Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
Высшего профессионального образования
«Амурский государственный университет»

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой энергетики
_____ Ю.В. Мясоедов
«____»_____2012 г.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО ДИСЦИПЛИНЕ

для специальности 140211.65 – «Электроснабжение»

Составитель: Ю.В. Мясоедов

Благовещенск

2012 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Рабочая программа дисциплины 3
2. Краткий конспект лекций 25
3. Практические занятия, их содержание и объем в часах 184
3.1. Методические рекомендации по проведению практических занятий 184
3.2. Перечень тем практических занятий 185
3.3. Методические указания по проведению практических занятий 185
4. Методические рекомендации по выполнению курсового проекта «Проектирование системы электроснабжения жилого района города (сельскохозяйственного района с малой плотностью нагрузок)» 186
5. Самостоятельная работа студентов 320
6. Методические указания по выполнению домашних заданий и контрольных работ 333
7. Перечень программных продуктов, реально используемых в практике деятельности выпускников 334
8. Методические указания по применению современных информационных технологий 335
9. Методические указания по организации межсессионного контроля знаний студентов 335
10. Фонд тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний по дисциплине 338
Приложение 1 351
Приложение 2 408
11. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины «Электроснабжение городов 439

1. Рабочая программа дисциплины

1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

Целями освоения дисциплины «Электроснабжение городов» является формирование систематизированных знаний в области городских электрических сетей, приобретение студентами навыков их проектирования, изучение вопросов анализа, расчетов, и основ эксплуатации систем электроснабжения городов.

Эти знания позволят выпускникам успешно решать задачи в профессиональной деятельности, связанной с проектированием, обслуживанием и эксплуатацией систем электроснабжения городов.

Задачи дисциплины:

- Изучение научных основ построения систем электроснабжения городов, технологий анализа и синтеза схем электрических сетей, принципов и методов разработки и реализации оптимальных технических решений при их проектировании.
- Изучение методов и алгоритмов расчетов установившихся режимов городских электрических сетей, в том числе и с помощью промышленных программно-вычислительных комплексов.
- Овладение методами технических и экономических расчетов, на основе которых выбираются конкретные схемные, параметрические, конструктивные и режимные решения для электрических сетей городских систем электроснабжения.
- Формирование системных и профессиональных компетенций по проектированию и эксплуатации электрических сетей, по применению энергосберегающих технологий.

2. МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ООП ВПО

Дисциплина «Электроснабжение городов» входит в цикл дисциплин специализации (СД.ДС.Ф.3) и относится к модулю дисциплин, формирующих специальные профессиональные знания и компетенции, необходимые при изучении дисциплин «Электроснабжение промышленных предприятий», «Оперативные переключения», «Надежность электроснабжения» входящих в циклы СД и ДС, а также при выполнении дипломного проекта

Дисциплина базируется на курсах цикла общих математических и общенаучных дисциплин (ЕН) «Математика», «Физика», «Математические задачи энергетики», читаемых в 1 – 5 семестрах, курсах «Электроэнергетика», «Теоретические основы электротехники», «Электромеханика», входящих в цикл общепрофессиональных дисциплин (ОПД) и читаемых в 3 – 5 семестрах.

Студенты, обучающиеся по данной дисциплине, должны знать и владеть следующими материалами:

Математика – алгебра, решение систем алгебраических уравнений, дифференциальные и интегральные исчисления, графы, теория функций комплексного переменного, вероятность и статистика;

Физика – электричество и магнетизм, явления сверхпроводимости, полупроводники, принципы неопределенности;

Математические задачи энергетики – методы решения систем линейных и нелинейных уравнений , применение теории вероятностей и математической статистики в задачах электроэнергетики, методы оптимизации;

Теоретические основы электротехники – уравнения электромагнитного поля, законы электрических цепей; трехфазные цепи; теория электромагнитного поля, поверхностный эффект и эффект близости; электромагнитное экранирование;

Электромеханика – типы электрических машин, трансформаторы, автотрансформаторы, их режимы работы, конструкции;

Электроэнергетика – основные сведения об электрических сетях, схемах станций и подстанций, общие сведения об электроэнергетике.

«Переходные процессы в электроэнергетических системах»: расчёты и анализ токов коротких замыканий, выбор электрооборудования.

«Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения»: характеристики токов и напряжений в ненормальных и аварийных режимах и основных электроприёмников, применение основных типов релейных защит; расчёты и выбор параметров аппаратов, основные сведения о телемеханизации и диспетчерском управлении.

3. ТРЕБОВАНИЯ К УРОВНЮ ОСВОЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

В результате освоения дисциплины обучающийся должен демонстрировать следующие результаты образования:

1) Знать:

общие сведения о системах электроснабжения городов (СЭГ);

электроэнергетические характеристики и электрические нагрузки основных групп потребителей;

источники питания систем ЭГ;

конфигурации распределительных и питающих сетей 0,4-330 кВ;

конструктивные особенности подстанций и распределительных (питающих) электрических сетей

методы расчета режимов;

оптимизацию структуры сетей и параметров режимов их работы;

2) Уметь:
определять электрические нагрузки;

составлять схемы замещения и определять их параметры для сетей различной конфигурации;

рассчитывать нормальные и послеаварийные режимы сетей различной конфигурации нескольких уровней номинального напряжения;

обеспечивать требуемое качество электрической энергии;

оптимизировать структуры режимов работы.

3) Владеть навыками:

выбора основного электрического оборудования и конструктивного исполнения линий электропередачи и подстанций;

выбора источников питания систем ЭСГ;

составления и поддержания балансов электроэнергии.

4.СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ»

Общая трудоемкость дисциплины составляет 114 часов.

№ п/п	Раздел дисциплины	Семестр	Неделя семестра	Виды учебной работы, включая самостоятельную работу студентов и трудоемкость (в часах)			Формы текущего контроля успеваемости *(по неделям семестра)* Форма промежуточной аттестации *(по семестрам)*
				ЛК	ПЗ	СРС	
1	Современное состояние и технико-экономические показатели	9	1-5	14	4	6	1,3,5 недели – блиц-опрос на лекции; 2,4 недели – опрос на практическом занятии, защита индивидуального

№ п/п	Раздел дисциплины	Семестр	Неделя семестра	Виды учебной работы, включая самостоятельную работу студентов и трудоемкость (в часах)			Формы текущего контроля успеваемости *(по неделям семестра)* Форма промежуточной аттестации *(по семестрам)*
				ЛК	ПЗ	СРС	
	распределительных сетей						**домашнего задания**
2	**Электрические расчеты и оценка надежности электроснабжения городских потребителей**	**9**	**6-10**	**14**	**4**	**6**	**6,8,10 неделя - блиц-опрос на лекции; 13 неделя – контрольная работа; 7,9 неделя - опрос на практическом занятии, защита индивидуального домашнего задания**
3	**Режимы работы и организация эксплуатации электрических сетей**	**9**	**11-14**	**14**	**6**	**6**	**11 неделя – коллоквиум; 12 неделя - опрос на практическом занятии, защита индивидуального домашнего задания; 13 неделя – контрольная работа 14 неделя– блиц-опрос на лекции**
4	**Промежуточная аттестация**	**9 9**					**Экзамен КП**

Примечания:
ЛК – лекции, ПЗ – практические занятия, СРС – самостоятельная работа студентов.

5.СОДЕРЖАНИЕ РАЗДЕЛОВ И ТЕМ ДИСЦИПЛИНЫ

5.1. Лекции

Раздел 1. Современное состояние и технико-экономические показатели распределительных сетей

Тема 1. Введение. Основные определения и исходные положения. (4 час.)

Современное состояние энергетики и тенденции ее развития. Перспективы развития электроэнергетики на Дальнем Востоке. Города как потребители электрической энергии. Классификация и структура городов. Характеристики планировки городов. Условия пользования электрической энергией и порядок присоединения новых и дополнительных мощностей. Напряжения систем электроснабжения. Общая характеристика систем электроснабжения городов. Основные термины и определения.

Тема 2. Нагрузки электрических сетей и уровни электропотребления. (4 час.)

Графики нагрузок городских потребителей (ГЭН) и уровни электропотребления. Общие положения расчета нагрузок. Расчетные электрические нагрузки элементов системы электроснабжения. Расчет нагрузки бытовых потребителей. Расчет нагрузки общественно-коммунальных потребителей. Расчет нагрузки промышленных потребителей. Расчет нагрузки элементов системы электроснабжения. Учет электроэнергии и расчеты за нее.

Тема 3. Технико-экономические расчеты и выбор оптимальных параметров систем электроснабжения (4 час.)

Основные положения технико-экономических расчетов. Технико-экономические показатели ЛЭП. Технико-экономические показатели трансформаторов. Оптимальные параметры глубокого ввода 35-110 кВ. Технико-экономические показатели распределительных сетей. Оптимизация параметров и анализ технико-экономических показателей. Оптимизация уровня электрификации быта.

Тема 4. Напряжения систем электроснабжения (2 часа).

Стандартные напряжения. Исходные положения выбора напряжения ЛЭП. Рациональная дальность передачи при напряжении 6-10 кВ в системе электроснабжения. Выбор напряжения распределительных сетей. Выбор числа ступеней трансформации напряжения. Перевод действующих сетей на повышенное напряжение. Обеспечение качества напряжения.

Раздел 2. Электрические расчеты и оценка надежности электроснабжения городских потребителей

Тема 5. Структура и схемы построения СЭГ (4 час.)

Основные определения. Требования к надежности электроснабжения городских потребителей. Общие требования к построению системы электроснабжения города. Структура системы электроснабжения города и электроснабжающие сети. Схемы построения питающих сетей 6-10 кВ. Основные принципы построения городской распределительной сети.

Тема 6. Электрические расчеты сетей (4 час.)

Характеристика расчетных режимов. Выбор сечения проводов и жил кабелей по экономической плотности тока. Выбор сечения проводов и жил кабелей по нагреву. Выбор сечения проводов и жил кабелей по допустимой потере напряжения. Потери напряжения в трансформаторах. Потери мощности и энергии в сетях.

Тема 7. Надежность электроснабжения (2 час.)

Исходные положения. Классификация электроприемников. Расчет надежности. Критерии и оптимизация надежности. Примеры расчета надежности. Оптимизация надежности в условиях неопределенности.

Тема 8. Воздушные и кабельные линии электропередачи (4 час.)

Воздушные линии электропередачи. Определения и общие требования. Марки проводов и область применения. Опоры и арматура. Выбор трассы.

Кабельные линии электропередачи Определения и общие требования. Марки кабелей и область применения силовых кабелей. Арматура силовых кабелей. Прокладка кабельных линий в земле, в кабельных сооружениях.

Раздел 3. Режимы работы и организация эксплуатации электрических сетей

Тема 9. Подстанции и распределительные устройства (4 часа).

Определения и основные требования к расположению подстанций в городских условиях. Силовые трансформаторы. Заземляющие устройства. Защита от шума. Упрощенные схемы понижающих подстанций. Подстанции 35-110-220 кВ. Распределительные пункты 6-10 кВ. Комплектные распределительные устройства. Трансформаторные подстанции 6-10/0,38 кВ.

Тема 10. Защита и автоматика городских распределительных сетей (4 час.)

Выключатели, выключатели нагрузки, предохранители и автоматические выключатели. Защита трансформаторов и сетей напряжением до 1000 В. Автоматические устройства в сети напряжением до 1000 В. Автоматические устройства распределительной сети 6-10 кВ.

Тема 11. Режимы работы и организация эксплуатации электрических сетей (2 часа).

Требования к качеству напряжения. Регулирование и изменение напряжения. Ограничение токов короткого замыкания. Режим нейтрали и компенсация емкостных токов замыкания на землю. Перевод действующих кабельных сетей на повышенное напряжение.

Тема 12. Системы электроснабжения городов и потребителей (4 часа).

Основные требования к системе электроснабжения города. Идеальная система электроснабжения города. Особенности электроснабжения отдельных потребителей. Система электроснабжения Москвы, Санкт-Петербурга, Благовещенска, Пекина, Берлина, Гамбурга, Лондона, Парижа.

5.2. Практические занятия

Практические занятия проводятся с целью закрепления знаний, полученных при изучении теоретического курса и формировании приведенных выше компетенций. Практические занятия проводятся с привлечением пакета программ «MathCad» и задач для самостоятельного решения.

№ п. п.	Наименование темы	Кол-во
1.	Определение показателей и характеристик графиков электрических нагрузок.	2
2.	Расчет электрических нагрузок.	2
3.	Технико-экономические расчеты в системах электроснабжения городов.	2
4.	Выбор напряжения распределительных сетей. Выбор числа ступеней трансформации напряжения.	2
5.	Выбор сечения проводов (кабелей). Потери напряжения в трансформаторах. Потери мощности и энергии в сетях.	2
6.	Выбор устройств защиты и автоматики в городских сетях.	2
7.	Обзор задач по всем темам за семестр	2

В процессе изучения дисциплины (после каждого практического занятия) студенты последовательно разрабатывают предложенные в задании вопросы и защищают их согласно графику, указанному в учебно-методической (технологической) карте дисциплины. На последнем практическом занятии студенты защищают комплексное задание целиком, с его анализом и оценкой принятых инженерных решений.

В качестве примера в приложении 1 приведено одно задание.

6. САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ РАБОТА

№ п/п	№ раздела дисциплины	Форма (вид) самостоятельной работы	Трудоёмкость в часах
1	1	подготовка к блиц-опросу на лекции; выполнение индивидуальных домашних заданий и подготовка к практическому занятию	3 3
2	2	подготовка к блиц-опросу на лекции; выполнение индивидуальных домашних заданий и подготовка к практическому занятию	3 3
3	3	подготовка к блиц-опросу на лекции; выполнение индивидуальных домашних заданий и подготовка к практическому занятию	3 3

Курсовой проект

Примерные темы курсового проекта: «Проектирование системы электроснабжения жилого района», «Проектирование городской электрической сети».

Отдельным видом самостоятельной работы студентов является курсовой проект, на выполнение которого отводится учебным планом 40часов.

Курсовой проект по данной дисциплине предназначен для изучения электроэнергетических характеристик и электрических нагрузок основных групп потребителей на территории города, решения вопросов их электроснабжения: расчета электрических нагрузок, выбора схем питающих (распределительных) сетей и расчета их режимов работы, выбора схемы и конструкции ТП и РП, выбора основного электрического оборудования и др.

Задание на КП «Проектирование системы электроснабжения жилого района»

Для выбранного района города (поселка) составить план расположения объектов городской системы электроснабжения и экспликацию зданий и сооружений. На основе плана и экспликации разработать следующие вопросы:

1. Краткая характеристика жилого района
2. Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ жилого района
   - 2.1. Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей
     - 2.1.1. Расчет электрических нагрузок жилых зданий
     - 2.1.2. Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями
   - 2.2. Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей
     - 2.2.1. Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений
     - 2.2.2. Расчет электрических нагрузок предприятий ЖКХ

2.2.3. Расчет электрических нагрузок городского электрифицированного транспорта
2.2.4. Расчет осветительной нагрузки
2.3. Расчет электрических нагрузок промышленных потребителей
2.4. Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ
2.5. Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ
2.6. Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ
2.7. Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП
3. Выбор числа и мощности ТП. При необходимости с учетом КРМ
4. Выбор схемы и конструкции ТП
5. Определение потерь мощности в трансформаторах ТП
6. Расчет электрических нагрузок на стороне 6-10 кВ жилого района
6.1. Расчет электрических нагрузок на стороне 6-10 кВ ТП
6.2. Расчет электрических нагрузок распределительных линий 6-10 кВ
6.3. Выбор схемы распределительной сети 6-10 кВ
6.4. Выбор сечений распределительной сети 6-10 кВ
6.5. Расчет электрических нагрузок РП (городской ПС)
6.6. Проверка необходимости КРМ на шинах РП (городской ПС)
7. Выбор схемы питающих линий 6-10 кВ
8. Выбор сечений питающих линий 6-10 кВ
9. Выбор схемы и конструкции РП (городской ПС)
10. Расчет токов КЗ
10.1. Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ
10.2. Расчет токов КЗ в сети 10 кВ
11. Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ
12. Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения
13. Выбор и проверка электрических аппаратов
14. Расчет емкостных токов замыкания на землю и выбор ДГР
15. Регулирование напряжения в городских электрических сетях
16. Релейная защита и автоматика
17. Технические средства диспетчерского и технологического управления
18. Технико-экономические показатели проекта

Графическая часть проекта включает в себя: варианты конфигурации и схемы построения электрической сети; подробную однолинейную электрическую схему оптимального варианта сети; план района с указанием прокладки электрической сети.

В приложении 2 приведен один вариант задания на курсовой проект.

7.ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

При реализации дисциплины «Электроснабжение городов» используются традиционные и современные образовательные технологии. Из современных образовательных технологий применяются информационные и компьютерные технологии с привлечением к преподаванию мультимедийной техники, технологии активного обучения, проблемного обучения. Применяются следующие активные и интерактивные формы проведения занятий: проблемные ситуации, компьютерные симуляции, деловые игры, на которых проводится структурный анализ систем электроснабжения существующих предприятий, вырабатываются навыки проектирования схем электроснабжения. В рамках дисциплины предусмотрены мастер-классы специалистов в области электроснабжения.

Самостоятельная работа студентов подразумевает работу под руководством преподавателя: консультации и помощь при выполнении индивидуального домашнего задания, при изучении материалов, выносимых на самостоятельную проработку, при подготовке к деловой игре, работу со схемами электроснабжения предприятий и городов, индивидуальную работу студента в компьютерном классе ЭФ или в библиотеке.

8.ОЦЕНОЧНЫЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ТЕКУЩЕГО КОНТРОЛЯ УСПЕВАЕМОСТИ, ПРОМЕЖУТОЧНОЙ АТТЕСТАЦИИ ПО ИТОГАМ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ И УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

Система оценочных средств и технологий для проведения текущего контроля успеваемости по дисциплине включает вопросы для блиц-опроса на лекциях, индивидуальные домашние задания, задания для контрольных работ.

Тематика вопросов блиц-опроса на лекциях совпадает с тематикой лекций.

Темы индивидуальных домашних заданий:

определить электрические нагрузки;

выбрать источники питания систем ЭСГ;

классифицировать городские электрические сети;

составить схемы замещения и определять их параметры для сетей различной конфигурации;

рассчитать нормальные и послеаварийные режимы сетей различной конфигурации нескольких уровней номинального напряжения;

оптимизировать структуры режимов работы;

выбрать основное электрическое оборудование и конструктивное исполнение линий электропередачи и подстанций;

обеспечить требуемое качество электрической энергии;

составить и поддержать балансы электроэнергии

Темы контрольных работ:

модуль 2 – Электрические расчеты и оценка надежности электроснабжения городских потребителей;

модуль 3 – Режимы работы и организация эксплуатации электрических сетей.

Коллоквиум проводится по третьему модулю дисциплины на тему: «Определения и основные требования к расположению подстанций в городских условиях».

Система оценочных средств и технологий для проведения промежуточной аттестации по дисциплине – экзамена, включает контрольные вопросы к экзамену.

Вопросы к коллоквиуму

1. Выбор схемы и конструкции ТП.
2. Выбор схемы и конструкции РП.
3. Конструктивное исполнение и схемы соединений ГП и ПГВ 35-220 кВ.
4. Способы присоединения подстанций к электрической сети.
5. Схемы электрических соединений подстанций.
6. Определения и основные требования к расположению подстанций в городских условиях.
7. Упрощенные схемы понижающих подстанций.
8. Подстанции 35-110-220 кВ.
9. Распределительные пункты 6-10 кВ.
10. Комплектные распределительные устройства.
11. Трансформаторные подстанции 6-10/0,38 кВ.
12. Емкостные токи в системах с различными режимами нейтрали.
13. Режим нейтрали и компенсация емкостных токов замыкания на землю.
14. Регулирование напряжения в городских сетях.
15. Пункт секционирования 0,4 кВ. Назначение, устройство, схема, характеристика.
16. Пункт секционирования 6-10 кВ. Назначение, устройство, схема, характеристика.
17. Выключатели, выключатели нагрузки, предохранители и автоматические выключатели.
18. Емкостные токи в системах с различными режимами нейтрали.
19. Режим нейтрали и компенсация емкостных токов замыкания на землю.
20. Регулирование напряжения в городских сетях.
21. Выбор схемы электроснабжения города.
22. Выбор источников питания.
23. ВРУ жилого дома до 5 этажей.
24. ВРУ жилого дома до 9 этажей.
25. ВРУ жилого дома свыше 9 этажей.

Вопросы к защите курсового проекта

1. Расчет электрических нагрузок элементов системы электроснабжения.
2. Расчет нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП.
3. Выбор числа и мощности трансформаторов ТП.
4. Определение электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ.
5. Расчет нагрузок на шинах 10 кВ РП, ГП и ПГВ.
6. Определение расчетных электрических нагрузок на различных ступенях СЭГ.
7. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГП и ПГВ.
8. Выбор сечения проводов и жил кабелей по экономической плотности

тока.

9. Выбор сечения проводов и жил кабелей по нагреву.
10. Падение и потеря напряжения.
11. Определение наибольшей потери напряжения.
12. Выбор сечения проводов и жил кабелей по допустимой потере напряжения.
13. Выбор схемы питающих сетей 0,4 и 6-10 кВ.
14. Выбор схем распределительной сети 0,4 кВ.
15. Построение схем распределительной сети 6-10 кВ.
16. Выбор сечений воздушных и кабельных линий 0,4 и 6-10 кВ.
17. Выбор сечений воздушных и кабельных линий 0,4 кВ.
18. Выбор схемы электроснабжения города.
19. ВРУ жилого дома до 5 этажей.
20. ВРУ жилого дома до 9 этажей.
21. ВРУ жилого дома свыше 9 этажей.
22. Схема электроснабжения жилого дома.
23. Выбор схемы и конструкции ТП.
24. Выбор схемы и конструкции РП.
25. Конструктивное исполнение и схемы соединений ГП и ПГВ 35-220 кВ.

Контрольные вопросы к экзамену

1. Понятия: система электроснабжения, электрическая станция и подстанция, электрическая сеть.
2. Классификация и структура городов. Характеристики планировки городов.
3. Города как потребители электрической энергии.
4. Классификация городских потребителей электроэнергии.
5. Общие требования к построению системы электроснабжения города.
6. Структура системы электроснабжения города и электроснабжающая сеть.
7. Напряжения систем электроснабжения. Общая характеристика систем электроснабжения городов. Основные термины и определения.
8. Графики нагрузок городских потребителей (ГЭН) и уровни электропотребления.
9. Показатели графика электрических нагрузок.
10. Общие положения расчета нагрузок. Расчетные электрические нагрузки элементов системы электроснабжения.
11. Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей.
12. Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей.
13. Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений.
14. Расчет электрических нагрузок промышленных потребителей.
15. Расчет электрических нагрузок элементов системы электроснабжения.
16. Определение электрических нагрузок распределительных линий 0,4 кВ.
17. Расчет нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП.
18. Выбор числа и мощности трансформаторов ТП.
19. Определение электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ.
20. Расчет нагрузок на шинах 10 кВ РП, ГП и ПГВ.

21. Определение расчетных электрических нагрузок на различных ступенях СЭГ.
22. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГП и ПГВ.
23. Регулирующий эффект нагрузки.
24. Потребление реактивной мощности.
25. Выбор компенсирующих устройств.
26. Выбор сечения проводов и жил кабелей по экономической плотности тока.
27. Выбор сечения проводов и жил кабелей по нагреву.
28. Падение и потеря напряжения.
29. Определение наибольшей потери напряжения.
30. Выбор сечения проводов и жил кабелей по допустимой потере напряжения.
31. Классификация городских электрических сетей.
32. Городские электрические сети, пример.
33. Питающие сети, пример.
34. Схемы построения питающих сетей 0,4 и 6-10 кВ.
35. Выбор схемы питающих сетей 0,4 и 6-10 кВ.
36. Распределительные сети, пример.
37. Основные принципы построения городской распределительной сети.
38. Выбор схем распределительной сети 0,4 кВ.
39. Построение схем распределительной сети 6-10 кВ.
40. Выбор сечений воздушных и кабельных линий 0,4 и 6-10 кВ.
41. Выбор сечений воздушных и кабельных линий 0,4 кВ.
42. Выбор схемы электроснабжения города.
43. Выбор источников питания.
44. ВРУ жилого дома до 5 этажей.
45. ВРУ жилого дома до 9 этажей.
46. ВРУ жилого дома свыше 9 этажей.
47. Схема электроснабжения жилого дома.
48. Выбор схемы и конструкции ТП.
49. Выбор схемы и конструкции РП.
50. Конструктивное исполнение и схемы соединений ГП и ПГВ 35-220 кВ.
51. Способы присоединения подстанций к электрической сети.
52. Схемы электрических соединений подстанций.
53. Определения и основные требования к расположению подстанций в городских условиях.
54. Упрощенные схемы понижающих подстанций.
55. Подстанции 35-110-220 кВ.
56. Распределительные пункты 6-10 кВ.
57. Комплектные распределительные устройства.
58. Трансформаторные подстанции 6-10/0,38 кВ.
59. Расчет токов короткого замыкания в сетях до 1 кВ.
60. Выбор оборудования на напряжение до 1 кВ.
61. Проверка выбранных сечений линий до 1 кВ.
62. Расчет токов короткого замыкания в сетях выше 1 кВ.

63. Выбор оборудования на напряжение 6-10 кВ.
64. Проверка выбранных сечений линий выше 1 кВ.
65. Ограничение токов короткого замыкания.
66. Защита элементов системы электроснабжения на напряжение до 1 кВ.
67. Защита элементов системы электроснабжения на напряжение выше 1
68. Выключатели, выключатели нагрузки, предохранители и автоматические выключатели.
69. Емкостные токи в системах с различными режимами нейтрали.
70. Режим нейтрали и компенсация емкостных токов замыкания на землю.
71. Регулирование напряжения в городских сетях.
72. Пункт секционирования 0,4 кВ. Назначение, устройство, схема, характеристика.
73. Пункт секционирования 6-10 кВ. Назначение, устройство, схема, характеристика.
74. Автоматика в городских электрических сетях 0,4 кВ.
75. Автоматика в городских электрических сетях 10 кВ.
76. Условия пользования электрической энергией и порядок присоединения новых и дополнительных мощностей.
77. Учет электроэнергии и расчеты за нее.
78. Технико-экономические расчеты и выбор оптимальных параметров системы электроснабжения.
79. Оптимизация параметров и анализ технико-экономических показателей.
80. Оптимизация уровня электрификации быта.
81. Рациональная дальность передачи при напряжении 6-10 кВ в системе электроснабжения.
82. Выбор напряжения распределительных сетей. Выбор числа ступеней трансформации напряжения.
83. Перевод действующих сетей на повышенное напряжение.
84. Обеспечение качества напряжения.
85. Требования к надежности электроснабжения городских потребителей.
86. Идеальная система электроснабжения города.
87. Особенности электроснабжения отдельных потребителей.

Задания для экзамена сформированы в виде инженерных задач, включающих в себя проектирование электрических сетей, регулирование напряжения с помощью компенсирующих устройств, преобразование замкнутых электрических сетей для расчета режимов, использование практических приемов для ускорения расчетов режимов на ПЭВМ, представление схем электрической сети и ее параметров для расчета на ПЭВМ, анализ особых режимов электрических сетей.

9. УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ»

а) основная литература:

1. Кудрин, Б. И. Системы электроснабжения [Текст] : учеб. пособие / Б. И. Кудрин. - М. : Академия, 2011. - 352 с. - (Высшее проф. образование. Энергетика).

2. Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения [Текст] : справ.: учеб. пособие: рек. УМО / Г. Н. Ополева. - М. : ФОРУМ : ИНФРА - М, 2006. - 480 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 473 .

3. Мясоедов Ю.В. Электрическая часть станций и подстанций [Текст] : учеб. пособие: рек. ДВ РУМЦ / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина , А. Г. Ротачева, 2007. - 192 с.

б) дополнительная литература:

1. Коробов, Г. В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст] : учеб. пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова. - 2-е изд., испр. - СПб. : Лань, 2011. - 192 с.

2. Кужеков, Станислав Лукъянович. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию [Текст] / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - 3-е изд. - Ростов н/Д : Феникс, 2009. - 493 с. : ил. - (Профессиональное мастерство). - Библиогр. : с. 480.

3. Гремяков, Андрей Андреевич. Автоматизация расчетов систем электроснабжения [Текст] : лаборатор. практикум: учеб. пособие / А. А. Гремяков. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. - 47 с. : рис., табл.

4. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию предприятий и общественных зданий [Текст] / ред. С. И. Гамазин, Б. И. Кудрин, С. А. Цырук. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2010.

5. Электротехнический справочник [Текст] : в 4 т. / Под общ. ред. В.Г. Герасимов, Под общ. ред. А.Ф. Дьяков, Под общ. ред. Н.Ф. Ильинский, Гл. ред. А.И. Попов. - 8-е изд., испр. и доп. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2002. Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии : справочное издание. - 2002. - 964 с. : рис., табл. - Библиогр. в конце разд.- Предм. указ.: с. 961-963.

6. Балаков, Юрий Николаевич. Проектирование схем электроустановок [Текст] : учеб. пособие: доп. УМО / Ю. Н. Балаков, М. Ш. Мисриханов, А. В. Шунтов. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. - 288 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 286 .

7. Кужеков, С. Л. Городские электрические сети [Текст] : учеб. пособие / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - Ростов н/Д : МарТ, 2001. - 256 с.

8. Мясоедов, Юрий Викторович. Повышение качества электроэнергии и компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения [Текст] : [моногр.] / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 212 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 202 .

9. Электроснабжение городов [Текст] : учеб.-метод. комплекс для спец. 140211 - Электроснабжение / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Ю. В. Мясоедов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2006. - 456 с.

11. Конюхова, Е. А. Электроснабжение объектов [Текст] : учеб. пособие / Е.А.Конюхова. - М. : Мастерство, 2002. - 319 с. : рис. - Библиогр.: с. 311.

в) периодические издания (журналы):

1. Электричество;
2. Известия РАН. Энергетика;
3. Вестник ИГЭУ;
4. Вестник МЭИ;
5. Промышленная энергетика;
6. Энергетика. Сводный том;
7. IEEE Transaction on Power Systems;

8. International Journal of Electrical Power & Energy Systems.

г) программное обеспечение и Интернет-ресурсы

№	Наименование ресурса	Краткая характеристика
1	http://www.iqlib.ru	Интернет-библиотека образовательных изданий, в которой собраны электронные учебники, справочные и учебные пособия. Удобный поиск по ключевым словам, отдельным темам и отраслям знания
2	http://www.twirpx.com/files/tek/	Twirpx.com - это служба, обеспечивающая с помощью веб-интерфейса, расположенного только по адресу http://www.twirpx.com, и специализированного аппаратно-программного обеспечения хранение, накопление, передачу и обработку материалов Пользователей, представленной в электронном виде в публичный доступ. Интернет-библиотека, в которой собраны электронные учебники, справочные и учебные пособия. Удобный поиск по ключевым словам, отдельным темам и отраслям знания
3	Консультант +	Справочно-правовая система. Содержит законодательную базу, нормативно-правовое обеспечение, статьи.

На практических занятиях и в самостоятельной работе студентов используется система компьютерной математики Mathcad и программный комплекс VISIO, ПВК RastrWin.

10. МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

В качестве материально-технического обеспечения дисциплины используются мультимедийные средства. Материал лекций представлен в виде презентаций в PowerPoint.Для компьютерных симуляций используются электрические схемы промышленных предприятий, городов, однолинейные электрические схемы промышленных электрических станций и подстанций.

11. РЕЙТИНГОВАЯ ОЦЕНКА ЗНАНИЙ СТУДЕНТОВ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

Рейтинговая оценка деятельности студентов осуществляется в соответствии с технологической картой дисциплины о рейтинговой системе обучения, принятой на заседании кафедры энергетики.

Текущий контроль качества освоения отдельных тем и модулей дисциплины осуществляется на основе рейтинговой системы. Этот контроль проводится ежемесячно в течение семестра и качество усвоения материала (выполнения задания) оценивается в баллах, в соответствии с рейтинг планом дисциплины.

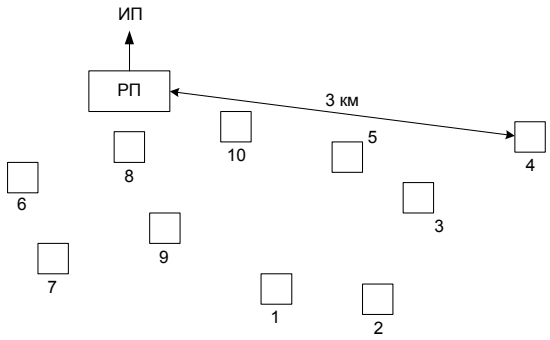
Экзамен проводится в конце семестра и оценивается по 5-ти балльной системе. Допуск к зачету и экзамену осуществляется по итоговому рейтингу текущего контроля, который определяется суммированием баллов по всем видам текущего контроля. Максимальный балл составляет 100, в том числе: индивидуальные домашние задания – 60, коллоквиум – 30, другие виды текущего контроля – 10 баллов. Допуск к зачету и экзамену соответствует 56…100 баллам.

Приложение 1

Пример комплексного задания

ЗАДАНИЕ N 1

При развитии системы электроснабжения города к существующей РП необходимо подключить вновь вводимые ТП в количестве 10 штук. Из них от пяти ТП (ТП 6 – ТП 10) питаются коммунально-бытовые потребители II и III категории по надежности, от остальных ТП – III категории. Расположение ТП показано на рисунке 1. Номинальная мощность трансформаторов ТП следующая: ТП 1,4,9 – 250 кВА; ТП 2,3,10 – 630 кВА; ТП 6-8 – 400 кВА. РП необходимо запитать от городской понизительной подстанции, расположенной на расстоянии 3 км. Мощность КЗ на шинах 10 кВ городской понизительной подстанции350 МВА.



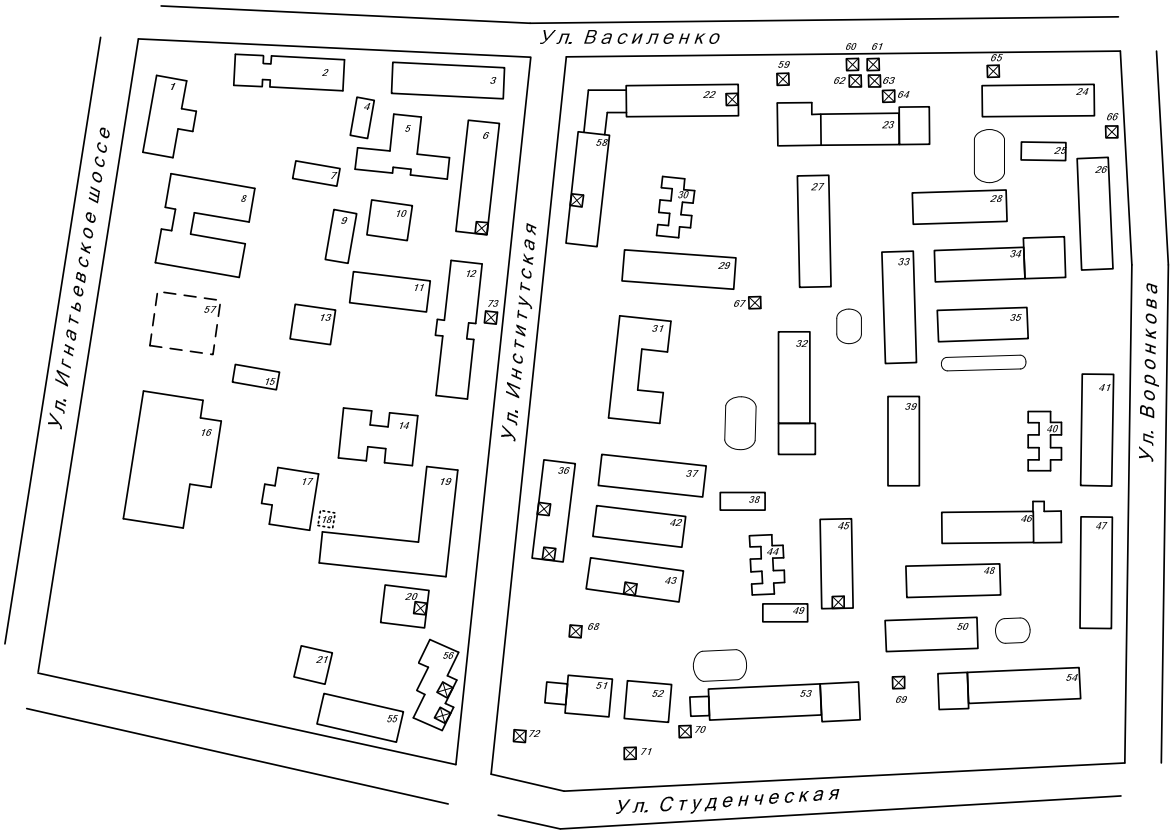
1) К ТП –5 подключается школа на 900 учащихся и квартальная отопительная котельная с удельной тепловой нагрузкой 50 Гкал/ч с теплоносителем водой. Рассчитать электрические нагрузки распределительных линий 0,4 кВ. Разработать схему низковольтного электроснабжения от ТП – 5 с выбором и проверкой соответствующих элементов (с учетом ВРУ).
2) Выбрать число и мощность трансформаторов на ТП – 5. Выбрать схему и конструкцию ВРУ.
3) Рассчитать токи короткого замыкания на вводе распределительного устройства котельной, расположенной в 500 м от ТП – 5.
4) В линии, питающей ТП – 5 вблизи от ТП - 5, произошло трехфазное короткое замыкание. Какая защита его отключит? Принцип ее работы. Действия персонала с соблюдением правил техники безопасности в этом случае.
5) Каким образом осуществляется учет электроэнергии в рассматриваемом задании? Виды коммерческих потерь, характерных для рассматриваемого случая.

Приложение 2

Пример задания на курсовой проект
Экспликация зданий и сооружений

Наименование	№ на плане	Кол-во квартир, Площадь, м^2, Посещение	Лифты
9 этажей / встроенный магазин	20	72 / 50	2
9 этажей	21,55,52	36	1
9 этажей / встроенный магазин / клуб	51	72/100/20 чел.	2
5 этажей	3,10,35	110	
5 этажей / встроенный магазин	6	110 / 40	
5 этажей / встроенная аптека	22	110 / 50	
5 этажей/встроенный магзин/магазин/парик-кая	58	110/50/200/2	
5 этажей / встроенный магазин/ магазин	23	60/200/150	
5 этажей	24, 33	110	
5 этажей	26-29	110	
5 этажей/встроенная контора	32	89/900	
5 этажей/встроенный магазин	34	90/180	
5 этажей/встроенный магазин/ магазин	36	110/80/30	
5 этажей	37-42	110	
5 этажей/встроенный парик-кая	43	89/30	
5 этажей/встроенный магазин	45	89/40	
5 этажей/встроенный магазин	46	60/250	
5 этажей	47-50	110	
5 этажей/встроенный банк/почта/ клуб	53	109/150/150/80 чел.	
5 этажей/встроенный магазин	54	109/200	
5 этажей/встроенный магазин/ магазин	56	60/100/100	
Общежитие мед. /встроенный магазин	5	620 чел./40	
Общежитие № 3	11	250 чел.	
Общежитие № 2/встроенный магазин	12	600 чел./60	
Общежитие № 4	13	150 чел.	
Общежитие № 1/встроенный магазин	19	800 чел./60	
Институт механизации	1	1400 м^2	

НИИ	2	800 м^2	
Учебный корпус № 6+7	8	1500 чел.	
Учебный корпус № 5	13	700 чел.	
Учебный корпус № 1	16	1000 чел.	
Комбинат пит. “Ландыш”	17	300 чел.	
Школа №16	31	800 чел.	
Начальная школа	30	540 чел.	
Учебный корпус № 4	40	300 чел.	
Детский сад	44	250 чел.	
Гаражи	7	10 шт.	
Гаражи	4	10 шт.	
Гаражи	9	8 шт.	
Гаражи	25	10 шт.	
Гараж АмГУ	15	12 шт.	
Гаражи	38	8 шт.	
Гаражи	49	15 шт.	
Киоск	58-72		
Электрифицированный городской транспорт	Протяженность контактной сети – 3000 м		


Ул. Василенко
Ул. Игнатьевское шоссе
Ул. Институтская
Ул. Воронкова
Ул. Студенческая

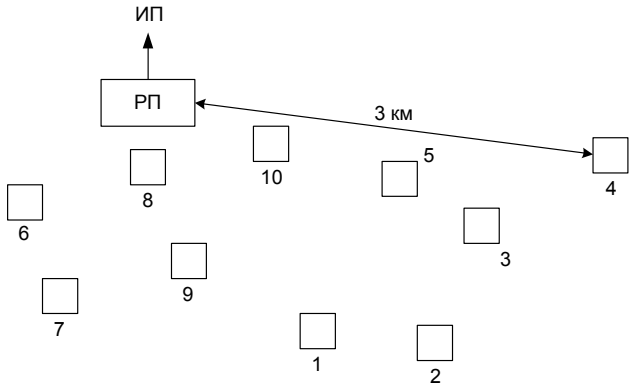
1.6. Задания для самостоятельной работы студентов

В процессе изучения дисциплины (после каждого практического занятия) студенты последовательно разрабатывают предложенные в задании вопросы и защищают их согласно графику, указанному в учебно-методической (технологической) карте дисциплины.

На последнем практическом занятии студенты защищают комплексное задание целиком, с его анализом и оценкой принятых инженерных решений.

Пример задания №1

При развитии системы электроснабжения города к существующей РП необходимо подключить вновь вводимые ТП в количестве 10 штук. Из них от пяти ТП (ТП 6 – ТП 10) питаются коммунально-бытовые потребители II и III категории по надежности, от остальных ТП – III категории. Расположение ТП показано на рисунке 1. Номинальная мощность трансформаторов ТП следующая: ТП 1,4,9 – 250 кВА; ТП 2,3,10 – 630 кВА; ТП 6-8 – 400 кВА. РП необходимо запитать от городской понизительной подстанции, расположенной на расстоянии 3 км. Мощность КЗ на шинах 10 кВ городской понизительной подстанции350 МВА.



1) К ТП –5 подключается школа на 900 учащихся и квартальная отопительная котельная с удельной тепловой нагрузкой 50 Гкал/ч с теплоносителем водой. Рассчитать электрические нагрузки распределительных линий 0,4 кВ. Разработать схему низковольтного электроснабжения от ТП – 5 с выбором и проверкой соответствующих элементов (с учетом ВРУ).
2) Выбрать число и мощность трансформаторов на ТП – 5. Выбрать схему и конструкцию ВРУ.
3) Рассчитать токи короткого замыкания на вводе распределительного устройства котельной, расположенной в 500 м от ТП – 5.
4) В линии, питающей ТП – 5 вблизи от ТП - 5, произошло трехфазное короткое замыкание. Какая защита его отключит? Принцип ее работы. Действия персонала с соблюдением правил техники безопасности в этом случае.
5) Каким образом осуществляется учет электроэнергии в рассматриваемом задании? Виды коммерческих потерь, характерных для рассматриваемого случая.

2. Краткий конспект лекций

Тема 1. Введение. Основные определения и исходные положения

Современное состояние энергетики и тенденции ее развития. Перспективы развития электроэнергетики на Дальнем Востоке. Города как потребители электрической энергии. Классификация и структура городов. Характеристики планировки городов. Условия пользования электрической энергией и порядок присоединения новых и дополнительных мощностей. Напряжения систем электроснабжения. Общая характеристика систем электроснабжения городов. Основные термины и определения.

Технический прогресс неразрывно связан с непрерывным развитием существующих и появлением новых городов и поселков городского типа. Одновременно происходит увеличение общего количества городского населения страны. Рост городского населения происходит за счет естественного увеличения населения, преобразования сельских поселений в городские и за счет оттока населения в города из сельской местности, связанного со значительным ростом промышленного производства.

Города являются крупными потребителями электрической энергии, так как в них не только проживает 65 % населения страны, но и расположено много промышленных предприятий.

Последние годы характеризуются появлением в крупных и крупнейших городах объектов общественно-коммунального характера, электрические нагрузки и электропотребление которых сравнимы с аналогичными показателями крупных промышленных предприятии.

К таким объектам относятся:

городской электрифицированный транспорт (тяговые подстанции метро имеют мощность 2000-4500 кВт, трамвайно-троллейбусные - до 2500 кВт в зависимости от интенсивности движения);

водопровод и канализация (в крупнейших городах в системах электроснабжения головных насосных станций и очистных сооружений используются подстанции 35-110 кВ);

большие спортивные комплексы, в частности, система электроснабжения дворца спорта на 25 тыс. мест имеет установленную мощность трансформаторов 11 000 кВА, электрическая нагрузка составляет около 9000 кВт;

больничные комплексы, например, один из таких комплексов в Санкт-Петербурге характеризуется установленной мощностью 7920 кВА трансформаторов 10/0,38 кВ при максимальной электрической нагрузке 4500 кВт;

современные гостиницы, оборудованные установками искусственного климата, централизованной системой пылеуборки, электропищеблоками (гостиница на 1200 мест имеет установленную мощность трансформаторов 3700 кВ. А и максимальную нагрузку около 2600 кВт);

современные крупные универмаги.

Систематически увеличивается расход электроэнергии на бытовые нужды городского населения в результате все большего насыщения электробытовыми приборами.

В зависимости от размера города для питания потребителей, расположенных на его территории, должна предусматриваться соответствующая система электроснабжения. Для крупных городов, имеющих современные и рационально выполненные электрические сети, характерно совместное использование сетей различного назначения и напряжения. Система электроснабжения охватывает всех потребителей города, включая промышленные предприятия, электрифицированный транспорт и т.д.

Малые города и поселки городского типа достаточно часто располагаются вблизи крупных промышленных предприятий, имеющих самостоятельные системы электроснабжения. Для питания таких поселений создаются более простые системы электроснабжения, связанные с системами электроснабжения прилегающих предприятий. По

предварительным данным общая протяженность городских электрических сетей напряжением 6-10 кВ составляла 420 тыс. км, из них кабельных - 220 тыс. км (60 % напряжением 6 кВ, 40 % - напряжением 10 кВ); напряжением 0,22-0,38 кВ около 1000 тыс. км, из них кабельных -250 тыс. км. Протяженность сетей 35-110 кВ и выше на территории городов составляла 100 тыс. км. Установленная мощность трансформаторов на центрах питания (ЦП) и трансформаторных подстанциях (ТП) 6-10/0,38 кВ городов равна 250 млн. кВт; число ТП с трансформаторами мощностью 100-630 кВА составляет более 300 тыс. шт. Каждые пять лет протяженность рассматриваемых сетей возрастает в 1,20-1,25 раза.

Система электроснабжения города включает в себя электрические сети 35-110 кВ, связанные с сетями 220-330 кВ энергосистемы. Некоторые крупные заводы имеют самостоятельные системы электроснабжения с первичным напряжением 35-110 кВ. Для электроснабжения основной массы потребителей используется распределительная сеть. Напряжением 6-10 кВ и сеть общего пользования напряжением 0,38 кВ. Для городов, как и для страны в целом, характерен непрерывный рост электропотребления, требующий систематического развития электрических сетей. Рост электропотребления связан не только с увеличением числа жителей и развитием промышленности, но также и с непрерывным проникновением электрической энергии во все сферы жизнедеятельности населения. Считается, что потребность в электроэнергии городов (включая промышленные предприятия, входящие в системы электроснабжения) составляет по стране около 40 % всей вырабатываемой электроэнергии.

Приведенные данные показывают, что проблема рационального выполнения систем электроснабжения городов имеет большое народнохозяйственное значение.

В соответствии с действующими правилами и нормами населенные места подразделяются на группы в зависимости от численности населения

Город, поселок	Население, тыс. чел.	
	города	поселка
Крупнейший	>1000; 500—1000	— —
Крупный	250—500	>10
Большой	100—250	5—10
Средний	50—100	3—5
Малый	<50	<3

Население городов и других населенных мест в зависимости от степени участия в общественном производстве и характера трудовой деятельности, относится к следующим группам:

градообразующей, состоящей из трудящихся предприятий, учреждений и организаций градообразующегося значения;

обслуживающей, состоящей из трудящихся предприятий и учреждений культурно-бытового и коммунального обслуживания, административных н других учреждений, обслуживающих данное населенное место;

несамодеятельной, состоящей из детей дошкольного н школьного возраста, пенсионеров, инвалидов и лиц, занятых в домашнем хозяйстве, учащихся дневных отделений вузов, техникумов и ЛТУ.

К предприятиям, учреждениям и организациям градообразующего значения относятся все промышленные, энергетические, сельскохозяйственные предприятия, включая предприятия легкой, пищевой и местной промышленности, а также склады и базы материально-технического снабжения, предприятия, учреждения и устройства внешнего

транспорта (железнодорожного, морского, речного, воздушного, автомобильного и трубопроводного), предприятия и учреждения обслуживания внегородского и внепоселкового значения.

Для новых городов и поселков численность градообразующей группы населения принимается на первую очередь строительства не менее 40 % и на расчетный срок не более 35 % численности населения. Численность обслуживающей группы населения принимается 18 и 23 % соответственно.

Территория населенного места по назначению делится на следующие зоны:

промышленную — для размещения промышленных, энергетических, сельскохозяйственных производственных предприятий и связанных с ними транспортных и других объектов;

селитебную — для размещения жилых районов, микрорайонов, общественных зданий и сооружений;

коммунально-складскую — для размещения складов, гаражей, трамвайных в автобусных парков, автобаз, предназначенных для обслуживания населенных мест;

внешнего транспорта — для размещения транспортных устройств н сооружений, вокзалов, станций, портов, пристаней.

Первой структурной единицей селитебной зоны является микрорайон, на территории которого кроме жилых домов размещаются учреждения и пункты повседневного обслуживания населения. Численность населения микрорайонов на первую очередь строительства принимается: в крупных и крупнейших городах 12-20 тыс. чел., в больших и средних городах — 6-12 тыс. чел., в малых городах н поселках — 4-6 тыс. чел.

Второй структурной единицей селитебной зоны является жилой район, состоящий из нескольких микрорайонов, объединенных общественным центром, в состав которого входят учреждения культурно-бытового обслуживания районного значения. Численность населения жилого района на первую очередь строительства принимается: в крупнейших н крупных городах 40-80 тыс. чел., в больших и средних городах — 25-40 тыс. чел.

Этажность жилых зданий устанавливается на основе технико-экономических обоснований и градостроительных соображений. В крупнёйших и крупных городах, а также а городах с ограниченными для их развития территориями предусматривается смешанная застройка в девять и более этажей, частично пятиэтажная. В других городах н поселках рекомендуется, как. правило, пятиэтажная застройка; допускается .застройка в девять этажей и выше при наличии соответствующих обоснований.

Размеры селитебной территории устанавливаются исходя из средней обеспеченности населения общей жилой площадью на первую очередь строительства 13,5 $м^2$, на расчетный срок 18 $м^2$, эа пределами расчетного срока 23 $м^2$ на одного человека. Для ориентировочных расчетов допускается пользоваться укрупненными показателями размеров селитебной территории. В зависимости от климатического района страны она составляет: при пятиэтажной застройке на первую очередь б-7, на расчетный срок 8-10, для застройки в девять этажей к более соответственно 4-7 н 5-9 Га на 1000 жителей. Плотность жилого фонда микрорайона в зависимости от климатического района принимается равной для пятиэтажной застройки 4800-5700 и девятиэтажной застройки 6300-7500 $м^2$ общей жилой площади на 1 Га территории микрорайона.

Планирование н застройка жилых районов должны обеспечивать наиболее благоприятные условии для быта н отдыха населения, воспитания и образования детей. С этой целью предусматривается постройка необходимых коммунально-бытовых учреждений. Такие учреждения размещаются с учетом создания единой системы обслуживания населения городской территории и пригородной зоны. При этом предусматриваются:

в группе жилых домов в радиусе обслуживания до 0,3 км — детские ясли сады и физкультурные площадки;

в микрорайоне в радиусе до 0,5 км — школы, предприятия торговли к общественного питания, физкультурные площадки, гаражи для индивидуальных автомобилей;

в жилом районе, как правило, в общественном центре, в радиусе обслуживания до 1,5 км — торговый центр или отдельные предприятия торговли и общественного питания, клуб, кинотеатр, библиотека, поликлиника, гаражи для автомобилей;

в населенном месте — здания административных и профсоюзных органов (в городах — в городском центре), один или несколько торговых центров, рестораны, гостиницы, больницы, а также в зависимости от размера и значения города — высшие учебные заведения, театры, дома культуры, парки, дело городского общественного транспорта н т. д.;

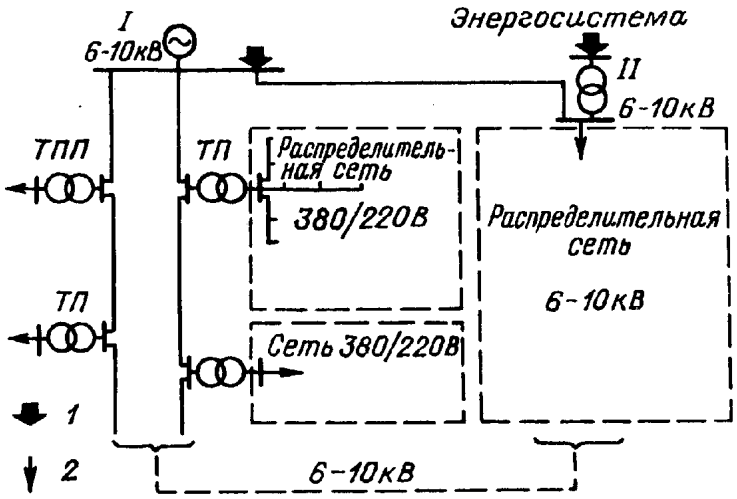
в пригородной зоне — учреждения, предназначенные для обслуживания кратковременного и длительного отдыха населения города, а также населения пригородной зоны: пансионаты, детские лагеря, дома отдыха, санатории, спортивные базы, специализированные больницы.

