кратности номинальных токов плавких вставок предохранителей и комбинированных расцепителей автоматических выключателей по отношению к  $I_p$**

Аппараты защиты	Отношение $I_z$ к $I_p$ для ламп		
	накаливания	ДРЛ	ЛЛ
Плавкие предохранители	1,0	1,2	1,0
Автоматические выключатели с комбинированными расцепителями с уставками:			
менее 50 А	1,4	1,4	1,0
50 А и более	1,4	1,0	1,0

Выбранные сечения проводников должны соответствовать их аппаратам защиты.

**Пример 7.5.** Выберите сечения алюминиевых проводников осветительной сети напряжением 220/380 В, схема которой показана на рис 7.2. Питающая линия длиной 50 м выполняется кабелем марки АВВГ, проложенным открыто, групповые линии С1, С2 и С3 — проводами марки АПВ, проложенными на тросе. Двухпроводная линия С1 питает светильники, в которых устанавливаются по две ЛЛ, четырехпроводные линии С2 — светильники с лампами накаливания, а С3 — с лампами ДРЛ. Данные групповых линий приведены в табл. 7.6.

Таблица 7.6

## Параметры групповых линий

Параметры линий	Линия		
	C1	C2	C3
$l, м$	30	20	25
$l, м$	3	6	6
$N_p, шт$	21	12	10
$P_{ном}, Вт$	2×80	1000	1000
$\cos \varphi$	0,92	1	0,5

Осветительная сеть питается от трансформатора ТМЗ-1000/10, имеющего  $\Delta P_k = 10,8$  кВт,  $U_k = 5,5$  %,  $\beta_T = 0,85$ ,  $\cos \varphi = 0,8$ . Условия окружающей среды нормальные.

**Р е ш е н и е.** Определяем по (4.28) потерю напряжения в трансформаторе

$$U_{ка} = 10,8 \cdot 100 / 1000 = 1,08 \text{ \%};$$

$$U_{кр} = \sqrt{5,5^2 - 1,08^2} = 5,4 \text{ \%};$$

$$\Delta U_T = 0,85 \cdot (1,08 \cdot 0,8 + 5,4 \cdot 0,6) = 3,48 \text{ \%}.$$

Находим по формуле (7.12) допустимую потерю напряжения:

$$\Delta U_{доп} = 10 - 3,48 = 6,52 \text{ \%}.$$

Определяем расчетные активные нагрузки линий по условию (7.7), приняв  $K_c = 1$ :

$$\text{линия C1} \quad P_{p1} = 1 \cdot 1,2 \cdot 21 \cdot (2 \times 0,08) = 4,03 \text{ кВт};$$

$$\text{линия C2} \quad P_{p2} = 1 \cdot 1 \cdot 12 = 12 \text{ кВт};$$

$$\text{линия C3} \quad P_{p3} = 1 \cdot 1,1 \cdot 10 = 11 \text{ кВт}.$$

Для питающей линии

$$P_{pp} = 4,03 + 12 + 11 = 27,03 \text{ кВт}.$$

Вычисляем собственные моменты линий по формуле (7.14):

$$\text{линия C1} \quad M_1 = 4,03 \cdot [30 + 3(21 - 1) / 2] = 241,8 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$\text{линия C2} \quad M_2 = 12 \cdot [20 + 6(12 - 1) / 2] = 636 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$\text{линия C3} \quad M_3 = 11 \cdot [25 + 6(10 - 1) / 2] = 572 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$\text{линия ПЛ} \quad M_n = 27,03 \cdot 50 = 1351,5 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

По формуле (7.20) определяем приведенный момент нагрузки для питающей линии:

$$M_{\text{пр}} = 1351,5 + 1,85 \cdot 241,8 + 636 + 572 = 3006,8 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

Площадь сечения жил кабеля питающей линии выбираем по формуле (7.19):

$$F = 3006,8 / (44 \cdot 6,52) = 10,5 \text{ мм}^2.$$

Принимаем  $F = 16 \text{ мм}^2$ . Выбираем кабель АВВГ-3×16+1×10 с  $I_{\text{доп}} = 60 \text{ А}$ .

Выполняем расчет питающей линии по допустимому нагреву. Для этого найдем средневзвешенное значение коэффициента мощности нагрузки по (7.11):

$$\cos \varphi = [0,92 \cdot 4,03 + 1 \cdot 12 + 0,5 \cdot 11] / [4,03 + 12 + 11] = 0,78.$$

Вычисляем по (7.8) расчетный ток линии:

$$I_p = 27,03 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,78).$$

Так как  $60 > 52,7$ , то выбранное по допустимой потере напряжения сечение жил кабеля проходит по нагреву расчетным током.

Определяем по выражению (7.18) фактическую потерю напряжения в питающей линии:

$$\Delta U_{\text{пл}} = 1351,5 / (44 \cdot 16) = 1,92 \text{ \%}.$$

Вычисляем оставшуюся величину допустимой потери напряжения, по которой рассчитываются групповые линии:

$$\Delta U'_{\text{доп}} = 6,52 - 1,92 = 4,6 \text{ \%}.$$

Определяем площадь сечения проводников групповой линии С1. По формуле (7.13):

$$F = 241,8 / (7,4 \cdot 4,6) = 7,1 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провода АПВ-2(1×8) с  $I_{\text{доп}} = 43 \text{ А}$ .

Находим расчетный ток линии по (7.10):

$$I_p = 4,03 / (0,22 \cdot 0,92) = 19,9 \text{ А}.$$

Выбранное сечение удовлетворяет условию нагрева, так как  $43 > 19,9$ .

Для групповой линии С2

$$F = 636 / (44 \cdot 4,6) = 3,14 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провода АПВ-4(1×4) с  $I_{\text{доп}} = 28 \text{ А}$ .

Расчетный ток линии С2

$$I_p = 12 / (\sqrt{3} \cdot 0,38) = 18,3 \text{ А},$$

что меньше  $I_{\text{доп}}$ . Следовательно, окончательно принимаем к прокладке провода АПВ-4 (1×4).

Выполняем расчет линии С3.

По выражению (7.13):

$$F = 572 / (44 \cdot 4,6) = 2,83 \text{ мм}^2.$$

По допустимой потере напряжения следует принять провода АПВ-4 (1×3) с  $I_{\text{доп}} = 22 \text{ А}$ .

К линии С3 подключается 10 светильников, что создает неодинаковую нагрузку фаз: к двум фазам подключаются по три светильника, а к третьей — четыре. Расчетная нагрузка наиболее загруженной фазы

$$P_{\text{рнф}} = 1 \cdot 1,1 \cdot 4 \cdot 1 = 4,4 \text{ кВт}.$$

Тогда расчетная нагрузка линии

$$P_p = 3 \cdot P_{\text{рнф}};$$

$$P_p = 3 \cdot 4,4 = 13,2 \text{ кВт}.$$

Расчетный ток линии С3

$$I_p = 13,2 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,5) = 40,2 \text{ А}$$

Для линии С3 выбранное по (7.13) сечение проводов не удовлетворяет условию (7.4). По нагреву требуется принять провода АПВ-4 (1×10) с  $I_{\text{доп}} = 47 \text{ А}$ .

### 7.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ В ЦЕХОВОЙ СЕТИ

Электрические сети напряжением до 1 кВ, рассчитанные на нагрев, проверяются на потерю напряжения, за исключением силовых сетей, питающихся от встроенных, пристроенных и внутрицеховых КТП.

Потери напряжения в трансформаторах определяются по выражениям (4.27) и (4.28), а в линиях электропередачи — по (4.30).

В питающем шинопроводе потеря напряжения не должна превышать 1,5—1,8 %. Ее величина при одинаковых значениях  $\cos \varphi$  вычисляется по выражению

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot \sum_{i=1}^n I_{pi} \cdot l_i}{U_{ном}} \cdot (r_{0ш} \cdot \cos \varphi + x_{0ш} \cdot \sin \varphi), \quad (7.22)$$

где  $I_{pi}$  и  $l_i$  — расчетный ток и длина  $i$ -го участка шинпровода;  $r_{0ш}$  и  $x_{0ш}$  — удельные активное и реактивное сопротивления шинпровода;  $n$  — количество участков, на которых определяются потери напряжения.

При разных значениях коэффициента мощности участков шинпровода

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot \left( r_{0ш} \sum_{i=1}^n I_{pi} \cdot \cos \varphi_i \cdot l_i + x_{0ш} \cdot \sum_{i=1}^n I_{pi} \cdot \sin \varphi_i \cdot l_i \right)}{U_{ном}}, \quad (7.23)$$

где  $\cos \varphi_i$  — коэффициент мощности нагрузки  $i$ -го участка шинпровода.

В распределительных шинпроводах с равномерной нагрузкой потеря напряжения не должна быть больше 2—2,5 % [32]. При ее определении равномерно распределенная нагрузка заменяется сосредоточенной нагрузкой той же величины, приложенной в середине расчетного участка. В этом случае

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 0,5 \cdot I_p \cdot l_{ш}}{U_{ном}} \cdot (r_{0ш} \cdot \cos \varphi_i + x_{0ш} \cdot \sin \varphi_i), \quad (7.24)$$

где  $I_p$  и  $l_{ш}$  — расчетный ток и длина наиболее загруженного плеча шинпровода.

При проектировании определяется величина напряжения на зажимах наиболее удаленного от ТП электроприемника  $U_\gamma$  по выражению

$$U_\gamma = U_{ин} - \sum_{i=1}^m \Delta U_i, \quad (7.25)$$

где  $U_{ин}$  — напряжение на шинах до 1 кВ ТП;  $\Delta U_i$  — потеря напряжения на  $i$ -м участке сети;  $m$  — число участков на пути от шин вторичного напряжения ТП до точки, в которой определяется  $U_\gamma$ .

Напряжение на шинах ИП вычисляется по формуле

$$U_{\text{ип}} = U_x - \Delta U_{\text{т}}, \quad (7.26)$$

где  $U_x$  — напряжение холостого хода трансформатора,  $U_x = 105 \%$ ,  $\Delta U_{\text{т}}$  — потеря напряжения в трансформаторе, %.

В нормальном режиме на зажимах электроприемников величина  $U$ , должна быть в диапазоне 95—105 %.

**Пример 7.6.** Определите потерю напряжения в магистральном шинопроводе типа ШМА4-1600, состоящем из трех участков. Длины участков, их расчетные токи и коэффициенты мощности нагрузок указаны на рис. 7.3. Номинальное напряжение сети 380 В.

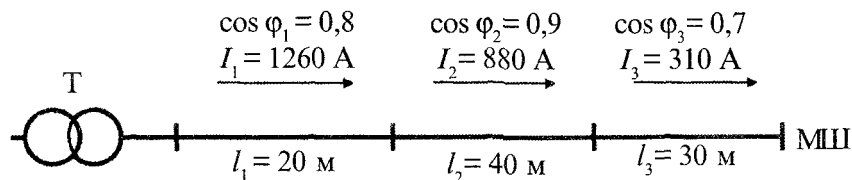


Рис. 7.3. Схема магистрального шинопровода для примера 7.6

**Решение.** По [14] определяем удельные активное и индуктивное сопротивления ШМА4-1600:  $r_{\text{ош}} = 0,0297 \text{ Ом/км}$ ;  $x_{\text{ош}} = 0,0143 \text{ Ом/км}$ .

По формуле (7.23) проводим расчет потери напряжения в магистральном шинопроводе:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{380} \cdot \left[ 0,0297 \cdot (1260 \cdot 0,8 \cdot 0,02 + 880 \cdot 0,9 \cdot 0,04 + 310 \cdot 0,7 \cdot 0,03) + 0,0143 \cdot (1260 \cdot 0,6 \cdot 0,02 + 880 \cdot 0,435 \cdot 0,04 + 310 \cdot 0,714 \cdot 0,03) \right] = 1,03 \%$$

**Пример 7.7.** Найдите потерю напряжения в распределительном шинопроводе типа ШРА4-250 длиной 36 м. Шинопровод питает группу электроприемников, имеющую расчетный ток 210 А и  $\cos \varphi = 0,65$ .

**Решение.** Согласно [14], удельные сопротивления распределительного шинопровода ШРА4-250:  $r_{\text{ош}} = 0,21 \text{ Ом/км}$ ,  $x_{\text{ош}} = 0,21 \text{ Ом/км}$ . По формуле (7.24) потеря напряжения в шинопроводе:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 0,5 \cdot 210 \cdot 0,036}{380} \cdot (0,21 \cdot 0,65 + 0,21 \cdot 0,76) = 0,51 \%$$

#### 7.4. РАСЧЕТ ТРОЛЛЕЙНЫХ ЛИНИЙ

Питание двигателей кранов, кран-балок и тельферов может осуществляться с помощью троллейных линий, выполненных из угловой стали, троллейных шинопроводов или гибкого кабеля (провода).

В крановых установках имеются двигатели для подъема груза, перемещения тележки и моста, которые работают в повторно-кратковременном режиме с низким коэффициентом использования ( $K_{\text{и}} = 0,15—0,35$ ). При расчете троллеев следует учитывать, что на кранах малой грузоподъемности устанавливаются асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором серии МКТФ, работающие с  $\cos\varphi = 0,45—0,5$ , а на кранах большой грузоподъемности — двигатели с фазным ротором серии МТФ, для которых среднее значение  $\cos\varphi = 0,6$ .

Расчет троллейных линий сводится к выбору размеров угловой стали или типа троллейного шинопровода, удовлетворяющих условиям нагрева и допустимой потери напряжения. Первое условие проверяют сравнением расчетного  $I_{\text{р}}$  тока с допустимым током угловой стали  $I_{\text{доп}}$  (табл. 7.7) или номинальным током шинопровода  $I_{\text{ном}}$ :

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}}; I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р}}. \quad (7.27)$$

Таблица 7.7

Допустимый ток для угловой стали

Допустимый ток, А, для размеров сечения, мм <sup>2</sup>				
25×25×3	40×40×4	50×50×5	60×60×6	75×75×8
150	250	315	395	520

Величина расчетного тока троллейной линии определяется по формуле [32]

$$I_{\text{р}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{н}} \cdot K_{\text{зо}})^2 + (P_{\text{н}} \cdot K_{\text{зо}} \cdot \operatorname{tg}\varphi)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (7.28)$$

где  $P_{\text{н}}$  — потребляемая активная мощность крановой установки при

номинальной нагрузке;  $K_{30}$  — коэффициент спроса для крановой установки;  $\operatorname{tg} \varphi$  — среднее значение коэффициента реактивной мощности.

Потребляемая мощность

$$P_n = \sum_{i=1}^n \frac{P_{ном i}}{\eta_i}, \quad (7.29)$$

где  $P_{ном i}$  и  $\eta_i$  — номинальная мощность и КПД  $i$ -го двигателя;  $n$  — число электродвигателей крановой установки.

Значения  $K_{30}$  для крановых установок принимаются по кривым [32] в зависимости от режима работы и эффективного числа электроприемников крановых установок.

При среднем режиме работы значениям  $n_s = 2; 5; 10; 15$  и  $20$  соответствуют  $K_{30} = 0,4; 0,35; 0,22; 0,2$  и  $0,18$ .

Потеря напряжения в троллейной линии не должна превышать  $6\text{—}7\%$  [5]. В троллейных шинопроводах ее определяют по выражению

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot I_{пик}}{U_{ном}} \cdot (r_{ш} \cdot \cos \varphi + x_{ш} \cdot \sin \varphi), \quad (7.30)$$

где  $I_{пик}$  — пиковый ток группы крановых электродвигателей;  $r_{ш}$  и  $x_{ш}$  — активное и индуктивное сопротивления расчетного участка шинопровода (от точки присоединения питающей линии до наиболее удаленного конца).

Пиковый ток группы крановых двигателей

$$I_{пик} = I_{п \max} + (I_p - I_{н \max}), \quad (7.31)$$

где  $I_{п \max}$  — наибольший из пусковых токов электродвигателей в группе;  $I_{н \max}$  — номинальный ток двигателя с наибольшим пусковым током.

Расчет потерь напряжения в стальных крановых троллеях в процентах выполняется по выражению

$$\Delta U = m \cdot l, \quad (7.32)$$

где  $m$  — удельная потеря напряжения, принимаемая в зависимости от максимальной величины пикового тока,  $\%/м$ ;  $l$  — длина расчетного участка троллейной линии,  $м$ .

Удельные потери напряжения приводятся в [14]. В сокращенном виде эта информация дана в табл. 7.8.

Таблица 7.8

Удельные потери напряжения в стальных крановых троллеях

Расчетный ток, $A$ , при размерах угловой стали, мм				$m$ , %/м
40×40×4	50×50×5	60×60×6	75×75×8	
65	80	95	125	0,06
75	95	111	140	0,07
85	110	130	168	0,08
95	125	150	194	0,09
108	140	171	222	0,10
123	158	193	250	0,11
138	177	215	278	0,12
153	195	235	306	0,13
168	214	259	334	0,14
183	282	280	362	0,15
210	264	317	404	0,165
230	291	351	449	0,175
250	315	395	494	0,185
270	345	419	539	0,195
300	385	470	607	0,21
340	439	538	697	0,23
380	493	606	787	0,25
420	547	674	877	0,27
460	601	742	967	0,29
480	628	776	1012	0,30

При питании от одной троллейной линии двух кранов длину расчетного участка  $l$  умножают на 0,8, трех кранов — на 0,7.

Напряжение на зажимах электродвигателей крана при всех режимах работы должно быть не ниже 85 % номинального [4].

**Пример 7.8.** Выполните расчет троллейной линии для крана грузоподъемностью 5 т, на котором установлены электродвигатели: подъема груза — 7,5 кВт,  $\eta = 75,5 \%$ ,  $\cos \varphi = 0,77$ , пусковой ток  $I_{п\max} = 78$  А; тележки — 1,4 кВт,  $\eta = 61,5 \%$ ; перемещения моста —  $2 \times 2,2$  кВт,  $\eta = 67 \%$ . Длина расчетного участка линии  $l = 65$  м. Номинальное напряжение сети 380 В.

**Решение.** Определяем суммарную потребляемую мощность двигателей крана по выражению (7.29)

$$P_n = \frac{7,5}{0,755} + \frac{1,4}{0,615} + \frac{2 \cdot 2,2}{0,67} = 18,8 \text{ кВт.}$$

Эффективное число электроприемников

$$n_s = \frac{(7,5 + 1,4 + 2 \cdot 2,2)^2}{7,5^2 + 1,4^2 + 2 \cdot 2,2^2} = 2,6, \quad n_s = 2.$$

При  $n_s = 2$  коэффициент спроса  $K_{30} = 0,4$ . По [10] для крановых установок среднее значение  $\lg \varphi = 1,73$ . Расчетный ток троллейной линии вычисляется по выражению (7.28)

$$I_p = \frac{\sqrt{(18,8 \cdot 0,4)^2 + (18,8 \cdot 0,4 \cdot 1,73)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 22,9 \text{ А.}$$

Выбираем по условию (7.27) для троллейной линии угловую сталь с размерами  $40 \times 40 \times 4$  мм, имеющую  $I_{\text{доп}} = 250$  А.

Для расчета пикового тока линии предварительно находим номинальный ток наиболее мощного электродвигателя

$$I_{п\max} = \frac{7,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,77 \cdot 0,755} = 19,6 \text{ А.}$$

Пиковый ток линии по формуле (7.31):

$$I_{\text{пик}} = 78 + (22,9 - 19,6) = 81,3 \text{ А.}$$

По табл. 7.8 для  $I_{\text{пик}} = 81,3$  А  $m = 0,076 \%$ /м.

Согласно выражению (7.32), потеря напряжения в троллейной линии:

$$\Delta U = 0,076 \cdot 65 = 4,94 \%,$$

что меньше допустимой величины.

## 8. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА НАПРЯЖЕНИИ ВЫШЕ 1 кВ

### 8.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К СХЕМАМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Требования, предъявляемые к схемам электроснабжения, зависят от величины предприятия и потребляемой им мощности, характера электрических нагрузок, условий окружающей среды и других факторов. Промышленные объекты в зависимости от установленной мощности условно делятся на малые — с установленной мощностью до 5 МВт, средние — с установленной мощностью более 5, но менее 75 МВт и крупные — с установленной мощностью 75 МВт и более.

