



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Рубцовский индустриальный институт (филиал)
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Алтайский государственный технический университет
им. И.И. Ползунова»
(РИИ АлтГТУ)

О.П. Балашов

Системы электроснабжения городов и промышленных предприятий

Учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению
«Электроэнергетика и электротехника», всех форм обучения

*Рекомендовано Рубцовским индустриальным институтом (филиалом)
ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет
им. И.И. Ползунова» в качестве учебного пособия для студентов,
обучающихся по направлению подготовки «Электроэнергетика
и электротехника»*

Рубцовск 2018

УДК 621.31

Балашов О.П. Системы электроснабжения городов и промышленных предприятий: Учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению «Электроэнергетика и электротехника», всех форм обучения / Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 2018. – 74 с.

В учебном пособии рассмотрены как общие вопросы систем электроснабжения городов и промышленных предприятий (условия функционирования и эксплуатации, системы и схемы электроснабжения, транспорт электрической энергии), так и специальные вопросы, присущие системам электроснабжения промышленных предприятий, городов и сельскохозяйственных районов.

Материал учебного пособия написан на базе действующих нормативно-технических документов.

Для студентов, обучающихся по направлению «Электроэнергетика и электротехника».

Рассмотрено и одобрено
на заседании НМС РИИ.
Протокол № 9 от 27.12.18 г.

Рецензент:
гл. инженер АО «СК Алтайкрайэнерго»
филиала «Рубцовские МЭС»

А.В. Казарин

© Рубцовский индустриальный институт, 2018

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. Общие вопросы систем электроснабжения.....	4
1.1. Требования к системам электроснабжения и ее характеристики.....	5
1.2. Задачи, решаемые при проектировании и эксплуатации СЭС	8
1.3. Техничко-экономические расчеты в СЭС	9
ГЛАВА 2. Системы электроснабжения промышленных предприятий	11
2.1. Общие принципы построения схем СЭС промышленных предприятий.....	11
2.2. Системы и схемы питания	13
2.3. Глубокие вводы. Подстанции глубоких вводов	18
2.4. Выбор напряжения питания.....	19
2.5. Выбор напряжения распределительных сетей.....	20
2.6. Схемы распределения электроэнергии на промышленном предприятии.	21
2.7. Картограмма нагрузок. Определение центра электрических нагрузок. Выбор места расположения подстанций	24
2.8. Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций	26
2.9. Цеховые сети до 1 кВ	30
2.10. Подстанции электропечей и преобразовательных установок.	31
2.11. Транспорт электроэнергии по территории промышленных предприятий	34
2.12. Выбор сечения проводов и жил кабелей	39
ГЛАВА 3. Электроснабжение городов	43
3.1. Общие сведения. Состав потребителей электроэнергии города.....	43
3.2. Расчет электрических нагрузок	44
3.3. Напряжения сетей и режим нейтрали.....	48
3.4. Категории электроприемников, надежность электроснабжения	50
3.5. Схемы электроснабжающих городских сетей	51
3.6. Расчеты и выбор параметров элементов городских электрических сетей	54
3.7. Конструкции сетевых сооружений СЭГ	56
ГЛАВА 4. Системы электроснабжения сельского хозяйства	58
4.1. Общие сведения	58
4.2. Электрические нагрузки сельскохозяйственных потребителей	59
4.3. Напряжения и схемы электрических сетей и трансформаторных подстанций.....	61
4.4. Надежность электроснабжения и мероприятия для повышения ее уровня.....	67
ГЛАВА 5. Основы проектирования электроустановок	69
5.1. Общие сведения о проектировании	69
5.2. Состав проектной документации	71
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	73

ВВЕДЕНИЕ

Электроснабжение является составной частью отрасли народного хозяйства – электроэнергетики. С практической точки зрения — это электроэнергетика промышленности и транспорта, коммунально-бытовых и общественных объектов, объектов агропромышленного назначения.

В общепринятом (на данный период времени) понимании различают шесть уровней системы электроснабжения: первый (1УР) – отдельный электроприемник; второй (2УР) – щит, распределительный шкаф, шиносборка 0,4 кВ; третий (3УР) – шины трансформаторной подстанции 10(6)/0,4 кВ; четвертый (4УР) – распределительный пункт (РП) 10(6) кВ; пятый (5УР) – шины ГПП (ПГВ) предприятия; шестой (6УР) – граница раздела предприятия – энергосистема. По границе раздела составляется договор между энергосбытовой организацией и предприятием на электроснабжение. В зависимости от мощности предприятия, эта граница может быть совмещена с разными уровнями: от второго (2УР) для мини-предприятий до шестого (6УР) – для средних и крупных предприятий, питающихся на напряжении 35-110 кВ.

Поскольку в электроэнергетике процессы выработки, передачи и потребления электроэнергии едины и неразрывны, то при рассмотрении систем электроснабжения нет особой необходимости проводить четкую границу между потребителем и энергосистемой из-за того, что в зависимости от величины нагрузки эта граница будет проходить на разных уровнях.

ГЛАВА 1. Общие вопросы систем электроснабжения

Системой электроснабжения (СЭС) называется совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией.

Системы электроснабжения осуществляют электроснабжение города, района, предприятия. По функциональному назначению эти системы подразделяют на системы электроснабжения городов, промышленных предприятий, транспорта, сельскохозяйственных районов и населенных пунктов.

Все эти системы тесно связаны.

Так, большинство промышленных предприятий расположены в городах, и их электроснабжение осуществляется от тех же источников, что и городских потребителей. Электроснабжение городского электрифицированного транспорта (трамвая, троллейбуса) также входит в состав системы электроснабжения города. Точно так же пригородные поселки и предприятия, расположенные в пригородной зоне, в большинстве случаев получают электроэнергию от подстанций и сетей, обеспечивающих электроснабжение города. Поэтому такие системы электроснабжения должны проектироваться и реконструироваться по единому перспективному плану.

В то же время каждая из перечисленных групп потребителей предъявляет свои специфические требования к построению системы электроснабжения,

обусловленные категорией надежности, мощностью электроприемников, территориальным их расположением и рядом других требований.

Так, если для промышленных предприятий характерно компактное размещение электроустановок, цехов, объектов, они характеризуются значительными мощностями и сети для них имеют небольшую протяженность, то в масштабах города сети уже имеют большую протяженность и более сложную конфигурацию.

Сети сельскохозяйственного электроснабжения имеют еще большую разветвленность, и диапазон напряжения питания и распределения 110-35-10 кВ обусловлен необходимостью обеспечивать электроэнергией большое количество потребителей, расположенных на значительном расстоянии друг от друга и имеющих небольшие мощности.

Электроэнергетика как отрасль промышленности обладает рядом особенностей, присущих только ей и выделяющих ее из других отраслей народного хозяйства.

Первая особенность заключается в том, что производство электроэнергии, ее транспортировка, распределение и потребление осуществляется практически одновременно. Энергия, произведенная в системе, равна энергии, потребленной в ней. Это равенство справедливо для любого короткого промежутка времени, т.е. в любой момент времени для активной и реактивной мощностей в энергосистеме сохраняется точный баланс. Нельзя произвести электроэнергию, не имея потребителей для нее.

Вторая особенность энергетики — это относительная быстрота протекания переходных процессов в ней: процессы, связанные с короткими замыканиями, включения и отключения нагрузки, нарушения устойчивости совершаются в течение долей секунды или нескольких секунд. Быстрота протекания переходных процессов требует применения в системах электроснабжения специальных автоматических устройств, назначение которых – обеспечение функционирования системы электроснабжения.

Третья особенность энергетики заключается в том, что она обеспечивает все отрасли промышленности, быт, транспорт, связь, сельское хозяйство, отличающиеся многообразием электроприемников, технологией производства. Технологические особенности различных отраслей промышленности заключаются в неравномерности процесса потребления электроэнергии, мощности электроприемников, разной степени надежности, что обуславливает различия в принимаемых проектных решениях.

1.1. Требования к системам электроснабжения и ее характеристики

Для того чтобы система электроснабжения надежно функционировала и обеспечивала качественной электроэнергией потребителей электроэнергии, она должна быть правильно спроектирована, качественно смонтирована и технически грамотно эксплуатироваться.

Система электроснабжения должна удовлетворять определенным качественным характеристикам, условиям окружающей среды и особенностям

технологического процесса предприятия, которые необходимо учитывать на стадии проектирования СЭС.

На рисунке 1 представлена структура основных характеристик, которым должна отвечать СЭС.

К первой группе относятся качественные характеристики:

- **надежность** – обеспечивать бесперебойно электроэнергией в необходимом количестве и установленного качества потребителей электрической энергии, а также нормально функционировать на всем интервале работы;

- **безопасность** должна обеспечиваться при монтаже, в эксплуатации и при проведении ремонтных работ в системе электроснабжения электротехническим персоналом, а также обеспечить безаварийное функционирование СЭС в процессе эксплуатации;

- **гибкость, маневренность** – удобство в эксплуатации и возможность развития системы с наименьшими затратами на ее реконструкцию;

- **экономичность** – затраты на создание и развитие системы должны быть минимальны.

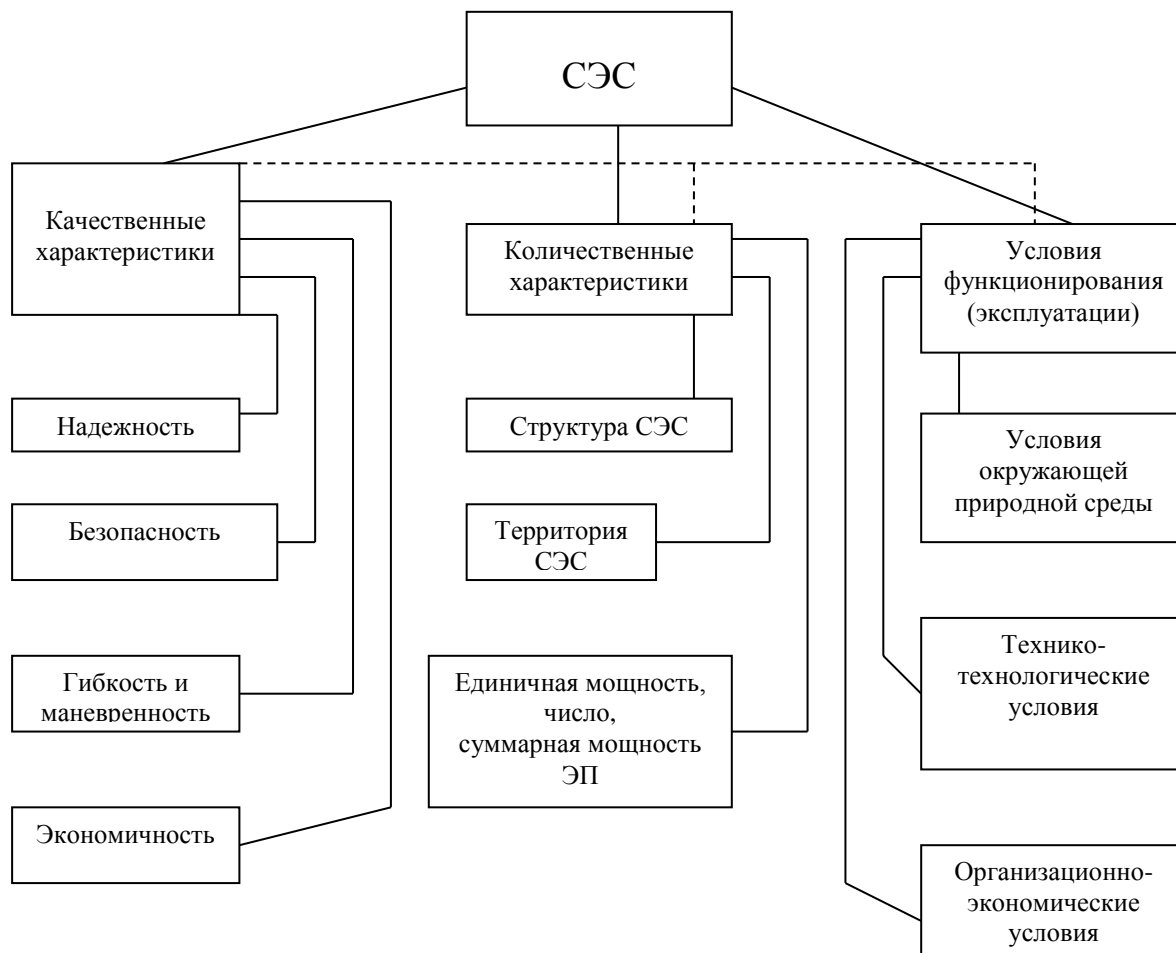


Рис. 1. Структура основных характеристик СЭС

Во второй группе перечислены количественные характеристики, которые, как правило, определяются исходными данными для проектирования СЭС.

В третью группу входят характеристики условий функционирования (эксплуатации), которые также необходимо учитывать при проектировании СЭС.

Рассмотрим их более подробно.

Условия окружающей среды включают в себя:

Погодно-климатические условия, которые определяются географическим местом расположения объекта и характеризуются температурой, влажностью, осадками, скоростью ветра, грозowymi и гололедными явлениями и др.

Горно-геологические условия определяются также географическим местом и характеризуются высотой над уровнем моря, составом, состоянием грунта, его тепловыми и электрическими характеристиками.

Из этих характеристик одними из важных являются максимальные и минимальные температуры, т.к. они определяют нагрузочную способность оборудования и электрических сетей.

Например: при повышенной температуре снижается пропускная способность ЛЭП и аппаратов, что требует снижения нагрузок в СЭС. При пониженной температуре теряется подвижность элементов аппаратов и происходит их разрушение. Сочетание высокой температуры и относительно высокой влажности оказывает вредное воздействие на электроустановки, особенно снижаются их изоляционные характеристики.

Значительная скорость ветра, гололед и изморозь приводят к механическим перенапряжениям, обрыву проводов, падению опор.

Атмосфера может быть агрессивна по отношению к конструкциям. На электроустановку разрушающе может действовать и биологический фактор: бактерии, грибки, насекомые, мелкие животные, птицы.

Технико-технологические условия (ТТУ) эксплуатации СЭС зависят от вида и типа технологического процесса и определяют:

1. характер электрической нагрузки (спокойная, ударная, резкопеременная, сконцентрированная, рассредоточенная и др.);
2. требования к надежности ЭС и качеству электроэнергии;
3. техническое состояние электрооборудования и элементов СЭС;
4. степень механизации, автоматизации и компьютеризации производственных процессов.

Организационно-экономические условия функционирования СЭС. К ним относятся:

1. тип хозяйственной организации объекта и его структура;
2. стоимость электроэнергии и себестоимость выпускаемой продукции или услуг;
3. сменность работы отдельных объектов и предприятия в целом;
4. численность и квалификация персонала, производительность, электровооруженность труда;
5. система организации эксплуатации;
6. тип и структура систем управления производством и СЭС, их взаимосвязь.

Величина объекта, электровооруженность труда, численность персонала, сменность работы влияют на величину электрических нагрузок и их суточные графики, а стоимость и величина замыкающих затрат электроэнергии – экономичность производства.

При проектировании СЭС на основании исходных данных (количественных характеристик и условий функционирования) необходимо обеспечить заданные качественные характеристики СЭС. Как видно из рисунка 1, все элементы СЭС и их характеристики взаимосвязаны, и проектировщику необходимы разносторонние знания в этой области. Кроме того, при проектировании, эксплуатации приходится принимать решения в условиях неопределенности некоторых параметров и учитывать случайный характер изменения ряда условий функционирования СЭС.

Это можно выполнить, если обеспечить **системный подход к СЭС**, который состоит из следующих компонентов:

1. изучение и учет внешних связей рассматриваемой системы;
2. иерархическое представление ее внутренней структуры и процессов управления;
3. учет неопределенностей, неполноты информации, многокритериальность;
4. применение математических моделей и ЭВМ.

Все вышеперечисленные условия приходится учитывать на всех стадиях цикла СЭС: проектирование, монтаж и эксплуатация.

1.2. Задачи, решаемые при проектировании и эксплуатации СЭС

Проектирование и эксплуатация СЭС как в целом, так и отдельных ее объектов, взаимосвязанные, но различные виды деятельности, отличающиеся целями и применяемыми методами их решения. При проектировании надо знать и учитывать условия и возможности эксплуатации.

Основные задачи, решаемые при проектировании:

1. определение электрических нагрузок групп ЭП, узлов, предприятия в целом; района, города;
2. определение структуры СЭС: числа, мощности и места расположения ГПП, ПГВ, РП, ТП, ПП, схем соединения, средств и мощности устройств компенсации реактивной мощности, средств регулирования напряжения, подавление высших гармоник;
3. определение рационального напряжения питания и распределения электроэнергии и способов ее транспорта;
4. выбор видов и типов оборудования, аппаратуры с учетом его функционирования, надежности, безопасности и др;
5. выбор технических средств обеспечения электробезопасности, защиты от статического электричества и грозозащиты;
6. определение технических средств для обеспечения эксплуатации СЭС;
7. анализ и сопряжение систем управления СЭС с техпроцессом и энергосистемой.

Основными задачами эксплуатации являются:

1. измерение, анализ и регулирование параметров режима работы узлов и всей СЭС (по напряжению, активной и реактивной мощности);
2. поддержание уровня надежности, безопасности, экономичности путем организации соответствующей системы обслуживания;
3. анализ эффективности использования электроэнергии, прогнозирование и планирование ее потребления;
4. разработка и внедрение организационно-технических мероприятий по повышению эффективности функционирования СЭС.

1.3. Техничко-экономические расчеты в СЭС

Электрическое хозяйство является составной частью предприятия, и поэтому при проектировании и эксплуатации его необходимо проводить оценку экономичности принимаемых технических решений.

Основные технические решения, при проектировании которых проводят сравнения технико-экономических вариантов, следующие:

1. выбор рациональных напряжений питающих и распределительных сетей;
2. выбор наиболее рациональных схем электроснабжения предприятий, цехов, районов, в том числе города;
3. выбор числа и мощности трансформаторов и преобразователей, мест их расположения, а также экономичного режима их работы;
4. определение типа, мощности и мест размещения средств компенсации реактивной мощности и средств регулирования напряжения;
5. выбор рациональных способов транспорта электроэнергии, сечения проводов ЛЭП;
6. определение рациональных уровней надежности и качества электроэнергии;
7. принятие рациональной системы обслуживания и ремонта электроустановок (ЭУ) предприятия;
8. обоснование организационно-технических мероприятий (ОТМ) по рациональному электропотреблению, по экономии энергоресурсов;
9. другие технические решения.

При сравнении вариантов должны соблюдаться технические и экономические условия или показатели сопоставимости взаимозаменяемых вариантов.

Техническими показателями являются:

- одинаковая мощность ЭУ;
- соответствие требований ГОСТов, СНиП и нормативно-технической документации;
- обеспечение уровней качества и надежности ЭУ;
- равенство условий безопасности труда и воздействия на окружающую среду;
- степень автоматизации и объем трудоемкости обслуживания и ремонта.

Экономические показатели представляют собой капитальные вложения и ежегодные эксплуатационные расходы. Расчет ведется применительно к одинаковому уровню цен, и оценка ведется по одним и тем же экономическим показателям.

Из сравниваемых вариантов оптимальным считается вариант, обеспечивающий минимум приведенных затрат, либо минимальный срок окупаемости.

Следует иметь в виду, что при равенстве показателей или незначительной разнице (5-10%) следует отдавать предпочтение варианту с лучшими техническими (качественными) показателями: с более гибкой схемой и условиями эксплуатации СЭС.

В практике проектирования возможны случаи сравнения вариантов с разной степенью надежности, разным качеством напряжения и др. В таких случаях к затратам по вариантам прибавляется величина ущерба от данного показателя: от перерыва электроснабжения, от отклонения качества электроэнергии, от воздействия на окружающую среду.

Помимо этого оценка выбора того или иного варианта может быть рассмотрена с использованием критериев, оценивающих эффективность инвестиционных проектов СЭС и инструментов бизнес-планирования.

В электроэнергетике применяются и ранее действующие методы оценки вариантов: уровень приведенных затрат и срок окупаемости капвложений. Формула приведенных затрат:

$$Z = \kappa_{нэ} \cdot K + I_э, \quad (1.1)$$

где $\kappa_{нэ}$ – нормативный коэффициент экономической эффективности;

K – капвложения,

$I_э$ – эксплуатационные издержки (затраты).

Если в вариантах имеется ущерб, то приведенные затраты определяют по следующей формуле:

$$Z = \kappa_{нэ} \cdot K + I_э + \sum U. \quad (1.2)$$

Формула срока окупаемости (для двух вариантов):

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{I_1 - I_2}. \quad (1.3)$$

В капзатраты включают следующие составные элементы:

$$K = K_{ЛЭП} + K_{ВВА} + K_{ТП} + K_{доп.вл}, \quad (1.4)$$

где $K_{ЛЭП}$ – капзатраты на сооружение ЛЭП (КЛ, ВЛ);

$K_{ВВА}$ – капзатраты на установку высоковольтных аппаратов и оборудования;

$K_{ТП}$ – капвложения на установку ТП(ГПП) с устройствами управления, защиты, вспомогательных сооружений;

$K_{доп.вл}$ – дополнительные капвложения в источники питания, подъездные пути и т.п.

В капзатраты сравниваемых вариантов можно включать только те составляющие элементы, которыми эти варианты отличаются.

Издержки эксплуатационные (ежегодные) включают в себя

$$I_{\text{э}} = I_a + I_{\text{эп}} + C_{\text{э}} + U, \quad (1.5)$$

где I_a – амортизированные отчисления на капремонт и реновацию;

$I_{\text{эп}}$ – издержки (затраты) на текущую эксплуатацию и ремонт;

$C_{\text{э}}$ – стоимость потерь электроэнергии в электрических линиях и элементах СЭС;

U – величина ущерба (определяется по справочным данным).

Народнохозяйственный ущерб включает в себя следующие убытки предприятия:

1. недовыработка продукции;
2. брак продукции;
3. порча оборудования;
4. расстройство технологического процесса;
5. оплата рабочим простоя;
6. оплата больничных листов за время нетрудоспособности в результате полученной травмы.

ГЛАВА 2. СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

2.1. Общие принципы построения схем СЭС промышленных предприятий

При проектировании систем электроснабжения необходимо учитывать, что каждое промышленное предприятие характеризуется своими особенностями технологического процесса, размерами занимаемой территории и установленной электрической мощностью.

Малые промышленные предприятия размещаются на небольшой территории, имеют установленную мощность электроприемников в несколько сотен киловатт и получают электроэнергию на напряжении 6-35 кВ и даже на 0,4 кВ от районных подстанций и местных электрических сетей. Крупные предприятия располагаются на площадях в несколько тысяч гектаров, а установленная мощность их электроприемников измеряется несколькими десятками и сотнями мегаватт. Они могут иметь собственные генерирующие мощности, но в основном получают питание от энергосистемы на напряжении 110-220 кВ.

Схемы электроснабжения промышленных предприятий должны удовлетворять таким требованиям, как удобство и безопасность в эксплуатации, требуемая надежность электроснабжения в нормальном и послеаварийных режимах, экономичность по капитальным затратам и эксплуатационным расходам, потерям электроэнергии и др. Надежность электроснабжения должна повышаться при движении «снизу-вверх», так как аварии на более высоких уровнях системы приводят к более тяжелым последствиям и охватывают большую зону электроприемников предприятия.

При построении системы электроснабжения руководствуются следующими принципами:

1. Источники высшего напряжения максимально приближают к потребителям электроэнергии, а прием ее рассредоточивают по нескольким пунктам на территории предприятия (с учетом от установленной мощности и характера режима потребления электрической энергии). Это позволяет снизить потери электрической энергии при транспортировке и свести к минимуму расход проводникового материала.

2. Число ступеней трансформации и распределения электроэнергии на каждом напряжении должно быть минимально возможным.

3. Распределение электроэнергии рекомендуется осуществлять по магистральным схемам. В обоснованных случаях могут применяться радиальные схемы. При этом необходимо учитывать мощности, расположение и концентрацию электроприемников, не допускать обратных перетоков мощности и т.п.

4. Выбор элементов схемы осуществляется из условия их постоянной работы под нагрузкой. Следует отказаться от явного холодного резервирования. При таком режиме работы схемы повышается надежность электроснабжения и уменьшаются потери электроэнергии.

5. Предусматривается раздельная работа параллельных цепей схемы (ЛЭП, трансформаторов и т.п.) для снижения токов короткого замыкания, упрощения коммутации и релейной защиты.