Действующими нормами устанавливается перечень и пропускная способность коммунально-бытовых учреждений, сооружение которых предусматривается в городе. В микрорайонах должны быть спортивные площадки из расчета 0,12 га на 1000 жителей и зеленые насаждения 3 м2 на 1 человека. В жилом районе зеленые насаждения принимаются по норме 5-7 м2 на жителя. Подобным образом нормируется сеть уличных проездов, пешеходных тротуаров, организация транспортных средств, инженерное обеспечение города водо-, газо- и теплоснабжением, канализацией, связью и т. п. Планировка и застройка промышленных и коммунально-складских зон, а также зоны внешнего транспорта решаются по местным градостроительным условиям.

Тепловые электростанции должны располагаться за пределами селитебной территории, преимущественно в промышленных зонах, с обеспечением установленных санитарно-защитных разрывов. Понижающие подстанции размещаются, как правило, в промышленных и коммунально-складских зонах. Понижающие подстанции 110-220/10 кВ с трансформаторами мощностью 16 000 кВА и более, размещаемые на селитебной территории, следует устанавливать закрытого типа. Подстанции должны быть обеспечены подъездами для транспорта и техническими полосами для ввода и вывода кабельных и воздушных линий. Площадь земельных участков для закрытых подстанций не должна превышать 0,6 га. Расстояния от открытых подстанций до жилых и общественных зданий принимаются с учетом действующих санитарно-защитных норм. Указанные расстояния для ТП при числе трансформаторов не более двух мощностью до 1000 кВА каждый не нормируются.

Для питания крупных промышленных предприятий и центральных районов города рекомендуется использовать так называемые глубокие вводы напряжением 110 кВ и выше (имеются в виду линии и понижающие подстанции указанного напряжения). При необходимости прокладки линий 110 кВ и выше по селитебной территории для крупнейших и крупных городов следует применять кабельные линии. Электрические сети напряжением до 20 кВ на селитебных территориях при четырехэтажной и более высокой застройке выполняются также с использованием кабельных линий. Воздушные ЛЭП напряжением 110 кВ и выше должны размещаться за пределами селитебной территории.

Под системой электроснабжения города понимается совокупность электрических сетей и трансформаторных подстанций, расположенных на территории города и предназначенных для электроснабжения его потребителей.



Система ограничивается, с одной стороны, источниками питания, с другой - вводами электрических сетей к потребителям. В качестве источников питания служат местные электростанции и понижающие подстанции напряжением 35-110 кВ и выше, питание которых осуществляется, в свою очередь, от электрических сетей энергосистем. Основные показатели системы определяются местными условиями: размерами города, наличием источников питания, характеристиками потребителей и т. п.

Система электроснабжения малого города может иметь вид, указанный на рис. Для электроснабжения города предусматриваются местная электростанция I и районная подстанция II, питающаяся от энергосистемы. Обычно указанные источники питания служат также для электроснабжения промышленных предприятий, расположенных поблизости от города.

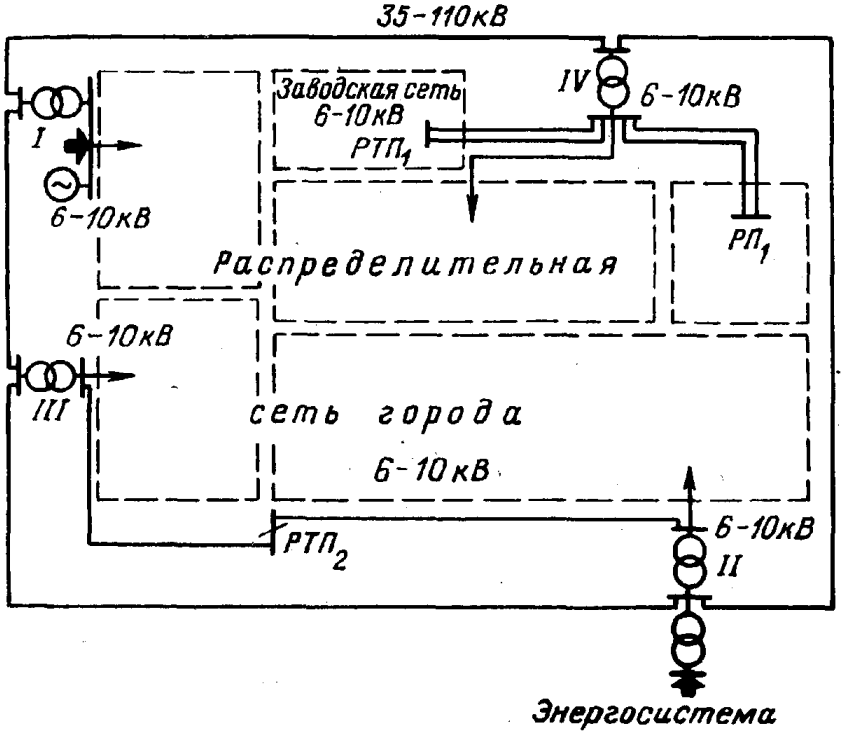
Питание городских потребителей осуществляется с помощью распределительных сетей напряжением 6-10 кВ и 0,38 кВ, которые опираются на источники I и II. Распределительная сеть 6-10 кВ выполняется по петлевой схеме; в нормальном режиме петли разомкнуты. Трансформаторные подстанции с трансформаторами различной мощности питают распределительную сеть 0,38 кВ (сеть общего пользования), схема построения которой зависит от характера потребителей. Для питания промышленных предприятий коммунально-бытовых потребителей могут предусматриваться самостоятельные подстанции (ТПП), не связанные с сетью общего пользования. В зависимости от ответственности потребителя ТП могут быть автоматизированы, т. е. снабжены устройствами для автоматического переключения питания потребителя на резервную линию при внезапном выходе из работы основной линии.

Для осуществления параллельной работы электростанции города с энергосистемой предусматривается специальная связь, данном случае на генераторном напряжении 6-10 кВ, а в зависимости от мощности источников питания это напряжение может быть выше. Рассматриваемая связь является элементом энергосистемы, так как с ее помощью поддерживаются необходимые режимы работы станции с энергосистемой. По местным условиям понижающая подстанция может совмещаться с электростанцией или вообще отсутствовать. Рассматриваемая система электроснабжения характеризуется наличием сетей только двух напряжений, в частности распределительных сетей 6-10 и 0,38 кВ. Учитывая, что распределительная сеть 0,38 кВ - обязательный элемент любой системы электроснабжения, в дальнейшем будем различать системы питания города только по числу используемых сетей напряжением выше 1000 В. Так, например, указанная на рис. система может быть названа системой электроснабжения с одним высоким напряжением.

По мере увеличения размеров города распределительная сеть 6-10 кВ становится недостаточной для охвата всех потребителей, расположенных на его территории. В систему электроснабжения вводятся дополнительные элементы, в частности питающая сеть 6-10 кВ,

а также сети более высоких напряжений.

Пример такой системы для питания города среднего размера приведен на рис.



Здесь основные источники питания - электростанция 1, расположенная на территории города, и районная подстанция II, связанная с энергосистемой. Сеть 35-110 кВ выполняется в данном случае в виде кольца, охватывающего город, по периметру которого располагаются дополнительные подстанции III и IV напряжением 35-110 кВ. Электроснабжающая сеть 35-110 кВ предусмотрена не только для питания города, ее помощью осуществляется также параллельная работа городских электростанций с энергосистемой, т. е. указанная сеть является одновременно и элементом энергосистемы. Параметры и режимы работы этой сети определяются, с одной стороны, обменом мощностью между городскими станциями и энергосистемой и с другой - условиями питания городских подстанций 35-110 кВ.

В зависимости от местных условий сеть 35-110 кВ может выполняться иной конфигурации и по иным схемам.

На подстанции II предусматривается понижение напряжения сети энергосистемы до 35-110 кВ. Если напряжение сети энергосистемы совпадает с напряжением кольца, т. е. составляет 35-110 кВ, на подстанции предусматривается установка только трансформаторов со вторичным напряжением 6-10 кВ для питания потребителей, расположенных в районе города, прилегающем к подстанции.

В зависимости от размеров и условий города энергосистема может быть связана непосредственно и с другими подстанциями, в данном случае с подстанциями III и IV. Мощности понижающих подстанций достаточно разнообразны и для рассматриваемой группы городов находятся в пределах 5-25 МВА.

В схему распределительных сетей 6-10 кВ может вводиться дополнительный элемент - питающие линии и распределительные пункты РП1 с проходной мощностью 3-10 МВ• А. Распределительные сети строятся по схеме, обеспечивающей большую надежность электроснабжения потребителей, и имеют необходимое число автоматических устройств для резервирования их питания.

Потребителями электроэнергии города являются также крупные промышленные предприятия, электроснабжение которых осуществляется отдельными питающими линиями 6-10 кВ и трансформаторными распределительными подстанциями РТП1.

От РТП1 производится питание внутризаводской распределительной сети 6-10 кВ.

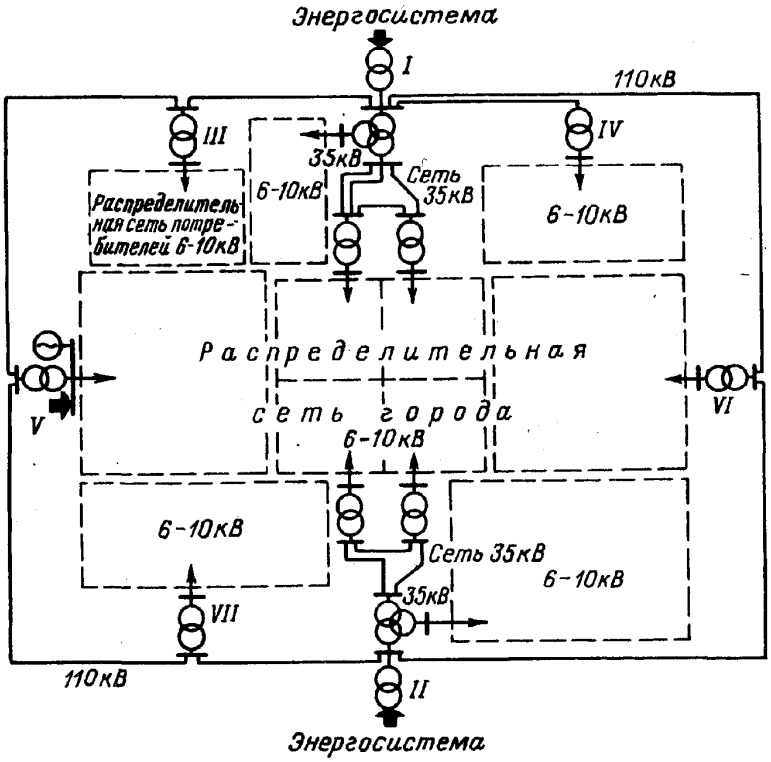
Аналогично электроснабжение крупных коммунальных предприятий, как, например, главной водопроводной станции и трамвайных подстанций, относящихся, как правило, к электроприемникам первой категории, также осуществляется с помощью самостоятельных питающих сетей 6-10 кВ, связанных с разными источниками питания (РТП2).

Эта система может быть названа по числу использованных сетей высокого напряжения системой двух напряжений.

Система, показанная на вышеприведенных рисунках, может быть названа по числу использованных сетей высокого напряжения системой двух напряжений.

По мере дальнейшего увеличения размеров города в систему его электроснабжения может быть введено дополнительное напряжение, иначе говоря, использована система трех напряжений (рис.).

Система электроснабжения крупного города в отличие от среднего характеризуется большим числом и мощностью источников питания. Например, мощность понижающих подстанций 110 кВ I и II, связанных с энергосистемой, возрастает до 50-100 МВА и более, большее развитие получают сети 110 кВ.



Электроснабжение центральных районов города осуществляется за счет сетей промежуточного напряжения 35 кВ и городских подстанций 35/6-10 кВ. Сеть 35 кВ выполняется, как правило, по радиальной резервируемой схеме. Подстанции 35/6-10 кВ имеют развитые распределительные устройства (РУ) 35 кВ, мощность подстанции может доходить до 30-40 МВ. А в зависимости от размеров города. В последнее время эти подстанции часто выполняются по упрощенной схеме, без РУ со стороны первичного напряжения трансформаторов. В зависимости от мощности ПС выполняются при напряжении 110 кВ (IV, рис.).

Выполнение остальных элементов системы аналогично рассмотренному выше. Распределительная сеть 6-10 кВ характеризуется еще большей степенью автоматизации. Электроснабжение крупных промышленных потребителей может осуществляться при более высоких напряжениях, чем 6-10 кВ. Например, на рис. приведена подстанция III крупного предприятия, питание которой производится непосредственно от сети 110 кВ.

Поскольку система электроснабжения крупного города содержит большое число источников питания и сетей различного напряжения, точное определение границ системы со

стороны высокого напряжения представляет определенные трудности, так как некоторые ее элементы могут быть отнесены к элементам энергосистемы.

Параметры электроснабжающей сети 110 кВ между подстанциями I и II определяются только условиями питания потребителей города, т. е. нагрузкой ПС VI. С другой стороны, следует учитывать возможность параллельной работы энергосистемы с электростанцией V.

Следует также подчеркнуть различное назначение отдельных элементов системы в зависимости от ступени напряжения. Если на высших ступенях (35-110 кВ) элементы системы предназначаются во всех случаях для питания всех потребителей рассматриваемого района города, то на низших ступенях (6-10 кВ) элементы системы делятся по назначению. Появляются городские распределительные сети, питающие и распределительные сети крупных потребителей города (заводы, фабрики, тяговые подстанции и т. д.).

К выполнению электрических сетей 6-10 кВ отдельных потребителей предъявляются специфические требования, которымони должны удовлетворять независимо от схемы построения электроснабжающей сети города. В зависимости от мощности потребителя можно использовать для его питания и сети 35-110 кВ.

Из рассмотренного следует, что основные показатели системы электроснабжения города определяются его размерами, условиями энергосистемы, характеристиками потребителей и другими местными особенностями.

В данном случае упоминаются электрические сети напряжением 35-110 кВ. Следует отметить, что в системах электроснабжения крупнейших и крупных городов встречаются сети напряжением 220 кВ. Что касается перспектив развития рассматриваемых систем, то в соответствии с действующими нормами рекомендуется ликвидировать существующие сети 35 кВ путем соответствующего развития сетей 110-220 кВ, а также повсеместно перевести распределительные сети 6 кВ на напряжение 10 кВ с использованием установленного оборудования и кабельных линий 6 кВ. Указанные рекомендации направлены на ликвидацию в системах электроснабжения городов лишних ступеней трансформации электроэнергии и приведение систем к виду 110-220/10/0,38 кВ.

Электрическая сеть 35-110 кВ и выше, включающая в себя понижающие подстанции этого же напряжения, называется электроснабжающей сетью. В нее входят: сеть, связывающая между собой источники питания и распределяющая энергию между районами города, сеть, используемая для ввода высокого напряжения в центральные районы или непосредственно к крупным потребителям города, а также понижающие подстанции соответствующего напряжения.

Как следует из рис. сеть, связывающая между собой источники питания, выполняется в виде кольца, охватывающего город. Сеть, используемая для питания центральных районов города, называется сетью г л у б о к о г о ввода. Согласно ПУЭ глубоким вводом называется система электроснабжения с приближением высшего напряжения к электроустановкам потребителей с наименьшим числом ступеней промежуточной трансформации и аппаратов. Схема электроснабжающей сети определяется местными условиями и может быть достаточно сложной. Сеть глубоких вводов 35-110 кВ независимо от особенностей города выполняется, как правило, по простейшей схеме в виде двух взаимно резервируемых радиальных линий 35-110 кВ. В системах с тремя напряжениями сеть промежуточного напряжения 35 кВ при наличии электроснабжающей сети 110 кВ и выше, по существу, является также сетью глубокого ввода, ее создание объясняется чисто историческими условиями.

Соответственно указанному делению сетей можно различать следующие понижающие подстанции: первичные или опорные (I, II), соединяющие энергосистему и электростанции; понижающие подстанции (V, VI, VII) и подстанции глубокого ввода (IV); вторичные подстанции промежуточного напряжения 35 кВ (при их наличии). Параметры, схемы и конструктивное выполнение указанных подстанций определяются их местом в системе электроснабжения города. Наиболее простые из них - подстанции глубокого ввода (IV), наиболее сложные и мощные - первичные подстанции (1, II).

Как следует из рассмотренного, городская распределительная сеть представляет собой совокупность распределительных сетей 0,38 и 6-10 кВ и трансформаторных подстанций. Системы электроснабжении крупных промышленных потребителей и, в некоторых случаях, жилых районов имеют дополнительный элемент - питающую сеть 6-10 кВ и распределительный пункт (РП2).

Согласно ПУЭ распределительной линией, являющейся элементом распределительной сети, называется линия, питающая несколько ТП от центра питания или РП, или вводы к электроустановкам потребителей. Питающей линией называется линия, питающая РП или подстанции от центра питания без распределения электроэнергии по ее длине. Распределительным пунктом (РП) называется подстанция промышленного предприятия или городской электрической сети, предназначенная для приема и распределения электроэнергии одного напряжения без ее преобразования и трансформации. Центром питания (ЦП) называется распределительное устройство генераторного напряжения электростанции или распределительное устройство вторичного напряжения понижающей подстанции энергосистемы, к которому присоединены распределительные сети данного района.

Если принцип построения системы определяется особенностями города, включая характеристики источников питания, напряжение электрических сетей энергосистемы, географическое положение и так далее, то решение остальных вопросов допускает обобщенный подход, независимо от местных условий.

Тема 2. Нагрузки электрических сетей и уровни электропотребления.

Графики электрических нагрузок (ГЭН) городских потребителей и уровни электропотребления. Общие положения расчета электрических нагрузок. Расчетные электрические нагрузки элементов системы электроснабжения. Расчет нагрузки бытовых потребителей. Расчет нагрузки общественно-коммунальных потребителей. Расчет нагрузки промышленных потребителей. Расчет нагрузки элементов системы электроснабжения. Учет электроэнергии и расчеты за нее.

Все потребители электроэнергии города разделяются на следующие группы: потребители селитебных зон, коммунальные общегородского значения (водопровод, канализация, электрифицированный транспорт, АТС и др.) и промышленные.

Потребителями энергии селитебных зон являются жилые и общественно-коммунальные учреждения. Режим электропотребления жилых домов определяется укладом жизни населения организацией бытового обслуживания. Электропотребление коммунальных и промышленных потребителей определяется особенностями их технологического процесса. Режим потребления электрической энергии во времени суточными, сезонными и годовыми графиками нагрузки, большинства потребителей график нагрузки имеет значительную неравномерность, что определяется нагрузкой осветительных приборов. Рассмотрение времени наступления утренних сумерек для географических широт РФ в зависимости месяца года показывает, что изменение продолжительности дня течение года может быть принято близким к синусоиде. Следовательно, будем считать, что влияние осветительной составляют на изменение коэффициента суточной неравномерности графика нагрузки будет выражаться кривой, также близкой к синусоиде, но имеющей характерные значения для июня и декабря. Записывается синусоидальный характер годовых графиков нагрузок коммунальных потребителей и групп потребителей, запишем аналитическую зависимость между активными нагрузками каждого года и нагрузками зимнего и летнего месяцев.

Как правило, нагрузки измеряются в так называемые характерные (режимные) дни во время зимнего максимума и летнего минимума нагрузки.

При проектировании и эксплуатации электрических линий достаточно широко используются обобщенные (типовые) графики нагрузки потребителей, которые получаются

на основании многочисленных измерений на действующих объектах электропотребления и элементах сетей. По данным таких графиков определяются: плотность (коэффициент заполнения) зимнего и летнего суточного графиков нагрузки; неравномерность (коэффициент ночного снижения) зимнего и летнего графиков нагрузки; коэффициент утреннего максимума зимнего и летнего графиков нагрузки; коэффициент летнего снижения графика максимальной нагрузки; коэффициент годовой неравномерности электропотребления; продолжительность использования наибольшей нагрузки в течение года (время использования максимума нагрузки); время наибольших потерь мощности время потерь.

Электропотребление в жилых домах в настоящее время рассматривается при наличии газифицированных квартир и квартир с кухонными электроплитами. Расход электроэнергии в основном определяется электроосвещением квартир и электроприемниками повседневного применения, в частности, телевизорами, холодильниками и электроплитами.

Конфигурация графика нагрузки определяется характером электропотребления каждого конкретного потребителя. Как отмечено максимум нагрузки жилых домов наблюдается в 19—21 ч, в квартирах с газовыми плитами утренний максимум — в 7—8 ч и составляет 40—50 % вечернего, в квартирах с электроплитами утренний максимум нагрузки отмечается в 9—11 ч и составляет 60—65 % вечернего. Максимум нагрузки коммунально-бытовых учреждений, школ, детских учреждений наблюдается в 12—13 ч, поликлиник в 16—17 ч, суточный график водопровода, канализации, метрополитена почти равномерен и т. д.

Нагрузка промышленных предприятий определяется технологией производства, а также сменностью производства. Предприятия с полутора- и двухсменным производством имеют два выраженных максимума нагрузки, причем утренний максимум выше вечернего. Предприятия с непрерывным производством имеют почти равномерный график нагрузки.

Конфигурация графика нагрузки элементов системы электроснабжения города определяется совмещением графиков нагрузки различных групп потребителей, питание которых осуществляется от рассматриваемого элемента. В частности, на рис. приведен суточный график характерного зимнего дня для крупной подстанции 110/10 кВ, расположенной в селитебной зоне новой застройки города.

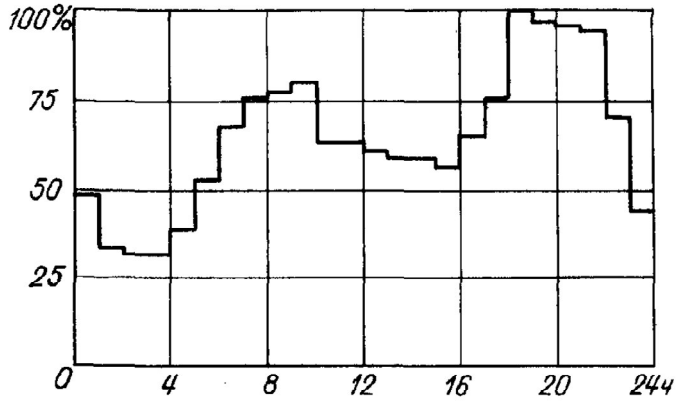


График нагрузки ПС 110/10 кВ расположенной в микрорайоне жилой застройки

Как видно, график нагрузки подстанции 110/10 кВ подобен графику нагрузки жилых домов и имеет два выраженных максимума.

На рис. представлен суточный график зимнего дня для подстанции 110/10 кВ, расположенной в центральной, сложившейся части крупного города.

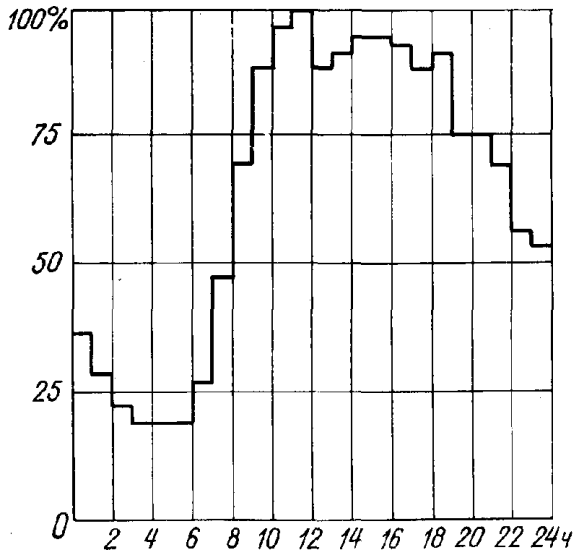


График нагрузки ПС 110/10 кВ расположенной в центральной части города

Нагрузка подстанций определяется электропотреблением жилых домов, многочисленных общеественно-коммунальных учреждений, учебных заведений, мелких промышленных предприятий. Разнородный характер нагрузки указанных групп потребителей определяет меньшую совмещенность ее графиков и большую плотность суммарного графика.

Подобный вывод может быть сделан из анализа рис., где представлен суточный график нагрузки подстанции 35/10 кВ, расположенной в промышленном районе города, где жилые дома и потребители общественно-коммунального характера составляют незначительную часть.

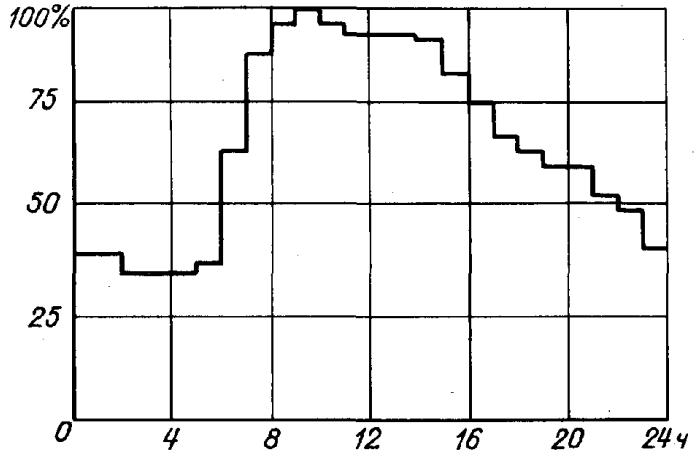


График нагрузки ПС 35/10 кВ расположенной в промышленном районе города

Приведенные графики показывают, что характер нагрузки элементов системы электроснабжения города достаточно разнотипный. Необходимость учета этой неоднородности возникает на стадии проектирования при определении ожидаемой расчетной нагрузки рассматриваемого элемента системы. Как правило, учет совмещенности графиков нагрузки потребителей и групп потребителей выполняется в таком случае с использованием расчетных коэффициентов.

Важнейшей предпосылкой рационального выбора системы электроснабжения является правильное определение расчетных нагрузок, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов системы.

Расчет нагрузок производят, начиная от низших ступеней к высшим ступеням системы, рассматривая поочередно отдельные узлы электрических сетей. При этом следует

различать нагрузки, приведенные к вводу конкретного потребителя, и нагрузки элементов системы.

Точность определения расчетной нагрузки устанавливается характером решаемой задачи, в соответствии с чем разрабатываются и используются те или иные методы расчета. Следует различать нагрузки, определяемые на расчетный срок, т. е. на заданный уровень производства, и ожидаемые нагрузки (на перспективу). В первом случае к точности расчета нагрузки предъявляются большие требования. Во втором случае, а также на стадии предварительных обоснований на расчетный срок определение нагрузок выполняется по ориентировочным показателям.

Наибольшей точностью определения нагрузки на расчетный срок обладают методы определения нагрузки потребителей. Определение нагрузки высших ступеней системы электроснабжения производится с меньшей точностью, что определяется многообразием графиков нагрузки потребителей и сложностью учета их совмещенности. В результате наряду с точными методами при проектировании используются различные приемы расчета нагрузки, имеющие оценочный характер.

Проведенные исследования выявили общие закономерности формирования нагрузки различных групп потребителей и на этой основе позволили разработать соответствующие методы расчета. Эти исследования показали, что нагрузка является величиной вероятностной и зависит от многих случайных факторов, определяемых особенностями технологического процесса производства, организацией трудового и бытового режима населения и т. д. По этой причине способы определения расчетных нагрузок базируются на экспериментальном определении нагрузки действующих электроприемников с последующей обработкой результатов измерений методами математической статистики и теории вероятностей. Как известно, статистический подход наиболее формализован и отвлечен от выявления характера влияния каждой из множества причин, формирующих электрическую нагрузку.