При построении схемы электроснабжения необходимо учитывать ряд специфических факторов, свойственных некоторым промышленным объектам, в частности наличие ответственных электроприемников, зон с загрязненной средой, электроприемников с нелинейными характеристиками и т.д.

Питание от энергосистемы может быть подведено к одному или нескольким пунктам приема электроэнергии (РП, ЦРП, ГПП и т.п.) промышленного объекта. Число и тип пунктов приема зависят от потребляемой предприятием мощности и от распределения электрических нагрузок по его территории. При относительно компактном размещении нагрузок и отсутствии особых требований к надежности электроснабжения электроэнергия может быть подведена к одной подстанции или одному РП. При наличии на предприятии нескольких обособленных, достаточно мощных групп электроприемников и повышенных требованиях к бесперебойности питания используются два и более приемных пункта. Их применение должно быть технико-экономически обосновано.

Если предприятие удалено от ИП на небольшое расстояние (до нескольких километров) и пропускная способность линии 6—10 кВ обеспечивает питание потребителей, то электроэнергия подводится к РП, от которых распределяется между цеховыми ТП и высоковольтными электроприемниками. Для предприятий с расчетной полной мощностью нагрузки более 30 МВ·А, имеющих удаленные ИП, следует предусматривать понижающие подстанции с высшим напряжением 35 кВ и выше [10].

Электроснабжение крупных промышленных объектов с потребляемой мощностью 40 МВ·А и более целесообразно осуществлять с помощью глубоких вводов, при которых сети 35—220 кВ максимально приближены к электроустановкам потребителей при минимальном числе ступеней трансформации.

На ГПП и подстанциях глубокого ввода (ПГВ), как правило, устанавливаются два понижающих трансформатора одинаковой единичной мощностью, что значительно упрощает схему и конструкцию подстанций и обеспечивает надежное электроснабжение потребителей электроэнергии. Однотрансформаторные ГПП и ПГВ допускается применять лишь в отдельных случаях при обеспечении питания электроприемников первой категории в послеаварийном режиме по сети вторичного напряжения от соседних ИП. В системах электроснабжения, как правило, следует применять глубокое секционирование всех звеньев системы, начиная от ИП и заканчивая шинами до 1 кВ ТП, а иногда и цеховых низковольтных РП.

При построении СЭС обычно предусматривают раздельную работу линий и трансформаторов, что приводит к уменьшению токов КЗ, упрощению схем коммутации и релейной защиты. Параллельная работа элементов СЭС рекомендуется в следующих случаях [10]:

- а) при раздельной работе не удастся обеспечить требуемое быстрое действие восстановления питания для успешного самозапуска электродвигателей;
- б) при питании секций подстанций от разных источников возможно их несинхронное включение при работе устройств АВР;
- в) при питании мощных резкопеременных и ударных нагрузок для обеспечения требуемых показателей качества электроэнергии.

В схемах электроснабжения, как правило, не должны предусматриваться специальные резервные, нормально не работающие линии и трансформаторы.

## **8.2. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ СИСТЕМ ВНЕШНЕГО И ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Экономичность СЭС промышленного объекта в значительной степени зависит от выбора номинальных напряжений. Принятыми в про-

екте напряжениями систем внешнего и внутреннего электроснабжения определяются размеры капитальных вложений, потери электроэнергии, расход цветных металлов, годовые издержки эксплуатации и другие технические, эксплуатационные и экономические показатели.

При возможности получения электроэнергии от ИП при двух и более напряжениях выбор из них экономически целесообразного осуществляется на основе сравнения вариантов по приведенным затратам. При одинаковых приведенных затратах или небольшом преимуществе (до 10 %) варианта с низшим напряжением предпочтение следует отдавать более высокому напряжению [10].

В ряде случаев выбор напряжения СЭС предопределяется напряжением ИП. Так, например, при напряжении питающих линий 10 кВ для системы внутреннего электроснабжения целесообразно выбрать такое же напряжение без обосновывающих расчетов.

Напряжения 10 и 6 кВ используются в питающих и распределительных сетях малых и средних предприятий, а также на второй и последующих ступенях распределения электроэнергии крупных предприятий. Для внутривародской системы электроснабжения в качестве основного следует применять номинальное напряжение 10 кВ. При этом питание электродвигателей напряжением 6 кВ может осуществляться следующими способами [7]:

- 1) от трансформаторов с расщепленными вторичными обмотками 6,3 и 10,5 кВ, если нагрузки на напряжениях 6 и 10 кВ примерно одинаковы;
- 2) от отдельных промежуточных подстанций 10/6,3 кВ — при питании значительного числа высоковольтных электродвигателей, имеющих относительно небольшие единичные мощности;
- 3) по схеме блока трансформатор — двигатель, когда число двигателей 6 кВ значительной мощности невелико и они расположены обособленно друг от друга.

Применять напряжение 6 кВ для всей распределительной сети допускается в исключительных случаях при соответствующем обосновании. Например, при преобладании на проектируемом объекте электроприемников 6 кВ или при питании значительной части электроприемников от шин 6,3 кВ заводской ТЭЦ.

Напряжение 35 кВ может быть экономически целесообразным при передаваемой мощности не более 10 МВ·А. Это напряжение может применяться для распределения электроэнергии по территории предприятия с помощью глубоких вводов, а также для питания мощных электроприемников (сталеплавильных печей).

Для систем внешнего электроснабжения крупных предприятий с потребляемой мощностью 10—150 МВ·А целесообразно использовать напряжение 110 кВ, а для предприятий с потребляемой мощностью более 120—150 МВ·А возможно применение напряжения 220 кВ [10].

### 8.3. ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

При определении мест установки ТП, РП, ГПП, ПГВ и компенсирующих устройств реактивной мощности необходимо иметь информацию о величине и распределении электрических нагрузок по территории промышленного объекта. С этой целью строят картограмму электрических нагрузок для предприятия или его структурного подразделения. На картограмме электрические нагрузки отдельных крупных электроприемников, групп электроприемников или цехов изображаются в виде кругов (рис. 8.1). Площади кругов в определенном масштабе отображают величины электрических нагрузок. Центром круга является условный центр электрической нагрузки приемника, группы или цеха. При равномерном распределении нагрузок по площади объекта центр электрической нагрузки совпадает с центром геометрической фигуры, изображающей цех на генплане предприятия.

Как правило, строится картограмма активных нагрузок. При этом для каждого  $i$ -го цеха расчетная активная нагрузка может быть представлена как

$$P_{p,i} = P_{p,ci} + P_{p,oi}, \quad (8.1)$$

где  $P_{p,ci}$  и  $P_{p,oi}$  — расчетные активные силовая и осветительная нагрузки  $i$ -го цеха.

Для каждого цеха (группы электроприемников) радиус круга  $r_i$  находят из условия равенства активной мощности нагрузки площади круга

$$P_{pi} = \pi \cdot r_i^2 \cdot m, \quad (8.2)$$

где  $m$  — принятый масштаб картограммы, кВт/мм<sup>2</sup>.

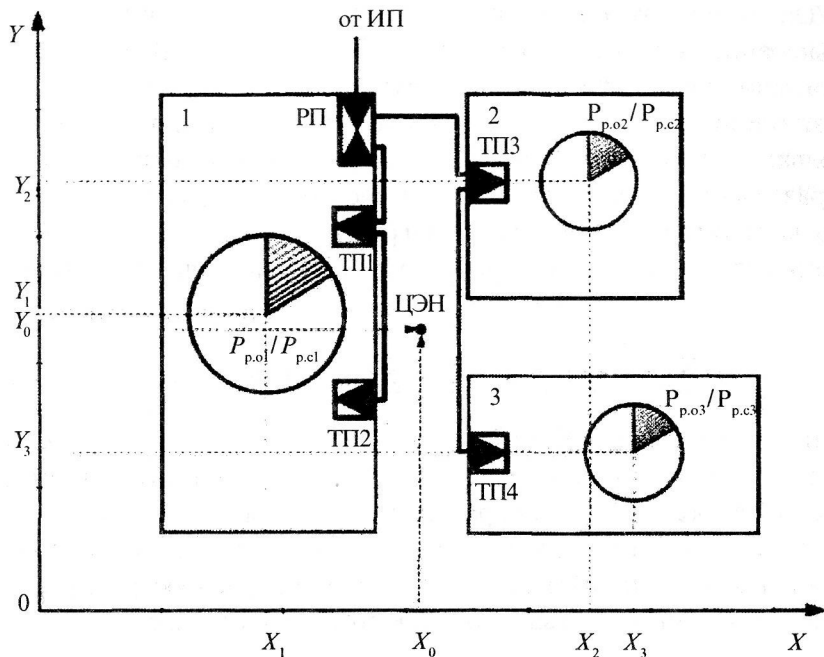


Рис. 8.1. Генплан предприятия с картограммой нагрузок и сетью 10 кВ:  
1—3 — номера цехов

Из выражения (8.2) радиус круга:

$$r_i = \sqrt{P_{pi} / (\pi \cdot m)}. \quad (8.3)$$

Каждый круг может быть разделен на секторы, соответствующие величинам силовой и осветительной нагрузок. В этом случае картограмма отражает структуру нагрузки цеха. Угол сектора осветительной нагрузки в градусах определяется по выражению

$$\alpha_{oi} = P_{p.o.i} \cdot 360 / P_{pi}, \quad (8.4)$$

а силовой нагрузки как

$$\alpha_{ci} = 360 - \alpha_{oi}. \quad (8.5)$$

Величины  $P_{p.ci}$  и  $P_{p.oi}$  указываются на картограмме.

При выборе мест размещения источников реактивной мощности рекомендуется также иметь картограмму реактивных нагрузок, которая строится аналогично.

Условный центр электрических нагрузок (ЦЭН) объекта находят с целью рационального размещения ТП, РП, ГПП и ПГВ. Его обычно вычисляют аналитически, используя известные из теоретической механики правила для определения центра тяжести плоского тела. Предварительно на план промышленного объекта, состоящего из  $n$  подразделений, наносится декартова система координат и определяются координаты  $X$  и  $Y$  каждой нагрузки  $P_p$  (рис. 8.1). После этого искомые координаты  $X_0$  и  $Y_0$  условного ЦЭН вычисляются по формулам

$$X_0 = \sum_{i=1}^n (X_i \cdot P_{pi}) / \sum_{i=1}^n P_{pi}, \quad Y_0 = \sum_{i=1}^n (Y_i \cdot P_{pi}) / \sum_{i=1}^n P_{pi}. \quad (8.6)$$

При нахождении ЦЭН цеха используется его план с расположением отдельных электроприемников, а предприятия в целом — генплан с указанием структурных подразделений предприятия.

Существуют также и другие методы определения условного ЦЭН. Однако рассмотренный метод получил широкое распространение при проектировании вследствие своей простоты и наглядности.

#### 8.4. ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПУНКТОВ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Выбор места РП в первую очередь определяется наличием на предприятии электродвигателей напряжением выше 1 кВ или электрических печей с трансформаторами. Если высоковольтных электроприемников не имеется, то место расположения РП выбирается на генплане предприятия по возможности смещенным от ЦЭН в сторону ИП так, чтобы не было обратных потоков электроэнергии по линиям 6—10 кВ (см. рис. 8.1). Размещение РП в центре нагрузки предприятия нельзя отнести к правильному проектному решению, так как это приводит к увеличению расхода кабелей и потерь электроэнергии в электрических сетях. Отметим, что трассы кабельных линий прокладываются не по кратчайшим расстояниям, а по направлениям проездов и проходов между зданиями и сооружениями.

В отличие от РП ГПП и ПГВ стремятся размещать по возможности ближе к центрам электрических нагрузок питаемых ими промыш-

ленных объектов с учетом условий планировки, прохождения воздушных линий напряжением 35—220 кВ по территории предприятия, состояния окружающей среды и т.п. Конкретные условия промышленного объекта не всегда позволяют разместить ГПП в центре его нагрузок. В таких случаях подстанция может быть смещена от ЦЭН в сторону ИП, как это показано на рисунке во введении. Необходимо стремиться размещать ГПП и ПГВ напряжением 35—220 кВ рядом с питаемыми ими производственными корпусами, а их РУ 6—10 кВ рекомендуется встраивать в эти корпуса [8].

В незагрязненных зонах на напряжении 110 кВ и выше, как правило, должны применяться открытые подстанции. Целесообразность использования закрытых ГПП и ПГВ должна быть обоснована в проекте.

#### 8.5. СХЕМЫ ПИТАЮЩИХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Для большинства промышленных объектов источниками питания являются электрические сети энергосистем. Отдельные крупные предприятия со значительным потреблением теплоты могут иметь собственные ТЭЦ, связанные линиями электропередачи с энергосистемой. Рассмотрим характерные схемы систем внешнего электроснабжения при питании от энергосистемы.

На рис.8.2, а показана принципиальная схема радиального питания предприятий малой и средней мощности. При такой схеме в качестве пункта приема электроэнергии используется РП, и в этом случае напряжения внешнего и внутреннего электроснабжения совпадают. Радиальные схемы с одним или несколькими РП получили широкое распространение в системах внешнего электроснабжения промышленных объектов.

При значительных мощностях электрических нагрузок следует максимально приближать источники высокого напряжения к электроустановкам потребителей, сокращая число ступеней промежуточных трансформаций. Этому способствует применение схем с ГПП (рис.8.2, б) и глубоких вводов.

При глубоком вводе происходит разукрупнение ГПП и прием электроэнергии децентрализуется. Максимальный эффект разукрупнения

подстанций дает при нагрузках, размещенных в нескольких пунктах на значительной территории (карьеры, горно-обогатительные комбинаты и т.п.). При этом ПГВ выполняются по простейшим схемам (без выключателей на стороне первичного напряжения). В системе глубокого ввода не требуются промежуточные РП, функции которых выполняют РУ 6—10 кВ ПГВ.

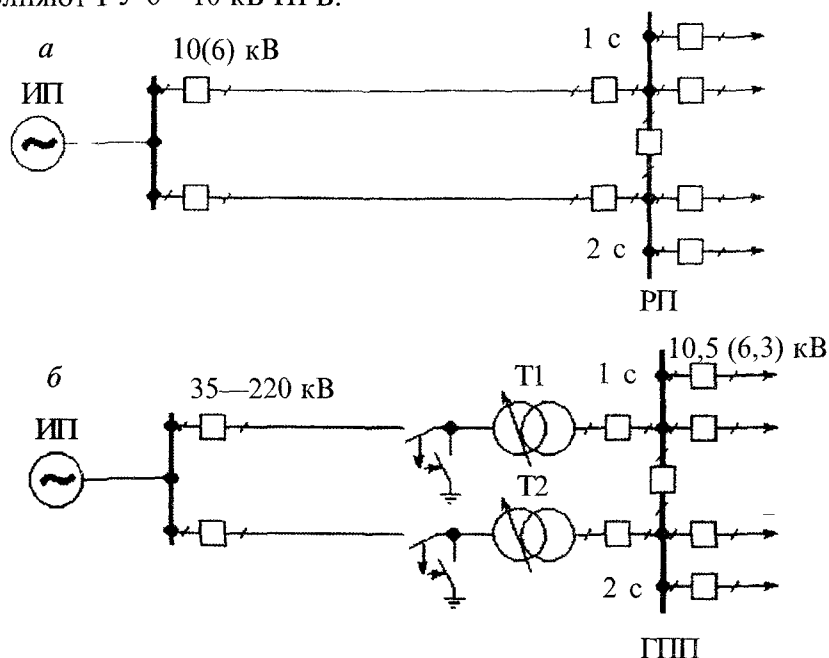


Рис. 8. 2. Характерные схемы внешнего электроснабжения:  
 а — радиальная с РП; б — с понижающей подстанцией

Глубокие вводы могут выполняться по двум схемам (рис. 8.3):

а) в виде магистральных воздушных линий электропередачи, проходящих в зонах основных нагрузок и питающих несколько (до пяти) ПГВ 35—220 кВ (рис. 8.3, *а*);

б) в виде радиальных воздушных или кабельных линий, питающих ПГВ от узловой распределительной подстанции (УРП) 330—750 кВ (рис. 8.3, *б*).

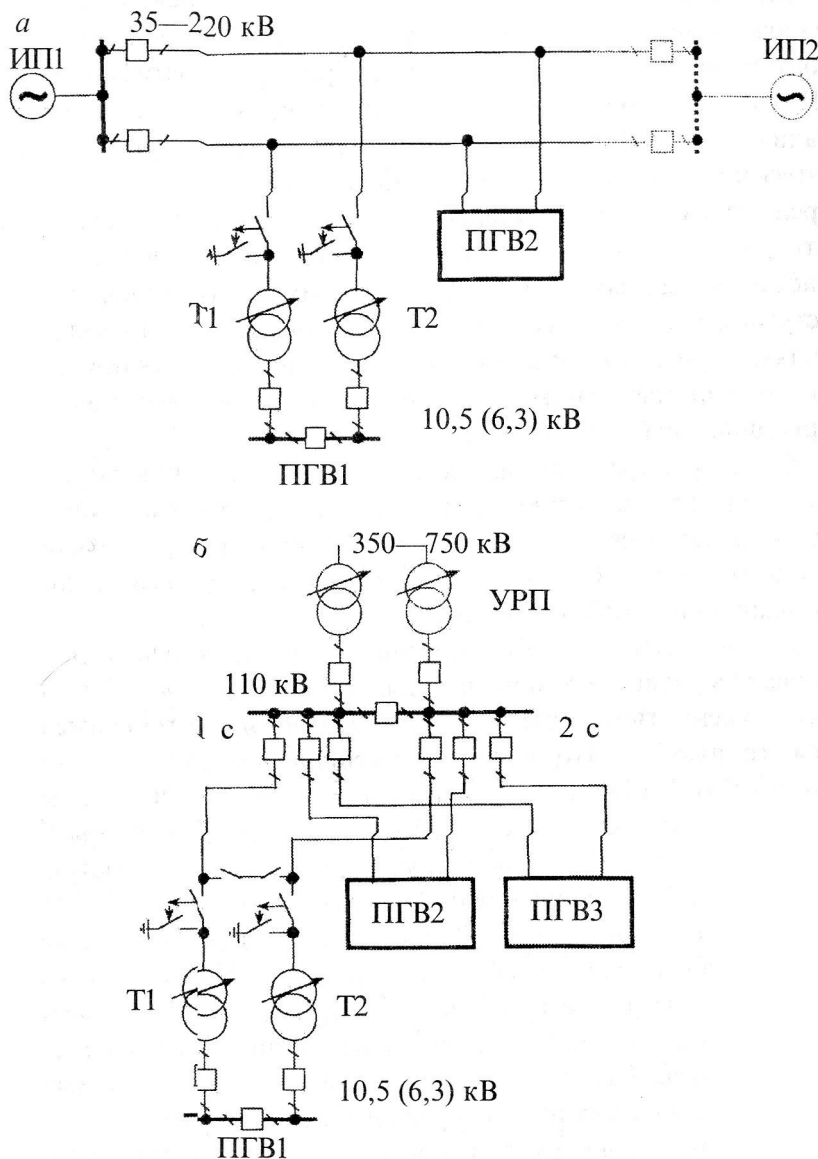


Рис. 8.3. Принципиальные схемы глубокого ввода:  
 а — магистральная; б — радиальная

Магистральные глубокие вводы возможны и целесообразны при малозагрязненной окружающей среде, когда по условиям генплана допустимо прохождение ВЛ по территории предприятия и размещение ПГВ 35—220 кВ возле соответствующих групп электроприемников. Радиальные глубокие вводы обычно применяются при загрязненной окружающей среде. Они могут быть целесообразны и при нормальной среде, так как имеют определенные преимущества вследствие того, что отказ линии или трансформатора одной ПГВ не отражается на работе остальных ПГВ. Схемы глубоких вводов по надежности не уступают громоздким схемам централизованного электроснабжения, являясь при этом более простыми и дешевыми. Они пригодны для питания промышленных объектов, имеющих в своем составе электроприемники любых категорий.

Схемы распределительных сетей 6—10 кВ системы внутризаводского электроснабжения предназначены для питания приемников и потребителей электроэнергии, расположенных на территории промышленного объекта. Они могут быть радиальными, магистральными и смешанными (комбинированными).