6. При построении схемы электроснабжения предприятия, электроприемники которого требуют резервирования питания, должно проводиться секционирование шин во всех звеньях, включая шины низшего напряжения двухтрансформаторных ТП.

7. Выбор мощности трансформаторов и сечений проводников следует производить с учетом устанавливаемых средств компенсации реактивной мощности. Правильный выбор места установки и мощности источников реактивной мощности обеспечивает минимум затрат на компенсацию. Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении любого из них оставшиеся в работе обеспечили с учетом допустимых перегрузок трансформаторов питание электроприемников, необходимых для продолжения работы производства. На подстанции рекомендуется устанавливать трансформаторы одинаковой мощности.

8. Применение рациональных систем передачи и распределения электрической энергии на промышленном предприятии, за счет современных способов: токопроводов, кабельных линий, в том числе напряжением 110 кВ и т.п.

9. Возможность перспективного развития проектируемой системы электроснабжения, включающая оптимальные соотношения между возрастающим количеством электроприемников при увеличении мощности отдельных и уже существующих на промышленном предприятии.

10. Структура системы электроснабжения промышленного предприятия должна обеспечивать возможность рационализации режимов работы как

отдельных её элементов, так и совокупности, учитывая при этом выполнение технологического процесса на предприятии и режимов, протекающих в энергосистеме.

Допустимые перегрузки в послеаварийном режиме для масляных трансформаторов следует определять согласно требованиям ГОСТ 14209, при этом для промышленных предприятий расчетную суточную продолжительность аварийной перегрузки принимать при односменной работе 4 ч, при двухсменной 8 ч, при трехсменной 12 ч.

В современной практике проектирования и эксплуатации систему электроснабжения промышленных предприятий условно разделяют на три части: систему питания – внешнее электроснабжение, систему распределения – внутреннее или внутризаводское электроснабжение и систему потребления – внутрицеховое силовое электрооборудование. Упрощенная структура системы электроснабжения представлена на рисунке 2.

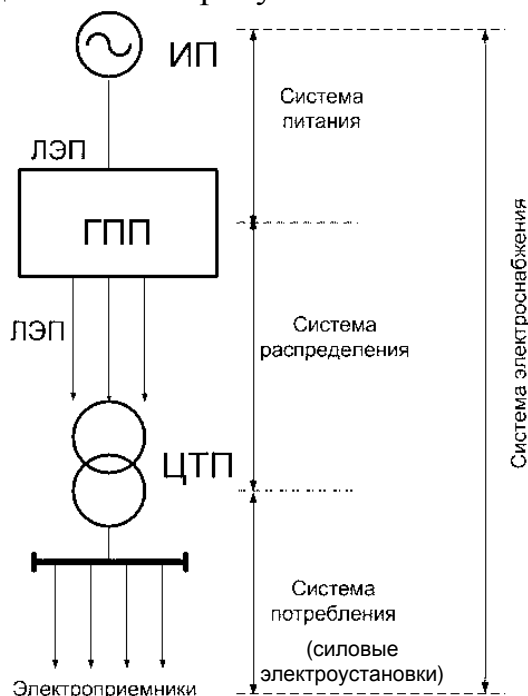


Рис. 2. Структура СЭС ПП

2.2. Системы и схемы питания

При выборе источника системы питания предприятия необходимо учитывать следующие факторы.

Питание электроэнергией предприятия может осуществляться: а) от узловой распределительной подстанции (УРП) энергосистемы на напряжении 35-220 кВ; б) от собственной ТЭЦ на напряжении 6-10 кВ; в) от УРП энергосистемы на напряжении 35-220 кВ через одну или две ГПП и собственной ТЭЦ.

Для предприятий небольшой мощности при близком расположении источника питания 6-10 кВ возможно их электроснабжение без понижающей

подстанции на напряжении 6-10 кВ через один или два распределительных пункта (РП) (рисунок 3).

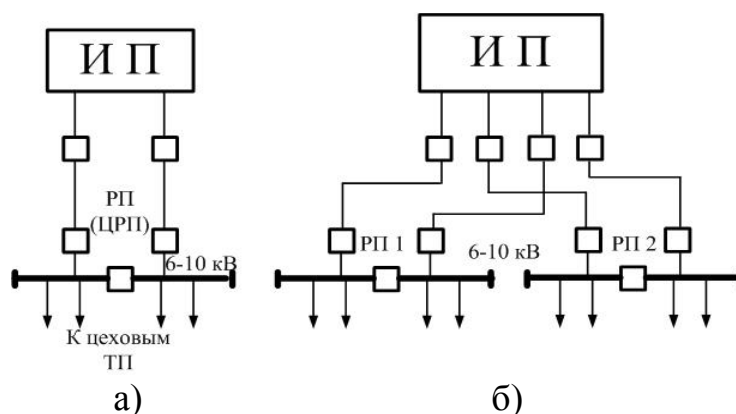


Рис. 3. Схемы питания на напряжении 6-10 кВ:
а) с одним РП (ЦРП); б) с двумя РП

На напряжении 35-220 кВ питание ГПП (ПГВ) от узловой районной подстанции (УРП) выполняется по радиальной или магистральной схемам.

Радиальную схему питания применяют при небольшом удалении ГПП (ПГВ) от УРП, а также при выполнении питающей линии кабелем 35-220 кВ (рисунок 4).

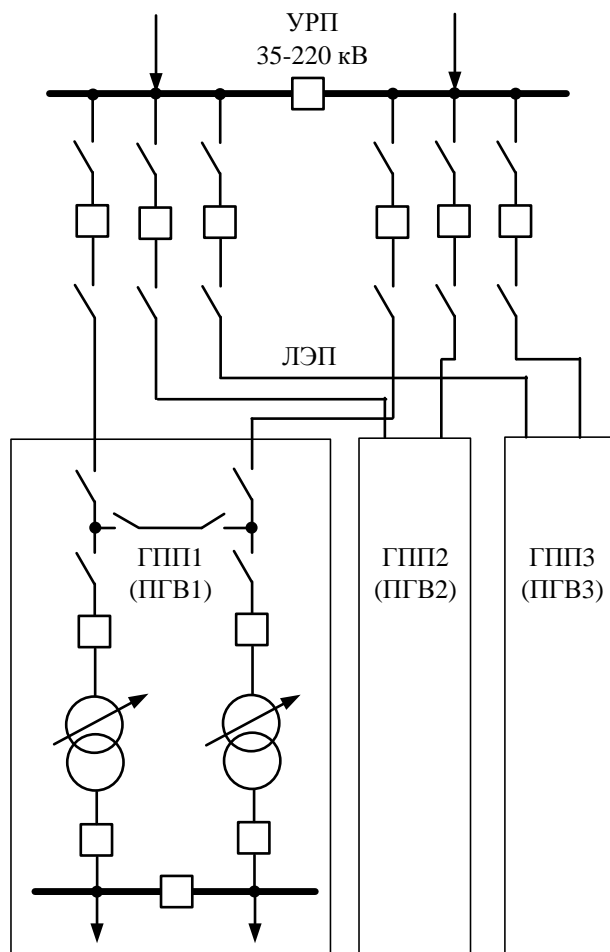


Рис. 4. Питание ГПП по радиальной схеме

Магистральные схемы применяют на напряжении 35-220 кВ при питании по одной ЛЭП (воздушной линии) нескольких ГПП (ПГВ) одного предприятия или ГПП (ПГВ) нескольких предприятий (рисунок 5).

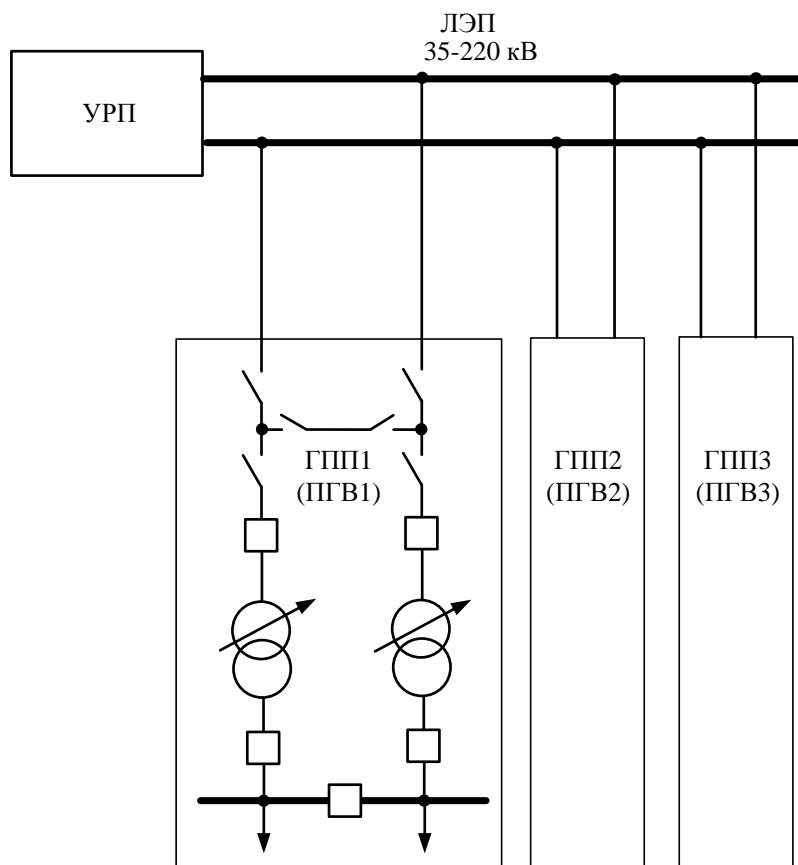


Рис. 5. Питание ГПП по магистральной схеме

Выбор схемы распределительных устройств на стороне 35-220 кВ ГПП (ПГВ) рекомендуется производить в следующей последовательности, начиная с простейших схем:

- 1) блок «линия-трансформатор» с разъединителем, отделителем и короткозамыкателем;
- 2) два блока «линия-трансформатор» с выключателями и неавтоматической (автоматической) перемычкой со стороны линии;
- 3) мостики разных видов с выключателями;
- 4) четырехугольники;
- 5) одна рабочая секционированная и обходная система шин;
- 6) две рабочие и обходная система шин;
- 7) две рабочие секционированные и обходная система шин.

Так как требование надежности электроснабжения потребителей промышленного предприятия приводит к необходимости установки двух силовых трансформаторов на ГПП (ПГВ), то наиболее простой схемой распределительного устройства 35-220 кВ является схема два блока «линия-трансформатор» с разъединителями, отделителями и короткозамыкателями, но в соответствии с «Рекомендациями по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (Издательство

НЦ ЭНАС, 2004г.)» при проектировании применять схемы с отделителями и короткозамыкателями не рекомендуется, а при реконструкции и техническом перевооружении подстанций следует рассматривать замену этих аппаратов на выключатели.

Требования рекомендаций обусловлены рядом недостатков применения схем с отделителями и короткозамыкателями:

- 1) невысокой надежностью срабатывания короткозамыкателей и отделителей в климатических зонах с интенсивным гололедообразованием и реализацией искусственного короткого замыкания;
- 2) срабатывание отделителей и короткозамыкателей может привести к выпадению из синхронизма высоковольтных синхронных двигателей и нарушению технологических процессов на предприятии;
- 3) созданием короткозамыкателями аварийных режимов, увеличивающих количество отказов в системе электроснабжения промышленного предприятия и энергоснабжающей организации;
- 4) сложностью настройки релейной защиты линий.

Исходя из вышеизложенного схемы с отделителями и короткозамыкателями на напряжении 35-220 кВ при проектировании и реконструкции подстанций применять не рекомендуется.

Наибольшее распространение из-за своей простоты получили схемы распределительного устройства 35-220 кВ – два блока «линия-трансформатор» с выключателями и неавтоматической (рисунок 6,а) или автоматической переключкой (рисунок 6,б).

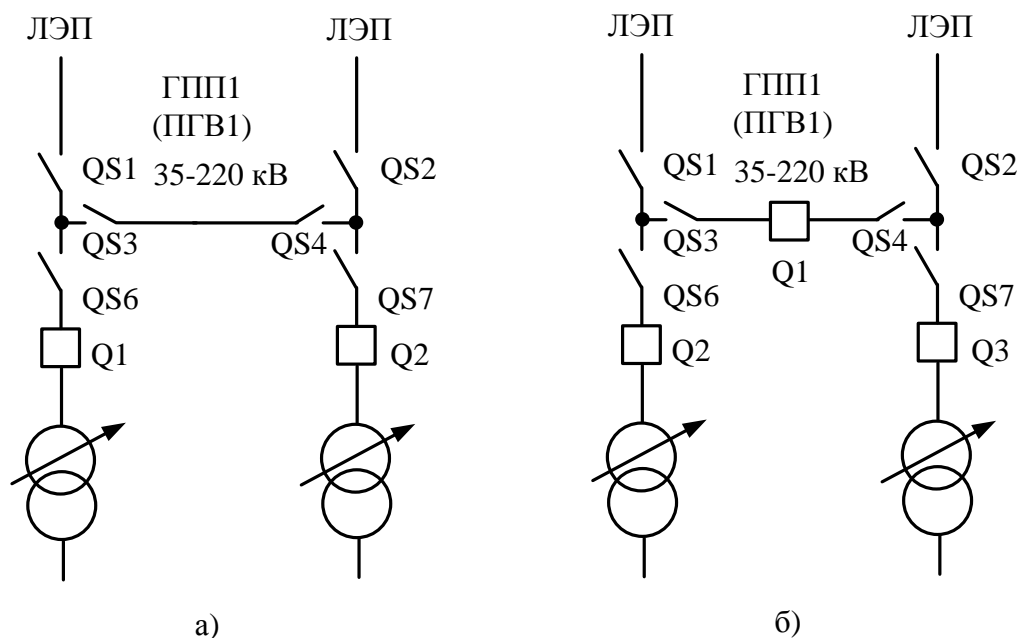


Рис. 6. Схемы распределительного устройства два блока «линия-трансформатор» с выключателями и неавтоматической (а) и автоматической (б) переключкой

Схемы получили широкое распространение на тупиковых, ответвительных и частично проходных подстанциях, питающих потребители II-III категории

надежности. Недостатками блочных схем является то, что при повреждениях в линии или в трансформаторе автоматически отключается линия и трансформатор, а также невозможность проведения ревизии высоковольтных выключателей без отключения соответствующего силового трансформатора.

«Мостиковые» схемы позволяют устранить недостатки блочных схем с выключателями. Различают два вида «мостиковых» схем с выключателями:

- 1) мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии (рисунок 7,а);
- 2) мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (рисунок 7,б).

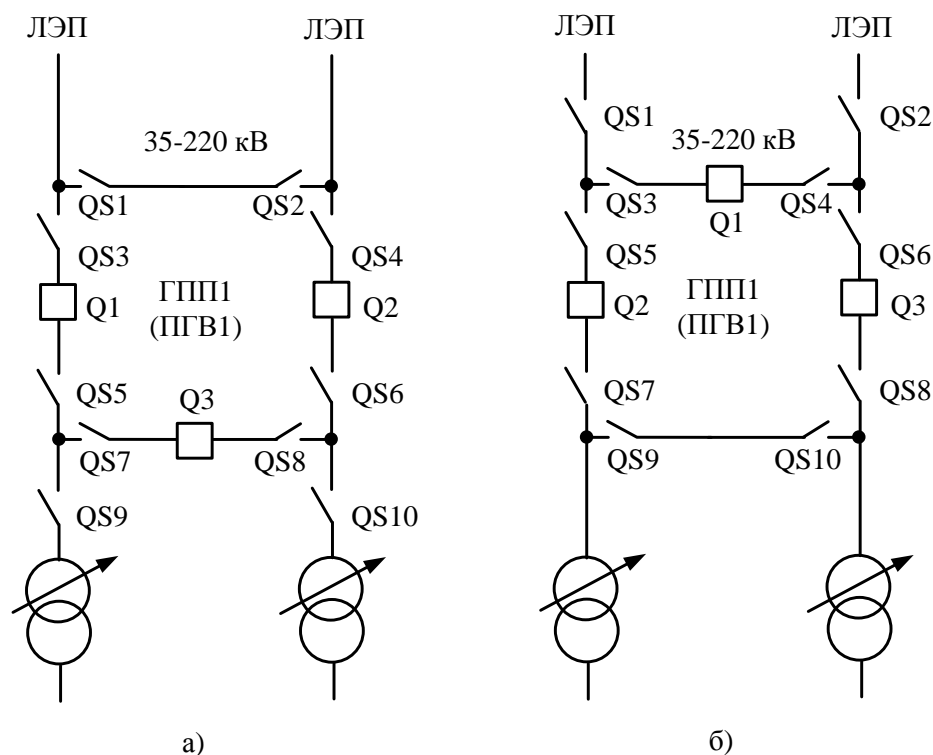


Рис. 7. Схемы мостов с выключателями в цепях линий (а) и в цепях трансформаторов (б)

Схема мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий может применяться на тупиковых, ответвительных и проходных подстанциях напряжением 35–220 кВ (рисунок 7,а). На тупиковых и ответвительных подстанциях ремонтная перемычка и перемычка с выключателем нормально разомкнуты. При аварии на одной из линий автоматически отключается выключатель со стороны поврежденной линии и включается выключатель в перемычке, оба трансформатора остаются работающими. В случае аварии на одном из трансформаторов отключение выключателя приводит к отключению трансформатора и питающей линии. Отключение линии при повреждении трансформатора является недостатком данной схемы.

На проходных подстанциях перемычка с выключателем нормально замкнута, через нее осуществляется транзит мощности.

Схема мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (рисунок 7,б) применяется в тех же случаях, что и схема, приведенная на рисунке 7,а. Особенность данной схемы состоит в том, что при аварии в линии автоматически отключаются поврежденная линия и трансформатор. При аварии на трансформаторе после автоматических переключений в работе остаются две линии и два источника питания. Учитывая, что аварийное отключение трансформаторов происходит сравнительно редко, более предпочтительна схема, приведенная на рисунке 7,а.

Более сложные схемы для подстанций промышленных предприятий напряжением 35–220 кВ применяются при наличии технико-экономического обоснования.

2.3. Глубокие вводы. Подстанции глубоких вводов

Под глубокими вводами понимается система электроснабжения с максимально возможным приближением высшего напряжения 35–220 кВ к электроустановкам потребителей с минимальным числом промежуточных трансформаций.

Линии глубоких вводов могут выполняться по радиальной или магистральной схеме кабельными или воздушными (рисунки 4 и 5). Они заводятся обычно от УРП энергосистемы к наиболее крупным пунктам потребления электроэнергии. При этом на предприятии сооружаются не одна ГПП, а несколько ПГВ меньшей мощности, которые располагаются вблизи питаемых ими цехов. Этим достигается разукрупнение ГПП, что позволяет в некоторых случаях применять однострансформаторные ПГВ. Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей I категории возможно устройство перемычек на вторичном напряжении между однострансформаторными ПГВ, питающимися от разных линий. Число ПГВ 35–220 кВ в каждом конкретном случае принимается в зависимости от мощности и распределения нагрузки по территории предприятия.

ПГВ выполняются, как правило, по простым схемам — с выключателями или без выключателей и сборных шин на стороне первичного напряжения. Подстанции размещают в непосредственной близости от питаемых ими корпусов и цехов, а их распределительные устройства 6–10 кВ пристраивают или встраивают в эти здания.

Посредством глубоких вводов можно отказаться от сооружения промежуточных РП, необходимых при крупной ГПП. Роль РП выполняют распределительные устройства 6–10 кВ вторичного напряжения ПГВ.

Разукрупнение ГПП, достигаемое путем сооружения нескольких ПГВ, также повышает надежность электроснабжения, так как последствия аварии на одной ПГВ значительно меньше, чем на одной мощной ГПП. При этом уменьшаются рабочие токи и токи КЗ на вторичном напряжении ПГВ, упрощается коммутация, что позволяет применять на ПГВ оборудование на меньшие токи. Кроме того, разукрупнение ГПП позволяет сократить

протяженность кабельных сетей 6-10 кВ, а следовательно, и капитальные затраты на их сооружение.

Применение принципа глубоких вводов экономически выгодно применять при строительстве или реконструкции предприятия очередями, при этом электроснабжение целесообразно осуществлять путем сооружения новых подстанций, а не заменой трансформаторов на действующих подстанциях более мощными. В отдельных случаях необходимо сооружать переключатели на вторичном напряжении между действующими подстанциями и новыми.

2.4. Выбор напряжения питания

Рациональное построение схемы электроснабжения предприятия во многом зависит от правильного выбора напряжения системы питания. Напряжение сетей внешнего электроснабжения определяется техническими условиями энергосистемы на подключение предприятия. Оно зависит от мощности предприятия, его удаленности от источника питания, номинального напряжения и свободных мощностей, имеющихся на источнике питания, перспектив развития энергосистемы и промышленных предприятий в данном районе. При выборе напряжения учитывается также характер нагрузки — наличие на предприятии мощных электротермических и преобразовательных установок, крупных электродвигателей.

Если имеется возможность получать электроэнергию от источников на двух и более напряжениях, то окончательный выбор напряжения нужно производить на основе технико-экономических расчетов. При этом необходимо в качестве основного фактора рассматривать строительство новых или реконструкцию действующих электростанций и подстанций энергосистемы.

В проектной практике обычно используют следующую методику. Сначала по номограммам или эмпирическим формулам для расчетных значений S_p , P_p и ℓ определяют приближенное значение рационального напряжения $U_{рац}$. Для приближенного определения $U_{рац}$ наиболее часто используют следующие выражения (формулы Вейкерта, Стилла, Илларионова и Никогосова):

1) Илларионова

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{\ell} + \frac{2500}{P_{p\text{ пр}}}}}; \quad (2.1)$$

2) Стилла

$$U_{рац} = 4,34\sqrt{\ell + 16P_{p\text{ пр}}}; \quad (2.2)$$

3) Никогосова

$$U_{рац} = 16^4\sqrt{P_{p\text{ пр}} \cdot \ell}; \quad (2.3)$$

4) Вейкерта

$$U_{рац} = 3\sqrt{S_{p\text{ пр}}} + 0,5\ell, \quad (2.4)$$

где $P_{p\text{ пр}}$ и $S_{p\text{ пр}}$ — передаваемая активная и полная мощность предприятия, *МВт* или *МВ·А*;

l – расстояние от ГПП (ПГВ, ЦРП) предприятия до источника питания, км.

Затем намечают два ближайших стандартных значений напряжений (одно меньше, а другое больше $U_{рас}$) и проводят для них технико-экономическое сравнение. При равенстве приведенных затрат или даже при небольшой разнице в затратах (5-10%), предпочтение следует отдавать более высокому значению напряжения как более рациональному и перспективному.

Опыт выполнения технико-экономических расчетов для предприятий различных отраслей промышленности позволяет дать ряд общих рекомендаций по выбору напряжения питания: для предприятий с суммарной мощностью свыше 100 МВт и значительной удаленности от источника питания экономически целесообразно применять напряжение 220 кВ, а для особо крупных предприятий — 330–500 кВ; напряжение 110 кВ, если оно имеется на источнике питания, целесообразно применять при мощностях предприятия от 10 до 100 МВт; напряжение 35 кВ экономически целесообразно при передаче мощностей до 5-15 МВт на расстояние 10-15 км.

2.5. Выбор напряжения распределительных сетей

Для распределительных сетей предприятий применяются напряжения 10 и 6 кВ, которые выбираются в зависимости от сочетания нагрузок 10; 6 и 0,4 кВ.

Использование напряжения 6 кВ целесообразно в двух случаях: при питании предприятия от ТЭЦ на генераторном напряжении 6 кВ и при значительной доле электродвигателей 6 кВ в суммарной нагрузке предприятия.

Понижающие трансформаторы со вторичным напряжением 0,4-0,66 кВ выгодно питать на напряжении 10 кВ. Для преобразовательных и электротермических установок стоимость трансформаторов при первичных напряжениях 6 и 10 кВ приблизительно одинакова, поэтому напряжение для их питания принимают таким, которое необходимо для распределительных сетей основной массы нагрузки предприятия. При суммарной доле электродвигательной нагрузки 6 кВ до 50% от общей целесообразно устанавливать на ГПП трансформаторы с расщепленными обмотками напряжением 110-220/6/10 кВ (соотношение мощностей обмоток 100/50/50%). На такой ГПП в РУ низшего напряжения будет две системы шин: 6 и 10 кВ, электродвигательная высоковольтная нагрузка будет питаться от системы шин 6 кВ, а силовые трансформаторы от системы шин 10 кВ. При большем соотношении (до 60-70%) целесообразной оказывается установка на ГПП или ПГВ трехобмоточных трансформаторов с напряжением 10 и 6 кВ и соотношением мощностей обмоток 100/100/100%. При установке на ГПП (ПГВ) трансформаторов с нерасщепленными обмотками мощностью до 16 МВА включительно и наличии на предприятии электродвигателей 6 кВ для распределительных сетей практически всегда применяют напряжение 6 кВ.