Для задач, возникающих при расчете систем электроснабжения, различают максимальные длительные нагрузки и максимальные кратковременные нагрузки. Значения первых используются для выбора элементов системы по их допустимому нагреву и определения всех ее технико-экономических показателей. Кратковременные нагрузки тем или иным способом учитываются при расчете колебаний напряжений, условий самозапуска двигателей и т. д.

Под максимальной расчетной нагрузкой, определяемой по допустимому нагреву, понимается такая длительная неизменная нагрузка, которая эквивалентна реальной изменяющейся нагрузке при наиболее сильном тепловом действии на рассматриваемый элемент системы электроснабжения. Тепловое действие может характеризоваться максимальной температурой перегрева элемента системы или степенью теплового износа его изоляции. Учитывая неопределенность показателей теплового старения изоляции, в качестве исходной принимают расчетную нагрузку по значению допустимого перегрева проводников, используемых в системах электроснабжения.

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{кв}$ кВт, приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле

$$\boldsymbol{P_{кв} = P_{кв.\,уд.} \cdot n}$$

где: $P_{кв.\,уд.}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/квартира;

n - количество квартир.

Расчетная электрическая нагрузка квартир и коттеджей с электрическим отоплением и электрическим водонагревом должна определяться по проекту внутреннего электрооборудования квартиры (здания), коттеджа в зависимости от параметров установленных приборов и режима их работы (определяется теплотехнической частью проекта).

Расчетная нагрузка силовых электроприемников $P_с$, кВт, приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле

$$\boldsymbol{P_{с} = P_{п.л} + P_{ст.у}}.$$

Мощность лифтовых установок $P_{р.л}$, кВт, определяется по формуле

$$P_{р.л} = k'_{с} \sum_{1}^{n_л} P_{n_i}$$

где $k'_{с}$ - коэффициент спроса; $n_л$ - количество лифтовых установок; P_{ni} - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств $P_{ст.у}$, кВт, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса $k_{с}$;

$$P_{ст.у} = k''_{с} \sum_{1}^{n} P_{ст.у} \quad .$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников $P_{р.ж.д}$, кВт, определяется по формуле

$$\boldsymbol{P_{р.ж.д} = P_{кв} + k_{у} P_{с}},$$

где $P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт; $P_{с}$ - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт; $k_{у}$ - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников (равен 0,9).

Расчетная электрическая нагрузка жилых зданий микрорайона (квартала) $P_{р.мр.}$, кВт, приведенная к шинам 0,4 кВ ТП ориентировочно может определяться по формуле:

$$\boldsymbol{P_{р.мр.} = P_{р.ж.зд.\,уд.} S \cdot 10^{-3}}$$

где: $P_{р.ж.зд.уд.}$ - удельная расчетная нагрузка жилых зданий, Вт/м^2;

S - общая площадь жилых зданий микрорайона (квартала), м^2.

Для определения при необходимости утреннего или дневного максимума нагрузок следует применять коэффициенты:

0,7 - для жилых зданий с электрическими плитами;

0,5 - для жилых зданий с плитами на сжиженном газе и твердом топливе.

Электрическую нагрузку жилых зданий в период летнего максимума нагрузок можно определить умножив приведенные в таблице нагрузки зимнего максимума на коэффициенты:

0,7 - для квартир с плитами на природном газе;

0,6 - для квартир с плитами на сжиженном газе и твердом топливе;

0,8 - для квартир с электрическими плитами.

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий (помещений) следует принимать по проектам электрооборудования этих зданий; промышленных предприятий - по проектам электроснабжения предприятий или по соответствующим аналогам.

Электрические нагрузки существующих предприятий допускается принимать по данным фактических замеров с учетом перспективного развития предприятия.

Расчетная электрическая нагрузка линии до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений), $P_{р.л}$, кВт, определяется по формуле

$$\boldsymbol{P_{р.л} = P_{зд.max} + \sum_{1}^{n} k_{yi} P_{зДi}},$$

где $P_{зд.max}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт; $P_{здi}$, - расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт; k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприемников).

Укрупненная расчетная электрическая нагрузка микрорайона (квартала) $P_{р.мр.}$, кВт, приведенная к шинам 0,4 кВ ТП определяется по формуле

$$\boldsymbol{P_{р.мр.} = (P_{р.ж.зд.уд.} + P_{общ.зд.уд.}) \cdot S \cdot 10^{-3}}$$

где: $P_{общ.зд.уд.}$ - удельная нагрузка общественных зданий микрорайонного значения, принимаемая 6 Вт/м^2;

S - общая площадь жилых зданий микрорайона (квартала), м^2.

Электрические нагрузки взаиморезервируемых линий (трансформаторов) при ориентировочных расчетах допускается определять умножением суммы расчетных нагрузок линий (трансформаторов) на коэффициент 0,9.

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10(6) кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети (ЦП, РП, линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок). Коэффициент мощности для линий 10(6) кВ в период максимума нагрузки принимается равным 0,92 (коэффициент реактивной мощности 0,43).

Для реконструируемых электрических сетей в районах сохраняемой жилой застройки при отсутствии существенных изменений в степени ее электрификации (например, не предусматривается централизованный переход на электропищеприготовление) расчетные электрические нагрузки допускается принимать по фактическим данным.

Расчетные нагрузки на шинах 10(6) кВ ЦП определяются с учетом несовпадения максимумов нагрузок потребителей городских распределительных сетей и сетей промышленных предприятий (питающихся от ЦП по самостоятельным линиям) путем умножения суммы их расчетных нагрузок на коэффициент совмещения максимумов.

При отношении расчетной нагрузки промпредприятий к суммарной нагрузке городской сети менее 0,2 коэффициент совмещения для утреннего и вечернего максимумов следует принимать равным 1. Если это отношение более 4, коэффициент совмещения для утреннего максимума следует принимать равным 1; для вечернего максимума, если все предприятия односменные - 0,25, если двух-, трехсменные - 0,65.

При определении электрической нагрузки городских общественно-коммунальных потребителей последние могут быть условно разбиты на две группы: в первую группу следует отнести учреждения культурно-бытового назначения (просвещение, здравоохранение, торговля, общественное питание, связь), во вторую группу — коммунально-хозяйственные предприятия (котельные, водопровод, канализация), а также внутригородской электрифицированный транспорт.

Действующая методика определения электрической нагрузки первой группы рассматриваемых потребителей, приведенной к вводу потребителей, базируется на использовании соответствующих коэффициентов спроса для осветительной и силовой нагрузок и коэффициента совмещения для суммарной нагрузки потребителя. Отметим, что нормированные значения коэффициентов спроса и совмещения в данном случае устанавливались на основании измерений электрической нагрузки действующих объектов рассматриваемой группы потребителей.

Расчетная нагрузка на вводе рассматриваемого потребителя

$$P_{\text{макс}} = K_{\text{совм}}\ (P_{\text{р. о}} + P_{\text{р. с}} + 0{,}4P_{\text{р. х. с}}),$$

где $P_{р.\ 0}$, $P_{р.\ с}$ и Рр. х. с — расчетная нагрузка осветительная, силовая, холодильных установок и систем кондиционирования воздуха соответственно; Ксовм — коэффициент совмещения нагрузок.

В свою очередь, нагрузка осветительных установок

$$P_{\text{р. о}} = K_{\text{с. о}} P_{\text{ном. о}},$$

где Кс.о — коэффициент спроса освещения; $P_{НО}$м.о — установленная мощность осветительных установок потребителя.

Расчетная нагрузка силовых установок определяется аналогично:

$$P_{р.\ с} = K_{с.с} P_{ном}.$$

При этом $К_{с.с}$ нормируется в зависимости от особенностей технологического процесса предприятий. В частности, для предприятий общественного питания коэффициент спроса силовой нагрузки $К_{с.\ с}$ устанавливается в зависимости от доли установленной мощности теплового оборудования в суммарной установленной мощности и эффективного числа

электроприемников конкретного предприятия. Для предприятий торговли $К_{с.\ с}$ выбирают в зависимости от доли установленной мощности холодильного и подъемного оборудования в суммарной установленной мощности и числа электроприемников.

Коэффициенты спроса силовой нагрузки и систем кондиционирования воздуха для других учреждений из рассматриваемой группы потребителей определяются в зависимости от числа работающих электроприемников.

Коэффициент совмещения при определении суммарной расчетной нагрузки на вводе потребителя выбирается в зависимости от отношения расчетной осветительной к силовой нагрузке и для конкретного потребителя. Установленная мощность осветительных устройств и силовых электроприемников принимается на основании проектов внутреннего электрооборудования рассматриваемых учреждений.

Достаточно часто рассматриваемые учреждения располагаются в жилых домах. В результате нагрузка на вводе в жилой дом в этом случае определяется так:

$$P_{ж.\,д.\,общ} = P_{ж.\,д} + K_{н.\,м} P_{общ},$$

где $Р_{общ}$ — расчетная нагрузка учреждения, встроенного в дом; $К_{н.м}$ — коэффициент участия максимума нагрузки встроенного предприятия в максимуме нагрузки жилого дома.

Электрические нагрузки коммунально-хозяйственных предприятий определяются по специальным методикам.

Расчетная нагрузка сетей наружного освещения города определяется как сумма мощностей осветительных установок с учетом коэффициента спроса, равного единице. При этом мощность устанавливается на основании светотехнического расчета с учетом характера освещаемой территории города, действующих норм освещенности этих территорий, типа и параметров используемых светильников. В результате светотехнического расчета устанавливается удельная мощность освещения, относимая к 1 м^2 освещаемой поверхности рассматриваемой территории:

$$P_{ос} = (P_{л} + \Delta P_{ПРА})\, mM/lb,$$

где $Р_л$— номинальная мощность лампы, Вт; $\Delta Р_{ПРА}$—потери мощности газоразрядных ламп. Вт; m — число светильников фонаря, относящихся к одному ряду; М — число рядов светильников; *l* — шаг фонарей отдельных светильников, м; b — ширина проезжей части улицы, тротуара и т. п.

Удельную мощность установки определяют для всех участков улиц, отличающихся схемой размещения светильников, их мощностью.

В результате мощность установки

$$P_{уст} = P_{ос} S \cdot 10^{-3},$$

где S — площадь освещаемой территории, м^a.

Тогда расчетная нагрузка сети наружного освещения

$$P_{осв} = \sum^{n} P_{уст},$$

где n — число установок, питание которых предусматривается от рассматриваемого элемента системы электроснабжения.

Как правило, при расчетах параметров установок наружного освещения современной застройки городов используются типовые решения в зависимости от характера рассматриваемой городской территории. При этом для различных вариантов осветительных установок указываются их электрические параметры: удельная установленная мощность освещения (на 1 м^2 освещаемой территории и 1 км длины установки).

Определение расчетной нагрузки квартальных котельных базируется на материалах Генплана или схемы теплоснабжения рассматриваемого района города, где указываются тепловая нагрузка района, принятая система теплоснабжения (закрытая или открытая), вид теплоносителя и используемое топливо для котельной. Тепловая нагрузка устанавливается на основании действующих удельных норм теплового потребления и числа жителей района.

Электрическая нагрузка котельной включает в себя две составляющие: нагрузку сетевых насосов $P_{с.к}$ и нагрузку остальных электроприемников котельной $P_{0,к}$.

Нагрузка сетевых насосов

$$P_{с.к} = p_{с.уд}Q,$$

где $p_{с.уд}$ — удельная расчетная нагрузка сетевых насосов, кВт/(Гкал/ч); Q — расчетная тепловая на-груза района, Гкал/ч.

При отсутствии на трассе тепловой сети подкачивающих насосов

$$p_{с.уп} = 0{,}92\,(L + 4{,}5);$$

при наличии подкачивающих насосов

$$p_{с.уд} = = 0{,}688\,(L + 5{,}96) - 0{,}027\Delta Z,$$

где L — длина тепловой сети от котельной до геометрического центра района теплоснабжения, км; ΔZ — разность отметок котельной и наиболее удаленного потребителя тепла.

Расчетная нагрузка остальных электроприемников котельной $P_{0,к} = P_{о.уд}Q$,

где $p_{0.уд}$ — удельная расчетная нагрузка котельной без сетевых насосов, кВт/(Гкал/ч).

Суммарная расчетная электрическая нагрузка котельной

$$P_к = P_{с.к} + P_{о.к}.$$

Для предварительных расчетов электрической нагрузки отопительных котельных с теплоносителем — водой можно использовать усредненные данные $p_{к.\ уд}$. В этом случае суммарная расчетная нагрузка котельной определится как

$$P_к = P_{к.уд}Q\ .$$

Расчетная нагрузка тяговой подстанции городского электрифицированного транспорта зависит от принятой системы питания тяговой сети. Различают децентрализованную и централизованную системы питания. При децентрализованной системе каждая секция контактной сети питается от двух соседних тяговых ПС и предусматривается взаимное резервирование ПС по проводам контактной сети. Для централизованной системы каждая тяговая ПС осуществляет автономное питание тяговой сети без взаимного резервирования.

При централизованной системе питания тяговой сети тяговая ПС используется для совместного питания тяговой сети трамвая и троллейбуса.

Расчетная нагрузка тяговой ПС определяется исходя из рабочего тока тяговой сети:

$$I_{ПС\ т.с.} = I_{т.с.} \cdot N \cdot L\ ,$$

где $I_{т.с.}$ — расчетная линейная плотность тока, А/км; *L* — суммарная протяженность контактной сети трамвая и троллейбуса, км; *N* — расчетная частота движения подвижного состава.

Как правило, плотность тока для трамвая (один вагон) принимается $I_{трм}$= 8,4 А/км, для троллейбуса $I_{трл}$ = 10 А/км. Расчетная частота движения принимается для трамвая $N_{ТРМ}$ = 30 пар поездов/ч (два вагона), для троллейбуса $N_{ТРЛ}$ = 40 машин/ч.

Тогда суммарная нагрузка тяговой сети будет равна

$$P_{т.с.} = 0{,}6 I_{ПС\ т.с.},$$

где 0,6 кВ — напряжение тяговой сети.

Расчетная нагрузка тяговой ПС окончательно составит

$$P_{пс} = P_{т.с.} \cdot 1{,}3/0{,}8,$$

где 1,3 — коэффициент, учитывающий зимний минимум нагрузки; 0,8 — коэффициент, учитывающий возможную перегрузку вагонов трамвая или троллейбуса.

Применяемые в настоящее время методы расчета нагрузки промышленных предприятий могут быть разбиты на две группы.

Первая группа содержит точные методы, в которых расчетная нагрузка определяется на основе средней нагрузки с использованием соответствующих коэффициентов или с учетом рассеяния расчетного максимума нагрузки от ее среднего значения.

Вторая группа включает в себя приближенные методы, базирующиеся на использовании показателя установленной мощности электроприемников с введением

уточняющего коэффициента или на основе обобщающих показателей, связанных с технологическим процессом предприятия.

Отметим особенности регламентированного точного метода расчета нагрузки с использованием коэффициента максимума. На основе изучения графиков нагрузки приемников с переменным режимом работы было предложено суммарный график нагрузки по продолжительности максимальной нагруженной смены заменить интегральной функцией распределения случайной величины.

В качестве основных параметров этой функции использовались значения эффективного числа приемников и их коэффициентов включения. При этом были получены выражения для расчетной максимальной нагрузки и коэффициента максимума нагрузки в зависимости от указанных параметров и тепловых характеристик проводников.

Показано, что при практических расчетах можно использовать не значение коэффициента включения приемников, а значение коэффициента использования, которое достаточно просто выявляется простейшими измерениями.

Параметры основных элементов электроснабжения (проводников, аппаратуры) выбирались исходя из получасового максимума нагрузки. При определении нагрузок на всех ступенях системы электроснабжения рекомендуется исходить из средних нагрузок максимально нагруженной смены предприятия, умножая установленную мощность электроприемников на значение их коэффициентов использования.

Для перехода от средней к расчетной нагрузке вводится коэффициент максимума. В результате расчетная нагрузка промышленного предприятия $P_{макс}$ на любой ступени электроснабжения определяется так:

$$P_{макс} = K_м P_{ср.м} = K_м K_и P_{ном},$$

где $K_м$ — коэффициент максимума активной (реактивной) мощности; $P_{ср.м}$— средняя активная (реактивная) мощность предприятия за наиболее нагруженную смену; $K_м$ — коэффициент использования мощности; $P_{ном}$ — номинальная активная (реактивная) мощность приемников предприятия, приведенная для электроприемников повторно-кратковременного режима к ПВ=100%.

Значения всех отмеченных показателей должны приниматься с учетом рассматриваемой ступени электроснабжения.

Номинальные мощности приемников принимаются в соответствии с требованиями технологического процесса предприятия. Коэффициенты использования для групп приемников со сходным режимом работы определяются заранее на действующих предприятиях путем предварительного обследования и приводятся в соответствующих справочниках.

В условиях действующего предприятия средняя нагрузка за максимально нагруженную смену определяется как частное отделения потребления электрической энергии за максимально нагруженную смену на ее продолжительность в часах. Под максимально нагруженной понимается смена с наибольшим потреблением электроэнергии, которое повторяется не менее пяти раз в году. Для группы электроприемников с разным режимом работы определяется групповой коэффициент использования активной (реактивной) мощности:

$$K_и = \sum_1^n P_{ср.м} \Big/ \sum_1^n P_{ном},$$

где n — число подгрупп электроприемников с разными режимами работы, входящих в данную группу.

Зная установленные активные мощности приемников и коэффициенты их использования, можно рассчитать среднюю нагрузку по каждому элементу электроснабжения. При наличии разных групп приемников средняя нагрузка элемента определяется как сумма средних нагрузок всех групп электроприемников.

Коэффициент максимума $K_к$ для приемников всех без исключения режимов работы устанавливается в зависимости от группового коэффициента использования приемников, входящих в группу, и их эффективного числа, равного

$$n_{эф} = \left(\sum_{1}^{n} P_{ном} \right)^2 \Big/ \sum_{1}^{n} P_{ном}^2,$$

где nэф — эффективное число приемников; $P_{ном}$ — номинальная мощность приемников; n — число приемников.

Коэффициент максимума $P_м$ зависит от эффективного числа приемников nэф и коэффициентов, характеризующих режим потребления электроэнергии данной группой приемников, и является расчетной величиной. При этом коэффициент максимума для реактивной нагрузки принимается 1,0—1,1.

Для элементов системы электроснабжения, которые имеют постоянную времени нагрева То > 10 мин, т. е. для которых время $T_{п.\ м}$ может приниматься более 30 мин, коэффициент максимума нагрузки пересчитывается по формуле

$$K'_м = 1 + \frac{K_м - 1}{\sqrt{2T_{п.\ м}}}.$$

Таким образом, зная номинальные мощности и эффективное число приемников, а также коэффициенты использования мощности, можно определить расчетную нагрузку для любого элемента системы электроснабжения промышленного предприятия без применения каких-либо дополнительных коэффициентов. Указанные расчеты ведутся параллельно для активных и реактивных нагрузок, что в итоге позволяет определить полную мощность рассматриваемого элемента и системы электроснабжения в целом.

Приведенная методика не распространяется на специальные установки, например для контактной сварки, испытательные станции, промышленный электрический транспорт и т. д. Для определения нагрузок отдельных мощных электроприемников с фиксированным режимом работы должны использоваться индивидуальные показатели их работы.

Рассмотренный метод не лишен недостатков. Наряду с его уточнением получает дальнейшее признание так называемый статистический способ, основанный на оценке максимума нагрузки с использованием теории вероятностей.

Из второй группы способов расчета наибольшее распространение имеет метод определения расчетной нагрузки с использованием коэффициента спроса. Тогда расчетная нагрузка

$$P_{макс} = P_{ном} K_с.$$

Величина $K_с$ принимается постоянной, независимой от числа электроприемников. Такое допущение приемлемо лишь при достаточно высоких значениях коэффициента использования мощности и большом числе электроприемников. Значения коэффициента спроса в целом для различных групп электроприемников и предприятий определяются по опытным данным, а при проектировании принимаются по справочным материалам.

Во вторую группу входят способы расчета нагрузки по удельным показателям производства. При заданном объеме выпуска продукции и удельном расходе электроэнергии расчетная нагрузка

$$P_{макс} = n_{уд} \cdot M_{см} / T_{см},$$

где $n_{уд}$ — расход электроэнергии на единицу продукции; $M_{СМ}$ — количество продукции, выпускаемой за смену; $T_{см}$ — продолжительность наиболее загруженной смены,

В некоторых случаях расчетная нагрузка может быть определена по ее удельной плотности:

$$P_{макс} = P_0 G,$$

где P_0 — удельная нагрузка (на 1 м² производственной площади); G — площадь размещения электроприемников, м².

Тема 3. Технико-экономические расчеты и выбор оптимальных параметров систем электроснабжения

Основные положения технико-экономических расчетов. Технико-экономические показатели линий электропередачи. Технико-экономические показатели силовых трансформаторов. Оптимальные параметры глубокого ввода напряжением 35-110 кВ. Технико-экономические показатели городских распределительных сетей. Оптимизация параметров и анализ технико-экономических показателей городских систем электроснабжения. Оптимизация уровня электрификации быта.

Решить оптимизационные задачи рационального построения и развития любой системы электроснабжения возможно двумя путями. В первом случае наивыгоднейшее решение находится сравнением показателей конкретных вариантов построения системы в целом. Этим же путем возможна оптимизация и отдельных элементов системы.

Во втором случае наивыгоднейшее решение находится путем оптимизации системы в целом и ее отдельных элементов в общем виде. Такой подход требует предварительного выявления закономерностей построения системы или формирования показателей ее отдельных элементов с определением на этой основе обобщенных условий их построения и формирования. Наивыгоднейшие условия отражаются соответствующими расчетными соотношениями (математическими моделями), с помощью которых устанавливаются оптимальные параметры системы или ее элементов.

Оба метода решения оптимизационных задач связаны между собой. В некоторых случаях выбор оптимальных параметров отдельных элементов системы гарантирует наивыгоднейшие показатели системы в целом. Иногда наивыгоднейшее решение приходится искать, рассматривая варианты построения системы, так как при ее компоновке возможно различное сочетание звеньев системы. Из этого вытекает, что при анализе вариантов параметры отдельных звеньев системы электроснабжения для каждого варианта должны приниматься в пределах оптимальных значений. В противном случае возможно сравнение заведомо нерациональных вариантов.

Поиск оптимального решения всегда должен производиться в интересах народного хозяйства, т. е. при оценке количественных характеристик необходимо учитывать только те составляющие затрат, которые определяются непосредственными расходами народного хозяйства.

Рассматриваемые варианты должны быть приведены в сопоставимый вид, т.е. обеспечивать одинаковую передаваемую мощность и качество электрической энергии, а также одинаковую степень надежности электроснабжения. При наличии соответствующих данных допустима технико-экономическая оценка качества электрической энергии и надежности электроснабжения, что позволяет сопоставлять варианты, отличающиеся по этим параметрам.

Технико-экономические расчеты независимо от вида решаемой задачи базируются в настоящее время на регламентированной методике.

В качестве основного экономического критерия при решении оптимизационных задач принимается минимум приведенных затрат. Следовательно, основная задача технико-экономического расчета состоит в том, чтобы при рассмотрении конкретной системы электроснабжения на основе сравнения вариантов или при определении оптимального показателя элемента или системы в целом на основе обобщенного подхода правильно рассчитать указанные составляющие приведенных затрат. Отметим также, что если приведенные затраты в разных вариантах расчета сопоставимы, то эти варианты необходимо дополнительно сравнить по качественным показателям: условиям дальнейшего развития Системы электроснабжения, удобствам ее эксплуатации, расходам проводникового металла, надежности электроснабжения, если последняя не поддается технико-экономической оценке, и т. д. Преимущество в таких случаях отдается системам электроснабжения с повышенными напряжениями электрических сетей.

При капитальных вложениях, осуществляемых в течение одного года, после которого ежегодные издержки производства постоянны в течение длительного времени, приведенные затраты

$$З = E_Н \cdot К + Иэ,$$

где $E_Н$ - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; $К$ - капитальные вложения; $И$ - ежегодные издержки.

Приведенные затраты дают возможность определить, не только какой вариант лучше, но и насколько он лучше в абсолютном выражении. По экономическому содержанию приведенные затраты представляют собой стоимость продукции, в которую входят как текущие издержки производства, так и единовременные затраты (капитальные вложения) в народном хозяйстве, осуществленные ранее, не реализованные до момента их использовании в производстве. Текущие издержки имеют годовую размерность (относятся к данному году), а капитальные вложения – разовую (единовременную). Для приведения к одной размерности единовременные затраты умножаются на нормативный коэффициент эффективности.

Ежегодные издержки $И$ характеризуются в основном затратами живого труда и одноразового использования предметов труда (материалы, машинное время); показатель $E_Н К$ характеризует затраты овеществленного или прошлого труда, постепенно переносимые на стоимость продукции путем непосредственного участия в производстве. Нормативный коэффициент эффективности Е выражает степень эффекта, который должен быть получен от капитальных вложений при их использовании в народном хозяйстве.

При выполнении расчетов допускается не учитывать затраты по звеньям системы электроснабжения, повторяющиеся в сопоставляемых вариантах. Определение отдельных составляющих приведенных затрат производится с некоторыми допущениями. Капитальные вложения в элементы системы электроснабжения определяются по укрупненным показателям. При этом все стоимостные показатели по сравниваемым вариантам надо определять по одному и тому же источнику.

Капитальные вложения при реконструкции системы следует определять с учетом стоимости демонтажа установленного оборудования Кд и его ликвидной стоимости, если оно может быть использовано на других объектах системы. Тогда суммарные капитальные затраты

$$К = К_н + Кд — К_л,$$

где $Кн$ — стоимость новых элементов системы, $К_л$ — ликвидная стоимость. Значение $Кд$, как правило, принимается равным 50 % стоимости монтажа.

Ликвидная стоимость определяется с учетом морального и физического износа оборудования, в частности:

$$К_л = К_0 (1 — P_p t/100),$$

где $Ко$ — первоначальная стоимость оборудования; t — число лет работы оборудования до его монтажа; $p_р$ — отчисления на реновацию.

Ежегодные издержки, связанные с эксплуатацией электрических сетей, для каждого расчетного периода

$$И_t = И_р + И_{к.р} + И_{Т.Э} + \Delta W_t З_э,$$

где $И_р$ — амортизационные отчисления на реновацию; $И_{к.р}$ — то же, на капитальный ремонт; $И_{Т.Э}$ — расходы на текущую эксплуатацию сети; ΔW_t — потери электрической энергии; $з_э$ — удельные затраты на возмещение потерь энергии.

Рассматриваемые составляющие издержек определяются в виде ежегодных отчислений от капитальных вложений, поэтому можно записать:

$$И_t = p_\Sigma К + \Delta W_t З_э,$$

где $p_\Sigma = p_р + p_{к.р} + p_{Т.Э}$.

При этом $p_р$, $p_{к.р}$, $p_{Т.Э}$— нормы отчислений на реновацию, капитальный ремонт и текущую эксплуатацию соответственно.

С учетом последнего приведенные затраты:

$$З_Л = \left(E_Н + p_Σ\right) K + ΔWЗ_э,$$

Значения $p_р$ и $p_{К.Р}$ принимаются в соответствии с действующими нормами, а значения $р_{т.э}$ для определения издержек при текущей эксплуатации не нормируются и принимаются по справочникам.