Радиальные схемы, как правило, применяются, когда ТП размещены в различных направлениях от ИП. Они могут быть одно- и двухступенчатыми (рис. 8.4). *Двухступенчатые* схемы имеют промежуточные РП, что позволяет уменьшить число дорогостоящих ячеек РУ ИП (ГПП или ТЭЦ) и увеличить их загрузку. Такие схемы могут быть целесообразны на больших и средних промышленных предприятиях. *Одноступенчатые радиальные* схемы обычно применяются в СЭС небольших промышленных объектов. От РП осуществляется питание цеховых ТП, отдельных мощных электрических печей и электродвигателей напряжением 6—10 кВ. РП и ТП, обеспечивающие электроэнергией приемники первой и второй категорий, питаются обычно по двум радиальным линиям, каждая из которых работает отдельно на свою секцию. При отключении одной из секций ее нагрузка автоматически переводится на другую.

Как видно из рис. 8.4, радиальные схемы содержат большое количество коммутационных аппаратов и линий 6—10 кВ. Поэтому применять их нужно при надлежащем обосновании, для питания достаточно

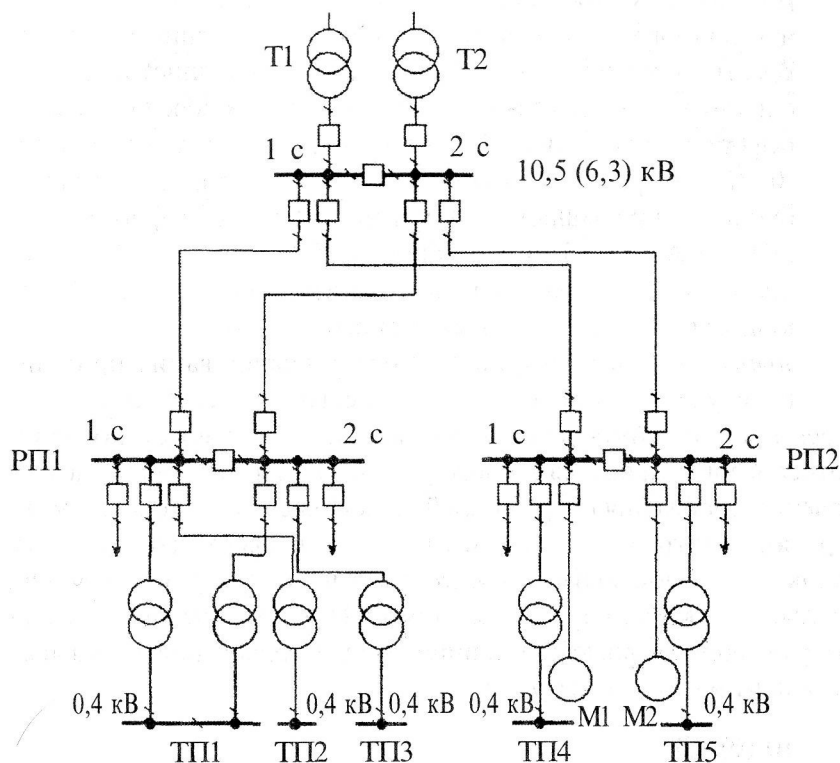


Рис. 8.4. Двухступенчатая радиальная схема

мощных и ответственных потребителей. Достоинствами радиальных схем являются удобство эксплуатации, высокая надежность работы, возможность применения простой и надежной защиты и автоматики.

Магистральные схемы распределительных сетей позволяют уменьшить число звеньев коммутации, что является их основным преимуществом по сравнению с радиальными. Данные схемы целесообразны при распределенных нагрузках, при упорядоченном, приближающемся к линейному расположению ТП на территории промышленного объекта. При формировании магистральной схемы следует стремиться к тому, чтобы линии от ИП до потребителей прокладывались без значительных обратных направлений. Недостатками магистраль-

ных схем являются усложнение конструктивного исполнения высоковольтного вводного устройства цеховых ТП по сравнению с радиальными схемами, в которых трансформаторы в большинстве случаев присоединяются наглухо, а также одновременное отключение нескольких трансформаторов, присоединенных к магистрали, при ее повреждении [10]. Число трансформаторов, подключаемых к одной магистрали, обычно не превышает 2—3 при мощности трансформаторов 1000—2500 кВ·А и 4—5 при мощности 250—630 кВ·А. В схемах электроснабжения предприятий наибольшее распространение получили одиночные и двойные сквозные магистрали.

*Одиночные магистрали* (рис. 8.5) без резервирования применяются в тех случаях, когда допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для поиска, локализации и восстановления работоспособности поврежденного участка. Для повышения надежности электроснабжения потребителей подключаемые к одиночным магистралям однотрансформаторные подстанции необходимо располагать так, чтобы можно было осуществлять частичное резервирование по сетям до 1 кВ между ближайшими ТП. С этой целью соседние однотрансформаторные подстанции следует присоединять к разным одиночным магистралям [7, 10].

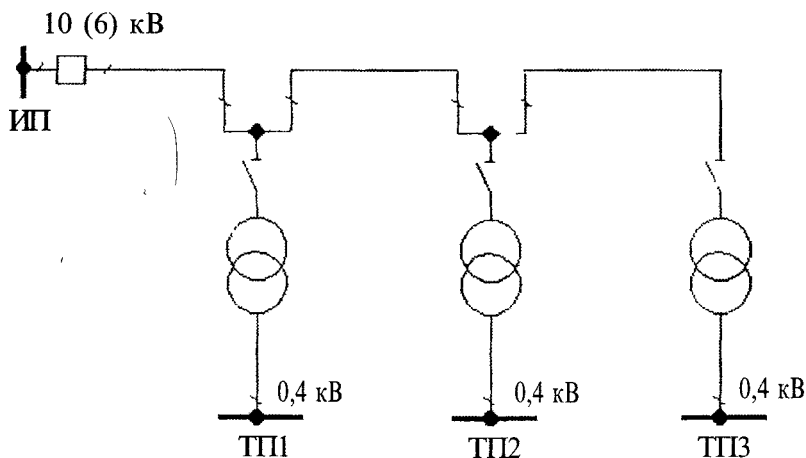


Рис. 8.5. Схема одиночной магистрали

Схемы с *двойными сквозными магистралями* (рис. 8.6) служат для питания двухтрансформаторных подстанций. В нормальном режиме трансформаторы работают раздельно, а при повреждении одной из магистралей питание присоединенных к ней потребителей автоматически переводится на оставшуюся в работе магистральную линию. Отметим, что при двойных сквозных магистралях допускается присоединение к ним цеховых трансформаторов наглухо, т.е. без выключателя нагрузки.

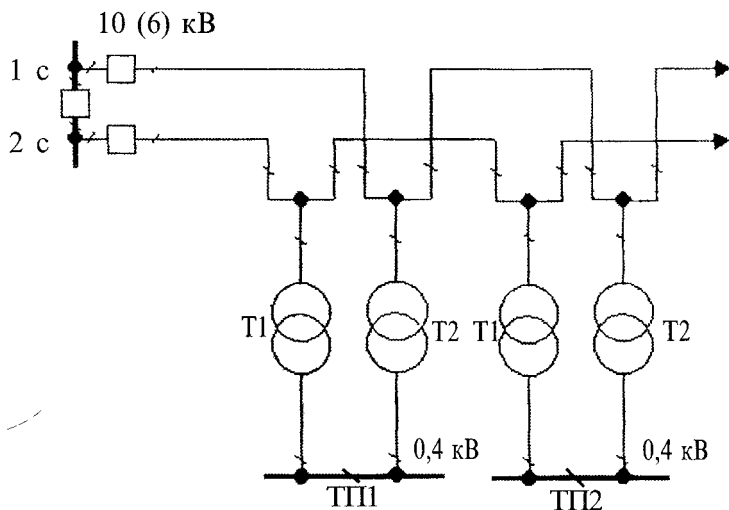


Рис. 8.6. Схема двойной сквозной магистрали

Наибольшее распространение на практике получили смешанные схемы, при которых питание крупных и ответственных приемников и потребителей электроэнергии осуществляется по радиальной схеме, а средних и мелких, при упорядоченном расположении ТП, — по магистральным линиям. Такие комбинированные схемы внутреннего электроснабжения, как правило, имеют лучшие технико-экономические показатели.

## 8.6 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ ЛИНИЙ 6—10 кВ

Для передачи и распределения электроэнергии на напряжении 6–10 кВ в СЭС промышленных объектов преимущественно применяются ка-

бельные линии. Сечения жил кабелей выбираются по экономической плотности тока по выражению (3.1), по допустимому нагреву максимальным расчетным током или током послеаварийного режима, по условию нагрева при КЗ (по термической стойкости). Кабели, защищенные предохранителями, по условию термической стойкости не проверяются [4].

Кабели, питающие цеховые трансформаторы, проверяются по нагреву максимальным расчетным током, который определяется по выражению

$$I_{p\max} = \sum_{i=1}^{N_m} S_{ном i} / (\sqrt{3} U_{ном}), \quad (8.7)$$

где  $S_{ном i}$  – номинальная мощность  $i$ -го трансформатора;  $N_t$  – число трансформаторов, питающихся по кабелю в нормальном режиме.

Необходимо, чтобы длительный допустимый ток кабеля  $I_{доп}$ , указанный в справочных таблицах [4], с учетом конкретных условий прокладки был не менее  $I_{p\max}$ , т.е.

$$I_{доп} \geq I_{p\max} / (k_1 k_2 k_3), \quad (8.8)$$

где  $k_1, k_2, k_3$  – коэффициенты, соответственно учитывающие фактическую температуру окружающей среды, число работающих кабелей, проложенных в одной траншее, фактическое удельное тепловое сопротивление земли [4].

Сечения жил кабелей, которые в послеаварийных или ремонтных режимах могут работать с перегрузкой (например, линий, питающих РП), выбираются по условию

$$I_{доп} \geq I_{pa} / (k_{п1} k_2 k_3), \quad (8.9)$$

где  $I_{pa}$  – расчетный ток линии в послеаварийном или ремонтном режиме;  $k_{п1}$  – кратность перегрузки, допускаемая согласно [4].

Если условия прокладки кабеля являются нормальными, то значения  $k_1, k_2$  и  $k_3$  принимаются равными единице, а выражения (8.8) и (8.9) имеют следующий вид:

$$I_{доп} \geq I_{p\max}; \quad (8.10)$$

$$I_{доп} \geq I_{pa} / k_{п1}. \quad (8.11)$$

После расчета токов КЗ в сети 6—10 кВ сечения жил кабелей проверяются на термическую стойкость. В инженерных расчетах

минимально допустимое сечение проводника по данному условию определяется по выражению

$$F_m = \sqrt{B_k} / C, \quad (8.12)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс от тока КЗ,  $A^2 \cdot c$ ;  $C$  – расчетный коэффициент, значения которого принимаются в зависимости от допустимой температуры нагрева при КЗ, материала проводника и его изоляции.

Результирующий тепловой импульс от тока КЗ

$$B_k = I_{\Pi}^2 (t_{отк} + T_a), \quad (8.13)$$

где  $I_{\Pi}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ;  $t_{отк}$  – время отключения тока КЗ;  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, определяемая как

$$T_a = x_{\Sigma} / (\omega \cdot r_{\Sigma}), \quad (8.14)$$

где  $x_{\Sigma}$ ,  $r_{\Sigma}$  – результирующие индуктивное и активное сопротивления схемы относительно точки КЗ;  $\omega$  – угловая частота;  $\omega = 2\pi f = 314$  рад/с.

В распределительных сетях 6–10 кВ при отсутствии конкретных данных можно принимать  $T_a = 0,01$  с, а значения  $t_{отк}$  по табл. П26.

Из трех найденных сечений (по экономической плотности тока, нагреву и термической стойкости) принимается большее.

Для передачи мощностей более 20 МВ·А на расстояния до 2 км при напряжении 6 кВ и более 35 МВ·А на расстояния до 3 км при напряжении 10 кВ рекомендуется применять жесткие или гибкие токопроводы. Сечения проводников токопроводов выбираются на основе технико-экономических расчетов и проверяются по условию нагрева расчетным током послеаварийного режима, по термической и динамической стойкости. Осуществляется также расчет токопровода по потере напряжения. Более подробно токопроводы рассмотрены в [7;10].

**Пример 8.1.** Выберите сечения жил кабелей линий Л1 и Л2 напряжением 10 кВ, питающих две однотрансформаторные подстанции ТП1 и ТП2 по магистральной схеме (рис. 8.7). Кабели прокладываются в траншее при температуре земли +10 °С. Расчетные нагрузки трансформаторов на напряжении до 1 кВ  $S_{p1} = 700 + j400$  кВ·А;  $S_{p2} = 400 + j250$  кВ·А. Время использования максимальной нагрузки  $T_{\max} = 3500$  ч. Установившийся ток КЗ в начале линии  $I_{\infty} = 4,4$  кА,

$t_{отк} = 0,6$  с;  $T_d = 0,01$  с. На подстанциях установлены трансформаторы со следующими данными:

ТП1  $S_{ном1} = 1000$  кВ·А;  $\Delta P_x = 3,3$  кВт;  $\Delta P_k = 12,2$  кВт;  $I_x = 2,8$  %;  
 $U_k = 5,5$  %.

ТП2  $S_{ном2} = 630$  кВ·А;  $\Delta P_x = 2,27$  кВт;  $\Delta P_k = 8,5$  кВт;  $I_x = 2$  %;  
 $U_k = 5,5$  %.

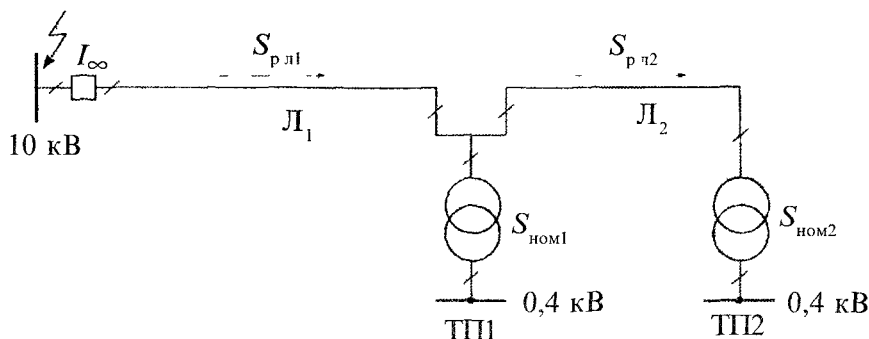


Рис. 8.7. Схема сети к примеру 8.1

**Решение.** Определяем потери активной и реактивной мощности в трансформаторах по выражениям (3.19) и (3.23).

Тогда для ТП1

$$\beta_m = \sqrt{700^2 + 400^2} / 1000 = 0,81;$$

$$\Delta P_{т1} = 3,3 + 12,2 \cdot 0,81^2 = 11,3 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{т1} = [(2,8 + 5,5 \cdot 0,81^2) \cdot 1000] / 100 = 64,1 \text{ квар.}$$

Для ТП2

$$\beta_m = \sqrt{400^2 + 250^2} / 630 = 0,75;$$

$$\Delta P_{т2} = 2,27 + 8,5 \cdot 0,75^2 = 7,05 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{т2} = [(2 + 5,5 \cdot 0,75^2) \cdot 630] / 100 = 32,1 \text{ квар.}$$

Находим расчетную нагрузку линии Л2 с учетом потерь в трансформаторе ТП2

$$S_{пл2} = (400 + 7,05) + j(250 + 32,1) = 407,05 + j282,1 \text{ кВ·А};$$

$$S_{пл2} = \sqrt{407,05^2 + 282,1^2} = 495,2 \text{ кВ·А}.$$

Расчетный ток линии Л2 вычисляем по формуле (4.18)

$$I_{p,2} = 495,2 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 28,6 \text{ А.}$$

По выражению (3.1) определяем сечение жил кабеля Л2 по экономической плотности тока, приняв по табл. 3.1 при  $T_{\max} = 3500 \text{ ч}$   $J_{\text{эк}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$ :

$$F_{\Sigma 2} = 28,6 / 1,4 = 20,4 \text{ мм}^2.$$

Принимаем трехжильный кабель напряжением 10 кВ марки ААШВУ с площадью сечения жил  $25 \text{ мм}^2$ . Выбранный кабель ААШВУ – 10(3×25) при прокладке в земле в нормальных условиях имеет  $I_{\text{доп}} = 90 \text{ А}$ .

Максимальный расчетный ток линии Л2 вычисляется по формуле (8.7)

$$I_{p, \max 2} = 630 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 36,4 \text{ А.}$$

Согласно [4], поправочный коэффициент на фактическую температуру земли  $k_1 = 1,06$ . Тогда по условию допустимого нагрева (8.8)

$$I_{\text{доп}} \geq 36,4 / 1,06 = 34,3 \text{ А.}$$

Так как  $90 > 34,3$ , то выбранный по экономическим соображениям кабель по условию нагрева допускается.

Определяем сечение жил кабеля Л1. Для этого находим расчетную нагрузку линии с учетом потерь в трансформаторах ТП1 и ТП2.  $S_{p,л1} = (700 + 11,3 + 407,05) + j(400 + 64,1 + 282,1) = 1118,35 + j746,2 \text{ кВ·А};$

$$S_{p,л1} = \sqrt{1118,35^2 + 746,2^2} = 1344,4 \text{ кВ·А.}$$

Расчетный ток кабеля Л1:

$$I_{p,л1} = 1344,4 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 77,7 \text{ А.}$$

Площадь сечения жил кабеля по экономической плотности тока

$$F_{\Sigma 1} = 77,7 / 1,4 = 55,5 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель ААШВУ-10(3×50) с допустимым током при прокладке в земле  $I_{\text{доп}} = 140 \text{ А}$ .

Максимальный расчетный ток линии Л1 определяется по сумме номинальных мощностей трансформаторов, питающихся по линии

$$I_{p, \max 1} = (1000 + 630) / (\sqrt{3} \cdot 10) = 94,2 \text{ А.}$$

По условию (8.8)

$$I_{\text{доп}} \geq 94,2 / 1,06 = 88,9 \text{ А.}$$

Принятый кабель имеет значительно большую пропускную способность (140 А), а значит, способен длительно выдерживать максимальный расчетный ток.

Выполняем проверку выбранных сечений жил кабелей по нагреву током КЗ. С этой целью определяем тепловой импульс тока по формуле (8.13):

$$B_{\kappa} = (4,4 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,6 + 0,01) = 11,8 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

Минимальное сечение жил кабеля по термической стойкости определяем по выражению (8.12), приняв расчетный коэффициент  $C = 100$ :

$$F_m = \sqrt{11,8 \cdot 10^6} / 100 = 34,4 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшее большее сечение жилы площадью 35 мм<sup>2</sup>.

Следовательно, по термической стойкости для линии Л2 необходимо выбрать кабель ААШвУ-10(3×35) с  $I_{\text{доп}} = 115 \text{ А}$ . Принятый для линии Л1 кабель ААШвУ-10(3×50) допускается по условию нагрева током КЗ.

**Пример 8.2.** Заводской РП, имеющий расчетную нагрузку  $S_p = 11 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ , питается от подстанции энергосистемы по двум кабельным линиям 10 кВ длиной  $l = 1,5 \text{ км}$  (рис. 8.8). Кабели линий Л1 и Л2 прокладываются в траншеях с температурой земли +15 °С. Установившийся ток КЗ в начале линии  $I_{\infty 1} = 9,2 \text{ кА}$ ;  $t_{\text{отк}} = 1,6 \text{ с}$ ;  $T_a = 0,01 \text{ с}$ . Время использования максимальной нагрузки 4200 ч. Определите сечение жил кабелей, питающих РП.

**Решение.** Расчетный ток линии находится из условия, что в нормальном режиме каждая линия несет половину нагрузки РП:

$$I_p = S_p / (2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}); \quad I_p = 11\,000 / (2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10) = 317,9 \text{ А.}$$

Экономическую площадь сечения жил кабеля определяем по выражению (3.1):

$$F_{\Sigma} = 317,9 / 1,4 = 227 \text{ мм}^2.$$

Выбираем для линий Л1 и Л2 кабели марки ААШвУ-10(3×240) с допустимым током  $I_{\text{доп}} = 355 \text{ А}$ .