2.6. Схемы распределения электроэнергии на промышленном предприятии

Схемы распределения электроэнергии должны удовлетворять требованиям технологического процесса предприятия. Передача электроэнергии к электроприемникам параллельных технологических потоков или линий должна осуществляться от разных подстанций, РП или магистралей или от разных секций шин одной подстанции или РП. При аварии это позволяет избежать остановки обоих технологических потоков.

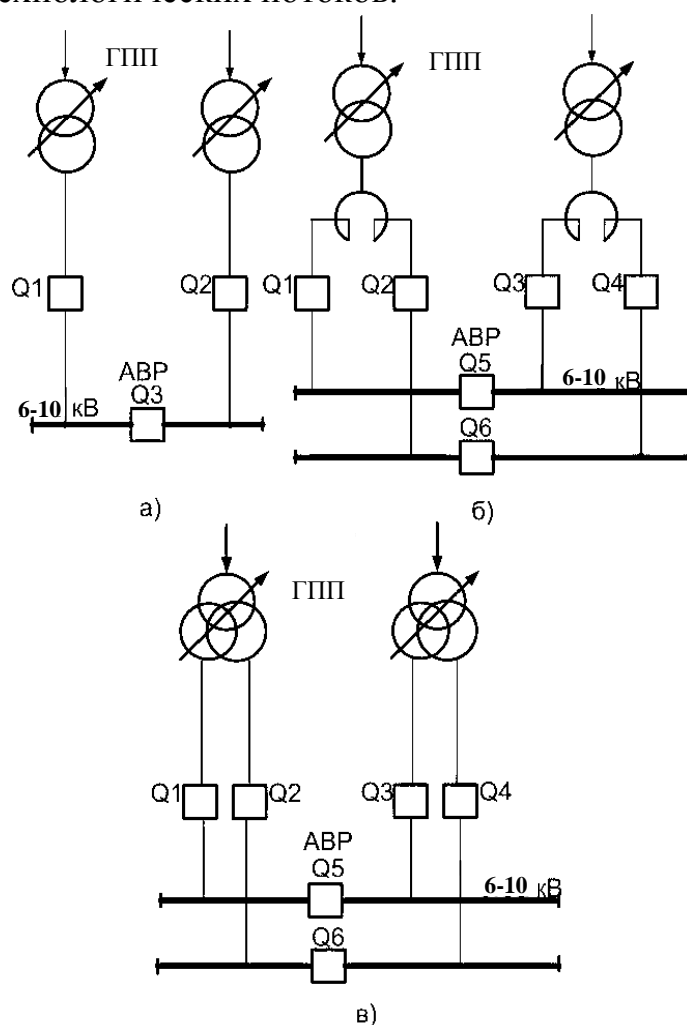


Рис. 8. Схемы ТПП на напряжении 6-10 кВ

На ТПП, ПГВ на стороне низшего напряжения 6-10 кВ, как правило, применяется одинарная секционированная система шин с установкой АВР между ними. На рисунке 8 приведены основные типы схем ТПП на стороне низшего напряжения.

Схема рисунка 8,а применяется при мощностях трансформаторов до 25 МВ·А; при мощностях 25 и 40 МВ·А применяются схемы рисунка 8,б и 8,в. Необходимость реактирования вводов 6-10 кВ с целью снижения токов КЗ определяется с учетом требований номинальных параметров оборудования

подстанций и РП, расчета режимов напряжения в узле и условий, обеспечивающих самозапуск электродвигателей ответственных механизмов.

При наличии на предприятии резкопеременных или нелинейных нагрузок схема рисунка 16,б может применяться и при мощностях трансформаторов 10 и 16 МВ·А.

Схемы распределения могут строиться по одноступенчатой и двухступенчатой схемам.

При одноступенчатой схеме все электроэнергия от ГПП, ПГВ распределяется к цеховым подстанциям и высоковольтным электроприемникам. При двухступенчатой схеме в узлах нагрузки предприятия сооружают РП, от которых электроэнергия распределяется к цеховым ТП и высоковольтным электроприемникам.

Распределительные пункты сооружают также в местах установки высоковольтных электроприемников, для которых необходима коммутационная аппаратура управления. К этим же РП возможно и присоединение близлежащих цеховых ТП. Сооружение РП целесообразно при числе отходящих линий не менее 8. При меньшем числе линий сооружение РП следует технически и экономически обосновать. РП 6-10 кВ следует выполнять с одной одиночной секционированной выключателем системой шин.

Если РП(ЦРП) сооружают для питания только трансформаторных подстанций, то их, как правило, следует размещать на границе питаемых или участков сети так, чтобы не было обратных потоков энергии.

Распределение электроэнергии от ГПП, ЦРП до РП 6-10 кВ и цеховых подстанций может выполняться по радиальным, магистральным и смешанным схемам в зависимости от территориального расположения нагрузок, потребляемой мощности, требований, надежности, условий окружающей среды.

Следует отдавать предпочтение магистральным схемам.

Кольцевые магистрали допускается применять для питания потребителей III категории и частично II категорий при соответствующем размещении ТП и при единичной мощности трансформаторов на более 630 кВ·А.

Для энергоемких предприятий рекомендуется магистральную схему выполнять двухцепными токопроводами 6-10 кВ. Они более надежны, чем пучок параллельно проложенных кабелей.

Радиальные схемы распределения следует применять при нагрузках, расположенных в различных направлениях от источника питания. Их применяют также при питании индивидуальных электроприемников (двигателей, печей, преобразовательных подстанций и установок и т.п.).

Питание ТП 6-10/0,4 кВ может выполняться кабельными линиями преимущественно по магистральной схеме. К одной магистрали может быть подключено до двух трансформаторов мощностью 1600 кВ·А, до трех трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и до четырех мощностью 630-250 кВ·А. Трансформаторы мощностью 2500 кВ·А подключаются только по радиальной схеме.

При магистральной схеме перед трансформаторами следует устанавливать коммутационную аппаратуру в виде разъединителей или выключателей нагрузки и силовых предохранителей. Силовые предохранители следует устанавливать после разъединителя или выключателя нагрузки, считая по направлению мощности. Исходя из коммутационной способности разъединителя рекомендуется устанавливать перед трансформаторами мощностью до 630 кВ·А включительно, при больших мощностях трансформаторов — только выключатели нагрузки.

Для промышленных предприятий допускаются схемы с присоединением под один выключатель двух кабельных линий, идущих к разным секциям РП или разным двухтрансформаторным ТП. В этом случае питание указанных РП и ТП должно предусматриваться не менее чем по двум линиям, отходящим от разных секций источника питания.

В зависимости от требований надежности электроснабжения, могут применяться одиночная магистраль с одно- и двухсторонним питанием (рисунок 9а,б) и двойная сквозная магистраль с односторонним питанием (рисунок 9,в).

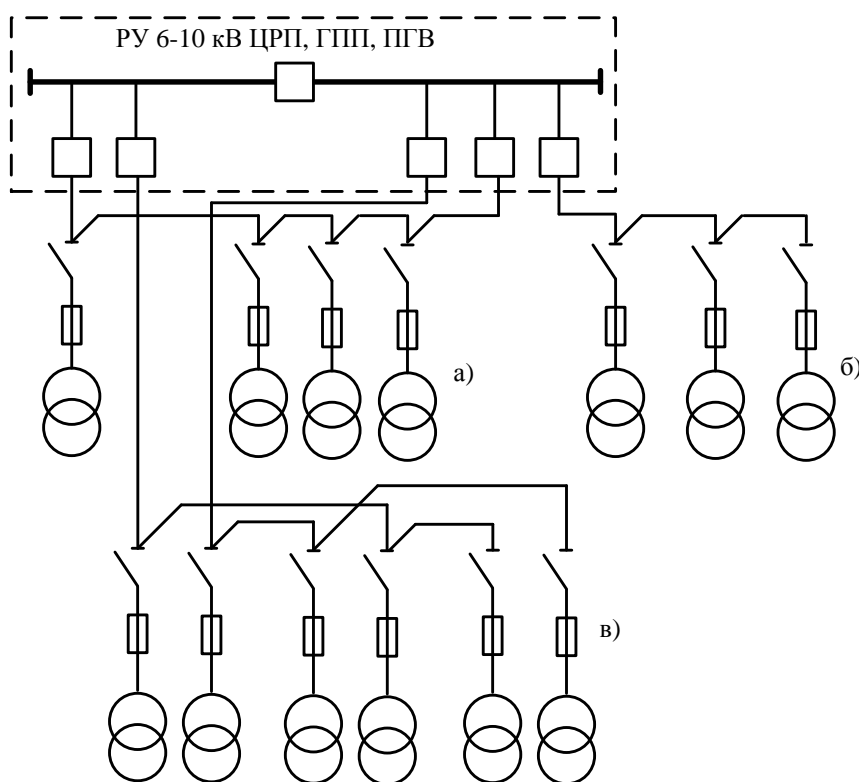


Рис. 9. Магистральные схемы питания: а) кольцевая; б) одиночная; в) двойная магистраль

Магистральные схемы по сравнению с радиальными обладают пониженной надежностью, но требуют меньшего числа коммутационных аппаратов высшего напряжения. Двойная сквозная магистраль с устройством АВР на шинах низшего напряжения мало отличается от радиальной схемы по надежности электроснабжения.

При наличии на предприятии электроприемников особой группы первой категории они должны быть запитаны от трех независимых источников питания. В качестве третьего независимого источника питания могут быть использованы собственная электростанция или электростанция системы (питание на генераторном напряжении), специальные агрегаты безаварийного питания (АБП).

При установке на ГПП сдвоенного реактора на вводе следует предусматривать равномерное распределение нагрузки между секциями подстанции. Ток каждой ветви сдвоенного реактора следует выбирать не менее 0,675 номинального тока обмотки трансформатора, учитывая возможность изменения нагрузки по секциям в процессе эксплуатации.

2.7. Картограмма нагрузок. Определение центра электрических нагрузок. Выбор места расположения подстанций

Подстанции (ПГВ, ГПП, ЦТП) являются одними из основных звеньев системы электроснабжения предприятия, поэтому правильное размещение подстанций является основой рационального построения схемы распределения электроэнергии. Места расположения трансформаторных подстанций всех напряжений (от 220-35 до 10-6 кВ) и мощностей необходимо выбирать так, чтобы они располагались по возможности ближе к центру питаемых ими групп нагрузок. Отступление от этого правила приводит к росту потерь электроэнергии и увеличению расхода проводов и кабелей.

Проектирование системы электроснабжения предприятия осуществляется на основе генерального плана объекта, на который наносятся все производственные цеха, здания и сооружения вспомогательного назначения. Расположение цехов и сооружений определяется технологическим процессом производства, а также архитектурно-строительными и эксплуатационными требованиями.

Выбор места размещения ГПП, ПГВ и РП осуществляют с помощью нанесенной на генплан предприятия картограммы нагрузок (рисунок 10) и определения центра электрических нагрузок (ЦЭН).

Картограмма нагрузок представляет собой нанесенные на генплан окружности, площади которых в принятом масштабе равны расчетным активным нагрузкам цехов. Каждому цеху, объекту, участку соответствует своя окружность, центр которой совмещают с центром нагрузок цеха, т.е. условной точкой потребления электроэнергии. Каждый круг может быть разделен на секторы, соответствующие силовой низковольтной, осветительной, высоковольтной нагрузке.

Картограмма нагрузок дает представление о величине расчетной нагрузки и о ее составе.

Нагрузки по характеру размещения на генплане предприятия могут быть сосредоточенными (насосные, компрессорные) и распределенными (цеха металлообработки, текстильные и т.п.).

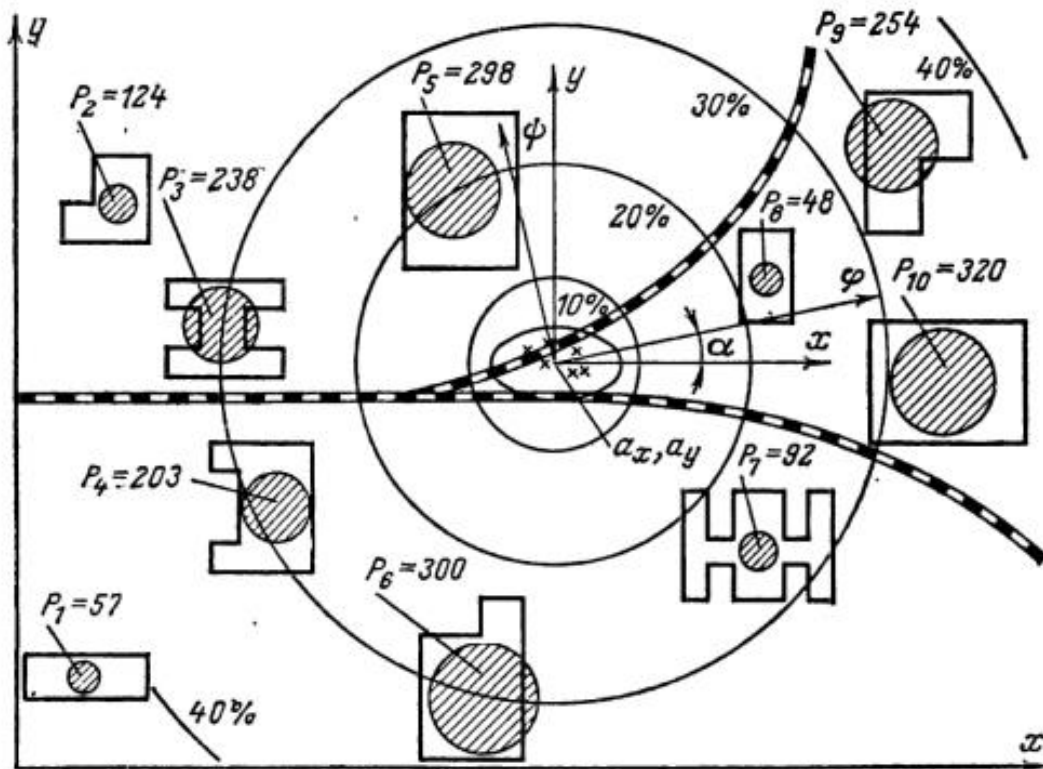


Рис. 10. Генеральный план предприятия с картограммой и центром электрических нагрузок

Поскольку площадь окружности в принятом масштабе соответствует нагрузке

$$P_{pi} = \pi r_i^2 m, \quad (2.5)$$

то из этого выражения радиус окружности определяется как

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi m}}, \quad (2.6)$$

где P_{pi} – расчетная мощность i -го цеха, участка;
 m – масштаб кВт/мм², кВт/см².

На основании построенной картограммы определяют координаты центра электрических нагрузок предприятия, цеха

$$X_0 = \frac{\sum_1^n P_{pi} X_i}{\sum_1^n P_p}, \quad Y_0 = \frac{\sum_1^n P_{pi} Y_i}{\sum_1^n P_p}, \quad (2.7)$$

где n – число цехов или участков;

X_i и Y_i – координаты i -го цеха или участка (в см или мм по чертежу).

При этом за начало системы координат X и Y можно принять любую точку генплана предприятия, но чаще всего принимают левую и нижнюю границы генплана предприятия. Центром нагрузок каждого цеха, объекта является точка пересечения диагоналей фигуры, изображающей на генплане цех.

Координаты X и Y каждого цеха измеряют по чертежу генплана, не переводя в реальные размеры.

Для цехов с различной сменностью и значительно отличающимися числами часов использования максимума нагрузки T_m более правильно строить картограмму не по расчетной мощности, а по расходу энергии $W = P_p \cdot T_i$. В этом случае координаты ЦЭН определяются по формулам

$$X_o = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot T_{Mi} \cdot X_i}{\sum_1^n P_{pi} T_{Mi}}, \quad Y_o = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot T_{Mi} \cdot Y_i}{\sum_1^n P_{pi} T_{Mi}}. \quad (2.8)$$

Иногда для многоэтажных производственных зданий вводится третья координата Z . Но, как показывает опыт проектирования, в большинстве случаев ее можно не учитывать, если соблюдается условие

$$\ell \geq 1,5h,$$

где h – высота здания;

ℓ - расстояние от цеха до ЦЭН.

Главные подстанции размещают в центре питаемых ими электрических нагрузок или вблизи него с некоторым смещением в сторону источника питания. Если на предприятии предполагается соорудить несколько ГПП (ПГВ), то определяют ЦЭН для каждого района предприятия, нагрузки которого будут питаться от проектируемой ГПП (ПГВ).

Выбор места размещения цеховых ТП осуществляется, как правило, без построения картограммы нагрузок цеха, но с учетом размещения наиболее мощных электроприемников. Это можно объяснить тем, что размещение цеховых ТП в центре питаемых ими нагрузок часто оказывается невозможным из-за различных ограничений (технологических, транспортных и т.п.)

Выбор местоположения РП в первую очередь определяется наличием двигателей напряжением выше 1 кВ (компрессорные, насосные и т.п.) и электротехнологических установок, например электропечей с трансформаторами, преобразовательных установок. Если от РП питаются только цеховые ТП, то место расположения РП на генплане выбирается смещенным в сторону питания и его совмещают с близлежащей цеховой ТП. Если по условиям среды нельзя сделать встроенное или пристроенное, то сооружают отдельно стоящее РП.

2.8. Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций

Правильное определение числа и мощности цеховых трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов: категории надежности электроснабжения потребителей, компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1 кВ, перегрузочной способности трансформаторов в нормальном и аварийных режимах, шага

стандартных мощностей трансформаторов, экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Количество цеховых ТП влияет на затраты на сооружение распределительных устройств напряжением 6-10 кВ, внутризаводские и цеховые электрические сети. Так, при уменьшении числа ТП (т.е. при увеличении их единичной номинальной мощности) уменьшается число ячеек РУ, уменьшаются: суммарная длина линий, потери электроэнергии и напряжения в сетях 6-10 кВ, но возрастают стоимость сетей напряжением 0,4 кВ и потери в них. Увеличение числа ТП, наоборот, снижает затраты на цеховые сети, но увеличивает число ячеек РУ 6-10 кВ и затраты на сети напряжением в 10 кВ. При некотором количестве трансформаторов с определенной номинальной мощностью можно добиться минимума приведенных затрат при обеспечении заданной степени надежности электроснабжения.

Количество трансформаторов на цеховых подстанциях определяется категорией надежности питаемых электроприемников.

Число трансформаторов на подстанциях обычно принимают 1 или 2. Питание электроприемников I-й категории следует предусматривать от двухтрансформаторных подстанций.

Питание отдельно стоящих объектов общезаводского назначения (насосных, компрессорных станций и т.п.) рекомендуется выполнять от двухтрансформаторных подстанций.

Однотрансформаторные подстанции рекомендуется применять для питания электроприемников III категории, а также для питания электроприемников II категории, если требуемая степень резервирования потребителей обеспечивается кабельными или шинными перемычками от трансформатора другой подстанции, а время замены вышедшего из строя трансформатора не превышает 1 суток.

Мощность трансформаторов двухтрансформаторных подстанций следует определять таким образом, чтобы при отключении одного трансформатора было обеспечено питание требующих резервирования электроприемников в послеаварийном режиме с учетом перегрузочной способности трансформаторов.

Трансформаторы цеховых ТП мощностью 400-2500 кВ·А выпускаются со схемами соединения обмоток «звезда-звезда» с нулём с допустимым током нулевого вывода, равным $0,25 I_{ном}$ трансформатора, или «треугольник-звезда» с нулевым выводом, рассчитанным на ток $0,75 I_{ном}$. По условиям надежности действия защиты от однофазных КЗ в сетях до 1 кВ предпочтительным является применение трансформаторов со схемой соединения «треугольник-звезда» с нулём.

Число и мощность трансформаторов взаимосвязаны между собой, поскольку при одной нагрузке цеха, S_p , число трансформаторов будет меняться в зависимости от их единичной мощности. Мощности цеховых трансформаторов принимают по следующей шкале: 400; 630; 1000; 1600; 2500

кВ·А. Для питания собственных нужд высоковольтных распределительных устройств, размещаемых в цехах, применяют трансформаторы меньшей мощности: 40; 63; 100; 160; 250 кВ·А.

В литературе [3,4,13] даются рекомендации о целесообразности применения трансформаторов определенной номинальной мощности S_m в зависимости от удельной плотности нагрузки цеха:

$$\begin{aligned} \text{при } S_{уд.} < 0,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2 & \quad S_m \text{ до } 1000 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\ \text{при } S_{уд.} \geq 0,2-0,5 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2 & \quad S_m = 1000 \text{ и } 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\ \text{при } S_{уд.} > 0,5 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2 & \quad S_m = 2500, 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А}. \end{aligned}$$

Эти рекомендации справедливы при нагрузке цеха свыше 2500 кВ·А. При меньших нагрузках следует ориентироваться на количество трансформаторов, необходимых по надежности электроснабжения потребителей, и расчетную нагрузку. При этом расчетная мощность $S_{p.m}$ или количество трансформаторов N с учетом коэффициента загрузки K_3 можно определить по формулам:

$$S_{p.m} = \frac{S_p}{N \cdot K_3}, \quad \text{или} \quad N = \frac{S_p}{S_m \cdot K_3}. \quad (2.9)$$

Проверку выбранной номинальной мощности трансформаторов с учетом требований взаимного резервирования и допустимой аварийной перегрузки производят по формуле:

$$S_m \geq \frac{S_p K_{1,2}}{(N-1) K_{3.a}}, \quad (2.10)$$

где $K_{1,2}$ - доля электроприемников I и II категорий в расчетной нагрузке;

$K_{3.a}$ - допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме, для трансформаторов с масляным охлаждением $K_{3.a} = 1,3$, для сухих трансформаторов $K_{3.a} = 1,2$. С учетом норм технологического проектирования электроснабжения промышленных предприятий. НТП ЭПП-94.

При отсутствии данных, в практических расчетах можно принимать $K_{1,2} = 0,85-0,9$.

В одном цехе, корпусе может размещаться несколько подстанций с трансформаторами одинаковой мощности.

Коэффициент загрузки K_3 принимается:

- для двухтрансформаторных подстанций при преобладании нагрузок I категории 0,65-0,75, при преобладании нагрузок II категории 0,7-0,8;

- для однотрансформаторных подстанций с учетом взаимного резервирования нагрузок II категории $K_3 = 0,7-0,85$, а при нагрузках III категории 0,85-0,95.

При решении вопроса электроснабжения объектов с небольшими нагрузками (до 150-250 кВ·А), складов, гаражей и т. п., чтобы не проектировать подстанции с трансформаторами малой мощности, допускается присоединять эти нагрузки к подстанции близлежащего цеха. Оценить целесообразность присоединения указанных нагрузок к подстанции с учетом расстояния L между подстанцией и присоединяемой нагрузкой S_p можно по приближенной эмпирической формуле:

$$S_p L \leq 15000 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{м}. \quad (2.11)$$

В случае объединения нагрузок, их расчетные активные и реактивные мощности складываются. Нагрузку освещения территории предприятия можно распределить на 2-3 наименее загруженные подстанции.

Цеховые двухтрансформаторные подстанции могут иметь следующие схемы распределительных устройств низшего напряжения:

- Одиноконтактная секционированная система сборных шин с подключением каждой секции к своему трансформатору через автоматический выключатель, рассчитанный на выдачу мощности трансформатора с учетом его перегрузочной способности. На секционном выключателе может быть предусмотрено АВР (рисунок 11,а);

- Две одиночные, не связанные между собой секции сборных шин, подключенных от расщепленных выводов каждого трансформатора через автоматические выключатели, рассчитанные каждый на выдачу половины мощности трансформатора с учетом его перегрузочной способности (рисунок 11,б).