При норме $p_р \geq 3{,}3$ % составляющая отчислений на реновацию в ежегодных издержках может не учитываться.

В общем виде потери электрической энергии:

$$ΔW = ΔP_П T_{ВКЛ} + ΔP_Т τ,$$

где $ΔP_П$ — постоянные потери мощности, не зависящие от нагрузки (потери холостого хода в трансформаторах и т. п.); $T_{вкл}$ — число часов работы элемента сети в году (включенное состояние); $ΔP_Т$ — потери мощности, определяемые максимальной нагрузкой рассматриваемого элемента сети (текущие); τ — годовое время наибольших потерь мощности.

Годовое время потерь τ можно определять по продолжительности использования максимума активной мощности $T_{макс}$.

Для большинства потребителей характерен график нагрузки с двумя максимумами.

В таком случае для определения времени наибольших потерь можно использовать выражение

$$\tau = (0{,}124 + Т_{макс} 10^{-4})/8760.$$

В зависимости от размеров города его система электроснабжения, как отмечалось, может включать в себя несколько звеньев (имеется в виду число ступеней трансформации электрической энергии). В этой связи следует различать звено генераторного напряжения, звено распределительных сетей 6—10 кВ и звено электроснабжающих сетей 35—110 кВ. Следовательно, для распределительных сетей 6—10 кВ в зависимости от условий их питания возможны две-три дополнительные ступени трансформации энергии и т. д.

Приведенные затраты ЛЭП, отнесенные к 1 км линии, в зависимости от расчетного тока равны

$$З_Л = \left(E_Н + p_\Sigma\right) К_Л + 3 \cdot 10^{-3} I^2 R \tau З_э,$$

где *Кл* — стоимость сооружения линии; *I* — расчетный ток линии; *R* — сопротивление линии; p_Σ — суммарные отчисления (табл. данные).

Экономическая плотность тока, соответствующая минимуму приведенных затрат, определяет соотношение между затратами цветного металла и потерянной энергией в линии. Нормативные значения плотности приведены в табл. ПУЭ.

Значения экономической плотности тока рассчитаны для широких диапазонов изменения времени использования максимума нагрузки, усредненной стоимости энергии, первоначальных вложений в ЛЭП и т. д.

В связи с этим выбранные по экономической плотности тока сечения проводов могут не отвечать условию минимума приведенных затрат. Поэтому достаточно часто выбор сечения производится по экономическим интервалам, базируясь на значениях приведенных затрат с учетом дискретного изменения параметров линии и конкретных условий ее прокладки, стоимости и характере нагрузки.

В таком случае значение граничного тока, при котором одинаково рационально использовать линии смежных сечений F_1 и F_2 $\left(F_1 < F_2\right)$ равно:

$$I_{Г1-2} = \sqrt{\frac{10^3 \left(E_Н + p_\Sigma\right)\left(К_{Л2} - К_{Л1}\right)}{\tau З_э \left(R_1 - R_2\right)}},$$

где индексы 1 и 2 соответствуют сечениям F_1 и F_2.

Тогда экономическая плотность тока равна $j_э = I_{Г1-2} / F_1$.

Приведенные затраты, характеризующие стоимость трансформации энергии в зависимости от нагрузки трансформатора, равны

$$З_{ТР} = \left(E_Н + p_\Sigma\right) К_{ТР} + \Delta P_{ХХ} Т_{ВКЛ} З_{э.х} + \left(\frac{S_{МАКС}}{S_{НОМ}}\right)^2 \Delta P_{КЗ} \tau З_{э.к},$$

где $К_{ТР}$ - стоимость трансформатора; $\Delta P_{ХХ}, \Delta P_{КЗ}$ - потери мощности в трансформаторе; $З_{э.х}, З_{э.к}$ - стоимость потерь энергии при продолжительности включения трансформаторов $Т_{ВКЛ}$ и τ, соответственно.

Максимальная нагрузка, при которой экономически целесообразно использовать трансформатор большей мощности, определяется по формуле

$$S_{МАКС\ 1-2} = \sqrt{\frac{\left(E_Н + p_\Sigma\right)\left(К_{ТР2} - К_{ТР1}\right) + Т_{ВКЛ} З_{э.х}\left(\Delta P_{ХХ2} - \Delta P_{ХХ1}\right)}{\tau З_{э.к}\left(\frac{\Delta P_{К31}}{S^2_{НОМ1}} - \frac{\Delta P_{К32}}{S^2_{НОМ2}}\right)}},$$

где индексы 1 и 2 соответственно относятся к трансформаторам меньшей и большей мощности.

Оптимальная загрузка трансформаторов при условии минимального значения приведенных затрат на трансформацию энергии равна

$$S_{МАКС\ Э} = S_{НОМ}\sqrt{\frac{\left(E_Н + p_\Sigma\right)K_{ТР} + \Delta P_{ХХ} T_{ВКЛ} З_{э.х}}{\tau \Delta P_{КЗ} З_{э.к}}}.$$

Увеличение приведенных затрат при установке двух трансформаторов меньшей мощности по сравнению с использованием одного трансформатора большей мощности при равной мощности передачи составляет

$$\Delta З = \left(E_Н + p_\Sigma\right)\left(2K_{ТР2} - K_{ТР1}\right) + T_{ВКЛ} З_{э.х}\left(2\Delta P_{ХХ2} - \Delta P_{ХХ1}\right) +$$

$$+\tau З_{э.к} S^2_{МАКС}\left(\frac{\Delta P_{К32}}{2S^2_{НОМ2}} - \frac{\Delta P_{К31}}{S^2_{НОМ1}}\right).$$

где индексы 1 и 2 относятся к параметрам трансформаторов большей и меньшей мощности соответственно.

Верхняя граница экономической зоны использования трансформатора, а также его оптимальная нагрузка находятся выше значения номинальной мощности трансформатора. При увеличении времени использования максимума нагрузки границы экономической зоны, и оптимальная нагрузка трансформатора смещаются в сторону меньшей нагрузки. Во всех случаях необходимо стремиться к наиболее полному использованию "номинальной мощности трансформатора и даже целесообразно работать в режиме систематической перегрузки, если при этом соблюдаются технические условия ее допустимости.

Согласно нормам проектирования подстанций напряжением 35 кВ и выше число трансформаторов на подстанции принимается не более двух Мощность каждого трансформатора выбирается исходя из условия питания суммарной нагрузки подстанции при выходе из работы одного из трансформаторов с учетом допустимой перегрузки оставшегося в работе трансформатора и имеющегося резерва по сети вторичного напряжения. При отсутствии резерва по сети мощность трансформаторов выбирается с учетом нагрузки трансформатора на 70 % его номинальной мощности в нормальном режиме. Увеличение мощности подстанции производится, как правило, путем замены трансформаторов на более мощные.

В распределительных сетях 6—10 кВ выбор числа и мощности трансформаторов определяется характером нагрузки и схемой сети. Двухтрансформаторные подстанции применяются при выполнении сети по двухзвеньевой схеме с АВР при напряжении до 1000 В. Во всех остальных случаях рекомендуется применять однотрансформаторные подстанции. Развитие сети по мере увеличения нагрузки следует производить за счет сооружения новых ТП и перераспределения сетей вторичного напряжения.

Возможность нахождения рассматриваемой системы электроснабжения на разных ступенях трансформации напряжений будет сказываться на ее технико-экономических показателях. В частности, кроме непосредственных затрат на сооружение и эксплуатацию системы при строгом подходе следует учитывать дополнительные затраты, которые могут потребоваться при переходе на более высокое напряжение и связаны с потерями мощности в рассматриваемой системе электроснабжения. Имеется в виду, что для передачи потерь мощности используется часть пропускной способности вышестоящих звеньев передачи энергии, а также часть мощности генераторов электростанций и тем самым уменьшается полезная мощность источников питания. Приведенные затраты, связанные с передачей потерь электроэнергии, включая ее трансформацию, учитываются в составе замыкающих затрат.

При необходимости дополнительные потери в вышестоящих звеньях передачи энергии могут учитываться с помощью повышающего коэффициента, который принимается

равным: на шинах генераторного напряжения — 1,0; по отношению к потерям в сети 6—150 кВ — 1,05 (при напряжении электроснабжающей сети 220 кВ и выше); по отношению к потерям в сети 6—35 кВ — 1,08 (при напряжении электроснабжающей сети 110—150 кВ); по отношению к потерям в сети 6—10 кВ — 1,10 (при напряжении электроснабжающей сети 35 кВ).

Одним из существенных показателей любой системы электроснабжения является уровень надежности питания потребителей, обеспечиваемый этой системой. Надежность электроснабжения также имеет технико-экономический характер и должна находить соответствующее отражение при выполнении расчетов.

По действующей методике оценка надежности учитывается в составе приведенных затрат в виде вероятного годового народно хозяйственного ущерба, который определяется возможными перерывами электроснабжения.

В таком случае выражение для приведенных затрат

$$З_Л = (E_Н + p_\Sigma) K + \Delta Э З_э + У,$$

где $У$ — математическое ожидание ущерба от нарушений работы системы электроснабжения.

Для системы электроснабжения города характерен постоянный рост нагрузки. Наиболее часто изменение нагрузки во времени принимают с постоянным ежегодным увеличением:

$$S_t = S_0 (1 + p/100)^t,$$

где S_t — расчетная нагрузка в расчетном году t; S_0 — начальная нагрузка; $p/100$ — относительное значение ежегодного роста, p — в %.

Непрерывный рост нагрузки городских систем электроснабжения требует их соответствующего развития по мере увеличения передаваемой мощности. Естественно, что система электроснабжения может быть оптимальной только в том случае, когда вопросы ее рационального построения рассмотрены на достаточно Длительный период. При этом речь идет о возможности непрерывного развития системы путем введения в нее тех или иных элементов, без ее переустройства в пределах рассматриваемого периода. Возможность поэтапного развития системы электроснабжения должна являться органическим свойством системы.

Невзирая на разнообразие местных условий городов, системы их электроснабжения в определенной мере допускают обобщения, на основе которых возможно вскрытие общих закономерностей формирования систем и разработка условий их оптимального построения. Такой подход упрощает решение задач, возникающих в процессе оптимизации каждой конкретной системы ЭСГ.

Решение рассматриваемых задач имеет схемно-параметрический характер, поскольку суммарные технико-экономические показатели систем, выступающие в качестве критерия их оптимальности, определяются в основном принципом построения системы ЭСГ и принимаемыми параметрами их отдельных элементов.

В соответствии с теорией исследования операций оптимизационные задачи решаются на основе соответствующих математических моделей. Отметим, что какие-либо конкретные методы разработки указанных моделей и их математической формализации отсутствуют. В то же время разработка модели является решающим этапом оптимизации. Такая разработка требует глубоких знаний физических свойств моделируемой системы и умения их записи в виде соответствующих математических выражений, которые должны отразить технико-экономические зависимости, существующие между отдельными элементами системы и их параметрами.

Известно, что решение оптимизационной задачи — это целенаправленное действие, связанное с поиском такой соразмерности модели, при которой ее целевая функция или критерий эффективности имеют минимальное (максимальное) значение. В связи с возможностями, которые предоставляет современный математический аппарат и вычислительная техника, а также в стремлении вскрыть все более глубокие закономерности

формирования исследуемых систем в последнее время отмечается все большее усложнение их моделей. Например, для решения задачи используют несколько критериев (многокритериальные задачи), учитывают как можно большее число факторов и связей рассматриваемой системы (многопараметрические задачи).

При многокритериальном подходе перечень критериев и их регламентированные значения не всегда могут быть установлены объективно. Решение задачи в таких случаях связано с экспертными оценками, т. е. с использованием «неформализованных» процедур. Оптимизация систем электроснабжения является технико-экономической задачей. По этой причине и в соответствии К принятой практикой решать оптимизационные задачи будем дальнейшем с использованием одного критерия — минимума приведенных затрат. Увеличение числа факторов и связей исследуемой системы при разработке моделей не может быть единственной целью. Следует учитывать, что всякое усложнение модели ведет к необходимости использования более сложного математического аппарата для реализации модели. Необходимо соотносить требуемую точность решения исследуемой модели с практической возможностью формирования реальных систем электроснабжения. С учетом изложенного при разработке модели рекомендуется использовать возможные пути ее идеализации и упрощения, а также наиболее простой математический аппарат для реализации модели, обеспечивая требуемую и допустимую точность расчетов. При этом следует учитывать свойство стабильности технико-экономических зависимостей, т. е. возможность определенного варьирования исходными данными и параметрами системы без риска потерять оптимальное решение. По указанным причинам в процессе оптимизации возникает необходимость дополнительного технико-экономического анализа полученных параметров и суммарных показателей системы.

Отметим исходные предпосылки, используемые при оптимизации систем ЭСГ. В качестве критерия оптимальности принимается минимальное значение суммарных приведенных затрат системы. При оптимизации необходимо определить значения наивыгоднейшего параметра X или параметров $x_1, x_2, x_3, \ldots$ системы. Для этого необходимо установить соответствующие зависимости капитальных вложений в систему от параметров, т. е. функцию $К = F(x)$, а также найти подобную зависимость для годовых издержек $И = f(x)$.

Если указанные функции определены, то можно найти и оптимальное значение параметра или параметров системы x_0. С этой целью достаточно найти минимальное значение суммарных приведенных затрат $З = E_а F(x) + f(x)$, для чего требуется решить систему уравнений

$$\frac{\partial З}{\partial x} = E_н \frac{\partial F(x)}{\partial x} + \frac{\partial f(x)}{\partial x} = 0.$$

Таким образом, сложность задачи и необходимый для ее решения математический аппарат будет в основном определяться числом параметров x системы, учитываемых при разработке ее математической модели.

В дальнейшем при разработке модели системы электроснабжения города используется прием декомпозиции (независимый анализ двух моделей). Первая модель учитывает показатели электроснабжающих сетей города, как-то сетей 110—220 кВ, ПС ПО—220/10 кВ и сетей 10 кВ. Решение модели рассматривается в дальнейшем. Вторая модель учитывает показатели городских распределительных сетей 10 кВ, ТП 10/0,38 кВ и сети 0,38 кВ. Такой подход обеспечивает необходимую чувствительность моделей к исходным данным и исследуемым параметрам. В качестве связи между моделями выступает распределительная сеть 10 кВ, показатели которой в обеих моделях учитываются аналогично.

Разработка моделей выполняется в два этапа. На первом этапе анализируются физические особенности и технико-экономические зависимости отдельных элементов системы ЭСГ. При разработке соответствующих математических зависимостей используется прием их аппроксимации. На втором этапе определяется целевая функция суммарных

приведенных затрат системы с учетом математических характеристик ее отдельных элементов.

С целью упрощения моделей учитываются только те особенности рассматриваемых электрических сетей, которые оказывают решающее влияние на целевую функцию затрат. При этом оптимизацию производят в детерминированной постановке, принимая исходную информацию однозначной.

При решении оптимизационных задач, как известно, целевая функция должна дополняться ограничениями, которые возни кают при практическом формировании рассматриваемого объекта. Применительно к системам ЭСГ в качестве таких ограничений выступают допустимые нагрузки линий, уровни мощности короткого замыкания, надежность электроснабжения в расчетных узлах сетей и т.д. Поскольку рассматриваемые ограничения имеют технический характер, то их учет снижает строгость оптимизации, так как экономический критерий оптимизации дополняется техническими показателями, которые, по существу, играют роль вспомогательного критерия. Необходимо учитывать, что любое ограничение сказывается на условиях оптимальности модели, С каждым учитываемым ограничением целевая функция возрастает по сравнению с минимальным значением функции, которое соответствует оптимальной соразмерности модели без учета ограничений.

Учет ограничений во всех случаях усложняет решение целевой функции, поэтому, базируясь на свойстве стабильности технико-экономических зависимостей, а также в порядке упрощения задачи в данном случае используют несколько иной прием учета необходимых ограничений. В частности, определение оптимальных параметров системы производится на основе целевой функции без ограничений. При практическом формировании системы значения ее параметров изменяются от оптимального до значения,

Диктуемого техническими ограничениями, с соответствующей оценкой изменения суммарных технико-экономических показателей системы. В большинстве случаев такое отступление от оптимальных параметров оказывается допустимым, так как суммарные показатели вариантов формирования системы отвечают условиями экономичности вариантов.

Наряду с указанными отступлениями, а также с необходимостью в некоторых случаях варьировать исходными данными одновременно с минимизацией целевой функции, как указывалось, возникает потребность в ее дополнительном анализе в пеклах оптимального решения. Такой анализ вскрывает обобщенных технико-экономические особенности оптимальной системы тем самым способствует разработке практических рекомендаций о оптимальному построению системы, которые вытекают из ее рассмотрения как единого целого. В этой связи анализируется Чувствительность целевой функции и устойчивость ее решений. Вопросы чувствительности целевой функции связаны с тем, кто исходные данные систем электроснабжения города могут задаваться с определенной точностью и даже могут иметь предположительный характер. По этой причине минимизация целевой функции, не взирая на ее решение точными математическими методами, может иметь недостаточно определенный характер. В результате возникает задача влияния, погрешности исходных данных на точность определения оптимальных параметров, а также и значения каждого отдельного показателя исходных данных на Величину этих параметров. Если погрешность исходных данных мало сказывается на оптимальном решении, то нет оснований предъявлять особые требования к их точности. Например, знаменатель прогрессии номинальных мощностей трансформаторов характеризуется коэффициентом 1,6, а для стандартных сечений кабелей — 1,3. Следовательно, ошибка при определении указанных показателей в процессе оптимизации системы электроснабжения может находиться в пределах одной ступени мощности трансформаторов или сечения линий.

Отметим расчетные отношения, используемые в дальнейшем при анализе моделей систем электроснабжения городов.

Если целевую функцию записать в виде функции n переменных

$$З = f(x_1, x_2, x_3, ..., x_n)$$

в зависимости от исходных данных, то чувствительность целевой функции а определяется как частная производная:

$$\mathbf{a}^{/} = \partial 3/dxj.$$

Изменение целевой функции *3* в зависимости от изменения от изменения исходного показателя x_j составит

$$\Delta 3x_j = a_j \Delta x_j,$$

откуда максимальное изменение целевой функции при изменении всех исходных данных будет

$$\Delta 3 = \sum_{i=1}^{n} a_j \Delta x_j .$$

Использование указанных соотношений связано с некоторой неопределенностью, так как вариации исходных данных могут происходить различным образом: изменение одного показателя, одновременное изменение всех исходных данных и т. п.

Некоторые показатели могут иметь различный вес в суммарных показателях системы. Неопределенность оценки возможной ошибки усиливается стабильностью целевой функции. В результате вопросы, возникающие при таком анализе целевой функции, решаются в зависимости от конкретных условий задачи.

В связи со стабильностью технико-экономических зависимостей вводится понятие устойчивости целевой функции, под которым понимается свойство приведенных затрат системы электроснабжения не выходить за пределы заданной области их изменения при изменении оптимальных параметров. Если затраты в рассматриваемых вариантах находятся в такой допустимой зоне при отклонении параметров от оптимального значения, то варианты решения рассматриваются как равноэкономичные.

При технико-экономических расчетах допустимое отклонение затрат, как правило, принимается равным е == ±0,05.

Понятие равноэкономичности наряду со стабильностью целевой функции позволяет вводить значительные упрощения при разработке расчетных моделей без заметного снижения точности оптимизации системы ЭСГ.

В задачах оптимизации, когда исходные данные имеют ориентировочный характер и их изменения могут быть заданы в виде некоторых пределов, возникает проблема принятия решений в условиях неопределенности. В настоящее время имеются соответствующие приемы решения таких задач и встречаются примеры использования этих приемов при оптимизации систем электроснабжения.

Следует отметить, что указанные приемы базируются на применении «неформализуемых процедур» и не решают полностью проблему неопределенности, так как в результате их реализации устанавливается только зона возможных решений.

Решения включают в себя те или иные субъективные предположения как относительно способа обработки конкретных значений неопределенных исходных данных, так и относительно применяемых критериев оптимизации. Выбор окончательного решения выполняется экспертным путем.

В общем виде решение задачи в условиях неопределенности предусматривает не только диапазон изменения исходных данных, но предполагает также возможность изменения стратегии реализации рассматриваемой задачи.

При решении задачи намечается несколько вариантов исходных данных в пределах их идеального изменения *Dj* (1, 2, 3, ..., *w)*, где *w* — число вариантов.

При этом вероятность осуществления условий *Dj* остается неизвестной.

Дополнительно намечаются стратегии решения задачи A_t (1, 2, 3, ..., *m)*, где *m* — число стратегий.

По каждому варианту исходных данных *Dj* определяются приведенные затраты. На основе полученных данных составляется так называемая платежная матрица.

Вариант стратегий	Вариант исходных данных		
	D_1	D_j	D_n
A_1	$З_{11}$	$З_{1j}$	$З_{nj}$
A_i	$З_{i1}$	$З_{ij}$	$З_{nj}$
A_m	$З_{m1}$	$З_{mj}$	$З_{mn}$

Неопределенность возникает, когда каждый вариант стратегии является оптимальным хотя бы при каком-нибудь одном варианте исходных данных и нерациональным при других данных. В таких случаях возникает необходимость в критерии оптимальности вариантов. В настоящее время таким является критерий минимума средних затрат (критерий Байеса).

Более осторожная стратегия решения использует критерий минимальных затрат (критерий Вальда), согласно которому выбираются минимальные из максимальных затрат, т. е. min max $З_u$. Разновидностью является критерий минимаксного риска (критерий Севиджа), которому соответствует значение минимального из максимальных экономических рисков.

Отметим, что выбор критерия, на основе которого определяется оптимальная стратегия, не фиксируется жесткими рамками, а является только инструментом анализа возможных решений. Имеются только общие соображения об условиях применения указанных критериев. Окончательное решение принимается экспертным путем.

В настоящее время могут быть отмечены три уровня электрификации быта городского населения страны, которые различаются степенью насыщения и использования населением электробытовых приборов. По показателям электроснабжения бытовые приборы образуют две группы: базовые электроприборы и приборы эпизодического использования.

Базовые электроприборы определяют основные характеристики электроснабжения, в частности уровень электропотребления и электрическую нагрузку бытовых потребителей. Приборы эпизодического применения влияют только на величину электропотребления.

Первый уровень электрификации быта характеризуется применением исходного набора электробытовых приборов: осветительных, холодильников, телевизоров. На втором уровне к исходным приборам добавляется кухонная электроплита. Третий уровень предусматривает применение электроэнергии для горячего водоснабжения и отопления квартиры.

Для городов страны в настоящее время регламентированы лишь два первых уровня электрификации быта.

В результате электрификация быта в настоящее время ограничивается первым уровнем. В то же время объективные условия развития современного общества предопределяют беспрерывное увеличение объема используемой электроэнергии во всех сферах, в том числе для итоговых нужд населения. Электроэнергия при этом выступает как более качественный энергоноситель, способный решающим образом стимулировать социально-экономическое развитие общества, а также создавать наиболее благоприятные условия проживания населения.

В этой связи отметим несомненные преимущества применения электроэнергии для бытовых нужд населения по сравнению с использованием для этих целей других энергоносителей. Как известно, в настоящее время более 85 % семей в стране для приготовления пищи применяют газовые плиты. Замена газовых плит на электрические

позволяет значительно улучшить санитарно-гигиеническую обстановку в квартирах, так как загазованность и влажность в последних из-за недостаточной вентиляции, особенно в домах старой и малоэтажной застройки, как правило, выше нормированных. Последнее отрицательно сказывается на состоянии здоровья населения. Применение электроплит ведет к снижению заболеваемости, тем самым к экономии общественных фондов потребления на социальное страхование и здравоохранение. В указанных условиях внедрение кухонных электроплит должно рассматриваться в качестве первейшей задачи электрификации быта населения страны.

К серьезным преимуществам повышенной электрификации быта относится экономия затрат личного времени населения на ведение домашнего хозяйства. Высвобождение свободного времени населения создает необходимые условия для воспроизводства рабочей силы, повышения профессионального и культурного уровня населения и т. п.

Решающая экономия свободного времени населения и создание действительно комфортных условий проживания достигается при использовании электроэнергии для горячего водоснабжения и отопления жилища вместо использования для этих целей традиционных теплогенераторов индивидуального пользования. При этом речь идет о современных системах электротеплоснабжения (имеются в виду устройства, работающие в аккумуляционном режиме, с зарядкой в ночные часы).

За рубежом применяются так называемые тепловые насосы, работа которых базируется на использовании запасов энергии окружающей среды. Эффективность насосов характеризуется отопительным коэффициентом, который в современных моделях находится в пределах 2,5—3. На каждую единицу электрической энергии с помощью теплового насоса за счет энергии окружающей среды может быть получено 2,5—3 эквивалентные единицы тепловой энергии.

Как отмечалось, для городских поселений наиболее эффективным решением вопросов горячего водоснабжения и отопления жилищ является использование централизованных источников тепла. Однако в поселках городского типа и в районах малоэтажные застройки городов до настоящего времени используются индивидуальные теплогенераторы, работающие на различных видах топлива. Есть основания полагать, что малоэтажная застройка в городах нашей страны еще сохранится значительно долго. Экономические расчеты, выполненные в последние с учетом реального положения с топливом в стране и необходимого всемерного улучшения условий проживания населения показывают рациональность использования при определенных условиях современных средств электроводо- и электротеплоснабжения для малоэтажной застройки по сравнению с централизованными источниками теплоснабжения. Таким образом, для малоэтажной жилой застройки городских населений, кроме двух нормированных уровней электрификации может быть рассмотрен вопрос о более полной электрификации имеется ввиду использование современных индивидуальных электро- и теплонагревателей в квартирах. При этом возникает необходимость в технико-экономическом обосновании повышенного уровня электрификации быта с учетом того, что выбор национального энергоносителя в значительной мере определяется условиями: видом топлива, его стоимостью, условиями установки, климатическими особенностями, характеристиками электрических сетей и энергосистем рассматриваемого района и т. п.

Кроме технико-экономических обоснований весьма ограничивающим условием при переходе к повышенному уровню электрификации быта является требование о необходимости экономии первичного топлива. Это требование в некоторых случаях будет исключать применение в быту электроводо - и электро-теплонагрева. Между тем создание комфортных условий проживания населения, которые могут быть обеспечены только за счет повышенной электрификации быта, является неотъемлемой частью решения важнейшей проблемы всемерного повышения благосостояния трудящихся. Рассматриваемое требование вступает в противоречие с решением указанной проблемы и по этой причине должно быть ограничено только дефицитным видом качественного топлива или вообще изъято.

Дополнительно к рассматриваемой методике определения рациональности энергоносителей отметим, что реализация методики для варианта электроводо-и электротепло нагрева встречает определенные трудности. Если при расчете традиционных систем теплоснабжения необходимые исходные данные: уровни и режимы тепло потребления, укрупненные показатели сооружения элементов систем и другие являются известными, то для варианта электроводо- и электротеплонагрева исходные показатели могут устанавливаться только ориентировочно. Из-за отсутствия в стране таких систем неизвестны уровни и режимы электропотребления, электрические нагрузки, что затрудняет определение параметров новых электрических сетей и оценку пропускной способности действующих сетей. Выбор параметров сетей требует учета совмещения режима устройств электроводо- и электротеплонагрева с режимом работы электробытовых устройств другого назначения.