Проверяем выбранное сечение жил кабеля на нагрев в послеаварийном режиме при отключении одной из линий. В этом случае по кабелю проходит ток

$$I_{pa} = 11\,000 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 635,8 \text{ А.}$$

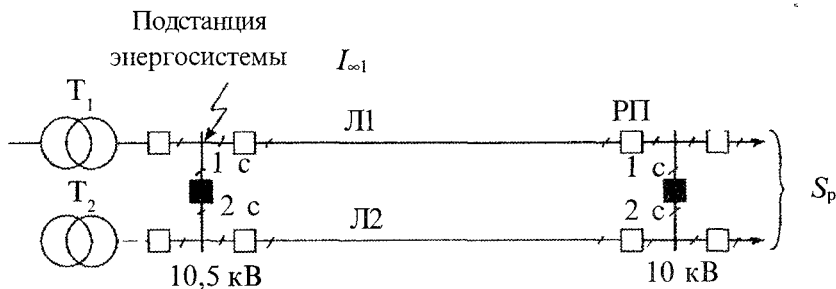


Рис. 8.8. Схема сети к примеру 8.2

Приняв коэффициент допустимой перегрузки кабелей в послеаварийном режиме равным 1,3, выбираем сечение по условию (8.9):

$$I_{\text{доп}} \geq 635,8 / 1,3 = 489,1 \text{ А.}$$

Так как  $355 < 489,1$ , то принятый кабель по условию нагрева не допускается. Сечение жилы площадью  $240 \text{ мм}^2$  является максимальным для трехжильных кабелей 10 кВ. Следовательно, для каждой линии необходимо выбрать по два кабеля, прокладываемых совместно в одной траншее. Примем расстояние между кабелями в свету равным 200 мм. В этом случае поправочный коэффициент  $k_2 = 0,92$  [4].

Расчетный ток каждого кабеля в послеаварийном режиме

$$I_{pa} = 635,8 / 2 = 317,9 \text{ А.}$$

Согласно условию (8.9)

$$I_{\text{доп}} \geq 317,9 / (1,3 \cdot 0,92) = 265,8 \text{ А.}$$

Этому току соответствует кабель ААШвУ-10(3×150) с  $I_{\text{доп}} = 275 \text{ А}$  при прокладке в земле.

Согласно [4], проверка кабелей на нагрев токами КЗ для пучка из двух и более параллельно включенных кабелей должна осуществляться по сквозному току КЗ. Для этого определяем ток КЗ на шинах 10 кВ РП. Приняв среднее номинальное напряжение сети  $U_{\text{ср ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ , вы-

числом реактивность системы относительно шин 10,5 кВ подстанции по выражению

$$x_c = \frac{U_{cp\ nom}}{\sqrt{3} \cdot I_{\infty 1}}; \quad x_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,2} = 0,66 \text{ Ом.}$$

Для кабелей ААШВУ-10(3×150) удельное индуктивное сопротивление  $x_0 = 0,079$  Ом/км. Реактивное сопротивление линии, состоящей из двух параллельных кабелей, определяется по формуле

$$x_l = \frac{l}{2} \cdot x_0 \cdot l; \quad x_l = \frac{l}{2} \cdot 0,079 \cdot 1,5 = 0,06 \text{ Ом.}$$

Суммарное индуктивное сопротивление схемы относительно точки КЗ

$$x_{\Sigma} = x_c + x_l; \quad x_{\Sigma} = 0,66 + 0,06 = 0,72 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного КЗ на шинах РП

$$I_{\infty 2} = \frac{U_{cp\ nom}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}}; \quad I_{\infty 2} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,72} = 8,43 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс тока КЗ

$$B_k = (8,43 \cdot 10^3)^2 \cdot (1,6 + 0,01) = 114,4 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

Минимальная площадь сечения жил по термической стойкости

$$F_m = \sqrt{114,4 \cdot 10^6 / 100} = 107 \text{ мм}^2.$$

Термически устойчивым является сечение площадью 120 мм<sup>2</sup>. Выбираем для каждой линии по два кабеля ААШВУ-10(3×150). При этом определяющим явилось условие нагрева расчетным током в послеаварийном режиме.

## 8.7. КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И КОМПОНОВКА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПУНКТОВ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Электроснабжение современных промышленных объектов базируется, как правило, на широком использовании комплектных крупноблочных устройств: КТП, комплектных РУ, комплектных токопроводов и т.п. Это ускоряет строительство и монтаж электроустановок, улучшает качество, удобство и безопасность эксплуатации СЭС, повышает надежность электроснабжения потребителей, обеспечивает

быстрое и эффективное расширение и техническое перевооружение электрического хозяйства промышленного предприятия.

В схемах электроснабжения 6—10 кВ комплектные РУ предназначены для приема и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока промышленной частоты. Они состоят из набора типовых шкафов, оснащенных коммутационными аппаратами, силовыми и измерительными трансформаторами, разрядниками, кабельными сборками, измерительными приборами и т.п. Заводами-изготовителями РУ поставляются отдельными шкафами или блоками из нескольких шкафов в смонтированном виде с необходимой аппаратурой и всеми соединениями цепей первичной и вторичной коммутации.

Выпускаемые промышленностью комплектные РУ имеют два принципиально различных конструктивных исполнения камер: стационарные (типа КСО) и выкатные (типа КРУ).

В КСО вся аппаратура главных и вспомогательных цепей устанавливается стационарно. Такие камеры одностороннего обслуживания рекомендуется применять в следующих случаях [7]:

- а) при простых схемах и аппаратах коммутации, в частности для РП и подстанций, на которых по величинам токов КЗ допустимо применение компактных выключателей (типа ВМП) или выключателей нагрузки;
- б) для временных электроустановок;
- в) когда затруднительно предусмотреть двустороннее обслуживание РУ;
- г) для РУ на большие токи.

В камерах типа КРУ аппаратура устанавливается на выкатных тележках шкафов. Шкафы имеют отдельные отсеки, разделенные металлическими перегородками, что повышает стойкость шкафов к дуговым замыканиям и обеспечивает локализацию дуги в пределах одного отсека или шкафа. Преимуществом такой конструкции является также возможность взаимозаменяемости однотипных выкатных тележек. Следовательно, выкатные РУ более удобны, надежны и безопасны в эксплуатации. Их рекомендуется применять в первую очередь в сложных, крупных и ответственных электроустановках, в

которых требуется обеспечивать быструю замену основного аппарата РУ — выключателя. Примерами таких установок являются машинные залы на химических и металлургических предприятиях, крупные компрессорные и насосные станции и т.п. В других электроустановках использование КРУ целесообразно при большом числе камер (более 15), когда возможно их двустороннее обслуживание [7].

В комплектных РУ могут устанавливаться маломасляные, электромагнитные или вакуумные выключатели. Указанные выключатели различаются коммутационными способностями, трудозатратами на эксплуатацию и собственным временем включения и отключения. По всем этим параметрам существенное преимущество имеют вакуумные выключатели.

При необходимости частых коммутаций электрических цепей из-за особенностей технологического процесса (например, в сетях электродуговых печей) или режима работы электроприемников целесообразно применять КРУ с вакуумными выключателями. Однако следует учитывать особенности влияния коммутации вакуумных выключателей на электрические сети и электроприемники из-за возникающих перенапряжений.

РУ 6—10 кВ промышленных предприятий проектируются с использованием комплектных РУ. Целесообразность применения РУ определяется технико-экономическими расчетами. Вопрос сооружения РУ рассматривается, как правило, при числе отходящих линий не менее восьми [8]. В подавляющем большинстве случаев используются двухсекционные РУ. На предприятиях, требующих повышенной надежности электроснабжения, могут быть РУ и с большим числом секций.

Распределительные пункты 6—10 кВ рекомендуется располагать внутри производственных зданий или пристраивать к ним, совмещая РУ с ближайшими ТП, если это не вызывает значительного смещения подстанций от центра их нагрузок. Отдельно стоящие РУ могут применяться при невозможности размещения их внутри цехов или у наружных стен здания из-за производственных условий или по соображениям архитектурного характера.

При проектировании РУ может быть предусмотрено как однорядное, так и двухрядное расположение камер комплектного РУ.

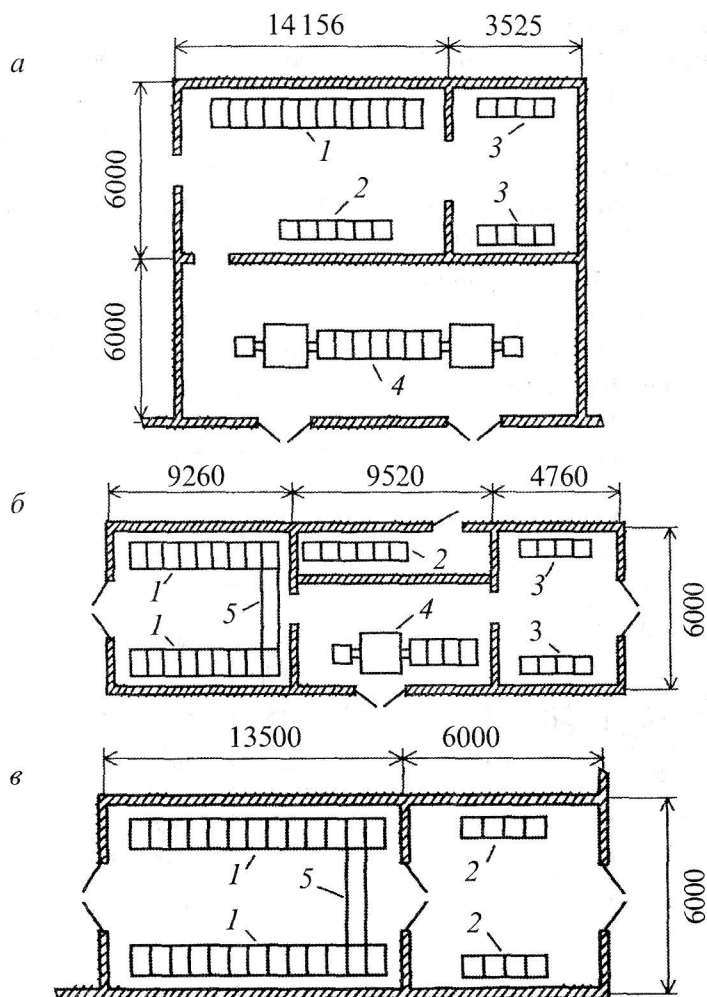


Рис. 8.9. Примеры компоновок РП6—10 кВ:

*а* — встроенный РП с камерами КРУ, совмещенный с двухтрансформаторной КТП и КУ; *б* — отдельно стоящий РП с камерами КСО, совмещенный с однитрансформаторной КТП и КУ; *в* — встроенный РП с камерами КСО: 1 — камеры типа КРУ или КСО; 2 — панели управления и защиты; 3 — КУ; 4 — КТП; 5 — шинный мост

Для иллюстрации на рис. 8.9 показаны возможные варианты компоновки камер типа КРУ и КСО. На рис. 8.9, *а* встроенный РП с однорядным расположением камер типа КРУ совмещается с КТП и комплектными конденсаторными установками (КУ). Компоновка отдельно стоящего РП, выполненного камерами типа КСО при их двухрядном расположении и совмещенного с КТП и КУ, приведена на рис. 8.9, *б*. План встроенного РП с двухрядным размещением камер типа КСО показан на рис. 8.9, *в*.

Широкое распространение в СЭС промышленных предприятий получили камеры типа КСО-292. Схемы первичных соединений шкафов ввода и отходящих линий КСО-292 даны на рис. 8.10.

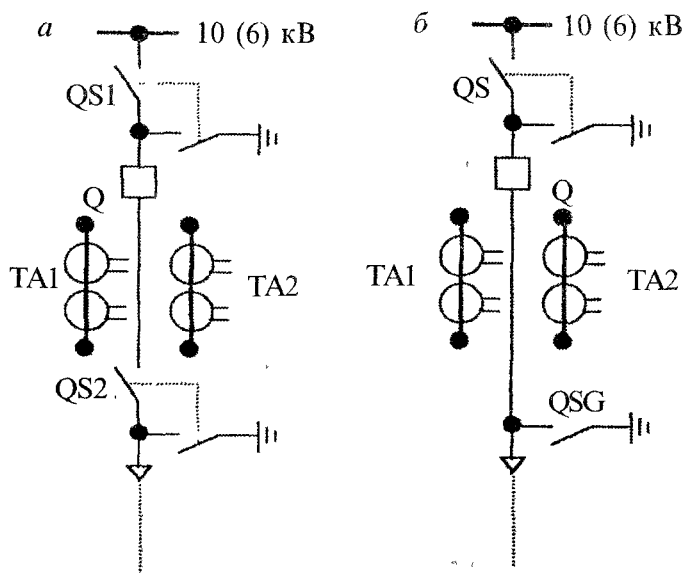


Рис. 8.10. Схемы первичных соединений:

*а* — вводного и *б* — линейного шкафов камер КСО-292,

Q — выключатель; QS — разъединитель; QSG — разъединитель заземляющий

В камерах типа КСО-292 применяются разъединители типов РВФЗ-10 (QS и QS1) и РВЗ-10 (QS2), выключатели Q типа ВПМП-10 с пружинным приводом или ВМП-10 с электромагнитным приводом,

трансформаторы тока ТА1 и ТА2 типа ТЛК-10 или ТОЛ-10, трансформаторы напряжения типа НАМИ-10 (антирезонансные) или ЗНОЛ-10.

В СЭС используются КТП мощностью 20—40 000 кВ·А на первичные напряжения от 6 до 220 кВ и на вторичные — 0,23—10,5 кВ. Они состоят из РУ или вводов первичного напряжения, силовых трансформаторов и РУ вторичного напряжения.

Промышленностью выпускаются унифицированные двухтрансформаторные КТП блочного исполнения типа КТПБ для наружной установки на напряжение 35/6,3—10,5 и 110—220/6,3—10,5 кВ. У данных подстанций открытое РУ (ОРУ) высшего напряжения имеет меньшие габариты, что сокращает площадь и стоимость подстанции. Изготовление блоков, монтаж и наладка основного электрооборудования выполняются на заводе, выпускающем КТПБ.

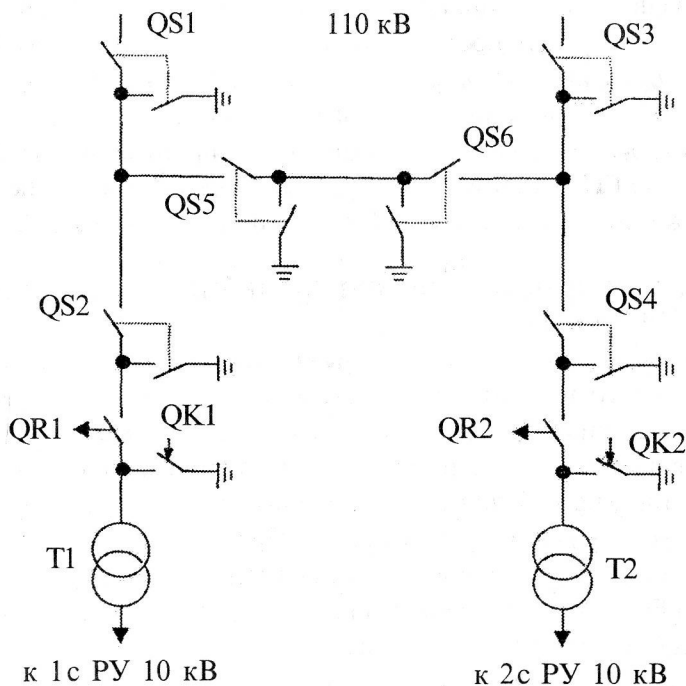


Рис. 8.11. Схема первичных соединений ОРУ 110 КТПБ:  
Q — разъединитель; QR — отделитель; QK — короткозамыкатель

На рис. 8.11 в качестве примера показана принципиальная схема электрических соединений РУ 110 кВ КТПБ с трансформаторами мощностью 10—16 МВ·А. ОРУ подстанции состоит из шести блоков: 1 — конденсатор связи и высокочастотный заградитель (в схеме не показаны); 2 — QS1 и QS3; 3 — разъединители в перемычке QS5 и QS6; 4 — QS2 и QS4; 5 — отделители QR1 и QR2; 6 — короткозамыкатели QK1 и QK2.

Блочные КТП могут иметь исполнение с перемычкой между питающими линиями (см. рис. 8.11) и без нее. При проектировании рекомендуется принимать вариант исполнения без перемычки, сокращающий площадь размещения подстанции на территории промышленного объекта. РУ 6—10 кВ КТПБ комплектуются камерами КРУН выкатного типа наружной установки.

Рассмотренные подстанции широко используются в СЭС предприятий горно-добывающей промышленности, коммунального хозяйства, крупных энергетических строителей, когда электроснабжение объектов необходимо обеспечить в кратчайшие сроки.

Для электроснабжения промышленных предприятий применяются также типовые ГПП и ПГВ, имеющие простейшие схемы на первичном напряжении и комплектные РУ на стороне 6—10 кВ [ 7; 10 ].

## 8.8. ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

При проектировании СЭС закладываются такие свойства надежности, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, управляемость, живучесть и безопасность. С этой целью применяются наиболее надежные элементы СЭС (трансформаторы, выключатели, разъединители, кабели и т. п.), имеющие меньшую удельную повреждаемость (параметр потока отказов). Правильный выбор степени защиты от внешних воздействий и места размещения электрооборудования, способов прокладки проводников, трасс линий электропередачи также способствует снижению числа отказов в СЭС. Например, как следует из табл. 3.4, жесткие токопроводы более надежны, чем гибкие, при прокладке кабелей в туннелях и каналах ожидаемое количество отказов будет меньше, чем при других способах прокладки.

Применяемые схемы и конструкции электрических сетей СЭС должны быть приспособлены к поиску, локализации и устранению повреждений, а также к восстановлению электроснабжения потребителей. Приспособленность распределительных электрических сетей к оперативному обслуживанию в послеаварийных режимах в значительной степени зависит от принятой конфигурации сети, оснащенности ее устройствами автоматики, сигнализации, коммутационными аппаратами и т. п. Соответствующая релейная защита линий и трансформаторов отключает поврежденные элементы и участки сети, предотвращая развитие аварии.

Обеспечение бесперебойной работы промышленного предприятия, имеющего в своем составе ответственные электроприемники и потребители — основная задача автоматизации СЭС. Коммутационные операции в СЭС, связанные с изменениями электрических нагрузок, профилактическими испытаниями и ремонтами линий и электрооборудования, поиском поврежденного элемента и восстановлением электроснабжения, могут осуществляться оперативным (дежурным) персоналом или автоматически. При этом применяются местные, дистанционные и телемеханические средства управления. Выбор этих средств осуществляется в проекте электроснабжения на основе технико-экономических расчетов.

С целью снижения ущерба от внезапных перерывов электроснабжения необходимо быстро восстанавливать питание потребителей, что достигается применением устройств автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического включения резерва (АВР).

Автоматическое включение элемента СЭС после срабатывания релейной защиты применяется тогда, когда вероятность возникновения неустойчивых самоустраняющихся повреждений достаточно высока. Как отмечено в [22], эффективную работу устройств АПВ можно ожидать на линиях длиной 10—100 км. Так как распределительные линии 6—10 кВ, как правило, имеют значительно меньшие длины, то применение АПВ в системе внутреннего электроснабжения может оказаться нецелесообразным. В этих системах могут применяться групповые АПВ всей сети или ее участка. Двухкратные АПВ, а также АПВ в сетях напряжением до 1 кВ на промышленных предприятиях используются редко из-за их низкой эффективности.

Надежность электроснабжения ответственных электроприемников обеспечивается применением двух и более независимых ИП. В этом случае на всех ступенях СЭС, начиная от ГПП и заканчивая цеховыми сетями, при отключении основного питания предусматривается автоматическое переключение на соседние независимые ИП. Для осуществления такого перевода нагрузок необходимо, чтобы отдельные элементы СЭС обладали запасом мощности или пропускной способности, т.е. неявным (скрытым) резервом. При этом учитываются допустимые перегрузки кабельных линий, трансформаторов и других элементов электрических сетей. Стоимость неявного резерва обычно меньше стоимости явного резерва (специальных трансформаторов, генераторных или аккумуляторных установок и т.п.).