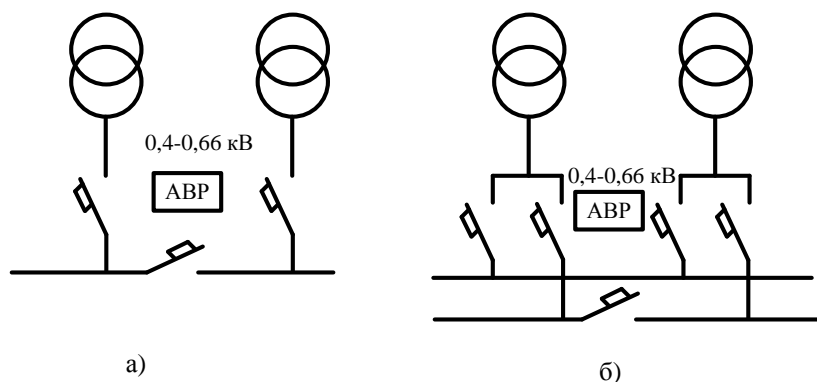


Рис. 11. Схемы РУ низшего напряжения цеховых ТП:

а) с нерасщепленными выводами; б) с расщепленными выводами

Любая из вышеприведенных схем позволяет осуществить схему блока «трансформатор – магистраль».

При выборе места размещения цеховых подстанций необходимо руководствоваться следующими соображениями:

- С целью наибольшего приближения ЦТП к ЭП до 1 кВ и сокращения длины низковольтных сетей, подстанции следует располагать внутри цеха или же встраивать в него вблизи центра нагрузок или с некоторым смещением в сторону источника питания, что позволяет сократить протяженность сетей до 1 кВ и уменьшить потери мощности и энергии в них. Если же для цеха запроектировано несколько подстанций, их необходимо распределить по площади цеха пропорционально нагрузкам. Конструктивно эти трансформаторные подстанции в большинстве случаев выполняются комплектными (КТП).

В цехах, состоящих из нескольких пролетов, КТП размещают у колонн здания или у каких-либо постоянных помещений цеха. При наличии мостовых кранов в многопролетном цехе, подстанции необходимо размещать в мертвой

зоне работы крана, которая чаще всего находится вдоль ряда колонн смежных пролетов (рис. 12).

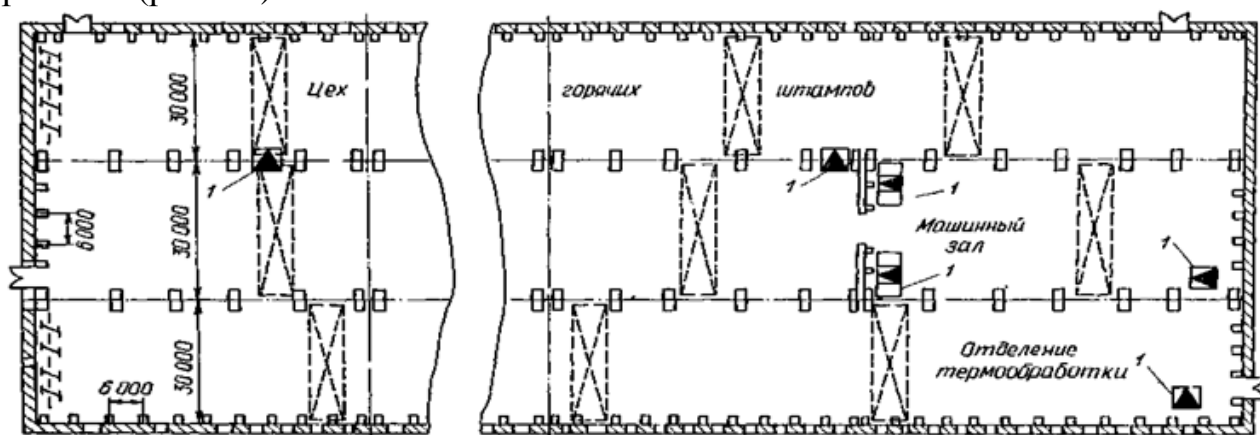


Рис. 12. Пример размещения цеховых КТП 6-10 кВ в многопролетном цехе

- Отдельно стоящие закрытые ТП 6-10/ 0,4-0,66 кВ проектируют тогда, когда по условиям пожаро- и взрывоопасности производства или по требованиям технологии невозможно разместить ТП внутри цеха или даже пристроить их у наружных стен.

Отдельно стоящие ТП целесообразны также и для небольших объектов с рассредоточенными по нескольким направлениям небольшими нагрузками.

В связи с тем, что в большинстве случаев на ТП используются масляные трансформаторы, их нельзя встраивать в жилые и общественно-административные здания.

2.9. Цеховые сети до 1 кВ

Электрические цеховые сети до 1 кВ переменного тока подразделяются на **питающие** (от цеховых ТП до распределительных устройств: шкафов, шиносборок и т.п.) и **распределительные** (от распределительных устройств до электроприемников).

Питающие сети могут прокладываться как внутри зданий, так и вне их.

Внутрицеховые питающие сети могут выполняться как магистральными, так и радиальными. Выбор вида сети зависит от планировки технологического оборудования, требований по бесперебойности электроснабжения, условий окружающей среды, размещения цеховых ТП.

Магистральные питающие сети рекомендуется применять:

- в энергоемких производствах при распределении электроэнергии от трансформаторов 1000, 1600 и 2500 кВ·А;
- для обеспечения возможности изменения технологического процесса и замены технологического оборудования;
- для производств с равномерно распределенной нагрузкой по площади цеха.

Для трансформаторов мощностью 1000 кВ·А предусматривается один магистральный шинопровод, для трансформаторов мощностью 1600 и 2500 кВ·А – по два.

Радиальные внутрицеховые питающие сети применяются при неблагоприятной окружающей среде (взрывоопасные и пожароопасные установки, токопроводящая пыль, химически активная среда), при рассредоточенных в разных от ТП направлениях распределительных устройствах, при повышенных требованиях бесперебойности питания электроприемников.

Радиальные внутрицеховые и внецеховые питающие сети выполняются кабельными линиями. Кабельные линии рекомендуется прокладывать открыто.

Распределительные устройства (шкафы, шиносборки) рекомендуется размещать вблизи центра питаемых ими нагрузок. Сети от распределительных шкафов и шинопроводов в большинстве случаев выполняются проводами, проложенными в трубах с верхней и нижней подводкой к электроприемникам.

2.10. Подстанции электропечей и преобразовательных установок

Подстанции электропечей

Для питания дуговых сталеплавильных (ДСП) и рудотермических (РТП) печей применяются специальные трансформаторы с нестандартным вторичным напряжением 15-500 В, в зависимости от требований технологического процесса и мощности печи. Первичное напряжение трансформаторов электропечей – стандартное, от 6 до 220 кВ.

Поскольку мощность установок ДСП и РТП достигает десятков тысяч киловатт, а напряжение на вторичных зажимах трансформатора не превышает 500 В, рабочие токи печи могут превышать даже сотню килоампер. Это обстоятельство требует размещения электропечного трансформатора непосредственно в цехе, у печи. Подстанции электропечей при питании напряжением 6-10 кВ выполняются в виде КТП. При первичном напряжении 35 кВ и выше подстанции электропечей поставляются комплектно с другим электрооборудованием. Например, для ДСП основным электрооборудованием является: комплектное распределительное устройство высокого напряжения, электропечной трансформатор, регулятор мощности, короткая сеть (сеть между печным трансформатором и печью), щиты и пульты управления и контроля, программирующее устройство для управления режимом, устройство для электромагнитного перемешивания металла и др.

Работа ДСП, РТП и других электротермических установок сопровождается значительным числом (более десяти) включений и отключений от сети по ходу плавки (переключение ступеней, подвалка шихты, взятие проб, скачивание шлака и др.). При этом длительность бестоковых пауз колеблется от одной до нескольких десятков минут. Такая особенность работы электропечей требует обязательной установки выключателей на первичной стороне печных трансформаторов. Эти выключатели по назначению в схеме могут быть трех видов: оперативно-защитные, защитные, оперативные.

Оперативно-защитные выключатели предназначены для защиты печных установок от КЗ и оперативных включений и отключений, и они устанавливаются у ДСП или на РП. Такие схемы используются в основном для питания печей небольшой мощности при напряжении питания 6-10 кВ.

Для печей большой мощности с частыми включениями и отключениями устанавливают защитный и оперативный выключатели, включаемые, как правило, последовательно. Защитный выключатель (обычно вакуумный) имеет большую разрывную способность при токах КЗ и предназначен для защиты установки, оперативный — для её включения и отключения.

Оперативно-защитные выключатели располагают непосредственно на печных подстанциях, а защитные — на более высоком уровне системы электроснабжения, например на ГПП или РП.

Единичная мощность трансформаторов электропечей с масляным охлаждением при установке в цехах не ограничивается. Расположение подстанций электропечей в цехе определяется технологической планировкой. Трансформаторы устанавливаются в защитных камерах и для уменьшения длины короткой сети — как можно ближе к печи. На печной подстанции имеются оперативный выключатель (при напряжении до 10 кВ), щиты и пульта управления движением электродов, пульт управления оператора, программирующее устройство и др.

Особенностью питания электропечей является также и то, что короткая сеть представляет собой достаточно сложную и громоздкую конструкцию, а ее параметры (в первую очередь индуктивное сопротивление) являются важными для характеристики печной установки в целом. Низкие вторичные напряжения печных трансформаторов и большие токи в трехфазных печах приводят к тому, что даже незначительная разница индуктивных сопротивлений токопроводов различных фаз и коэффициентов взаимной индукции между ними вызывает заметное различие в мощностях, выделяющихся в печи под электродами. Возникают эффекты так называемой «дикой» и «мертвой» фазы. Это приводит к неравномерному прогреву металла, ухудшению его качества и ускоренному старению футеровки.

Короткая сеть (рисунок 13) состоит из следующих элементов: 1 – шинные пакеты, 2 – гибкий токопровод, 3 – жесткий токопровод, 4 – электроды. Приведенная схема является наиболее простой – «треугольник» на вторичной обмотке печного трансформатора и «звезда» на электродах печи. Схема проста по конструкции, но имеет большую индуктивность, поэтому применяется на печах малой емкости (до 20 т).

Для печей большой емкости вместо трехфазных применяются три однофазных печных трансформатора. При этом схему короткой сети выполняют в виде бифиляра, что позволяет получить малую индуктивность.

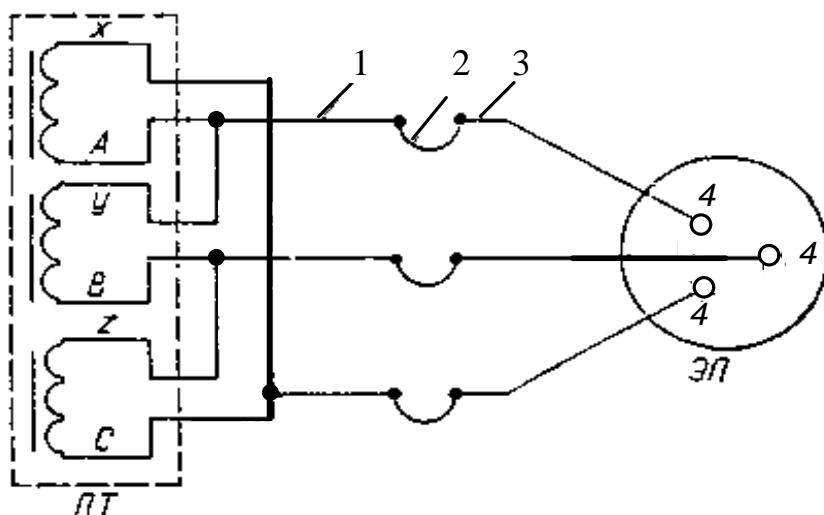


Рис. 13. Схема короткой сети ДСП:
 ПТ – печной трансформатор; ЭП – электропечь

Подстанции преобразовательных установок

Преобразовательные установки и подстанции промышленных предприятий служат для преобразования трехфазного тока частотой 50 Гц в трех- или однофазный ток повышенной или пониженной частоты, а также в постоянный.

Для получения постоянного тока из переменного используются кремниевые выпрямительные агрегаты. Они применяются для питания электролизных установок цветной металлургии и в химической промышленности и состоят из трансформатора, выпрямительных блоков и другого комплектного оборудования. Трансформаторы преобразовательных агрегатов питаются от сети переменного тока напряжением 6, 10 или 35 кВ.

Номинальный выпрямленный ток преобразовательных агрегатов для электролизных установок составляет от 5000 до 13000 А, а выпрямленное напряжение 75, 150, 300, 450, 600 и 850 В. Трансформаторы выпрямительных агрегатов имеют переключающее устройство для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

В установках для электрохимической обработки металлов (обезжиривание, травление, электрополировка, размерная обработка) и нанесения различных гальванических покрытий (меднение, хромирование, никелирование, цинкование и др.) используют кремниевые выпрямительные агрегаты с номинальными выпрямленными напряжениями 6, 12, 18, 24 и 48 В. Технологический процесс таких установок требует регулирования выпрямленного тока в широких пределах, что достигается путем регулирования выпрямленного напряжения. В связи с этим агрегаты выполняются на тиристорах, что позволяет получить широкий диапазон изменения выпрямленного напряжения и тока в автоматическом и ручном режимах.

Преобразовательная подстанция состоит из распределительного устройства переменного тока, преобразовательных агрегатов и РУ выпрямленного тока. Преобразовательные подстанции часто совмещаются с

распределительными пунктами 6-10 кВ промышленных предприятий. В этом случае от РУ переменного тока наряду с преобразовательными агрегатами получают питание и другие цеховые потребители электроэнергии.

Схемы питания преобразовательных подстанций строятся в зависимости от числа параллельно работающих преобразовательных агрегатов и требований надежности электроснабжения. При небольшом количестве преобразовательных агрегатов (два – четыре) РУ переменного тока преобразовательной подстанции обычно имеет одиночную секционированную систему шин 6 - 35 кВ.

При большом числе преобразовательных агрегатов и наличии потребителей I и II категории (на стороне постоянного или переменного тока) применяют РУ с двойной системой шин.

На промышленных предприятиях для питания цеховых сетей постоянного тока напряжением 230 В широко применяются комплектные выпрямительные полупроводниковые подстанции (КВПП). Это одноагрегатные подстанции, состоящие из силового трансформатора с кабельным вводом, выпрямительного шкафа, шкафа управления, защиты и сигнализации и РУ постоянного тока.

Конструкция РУ постоянного тока позволяет осуществлять вывод из шкафов РУ кабелем или шинами (шинопроводом типа ШМАД).

В настоящее время выпускается серия КВПП на токи 1000, 2500, 4000 и 6300 А и напряжение 230 В со стабилизацией и без стабилизации выходного напряжения.

2.11. Транспорт электроэнергии по территории промышленных предприятий

Транспорт электроэнергии — это распределение электроэнергии по пунктам ее потребления с помощью воздушных, кабельных линий или токопроводов. Выбор того или иного решения по способу транспортировки зависит от величины электрических нагрузок и их размещения на территории предприятия, места расположения источника питания, плотности застройки, насыщенности территории надземными и подземными коммуникациями, загрязненности воздуха, агрессивности почвы и т.п. Выбор трасс канализации производится с учетом назначения и ответственности линии, вида распределения и способа прокладки, а также с учетом перспективы развития электрических сетей.

Транспорт электроэнергии по территории предприятия может выполняться воздушными, кабельными линиями или токопроводами.

Питание ГПП от узловой районной подстанции в большинстве случаев выполняется воздушными линиями. При большой плотности застройки, стесненности трасс и при питании некоторых ПГВ подвод напряжения может осуществляться маслonaполненными кабелями 110-220 кВ высокого, среднего и низкого давления или кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Кабельные линии требуют значительно меньших площадей (по сравнению с воздушными ЛЭП) и могут быть выполнены практически в любых природных и климатических условиях: на воздухе, в земле, в воде, в вечной мерзлоте и т.п.

На стадии распределения на напряжении 6-35 кВ в большинстве случаев применяют кабельную канализацию, так как она занимает значительно меньше места.

Кабели могут быть проложены в земле в траншеях, в каналах, туннелях, открыто по стенам зданий и конструкциям сооружений, на кабельных и технологических эстакадах.

Прокладка кабелей в земле в траншеях является наиболее простой и дешевой (рисунок 14). У кабелей, проложенных в земле, максимальная пропускная способность. Однако в одной траншее прокладывают не более 5-6 кабелей, так как дальнейшее увеличение количества кабелей снижает их пропускную способность из-за взаимного теплового влияния. Кабели в траншеях укладывают «змейкой» для компенсации температурных деформаций и устранения влияния смещения почвы. Для питания электроприемников первой категории взаиморезервируемые кабельные линии должны прокладываться в разных траншеях.

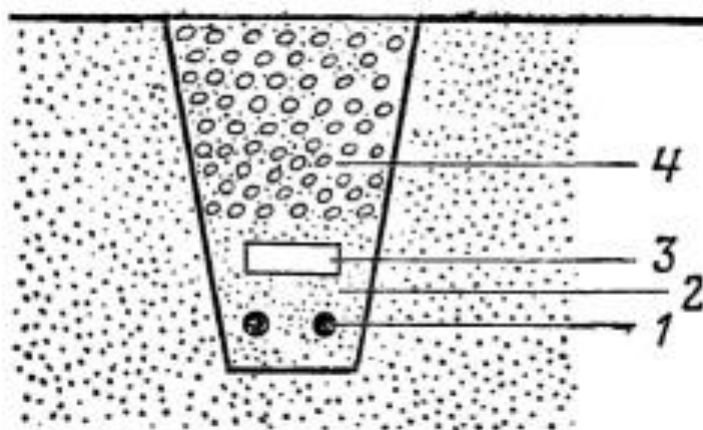


Рис. 14. Прокладка кабелей в траншее: 1 – кабель, 2 – мягкая засыпка, 3 – защитная плита или кирпич, 4 – уплотненное заполнение

Для прокладки значительного количества кабелей (от 7 до 20) в одном направлении **применяют кабельные каналы** (рисунок 15) из сборных железобетонных элементов. В помещении кабельные каналы перекрывают на уровне пола, а вне помещений под землей на глубине не менее 300 мм от поверхности грунта. Пол каналов выполняют с уклоном не менее 0,1% в сторону водосборника.

При значительном количестве кабелей каналы оборудуют вентиляционными шахтами. Эксплуатация кабельных каналов осложняется тем, что они непроходные и при повреждении даже одного кабеля канал надо вскрывать. По условиям эксплуатации этот вид прокладки уступает размещению кабелей в туннелях, галереях и на эстакадах.

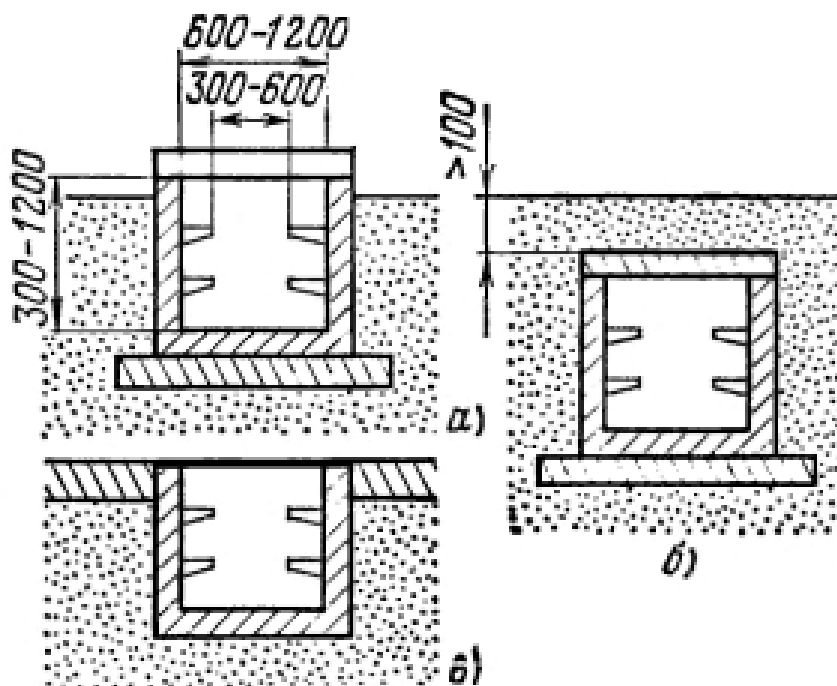


Рис.15. Примеры конструкций кабельных каналов: а – на территории электроустановок, б – на территории предприятия, в – в зданиях

Прокладка кабелей в туннелях (рисунок 16) применяется на территории энергоемких предприятий при выходе кабелей от ТЭЦ, мощных ГПП, когда в одном направлении идет более 30-40 кабелей. Этот вид прокладки кабелей наиболее дорогой.

Кабельные туннели оборудуют вентиляцией и системами пожарной сигнализации и пожаротушения. Протяженные туннели делят на отсеки длиной не более 150 м.

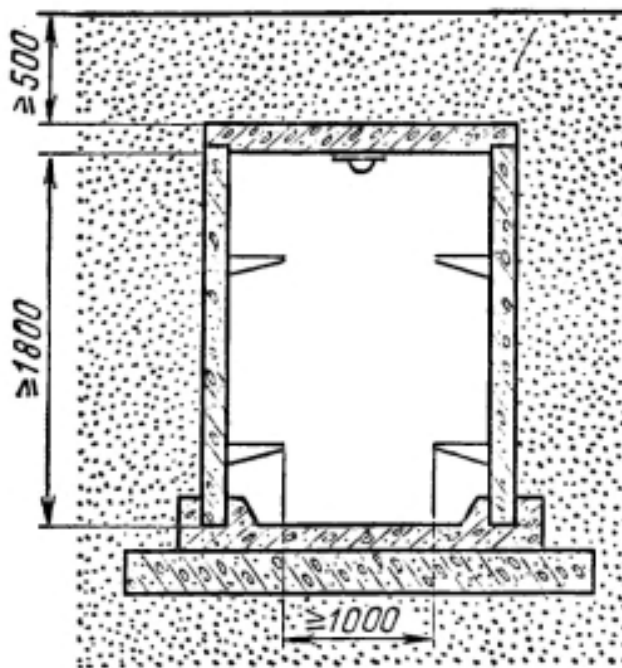


Рис. 16. Разрез кабельного туннеля панельной конструкции

По условиям эксплуатации в настоящее время отдают предпочтение открытым прокладкам кабелей **по конструкциям и стенам зданий и сооружений, по технологическим и кабельным эстакадам и галереям** (рисунок 17). Такие способы прокладки кабелей применяются: на территориях предприятий насыщенных подземными коммуникациями; на предприятиях с большой агрессивность почвы; в местах, где возможно скопление в кабельных туннелях и каналах взрывоопасных газов тяжелее воздуха; в районах вечной мерзлоты.

Открытая прокладка кабелей наиболее удобна: она доступна для осмотра и ремонта кабелей, имеет место естественная вентиляция (охлаждение) кабелей.

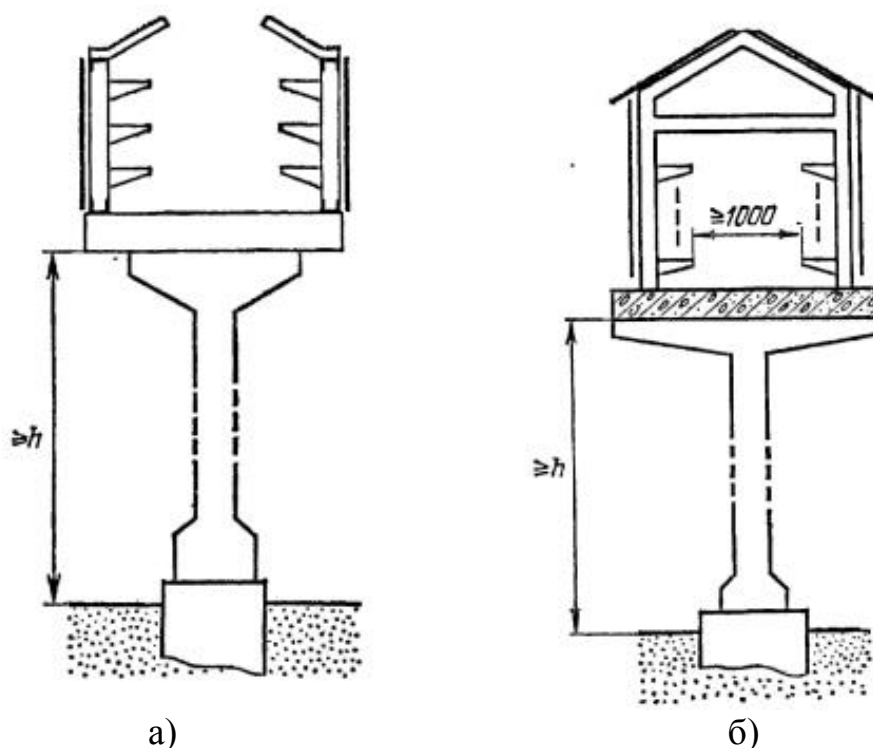


Рис. 17. Пример конструкций: а) – эстакады с двухсторонней прокладкой кабелей, б) – галереи с двухсторонней прокладкой кабелей

Самым неэкономичным и поэтому редко применяемым способом является **прокладка кабелей в блоках** (рисунок 18), которая может применяться только в следующих случаях:

- насыщенность территории надземными и подземными неэлектрическими коммуникациями;
- на участках с возможным разливом горячих металлов или агрессивных жидкостей;
- на участках, где необходимо, в случае прокладки кабелей в траншеях, выполнение специальной защиты от блуждающих токов или почвенной коррозии.