Внедрение аккумулирующих устройств электроводо- и электротеплонагрева предопределяет наличие двух тарифов на электроэнергию. Имеющиеся в литературе предложения по оценке ночного тарифа противоречивы. Поскольку внедрение рассматриваемых систем ведет к значительному увеличению электропотребления, есть основания полагать, что при определении тарифов необходимо учитывать ограничения, которые может наложить бюджет населения.

Таким образом, проблема перехода к повышенному уровню электрификации быта в настоящее время связана с решением многочисленных вопросов. В нашей стране, где все делается для всемерного улучшения благосостояния населения и условий его проживания, должны быть приняты максимальные усилия в этом направлении. Тем более, что предварительные исследования показывают эффективность дальнейшей электрификации быта уже в настоящее время.

Тема 4. Напряжения систем электроснабжения

Стандартные напряжения. Исходные положения выбора напряжения ЛЭП. Рациональная дальность передачи при напряжении 6-10 кВ в системе электроснабжения города. Выбор уровня напряжения городских распределительных сетей. Выбор числа ступеней трансформации напряжения. Перевод действующих сетей на повышенное напряжение. Обеспечение качества напряжения.

При выборе напряжения электрических сетей необходимо решить две задачи: 1) установить шкалу стандартных напряжений и 2) выбрать наивыгоднейшее напряжение и число ступеней трансформаций электрической энергии для конкретной системы электроснабжения. Вторая задача рассматривается в пределах действующих стандартных напряжений.

Шкала и значения стандартных напряжений определяются общим уровнем развития народного хозяйства страны, а именно уровнем электрификации промышленности и сельского хозяйства, прогрессом в области изготовления электрооборудования, единичной мощностью генерирующих агрегатов и приемников электрической энергии и т. п. Поэтому шкала и значения напряжений со временем изменяются. При этом отмечается тенденция к появлению более высоких напряжений, а также повсеместная унификация напряжений, что приносит значительные выгоды технико-экономического характера.

В частности, в области напряжений 100—1000 В отмечается ограничение напряжения 220/127 В, полное исключение напряжения 500 В и ввод напряжения 660 В. Необходимость этого отмечалась в работах, где была показана экономическая целесообразность внедрения в разных отраслях промышленности напряжения 660 В, равного 110-380 В и дающего возможность использовать одни и те же двигатели и трансформаторы на 660 В в сетях 380 и 660 В путем соответствующего переключения обмоток. При использовании напряжения 660 В верхний предел единичной мощности трехфазных двигателей, при напряжении 380 В

соответствующий 320—400 кВт, может быть повышен до 650—700 кВт. Напряжение 660 В нашло необходимое отражение в стандартах на изготовление электрооборудования.

Для диапазона напряжений свыше 1000 В в стандарт введено номинальное напряжение 20 кВ, в то время как ранее допускалось изготовление трансформаторов и приемников электрической энергии 20 кВ только для установок, действующих при этом напряжении. Решающим при этом явилось наличие сетей 20 кВ и, по-видимому, некоторые преимущества напряжения 20 кВ для сетей сельскохозяйственного назначения. Отметим, что все проведенные исследования относительно области использования 20 кВ не дали возможности сделать однозначные выводы.

Унификация напряжений связана со значительными народнохозяйственными выгодами, поскольку с сокращением числа стандартных напряжений резко уменьшается число типоразмеров выпускаемого электрооборудования, в частности трансформаторов. Отмечается ограничение напряжений 3 и 150 кВ. Одновременно с этим введено напряжение 20 кВ и в настоящее время имеются три стандартных напряжения практически одного класса: 6—10—20 кВ.

Напряжения 3 и 150 кВ использовать для новых установок не рекомендуется. Напряжения (3,15); 6,3; 10,5 и 21,0 кВ первичных обмоток имеют трансформаторы и автотрансформаторы, присоединяемые непосредственно к шинам генераторного напряжения электрических станций. Обращаем внимание на наличие двух номинальных напряжений первичных и вторичных обмоток трансформаторов и автотрансформаторов.

Как отмечалось, задача по выбору оптимального напряжения каждой ступени трансформации энергии, а также числа трансформаций в конкретной системе электроснабжения должны рассматриваться в пределах стандартных напряжений.

Отметим особенности возможных способов предварительной оценки значения рационального напряжения электрических сетей. Эти способы, как правило, базируются на сопоставлении тех или иных показателей одиночных линий с учетом основных параметров передачи.

Перед этим укажем, что задача выбора напряжения в системе электроснабжения имеет более сложный характер, так как при решении этой задачи следует учитывать показатели смежных ступеней системы. Если в первом случае говорят об оптимальном напряжении ЛЭП, то для системы электроснабжения, как отмечено выше, вводится понятие оптимального радиуса распределения при том или ином вторичном напряжении, значение которого определяется в зависимости от показателей сетей первичного напряжения.

При выборе напряжения должны учитываться местные особенности рассматриваемого района электроснабжения: характеристики источников питания, их размещение по территории района, плотность нагрузки, конструктивные особенности отдельных элементов, системы электроснабжения и т. д. В зависимости от этого при построении системы может возникнуть необходимость применения нескольких ступеней напряжения.

Часто напряжение для конкретных систем устанавливается однозначно, так как оно диктуется напряжением существующих источников питания.

С выбором напряжения непосредственно связаны вопросы определения схемы и параметров отдельных элементов электроснабжения. Например, оптимальное число подстанций в системе, как отмечалось, зависит от соотношения напряжений электроснабжающей и распределительной сетей, а также их конструктивного выполнения. В результате выбор напряжений, по существу, связан с решением общей проблемы рационального построения системы электроснабжения.

Наиболее простой представляется классическая задача определения наивыгоднейшего напряжения ЛЭП при передаче заданной мощности в зависимости от длины линии. При заданной мощности дальность передачи энергии в зависимости от напряжения может прежде всего лимитироваться техническими условиями, в частности допустимой потерей напряжения.

Следует учесть, что в распределительных сетях напряжением 6 кВ и выше допустимая потеря напряжения может быть более 5 %, принятых при расчете данных. В результате в городских электроснабжающих сетях потери напряжения, как правило, не являются лимитирующим фактором, так как их значения находятся всегда ниже допустимых.

Можно установить предельные значения параметров передачи (по кабельным ЛЭП напряжением 10 и 35 кВ) по критерию допустимой плотности тока нагрева с учетом рассматриваемых максимальных сечений кабелей 240 и 150 мм^2. Принимая наиболее благоприятные условия прокладки кабелей в земляных траншеях, можно установить, что для линий 10 кВ по указанному критерию передаваемая мощность будет 6—8 МВА, для линий 35 кВ—около 17—18 МВА. Следовательно, условия нагрева кабелей могут ограничивать использование рассматриваемых напряжений.

Приведенные данные определяют технические возможности использования ЛЭП указанных напряжений. Более точное решение рассматриваемой задачи может быть получено на основе технико-экономических соображений. Отметим, что при выборе экономического сечения проводов приведенные затраты прямо пропорциональны дальности передачи. Поэтому значение напряжения в этом случае не зависит от дальности передачи.

Ппри передаче мощности менее 4— 6 МВА напряжение 10 кВ является более целесообразным, чем напряжение 6 кВ. Приведенные затраты на передачу при напряжении 10 кВ меньше примерно в 1,5 раза. Рациональность напряжения 10 кВ подтверждается тем, что стоимость кабелей 6 и 10 кВ различается незначительно, а оборудование сетей изготовляется только одного класса — 10 кВ.

Указанные данные свидетельствуют об отсутствии области использования кабельных ЛЭП напряжением 6 кВ. В этих условиях дальнейшее развитие сетей 6 кВ, наблюдаемое в городах РФ, и недостаточные темпы работ по переводу действующих кабельных сетей 6 кВ на напряжение 10 кВ связаны с прогрессирующим ущербом народному хозяйству.

При передаче мощности 6 МВ-А и более целесообразен переход к напряжению 20 и 35 кВ. В пределах мощности 6—10 МВА кабельные ЛЭП указанных напряжений почти равноценны. Следует учитывать, что стоимость оборудования 20 кВ на 15—20 % меньше стоимости оборудования 35 кВ. В результате область использования напряжения 35 кВ несколько сдвигается в сторону передачи больших мощностей. Однако рациональность напряжения 20 кВ в кабельных сетях и в этих условиях может рассматриваться в очень узких пределах.

Область использования напряжения 110 кВ устанавливается при передаче мощности от 100 МВА, в этом случае целесообразно рассматривать применение кабельных ЛЭП 110 кВ по сравнению с использованием аналогичных ЛЭП 35 кВ. С учетом стоимости оборудования область применения напряжения 110 кВ связана с большими мощностями. В результате в кабельных сетях отмечается определенное несоответствие между зонами экономического использования напряжений 35 и 110 кВ. Возникают затруднения при технико-экономическом обосновании применения напряжения 110 кВ в системах электроснабжения городов. Как правило, решения по использованию кабельных ЛЭП 110 кВ диктуются градостроительными соображениями.

Показатели воздушных ЛЭП более благоприятны. Для определения оптимального напряжения таких ЛЭП из учебной литературы известны формулы, которые определены при различных исходных предпосылках.

В результате выбор оптимального напряжения согласно рассматриваемой методике производится следующим образом:

1. Для заданных значений передаваемой мощности и дальности передачи по специальным номограммам определяют предположительно стандартное напряжение передачи.
2. Выбирают ближайшее большее и меньшее стандартные напряжения.
3. Пользуясь укрупненными технико-экономическими показателями, определяют затраты для напряжений передачи соответственно.

4. Рассчитывают значение оптимального напряжения по известным формулам.

Рассмотренная методика позволяет более точно ориентироваться при выборе стандартного напряжения и сокращает число рассматриваемых вариантов. Считается, что сравнивая, например, три варианта— стандартные напряжения 6, 10 и 20 кВ, нельзя установить, будет ли рациональнее, например, напряжение 10 кВ, чем напряжение 6 или 20 кВ, хотя из рассматриваемых напряжений вариант 10 кВ дает наилучшие технико-экономические показатели. Утверждается, что если в данном случае оптимальное напряжение равно 17 кВ, то следует выбрать стандартное напряжение 20 кВ. Если же оптимальное напряжение равно 8,7 кВ, то стандартное напряжение следует принять равным 10 кВ.

В заключение отметим, что при любом методе решения поставленной задачи, а также при вариантах сети, имеющих близкие экономические показатели или небольшие преимущества (10— 15 %) низшего напряжения, предпочтение должно быть отдано сети более высокого напряжения. Последнее обусловливается меньшими затратами проводниковых металлов в системах с более высокими напряжениями, лучшими возможностями последующего развития сети в связи с беспрерывным увеличением нагрузки и т. д.

При рассмотрении системы электроснабжения с одним напряжением и выборе рационального пути ее осуществления возникает вопрос о предельной дальности передачи энергии заданного напряжения. В условиях городов такая постановка вопроса особенно уместна для напряжений б—10 кВ. При этом следует различать передачу энергии от электрических станций и передачу от подстанций энергосистемы.

В первом случае энергия передается непосредственно при генераторном напряжении 6—10 кВ. Во втором случае, кроме передачи энергии, имеет место ее трансформация на понижающей подстанции.

Таким образом, возникает задача определения предельной рациональной дальности передачи энергии при напряжении 6—10 кВ, по достижении которой становится целесообразной передача на более высоком напряжении. Применительно к генераторному напряжению последнее означает определение условий, при которых необходимо повышение генераторного напряжения.

Во втором случае определение дальности передачи позволяет выявить условия, при которых целесообразно использовать глубокие вводы 35 кВ и выше.

Поставленная задача рассматривается применительно к сосредоточенным нагрузкам без учета мощности источников питания (электростанций и районных подстанций). В связи с этим напомним, что радиус обслуживания, или средняя дальность передачи энергии на вторичном напряжении, как отмечалось, определяется оптимальной мощностью подстанции.

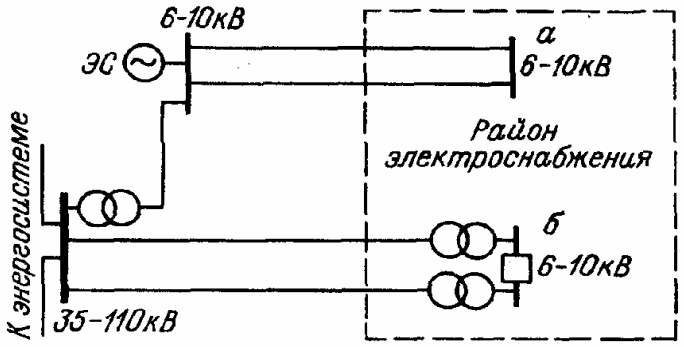
Решение задачи при указанных условиях имеет практическое значение для систем электроснабжения отдельных потребителей. Полученные выводы могут быть использованы также в качестве ориентировочных рекомендаций при анализе более общих вопросов электроснабжения города.

Рассматриваемая задача решается путем сравнения технико-экономических показателей соответствующих вариантов электроснабжения, выбираемых с минимальной идеализацией реальных условий.

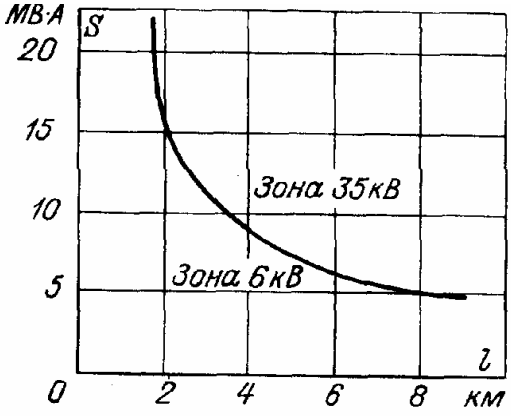
Для определения предельного радиуса передачи при генераторном напряжении могут быть сопоставлены два варианта электроснабжения: а и б. Чтобы найти условия, при которых целесообразен переход от системы электроснабжения а к системе б, необходимо определить приведенные затраты для каждого из рассматриваемых вариантов в зависимости от передаваемой мощности и дальности передачи. Сопоставление этих затрат позволит установить область использования рассматриваемых вариантов электроснабжения.

Для примера приведена кривая равных приведенных затрат электроснабжения при генераторном напряжении 6 кВ и системы с дополнительной трансформацией 6—35 кВ при принятых в данной работе исходных расчетных условиях. Оценка вариантов производилась по укрупненным технико-экономическим показателям.

В показателях варианта сети 6 кВ учтена стоимость распределительного пункта. В обоих вариантах предусматриваются кабельные линии передачи 6 и 35 кВ, выполняемые с необходимым резервом и выбором их сечения по допустимой плотности тока. Прежде чем остановиться на анализе данных, отметим упрощения, принимаемые при определении технико-экономических показателей вариантов. Как указывалось, весьма неопределенным является учет затрат, связанных с присоединением ЛЭП к источникам питания. В данном случае, кроме определения этих затрат для кабелей 6 и 35 кВ, возникает необходимость учета расходов, связанных с трансформацией энергии на электростанции с 6 кВ на 35 кВ.



Варианты электроснабжения



Зоны использования напряжений 6 и 35 кВ

В том случае, когда электрическая станция не имеет связи с энергосистемой при напряжении выше генераторного, эти затраты должны учитываться в полном объеме, т. е. включать в себя стоимость сооружения повышающей подстанции 6—10/35—110 кВ, стоимость потерь энергии в повышающих трансформаторах и т. д. В современных условиях электрические станции, как правило, имеют связь с энергосистемой при напряжении 35 кВ и выше. Поэтому при анализе показателей этого варианта могут учитываться только затраты, связанные с дополнительным расширением повышающей подстанции и увеличением потерь энергии в ее трансформаторах.

Объем расширения повышающей подстанции определяется местными условиями, в частности условиями выдачи мощности электростанции в энергосистему, а также напряжением глубокого ввода, с помощью которого намечается передача энергии в район электроснабжения. В том случае, когда глубокий ввод осуществляется при напряжении энергосистемы, рассматриваемые затраты могут оказаться минимальными и будут определяться стоимостью сооружения ячеек для линий 35—110 кВ, а также дополнительными потерями в трансформаторах 6—10/35—110 кВ.

Условия присоединения линий 6—10 кВ к РУ электростанции могут быть различными. Поэтому при рассмотрении показателей вариантов электроснабжения затраты, связанные с присоединением линии к источникам питания, не принимались во внимание. Последнее обстоятельство улучшает показатели варианта сети напряжением 35/6 кВ, что необходимо учитывать при определении окончательных рекомендаций.

Как уже отмечалось, на рис. приведена кривая равных приведенных затрат рассматриваемых вариантов, которая определяет зоны рациональной передачи энергии при генераторном напряжении 6 кВ и при использовании дополнительной трансформации 35/6 кВ.

Из приведенной кривой следует, что при передаче мощности с сосредоточенной нагрузкой в пределах 5—8 МВА целесообразно использовать генераторное напряжение при дальности передачи 8—5 км. При увеличении передаваемой мощности до 10—15 МВА предельная дальность передачи энергии при генераторном напряжении 6 кВ сокращается до 4—3 км.

Для передаваемой мощности или дальности передачи выше отмеченных выявляется целесообразность введения в систему электроснабжения дополнительной трансформации энергии 6/35 кВ и передачи энергии при напряжении выше генераторного.

Кривая рис. может быть представлена соответствующим аналитическим выражением. В частности, прибегая к методу интерполяции, рассматриваемую кривую приближенно можно определить следующим уравнением:

$$S = 0{,}4l^2 - 5{,}7l + 2{,}6.$$

В результате, имея данные о передаваемой мощности и дальности ее передачи, по указанной формуле можно расчетным путем определить рациональную систему электроснабжения. Если при заданной дальности передачи мощность S, определенная по формуле, больше, чем мощность рассматриваемой передачи, то целесообразен вариант осуществления системы электроснабжения с использованием генераторного напряжения 6 кВ. В том случае, когда мощность, определенная по формуле, меньше мощности рассматриваемой передачи, целесообразно осуществление системы по второму варианту, т. е. с промежуточной трансформацией.

Аналогичные характеристики могут быть установлены для вариантов генераторного напряжения 6 кВ и системы электроснабжения с дополнительной трансформацией 6/110 кВ, а также генераторного напряжения 10 кВ и систем 10/35 и 10/110 кВ. В этих случаях предельная рациональная дальность передачи при генераторном напряжении значительно увеличивается.

Приведенные данные определены без учета затрат на присоединение линий 6 и 35 кВ и дополнительную трансформацию энергии. При их учете предельные дальности передачи энергии на генераторном напряжении будут заметно увеличиваться, например, для рассматриваемых вариантов электроснабжения дальность передачи при напряжении 6 кВ может увеличиться в 1,2—1,5 раза по сравнению с указанной на рис.

Рациональная дальность передачи при генераторном напряжении 6—10 кВ сокращается при наличии воздушных сетей 35—110 кВ. Последнее подтверждается следующим рис. а, на котором приведены области использования рассматриваемых напряжений 10—35—110 кВ при питании системы электроснабжения от генерирующего источника по кабельным ЛЭП напряжением 10 кВ и воздушным ЛЭП 35—110 кВ.

Если отмеченные данные связать с техническими возможностями передачи энергии по кабельным линиям 6—10 кВ, то безотносительно к конструктивному выполнению электроснабжающих сетей напряжением 35—110 кВ может быть сделан один общий вывод о целесообразности передачи энергии на генераторном напряжении 6—10 кВ в городских условиях, как правило, до предельной дальности передачи, определяемой техническими возможностями рассматриваемых кабельных ЛЭП. Только при передаче значительных мощностей в районы с сосредоточенной нагрузкой может потребоваться введение в системы электроснабжения дополнительного, более высокого напряжения с его последующей трансформацией у потребителя.

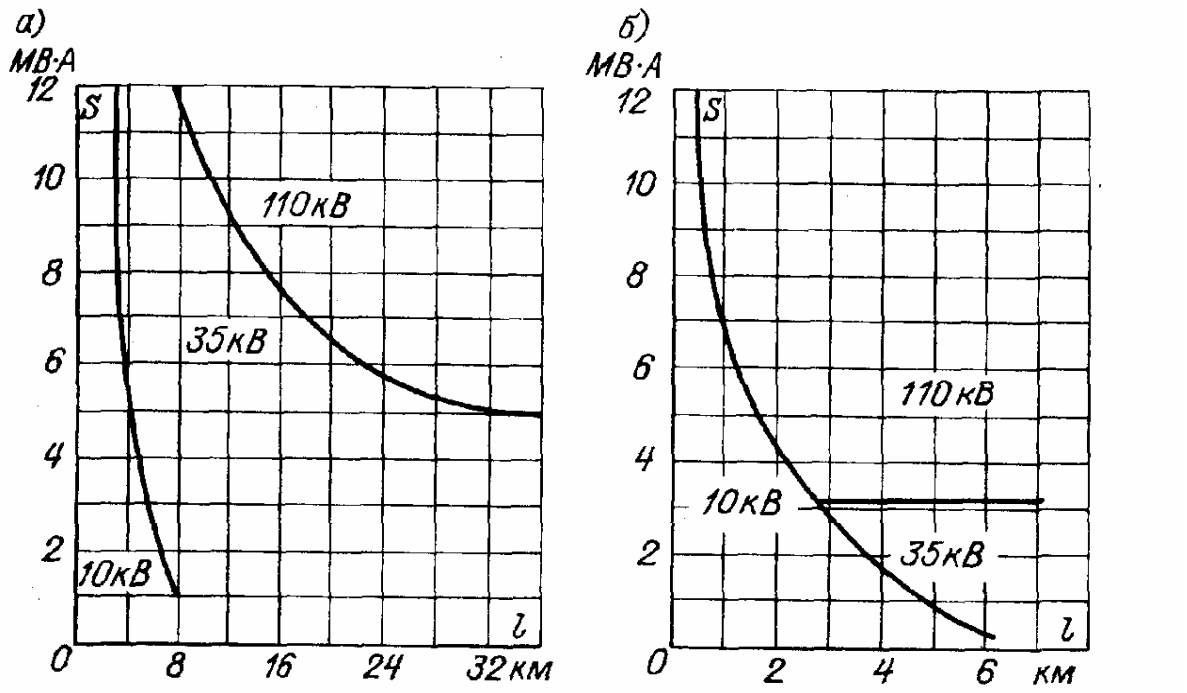


Рис. Зоны использования напряжений 6, 35 и 110 кВ

Значительный интерес представляет влияние отдельных составляющих приведенных затрат на их суммарное значение для каждого из рассматриваемых вариантов электроснабжения. С этой целью отметим отдельные составляющие затрат для равноценных вариантов передачи мощности 11 МВА на расстояние 3 км при использовании генераторного напряжения 6 кВ и промежуточной трансформации 6/35 кВ.

Суммарные затраты вариантов складываются из расходов на подстанции (РП и ПС 35/6 кВ), кабельные линии (б и 35 кВ) и потери энергии (в кабелях 6 и 35 кВ и трансформаторах 35/6 кВ). При принятых расчетных условиях для варианта генераторного напряжения а они составляют 23, 51 и 26 % суммарных затрат соответственно; для варианта (б) системы с трансформацией 6/35 кВ указанные затраты равны 33, 38 и 29 %.

Для рассматриваемых двух вариантов электроснабжения затраты, определяемые стоимостью потерь энергии, примерно равны, так как в первом случае они составляют 26, во втором — 29 %.

В литературе распространено мнение, что использование в системах электроснабжения более высоких напряжений всегда приводит к значительному снижению потерь мощности и энергии. В действительности указанное утверждение может распространяться только на отдельные линии передачи, но не на системы электроснабжения в целом.

В самом деле, использование в рассматриваемом случае напряжения 35 кВ вместо 6 кВ приводит к снижению потерь в линиях передачи примерно в шесть раз. Однако в варианте с трансформацией 6/35 кВ имеют место значительные потери энергии в понижающих трансформаторах, в результате чего суммарные потери рассматриваемых систем электроснабжения могут находиться на одном уровне.

Таким образом, при сопоставлении систем электроснабжения даже с одинаковыми технико-экономическими показателями вариант с более высокими напряжениями не всегда приводит к снижению потерь энергии и мощности. Система электроснабжения, имеющая лучшие технико-экономические показатели, будет, в свою очередь, характеризоваться и более низким значением потерь энергии и мощности независимо от напряжения, используемого для передачи энергии. Например, при передаче мощности 11 МВ- на расстояние 1 км, когда вариант электроснабжения на генераторном напряжении 6 кВ является рациональным, затраты, связанные с суммарными потерями энергии, примерно в

три раза меньше, чем аналогичные затраты в варианте с промежуточной трансформацией 6/35 кВ.

Наоборот, при передаче мощности 11 МВА на расстояние 8 км, когда целесообразен вариант с напряжением 35 кВ: здесь затраты, связанные с потерями энергии, меньше примерно в два раза против варианта передачи на генераторном напряжении. Интересно отметить, что суммарные затраты в рассматриваемых системах электроснабжения различаются при этом на 130— 150% в пользу рационального варианта.

Таким образом, технико-экономическая оценка систем электроснабжения должна производиться с учетом показателей всех элементов передачи, распределения и трансформации энергии, входящих в сравниваемые системы.

Дополнительно можно отметить, что при увеличении напряжения, используемого в системе электроснабжения, расход проводникового металла уменьшается в зависимости от метода выбора сечения проводов линии передачи. Например, выбирая сечение проводов по допустимой плотности тока и принимая удельный расход металла на 1 кВ-А передаваемой мощности при использовании кабелей б кВ за 100 %, определяем, что для кабельных линий 10 кВ расход металла уменьшается до 70 %, для кабельных линий 35 кВ — до 60 %. При этом учтены затраты металла в оболочках кабелей, а в последнем случае — также и в обмотках трансформаторов.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что уменьшение расхода цветного металла, необходимого для выполнения систем электроснабжения, не пропорционально увеличению напряжения, используемого для передачи энергии.

Выбор напряжения распределительных сетей имеет самостоятельное значение, так как для таких сетей из числа стандартных напряжений могут быть использованы напряжения 6, 10, 20 и даже 35 кВ. Если вопросы применения напряжения 6 и 10 кВ имеют установившееся решение, то использование напряжения 20 кВ до сих пор вызывает противоречивые суждения, невзирая на то что напряжение 20 кВ входит в число стандартных.

Таким образом, приведенный технико-экономический анализ позволяет оценить экономическую область применения стандартных напряжений для распределительных сетей. Если учесть средние показатели и особенности компоновки современных городских распределительных сетей (ТП с одним или двумя трансформаторами мощностью 400—1000 кВА), то из рассмотренных числовых характеристик отчетливо выявляется нерациональность применения для сетей напряжения 6 кВ. Использование этого напряжения приводит только к ущербу для народного хозяйства, в связи с чем должны быть приняты активные меры к ликвидации сетей 6 кВ и переводу действующих сетей 6 кВ на напряжение 10 кВ в масштабах страны.

Отмечаются весьма благоприятные показатели использования сетей напряжением 10 кВ. Учитывая отмеченные технические ограничения и весьма узкую по этой причине зону экономического использования напряжения 20 кВ, которая находится на нижней границе зоны, необходимо сделать вывод, что напряжение 20 кВ в современных условиях не имеет области экономического использования. При этом, кроме экономических показателей, следует учитывать компоновочные условия формирования распределительных сетей в условиях города.