На рис. 8.12 показаны принципиальные схемы автоматического резервирования питания потребителей при применении двухтрансфор-

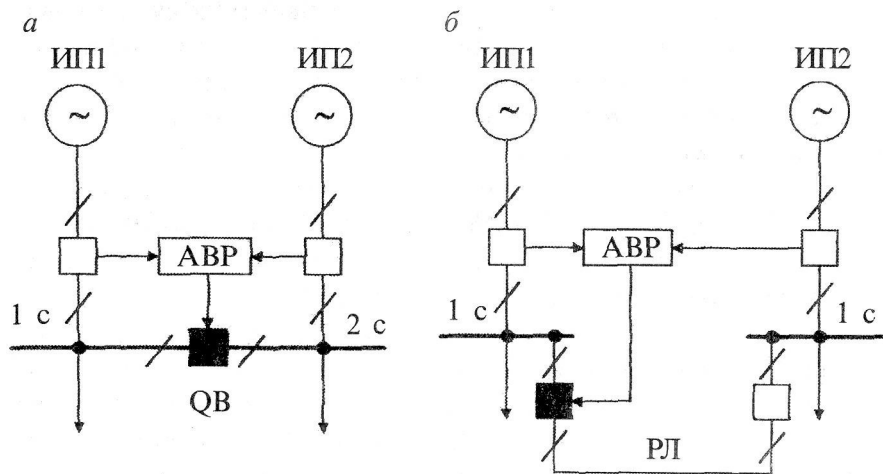


Рис. 8.12. Принципиальные схемы автоматического резервирования питания потребителей

*а* — при двухтрансформаторных подстанциях;

*б* — с использованием резервной линии (РЛ) между удаленными однитрансформаторными подстанциями

маторных и однотрансформаторных подстанций. В случае двухтрансформаторных подстанций после отключения основного питания защитой минимального напряжения осуществляется автоматическое включение секционного выключателя. При однотрансформаторных подстанциях, питающихся от разных ИП, в схеме используется специальная резервная линия (РЛ), которая включается после аварийного отключения основного питания на подстанциях.

Устройства АВР применяются для включения резервных линий, трансформаторов, секционных выключателей, а также резервных технологических агрегатов взамен вышедших из строя.

Взаиморезервируемые однотипные технологические механизмы должны получать электроэнергию от разных независимых ИП. При наличии трех механизмов (двух рабочих и одного резервного) и двух ИП присоединение электроприемников может быть выполнено по схемам, показанным на рис. 8.13. При аварийном отключении одного из рабочих механизмов автоматически включается резервный. Недостатком схемы рис. 8.13, *а* является неодинаковость схем силовых цепей и цепей управления для однотипных механизмов.

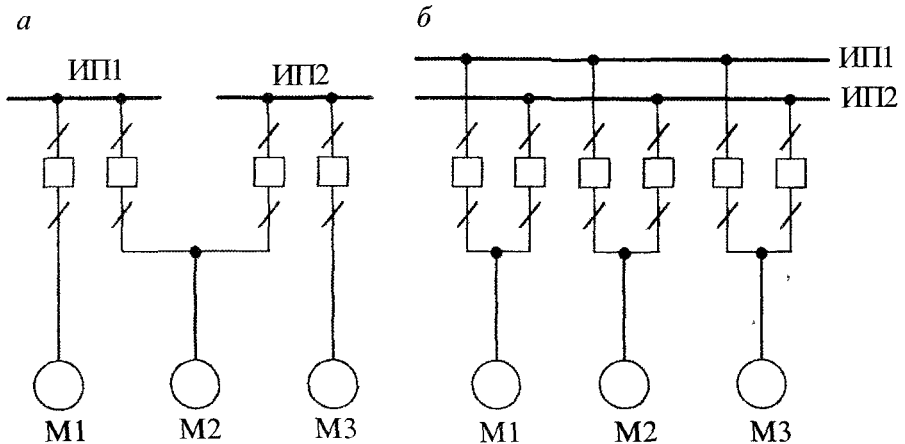


Рис. 8.13. Схемы присоединения взаиморезервируемых электроприемников

Степень резервирования СЭС может быть определена по выражению [23]

$$K_{p\phi} = \frac{P_{op}}{P_p}, \quad (8.15)$$

где  $P_{op}$  — расчетная активная нагрузка, обеспеченная резервом в послеаварийном режиме;  $P_p$  — суммарная активная нагрузка предприятия.

Степень резервирования изменяется от 0 (резервирования нет) до 1 (полное резервирование).

В проектах электроснабжения выбираются и обосновываются способы и степень резервирования питания, намечаются резервные линии и агрегаты, обходные цепи, снабженные АВР, позволяющие быстро восстанавливать работоспособность системы при отказах ее элементов. Кроме того, разрабатывается специальный раздел “Электроремонт”, в котором рассматривается комплекс работ и мероприятий по поддержанию работоспособности СЭС и ее элементов.

## 9. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

### 9.1. ОСНОВНЫЕ ПУТИ УЛУЧШЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

В процессе проектирования СЭС должны приниматься технические решения, обеспечивающие рациональное электропотребление как отдельных технологических установок, так и промышленного объекта в целом. Расход электроэнергии в производственных процессах является функцией многих переменных. Наибольшую эффективность в энергосбережении на промышленных предприятиях имеют следующие основные направления [33]:

- 1) применение для производственных процессов рациональных видов и параметров энергоносителей (электроэнергии, горячей воды, пара, сжатого воздуха и т.п.);
- 2) использование вторичных энергоресурсов;
- 3) применение энергоэффективных технологий и оборудования;
- 4) интенсификация производственных процессов;

- 5) сокращение потерь электроэнергии в электрооборудовании и электрических сетях;
- 6) улучшение энергетических режимов производственного и электрического оборудования.

Эффективность применения оптимальных энергоносителей и их параметров обуславливается тем, что для осуществления технологических процессов могут использоваться разные виды энергоносителей. Например, нагрев обрабатываемых изделий в промышленных печах может осуществляться как с использованием электроэнергии, так и непосредственным сжиганием топлива. Силовые процессы (ковка, штамповка, прессование) могут обеспечиваться не только электрическим, но и пневматическим приводом (сжатым воздухом). Оптимизация видов и параметров энергоносителей на основе технико-экономических расчетов является важным элементом энергосбережения.

Вторичные энергоресурсы (тепло отходящих газов промышленных печей, отработанного пара и конденсата, горячих продуктов и отходов производства и т.п.) во многих случаях целесообразно использовать на нагрев изделий, силовые нужды, а также на выработку электрической энергии.

Применение в промышленности энергоэффективных технологий и оборудования позволяет выпускать продукцию с меньшими значениями удельных расходов электроэнергии.

К прогрессивным технологиям можно отнести плазменный нагрев, поверхностную закалку с помощью лазерных установок и токами высокой частоты, автоматическую сварку на переменном токе, электроискровую и электроимпульсную обработку металлов, использование электростатического поля для окраски изделий, сортировки и смешивания материалов и т.п.

Важное значение для энергосбережения имеет также интенсификация производственных процессов, например, повышение скорости резания обрабатывающих станков, ускорение нагрева путем увеличения удельной мощности без изменения вида нагрева и т.п.

Ощутимую экономию электроэнергии можно получить уменьшением ее потерь в производственном и энергетическом оборудовании,

а также в элементах СЭС. Весьма значительными являются потери на трение у разнообразных производственных механизмов, станков, транспортеров и приводов из-за использования недоброкачественных смазочных материалов. Например, как отмечено в [30], для прядильных станков, в которых около 80 % электроэнергии расходуется на трение и 20 % на прядение, применением более совершенных смазочных материалов удалось снизить расход электроэнергии на 70 %. В среднем своевременная и качественная смазка машин и механизмов позволяет уменьшить потребление электроэнергии на 0,5—1,5 %.

Улучшение энергетических режимов оборудования достигается рациональной загрузкой технологических агрегатов, выбором энергетически целесообразных режимов работы и графиков нагрузки электрооборудования, линий электропередачи и производственных установок и т.п. Особенно важно поддерживать оптимальные режимы работы для электрических печей и других электроемких электроприемников. Существенное влияние на эффективность использования электроэнергии на промышленных предприятиях имеют рациональное построение СЭС, правильный выбор электрооборудования, а также применение автоматизации учета и контроля электропотребления.

Для планирования мероприятий по экономии электроэнергии целесообразно составить электрический баланс, являющийся основой для анализа состояния электрического хозяйства, выявления резервов экономии энергоресурсов и установления норм расхода электроэнергии на единицу продукции.

Для промышленных предприятий основным является электрический баланс по активной энергии. При этом в качестве объектов электропотребления рассматриваются наиболее электроемкие технологические установки, цеха и предприятие в целом. Электрический баланс состоит из приходной и расходной частей, численно равных друг другу. Приходная часть отражает сведения о количестве энергии, поступившей к объекту, расходная — о полезном потреблении электроэнергии и ее потерях. В зависимости от времени разработки различают проектный, плановый, отчетный (фактический) и перспективный электрические балансы.

## 9.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

При проектировании СЭС, составлении электрических балансов, прогнозировании электропотребления, а также в тех случаях, когда учет электроэнергии с помощью измерительных приборов технически не осуществим или экономически не оправдан, расход электроэнергии определяется расчетным путем. В зависимости от цели расход электроэнергии наиболее часто подсчитывается за год, реже — за месяц или наиболее загруженную смену.

Для группы электроприемников количество потребляемой активной электроэнергии за время  $t$  может быть найдено по выражению

$$W_t = k_{и\ t} P_{ном} t, \quad (9.1)$$

где  $k_{и\ t}$  — среднее значение коэффициента использования за время  $t$ ;  $P_{ном}$  — установленная мощность электроприемников.

Для определения годового расхода электроэнергии силовыми приемниками формула (9.1) принимает следующий вид:

$$W_{г} = k_{и\ г} P_{ном} T_{г} = P_{сг} T_{г} = \alpha P_{см} T_{г}, \quad (9.2)$$

где  $k_{и\ г}$  — среднегодовой коэффициент использования;  $T_{г}$  — годовая продолжительность работы силовых приемников (принимается по табл. 3.3);  $P_{сг}$  — среднегодовая нагрузка;  $P_{см}$  — средняя нагрузка за наиболее загруженную смену;  $\alpha$  — годовой коэффициент сменности по энергоиспользованию, определяемый:

$$\alpha = P_{сг} / P_{см}. \quad (9.3)$$

Так как  $P_{сг} < P_{см}$ , то  $\alpha < 1$ . Коэффициент  $\alpha$  учитывает неравномерность нагрузки по сменам, работу в предпраздничные и праздничные дни, а также сезонные колебания нагрузок.

Согласно [9], могут быть приняты следующие приближенные значения коэффициента  $\alpha$ : для алюминиевых заводов — 0,95, для заводов черной металлургии — 0,7—0,75, вспомогательных цехов заводов черной и цветной металлургии — 0,55, заводов тяжелого машиностроения — 0,65, обогатительных и агломерационных фабрик — 0,75, коксохимических производств — 0,82, глиноземных заводов — 0,85.

Если величина  $\alpha$  не известна, но имеются сведения об относительной загрузке рабочих смен, то годовой расход активной электроэнергии может быть подсчитан по такой формуле:

$$W_r = P_{\text{см}}(T_{r1} + \beta_2 T_{r2} + \beta_3 T_{r3} + \beta_4 T_{r4})c, \quad (9.4)$$

где  $T_{ri}$  — годовой фонд рабочего времени  $i$ -й смены,  $i = 1-4$ ;  $\beta_2, \beta_3, \beta_4$  — коэффициенты, учитывающие степень загрузки 2-й, 3-й и 4-й смен, представляющие собой отношения расчетных максимумов нагрузок отдельных менее загруженных смен к максимуму наиболее загруженной первой смены;  $c = c_1 c_2$  — коэффициент, учитывающий работу в выходные и праздничные дни ( $c_1 = 1-1,05$ ) и месячные колебания нагрузки ( $c_2 = 0,8-0,9$ ).

При ориентировочных расчетах годовой расход энергии определяется как

$$W_r = P_r T_{\text{max}}, \quad (9.5)$$

где  $P_r$  — расчетная (длительная максимальная) нагрузка;  $T_{\text{max}}$  — годовое число часов использования максимума нагрузки.

Если известен удельный расход энергии на единицу выпускаемой продукции  $w_y$ , годовое потребление может быть найдено по выражению

$$W_r = w_y \Pi_r, \quad (9.6)$$

где  $\Pi_r$  — количество произведенной за год продукции.

Годовое потребление реактивной энергии для групп электроприемников определяется по формулам, аналогичным (9.2), (9.4) и (9.5), либо приближенно по выражению

$$V_r = W_r \text{tg } \varphi_c, \quad (9.7)$$

где  $\text{tg } \varphi_c$  — средневзвешенное за год значение коэффициента реактивной мощности данной группы электроприемников.

Годовой расход активной энергии на освещение рассчитывается по формуле

$$W_{r.o} = K_{c.o} P_{n.o} T_{\text{max } o}, \quad (9.8)$$

где  $K_{c.o}$  — коэффициент спроса для осветительных установок;  $P_{n.o}$  — установленная мощность освещения;  $T_{\text{max } o}$  — годовое число часов использования максимума осветительной нагрузки, зависящее от географической широты, наличия естественного освещения, числа рабочих смен, продолжительности рабочей недели и назначения осветительной установки [10].

В общий расход электроэнергии по предприятию следует включать потери в элементах СЭС.

### 9.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Для оценки экономичности работы оборудования, приемников и потребителей электроэнергии применяются энергетические расходные характеристики. Они отражают зависимость абсолютного или удельного расхода электроэнергии от выпуска продукции за календарный отрезок времени (сутки, месяц и т.п.) или от часовой производительности агрегата, участка, цеха, предприятия [33].

В ходе производственного процесса удельные расходы могут изменяться вследствие внедрения новой техники, совершенствования технологических процессов, автоматизации производства, перевода отдельных установок на другие энергоносители, сезонных факторов, брака продукции и т.п. Изменяется также и производительность оборудования из-за нестандартности сырья и продуктов обработки, непостоянства внешних условий, улучшения технологических параметров работы, нарушения технологической дисциплины, износа и загрязнения оборудования и т.п.

Часть из перечисленных факторов являются положительными, обуславливающими увеличение производительности оборудования и снижение удельного расхода электроэнергии, а часть отрицательными, снижающими производительность и повышающими удельный расход энергии, что необходимо учитывать при разработке мероприятий по энергосбережению.

Удельный расход электроэнергии определяется по формуле (4.3). Потребляемая мощность может быть представлена как

$$P = w_y \cdot A, \quad (9.9)$$

где  $A$  — часовая производительность оборудования структурного подразделения или предприятия в целом.

Величина подведенной (потребляемой) мощности

$$P = P_n + \Delta P, \quad (9.10)$$

где  $P_n$  — полезная мощность;  $\Delta P$  — суммарные потери мощности.

Типовые формы энергетических характеристик оборудования показаны на рис. 9.1 [33]. Нормальные характеристики подведенной мощности отражены на рис. 9.1,  $a$ — $b$ . На рис. 9.1,  $a$  дана вогнутая характеристика, которая может иметь точку минимума удельного расхода электроэнергии при экономической производительности  $A_j$ . Вогнутыми

характеристиками обладают ткацкие станки, наклонные ленточные транспортеры, вентиляторы с загнутыми вперед лопастями и т.п.

Оборудование, имеющее выпуклые характеристики (рис.9.1, б), включает центробежные насосы, вентиляторы с загнутыми назад лопастями, кордочесальные машины и т.п.

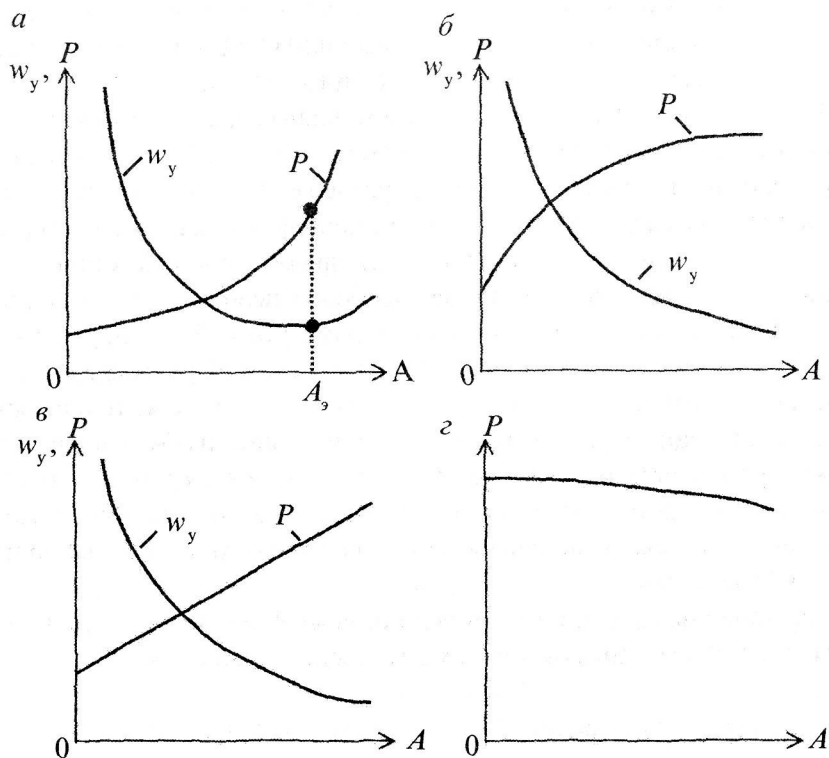


Рис. 9.1. Формы энергетических характеристик подведенной мощности:

$a$  — вогнутая;  $б$  — выпуклая;  $в$  — прямолинейная;  $г$  — аномальная

подавляющее большинство производственного оборудования имеет практически прямолинейные характеристики в зоне рабочих нагрузок (рис.9.1, в). К указанному оборудованию относятся горизонтальные ленточные транспортеры, центробежные насосы с пологими характеристиками, центробежные вентиляторы с радиальными лопастями

ми, компрессоры, дробилки, ситценабивные машины, автоматические прессы, электрические печи, электролизеры и т.п.

Для оборудования с характеристиками, показанными на рис.9.1, б и в, удельный расход электроэнергии  $w_y$  с увеличением производительности  $A$  снижается и достигает минимума при максимальном значении  $A$ .

В редких случаях могут встречаться аномальные характеристики (рис.9.1, г), при которых величина подведенной мощности снижается при повышении производительности. Такую форму характеристики имеют, например, шаровые мельницы.

Энергетические характеристики используются для установления оптимальных технологических параметров оборудования, при нормировании удельных расходов электроэнергии и выявлении потенциала энергосбережения на промышленных предприятиях. Увеличивая нагрузку рабочих машин, можно добиться снижения удельного расхода электроэнергии, что повышает эффективность использования энергоресурсов на предприятии.

#### 9.4. СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

При проектировании электроснабжения и электрооборудования следует принимать решения, направленные на оптимальное снижение потерь энергоресурсов на промышленных предприятиях. Потери активной электроэнергии ( $\Delta W$ ) на нагревание в линиях электропередачи, токопроводах и других элементах, обладающих активным сопротивлением  $R$ , за расчетный период  $T_p$  могут быть найдены по выражению:

$$\Delta W = \frac{K_{\phi a}^2 \cdot P_c^2 + K_{\phi p}^2 \cdot Q_c^2}{U_{ном}^2} \cdot R \cdot T_p, \quad (9.11)$$

где  $K_{\phi a}$  и  $K_{\phi p}$  — коэффициенты формы графиков нагрузки по активной и реактивной мощности;  $P_c$  и  $Q_c$  — средние величины активной и реактивной нагрузок за время  $T_p$ ;  $R$  — активное сопротивление проводника.

Анализ формулы (9.11) показывает, что уменьшение потерь электроэнергии может быть достигнуто повышением  $U_{ном}$  и снижением величин остальных ее составляющих.

Средняя активная нагрузка зависит от производительности оборудования и установленных режимов работы электроприемников. Следовательно, величина  $P_c$  может быть уменьшена совершенствованием технологического процесса, применением энергоэффективных электроприемников, рациональным расходованием электроэнергии на освещение, вентиляцию, выработку сжатого воздуха и т.п.