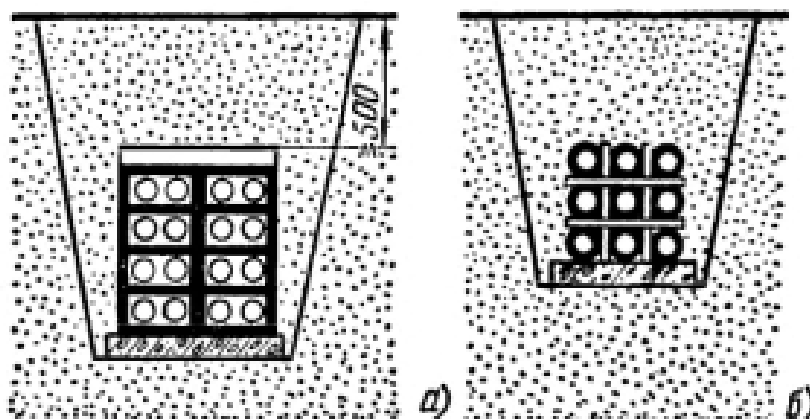


Рис. 18. Прокладка кабелей в блоках: а) – блоки из железобетонных панелей, б) – блоки из асбоцементных или полимерных труб

Транспорт электроэнергии токопроводами применяется на предприятиях с высокими удельными плотностями нагрузок и большим числом часов использования максимальной нагрузки (T_m), концентрированным расположением крупных мощностей, благоприятном при применении магистральных схем распределения электроэнергии.

Токопроводы 6-10 кВ могут также служить для связи между шинами вторичного напряжения ПГВ или между ГПП и заводской ТЭЦ на токи 1500-6000 А.

Токопроводы имеют преимущества по сравнению с кабельными прокладками:

- повышенная надежность электроснабжения ввиду отсутствия кабельных муфт и больших потоков кабелей;
- улучшение условий эксплуатации ввиду возможности наружного осмотра и ремонта;
- повышенная способность к перегрузке в послеаварийном режиме.

В то же время аварии на токопроводе приводят к перерыву в электроснабжении большей группы потребителей, чем при кабельной канализации. Для устранения этого недостатка токопроводы проектируют не менее чем из двух взаиморезервируемых ниток, применяют секционирование и автоматическое включение резерва на всех ступенях.

Токопроводы имеют значительную реактивность, которая приводит к снижению уровня напряжения у электроприемников и ограничивает допустимую протяженность токопроводов. Опыт применения их показывает, что предельные расстояния передачи электроэнергии с помощью токопроводов на напряжении 6; 10; 35 кВ составляет 1,5; 3; 5 км соответственно.

По конструктивному исполнению токопроводы бывают **жесткие** и **гибкие**, **симметричные** и **несимметричные**, а по условиям прикосновения к токоведущим частям: **открытые**, **закрытые** и **защищенные**.

Жесткие токопроводы (рисунок 19) используются на напряжение 6 и 10 кВ, реже 35 кВ. Они дешевле кабельных линий той же пропускной способности более чем в 2 раза. Конструктивно токопроводы различаются взаимным

расположением фаз, типом изоляторов и их креплением, материалом, формой и размерами шин, что определяется классом напряжения и токовой нагрузкой. Шины используют из алюминия и его сплавов коробчатого, плоского, трубчатого и других сечений.

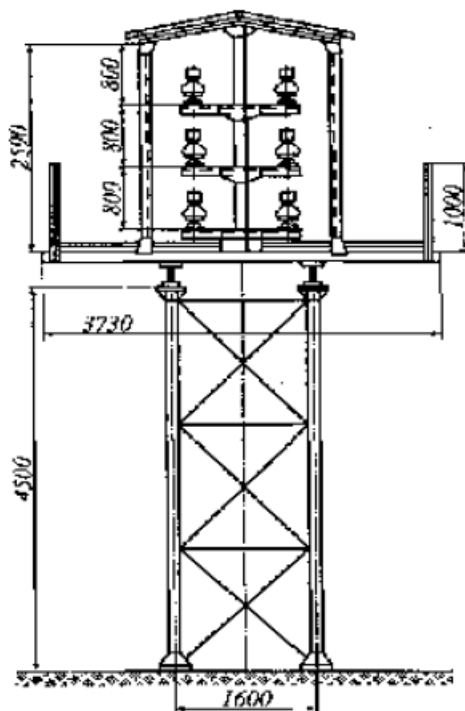


Рис. 19. Жесткий несимметричный шинопровод напряжением 6... 10 кВ

В токопроводах возникают дополнительные потери мощности ввиду неравномерного распределения тока по сечения из-за влияния других близлежащих проводников, так называемый «эффект близости» и из-за поверхностного эффекта.

Лучшими характеристиками обладают симметричные жесткие токопроводы. Они выпускаются на напряжение 6-10 кВ на номинальные токи 1600 и 2500 А.

Гибкие токопроводы (рисунок 20) используются на напряжение 6-35 кВ. Они представляют собой воздушные линии электропередачи с фазами, выполненными из пучка алюминиевых проводов. Фазы токопровода крепятся на подвесных и натяжных изоляторах. Гибкие токопровода требуют меньше изоляторов, чем жесткие, у них большие длины пролетов, что делает их дешевле.

2.12. Выбор сечений проводов и жил кабелей

При проектировании распределительных сетей промышленных предприятий необходимо производить выбор сечений проводов и жил кабелей таким образом, чтобы обеспечивалась экономичность и надежность работы сети в нормальных и послеаварийных режимах. Выбор сечений проводов и кабелей производится с учетом ряда технических и экономических факторов. К

техническим факторам относятся следующие: 1) нагрев током расчетного нормального и послеаварийного режима; 2) кратковременный нагрев током КЗ; 3) потери напряжения в жилах проводов и кабелей при протекании тока нормального и послеаварийного режимов; 4) механическая прочность – устойчивость к механической нагрузке.

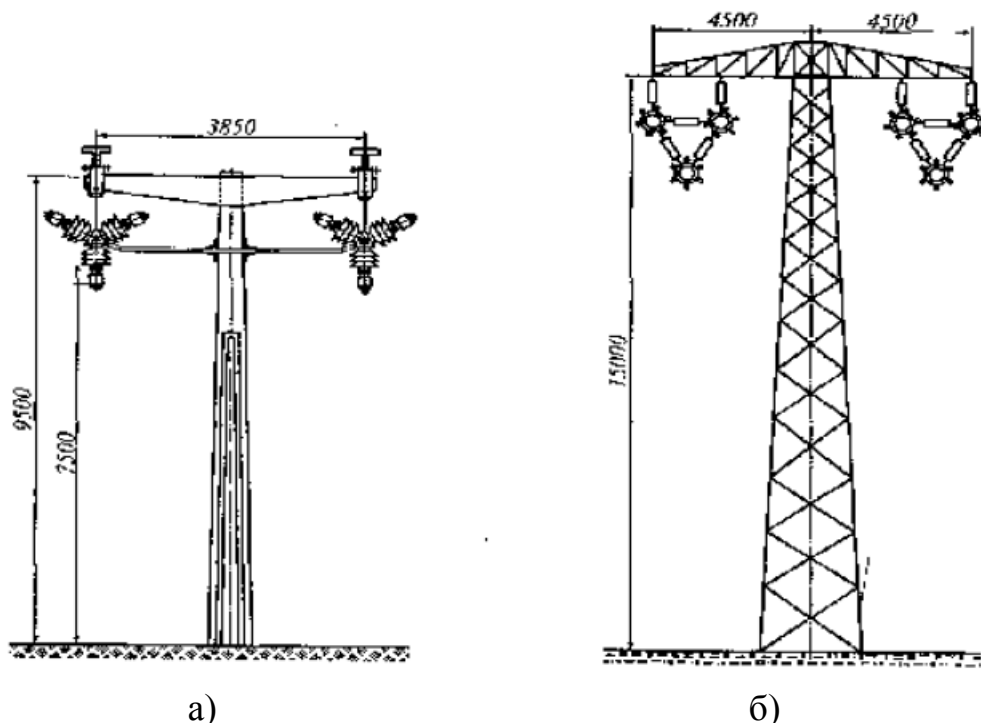


Рис. 20. Токопроводы на напряжение 6...10 кВ: а) – жесткий симметричный, б) – гибкий симметричный

В соответствии с ПУЭ выбор **экономически** целесообразного сечения производится по так называемой экономической плотности тока.

Выбор сечений по техническим и экономическим факторам дают различные значения для одной и той же линии. Окончательно выбирается сечение, удовлетворяющее всем требованиям.

Для выбора сечений жил кабелей определяют расчетную нагрузку, расчетный ток и по таблицам длительно допустимых токов ПУЭ выбирают стандартное сечение, соответствующее большему значению тока. С учетом поправочных коэффициентов на количество кабелей в траншее (K_1), фактическую температуру среды (K_2) и перегрузку кабельной линии (K_3).

$$I'_{доп} > I_p, \quad (2.12)$$

где $I'_{доп} = I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3$.

Коэффициенты K_1 и K_2 также определяются по таблицам ПУЭ.

В таблицах ПУЭ [17] расчетная температура окружающей среды, для которой составлены таблицы, принята: при прокладке кабелей в воздухе – $+25^\circ\text{C}$, при прокладке в земле и воде – $+15^\circ\text{C}$.

Расчетными нагрузками при выборе жил кабелей к трансформаторным подстанциям являются номинальные мощности трансформаторов $S_{т.н.}$, а не расчетные нагрузки на них. Такое положение принято в проектной практике

для того, чтобы при увеличении нагрузки не приходилось заново прокладывать кабель большего сечения.

В послеаварийном режиме двухтрансформаторных подстанций расчетной является нагрузка с учетом 30-40 – процентной перегрузки трансформатора, т.е. $1,3-1,4 S_{м.н.}$. Более точно коэффициент послеаварийной перегрузки определяется по ГОСТ 14209 [12].

В послеаварийном режиме, на период ликвидации аварии, допускается, согласно [17], перегрузка по току кабелей напряжением до 10 кВ с пропитанной бумажной изоляцией на 30% продолжительностью до 6 часов в сутки в течение 5 суток, а кабелей с пластмассовой изоляцией перегрузка допускается на 10-15 %, для кабельных линий напряжением 35-110 кВ коэффициент перегрузки не учитывается ($K_3 = 1$).

$$I_{дон} \cdot 1,3 > I_{н.ав.} \quad (2.13)$$

Расчетными нагрузками других высоковольтных электроприемников (электродвигателей, преобразовательных установок и т.п.) являются их номинальные мощности и номинальные коэффициенты мощности.

Для одиночных электроприемников послеаварийный режим при выборе сечения жил кабелей не рассматривается, т.к. предполагается, что этот электроприемник будет отключен.

Выбор сечений проводов воздушных линий по нагреву расчетным током производится аналогично выбору сечений жил кабелей.

Выбор сечений жил кабелей по нагреву током КЗ осуществляется исходя из допустимой температуры жил кабеля в зависимости от вида изоляции. Так, для кабелей до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией она составляет 200°C, с поливинилхлоридной и резиновой – 150°C, с полиэтиленовой – 120°C.

Количество теплоты, выделяемой электрическим током в проводнике, – тепловой импульс, пропорционально квадрату тока I^2 , сопротивлению проводника R и времени прохождения тока t . Тепловой импульс от тока КЗ вычисляют по выражению:

$$B_{КЗ} = I_{но}^2 \cdot (\tau + T_a) \quad (2.14)$$

$$\tau = t_{рз} + t_{св\ отк},$$

где $t_{рз}$ – минимальное время срабатывания релейной защиты,

$t_{св\ отк}$ – собственное время отключения выключателя,

T_a – постоянная времени затухания.

Время прохождения тока КЗ определяется временем действия основной защиты и полного времени отключения выключателя (включая время горения дуги).

Минимально допустимое сечение проводника по условию термической стойкости к току КЗ определяется:

$$F_{min} = I_{\infty} \cdot \sqrt{t_n} / C, \quad (2.15)$$

где I_{∞} – установившееся значение тока КЗ, при $t_n \leq 2$ с принимают $I_{\infty} = I_{н.о}$;

t_n – приведенное время отключения КЗ;

C – коэффициент теплового импульса: для кабелей до 10 кВ с медными жилами $C=140$, с алюминиевыми жилами $C=90$, для алюминиевых и сталеалюминиевых неизолированных проводов воздушных линий $C=90$.

Приведенное время отключения тока КЗ складывается из времени действия основной релейной защиты, времени действия привода и отключения выключателя

$$t_n = t_z + t_{np} + t_{\theta}. \quad (2.16)$$

Основной защитой от действия токов КЗ для линий к одиночным потребителям (трансформаторам, двигателям, преобразователям и т.п.) является токовая отсечка, для линий к распределительным пунктам – максимальная токовая защита.

Экономический фактор выбора сечений жил проводов и кабелей учитывает то, что потери электроэнергии при передаче мощности по линии возрастают с увеличением сопротивления линии, которое в свою очередь определяется сечением проводника. Чем больше сечение проводника, тем меньше потери. При этом возрастают расходы цветного металла и капитальные затраты на сооружение линии.

Экономически целесообразное сечение определяется через расчетный ток линии I_p длительного режима и экономическую плотность тока $j_{\text{э}}$ по формуле

$$F_{\text{э}} = I_p / j_{\text{э}}. \quad (2.17)$$

Экономическая плотность тока нормируется ПУЭ в зависимости от материала проводника, конструкции линии (КЛ или ВЛ) и числа часов использования максимума нагрузки T_m . При расчете полученные значения сечения округляются до ближайшего стандартного.

При выборе сечений кабелей по нагреву, термической стойкости и экономической плотности, в большинстве случаев, определяющим является сечение, выбранное по условию термической стойкости к токам КЗ или по экономической плотности.

Сечения, выбранные по техническим и экономическим условиям, должны быть проверены по допустимым потерям напряжения. Отклонения напряжения на зажимах электроприемников не должны выходить за установленные ГОСТ 13109 пределы. Для выбора сечений силовых и осветительных линий напряжением до 1 кВ отклонения напряжения являются определяющим фактором.

Распределительную сеть 6-10 кВ проверяют на максимальную потерю напряжения от центра питания до наиболее удаленного потребителя. Допустимая потеря напряжения в сети устанавливается исходя из диапазона регулирования устройств РПН и ПБВ на трансформаторах.

В связи с компактностью генерального плана предприятия обычно распределительные сети, сечения линий которых выбраны по техническим и экономическим условиям, обеспечивают допустимые потери напряжения.

Проверку по потерям напряжения проводят только для удаленных подстанций и для обеспечения самозапуска крупных электродвигателей.

ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ

3.1. Общие сведения. Состав потребителей электроэнергии города

Системой электроснабжения города, населенного пункта (СЭГ) называется совокупность станций, понижающих и преобразовательных подстанций, питающих и распределительных линий, обеспечивающих снабжение электроэнергией коммунально-бытовых, промышленных и транспортных потребителей, расположенных на территории города и в пригородной зоне.

В проект электроснабжения города входит и электроснабжение предприятий вне зависимости от ведомственной принадлежности. Проекты электроснабжения выполняют обычно комплексно в соответствии с генеральным планом развития города на перспективу 10-15 лет. Проектирование СЭГ необходимо выполнять с учетом динамики развития всех факторов электроснабжения города, развития источников питания и питающих сетей, требований охраны природы и экологии, эстетики города, технико-экономических показателей и т.п.

Источниками питания системы СЭГ являются городские электрические станции (КЭС, ГРЭС, ТЭЦ) и понижающие подстанции энергосистемы.

Под потребителями электроэнергии подразумевают два понятия:

- а) предприятия, организации, квартиры с электроприемниками, присоединенными к электрической сети;
- б) группа электроприемников, объединенных общим технологическим процессом и расположенных на общей территории.

Потребители электроэнергии города можно разделить на следующие группы:

1. коммунально-бытовые потребители;
2. промышленные предприятия;
3. электрифицированный городской транспорт;
4. пригородные поселки и предприятия с/х производства пригородных зон.

Коммунально-бытовые потребители электроэнергии — это жилые здания, административные, культурно-массовые, учебные, лечебные, торговые организации и предприятия, предприятия бытового обслуживания, общепита, торговли и т.п.

Для промышленных городов характерен ряд таких отраслей, как машиностроение, пищевая, текстильная, деревообрабатывающая, швейная промышленность, строительные предприятия и организации, транспортные базы, насосные, холодильные установки и т.п.

Электрифицированный транспорт города, как электрическая нагрузка, представляется понижающими выпрямительными подстанциями трамвая и троллейбуса, единичная мощность которых может составлять 600-3000 кВт.

Кроме того, при проектировании СЭГ необходимо учитывать и электрические нагрузки подстанций электрифицированного железнодорожного транспорта.

Каждая группа или отрасль потребителей характеризуется своим набором электроприемников, режимом и сменностью работы, т.е. характерным графиком нагрузки, и в зависимости от соотношения тех или иных потребителей суточные графики нагрузки электропотребления различных районов города будут различаться.

В состав сетей системы электроснабжения города входят:

1. Электроснабжающие сети напряжением 35 кВ и выше, включая понижающие подстанции, кольцевые сети, линии и подстанции глубоких вводов.

2. Распределительные сети и распределительные пункты 6-20 кВ, питающие линии промпредприятий, находящихся на территории города;

3. Распределительные сети напряжением до 1 кВ, кроме сетей промышленных предприятий.

Сети внешнего электроснабжения коммунальных, промышленных и прочих потребителей, расположенных в зоне города, должны разрабатываться в соответствии с перспективным планом развития электроснабжения города по техническим условиям энергоснабжающей организации.

3.2. Расчет электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок производится от низших к высшим ступеням электроснабжения и включает два этапа:

- определение нагрузки на вводе к каждому потребителю;
- расчет на этой основе нагрузок отдельных элементов сети.

Расчетной является ожидаемая максимальная нагрузка за 30 мин.

Нормативными документами по определению нагрузок и расчету сетей являются:

- СП 256.1325800.2016. «Свод правил. Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа», введены 02.03.2017 г.

- СП 31-110-2003. «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий», введен с 1.01.2004 г.

- РД 34.20.185-94. «Инструкция по проектированию городских электрических сетей», введена с 1.01.95 г. С изменениями и дополнениями 1999 г.

Для промышленной группы потребителей нормативными документами являются:

- РТМ 36.18.32-4-92. «Указания по расчету электрических нагрузок».

- НТП ЭПП-94. «Проектирование электроснабжения промышленных предприятий», «Нормы технологического проектирования».

Расчет нагрузок жилых и общественных зданий

Расчетная нагрузка квартир, приведенная к вводу дома, определяется по формуле:

$$P_{кв} = P_{кв \cdot уд} \cdot n \text{ (кВт)}, \quad (3.1)$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчетная нагрузка электроприемников квартир, по таблице 3.1 (кВт/кварт);

n – количество квартир.

В настоящем учебном пособии приведены выдержки из таблиц нормативных документов, указанных выше.

Таблица 3.1

Удельная расчетная нагрузка квартир жилых домов

Потребитель	Количество квартир							
	1-3	15	40	60	100	200	400	1000
Квартиры с плитами на газе	4,5	1,8	1,2	1,05	0,85	0,77	0,71	0,67
То же с электроплитами, мощностью 8,5 кВт	10	2,8	1,95	1,7	1,5	1,36	1,27	1,19
Домики на садовых участках	4	1,2	0,76	0,69	0,61	0,58	0,54	0,46

Таблица составлена для квартир средней общей площадью 70 м² (квартиры от 35 до 90м²) в зданиях по типовым проектам. Для определения максимальных нагрузок утреннего или вечернего максимумов коэффициент участия в максимуме $K_{ум}$ принимают 0,7 – для жилых зданий с плитами на газе, 0,6 – для квартир на твердом топливе и 0,8 – для жилых зданий с электроплитами.

В домах, где кроме жилых квартир могут быть установлены силовые электроприемники (лифты, насосы, вентиляторы санитарно-технических устройств), расчетная мощность силовых ЭП, приведенная к вводу дома, определяется по формуле

$$P_c = P_{р.л.} + P_{р.ст.у.} \quad (3.2)$$

Мощность лифтовых установок $P_{рл}$ определяется по формуле

$$P_{р.л.} = K_{с.л.} \sum_1^n P_{н(y)}, \quad (3.3)$$

где $K_{с.л.}$ – коэффициент спроса от числа лифтовых установок (таблица 3.2).

n – количество лифтовых установок,

$P_{н(y)}$ – установленная мощность эл.двигателя лифта по паспорту, кВт.

Таблица 3.2

Коэффициенты спроса лифтовых установок до 112 этажей

n	2-3	4-5	6	10	20
$K_{с.л.}$	0,8	0,7	0,65	0,5	0,4

Расчетная мощность ЭП санитарно-технических устройств определяется по формуле

$$P_{p.cm.y} = K_c'' \sum_1^n P_{n.cm.y} \cdot \quad (3.4)$$

Таблица 3.3

Коэффициенты спроса санитарно-технических устройств

n	2	3	5	8	10	15	20
K_c''	1	0,9	0,8	0,75	0,7	0,65	0,65

Расчетная нагрузка квартир жилого дома и силовых электроприемников

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + K_y \cdot P_c, \quad (3.5)$$

где K_y – коэффициент участия в максимуме силовых электроприемников, для дома принимается равным 0,9.

Для определения полной мощности расчетные коэффициенты мощности принимаются из таблицы 3.4.

Таблица 3.4

Расчетные коэффициенты мощности жилых домов

Потребитель	$\cos\varphi$	$tq\varphi$
Квартиры с электроплитами	0,98	0,2
Квартиры с плитами на газе или твердом топливе	0,96	0,29
Насосы: вентиляторы и др.	0,8	0,75
Лифты	0,65	1,17

Нагрузка наружного освещения определяется по [6, 7, 10].

Расчетные электрические нагрузки промышленных предприятий определяются согласно РТМ 36.18.32 и по соответствующим проектам или по аналогам.

Для общественных зданий ориентировочно расчетную нагрузку можно определить по удельной нагрузке и коэффициенту мощности (таблица 7.14, [10]), выдержка из которой приведена в таблице 3.5.

Электрическая нагрузка зданий со смешанной нагрузкой (жилой, производственной и общественной) определяется по формуле

$$P_{p.зд} = P_{p.ж.зд} + K_y \cdot P_{p.пр}, \quad (3.7)$$

где $P_{p.ж.зд}$ и $P_{p.пр}$ – расчетные нагрузки жилой и производственной части здания соответственно;

K_y – коэффициент участия в максимуме.

Расчетная нагрузка питающих линий до 1 кВ и нагрузка на шинах 0,4 кВ подстанции находится по формуле:

$$P_{p.l.}(P_{p.ТП}) = P_{p.зд.макс} + \sum_1^n K_y \cdot P_{p.зд}, \quad (3.8)$$

где $P_{p.зд.макс}$ – расчетная нагрузка здания с максимальной нагрузкой;

$P_{p.зд}$ – расчетные электрические нагрузки всех зданий, кроме здания с наибольшей нагрузкой;

K_y – коэффициенты участия в максимуме других зданий относительно здания с максимальной нагрузкой (принимаются по таблице 7.13 [10]).

Таблица 3.5

Нагрузки производственных предприятий и общественных зданий

Общественные здания	ед.измерения	уд.нагрузка	cosφ	tqφ
Предприятия общепита до 400 посадочн. мест	кВт/место	1,04	0,98	0,2
Продовольственные магазины	кВт/м ² торг. зала	0,25	0,85	0,62
Промтоварные магазины	кВт/м ² торг. зала	0,16	0,85	0,62
Школы с электрифицированными столовыми	кВт/учащ.	0,25	0,95	0,38
Детские сады/ясли	кВт/место	0,46	0,98	0,2
Парикмахерские	кВт/раб.место	1,5	0,97	0,25

Расчетная электрическая нагрузка микрорайона (квартала), $P_{p.мр}$, кВт, приведенная к шинам 0,4 кв ТП, может быть укрупненно определена по удельным нагрузкам по формуле

$$P_{p.мр} = (P_{p.ж.зд.уд} + P_{общ.зд.уд}) \cdot S \cdot 10^{-3}, \quad (3.9)$$

где $P_{p.ж.зд.уд}$ и $P_{общ.зд.уд}$ – удельные нагрузки жилых общественных зданий микрорайона;

S – общая площадь домов микрорайона.