Отметим рекомендации Руководящих указаний по рассматриваемому вопросу. Сети до 1000 В должны выполняться трехфазными четырехпроходными с глухим заземлением нейтрали напряжением 380/220 В. При реконструкции действующих сетей 220/127 В и 3х220 В следует переходить на напряжение 380/220 В. При этом допускается использование существующих трехжильных кабелей и их свинцовых или алюминиевых оболочек в качестве четвертой жилы.

В соответствии с РД городские электрические сети напряжением выше 1000 В должны выполняться трехфазными с изолированной нейтралью, как правило, при напряжении не ниже 10 кВ. При расширении или реконструкции действующих сетей 6 кВ

рекомендуется переводить их на напряжение 10 кВ с использованием установленного оборудования и кабелей 6 кВ.

Можно отметить следующий порядок выполнения городских распределительных сетей. В новых районах городской застройки напряжение сетей принимается не ниже 10 кВ вне зависимости от напряжения сети в существующей части города. При развитии действующих сетей б кВ следует предусматривать их перевод на 10 кВ с использованием оборудования и кабелей б кВ. Сохранение напряжения 6 кВ необходимо обосновывать технико-экономическими расчетами. При темпах ежегодного прироста нагрузки 5 % и более в течение ближайших 10—15 лет существующие кабельные сети 6 кВ во всех случаях следует переводить в ближайшие 5— 10 лет на напряжение 10 кВ. Если оптимальные сроки перевода сети на повышенное напряжение находятся за пределами первой очереди развития сети или имеется решение о переходе на 10 кВ, новое оборудование и кабели должны приниматься с конструктивным напряжением 10 кВ.

При генераторном напряжении 6 кВ электроснабжение прилегающих к электростанции районов целесообразно осуществлять при этом же напряжении. Для более отдаленных районов, в схеме питания которых имеется дополнительная ступень напряжения 35—11О кВ, следует предусматривать распределительные сети напряжением 10 кВ.

На действующих районных подстанциях с вторичным напряжением 6 кВ следует предусматривать установку дополнительных понижающих трансформаторов с напряжением 10 кВ или трехобмоточных трансформаторов 110/10/6 кВ.

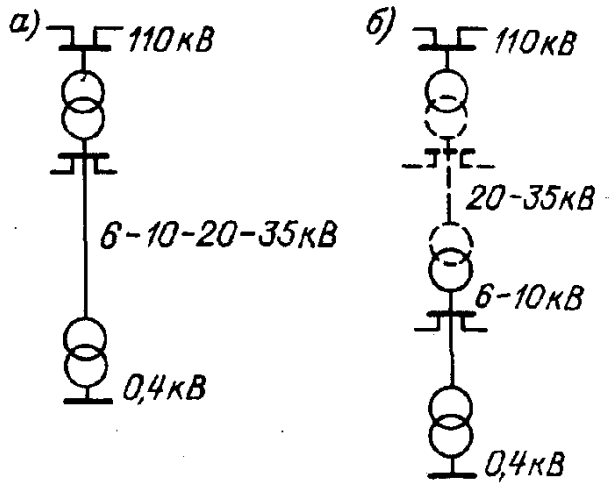
Наличие на подстанции трехобмоточного трансформатора 110/10/6 кВ или дополнительного трансформатора с обмоткой 10 кВ позволит одновременно с осуществлением новых распределительных сетей переводить и действующие сети 6 кВ на напряжение 10 кВ.

Городские распределительные сети 6—35 кВ согласно РД должны выполняться трехфазными с изолированной или заземленной через дугогасящие аппараты нейтралью. Требования к компенсации емкостных токов в этих сетях указаны в ПУЭ.

При выборе рационального построения системы электроснабжения города возникает необходимость в определении наивыгоднейшего числа ступеней трансформации энергии, т. е. числа ее преобразований между напряжениями 110 и 0,38 кВ. Следует отметить, что решение указанной проблемы в отечественной литературе освещено недостаточно, в связи с чем рассмотрим некоторые работы зарубежных авторов.

На первый взгляд наиболее рациональной представляется непосредственная трансформация 110/0,38 кВ. Однако технические трудности делают эту систему нецелесообразной.

В городских системах электроснабжения для питания потребителей требуется, как правило, одно или два (реже большее число) промежуточных напряжения. Введение каждого дополнительного напряжения может быть желательным, например, для поддержания напряжения в заданных пределах, для уменьшения мощности короткого замыкания и т. д. Эти обстоятельства сказываются на экономических показателях системы. Например, введение промежуточного напряжения 30 кВ позволяет в зависимости от протяженности сети 30 кВ снизить мощность короткого замыкания в сетях 10 кВ более чем в два раза. При этом отмечается, что стоимость распределительных устройств при снижении мощности короткого замыкания, например от 500 до 250 МВА, уменьшается для сетей 10 кВ в отношении 1,48 : 1,0, для сетей 20 кВ— в отношении 1,25 : 1,0.



Приведенные данные показывают, что с увеличением стоимости сооружения системы электроснабжения из-за введения дополнительной ступени напряжения одновременно может снижаться стоимость сооружения сетей более низкого напряжения. Поэтому при выборе рационального выполнения системы электроснабжения возникает необходимость в определении оптимального числа промежуточных напряжений.

Ммощность, передаваемая при заданном напряжении V между двумя пунктами потребления, при напряжении U/2, одинаковом сечении проводов и одинаковом падении напряжения может передаваться по двум таким линиям только на половинное расстояние от каждого из этих пунктов. При напряжении U/4 и четырех линиях мощность можно передавать на расстояние, равное четверти расстояния между рассматриваемыми пунктами, и так до максимально возможного радиуса распределения, равного расстоянию между рассматриваемыми пунктами.

Отношение напряжений каждой ступени распределения энергии в последнем случае принято 2:1, Если принять отношение напряжений 3 : 1, то наибольший возможный радиус распределения составит только половину расстояния между исходными пунктами. В результате при выполнении системы электроснабжения отношение между напряжениями смежных ступеней трансформации энергии должно быть не менее 3:1.

Приведенные рассуждения базируются на технических условиях. Если учитывать экономические соображения, в частности оптимальные длины линий и расходы, связанные с распределительными устройствами, то указанное соотношение напряжений должно приниматься выше чем 3:1. В частности, для крупных городов оно должно составлять не менее 4:1.

Практика выполнения городских сетей, а также шкала номинальных напряжений подтверждают отмеченные соображения. В самом деле, соотношение напряжений на первой ступени составляет 10/0,38 кВ (25 : 1). Следующая рациональная ступень может быть 35/10 кВ (3,5 : 1) или 110/10 кВ (11 : 1) и т. д. С этих позиций стандартные напряжения 10 и 20 кВ должны рассматриваться как напряжения одного класса.

В пределах действующей в РФ шкалы номинальных напряжений могут рассматриваться в качестве рациональных систем электроснабжения схемы, которые показаны на рис. а — с двумя напряжениями: 110/6; 110/10; 110/20 и 110/35 кВ и на рис. б — с тремя напряжениями: 110/35/6; 110/35/10 и 110/20/6 кВ. Система 110/20/10 кВ исключается как заведомо не рациональная.

По мере роста нагрузки городских потребителей будет увеличиваться и плотность нагрузки, т. е. с увеличением нагрузки необходимо в систему электроснабжения вводить новые городские подстанции дополнительно к существующим, с тем чтобы радиус обслуживания находился по возможности в пределах наивыгоднейшего. Сооружение дополнительных подстанций должно производиться через установленные промежутки

времени по мере роста нагрузки и при использовании пропускной способности отдельных элементов электроснабжения.

Отмеченное показывает, что из-за беспрерывного роста нагрузки система электроснабжения работает в оптимальном режиме только на ограниченном отрезке времени.

Весьма подробно проблема рационального построения систем электроснабжения города изучалась на примере «идеализированного» города с суммарной нагрузкой 475 МВ-А. Были определены показатели двух систем электроснабжения: 110/10 и 110/30/10 кВ. При определении суммарных показателей учитывались первоначальные вложения, связанные с сооружением кабельных сетей и подстанций ПО, 30 и 10 кВ, а также трансформаторных подстанций и сетей низкого напряжения. Тщательный расчет этих вложений для рассматриваемых вариантов показал, что система электроснабжения с двумя напряжениями 110/10 кВ оказалась дешевле системы 110/30/10 кВ на 7,5 %. Потери энергии для вариантов отличаются на 16 % в пользу непосредственной трансформации 110/10 кВ. Следует вывод, что система двух напряжений имеет преимущества перед системой трех напряжений.

Представляется, что во всех случаях необходимо стремиться к максимальному уменьшению числа используемых напряжений. Особенно следует избегать применения смежных напряжений, отношение между которыми составляет менее 3:1.

При существующих условиях наиболее целесообразной представляется система с непосредственной трансформацией 110/10 кВ. Область применения системы с тремя напряжениями должна определяться технико-экономическими расчетами.

При технико-экономической оценке систем электроснабжения города решающее значение имеет принятый срок проектирования. Рациональные решения могут быть найдены, если этот срок составляет 15—20 лет. Последнее имеет особое значение при решении вопросов развития или реконструкции действующих систем электроснабжения. Существующие электрические сети в зависимости от их состояния и пригодности к дальнейшему использованию очень затрудняют принятие решений о переходе в системе электроснабжения к более высокому напряжению, так как усиление действующих сетей при ограниченных сроках проектирования, как правило, выгоднее сооружения новых сетей, к тому же более высокого напряжения. Применительно к отечественным средним и крупным городам изложенное означает, что при сооружении новых и развитии действующих систем следует стремиться к сокращению числа ступеней трансформации энергии и ликвидации напряжений 6 и 35 кВ путем перевода действующих сетей на напряжение 10 и 110 кВ соответственно. Для крупнейших городов возможно использование более высоких напряжений, чем 110 кВ.

В условиях непрерывного роста нагрузки и необходимости систематического развития электрических сетей выявляется рациональность перевода действующих сетей на повышенное напряжение с максимальным использованием установленного оборудования. Для кабельных сетей такой перевод возможен в пределах напряжений одного класса, в частности сетей 220/127 В на напряжение 380/220 В и напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ.

В настоящее время накопился значительный опыт перевода действующих кабельных линий б кВ на напряжение 10 кВ. Этот опыт базируется на возможности использования кабелей с конструктивным напряжением 6 кВ в сетях 10 кВ.

Практическая возможность применения действующих кабелей на более высоком напряжении основана на использовании запаса электрической прочности изоляции кабелей, выполненных в соответствии с ранее действующими нормами.

Технико-экономическая целесообразность переустройства сетей с использованием действующих кабелей на повышенном напряжении основана на значительном увеличении их пропускной способности. Например, при переводе кабелей 6 кВ на 10 кВ (при равном сечении жил и равных потерях напряжения) можно передать примерно в три раза большую мощность.

Однако использование кабелей на повышенном напряжении связано с работами по реконструкции остальных элементов сети: трансформаторов, распределительных устройств и других, что требует определенных затрат, которые следует принимать во внимание при экономической оценке перевода на повышенное напряжение.

Сопоставляя приведенные затраты, связанные с расширением сетей при существующем напряжении, с дополнительными затратами по переводу на повышенное напряжение, можно определить эффективность реконструкции сетей. При переводе на повышенное напряжение отмечается значительное снижение потерь мощности и энергии.

Целесообразность перевода во многом зависит от местных условий и, в первую очередь, от возможности последующей работы действующего оборудования при более высоком напряжении. Как правило, реконструкция распределительных устройств 6 кВ при переводе на 10 кВ заключается в замене трансформаторов напряжения, предохранителей ПК и т. д.

В РУ подстанций и ТП необходимо проверить изоляционные расстояния от токоведущих частей до заземленных конструкций и частей зданий, между проводниками разных фаз, а также от токоведущих частей до сплошных и сетчатых ограждений. Эти расстояния должны соответствовать напряжению 10 кВ.

Трансформаторы мощностью 630 кВА с номинальным напряжением 6 и 10 кВ выпускаются одного типа. Поэтому при переводе сетей могут быть использованы существующие трансформаторы с заменой обмотки 6 кВ на обмотку 10 кВ. Стоимость такой работы составляет 50—70 % стоимости трансформатора. Трансформаторы меньших мощностей различны по типу: отличаются не только числом витков в обмотках, но и размерами, а также изоляцией обмоток. Однако изоляция этих трансформаторов имеет запас электрической прочности, что позволяет использовать трансформаторы 6 кВ при напряжении 10 кВ с небольшим изменением их обмоток.

По мере электрификации народного хозяйства увеличиваются требования к качеству напряжения. Регламентируемые значения показателей качества напряжения на зажимах электроприемников определяются ГОСТ 13109—97. К показателям качества напряжения трехфазной сети переменного тока относятся: отклонения напряжения от номинального значения, размах изменений (колебаний) напряжения, коэффициенты несинусоидальности, несимметрии и неуравновешенности напряжения.

Вопросы обеспечения потребителей требуемым качеством напряжения определяются общей проблемой оптимизации систем электроснабжения. Решение этих вопросов связано со значительными трудностями, так как определение параметров основных элементов системы электроснабжения должно сочетаться с выбором соответствующих мер по поддержанию напряжения и наивыгоднейшего режима его регулирования. Достоверное решение задачи возможно только на основании точных характеристик нагрузки на различных ступенях системы электроснабжения, что может быть обеспечено путем предварительных измерений в действующей системе и что остается неопределенным на стадии ее проектирования. Требования потребителей к качеству напряжения могут быть несовместимыми с условиями его обеспечения, так как максимумы нагрузки различных групп потребителей, как правило, не совпадают между собой.

В отношении показателей качества напряжения следует отметить общие условия обеспечения этих показателей в регламентированных пределах, принимая, что электрические сети выполнены с учетом необходимых технических требований.

Поддержание постоянным отклонения напряжения обеспечивается соответствующим регулированием напряжения с использованием совместно централизованного регулирования со стороны центра питания и местного регулирования с помощью средств, установленных у потребителя.

Другие показатели качества напряжения, в частности размах колебаний напряжения, несинусоидальность, несимметрия и неуравновешенность напряжения, определяются специфическими особенностями работы электроприемников потребителя (выпрямительные

и однофазные установки, дуговые электропечи и т. п.) и должны рассматриваться как искажения напряжения, вносимые электроприемниками в систему электроснабжения. Подчеркнем, что эти искажения могут затрагивать электрические сети и связанных с ней потребителей в пределах центра питания.

Эти искажения могут быть устранены только путем использования соответствующих средств их компенсации с установкой этих средств в комплексе с электроприемниками потребителей.

Как будет следовать из дальнейшего, некоторые меры по регулированию напряжения могут требовать решений, противоречащих закономерностям рационального построения электрических сетей. Следовательно, необходим особо тщательный подход к выбору таких средств.

Решение рассматриваемой задачи должно базироваться на соответствующих технико-экономических обоснованиях. К сожалению, методика такого рода расчетов, кроме общего указания об использовании критерия минимума приведенных затрат, до настоящего времени отсутствует. Выбор мер по обеспечению напряжения во многом зависит от местных условий, что требует известной осторожности при обобщении рекомендаций, так как их достоверность ограничивается исходными данными.

Работы, связанные с решением проблемы регулирования напряжения, широко публикуются на страницах печати, но многочисленность этих работ не всегда способствует правильному решению указанной проблемы, особенно если задача обеспечения качества напряжения выдвигается на первый план. Последствия принимаемых решений для суммарных технико-экономических показателей электрических сетей не рассматриваются. В результате такого подхода выбор указанных мер превалирует над решением остальных вопросов рационального построения систем электроснабжения.

Средства обеспечения напряжения по степени их воздействия на систему электроснабжения разделяются на две группы: средства централизованного регулирования и средства местного регулирования напряжения. Устройства, предусматриваемые на шинах ЦП, т. е. регулирующие значение U_{lt} во всех случаях являются средствами централизованного регулирования. Все остальные устройства могут относиться к той или иной группе в зависимости от места их установки в системе электроснабжения.

На электростанции уровень U_x устанавливается с помощью регулирования напряжения на генераторе. На понижающих подстанциях U_x регулируется при изменении коэффициента трансформации. Изменение может производиться вручную путем переключения ответвлений трансформатора без возбуждения (ПБВ) или с использованием устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Последние устройства могут быть автоматическими (АРПН).

В связи с условиями обеспечения напряжения на шинах ЦП остановимся на других, часто встречающихся рекомендациях. С целью улучшения условий регулирования предполагается на понижающих подстанциях отказаться от установки крупных трансформаторов, трансформаторов с расщепленными обмотками. При этом рекомендуется более глубокое секционирование РУ 6— 10 кВ центров питания в результате уменьшения мощности трансформаторов и увеличения их числа на подстанциях.

Между тем, как указывалось выше, технико-экономические закономерности построения электрических сетей диктуют необходимость уменьшения числа трансформаторов с увеличением их мощности, вплоть до установки на подстанциях только одного трансформатора, в пределах оптимальной нагрузки подстанции. Требования надежности электроснабжения, в свою очередь, определяют необходимость всемерного упрощения подстанций. Эти закономерности подтверждаются современной практикой сооружения сетей.

Увеличение числа секций на ЦП связывается с предположением о разделении отходящих от подстанций линий вторичного напряжения на группы по характеру электропотребления. При этом учитывается, что потребители, имеющие более неоднородный

график нагрузки, питались по раздельным линиям и регулирование напряжения осуществлялось применительно к каждой группе линий. Эта рекомендация равносильна требованию о выполнении самостоятельных, не связанных между собой сетей для потребителей с разным характером электропотребления. Последнее противоречит выводу о целесообразности комплексного электроснабжения потребителей. Чем больше неоднородность потребления, тем сильнее проявляется эффект совмещения максимумов, тем выше рациональность электрической сети.

В качестве средства централизованного регулирования могут рассматриваться вольтодобавочные устройства, в частности линейные регуляторы (трансформаторы), включаемые в различных точках вторичного напряжения подстанций. Применение таких регуляторов связывается с питанием потребителей или группы однородных потребителей. Установка регуляторов усложняет конструкцию подстанций.

Как средство местного регулирования напряжения можно использовать конденсаторы, которые воздействуют на значение Q_K.

Согласно действующим указаниям установка конденсаторов с целью компенсации реактивной мощности регламентируется для промышленных потребителей. Эти конденсаторы рекомендуется при необходимости использовать и для регулирования напряжения. При этом они могут быть оборудованы соответствующими регуляторами.

Для потребителей общественно-коммунального хозяйства, за исключением фабрик-прачечных, химчистки и некоторых других, установка конденсаторов не требуется. Между тем в литературе встречаются рекомендации по специальной установке конденсаторных батарей непосредственно в ТП городских распределительных сетей. Последнее противоречит современной тенденции использования в распределительных сетях комплектных ТП без РУ 6—10 кВ, с размещением РУ 0,38 кВ непосредственно на трансформаторе, с изготовлением ТП в виде единого комплектного аппарата с весьма ограниченными размерами.

Таким образом, перечисленные рекомендации по обеспечению требуемого уровня напряжения в соответствии с закономерностями рационального построения электрических сетей и современных принципов их сооружения требуют серьезных технико-экономических обоснований. Недостаточно квалифицированный подход к реализации этих рекомендаций может приводить к народнохозяйственному ущербу из-за нерационального построения электрических сетей.

С учетом изложенного меры по обеспечению качества напряжения в системах электроснабжения представляются в виде централизованного регулирования путем использования только средств переключения коэффициента трансформации и сочетания их при необходимости со средствами местного регулирования в результате их установки непосредственно у электроприемников с неоднородным режимом. Понижающие подстанции и ТП городских распределительных сетей не должны содержать никаких Дополнительных устройств, усложняющих конструктивное выполнение подстанций против типовых решений. При этом построение электрических сетей во всех случаях должно быть комплексным.

Подчеркнем, что устройства местного регулирования, устанавливаемые у потребителя, должны обеспечивать не только регламентированный уровень напряжения на зажимах электроприемников, но одновременно с этим при необходимости компенсировать в требуемых пределах искажения качества напряжения, вносимые работой электроприемников потребителей.

Во всех случаях на шинах ЦП должно осуществляться так называемое встречное регулирование, при котором значение и знак надбавки напряжения изменяются в соответствии с режимом нагрузки сети. При этом в периоды снижения суммарной нагрузки ЦП на 30 % и ниже ее максимального значения напряжение на шинах (U_x) поддерживается на уровне номинального напряжения сети, в период максимума нагрузки превышает его не менее чем на 5 %.

Исходя из этих условий в процессе проектирования должны быть проверены на отклонение напряжения все звенья системы электроснабжения от центра питания до зажимов электроприемников. Отклонения напряжения должны, как правило, находиться в регламентированных пределах по возможности для всех электроприемников независимо от режима работы и места их присоединения. При расчете учитываются ближайший и наиболее удаленный от центра питания приемники.

Для рационально построенной системы электроснабжения применение встречного регулирования напряжения на шинах ЦП в сочетании с сезонным местным регулированием путем использования ответвлений трансформаторов (ПБВ) потребителей являются исчерпывающими мероприятиями по обеспечению нормированных отклонений напряжения у большинства потребителей.

Тема 5. Структура и схемы построения СЭГ

Основные определения. Требования к надежности электроснабжения городских потребителей. Общие требования к построению системы электроснабжения города. Структура системы электроснабжения города и электроснабжающие сети. Схемы построения питающих сетей 6-10 кВ. Основные принципы построения городской распределительной сети.

До сих пор вопросы рационального построения системы электроснабжения города рассматривались в объеме решения частных задач, например выявления технико-экономических особенностей отдельных звеньев электроснабжения.

В реальной системе ее элементы представляют собой одно целое, поэтому выбор рационального построения системы включает в себя совокупность вопросов, в процессе рассмотрения которых должны быть найдены требуемые соотношения между отдельными элементами системы, с тем чтобы ее суммарные технико-экономические показатели находились в наивыгоднейших пределах, при этом должны быть учтены местные особенности города.

При определении рациональных путей построения системы электроснабжения устанавливаются общие принципы ее выполнения, конфигурация сетей принятых напряжений, размещение центров питания, очередность сооружения отдельных элементов системы, выбор схемы электроснабжения (т. е. определение необходимых электрических связей между всеми элементами системы).

Схема электроснабжения города, в первую очередь, должна базироваться на установленных оптимальных параметрах и напряжениях отдельных элементов систем, а также числе ступеней трансформации энергии. Схема должна учитывать,что некоторые элементы системы электроснабжения города являются одновременно элементами энергетической системы, т. е. с их помощью может предусматриваться параллельная работа источников питания энергосистемы и осуществление необходимых режимов ее работы.

Следует принимать во внимание, что система предназначается для питания энергией очень большого числа потребителей. При этом выбор схемы электроснабжения города производится независимо от характера потребителей и требуемого уровня надежности питания их приемников энергии. Только суммарная мощность потребителей является критерием, с помощью которого определяется уровень надежности их питания. В частности, сово купность приемников всех категорий мощностью более 10 МВА относится к приемникам I категории. Совокупность приемников мощностью от 400 кВА до 10 МВ А при выполнении сетей кабелями относится к приемникам II категории (за исключением приемников I категории).

Схема электроснабжения города базируется на заданных центрах питания. Вместе с этим должны быть выбраны, с одной стороны, источники для питания отдельных городских районов и крупных потребителей в виде городских или промышленных подстанций. С

другой стороны, должны быть установлены источники, предназначенные непосредственно для питания системы электроснабжения города, — районные подстанции энергосистемы.

Основной особенностью электропотребления города является беспрерывное увеличение его как в результате естественного роста электропотребления, так и за счет новых потребителей.

Для представления о темпах роста электропотребления городов можно привести пример электрических сетей Ленинграда. В частности, за десятилетие 1976—1985 гг. суммарное электропотребление города с учетом ограничений на сооружение новых промышленных предприятий увеличилось в 1,3 раза. При этом расход энергии для нужд промышленности возрос в 1,1 раза, трамвая и троллейбуса — в 1,2 раза, метрополитена — в 1,5 раза, водопровода и канализации — в 1,7 раза, учреждений здравоохранения, культуры, торговли — в 1,25 раза. Бытовая электрическая нагрузка перечисленных групп городских потребителей.

Таким образом, с учетом всех отмеченных характеристик могут быть сформулированы основные требования, которым должна удовлетворять рационально построенная система электроснабжения города.

Прежде всего система должна быть выполнена таким образом, чтобы суммарные приведенные затраты, связанные с ее сооружением и последующей эксплуатацией, были оптимальными.

Надежность электроснабжения, обеспечиваемая системой, должна находиться в пределах, регламентируемых ПУЭ, где устанавливается объем резервных элементов системы для питания потребителей города на полную мощность при различных режимах ее работы. Выбор расчетных режимов производится согласно требованиям соответствующих разделов ПУЭ, учитывающих плановые и аварийные отключения отдельных элементов системы, возможность совпадения этих отключений и т. д.

Система должна обеспечивать питание каждого узла потребителей с общей нагрузкой выше 10 МВА от двух независимых источников с автоматическими вводом резервных элементов и переключением питания с одного источника на другой.

При выборе схемы электроснабжения следует учитывать гибкость системы, т. е. ее приспособляемость к разным режимам распределения мощности, возникающим в процессе работы. Особенно резкое изменение режима работы возникает при внезапных отключениях отдельных элементов системы вследствие аварийного повреждения оборудования, кабелей и т. д. Следует считаться с необходимостью отключения элементов системы для ремонтных работ, испытаний, осмотров и других эксплуатационных надобностей.

При определении принципов построения системы электроснабжения города необходимо стремиться к тому, чтобы система обеспечивала потребность в энергии во все возрастающих размерах, т. е. беспрерывный рост нагрузки в течение длительного времени без каких-либо коренных изменений как отдельных элементов, так и системы в целом. Одновременно с этим, если возникает необходимость из-за увеличения нагрузки после длительного промежутка времени или при появлении нового оборудования с улучшенными технико-экономическими показателями, система должна иметь возможность быть преобразованной в другую систему электроснабжения.

Проектирование системы электроснабжения должно выполняться с выявлением очередности развития на срок не менее? 10 лет и возможности последующего ее расширения.

Считается рациональным сооружение системы отдельными этапами, исходя из увеличения нагрузки в два, три, четыре раза и далее, не привязывая начало сооружения каждого этапа к календарному сроку, а в зависимости от реальных темпов роста нагрузки. На одном из этапов при необходимости может быть предусмотрено преобразование системы электроснабжения по другому принципу.

Существенным требованием является необходимость поддержания мощности короткого замыкания в пределах, допустимых для используемой аппаратуры на всех стадиях

развития системы. Последнее может осуществляться в результате деления системы на части, раздельной работы трансформаторов, использования реакторов и так далее (в зависимости от этапа развития системы). При всех расчетных режимах работы системы должно обеспечиваться требуемое качество энергии, передаваемой потребителям.

Требуемый уровень напряжения обеспечивается соответствующим выбором параметров отдельных элементов системы, а также в результате установки на ЦП трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой, использования конденсаторных установок промышленных предприятий и при необходимости другими мерами регулирования напряжения.

При выборе отдельных элементов системы электроснабжения необходимо стремиться к осуществлению совместного питания различных групп потребителей. Между тем до настоящего времени отмечается использование отдельных элементов системы (линий, подстанций) для обособленного питания потребителей, что определяется различной ведомственной подчиненностью потребителей. Последнее ведет к созданию в сетях необоснованных резервов.