Снижение величины  $Q_c$  осуществляется путем компенсации реактивной мощности. Уменьшение потерь активной мощности при этом определяется по выражению

$$\delta P = (2 \cdot Q \cdot Q_k - Q_k^2) \cdot \frac{R}{U_{ном}^2}, \quad (9.12)$$

где  $Q$  — реактивная мощность, протекающая через элемент СЭС до компенсации;  $Q_k$  — суммарная мощность компенсирующих устройств, установленных у потребителей, питающихся через данный элемент;  $R$  — активное сопротивление элемента;  $U_{ном}$  — номинальное напряжение.

Снижение величин  $K_{\phi a}$  и  $K_{\phi p}$  достигается выравниванием графиков электрических нагрузок. При определении потерь электроэнергии, как правило, принимают значения  $K_{\phi a}$  и  $K_{\phi p}$  одинаковыми, равными коэффициенту формы графика нагрузки по току  $K_\phi$ . В этом случае используется выражение:

$$\Delta W = 3 \cdot K_\phi^2 \cdot I_c^2 \cdot R \cdot T_p, \quad (9.13)$$

где  $I_c$  — среднее значение тока нагрузки линии за время  $T_p$ .

Если коэффициент формы графика  $K_{\phi 1}$  снижается до значения  $K_{\phi 2}$ , то потери активной электроэнергии уменьшаются на величину

$$\delta W = 3 \cdot I_c^2 \cdot R \cdot T_p \cdot (K_{\phi 1}^2 - K_{\phi 2}^2). \quad (9.14)$$

Как известно, при равномерном графике нагрузки  $K_\phi = 1$ . При достижении такой конфигурации графика снижение потерь активной электроэнергии определяется выражением:

$$\delta W = 3 \cdot I_c^2 \cdot R \cdot T_p \cdot (K_{\phi 1}^2 - 1). \quad (9.15)$$

Выравнивание суточного графика нагрузки потребителя электроэнергии позволяет также снизить плату за заявленную мощность, что уменьшает себестоимость продукции.

Для регулирования графика нагрузки на промышленном предприятии выявляются потребители-регуляторы, т.е. такое электротехническое оборудование, которое может работать в режиме регулирования мощности в соответствии с потребностями энергосистемы. К ним могут быть отнесены нагревательные печи, компрессорные и насосные станции, вспомогательные цехи и т.п.

К основным мероприятиям по регулированию графиков электрических нагрузок относятся [26; 34]:

- 1) широкое применение заделов производства, запасов материалов и промежуточных продуктов;
- 2) отключение вспомогательного оборудования и проведение профилактического обслуживания в часы максимума энергосистемы;
- 3) применение различных аккумулирующих устройств, используемых в качестве потребителей-регуляторов;
- 4) поочередная загрузка, пуск и остановка однотипных агрегатов в часы максимума нагрузки;
- 5) изменение режима работы энергоемких агрегатов в течение суток;
- 6) смещение времени начала и перерывов в работе отдельных структурных подразделений;
- 7) временное ограничение производительности производственного оборудования.

При проектировании и эксплуатации СЭС могут предусматриваться мероприятия по снижению сопротивления линий электропередачи путем применения кабелей или проводов с большими площадями сечения, использования проводникового материала с меньшим удельным сопротивлением, уменьшения длины линии. Получаемое при этом снижение потерь активной электроэнергии определяется по выражению

$$\delta W = 3 \cdot I_c^2 \cdot K_\phi^2 \cdot T_p \cdot (r_{01} \cdot l_{01} - r_{02} \cdot l_{02}), \quad (9.16)$$

где  $r_{01}$  и  $l_{01}$  — удельное активное сопротивление и длина линии в исходном режиме;  $r_{02}$  и  $l_{02}$  — то же, но после внедрения мероприятий по снижению активного сопротивления линии.

Применение более высокого напряжения без изменения сечения проводников при одной и той же мощности нагрузки снижает ток

линии, что уменьшает потери активной электроэнергии на величину:

$$\delta W = 3 \cdot R \cdot K_{\phi}^2 \cdot T_p \cdot (I_{c1}^2 - I_{c2}^2), \quad (9.17)$$

где  $I_{c1}$  и  $I_{c2}$  — средний за время  $T_p$  ток нагрузки линии при низшем и высшем напряжениях соответственно.

При более высоком напряжении могут быть применены проводники с меньшей площадью сечения, что снижает расход цветного металла, но увеличивает удельное активное сопротивление линии. В данном случае выражение (9.17) приобретает следующий вид:

$$\delta W = 3 \cdot l \cdot K_{\phi}^2 \cdot T_p \cdot (r_{01} \cdot I_{c1}^2 - r_{02} \cdot I_{c2}^2), \quad (9.18)$$

где  $l$  — длина линии;  $r_{01}$  и  $r_{02}$  — удельное активное сопротивление линии при низшем и высшем напряжениях соответственно.

Снижение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах достигается правильным выбором их номинальных мощностей и поддержанием рационального режима работы.

Коэффициент загрузки трансформатора, соответствующий минимальным потерям мощности, определяется из выражения [35]

$$\beta_m = \sqrt{\frac{\Delta P'_x}{\Delta P'_k}}, \quad (9.19)$$

где  $\Delta P'_x$  и  $\Delta P'_k$  — приведенные потери холостого хода и КЗ трансформатора.

Приведенные потери холостого хода:

$$\Delta P'_x = \Delta P_x + K_{u.n} \cdot \Delta Q_x, \quad (9.20)$$

где  $\Delta P_x$ ,  $\Delta P'_x$  и  $\Delta Q_x$  — потери активной и реактивной мощности холостого хода трансформатора;  $K_{u.n}$  — коэффициент изменения потерь, ориентировочно принимаемый для промышленных предприятий 0,07 кВт/квар [35].

Приведенные потери КЗ:

$$\Delta P'_k = \Delta P_k + K_{u.n} \cdot \Delta Q_k, \quad (9.21)$$

где  $\Delta P_k$  и  $\Delta Q_k$  — потери активной и реактивной мощности КЗ трансформатора.

Величины  $\Delta Q_x$  и  $\Delta Q_k$  вычисляются по выражениям (3.21) и (3.22).

При работе  $n$  однотипных трансформаторов одинаковой единичной мощности  $S_{\text{ном}}$  на общую нагрузку целесообразно отключить один трансформатор для снижения суммарных потерь мощности, если общая нагрузка окажется меньше величины

$$S_A = S_{\text{ном}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{\Delta P'_x}{\Delta P'_k}}. \quad (9.22)$$

Если общая нагрузка превышает  $S_A$ , то экономически выгодно подключить к работающим трансформаторам еще один трансформатор.

**Пример 9.1.** Определите, на сколько снизятся потери активной мощности в линии электропередачи 10 кВ длиной 1,5 км, выполненной кабелем ААБ-10(3×70), при установке у потребителей компенсирующих устройств общей мощностью  $Q_k = 600$  квар. Реактивная нагрузка линии до компенсации  $Q = 1200$  квар.

**Решение.** Приняв по табл. П2 для кабеля ААБ-10(3×70)  $r_0 = 0,447$  Ом/км, вычислим по выражению (3.5) активное сопротивление кабеля:

$$R = 0,447 \cdot 1,5 = 0,67 \text{ Ом.}$$

По формуле (9.12) находим величину снижения потерь активной мощности:

$$\delta P = (2 \cdot 1200 \cdot 600 - 600^2) \cdot (0,67 / 10^2) \cdot 10^{-3} = 7,2 \text{ кВт.}$$

**Пример 9.2.** Потребитель питается по линии 10 кВ длиной 2,6 км, выполненной кабелем ААБ-10(3×95). В течение суток ток нагрузки линии имеет следующие значения и соответствующие им длительности: 120 А — 5 ч, 80 А — 5 ч, 60 А — 6 ч, 30 А — 8 ч. Определите, на сколько уменьшатся потери активной электроэнергии в линии за сутки при полном выравнивании графика, при котором сохраняется то же электропотребление, а коэффициент формы графика снижается до 1.

**Решение.** Удельное активное сопротивление кабеля ААБ-10(3×95)  $r_0 = 0,329$  Ом/км (табл. П2). В этом случае для линии длиной 2,6 км активное сопротивление:

$$R = 0,329 \cdot 2,6 = 0,848 \text{ Ом.}$$

По выражению (3.10) находим среднее значение тока линии за сутки:

$$I_c = \frac{120 \cdot 5 + 80 \cdot 5 + 60 \cdot 6 + 30 \cdot 8}{24} = 66,7 \text{ А.}$$

Среднеквадратический ток линии вычисляется по формуле (3.8):

$$I_{ск} = \sqrt{\frac{120^2 \cdot 5 + 80^2 \cdot 5 + 60^2 \cdot 6 + 30^2 \cdot 8}{24}} = 74,4 \text{ А.}$$

Коэффициент формы исходного графика нагрузки определяется из выражения (3.9):

$$K_\phi = \frac{74,4}{66,7} = 1,12.$$

По формуле (9.15) находим, на сколько снизятся потери электроэнергии в линии электропередачи за сутки при выравнивании ее графика:

$$\delta W = 3 \cdot 66,7^2 \cdot 0,848 \cdot 24 \cdot (1,12^2 - 1) \cdot 10^{-3} = 69,1 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

**Пример 9.3.** Электроснабжение потребителя, имеющего среднегодовую полную мощность нагрузки  $S_c = 1200 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ , может осуществляться на напряжении 6 или 10 кВ по линии с активным сопротивлением  $R = 1,2 \text{ Ом}$ . Коэффициент формы графика нагрузки линии  $K_\phi = 1,05$ . Определите величину экономии годовых потерь активной электроэнергии в линии при применении напряжения 10 кВ.

**Решение.** Вычислим среднегодовые значения тока линии при напряжениях 6 и 10 кВ:

$$I_c = \frac{S_c}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; I_{c1} = \frac{1200}{\sqrt{3} \cdot 6} = 115,6 \text{ А}; I_{c2} = \frac{1200}{\sqrt{3} \cdot 10} = 69,4 \text{ А.}$$

Экономия годовых потерь активной электроэнергии в линии при использовании более высокого напряжения подсчитаем по формуле (9.17):

$$\delta W = 3 \cdot 1,2 \cdot 8760 \cdot 1,05^2 \cdot (115,6^2 - 69,4^2) \cdot 10^{-3} = 297165,9 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

**Пример 9.4.** На цеховой подстанции 10/0,4 кВ установлены два трансформатора типа ТМЗ-1000/10, работающие на общую нагрузку. Каждый трансформатор имеет следующие параметры:

$$S_{ном} = 1000 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \Delta P_k = 1,8 \text{ кВт}; \Delta P_x = 10,8 \text{ кВт}; I_x = 1,2 \%; U_k = 5,5\%.$$

Коэффициент изменения потерь  $K_{и.п} = 0,07 \text{ кВт/квар}$ . Определите длительную нагрузку ТП, при которой целесообразно отключить один из трансформаторов с целью снижения суммарных потерь мощности.

**Решение.** Выполним расчет потерь реактивной мощности холостого хода и КЗ трансформатора по формулам (3.21) и (3.22):

$$\Delta Q_x = \frac{1,2 \cdot 1000}{100} = 12 \text{ квар}; \quad \Delta Q_k = \frac{10,5 \cdot 1000}{100} = 105 \text{ квар}.$$

Приведенные потери холостого хода и КЗ для трансформатора подсчитываются по выражениям (9.20) и (9.21):

$$\Delta P'_x = 1,9 + 0,07 \cdot 12 = 2,74 \text{ кВт}; \quad \Delta P'_k = 10,8 + 0,07 \cdot 105 = 18,15 \text{ кВт}.$$

По формуле (9.22) вычислим:

$$S_A = 1000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \frac{2,74}{18,15}} = 549,5 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Отключение одного трансформатора целесообразно в тех случаях, когда длительная нагрузка ТП меньше величины 549,5 кВ·А.

## 9.5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Мероприятия по экономии электроэнергии на промышленных предприятиях можно разделить на конструктивные и эксплуатационные [26]. К первым относятся мероприятия, требующие дополнительных капиталовложений, связанных с применением нового энергоэффективного оборудования и регулирующих устройств, установкой дополнительных средств компенсации реактивной мощности и т.п. Ко вторым — малозатратные мероприятия, для осуществления которых не требуется существенных материальных и денежных затрат: своевременное отключение малозагруженных трансформаторов, установление рациональных режимов работы линий, трансформаторов и высоковольтных электродвигателей.

Для того чтобы выявить потенциальные возможности энергосбережения, нужно знать, в каком объеме и на какие цели энергия расходуется. С этой целью следует осуществлять учет и контроль электропотребления предприятия, его структурных подразделений и отдельных энергоемких электроприемников. Приборы технического учета устанавливать у каждого электроприемника экономически не оправдано и практически трудноосуществимо. Поэтому весьма важно разместить электрические счетчики таким образом, чтобы они позво-

ляли определять расход электроэнергии на единицу продукции при нормировании электропотребления, составлении электрических балансов и проведении энергетических аудитов (энергетических обследований) на предприятиях.

Автоматизация учета и контроля электропотребления на базе современных систем позволяет не только регистрировать показания счетчиков, но и способствует рациональному использованию электроэнергии. Как показывает опыт эксплуатации [36], применение автоматизированных систем учета и контроля снижает расход электроэнергии на величину, достигающую 5 % от общего электропотребления промышленного объекта.

Важную роль для экономии электроэнергии играет автоматизация производственных процессов и отдельных технологических установок. В частности, автоматизация компрессорных станций сжатого воздуха снижает расход электроэнергии примерно на 10 %, автоматическое регулирование и управление вентиляционными установками в зависимости от температуры наружного воздуха — на 10—15 %, автоматическое управление электрическим освещением — на 15 %, автоматизация и телемеханизация технологических процессов — на 2—3 % [36].

Автоматическое регулирование мощности КУ предотвращает перекompенсацию и позволяет компенсировать изменяющуюся реактивную нагрузку потребителей, реализуя наиболее оптимальный режим работы СЭС, что уменьшает потери электроэнергии примерно на 10 %.

Расход электроэнергии на электрическое освещение промышленных предприятий составляет 5—15 % их общего электропотребления. Экономия электроэнергии в осветительных установках в первую очередь определяется правильным выбором источников света и светильников.

Для общего внутреннего рабочего освещения рекомендуется применять люминесцентные лампы (низкого и высокого давления), имеющие более высокую световую отдачу по сравнению с лампами накаливания. Применение люминесцентных ламп низкого давления снижает потребление электроэнергии на 40—66 %, а ламп типа ДРЛ — на 23—57 % (по отношению к лампам накаливания) [36].

Важное значение для экономии электроэнергии на освещение имеет содержание в чистоте окон и световых фонарей, ламп и светильников, сокращение продолжительности горения ламп в течение суток, поддержание величины напряжения в осветительных установках в оптимальных пределах.

Величина фактического напряжения  $U$  на зажимах электроприемников оказывает существенное влияние на электропотребление. В зависимости от напряжения потребляемая мощность  $P$  ламп освещения может быть определена по следующим эмпирическим выражениям [2]:

а) для ламп накаливания:

$$P = P_{\text{ном}} \cdot \left( \frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^{1,58}, \quad (9.23)$$

где  $P_{\text{ном}}$  — активная мощность, потребляемая лампой при номинальном напряжении  $U_{\text{ном}}$ ;

б) для люминесцентных ламп низкого давления (в комплекте с пускорегулирующими аппаратами):

$$P = P_{\text{ном}} \cdot \left( 1 + \frac{2 \cdot (U - U_{\text{ном}})}{U_{\text{ном}}} \right); \quad (9.24)$$

в) для ламп типа ДРЛ (в комплекте с пускорегулирующими аппаратами):

$$P = P_{\text{ном}} \cdot \left( 2,43 \cdot \frac{U}{U_{\text{ном}}} - 1,43 \right). \quad (9.25)$$

В табл. 9.1 приведены результаты расчетов по выражениям (9.23) — (9.25), показывающие, на сколько увеличивается потребление активной мощности осветительными приборами при повышении напряжения по отношению к  $U_{\text{ном}}$  для различных источников света [2].

Данные табл. 9.1 показывают, что для экономии электроэнергии необходимо по возможности понижать эксплуатационное напряжение, поддерживая его величину в допустимых пределах (не ниже  $0,95 U_{\text{ном}}$ ). Для снижения уровней напряжения в осветительных сетях применяются специальные тиристорные ограничители напряжения.

Таблица 9.1.

**Увеличение потребляемой мощности ламп освещения  
при повышении напряжения**

Повышение напряжения, %	Повышение потребляемой мощности, %		
	лампы накаливания	люминесцентные лампы	лампы типа ДРЛ
1	1,6	2,0	2,4
2	3,2	4,0	4,9
3	4,7	6,0	7,2
5	8,0	10,0	12,2
7	11,3	14,0	17,0
10	16,3	20,0	24,3

Влияние уровней напряжения на электропотребление других характерных промышленных электроприемников строго не формализовано. В то же время изменение мощности, потребляемой комплексной нагрузкой (осветительная, силовая, выпрямительная, бытовая, потери в линиях и трансформаторах), в зависимости от изменения напряжения  $\Delta U$  может быть представлено выражением [37]

$$\Delta P = a \cdot \Delta U, \quad (9.26)$$

где  $a$  — регулирующий эффект активной мощности по напряжению.

Для комплексной нагрузки  $a = 0,3—0,75$ . При этом, как правило, для отдельных составляющих нагрузки диапазон регулирующего эффекта шире, чем для комплексной нагрузки в целом.

На цеховых ТП можно регулировать напряжение на шинах до 1 кВ в пределах  $\pm 5\%$  от  $U_{\text{ном}}$  путем изменения коэффициента трансформации трансформатора. Снижая напряжение на 5 %, можно уменьшить потребляемую активную мощность на величину

$$\Delta P = (0,3 - 0,75) \cdot 5 = 1,5 - 3,75 \, \%.$$

Внедрение ограничителей холостого хода сварочных трансформаторов позволяет сэкономить порядка 5 % потребляемой ими активной электроэнергии. Применение тиристорных систем возбуждения синхронных электродвигателей снижает их электропотребление примерно на 10 % [36].

Рассмотренные мероприятия по экономии электроэнергии носят

общий характер и могут применяться на предприятиях любых отраслей промышленности.

При разработке вопросов электросбережения необходимо также учитывать специфические особенности технологии производства промышленных предприятий.

## **10. СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ**

### **10.1. САПР КАК СРЕДСТВО УСКОРЕНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ РЕШЕНИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ**

При проектировании электрической части промышленного предприятия требуется обрабатывать большой объем разнообразной информации. Трудоемкость проекта резко возрастает при выявлении оптимальных параметров и режимов работы СЭС на основе многовариантных электрических и технико-экономических расчетов.

Эффективность принятого решения во многом определяется квалификацией и опытом проектировщиков. Однако даже опытные специалисты не застрахованы от ошибок и принятия неоптимальных вариантов. Таким образом, традиционные способы решения проектных задач приводят к неоправданно большим затратам труда и времени проектировщиков на подготовку проектной документации. При этом не всегда принятые в проекте решения будут оптимальными и безошибочными.

Качество инженерных разработок может быть существенно повышено при применении систем автоматизированного проектирования (САПР). САПР представляет собой организационно-техническую систему, которая состоит из комплекса средств автоматизации на базе ЭВМ, взаимосвязанного с подразделениями проектной организации.

При применении САПР технические решения принимаются в режиме диалога проектировщика с ЭВМ на основе математического моделирования объектов проектирования. Это решает множество проблем: повышает точность и исключает ошибки в расчетах, обеспечивает выбор оптимального варианта, ускоряет подготовку проектной документации [2].

Построение САПР электрической части промышленного предприятия представляет собой достаточно сложную проблему, так как СЭС является иерархической и состоит из большого числа взаимосвязанных элементов. При внедрении САПР нужно прежде всего решить, для каких задач проектирования наиболее эффективно ее применять. Эти задачи должны иметь математические методы решения, на основе которых разрабатываются алгоритмы и программы для ЭВМ.