Расчетные нагрузки сетей 10 (6 кВ) и ЦП(РП)

Расчетные нагрузки сетей 10(6) кВ определяются путем умножения суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП на коэффициент участия в максимуме; коэффициент мощности в период максимума нагрузок принимают для ЛЭП 10 кВ $\cos\varphi=0,92$ ($tq\varphi=0,43$).

K_y принимают по таблице 2.4.1 [7] в зависимости от характеристики нагрузки и количества трансформаторов.

$$P_{pЛЭП} = K_y \sum_{I=1}^n P_{p.m.n} \quad (3.10)$$

Для центров питания 10(6) кВ при питании от городских сетей и сетей промышленных предприятий расчетная нагрузка определяется с учетом

несовпадения максимумов нагрузки потребителей городских сетей и сетей промышленных предприятий путем умножения суммы их расчетных нагрузок на коэффициент совмещения максимумов.

$$P_{p.цп} = K_{с.м.} \sum P_p, \quad (3.11)$$

$K_{с.м.}$ принимается по таблице 2.4.2 [7] в зависимости от соотношения промышленной и городской нагрузки.

3.3. Напряжения сетей и режим нейтрали

Для систем электроснабжения городов применяется диапазон напряжений от 0,4 до 500 кВ, т.е. 0,4; 0,66; 6; 10; 15; 20; 35. 110;-220;-330;-500 кВ.

Напряжение СЭГ должно выбираться с учетом наименьшего числа ступеней трансформаций. Для крупных городов наиболее целесообразной является система напряжений 500/220-110/10 кВ или 330/110/10 кВ.

До 1 кВ основное напряжение 230/400 В с глухим заземлением нейтрали. Напряжение 660 В может применяться в системах электроснабжения промышленных предприятий и для многоэтажных домов (40-50 эт.) большого объема в качестве напряжения магистральных сетей с установкой на этажах сухих трансформаторов 660/400/230 В. Свыше 1 кВ для распределительных сетей должно применяться преимущественно напряжение 10 кВ. Существующие сети 6 кВ необходимо при реконструкции переводить на напряжение 10 кВ. Применение сетей 15-20 кВ должно быть технико-экономически обосновано. Сети этого напряжения могут применяться в случаях:

- а) при расширении действующих сетей 15-20 кВ;
- б) если электроснабжение производится на генераторном напряжении 15-20 кВ от электростанций;
- в) при плотностях нагрузки 30-40 МВт/км² и более, питающихся от подстанций 220/20 кВ.

Напряжение 35 кВ может применяться только для небольших городов.

Напряжение 110 кВ является основным для внешнего электроснабжения средних и крупных городов, а также для радиально тупиковых линий глубоких вводов, питающихся от внешних сетей города.

Напряжение 220 кВ целесообразно для внешнего электроснабжения крупнейших городов и межподстанционных связей внешнего электроснабжения, а также для магистральных глубоких вводов.

В городских распределительных сетях 10/0,4 кВ следует применять трансформаторы со схемой соединения обмоток "Y/Z₀" при мощности до 250 кВА и "Δ/Y₀" при мощности 400 кВА и выше. Трансформаторы со схемой соединения "Y/Y₀" можно применять при преобладании трехфазных электроприемников и в сетях 6 кВ, переводимых на напряжение 10 кВ с соответствующим переключением обмоток.

Городские сети выше 1 кВ должны выполняться трехфазными. Режим работы нейтрали должен применяться согласно требованиям ПУЭ.

Сети до 1 кВ (400/230 В) должны выполняться с глухим заземлением нейтрали.

Сети 10(6)-20 кВ выполняются с изолированной или компенсированной нейтралью. Допускается работа с некомпенсированной нейтралью при токах однофазного замыкания на землю до 30 А при 6 кВ, 20 А – при 10 кВ и 15 А – при 20 кВ, что соответствует предельным суммарным длинам кабельных линий, приведенным в таблице 3.6.

Таблица 3.6

Предельно допустимая длина кабельных линий сетей с некомпенсированной нейтралью, км

Сечение жил, мм ²	Номинальное напряжение, кВ		
	6	10	20
50	51	26	6,0
95	36	20	4,8
120	33	18	4,4
240	20	11	-

При превышении тока однофазного замыкания указанных величин необходимо устанавливать дугогасящие катушки (реакторы). Дугогасящие реакторы устанавливаются на ГПП по схеме, приведенной на рисунке 21.

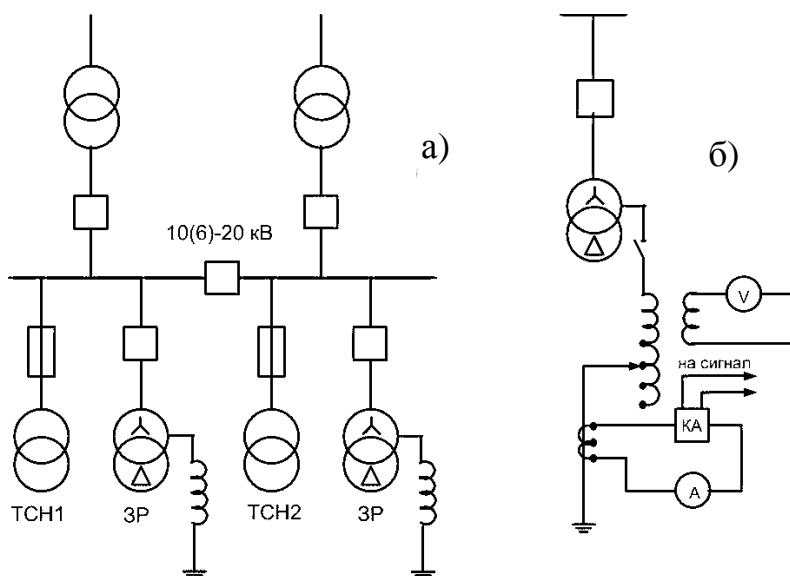


Рис. 21. Схема подключения заземляющих реакторов: а) принципиальная; б) схема включения

Необходимая мощность дугогасящего реактора определяется по фазному номинальному напряжению $U_{ном}$ и суммарному фазному емкостному току $I_{c\Sigma}$ участка сети:

$$Q_{p(\phi)} = U_{ном} \cdot I_{c\Sigma}, \quad (3.12)$$

$$Q_p = 3U_{ном} I_{с\Sigma}. \quad (3.13)$$

Электрические сети 35 кВ могут работать как с компенсированной, так и изолированной нейтралью.

Заземляющие дугогасящие реакторы выполняются со ступенчатым или плавным регулированием тока. Примеры маркировки: РЗДСОМ 230/6 – реактор заземляющий, дугогасящий со ступенчатым регулированием (с отключением от сети) однофазный с масляным охлаждением мощностью 230 кВ·А, пределы регулирования тока 25-50 А. Напряжение на нейтрали – 3,8 кВ. РЗДПОМ 300/6 – то же с плавным регулированием (без отключения от сети).

3.4. Категории электроприемников, надежность электроснабжения

Надежность электроснабжения городских потребителей должна соответствовать требованиям ПУЭ, РД 34.20.185-94 [7] и СП.256.1325800.2016 [10].

При рассмотрении надежности электроснабжения и отнесения коммунально-бытовых потребителей к соответствующей категории следует рассматривать и относить не весь объект, а отдельные ЭП или группы электроприемников.

Требования к надежности электроснабжения электроприемников следует относить к ближайшему вводному устройству, к которому эти электроприемники подключены.

К первой категории относятся ЭП, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, нарушение функционирования особо важных элементов городского хозяйства.

Примерами электроприемников I категории являются:

- а) электроприемники операционных и родильных блоков, реанимационных и т.п.;
- б) отдельно стоящие и встроенные центральные тепловые пункты, индивидуальные тепловые пункты, многоквартирных жилых домов;
- в) электроприемники системы городского водоснабжения (объединенных водопроводов);
- г) электроприемники противопожарных устройств и устройств пожарной и охранной сигнализации.

Конкретный перечень электроприемников городских потребителей с их категорированием по надежности приведены в [6, 7, 10].

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников и перерыв в их электроснабжении допустим на время автоматического ввода резервного питания. В качестве второго источника питания могут использоваться автономные источники, резервирующие связи по сети 0,4 кВ.

Ко второй категории относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к нарушению нормальной деятельности значительного числа городских жителей. Примерами электроприемников II категории являются:

1. жилые дома с электроплитами, за исключением одно-восьмиквартирных;
2. общежития вместимостью более 50 человек;
3. здания учреждений высотой до 16 этажей с количеством работающих от 50 до 2000 человек;
4. детские учреждения;
5. медицинские учреждения, аптеки;
6. предприятия по обслуживанию городского транспорта;
7. учебные заведения.

Электроприемники второй категории рекомендуется обеспечивать от двух независимых взаиморезервирующих источников питания. Допускается питание этих электроприемников от однострансформаторных ТП при наличии централизованного резерва и возможности замены трансформатора в течение одних суток. Также допускается резервирование в послеаварийном режиме путем прокладки временных кабельных связей на напряжении 0,4 кВ.

К третьей категории относятся все остальные электроприемники, не подходящие под определение первой и второй категорий. Эти электроприемники могут питаться от одного источника. Перерыв электроснабжения допустим на время ремонта или замены оборудования, но не более чем на одни сутки.

3.5. Схемы электроснабжающих городских сетей

Выбор оптимальной схемы электроснабжающих сетей должен производиться на основе технико-экономических расчетов с учетом размеров города, микрорайона, перспективы их развития, существующих сетей, источников питания и других условий.

Электроснабжающие сети 35 кВ и выше

При разработке схемы электроснабжения крупных и крупнейших городов необходимо предусматривать:

1. Создание вокруг города кольцевой магистральной сети напряжением 110 кВ и выше с двухсторонним питанием и понижающими подстанциями. Кольцевая сеть должна присоединяться к опорным подстанциям энергосистемы (двум в разных концах города) и городским электрическим станциям.

2. Сооружение глубоких вводов 110 кВ и выше для питания районов города, не охватываемых кольцевой сетью. Питание ПГВ необходимо осуществлять от опорных подстанций или кольцевых магистралей. В сетях 110-220 кВ рекомендуется присоединять к одной линии с двухсторонним питанием не более трех подстанций.

3. Подстанции и сети, сооружаемые для электроснабжения промышленных потребителей, рекомендуется использовать в качестве центров питания городских распределительных сетей.

4. Подстанции глубокого ввода 110-220 кВ необходимо выполнять по схеме блоков линия-трансформатор. РУ-10(6) кВ выполнять с одной

секционированной системой сборных шин с устройством АВР на секционном выключателе.

Допускается применение однитрансформаторных подстанций при условии обеспечения требуемой надежности электроснабжения потребителей.

Мощности трансформаторов двухтрансформаторной подстанции необходимо выбирать с учетом их загрузки в нормальном режиме не более 80% номинальной мощности.

Мощность КЗ на сборных шинах ЦП при напряжении 10(6) кВ не должна превышать 350(200) МВ·А.

Для ограничения мощности КЗ следует рассматривать применение трансформаторов с расщепленными обмотками или установку токоограничивающих реакторов.

Распределительные сети 0,4-10 кВ

Распределительные сети 10(6) кВ рекомендуется использовать для совместного питания городских коммунально-бытовых и небольших промышленных потребителей.

Построение схемы электрической сети по условиям обеспечения необходимой надежности электроснабжения потребителей, как правило, выполняется применительно к основной массе электроприемников рассматриваемого района города. При наличии отдельных электроприемников более высокой категории или особой группы первой категории, схема дополняется необходимыми мерами по созданию требуемой надежности электроснабжения этих приемников.

В городских распределительных сетях применяются преимущественно три типа схем сетей и их комбинации.

Радиально-магистральная распределительная сеть 0,4-10(6) кВ без резервирования линий и трансформаторов (рисунок 22).

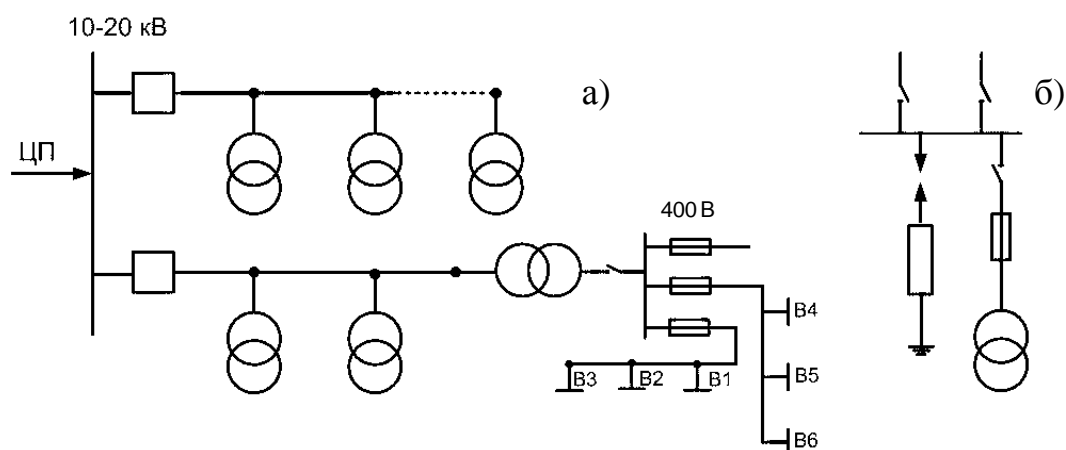


Рис. 22. Радиально-магистральная распределительная сеть 0,4-10 кВ:
а) структурная схема; б) схема ТП 10/04; В1-В6 – вводы в дома

Сеть характеризуется наименьшими капиталовложениями из-за отсутствия резервирования элементов сети и выбора параметров всех элементов сети по условиям нормального режима работы.

Схема применяется для электроснабжения потребителей III категории в поселках городского типа при выполнении сетей до и выше 1 кВ воздушными линиями.

При повреждениях любой линии прекращается электроснабжение соответствующей группы потребителей.

Петлевая неавтоматизированная распределительная сеть 0,4-10(6) кВ представлена на рисунке 23.

По условиям надежности электроснабжения петлевые линии 10(6) кВ следует присоединять к территориально разным центрам питания или разным секциям двухтрансформаторных подстанций. Линии 0,4 кВ также следует выполнять петлевыми с присоединением к разным подстанциям или разным трансформаторам одной подстанции. Если в районе, обслуживаемом петлевыми сетями 0,4 кВ или 10 кВ, имеются отдельные электроприемники или потребители I категории надежности электроснабжения, то в таких случаях применяются выборочное резервирование с установкой АВР у потребителя.

Петлевые линии могут выполняться как воздушными, так и кабельными. В нормальном режиме петлевые линии 10 кВ размыкаются на одной из ТП. Приведенная схема является основной для электроснабжения потребителей II-III категории жилых районов города с застройкой зданиями до 9-12 этажей.

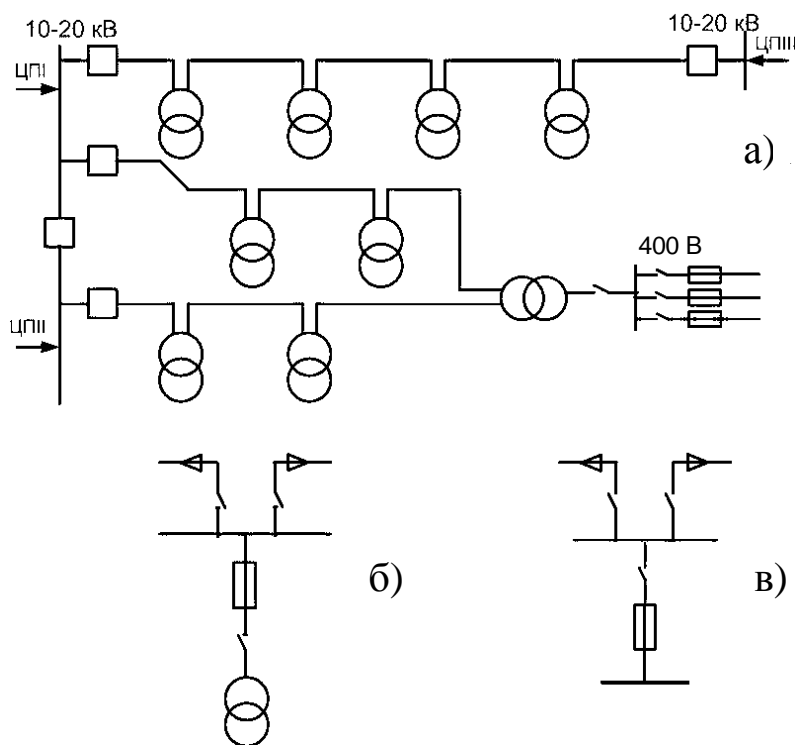


Рис. 23. Петлевая неавтоматизированная распределительная сеть 0,4-10 кВ:
а) структурная схема; б) схема подстанции; в) ввод в здание

Двухлучевая распределительная сеть 10(6) кВ (рисунок 24) с двухсторонним питанием при условии подключения взаиморезервирующих линий 10(6) кВ к разным независимым источникам является основной для электроснабжения электроприемников первой категории. При этом на шинах

0,4 кВ двухтрансформаторных ТП или непосредственно у потребителя должно быть предусмотрено АВР. Линии 10(6) кВ и 0,4 кВ обычно выполняются кабельными.

Помимо вышеприведенных схем применяются различные сочетания этих схем, а также сложнзамкнутые сети напряжением до 1000 В.

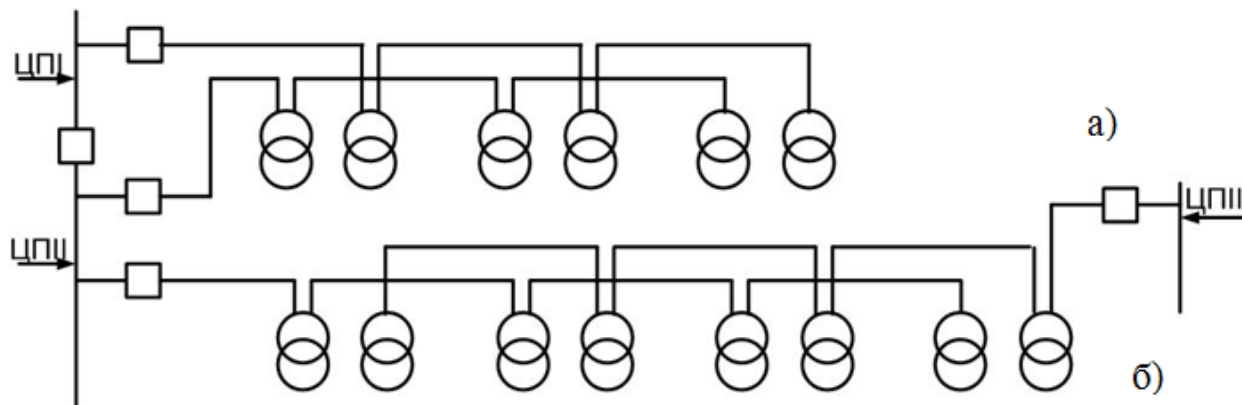


Рис. 24. Двухлучевая распределительная сеть 10-20 кВ с резервированием линий и трансформаторов: а) двухлучевая автоматизированная схема с направленными магистральями; б) двухлучевая автоматизированная схема со встроенно-направленными магистральями

3.6. Расчеты и выбор параметров элементов городских электрических сетей

Основным методом выбора параметров электроустановок СЭГ является технико-экономический анализ комплексной системы СЭГ или ее отдельных частей. Основным критерий — минимум приведенных затрат при одинаковом обеспечении других критериев: надежность, долговечность, экологичность, т.е. надо рассматривать сопоставимые варианты.

Сечения проводов ВЛ и жил кабелей должны выбираться по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяться по допустимому длительному току в нормальном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения.

Линии до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью должны проверяться на обеспечение надежного автоматического отключения поврежденного участка при однофазных КЗ.

При проверке КЛ по допустимому длительному току должны быть учтены все поправочные коэффициенты: на число параллельно проложенных кабелей, на температуру окружающей среды, на допустимую перегрузку, на тепловое сопротивление грунта.

В распределительных сетях 10(6) кВ кабели с алюминиевыми жилами при прокладке в земле должны быть сечением не менее 70 мм², а кабели напряжением до 1 кВ не менее 35 мм². Взаиморезервирующие кабели от ЦП до РП рекомендуется прокладывать по разным трассам.

Для воздушных ЛЭП до 1 кВ рекомендуется применять изолированные провода или самонесущие изолированные провода (СИПы), ответвления от ВЛ до 1кВ к вводам здания должны выполняться изолированными проводами.

В районах малоэтажной застройки (до 6 этажей) мощности трансформаторов ТП рекомендуется принимать в зависимости от плотности нагрузки на шинах 0,4 кВ (таблица 3.7).

Таблица 3.7

Рекомендуемые мощности трансформаторов

Плотность нагрузки, МВт/км ²	Мощность трансформаторов, кВ·А
0,8 – 1,0	1x160
1,0 – 2,0	1x250
2,0 – 5,0	1x400
более 5,0	1x630 или 2x630

Специфика выбора сечения жил кабелей и мощности трансформаторов в городских сетях обусловлена: 1) малыми коэффициентами заполнения суточных графиков коммунально-бытовых потребителей (0,45-0,6); 2) малой длительностью суточного максимума нагрузки (1-3 часа); 3) малой интегральной вероятностью (по времени) работы электрооборудования при послеаварийном состоянии схемы сети.

С учетом вышеперечисленного для трансформаторов согласно ГОСТ 14209 [12] допускаются систематические перегрузки до 1,5, а аварийные до 1,7-1,8 номинальной мощности в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки.

Для кабельных линий до 10 кВ с бумажной изоляцией, проложенных в земле, допускаются перегрузки, согласно ПУЭ, систематические до 1,3, а послеаварийные до 1,5 длительно допустимого тока.

Уровни отклонения напряжения у приемников электроэнергии не должны превышать $\pm 5\%$ $U_{ном}$ в нормальном режиме и $\pm 10\%$ в послеаварийном режиме.

При предварительном выборе сечения проводов и кабелей средние значения предельных потерь напряжения в нормальном режиме можно принимать в сетях 10 кВ не более 6%, в сетях 0,4 кВ (ТП-ввод в здание) не более 4-6%. На шинах напряжением 10 кВ ЦП (ТЭЦ, ГПП) должно обеспечиваться встречное регулирование напряжения. Сети 0,4-10 кВ должны проверяться на допустимые значения изменения напряжения при пуске и самозапущке крупных электродвигателей.

У потребителей, электроприемники которых ухудшают качество электроэнергии (тяговые п/ст, сварочные установки и др.), должны предусматриваться соответствующие мероприятия по его улучшению (установка фильтров, СУ, ФСУ и др.).

Компенсация реактивной нагрузки для жилых и общественных зданий не предусматривается, а для промышленных потребителей ее необходимо предусматривать в соответствии с техническими условиями на присоединения.

Расчет режимов городских электрических сетей предполагает определения потоков мощности (токов) в элементах сети и напряжений в ее узлах.

Расчет проводят для режимов максимальных и минимальных нагрузок (утренний и вечерний максимум и ночной минимум).

В петлевых схемах в нормальном режиме необходимо определить экономически целесообразную точку разделения сети по минимуму потерь. Аварийный режим для петлевых сетей и сетей с двухсторонним питанием принимается для случая отключения одного из головных участков.

Расчетными точками по отклонению напряжения являются а) наиболее близкие к источнику питания и наиболее удаленные ТП 10 кВ; б) вводы наиболее близких и наиболее удаленных ЭП 10 кВ; в) вводы наиболее близких и наиболее удаленных электроприемников 0,4 кВ.

3.7. Конструкции сетевых сооружений СЭГ

Сетевыми сооружениями в системах электроснабжения города являются ГПП (ПГВ), распределительные пункты и подстанции 10(6) кВ, воздушные и кабельные линии, вводно-распределительные устройства зданий.

Подстанции глубоких вводов 110-220/10-20 кВ могут выполняться по типовой схеме (ОРУ-трансформаторы-ЗРУ), а для стесненных условий и для ПГВ с трансформаторами 25 МВ·А и более применяется закрытая установка трансформаторов и высоковольтного оборудования, в том числе с применением комплектных элегазовых распределительных устройств.