При создании САПР используются следующие общесистемные принципы:

- новизна задач и их комплексность;
- модульность структуры и непрерывность развития САПР;
- типизация и стандартизация;
- информационное единство и полная управляемость потоками информации;
- человеко-машинная ориентация САПР;
- управляемость процессов проектирования и доступность САПР;
- наличие универсальной оптимизационной подсистемы;
- математическая определенность проектных задач;
- инвариантность (компоненты САПР должны быть по возможности универсальными и неизменяющимися по отношению к объектам проектирования и используемой вычислительной техники);
- комплексный подход к созданию САПР;
- совместимость (техническая, информационно-поисковая и программная) [38].

## 10.2. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ САПР

Основными целями создания САПР являются повышение качества и технико-экономического уровня проектируемых объектов, увеличение производительности труда проектировщиков, а также сокращение сроков подготовки проектной документации.

Указанные цели достигаются путем решения следующих задач [2]:

- 1) совершенствование проектирования на основе применения математических методов, алгоритмов, программ и современных средств вычислительной техники;

- 2) создание и ведение баз данных на машинных носителях информации;
- 3) автоматизация процессов поиска, обработки и выдачи информации;
- 4) применение многовариантного проектирования и оптимизации на основе математических моделей, отражающих специфические особенности проектируемых объектов;
- 5) улучшение качества оформления проектной документации;
- 6) повышение доли творческого труда проектировщиков за счет автоматизации повторяющихся однотипных (рутинных) работ;
- 7) унификация и стандартизация методов проектирования сложных объектов;
- 8) взаимодействие с автоматизированными системами различных уровней и функциональных назначений;
- 9) подготовка и переподготовка специалистов, использующих САПР.

Автоматизация процесса проектирования может применяться на всех или отдельных стадиях создания проектной документации для промышленных объектов в целом или их составных частей. Наибольшая эффективность от внедрения САПР достигается при автоматизации всего процесса проектирования, начиная от постановки задачи и заканчивая выпуском рабочей проектной документации. Использование САПР позволяет сократить сроки разработки проектов в 3—4 раза [38]. Несомненным преимуществом САПР по сравнению с традиционными методами проектирования является повышение качества принимаемых решений.

### 10.3. ПОДСИСТЕМЫ САПР

Системы автоматизированного проектирования относятся к числу сложных систем, характеризующихся большим разнообразием составных элементов и решаемых задач. Для удобства пользования средства автоматизированного проектирования объединяются в подсистемы САПР. Подсистема — это выделенная по определенным признакам часть САПР, обеспечивающая получение законченных решений и соответствующих проектных документов [2].

Основным структурным элементом САПР любого уровня сложности является функциональная проектирующая подсистема. По отно-

шению к объекту проектирования можно выделить два вида подсистем: объектно-ориентированные (объектные) и объектно-независимые (инвариантные). Функциональные объектные подсистемы выполняют определенные проектные процессы на основе конкретных исходных данных с учетом специфики промышленного предприятия.

Инвариантные проектирующие подсистемы позволяют получать технические решения, не зависящие от отрасли промышленности (схемы управления, компоновки РУ, раскладка кабелей в туннеле и т.п.).

Проектирующие подсистемы включают компоненты САПР, под которыми понимаются средства обеспечения, выполняющие определенные функции.

В САПР электрической части промышленного предприятия в качестве основных функциональных подсистем могут быть выделены подсистемы проектирования электроснабжения, силового электрооборудования, электрического освещения, электроремонта, линий электропередачи, подстанций и т.п.

Каждая функциональная подсистема базируется на едином комплексе средств автоматизации проектирования, включающем вычислительные системы, автоматизированные банки данных и т.п.

Функциональная часть САПР обслуживается комплексом подсистем общего назначения. К ним относятся подсистемы графического отображения объекта и его элементов; кодирования, контроля и преобразования информации; выпуска сметной документации; оформления и тиражирования проектной документации; управления базами данных; информационного поиска и т.п.

Свойства и возможности САПР существенно зависят от обеспечивающих подсистем.

Функциональные подсистемы САПР электрической части промышленного предприятия должны быть взаимосвязаны и опираться на общую информационную базу.

#### **10.4. ИНФОРМАЦИОННАЯ БАЗА ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ПОДСИСТЕМ**

Информационная база представляет собой совокупность специально организованных данных, необходимых для проектирования объектов. Содержание базы данных зависит от назначения САПР и сово-

купности решаемых задач. Как правило, база данных включает описание стандартных процедур, проектных решений, элементов, комплектующих изделий, материалов; каталоги нормативно-справочной информации; каталоги оборудования; стандарты, строительные нормы и правила и др. [38].

Информационная база является основой автоматизированного банка данных, функционирование которого обеспечивается комплексом управляющих программ. Наличие банка данных позволяет создать информационное единство подсистем, снизить степень дублирования информации, применять общие методы ведения и использования информационной базы.

Банк данных включает систему словарей, справочников и классификаторов, обеспечивающих кодирование и организацию информации, а также возможность выдачи исходной информации по запросу в документированном виде с наименованием объектов.

Технологическая информация, необходимая для САПР электрической части промышленного предприятия, содержит сведения о составе и основных параметрах электроприемников, электрооборудования и электросетевых объектов, о технико-экономических показателях электропотребления, о графиках электрических нагрузок, об активных и реактивных нагрузках потребителей электроэнергии, о надежности электроснабжения электроприемников, о схемах электрических сетей и т.п.

Принципиальные схемы электрических сетей СЭС содержат значительное количество взаимосвязанных элементов, характеризуемых набором числовых параметров. В связи с этим, кроме банков данных, при решении электроэнергетических задач могут использоваться специальные информационные модели электрических сетей, представляющие собой совокупность параметрических описаний элементов схем замещения и связей между ними (конфигурационной модели). При этом часть информации, не связанной с конфигурацией электрической сети, может быть представлена в форме отдельных таблиц.

Количество информационных моделей, принципы построения и состав их параметров определяются объемом и характером информационно-вычислительных работ САПР.

### 10.5. ВИДЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ САПР

Средства автоматизации проектирования можно сгруппировать по видам обеспечения САПР.

**Техническое обеспечение** представляет собой совокупность взаимосвязанных и взаимодействующих технических средств (ЭВМ различных классов, устройств оперативной связи с ЭВМ, ввода и вывода информации, машинной графики и т.п.), предназначенных для выполнения автоматизированного проектирования.

**Математическое обеспечение** включает математические модели проектируемых объектов, методы и алгоритмы для решения задач и обработки информации с применением вычислительной техники. Элементы математического обеспечения САПР весьма разнообразны. К ним относятся методы численного решения алгебраических и дифференциальных уравнений, поиска экстремума, оптимизации, а также решения разнообразных задач электроэнергетики. Практическое использование математического обеспечения осуществляется на основе разработки программ для ЭВМ.

**Программное обеспечение** — это совокупность программ для обработки данных на машинных носителях информации и сопровождающих их эксплуатационных документов. Программное обеспечение САПР делится на общесистемное и прикладное (специальное).

Общесистемное программное обеспечение предназначено для организации функционирования технических средств и представлено в САПР операционными системами ЭВМ и вычислительных комплексов.

Прикладное программное обеспечение предназначено для решения разнообразных задач проектирования. Его состав зависит от проектируемого объекта, специфики и объема задач, решаемых конкретной САПР. Прикладные программы разрабатываются на основе математического обеспечения. Разработка программ является одним из наиболее трудоемких и ответственных процессов при создании САПР.

**Информационное обеспечение** представляет собой совокупность единой системы классификации и кодирования технико-экономической информации, унифицированных систем документации и массивов информации, используемых в САПР. Информационное обеспече-

ние объединяет разнообразные данные, представленные в виде текстов или иных документов на различных носителях информации.

**Лингвистическое обеспечение** включает специальные языковые средства (языки проектирования), предназначенные для описания процедур автоматизированного проектирования и проектных решений. Основную часть лингвистического обеспечения составляют языки общения человека с ЭВМ.

**Методическое обеспечение** охватывает документы, отражающие состав, правила отбора и эксплуатации средств автоматизированного проектирования.

**Организационное обеспечение** включает документы (положения, инструкции, приказы, штатные расписания, квалификационные требования и т.п.), регламентирующие организационную структуру подразделений проектной организации и их взаимодействие с комплексом средств автоматизированного проектирования.

Следует отметить, что средства вычислительной техники оказывают решающее влияние на построение САПР. Однако они не могут рассматриваться обособленно от других видов обеспечения.

#### **10.6. ЗАДАЧИ И СТРУКТУРА ПОДСИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Среди функциональных подсистем САПР электрической части промышленного предприятия одной из основных является подсистема проектирования электроснабжения.

С ее помощью в интерактивном режиме проводятся необходимые расчеты и решаются информационно-логические задачи с целью выпуска проектной документации.

Подсистема строится на следующих основных принципах:

- 1) минимальное количество исходных данных для получения требуемой выходной документации;
- 2) возможность общения проектировщика с ЭВМ на различных этапах обработки информации;
- 3) допустимость корректировки исходной и нормативно-справочной информации, а также программного обеспечения без нарушения функционирования подсистемы в целом;

- 4) возможность построения новой конфигурационной модели электрической сети на основе ранее введенной информации;
- 5) получение от ЭВМ документов, пригодных для непосредственной комплектации проекта.

Подсистема проектирования электроснабжения функционально и информационно связана с другими подсистемами САПР электрической части промышленного предприятия: силового электрооборудования, электрического освещения и др. Поэтому эти подсистемы должны иметь общую информационную базу. Существенно повышает уровень САПР возможность отображения на экране дисплея схем электрических соединений и схем инженерных сетей и коммуникаций на планах цехов и предприятий.

Основной задачей проектирования является создание оптимального проекта электроснабжения, соответствующего действующим нормам и правилам, имеющего наименьшие затраты при строительстве и монтаже электротехнических сооружений и обеспечивающего надежную, удобную и экономичную эксплуатацию электроустановок.

Для этого в составе программного обеспечения САПР необходимо иметь пакет прикладных программ для ЭВМ, позволяющий решать частные задачи проектирования СЭС: расчет электрических нагрузок; выбор числа, мощности и места размещения подстанций; выбор напряжения питающей и распределительной сети; распределение электрических нагрузок по подстанциям; компенсация реактивной мощности; выбор сечений проводников электрических сетей; расчет токов КЗ и т.п.

Структура подсистемы проектирования электроснабжения определяется составом пакета прикладных программ. В пакете прикладных программ могут выделяться управляющая и обрабатывающие части. Непосредственно решение задач проектирования выполняется с помощью ЭВМ по рабочим программам, хранящимся на машинных носителях информации.

Аналогичное построение имеют и другие функциональные подсистемы САПР электрической части промышленного предприятия.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проектирование систем электроснабжения / В.Н. Вицославский, А.В. Проховник, Ф. Клеппель, У. Бутц. — Киев: Вища школа, 1987. — 360 с.
2. Кудрин Б.И., Прокопчик В.В. Электроснабжение промышленных предприятий. — Мн.: Выш. шк., 1988. — 357 с.
3. СНБ 1.03.02-96. Состав, порядок разработки и согласования проектной документации в строительстве. — Мн.: Министерство архитектуры и строительства РБ, 1996. — 25 с.
4. Правила устройства электроустановок. — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 640 с.
5. Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. — Л.: Стройиздат, 1989. — 352 с.
6. Бенерман В.И., Ловцкий Н.Н. Проектирование силового электрооборудования промышленных предприятий. — Л.: Энергия, 1967. — 512 с.
7. Ермилов А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. — М.: Энергия, 1976. — 368 с.
8. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий: СН 174-75. — М.: Стройиздат, 1976. — 56 с.
9. Проектирование промышленных электрических сетей / В.И. Крупович, А.А. Ермилов, В.С. Иванов, Ю.В. Крупович. — М.: Энергия, 1979. — 328 с.
10. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова, М.Г. Зименкова, А.Г. Смирнова. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 576 с.
11. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др. — М.: Высш. шк., 1981. — 304 с.
12. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Энергетические системы. — Мн.: Выш. шк., 1974. — 272 с.
13. Карпов Ф.Ф., Козлов В.Н. Справочник по расчету проводов и кабелей. — М.: Энергия, 1969. — 264 с.
14. Справочник по проектированию электрических сетей и

- электрооборудования / Под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е.Федорова, М.Г.Зименкова, А.Г.Смирнова. — М.: Энергоатомиздат, 1991. — 464 с.
15. Справочник по проектированию электрических систем / Под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. — М.: Энергия, 1971. — 248 с.
  16. Мельников Н.А. Электрические сети и системы. — М.: Энергия, 1975. — 464 с.
  17. Михайлов В.В. Тарифы и режимы электропотребления. — М.: Энергоатомиздат, 1986. — 216 с.
  18. Анчарова Т.В., Гамазин С.И., Шевченко В.В. Экономия электроэнергии на промышленных предприятиях. — М.: Высш. шк., 1990. — 143 с.
  19. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 368 с.
  20. Головкин П.И. Режимы электроснабжения потребителей. — М.: Энергия, 1971. — 112 с.
  21. Михайлов В.В. Надежность электроснабжения промышленных предприятий. — М.: Энергоиздат, 1982. — 156 с.
  22. Федоров А.А., Ристхейн Э.М. Электроснабжение промышленных предприятий. — М.: Энергия, 1981. — 360 с.
  23. Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. — М.: ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект». — № 5. — 1996. — 108 с.
  24. Миронов Ю.М., Миронова А.Н. Электрооборудование и электроснабжение электротермических, плазменных и лучевых установок. — М.: Энергоатомиздат, 1991. — 376 с.
  25. Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 528 с.
  26. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 336 с.
  27. Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий: СН 357-77. — М.: Стройиздат, 1977. — 96 с.

28. Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. — М.: ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект». — № 2. — 1993. — 80 с.
29. Михайлов В.В., Поляков М.А. Потребление электрической энергии — надежность и режимы. — М.: Высш. шк., 1989. — 143 с.
30. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. — М.: Энергия, 1973. — 584 с.
31. Кнорринг Г.М., Фадин И.М., Сидоров В.Н. Справочная книга для проектирования электрического освещения. — СПб.: Энергоатомиздат, 1992. — 448 с.
32. Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. — М.: Высш. шк., 1986. — 400 с.
33. Гофман И.В. Нормирование потребления энергии и энергетические балансы промышленных предприятий. — М.—Л.: Энергия, 1966. — 320 с.
34. Гордеев В.И. Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических сетей. — М.: Энергоатомиздат, 1986. — 184 с.
35. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 472 с.
36. Справочник энергетика строительной организации: В 2 т. — Т 2. Тепло-, водо- и воздухоснабжение строительства / Под. ред. В.Г.Сенчева. — М.: Стройиздат, 1991. — 511 с.
37. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. — М.: Высш. шк., 1970. — 472 с.
38. Михалев С.Б., Зажарский А.Н., Кондратьев В.В. Средства вычислительной техники для применения в САПР. — Мн.: Беларусь, 1989. — 160 с.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П1

**Основные нормативно-технические документы,  
применяемые при проектировании электрической части  
промышленных предприятий**

<i>Обозначения документов</i>	<i>Наименование документов</i>
1	2
	<b>1. Государственные стандарты</b>
ГОСТ 2.710-81	Обозначения буквенно-цифровые в электрических схемах
ГОСТ 2.755-87	Обозначения условные графические в электрических схемах.
ГОСТ 2.756-76	Устройства коммутационные и контактные соединения
	Обозначения условные графические в схемах. Воспринимающая часть электромеханических устройств
ГОСТ 12.1.004-91	Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.009-76	Электробезопасность. Термины и определения
ГОСТ 12.1.010-76	Взрывобезопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.019-79	Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
ГОСТ 12.1.030-81	Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
ГОСТ 21.403-80	Обозначения условные графические в схемах.
	Оборудование энергетическое
ГОСТ 21.607-82	Электрическое освещение территории промышленных предприятий. Рабочие чертежи
ГОСТ 21.608-84	Внутреннее электрическое освещение. Рабочие чертежи
ГОСТ 21.613-88	Силовое электрооборудование. Рабочие чертежи
ГОСТ 21.614-88	Изображения условные графические электрооборудования и проводок на планах
ГОСТ 721-77	Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электроэнергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В
ГОСТ 1494-77	Электротехника. Буквенные обозначения основных величин
ГОСТ 13109-87	Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения
ГОСТ 14209-85	Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки
ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89)	Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)
ГОСТ 15543-70	Изделия электротехнические. Исполнение для различных климатических районов. Общие технические требования в части воздействия климатических факторов внешней среды

Продолжение табл. П1

1	2
ГОСТ 15543.1-89Е	Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам
ГОСТ 19431-84	Энергетика и электрификация. Термины и определения
ГОСТ 19880-74	Электротехника. Основные понятия. Термины и определения
ГОСТ 21128-83	Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электроэнергии. Номинальные напряжения до 1000 В и допускаемые отклонения
ГОСТ 23875-88	Качество электрической энергии. Термины и определения
ГОСТ 24291-90	Электрическая часть электростанций и электрической сети. Термины и определения
ГОСТ 26522-85	Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения
ГОСТ 27514-87	Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ
ГОСТ 28249-93	Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ
ГОСТ 29322-92 (МЭК 38-83)	Стандарты напряжения
<b>2. Строительные нормы и правила</b>	
СНБ 1.02.03-97	Порядок разработки, согласования и состав обоснований инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений
СНБ 1.03.02-96	Состав, порядок разработки и согласования проектной документации в строительстве
СНБ 2.04.05-98	Естественное и искусственное освещение
СНиП 3.05.06-85	Электротехнические устройства
СНиП 3.05.07-85	Системы автоматизации
СН 174-75	Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий
СН 357-77	Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий

Таблица П2

**Сопротивление проводов и трехжильных кабелей**

Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	Активное сопротивление жилы при 30°С		Индуктивное сопротивление, Ом/км(мОм/м)			
			Кабель с поясной изоляцией напряжением, кВ			Три провода в трубе, кабель с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией
	алюминевой	медной	1	6	10	
1	-	18,5	-	-	-	0,133
1,5	-	12,3	-	-	-	0,126
2	15,6	9,2	-	-	-	0,121
2,5	12,5	7,4	0,104	-	-	0,116
3	10,4	6,13	-	-	-	0,113
4	7,81	4,63	0,095	-	-	0,107
5	6,25	3,68	-	-	-	0,103
6	5,21	3,09	0,09	-	-	0,1
8	3,91	2,3	-	-	-	0,1
10	3,12	1,84	0,073	0,11	0,122	0,099
16	1,95	1,16	0,0675	0,102	0,113	0,095
25	1,25	0,74	0,0662	0,091	0,099	0,091
35	0,894	0,53	0,0637	0,087	0,095	0,088
50	0,625	0,37	0,0625	0,083	0,09	0,085
70	0,447	0,265	0,0612	0,08	0,086	0,082
95	0,329	0,195	0,0602	0,078	0,083	0,081
120	0,261	0,154	0,0602	0,076	0,081	0,08
150	0,208	0,124	0,0596	0,074	0,079	0,079
185	0,169	0,1	0,0596	0,073	0,077	0,078
240	0,13	0,077	0,0587	0,071	0,075	0,077

Таблица ПЗ

**Среднее значение числа часов использования  
максимума в промышленности**

Потребители	$T_{\text{max}}, \text{ ч/год}$
1	2
<b>По сменности</b>	
Односменные	2000—3000
Двухсменные	3000—4500
Трёхсменные	4500—8000
<b>По отраслям промышленности</b>	
Металлургическая	6500
Химическая	6200
Горнорудная	5000
Целлюлозно-бумажная	5500—6000
Деревообрабатывающая и лесная	2500—3000
Обувная	3000
Текстильная	4500
Пищевая	5000
Полиграфическая	3000
<b>Машиностроительная и металлообрабатывающая</b>	
Завод тяжелого машиностроения	3800—4000
Станкостроительный завод	4300—4500
Инструментальный завод	4000—4200
Шарикоподшипниковый завод	5000—5300
Автотракторный завод	5000
Завод подъемно-транспортного оборудования	3300—3500
Завод сельхозмашин	5000—5300
Авторемонтный завод	3500—4000
Паровозовагоноремонтный завод	3500—4000
Приборостроительный завод	3000—3200
Завод электротехнического оборудования	4300—4500
Металлообрабатывающий завод	4300—4400

Таблица П4

**Технические характеристики трансформаторов  
для комплектных трансформаторов подстанций**

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Потери, кВт		Напря- жение КЗ, %	Ток холостого хода, %
		холостого хода	КЗ		
ТМЗ-630/10	630	1,31	7,6	5,5	1,8
ТМЗ-1000/10	1000	1,9	10,8	5,5	1,2
ТМЗ-1600/10	1600	2,65	16,5	6,0	1,0
ТМЗ-2500/10	2500	3,75	24,0	6,0	0,8
ТМВМЗ-630/10	630	1,2	8,5	5,5	0,4
ТМВМЗ-1000/10	1000	1,65	11,0	5,5	0,4
ТСЗЛ-630/10	630	1,65	7,1	5,5	1,4
ТСЗЛ-1000/10	1000	2,0	10,2	5,5	1,0
ТСЗЛ-1600/10	1600	2,8	15,0	5,5	0,7
ТСЗЛ-2500/10	2500	4,6	20,5	6,0	0,65

Таблица П5

**Расчетные коэффициенты электрических нагрузок  
электроприемников**

№ п/п	Электроприемники	Коэффициенты		
		$K_u$	$\cos \varphi$	$K_c$
1	2	3	4	5
1	Метиллорежущие стики мелкосерийного производства, мелкие токарные, строгальные, долбежные, фрезерные, сверлильные, карусельные, точильные и др.	0,12—0,14	0,4—0,5	0,14—0,16
2	То же, при крупносерийном производстве	0,16	0,5—0,6	0,2
3	То же, при тяжелом режиме работы: штамповочные прессы, автоматы, револьверные, обдирочные, зубофрезерные, а также крупные токарные, строгальные, фрезерные, карусельные, расточные стики	0,17	0,65	0,4

Продолжение табл. П5

1	2	3	4	5
4	То же, с особо тяжелым режимом работы: приводы молотов, ковочных машин, волочильных станков, очистных барабанов и др.	0,2—0,24	0,65	0,4
5	Многошпиндельные автоматы	0,2	0,6	0,23
6	Краны мостовые, грейферные, кран-балки, тельферы, лифты	0,15—0,35	0,5	0,2—0,5
7	Вентиляторы, санитарно-гигиеническая вентиляция	0,65—0,8	0,8	0,7—0,8
	Насосы, компрессоры, двигатели-генераторы	0,7	0,85	0,75
9	Сварочные трансформаторы дуговой электросварки	0,2	0,4	0,3
10	Печи сопротивления, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,75—0,8	1,00	0,75—0,9
11	Индукционные печи низкой частоты	0,7	0,35	0,8
12	Индукционные печи высокой частоты	0,7	0,65—0,8	0,8
13	Элеваторы, транспортеры, конвейеры	0,4—0,55	0,75	0,5—0,65
14	Дуговые сталеплавильные печи	0,5—0,75	0,8—0,9	0,6—0,8
15	Гальванические установки	0,4—0,5	0,6—0,8	0,5—0,6
16	Шлифовальные станки металлообработки	0,2—0,35	0,65	0,25—0,4

Таблица П6

Значения коэффициентов расчетной нагрузки  $K_p$   
для питающих сетей напряжением до 1 кВ

$n$	Коэффициент использования $K_{\text{и}}$								
	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	1,14	1,13	1,06	1,01	1,0
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,12	1,1	1,04	1,0	1,0
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,1	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
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
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	1,3	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

Продолжение табл. П6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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

Таблица П7

**Значения коэффициентов расчетной нагрузки  $K_p$   
на шинах цеховых трансформаторов и для  
магистральных шинопроводов напряжением до 1 кВ**

$n_s$	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
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,0
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
11–25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
26–50	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

Таблица П8

**Значения коэффициентов одновременности для определения расчетной нагрузки на шинах 6–10 кВ РП и ГПП**

Средневзвешенный коэффициент использования	Число присоединений 6–10 кВ на сборных шинах РП и ГПП			
	2—4	5—8	9—25	более 25
$K_u < 0,3$	0,9	0,8	0,75	0,7
$0,3 \leq K_u < 0,5$	0,95	0,9	0,85	0,8
$0,5 \leq K_u \leq 0,8$	1,0	0,95	0,9	0,85
$K_u > 0,8$	1,0	1,0	0,95	0,9

Таблица П9

**Значения коэффициентов спроса и мощности для отдельных цехов, корпусов, установок и потребителей**

№ п/п	Наименование	$K_c$	$\cos \varphi$
1	2	3	4
1	Ремонтно-механические	0,2—0,3	0,65—0,75
2	Электроремонтные	0,3—0,4	0,7—0,8
3	Насосные, кислородные и компрессорные станции с электродвигателями низкого напряжения	0,7—0,8	0,7—0,85
4	То же, с электродвигателями высокого напряжения а) асинхронными б) синхронными	0,75—0,85 0,75—0,85	0,8—0,9 0,9—0,95
5	Вентиляционные установки и отопление	0,65—0,8	0,8
6	Газогенераторные станции	0,4—0,6	0,7—0,8
7	Литейные черных металлов	0,6—0,8	0,7—0,9
8	Литейные цветных металлов	0,7—0,8	0,8—0,95
9	Блоки основных цехов	0,3	0,75
10	Блоки вспомогательных цехов	0,25	0,7
11	Штамповочные, механические и токарные	0,25—0,4	0,6—0,8

Продолжение табл. П9

1	2	3	4
12.	Инструментальные	0,2—0,25	0,65—0,8
13.	Механосборочные и заготовительные	0,25—0,4	0,65—0,75
14.	Металлоконструкций	0,5—0,7	0,6
15.	Закалочные	0,7	0,75
16.	Кузнечно-прессовые	0,25—0,4	0,65—0,7
17.	Термическая нагрузка (нагревательные печи)	0,8—0,9	0,85—0,95
18.	Крановая нагрузка, подъемники	0,3—0,4	0,5—0,7
19.	Электросварка	0,3—0,5	0,3—0,5
20.	Деревообделочные, столярные	0,2—0,4	0,6—0,8
21.	Малярные, модельные	0,5—0,6	0,5—0,6
22.	Собственные нужды электростанций	0,7—0,8	0,75—0,8
23.	Лаборатории	0,6—0,9	0,7—0,9
24.	Заводоуправление, проходные, КБ и тп. (силовая нагрузка)	0,3—0,5	0,5—0,7
25.	Депо (жд., пожарные)	0,4—0,6	0,6—0,8
26.	Депо электрокар	0,6—0,8	0,75—0,9
27.	Гаражи	0,4—0,6	0,65—0,8
28.	Котельные	0,6—0,8	0,7—0,8
29.	Склады открытые	0,2—0,4	0,6—0,7
30.	Склады закрытые, готовой продукции, магазины	0,6—0,8	0,8—1,0
31.	Столовые	0,6—0,8	0,9
32.	Лесозаводы	0,4—0,6	0,7
33.	Лесосушки	0,76—0,8	0,75—0,9

Таблица П10

**Удельные плотности электрических нагрузок**

Наименование цеха	Плотность электрической нагрузки, $\text{kBt/m}^2$
1	2
Инструментальный	0,12—0,14
Ремонтно-механический	0,13—0,16
Термообрубный	0,14—0,16
Окрасочный	0,14—0,16
Деревообрабатывающий	0,15—0,18
Механический	0,15—0,19
Вагоносборочный	0,17—0,22
Термический	0,18—0,24
Заготовительно-прессовый	0,20—0,26
Металлоконструкций	0,22—0,30
Рамно-кузовной	0,23—0,32
Чугунолитейный	0,25—0,32
Сталелитейный	0,30—0,68

Таблица П11

**Технические характеристики магнитных пускателей трехфазного тока серии ПМЛ при напряжении 380 В**

Тип в зависимости от степени защиты		Номинальный ток, А, в режиме АС3 при степени защиты	
IP00	IP54	IP00	IP54
ПМЛ 110004	ПМЛ 121002	10	10
ПМЛ 210004	ПМЛ 221002	25	22
ПМЛ 310004	ПМЛ 321002	40	36
ПМЛ 410004	ПМЛ 421002	63	60
ПМЛ 510004	ПМЛ 521002	80	80
ПМЛ 610004	ПМЛ 621002	125	100
ПМЛ 710004	ПМЛ 721002	200	160

Таблица П12

**Технические данные предохранителей**

Тип	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А		Предельный отключаемый ток, кА
		предохранителя	плавкой вставки	
НПН2-63	500	63	6, 10, 16, 20, 25, 31, 40, 63	10
ПН2-100	380	100	31,5, 40, 50, 63, 80, 100	100
ПН2-250	380	250	80, 100, 125, 160, 200, 250	100
ПН2-400	380	400	200, 250, 315, 355, 400	40
ПН2-600	380	630	315, 400, 500, 630	25

Таблица П13

**Технические данные автоматических выключателей серии ВА51 и ВА52 с комбинированным расцепителем**

Тип выключателя	Номинальный ток, А		Кратность тока отсечки по отношению к $I_{ном р}$
	выключателя	расцепителя, $I_{ном р}$	
1	2	3	4
	Однополюсные		
ВА 51 29	63	6, 3, 8, 10, 12,5, 16, 20, 25, 31,5, 63	—
ВА 51-31 I	100	6, 3, 8, 10, 12,5, 16, 20, 25, 31,5, 40, 50, 63, 80, 100	3, 7, 10
	Трехполюсные		
ВА 51Г 25	25	0, 3, 0,4, 0,5, 0,6, 0,8, 1,0, 1,25, 1,6, 2, 2,5, 3,15, 4, 5, 6, 3, 8, 10, 12,5, 16, 20, 25	14
ВА 51 25	25	6, 3, 8, 10, 12,5, 16, 20, 25	7, 10
ВА 51 31	100	6, 3, 8, 10, 12,5, 16, 20, 25, 31,5, 40, 50, 63, 80, 100	3, 7, 10
ВА 51Г-31	100	16, 20, 25, 31,5, 40, 50, 63, 80, 100	14
ВА 52 31	100	16, 20, 25, 31,5, 40, 50, 63, 80, 100	3 7, 10

Продолжение табл П13

1	2	3	4
ВА 51-33	160	80, 100, 125, 160	10
ВА 52-33			
ВА 51Г-33	160	80, 100, 125, 160	14
ВА 52Г-33			
ВА 51-35	250	80, 100, 125, 160, 200, 250	12
ВА 52-35			
ВА 51-37	400	250, 320, 400	10
ВА 52-37			
ВА 51-39	630	400, 500, 630	10
ВА 52-39		250, 400, 500, 630	10

Таблица П14

**Технические данные автоматических выключателей серий ВА53, ВА55, ВА75 с полупроводниковыми расцепителями**

Тип выключателя	Номинальный ток выключателя $I_{ном}$ , А	Уставка тока расцепителя в зоне КЗ, кратная $I_{ном p}$
ВА53 - 37 ВА55 - 37 ВА55 - 39	160, 250, 400	2, 3, 5, 7, 10
ВА53 - 39	160, 250, 400, 630	-
ВА53 - 41 ВА55 - 41	1000 1600	2, 3, 5, 7
ВА53 - 43 ВА55 - 43	2500	2, 3, 5
ВА75 - 45	2500	2, 3, 5, 7
ВА75 - 47	4000	2, 3, 5

**Примечание.** Выключатели допускают регулировку номинального тока уставки максимального расцепителя ( $I_{ном p}$ ) тремя ступенями в пределах от номинального тока выключателя  $I_{ном}$  до  $0,8 I_{ном}$  или до  $0,63 I_{ном}$ . Например, ВА55-37 на 250 А может иметь  $I_{ном p} = 250, 200, 157,5$  А.

Таблица П15

**Технические данные основных типов распределительных панелей щитов серии ЩО 70-УЗ**

Тип панели	Номинальный ток, А и количество присоединений	Коммутационные и защитные аппараты
<b>Линейные панели</b>		
ЩО70-01	100 × 2 + 250 × 2	Рубильники с предохранителями ПН2-100
ЩО70-02	250 × 4	Рубильники с предохранителями ПН2-250
ЩО70-03	250 × 2 + 400 × 2	Рубильники с предохранителями ПН2-250 и ПН2-400
ЩО70-04	600 × 1	Рубильник с предохранителями ПН2-600
ЩО70-05	100 × 6	Разъединители (один на три присоединения), автоматические выключатели АЕ2056
ЩО70-07	250 × 4	Разъединители (один на два присоединения), автоматические выключатели ВА51-35
<b>Вводные панели</b>		
ЩО70-30	600	Рубильник с предохранителями ПН2-600
ЩО70-31	1000	Рубильник
ЩО70-34	1000	Разъединитель, автоматический выключатель ВА53-41
<b>Секционные панели</b>		
ЩО70-70	600	Рубильник
ЩО70-71	1000	То же
ЩО70-72	1000	Разъединители, автоматический выключатель ВА53-41

**Примечание:** Все панели имеют электродинамическую стойкость 30 кА.

Таблица П16

**Шкафы распределительные серии ШР11**

Тип шкафа	Номинальный ток вводного рубильника Р18, А	Число трехполюсных групп предохранителей на отходящих линиях и их номинальные токи, А
ШР11 — 73701	250	5 × 63
ШР11 — 73702	250	5 × 100
ШР11 — 73703	250	2 × 63 + 3 × 100
ШР11 — 73704	400	8 × 63
ШР11 — 73705	400	8 × 100
ШР11 — 73706	400	8 × 250
ШР11 — 73707	400	3 × 100 + 2 × 250
ШР11 — 73708	400	5 × 250
ШР11 — 73709	400	4 × 63 + 4 × 100
ШР11 — 73710	400	2 × 63 + 4 × 100 + 2 × 250
ШР11 — 73711	400	6 × 100 + 2 × 250

Таблица П17

**Основные технические данные магистральных шинопроводов переменного тока ШМА4**

№ п/п	Показатели	ШМА4-1250	ШМА4-1600	ШМА4-2500	ШМА4-3200
1.	Номинальный ток, А	1250	1600	2500	3200
2.	Номинальное напряжение, В	660	660	660	660
3.	Электродинамическая стойкость, кА	70	70	70	70
4.	Сопротивление на фазу, Ом/км:				
	активное	0,0338	0,0297	0,0169	0,0150
	индуктивное	0,0161	0,0143	0,0082	0,0072
5.	Полное сопротивление пяти фаз-нуль, Ом/км	0,0862	0,0872	0,0822	0,053
6.	Линейная потеря напряжения, В, на 100 м при $I_{ном}$ , $\cos \varphi = 0,8$ и нагрузке, сосредоточенной в конце линии	8,93	9,13	9,7	9,0
7.	Степень защиты	IP44	IP44	IP44	IP44

Таблица П18

**Основные технические данные распределительных  
шинопроводов ШРА4**

№ п/п	Показатели	Тип шинопровода			
		ШРА4-100	ШРА4-250	ШРА4-400	ШРА4-630
1.	Номинальный ток, А	100	250	400	630
2.	Электродинамическая стойкость, кА	7	15	25	35
3.	Сопротивление на фазу, Ом/км:				
	активное	-	0,21	0,15	0,10
	индуктивное	-	0,21	0,17	0,13
4.	Линейная потеря напряжения, В, на длине 100 м при $I_{ном}$ и $\cos\varphi = 0,8$	-	6,5	8,0	8,5
5.	Степень защиты	IP44	IP44	IP44	IP44

Таблица П19

**Ответвительные коробки шинопровода ШРА4**

Тип коробки	Наименование аппарата	Номинальный ток аппарата, А	Номинальный ток ШРА4, А
У2031	Предохранитель ПН2-100	100	250, 400, 630
У2032	Разъединитель	160	250, 400, 630
У2033	Разъединитель	250	400, 630
У2034	Автомат А3710	160	250, 400, 630
У2035	Автомат А3720	250	400, 630
У2038	Автомат АЕ2050	100	250, 400, 630
У2180	Разъединитель	400	400, 630

Таблица П20

Допустимые длительные токи для проводов с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Ток, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух-жильных	трех-жильных	четырёх-одно-жильных	одного двух-жильного	одного трех-жильного
2	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	26
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	-	-	-

Таблица П21

Допустимые длительные токи для кабелей напряжением до 1 кВ с алюминиевыми жилами с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках, бронированных и небронированных

Сечение токопрово- дящей жилы, мм <sup>2</sup>	Ток кабелей, А				
	одножильных	двухжильных		трехжильных	
	при прокладке				
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	390	310	440	270	385

Таблица П22

**Допустимые длительные токи для переносных шланговых шнуров и кабелей, гибких кабелей, шахтных гибких шланговых, прожекторных кабелей и переносных проводов с медными жилами**

Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	Допустимый ток проводников, А		
	одножильных	двухжильных	трехжильных
0,5	-	12	-
0,75	-	16	14
1,0	-	18	16
1,5	-	23	20
2,5	40	33	28
4	50	43	36
6	65	55	45
10	90	75	60
16	120	95	80
25	160	125	105
35	190	150	130
50	235	185	160
70	290	235	200

**Примечание:** токи относятся к проводникам с нулевой жилой и без нее.

Таблица П23

**Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке**

Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	Ток кабелей, А					
	одно- жильных до 1 кВ	двух- жильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёх- жильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	-	60/42	55/35	-	-	-
10	110/75	80/55	75/46	60/42	-	65/45
16	135/90	110/75	90/60	80/50	75/46	90/60
25	180/125	140/100	125/80	105/70	90/65	115/75
35	220/155	175/115	145/95	125/85	115/80	135/95
50	275/190	210/140	180/120	155/110	140/105	165/110
70	340/235	250/175	220/155	190/135	165/130	200/140
95	400/275	290/210	260/190	225/165	205/155	240/165
120	460/320	335/245	300/220	260/190	240/185	270/200
150	520/360	385/290	335/255	300/225	275/210	305/230
185	580/405	-	380/290	340/250	310/235	345/260
240	675/470	-	440/330	390/290	355/270	-

**Примечание.** Перед чертой указаны токи кабелей, прокладываемые в земле, за чертой — в воздухе.

Таблица П24

**Поправочный коэффициент  $K_2$  на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)**

Расстояние между кабелями в свету, мм	Коэффициенты при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,0	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,0	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,0	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблица П25

**Значение коэффициента  $C$  для алюминиевых проводников**

№ п/п	Вид проводника	Предельно допустимая температура, °C	Величина $C$ , $A \cdot c^{0.5}/mm^2$
1	Шины	200	91
2	Кабели 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией	200	100
3	То же с полиэтиленовой изоляцией	120	65
4	То же с поливинилхлоридной изоляцией	150	78

Таблица П26

**Время действия токов КЗ для различных  
участков сети 6—10 кВ**

Участок сети	Число ступеней защиты в схеме сети	Время действия токов КЗ, с
ГПП-ЦРП	3	2.6
ГПП-РП	2	1.6 (1.1)
ЦРП-РП	2	1.6 (1.1)
РП-ТП	2—3	0.6
ГПП-ТП	2—3	0.6

**Примечание** Значения в скобках не учитывают выдержки времени на секционном выключателе РП.

Учебное издание

**Радкевич Владимир Николаевич**

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ  
СИСТЕМ  
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

**Учебное пособие**

Ответственный за выпуск *А.С. Василевский*  
Редактор-корректор *Е.А. Пастушенко*  
Компьютерная верстка *Г.И. Василевская*

Сдано в набор 15.09.2000. Подписано в печать 20.12.2000.  
Формат 60х90/16. Бумага офсетная. Гарнитура Таймс.  
Печать офсетная. Усл.печ.л. 18,25. Уч-изд. л. 16. Заказ 217. Тираж 500 экз.  
Налоговая льгота — Общегосударственный классификатор  
Республики Беларусь ОКБР 007-98, ч.1; 22.11.20.600

НПООО «ПИОН», 220027, Минск, проспект Ф. Скорины, 65  
Лицензия ЛВ № 139 от 23.12.97

Отпечатано с готового оригинал-макета в типографии ЗАО «Юнипак».  
Лицензия ЛП №132 от 29.12.97.  
Ул. Октябрьская, 19, г. Минск, Республика Беларусь, 220030.  
Тел./факс: (017) 210-43-34, 227-13-37.