Закрытое размещение оборудования на ГПП позволяет сократить занимаемую территорию, так как при закрытом размещении сокращаются изоляционные расстояния между фазами и другими элементами высоковольтного оборудования.

Воздушные линии (ВЛ) электропередач 35-220 кВ рекомендуется выполнять двухцепными с одновременной подвеской обеих цепей. ВЛ должны размещаться в отведенных им коридорах, как правило, за пределами селитебной территории.

В крупных городах при невозможности прокладки ВЛ 35-220 кВ должны предусматриваться кабельные линии. Кабельные линии следует прокладывать под проезжей частью улиц или в разделительных полосах проезжей части.

Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ выполняются в виде отдельных сооружений в одно- и двухтрансформаторном исполнении: 1х400 (2х400) кВ·А с первоначальной установкой трансформаторов 160 или 250 кВ·А; 1(2)х630 кВ·А с первоначальной установкой трансформаторов 250 или 400 кВ·А (рисунок 25).

В обоснованных случаях допускается применять встроенные в общественные здания ТП при соблюдении Норм проектирования жилых и общественных зданий.

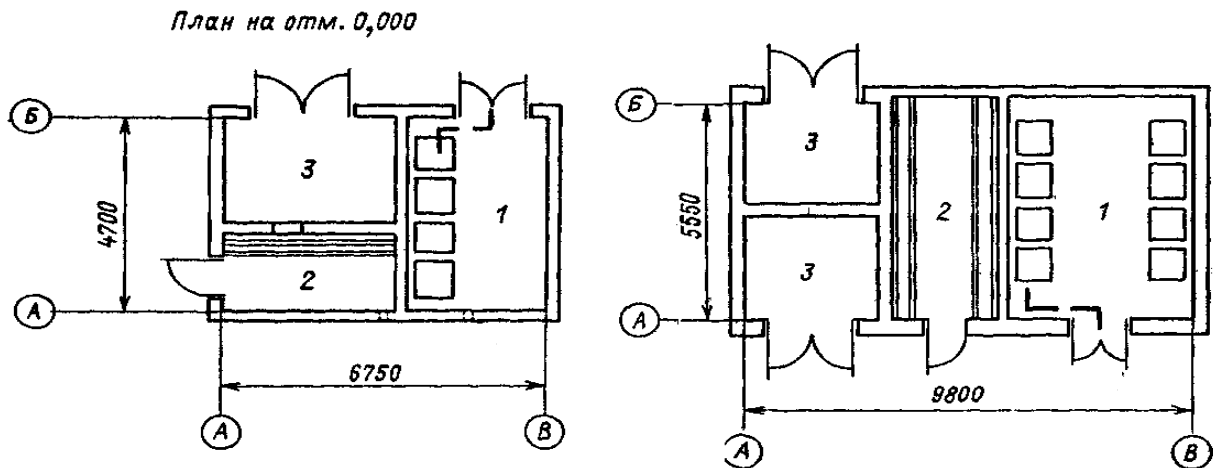


Рис. 25. План однострансформаторной и двухтрансформаторной подстанций с трансформаторами 630 кВ·А:
1 – РУ-10(6) кВ; 2 – РУ-0,4 кВ; 3 – камеры трансформаторов

Распредустройства 6-10 кВ подстанций комплектуются из ячеек типа КСО или КРУ, в которых устанавливаются силовые выключатели, разъединители, выключатели нагрузки, предохранители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения. РУ-0,4 кВ комплектуются из вводных и распределительных панелей разных типов, в которых могут устанавливаться автоматические выключатели, рубильники с предохранителями (выбор производится по каталогу).

Распределительные пункты 10(6) кВ комплектуются ячейками типа КСО или КРУ с силовыми выключателями разного типа. Распредустройство 10(6) кВ обычно конструктивно объединяется с двухтрансформаторной подстанцией 2x400 или 2x630 кВ·А

Вводы в здания осуществляются через ВРУ вводно-распределительные устройства, которые состоят из вводного и распределительного устройства с 1-2 рубильниками-переключателями, предохранителями, счетчиками (рисунок 26).

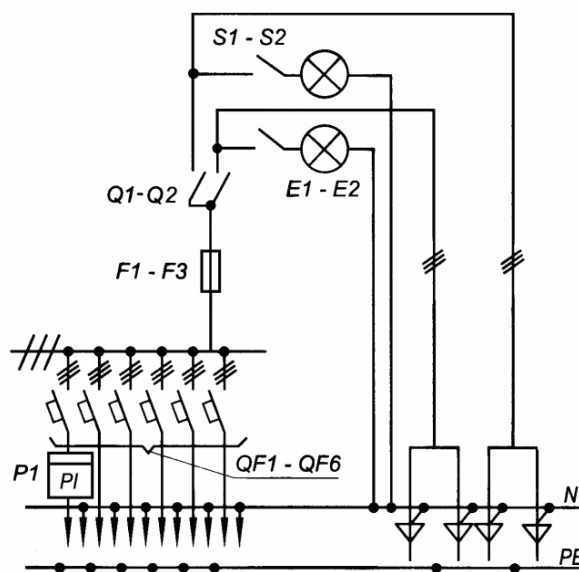


Рис. 26. Схема вводного-распределительного устройства жилого здания

ГЛАВА 4. СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

4.1. Общие сведения

Сельское хозяйство получает электроэнергию от энергетических систем. Протяженность сельских воздушных линий в России превышает 2,2 млн.км. Это в несколько раз превышает протяженность линий во всех других областях народного хозяйства, вместе взятых. Воздушными линиями охвачены практически все населенные пункты.

В сельской местности расположено много производственных предприятий по выращиванию скота, птицы, переработке сельскохозяйственной продукции и ряд других производств. Электрические нагрузки в сельском хозяйстве – величина, постоянно меняющаяся: подключаются новые потребители, постепенно растет нагрузка на вводе в дома, так как увеличивается насыщенность бытовыми приборами, в то же время прекращают существование крупные животноводческие комплексы, уступая место мелким фермам и т.д. Если электрическая нагрузка увеличивается, то пропускная способность сетей становится недостаточной и появляется необходимость в их реконструкции.

Электроснабжение сельского хозяйства имеет свои особенности по сравнению с электроснабжением промышленных предприятий и городов. Главная из них — это необходимость подводить электроэнергию к огромному числу сравнительно маломощных объектов, рассредоточенных на всей территории России.

Основные задачи сельского электроснабжения — это обеспечение требуемого качества электроэнергии, надежности и экономичности.

Качество электроэнергии при питании электроприемников от трехфазных сетей общего назначения определяются стабильностью и уровнями частоты тока и напряжения у потребителей, а также степенью несимметрии и несинусоидальности напряжений. Нормы качества электрической энергии регламентирует ГОСТ 32144-2013 для номинальной частоты 50 Гц.

Стабильность частоты тока поддерживается на электрических станциях автоматическими регуляторами частоты, у потребителей корректировать частоту невозможно.

Иначе обстоит дело с уровнями напряжения и поддержанием обеспечения его постоянства. Большое число ступеней трансформации и большая протяженность электрических сетей всех ступеней сельского электроснабжения приводит к тому, что отклонение напряжения у потребителей часто превышает допустимые значения. Поддержание требуемых уровней напряжения может быть достигнуто за счет применения регулирующих устройств: РПН и ПБВ на трансформаторах, линейных регуляторов и вольтодобавочных трансформаторов и установки компенсирующих устройств.

Существенное значение, особенно в маломощных сетях (с маломощными трансформаторами 25-160 кВ·А и с малым сечением проводов), имеют колебания напряжения при пуске относительно больших асинхронных

двигателей с короткозамкнутым ротором. По условиям запуска нагруженного электродвигателя напряжение на его зажимах при пуске не должно снижаться более чем на 20-30%. На других электроприемниках в этот момент напряжение не должно понижаться более чем на 15-20%, что в маломощных сетях не всегда соблюдается.

Для уменьшения влияния несимметрии нагрузок на качество напряжения необходимо обеспечить по возможности симметричное распределение однофазных электроприемников по фазам. С этой же целью целесообразно вместо распространенных трансформаторов со схемой соединения обмоток «звезда-звезда с нулем» устанавливать трансформаторы со схемой «звезда-зигзаг с нулем».

4.2. Электрические нагрузки сельскохозяйственных потребителей

В сельских районах находятся следующие потребители электрической энергии:

1. жилые дома рабочих и служащих, фермерские хозяйства;
2. больницы, школы, клубы, магазины, пекарни, прачечные и другие предприятия, обслуживающие население;
3. производственные потребители хозяйств (фермы, зерноочистительные пункты, теплицы, мельницы, гаражи, котельные и т.п.);
4. предприятия агропромышленного комплекса, хлебоприемные пункты, предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции (маслозаводы, консервные заводы, мясокомбинаты и т.п.);
5. прочие потребители, в числе которых могут быть промышленные предприятия.

В особую группу должны быть выделены крупные предприятия по производству сельскохозяйственной продукции на промышленной основе: животноводческие комплексы, птицефабрики и тепличные комбинаты. Схемы их электроснабжения, в зависимости от категории надежности электроснабжения, отличаются от типовых схем для сельского хозяйства и приближаются к соответствующим схемам для промышленных предприятий.

Для проектирования электрических линий, подстанций и станций необходимо знать нагрузку отдельных электроприемников и их групп.

Расчетной является максимальная нагрузка за 30-минутный период времени. Различают дневной и вечерний максимум нагрузок потребителя или группы потребителей. Необходимо также знать коэффициент мощности расчетных нагрузок.

Для сельскохозяйственных потребителей в графиках нагрузки дневной максимум характерен для производственных потребителей и некоторых общественных зданий (школы, больницы и т.п.). Для бытовых потребителей наибольшее значение мощности наблюдается в вечернее время. При смешанной нагрузке график нагрузки может иметь пики как в дневное, так и в вечернее время. В этом случае соотношение значений дневной и вечерней расчетных нагрузок определяются долями нагрузок производственных и коммунально-

бытовых потребителей. В качестве расчетной нагрузки применяется большая из дневной или вечерней нагрузок.

Для распространенных в сельском хозяйстве электроприемников показатели нагрузки определяют по нормативам. При отсутствии типовых проектов и определении нагрузок, данные по которым отсутствуют, в типовой методике используют реальные графики электрической нагрузки. Графики нагрузки могут быть суточными и годовыми. При расчетах часто ограничиваются двумя характерными суточными графиками для зимнего и летнего дней. Годовой график – это изменение по месяцам года максимальной получасовой нагрузки. Годовой график по продолжительности составляют на основе суточных графиков за все дни года, при этом в среднем принимают, что потребители работают 200 дней по зимнему и 165 дней по летнему графикам.

В сельском хозяйстве нагрузка в течение суток значительно меняется и обычно значение T_m находится в пределах от 900 до 3400.

Методики определения расчетных нагрузок изложены для производственных потребителей: в РТМ 36.18.32-4-92 «Указания по расчету электрических нагрузок»; для жилых и общественных зданий в СП 256.1325800.2016. «Свод правил. Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа», СП 31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий, а также в РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей». Институт «Сельэнергопроект» на основании статистических данных разработаны «Методические указания по расчету нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения» [4].

Поскольку многие сельскохозяйственные предприятия и объекты коммунально-бытового назначения строились по типовым проектам, то в справочной и учебной литературе [8] приводятся сразу расчетные нагрузки для конкретного объекта.

Расчетные нагрузки линий распределительных сетей 10-20 кВ определяют путем суммирования нагрузок на шинах 0,4 кВ подстанций и введения коэффициента одновременности K_o в зависимости от числа ТП:

Таблица 4.1

Коэффициенты одновременности для ЛЭП 10-20 кВ

Число ТП	2	3	5	10	20	25 и более
K_o	0,9	0,88	0,8	0,75	0,7	0,65

Расчетные нагрузки питающих линий и трансформаторных подстанций 35-110/10-20 кВ определяются суммированием расчетных нагрузок линий и подстанций 6-20/0,4 кВ со следующими коэффициентами одновременности:

Таблица 4.2

Коэффициенты одновременности для ЛЭП 35-110 кВ

Число ТП	2	3	4 и более
K_0	0,97	0,95	0,9

В сельском хозяйстве широко распространены сезонные потребители, которые потребляют электроэнергию не круглый год, а по сезонам: летом и осенью – пункты по переработке овощей, фруктов и зернотока; зимой и весной – теплицы и парники, летом и осенью – орошение и т.д. Если в зоне электроснабжения есть такие потребители, то их расчетные нагрузки определяют путем введения коэффициента сезонности $K_{сез}$, который можно принять из таблицы 4.3.

$$P_p = \sum_1^n P_i \cdot K_{сез,i}. \quad (4.1)$$

При питании нагрузок обычных и сезонных потребителей от одних линий и подстанций их нагрузки суммируются. Выбор параметров сети и мощности ТП производится по сезону наибольшей суммарной нагрузки.

4.3. Напряжения и схемы электрических сетей и трансформаторных подстанций

Выбор схем электроснабжения включает в себя выбор номинальных напряжений сети, ее конфигурацию, выбор и размещение трансформаторных подстанций различных напряжений, схемы их присоединения к источникам питания.

Таблица 4.3

Коэффициенты сезонности с/х потребителей

Потребитель	зима	весна	лето	осень
Несезонные (обычные)	1	0,8	0,7	0,9
Орошение	0,0-0,1	0,3-0,5	1	0,2-0,5
Парники и теплицы с электрообогревом	0,3	1	0	0
Предприятия по переработке сельхозпродукции	0,2	0	1	1

В качестве питающих используются линии электропередачи напряжением 35 и 110 кВ и трансформаторные подстанции 110/35, 110/10, 35/10 кВ.

Распределительные сети включают в себя линии напряжением 35, 20, 10 кВ и трансформаторные подстанции 35/0,4, 20/0,4 и 10/0,4 кВ. Сети напряжением 6 кВ для нового проектирования не применяются, а там, где они существуют, подлежат замене на сети 10 кВ. К распределительным сетям относятся и сети напряжением ниже 1 кВ, состоящие из линий напряжением 0,4/0,23 кВ.

Для электроснабжения сельского хозяйства в основном применяют двухступенчатую систему электроснабжения 110/10-10/0,4 кВ или реже 110/35-35/0,4 кВ.

Номинальные мощности районных трансформаторных подстанций (РТП) зависят от величин, характера и размещения нагрузки. На РТП обычно используют трансформаторы мощностью на напряжении 35/10 кВ – 630-6300 кВ·А, на 110/10-2500 – 10000 кВ·А, на 110/35/10-6300 – 16000 кВ·А. Трансформаторы необходимо устанавливать с автоматическим регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Установку двух трансформаторов на РТП необходимо предусматривать в следующих случаях:

1. при расчетной нагрузке на шинах 10 кВ, требующей установки трансформатора мощностью более 6300 кВ·А;
2. при числе отходящих линий 10 кВ шесть и более;
3. при расстоянии до ближайшей соседней РТП 35-110/10, превышающей 45 км;
4. при невозможности зарезервировать хотя бы одну из линий 10 кВ, питающую потребителей первой и второй категорий от соседней РТП;
5. когда заменой сечений проводов на магистрали линии 10 кВ невозможно обеспечить нормированные отклонения напряжения у потребителей в послеаварийном режиме.

Во всех остальных случаях применяют однострансформаторные подстанции.

Различают следующие типы подстанций по их положению в сети высшего напряжения (рисунок 27): тупиковые (концевые); ответвительные (присоединяемые к проходящим линиям глухим присоединением); проходные (включаемые в рассечку линии); узловые, в которые сходятся не менее трех линий).

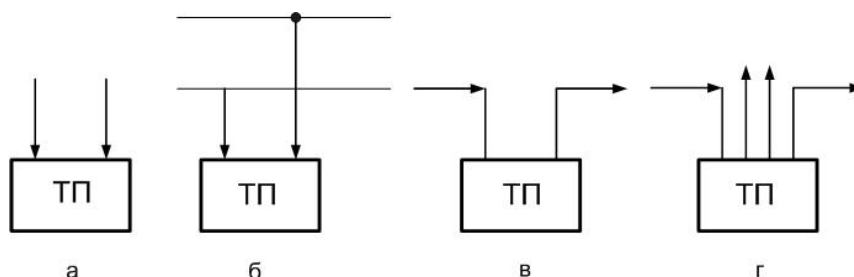


Рис. 27. Типы подстанций: а) тупиковая; б) ответвительная; в) проходная; г) узловая

Двухтрансформаторные подстанции рекомендуется присоединять к линии по схеме «заход»-«выход», т.е. для подстанций проходного типа.

Основные типовые схемы РУ подстанций на напряжении 35 кВ приведены на рисунке 28, а на напряжении 110 кВ – на рисунке 28.

В схеме рисунка 28,а ранее применявшаяся установка короткозамыкателя с отделителем в настоящее время не рекомендуется из-за усложнения защиты и утяжеления работы выключателя на головном участке.

На рисунках 28,в и 29,в приведены схемы, с помощью которых можно секционировать питающую линию. Трансформаторы в данном случае присоединяют к линии по обе стороны выключателя. Если с одной или другой стороны от подстанции повреждается линия, то она отключается вместе с трансформатором. Однако последний может быть быстро включен после отключения на подстанции разъединителя поврежденной линии и включения секционного выключателя.

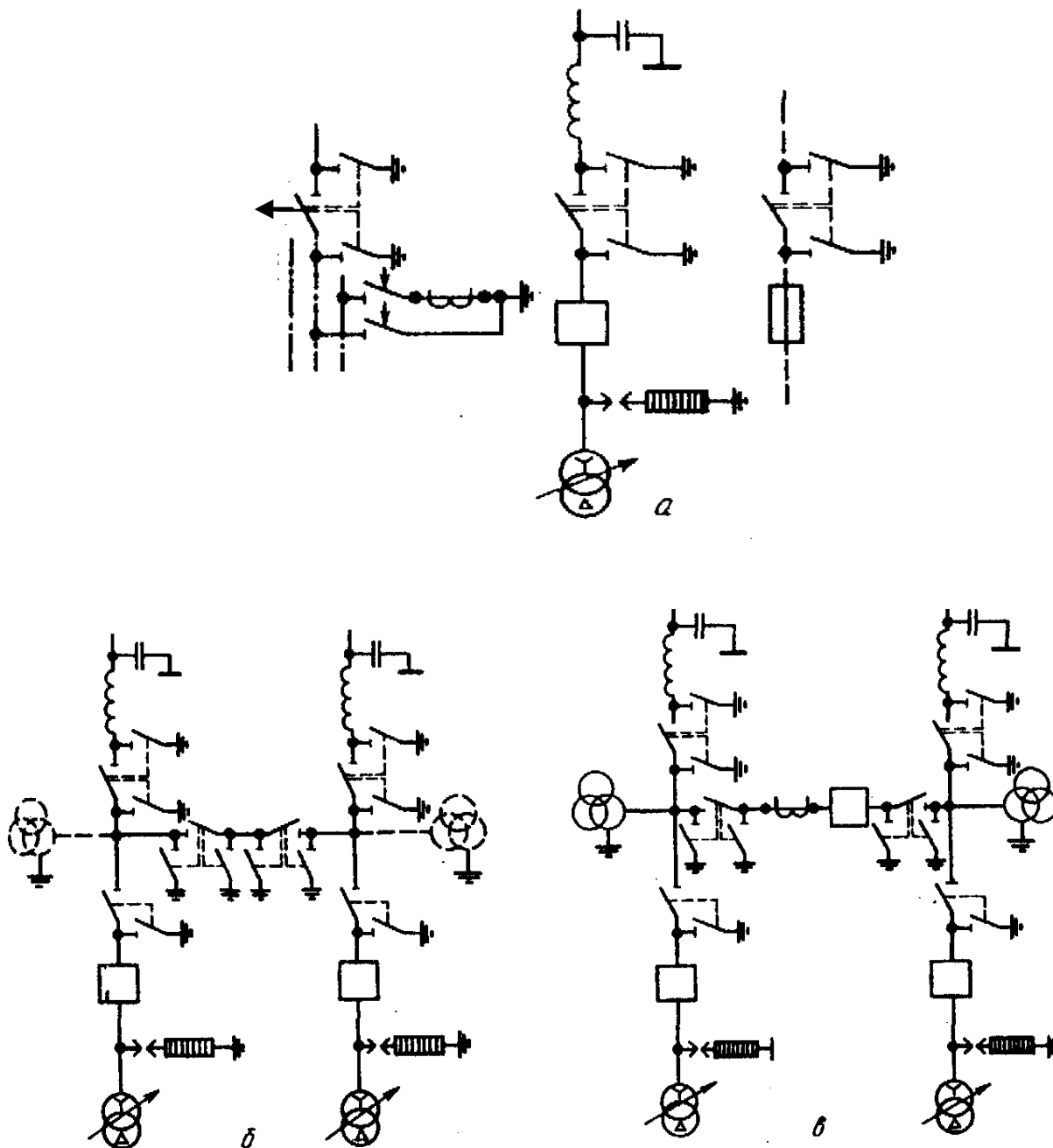


Рис. 28. Схемы соединений РУ ТП на напряжении 35 кВ: а) блок линия-трансформатор с выключателем (вариант с предохранителем); б) два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой; в) мостик с выключателями в перемычке и цепях трансформаторов

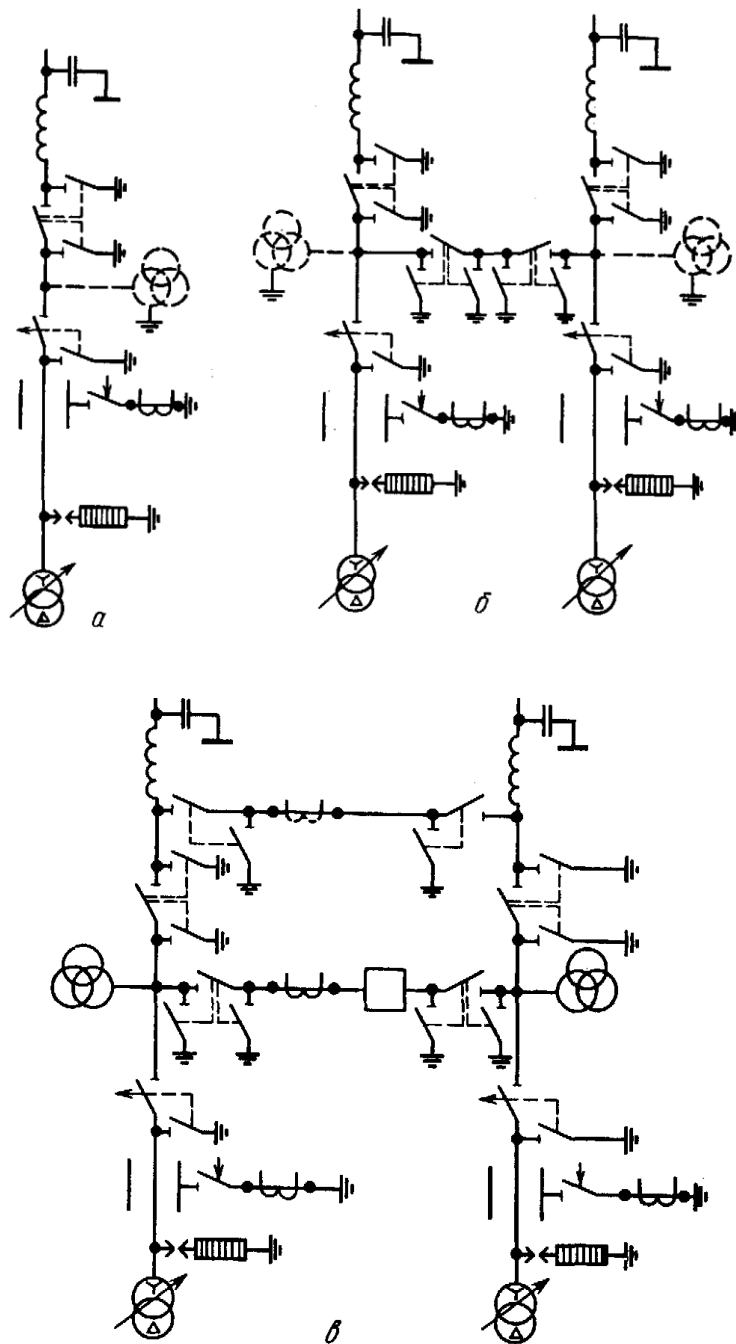


Рис. 29. Схемы соединений РУ ТП на напряжении 110 кВ

Мостиковые схемы с выключателем в перемычке применяют при двухстороннем питании или транзите мощности на напряжении 35-110 кВ.

Трансформаторы напряжения на стороне 35-110 кВ предназначены для питания защиты, автоматизации и измерения напряжения и расхода электроэнергии.

На стороне 10 кВ применяют одинарную секционированную (при двухтрансформаторной РТП) систему шин.

Схемы электрических сетей следует основывать на использовании воздушных взаимно резервирующих секционированных линий. Схемы этих сетей нужно строить по магистральному принципу: к магистралям, по которым осуществляется взаимное резервирование линий, кроме ТП обычного типа

следует присоединять опорные трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ (ОТП). Они представляют собой ТП 10/0,4 кВ, как правило, в закрытом исполнении, с развитым РУ 10 кВ, предназначенным для присоединения радиальных линий 10 кВ, автоматического резервирования магистрали, размещения устройств автоматики и телемеханики. ОТП устанавливают у потребителей первой категории или на хозяйственных дворах центральных усадеб хозяйств. На рисунке 30 приведена одна из возможных схем размещения ОТП.

На трансформаторных подстанциях напряжением 10/0,4 кВ в большинстве случаев устанавливают трансформаторы мощностью 25-630 кВ·А. При наличии потребителей первой категории предусматривают двухтрансформаторные ТП. Их целесообразно присоединять к линии 10 кВ по схеме «заход-выход».

ТП-10/0,4 кВ проектируют с применением комплектных трансформаторных подстанций (КТП) заводского изготовления наружной установки. На рисунке 30 приведены основные схемы первичных соединений РУ подстанций 10/0,4 кВ.

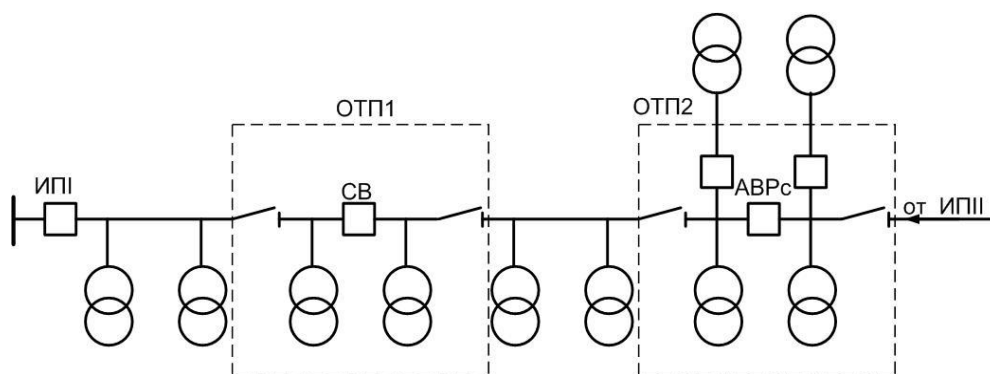


Рис. 30. Схема присоединений ТП и ОТП напряжением 10/0,4 кВ, питающих потребителей первой категории; СВ – секционирующий выключатель; АВРС – сетевое АВР

На подстанции тупикового типа (рисунок 31,а), разъединитель устанавливают на концевой опоре, а предохранители и разрядники 10 кВ – в КТП.

На рисунке 31,б однострансформаторная подстанция с выключателями нагрузки предназначена для одностороннего питания с транзитом мощности или двухсторонним питанием. Выключатели нагрузки позволяют производить переключения под нагрузкой вручную.

На рисунке 31,в однострансформаторная подстанция совмещена с пунктом автоматического секционирования или пунктом АВР линии напряжением 10 кВ.

На рисунке 31,г показана схема с двумя трансформаторами и шинами 10 кВ секционированными выключателями нагрузки и разъединителем. Схему применяют в сетях с двухсторонним питанием, где допускается ручное секционирование линий напряжением 10 кВ.

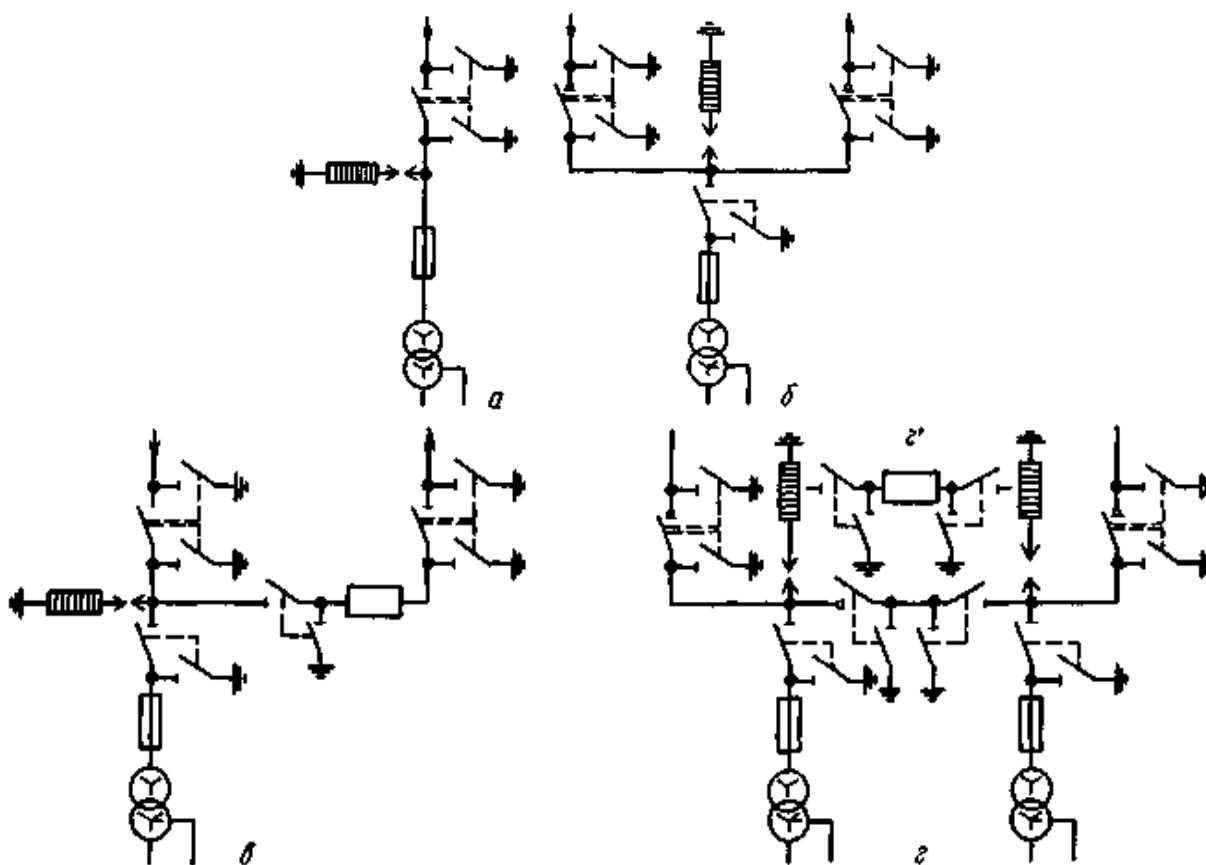


Рис. 31. Основные схемы РУ 10 кВ подстанций 10/0,38 кВ: а) тупиковая; б) с двусторонним питанием; в) то же с секционным выключателем; г) двухтрансформаторная с секционированием

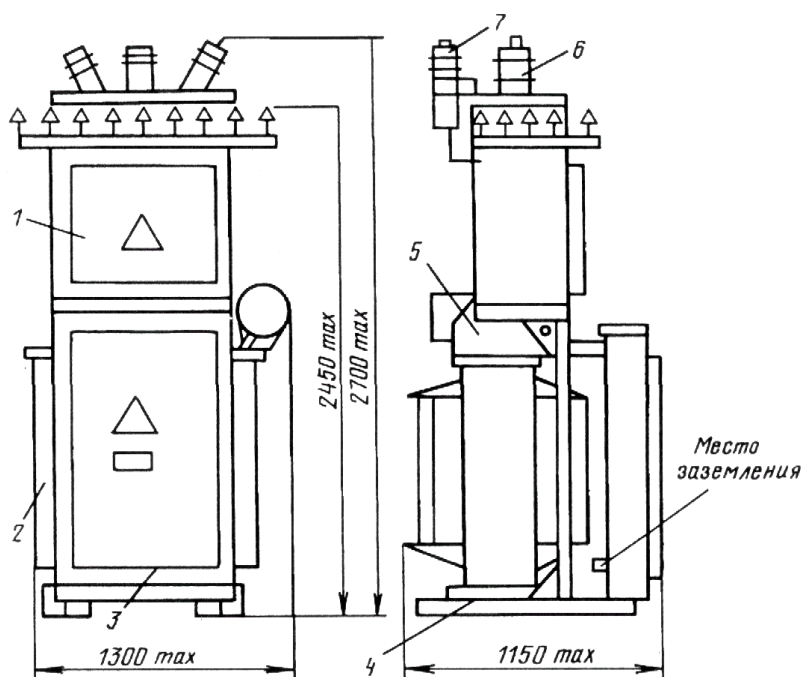


Рис. 32. Общий вид КТП 10/0,4 – 25-160 кВ·А: 1 – вводное устройство 10 кВ; 2 – трансформатор; 3 – РУ напряжением 0,4 кВ; 4 – салазки; 5 – кожух; 6 – проходные изоляторы; 7 – вентильный разрядник

4.4. Надежность электроснабжения и мероприятия для повышения ее уровня

В связи с серьезными количественными и качественными изменениями потребителей электрической энергии значительно возросла актуальность задачи обеспечения надежного электроснабжения.

В соответствии с ПУЭ все электроприемники делят на три категории в отношении обеспечения надежности электроснабжения.

К I категории относят электроприемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования (например: для сельского хозяйства – болезнь и гибель животных), массовый брак (порчу) продукции, нарушение сложных технологических процессов и т.п.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Перерыв в электроснабжении этих электроприемников от одного из источников допускается только на время автоматического восстановления питания.

Ко II категории относят электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовым недоотпускам продукции, простоям рабочих и механизмов, нарушению нормальной деятельности значительного числа городских и сельских жителей.

Электроприемники II категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух источников питания. При нарушении электроснабжения от одного из них допустимы перерывы в подаче электроэнергии на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой. Допускается питание электроприемников II категории по одной линии и от одного трансформатора, если возможно проведение ремонта или замены трансформатора за время не более одних суток.

К III категории относят все остальные электроприемники. Для них электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы в электроснабжении не превышают одни сутки.

С другой стороны, надежность электроснабжения можно рассматривать как экономический показатель, так как перерыв в электроснабжении приводит к ущербу (убытку). Кроме того, повышение надежности связано с дополнительными капитальными и эксплуатационными затратами.

Для повышения надежности электроснабжения могут быть использованы различные средства. Это связано, с одной стороны, с получением экономического эффекта, в первую очередь за счет уменьшения ущерба от перерывов в электроснабжении, с другой – с дополнительными затратами на сами средства. Поэтому повышение надежности электроснабжения целесообразно производить до определенного оптимального уровня, при котором достигается максимальный суммарный экономический эффект с учетом обеих составляющих.

Различные средства и мероприятия по повышению надежности электроснабжения можно разделить на две группы – **организационно-технические и технические**.

К организационно-техническим мероприятиям относят следующие:

1. Повышение требований к эксплуатационному персоналу, в том числе к трудовой и производственной дисциплине, а также повышение квалификации персонала.

2. Рациональная организация текущих и капитальных ремонтов и профилактических испытаний, в том числе совершенствование планирования ремонтов и профилактических работ, механизация ремонтных работ, ремонт линий под напряжением.

3. Рациональная организация отыскания и ликвидации повреждений, в том числе совершенствование поиска повреждений, в частности с использованием специальной аппаратуры.

4. Обеспечение аварийных запасов материалов и оборудования. Следует стремиться к оптимальному объему этих запасов, так как их излишек связан с потерей капиталовложений, а недостаток может привести к увеличению срока восстановительных работ.

К техническим средствам и мероприятиям по повышению надежности электроснабжения относят следующие:

1. Повышение надежности отдельных элементов сетей, в том числе опор, проводов, изоляторов, различного линейного и подстанционного оборудования.

2. Сокращение радиуса действия электрических сетей. Воздушные электрические линии – наиболее повреждаемые элементы системы сельского электроснабжения. Число повреждений растет примерно пропорционально увеличению длины линий.

Например: в системе сельского электроснабжения должна быть проведена значительная работа по разукрупнению трансформаторных подстанций и сокращению радиуса действия сетей, который для линий напряжением 10 кВ должен быть повсеместно снижен до 15 км, а в дальнейшем – примерно до 7 км, как это принято во многих зарубежных странах.

3. Применение подземных кабельных сетей. Значительные преимущества перед воздушными линиями имеют подземные кабельные. Они короче воздушных, так как их не нужно прокладывать по обочинам полей севооборотов, а можно вести по кратчайшему расстоянию через поля. Основное же преимущество кабельных линий – их высокая надежность в эксплуатации. Число аварийных отключений снижается в 8...10 раз. Однако продолжительность ликвидации аварий на кабельных линиях при современном уровне эксплуатации примерно в 3 раза больше, так как сложнее найти место повреждения. Воздушные линии 0,4 кВ выполняются с использованием самонесущих изолированных проводов (СИП).

4. Сетевое и местное резервирование. Распределительные электрические сети работают в основном в разомкнутом режиме, т.е. они обеспечивают одностороннее питание потребителей. При таком режиме можно снизить значения токов короткого замыкания, применить более дешевую аппаратуру, в

частности выключатели, разъединители и др., снизить потери мощности в сетях, облегчить поддержание требуемых уровней напряжения на подстанциях и т.п. При этих условиях надежность электроснабжения потребителей значительно ниже, чем при замкнутом режиме, т.е. при двухстороннем питании потребителей. В качестве резервного источника может быть использована вторая линия электропередачи от другой подстанции (или от другой секции шин двухтрансформаторной подстанции). Такое резервирование называют сетевым. Более независимым источником служит резервная электростанция (местное резервирование). В системе электроснабжения для питания наиболее ответственных потребителей в период аварии основной линии чаще всего в качестве резервной используют дизельные электростанции небольшой мощности, применение которых намечается значительно расширить.

5. Автоматизация сельских электрических сетей, в том числе совершенствование релейной защиты, использование автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резерва (АВР), автоматического секционирования, устройств автоматизации поиска повреждений, автоматического контроля ненормальных и аварийных режимов, телемеханики.

ГЛАВА 5. ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

5.1. Общие сведения о проектировании

Строительство новых, реконструкция и расширение действующих предприятий, организация производства новых изделий и внедрение новейших технологий осуществляется на основании проектов. Проектирование как форма инженерной деятельности предполагает разработку технической документации, обеспечивающей создание и развитие организационных систем типа цех, предприятие, объединенных общностью целей функционирования и развития.

Решение и проектирование крупных и сложных предприятий и сооружений принимается на основе технико-экономического обоснования (ТЭО), а небольших предприятий, объектов — на основе технико-экономических расчетов (ТЭР). На стадии ТЭО определяется порядок разработки проектной документации: в две стадии — проект и рабочая документация или в одну — рабочий проект.

В ТЭО для заданного вида и объема выпуска предполагаемой продукции производятся расчеты потребности в необходимом оборудовании, электрической и тепловой энергии, воде и прочих видах энергоресурсов: составляется укрупненная смета на строительство объекта, сооружение инженерных сетей и делается вывод о целесообразности (или нецелесообразности) предполагаемого строительства, расширения или реконструкции действующего производства.

В ТЭО должны закладываться наиболее перспективные и экономичные решения на основе последних достижений науки и техники.

После рассмотрения и утверждения ТЭО заказчиком и инвестором выполняется разработка проектно-сметной документации (ПСД). Она может выполняться в одну или две стадии и называется соответственно одностадийное или двухстадийное проектирование.

Для разработки проекта запрашиваются от энергоснабжающих организаций технические условия на получение тепла, электроэнергии, воды, сброс стоков, обеспечение средств связи и др. или принимаются решения о строительстве необходимых энергообъектов. В заявке на получение технических условий указывается: предполагаемая потребная мощность или часовой расход энергоресурсов, напряжение и мощность наибольших электроприемников, категоричность электроснабжения производства, режим работы предприятия и другие необходимые сведения.

На основании представленной заявки энергоснабжающие организации выдают технические условия на присоединение объекта к инженерным сетям энергоснабжающих организаций, которые должны быть учтены при разработке ПСД.

Выполнение требований технических условий энергоснабжающих организаций для проектировщика является строго обязательным.

Квалифицированный проектировщик должен не только уметь разрабатывать проекты той или иной электроустановки, но и представлять, как эту установку можно смонтировать и безопасно эксплуатировать. А это практически невозможно без знания соответствующих разделов таких действующих нормативных документов, как Правила устройства электроустановок, Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, соответствующие ГОСТы, СНиПы и другая нормативная документация.

Кроме того, на базе перечисленных нормативных документов, ведущими проектными институтами, такими как Энергосетьпроект, Электропроект, Тяжпромэлектропроект и др., разрабатываются Нормы технологического проектирования (НТП) на различные электроустановки, которыми необходимо пользоваться при проектировании. Примерами таких НТП являются: «Проектирование электроснабжения промышленных предприятий», «Проектирование силовых электроустановок промышленных предприятий», «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий».

Проектная документация разрабатывается и оформляется в соответствии с требованиями ГОСТов «Система проектной документации для строительства» (СПДС) и «Единая система конструкторской документации» (ЕСКД).

Основными ГОСТами являются:

- 1) ГОСТ Р.21.1101-2013 «Основные требования к проектной и рабочей документации»;
- 2) ГОСТ 21.110-2013 СПДС «Правила выполнения спецификации оборудования, изделий и материалов»;
- 3) ГОСТ 21.607-2014 СПДС «Электрическое освещение территории промышленных предприятий. Рабочие чертежи»;

- 4) ГОСТ 21.608-2014 СПДС «Внутреннее электрическое освещение. Рабочие чертежи»;
- 5) ГОСТ 21.613-2014 СПДС «Силовое электрооборудование. Рабочие чертежи»;
- 6) ГОСТ 21.210-2014 СПДС «Изображения условные графические электрооборудования и проводок на планах»;
- 7) ГОСТ 2.701-2008 ЕСКД «Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению»;
- 8) ГОСТ 2.702-75 ЕСКД «Правила выполнения электрических схем».

5.2. Состав проектной документации

Проект на строительство предприятий, зданий и сооружений производственного назначения обычно состоит из следующих разделов:

1. общая пояснительная записка;
2. генеральный план и транспорт;
3. технологические решения;
4. управление производством и организация условий охраны труда;
5. архитектурно-строительные решения;
6. решения по обеспечению энергоресурсами (инженерное оборудование, сети и системы);
7. организация строительства;
8. охрана окружающей среды;
9. сметная документация;
10. эффективность инвестиций.

Проектирование энергетического обеспечения промышленного предприятия, как правило, является составной частью проекта предприятия и входит в состав раздела «Инженерное оборудование, сети и системы», хотя отдельные фрагменты по системам могут входить и в другие разделы.

Рабочие чертежи, предназначенные для производства строительных и монтажных работ, объединяют в комплекты (основные комплекты) по маркам в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013, выдержка из которого приведена в таблице 5.1.

Основной комплект рабочих чертежей (РЧ) включает в себя общие данные по рабочим чертежам, чертежи, схемы, спецификации на оборудование и материалы.

На первых листах каждого основного комплекта приводятся общие данные по рабочим чертежам, включающие:

- а) ведомость рабочих чертежей основного комплекта;
- б) ведомость ссылочных и прилагаемых документов;
- в) ведомость основных комплектов рабочих чертежей (если их несколько);
- г) ведомость спецификаций (при наличии нескольких);
- д) условные обозначения, не установленные ГОСТами и значения которых не указаны на других листах РЧ;
- е) общие указания (пояснительная записка);

ж) другие данные, предусмотренные соответствующими стандартами СПДС.

Таблица 5.1

Марки основных комплектов рабочих чертежей

Наименование основного комплекта рабочих чертежей	Марка
Технология производства	ТХ
Генеральный план и транспорт	ГТ
Отопление и вентиляция	ОВ
Силовое электрооборудование	ЭМ
Наружное электроосвещение	ЭН
Электрическое освещение (внутреннее)	ЭО
Электроснабжение	ЭС
Системы связи	СС
Тепломеханические решения	ТМ

Ведомость рабочих чертежей содержит последовательный перечень чертежей листов основного комплекта.

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов составляют по разделам: а) ссылочные документы; б) прилагаемые документы.

К ссылочным документам относятся документы, на которые приведены ссылки в рабочих чертежах:

а) чертежи типовых конструкций, изделий и узлов с указанием наименования и обозначения, номера серии и выпуска;

б) стандарты, в состав которых включены чертежи, предназначенные для изготовления изделий.

В раздел «Прилагаемые документы» включают документы, разработанные в дополнение к рабочим чертежам, в том числе:

- рабочую документацию на отдельные изделия, конструкции;
- спецификацию оборудования изделий и материалов;
- локальные сметы (при необходимости).

В общих указаниях приводят:

а) основание для разработки рабочей документации (задание на проектирование, утвержденный проект);

б) запись о результатах проверки на патентную чистоту, а также номера авторских свидетельств и заявок;

в) запись о том, что рабочие чертежи разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами;

г) перечень видов работ, для которых необходимо составлять акты освидетельствования скрытых работ;

д) другие необходимые указания.

Разработанная ПСД подлежит согласованию с заказчиком, инвестором и контролирующими организациями, такими как Ростехнадзор, Роспотребнадзор, Государственный пожарный надзор и др.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гужов Н.П., Ольховский В.Я., Павлюченко Д.А. Системы электроснабжения [Текст]: Учебник. Ростов н/Д: Феникс, 2011. – 384 с.
2. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование промышленных предприятий: [Текст]: Учебное пособие / Э.А. Киреева. М.: КНОРУС, 2011. – 368 с.
3. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: [Текст]: Учебник для студентов высших учебных заведений/ Б.И. Кудрин. М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672с.
4. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учебное пособие / Г.Н. Ополева - М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с.
5. Правила устройства электроустановок: [Текст]: Все действующие разделы, 2007. – 853с., ил.
6. СП 31-110-2003. «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий», введен с 1.01.2004 г.
7. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 1995 с изменениями 1999 г.
8. Лещинская Т.Б. Электроснабжение сельского хозяйства М.: Колос, 2006. – 368 с.
9. Балашов О.П. Электроснабжение: Учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению 140400 «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения /Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 2014. – 126 с.
10. СП 256.1325800.2016. «Свод правил. Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа», введены 02.03.2017 г.
11. Правила применения скидок и надбавок к тарифам на электроэнергию за потребление и генерацию реактивной энергии /Промышленная энергетика. 1998. №10.
12. ГОСТ 14209-97. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. Госстандарт России. М., 1997.
13. Бурдочкин Ю.С. Системы электроснабжения: Учебное пособие для студентов специальности 140211 всех форм обучения/Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 2007. – 92 с.
14. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
15. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. НТП ЭПП-94, АООО ВНИПКИ Тяжпромэлектропроект. 1994.
16. Проектирование силовых электроустановок промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. ОАО ВНИПКИ Тяжпромэлектропроект. 1997.

17. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. М.: НЦ ЭНАС, 2012.

18. Шведов Г.В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчетные нагрузки, распределительные сети: учебное пособие / Г.В. Шведов. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 268 с.

19. ГОСТ Р.21.1101-2013 «Основные требования к проектной и рабочей документации».

20. ГОСТ 21.110-2013 СПДС «Правила выполнения спецификации оборудования, изделий и материалов».

21. Балашов О.П., Парфенова Н.А. Электроэнергетика: Основы электроснабжения. Перенапряжения в электроэнергетических системах и защита от них: Учебное пособие для студентов вузов специальности 140211 «Электроснабжение» всех форм обучения /Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 2011. – 133 с.

Балашов Олег Петрович

Системы электроснабжения городов и промышленных предприятий

Учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению «Электроэнергетика и электротехника», всех форм обучения

Редактор Е.Ф. Изотова

Подписано к печати 12.12.18. Формат 60x84 1/16
Усл. печ. л. 4,62. Тираж 50 экз. Зак. 181681. Рег. № 23.

Отпечатано в ИТО Рубцовского индустриального института
658207, Рубцовск, ул. Тракторная, 2/6.