Согласно ПУЭ вопросы электроснабжения потребителей должны решаться комплексно с учетом состояния энергетики данного района и выявления всех его потребителей. Степень реализации указанных требований при выполнении системы электроснабжения любого города определяется местными условиями, которые будут накладывать специфический отпечаток на выполнение как отдельных элементов, так и системы в целом.

Естественно, что существующие системы электроснабжения в той или иной мере отличаются от идеальной системы. Последнее определяется специфическими условиями отдельных городов и, в первую очередь, числом и характеристикой источников питания, наличием связей между источниками питания и энергосистемой и т. д. Сильное влияние на принципы построения системы электроснабжения оказывают исторические условия развития города.

Для представления о возможных путях решения проблемы рационального осуществления электроснабжения города на примере некоторых крупных городов рассмотрим различные принципы электроснабжения.

Перед рассмотрением конкретных систем электроснабжения городов отметим основные особенности осуществления их низших ступеней, т. е. распределительных сетей 6—10 кВ, а также элементов питания самостоятельных потребителей.

Основные принципы построения распределительных сетей напряжением 6—10 кВ достаточно хорошо известны. Эти сети предназначаются для электроснабжения коммунально-бытовых и мелких промышленных потребителей города. В их состав включаются также сети 6—10 кВ, составляющие систему электроснабжения средних и крупных промышленных предприятий, расположенных на территории города.

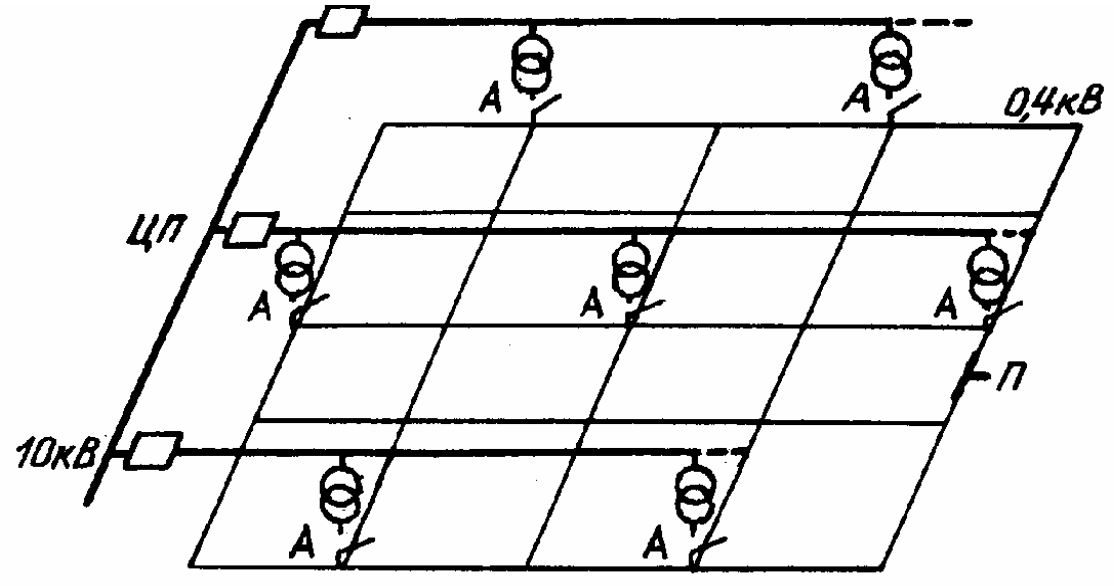
В соответствии с РД для отечественных городов выполнение таких сетей регламентировано по так называемому принципу петлевой схемы (имеется в виду двустороннее питание каждой ТП по сети 6—10 кВ). В сети 0,38 кВ предусматривается одно- и двустороннее питание потребителей в зависимости от характера их электроприемников. Петлевая сеть 0,38 кВ может опираться на разные ТП, что увеличивает надежность электроснабжения потребителей. В рассматриваемой сети резервирование трансформатора ТП предусматривается через сеть 0,38 кВ. Объем резервирования определяется местными условиями. Наличие развитой сети 0,38 кВ создает условия для осуществления параллельной работы трансформаторов ТП через сеть 0,38 кВ. В таком случае сеть называется полузамкнутой.

В связи с беспрерывным ростом электрификации городских потребителей увеличиваются требования к надежности их электроснабжения. В результате возникает необходимость в более глубоком резервировании распределительных сетей и использовании в таких сетях средств автоматики для ввода резервных элементов при нарушениях

нормального режима сети. Внедрение автоматизированных сетей связано с дополнительными капитальными затратами, допустимое значение которых по сравнению со стоимостью петлевых сетей указано в РД.

В отечественных условиях решение вопросов автоматизации распределительных сетей пошло по пути выполнения сетей по так называемой многолучевой схеме с устройствами АВР при напряжении 6—10 кВ или 0,38 кВ. При этом практика сооружения таких сетей показала, что их стоимость значительно превышает значения, регламентированные РД.

Представляется, что реализовать эти требования можно путем выполнения распределительных сетей по так называемой замкнутой схеме при напряжении 0,38 кВ. Принцип построения такой сети указан на рис. 8-3. В данном случае предусматривается сочетание радиальной сети 6—10 кВ с замкнутой сетью 0,38 кВ. При этом резервирование линий 6—10 кВ и трансформаторов ТП осуществляется через сеть 0,38 кВ, параметры которой выбираются с учетом этого условия. Селективность в работе защиты сети 0,38 кВ и автоматическое восстановление электроснабжения обеспечиваются автоматом обратной мощности, устанавливаемым в каждой ТП на трансформаторе со стороны вторичного напряжения.



Принцип построения замкнутой сети 0,38 кВ

Замкнутые сети создают весьма высокую надежность электроснабжения потребителей и допускают предельное упрощение конструктивного выполнения ТП, что сказывается на стоимости сетей. При этом следует отметить, что конструктивное выполнение замкнутых сетей значительно отличается от конструктивного выполнения отечественных сетей. Как видно из рис., распределительные сети 6—10 кВ выполняются радиальными, а ТП присоединяются с помощью ответвлений линий. Такое выполнение сокращает протяженность сети б—10 кВ на 10—20 %, в зависимости от местных условий, против выполнения распределительной сети с использованием петлевых линий б—10 кВ и их завода двумя концами в каждую ТП.

Присоединение ТП к распределительной линии 6—10 кВ с помощью ответвлений исключает необходимость РУ 6—10 кВ в ТП. Поэтому за рубежом в. замкнутых сетях применяются КТПН, выполненные в виде одного аппарата. При этом кабель 6—10 кВ заходит непосредственно в бак трансформатора и на баке, кроме того, устанавливается РУ напряжением 0,38 кВ. Такие комплектные аппараты коренным образом решают вопросы безопасности обслуживающего персонала (РУ 6—10 кВ в ТП отсутствует), а также эксплуатации распределительной сети. В частности, при наличии рассматриваемых КТПН никаких ремонтных работ на месте их установки не производится. При возникновении

повреждений производится замена блока с поврежденным элементом или замена целиком КТПН. Стоимость эксплуатации сетей значительно снижается.

К сожалению, замкнутые сети в отечественных городах широко не распространены. В результате потенциальные возможности упрощения распределительных сетей, снижения стоимости сооружения и применения более совершенных методов их эксплуатации остаются нереализованными.

В этой связи следует также отметить, что отечественные городские сети выполняются по двухзвенному принципу, т. е. распределительные сети 6—10 кВ дополняются промежуточным звеном, так называемыми питающими сетями того же напряжения. Если использование питающих сетей 6—10 кВ в системах электроснабжения крупных общественно-коммунальных объектов и промышленных предприятий является неизбежным и диктуется значением электрической нагрузки этих потребителей, то для распределительных сетей общего назначения введение указанного промежуточного звена нецелесообразно. Эта нецелесообразность усиливается вместе с ростом плотности нагрузки городских районов, так как последнее обусловливает увеличение мощности трансформаторов ТП. В зарубежной практике питающие сети 6—10 кВ не применяются.

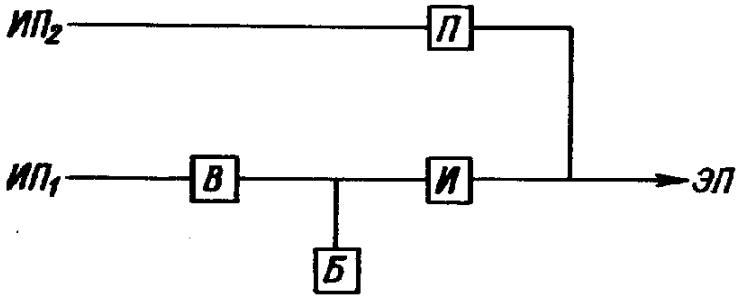
Работы московских проектных организаций, а также института «Ленпроект» свидетельствуют о рациональности осуществления распределительных сетей 6—10 кВ города без применения промежуточного звена — питающих сетей. Этот вывод подтверждается РД, где указано, что целесообразность сооружения РП должна быть обоснована сравнением с вариантом непосредственного питания распределительных сетей от источника.

В последние годы в городах РФ появляются крупные административные и общественно-коммунальные сооружения повышенной этажности. Системы их электроснабжения требуют специфического подхода, при этом может быть использован опыт зарубежных стран.

В составе городских потребителей все больше появляются электроприемники, предъявляющие весьма жесткие требования к надежности электроснабжения и качеству электрической энергии. К ним относятся операционные отделения с аппаратурой для реанимации больных, вычислительные центры, средства связи и т. п. Для таких установок возможно применение автономных источников наряду с независимыми источниками энергосистемы. В качестве автономных источников применяются дизельные электростанции с автоматическим запуском, аккумуляторные батареи.

Для электроприемников, не допускающих перерывов электроснабжения и требующих энергии весьма высокого качества, разработаны специальные устройства гарантированного электроснабжения (УГЭ). Схема одного из возможных вариантов такого устройства представлена на рис.

Устройство имеет две цепи, которые присоединяются к разным источникам питания $ИП_1$ и $ИП_2$. В нормальном режиме питание производится от источника $ИП_1$ по цепи выпрямитель (В) — инвертор (И) — электроприемник (ЭП). При этом на вводе ИП обеспечивается требуемое качество электроэнергии. При отказе $ИП_1$ или преобразовательного оборудования электроснабжение производится от аккумуляторной батареи (Б) или от источника $ИП_2$, соответственно, в цепи которого предусмотрен электронный переключатель (П).



Построение схемы электроснабжения промышленных предприятий производится с учетом следующих специфических особенностей: концентрации приемников на ограниченной территории предприятия, что обусловливает относительно большую плотность нагрузки; прогрессирующего увеличения общей нагрузки предприятий в результате их систематического расширения и постоянного повышения уровня электрификации технологического процесса; разнообразия приемников по мощности и режиму работы.

Нагрузки предприятий могут быть разбиты на три группы. К первой относится распределенная по зданиям и территории предприятия нагрузка, создаваемая многочисленными', но относительно маломощными приемниками, питание которых осуществляется от сети до 1000 В. Вторая группа представляет собой нагрузку, сосредоточенную в виде двигателей значительной мощности, которые присоединяются непосредственно к сети свыше 1000 В. К третьей группе принадлежит нагрузка специальных приемников, предназначенных для преобразования энергии, электролизные ванны, электропечи и т. д. Ввиду большой мощности предприятий и значительной потребности в технологическом паре возможно использование в системах электроснабжения местных электростанций. Внутренние электрические сети предприятий относительно короткие, единичные мощности понижающих трансформаторов—1000 кВА и более. Применение трансформаторов большой мощности сталкивается с необходимостью использования аппаратуры до 1000 В с повышенной устойчивостью против действия токов короткого замыкания.

Рассмотрим примеры осуществления системы электроснабжения промышленного предприятия средней мощности. На рис. приведена принципиальная схема электроснабжения предприятия с питанием от сети 10 кВ. В данном случае внешняя система электроснабжения предприятия содержит питающие линии 10 кВ от разных источников ИП1 и ИП2. Линии работают раздельно, с устройством АВР на междусекционном выключателе сборных шин РП. Построение внутризаводской распределительной сети 10 кВ отличается относительной простотой, так как питание вспомогательных цехов с неответственной нагрузкой (ТП3), а также высоковольтных агрегатов (двигатель М и дуговая электропечь ДП) производится по радиальной схеме. На ТП1 и ТП2 имеются приемники I категории, поэтому предусматриваются два взаимно резервируемых трансформатора с питанием от разных секций РП. При наличии на ТП3 приемников II категории резервирование их питания может производиться от сети низкого напряжения.

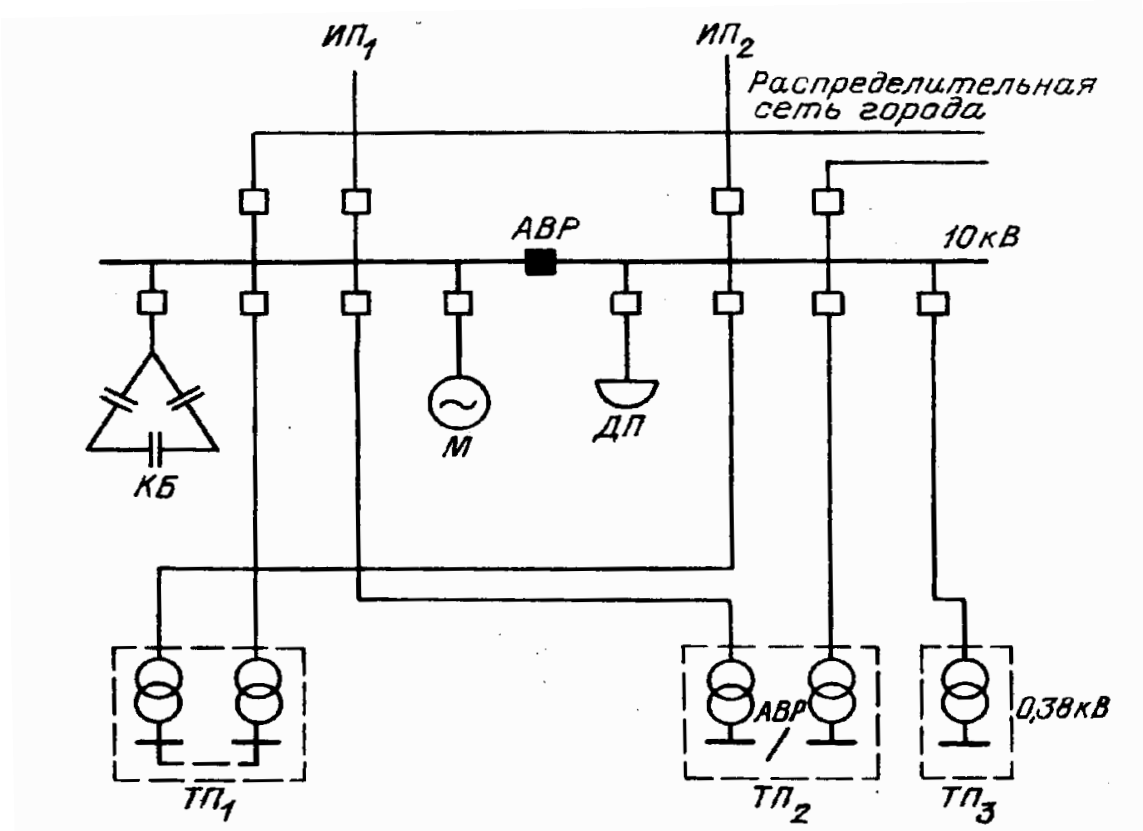


Схема электроснабжения завода средней мощности

Отметим, что основным принципом построения внутризаводской распределительной сети является, как правило, ее выполнение по радиальной схеме с резервированием для приемников высших категорий. По местным условиям применяются магистральные схемы различных модификаций.

Схема на рис. предусматривает питание прилегающего к заводу городского района, так как от шин РП отходят линии 10 кВ распределительной сети этого района. В данном случае учитывается несовпадение максимума нагрузки завода и городских потребителей. В результате совместное питание завода и распределительной сети в некоторых случаях не требует усиления питающей сети 10 кВ по сравнению с ее осуществлением только для электроснабжения завода.

Электроснабжение потребителей общественно-коммунального характера, центральных водопроводных и канализационных станций, трамвайных подстанций и других в зависимости от их мощности осуществляется по схеме, аналогичной рис. С учетом того, что такие потребители относятся к приемникам I категории, их питание во всех случаях производится от двух независимых источников с необходимым резервированием.

Если на территории города располагаются предприятия большой мощности (более 10 МВА), их электроснабжение может осуществляться от самостоятельных понижающих подстанций 110—220 кВ, входящих в систему электроснабжения города. Схема питания в таких случаях усложняется, большее развитие получает внутризаводская сеть 6—10 кВ, с помощью которой осуществляется электроснабжение крупных цехов или групп цехов, характер построения сети остается неизменным. Выделяются также приемники I категории.

Схема понижающей подстанции со стороны напряжения 110—220 кВ определяется условиями системы электроснабжения города. В частности, заводская подстанция может являться элементом электроснабжающей сети 110—220 кВ, тогда ее РУ 110—220 кВ может быть достаточно сложным; заводская подстанция может осуществляться по схеме глубокого ввода, с выполнением РУ 110—220 кВ по упрощенной схеме, с питанием от одной из опорных понижающих подстанций городской системы. Заводская подстанция

может быть в равной мере использована для совместного питания городских потребителей прилегающего района.

Приведенные примеры подчеркивают, что любая электрическая сеть, расположенная на территории города, является элементом его системы питания, и все вопросы, связанные с осуществлением этих сетей, должны решаться в едином комплексе на всех ступенях системы электроснабжения.

В схеме глубокого ввода наиболее полно выражена связь между различными элементами системы электроснабжения. Такой зависимости в других схемах не наблюдается, так как выбор схемы и параметров отдельных элементов системы может производиться в определенной мере независимо друг от друга. Например, наличие развитого распределительного устройства первичного напряжения позволяет решать вопросы резервирования в электроснабжающей сети и трансформаторов на подстанции разными путями. Наличие РУ вторичного напряжения обеспечивает полную самостоятельность в решении вопросов построения распределительных сетей независимо от особенностей подстанций и т. д.

В системе глубокого ввода, выполненного по схеме блока линия — трансформатор, два элемента: линия и трансформатор — составляют одно целое. Последнее обусловливает взаимное

резервирование блоков, совместный подход к решению вопросов релейной защиты линии и трансформатора, конструктивному выполнению рассматриваемых элементов и т. д.

Идеальный вариант рассматриваемой схемы системы электроснабжения представлен на рис. В указанном исполнении на подстанции полностью отсутствует распределительное устройство первичного напряжения и предусматривается непосредственное соединение линий 110—220 кВ с первичными обмотками трансформаторов. для осуществления такого соединения в зарубежной практике имеются трансформаторы, конструкция которых предусматривает ввод высоковольтных кабелей в кожух трансформатора. без концевых муфт.

Защита линий и трансформатора действует на выключатель линии 110—220 кВ, установленный на источнике питания. При этом зона действия релейной защиты выключателей должна охватывать линию и трансформатор. В ПУЭ регламентируют для этого соответствующие виды релейной защиты. Их выполнение потребует прокладки между источниками питания и подстанцией глубокого ввода контрольного кабеля.

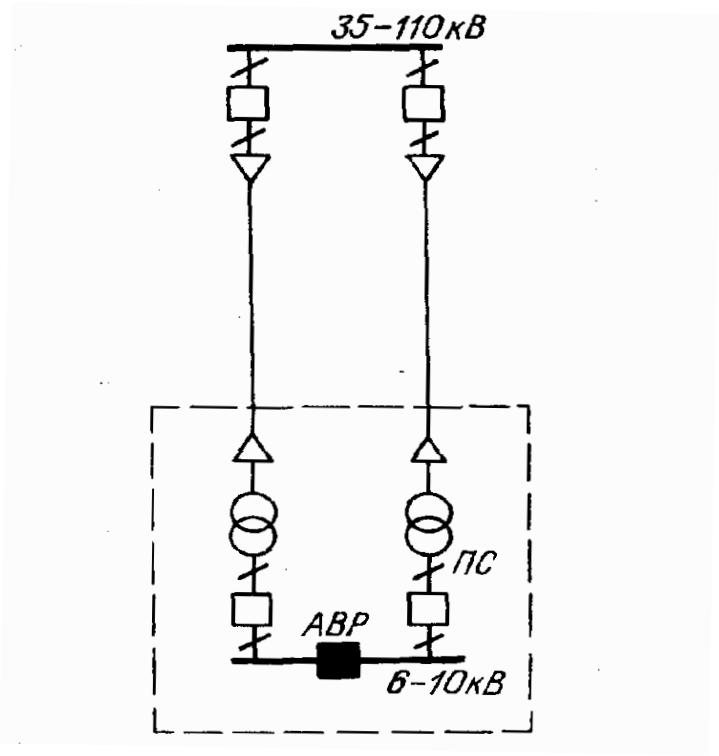


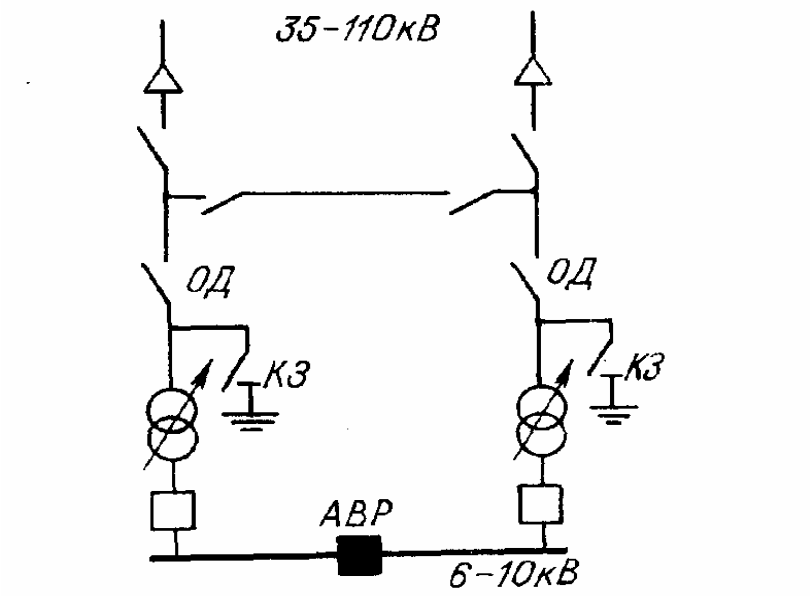
Схема глубокого ввода

В отечественных городах система глухого присоединения линии к трансформатору не принята. Это определяется условиями эксплуатации электрооборудования, его качеством, требованиями техники безопасности. Поэтому возникает необходимость ввести в схему на рис. разъединители, устанавливаемые на подстанции между линией и трансформатором со стороны первичного напряжения. Установка разъединителя позволяет производить необходимые испытания, ремонты и другие эксплуатационные работы на линиях 110—220 кВ и трансформаторах подстанции независимо друг от друга.

В том случае, когда по местным условиям нет возможности осуществить защиту блока линия — трансформатор путем установки приборов только со стороны источника питания, на подстанции глубокого ввода устанавливают на каждой линии 110—220 кВ короткозамыкатели и защита линий и трансформаторов осуществляется раздельно. Защита трансформатора действует на короткозамыкатель, который производит искусственное замыкание линии, вызывающее ее отключение со стороны источника питания.

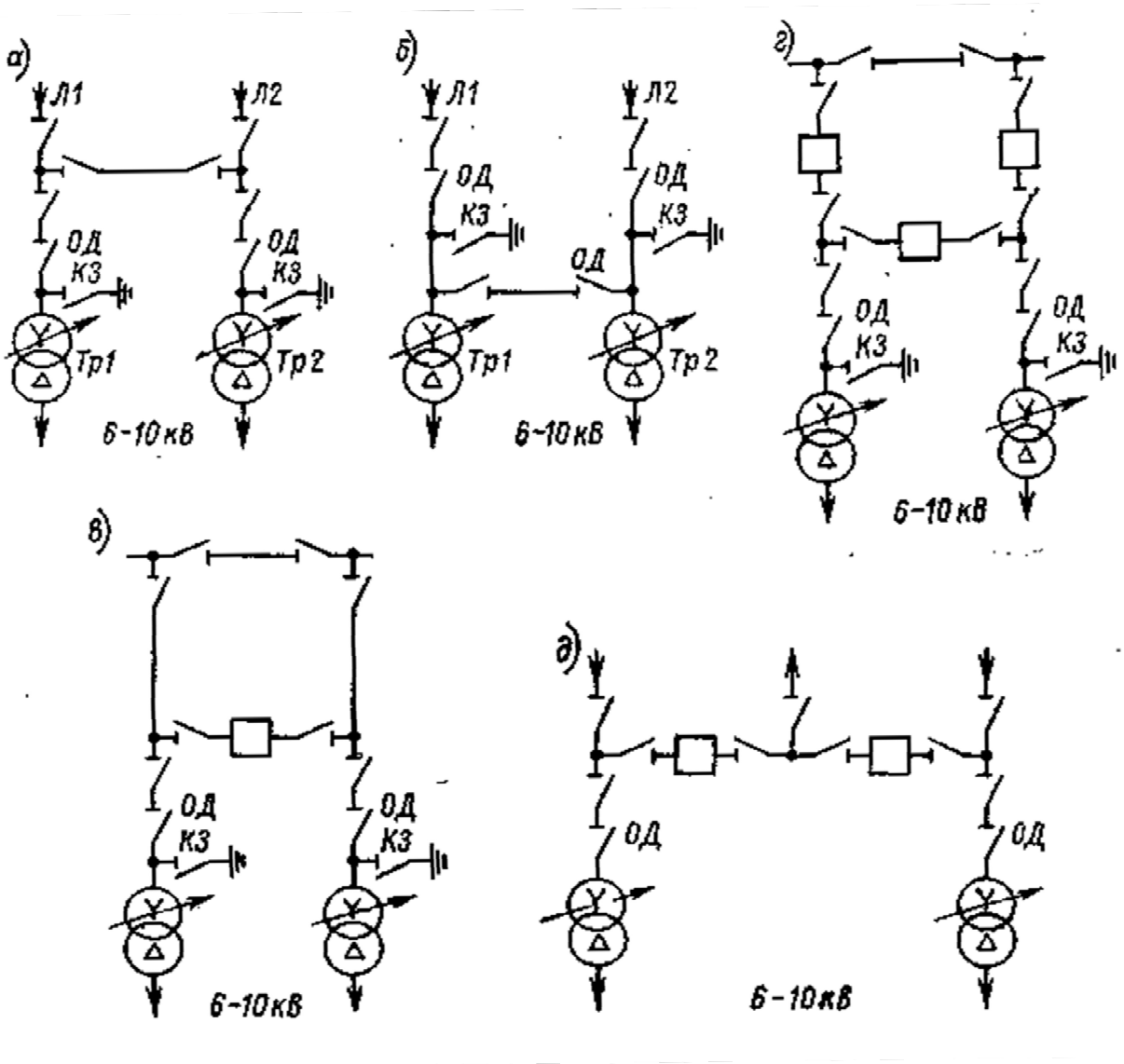
В некоторых случаях питание подстанции глубокого ввода может производиться путем ответвления от магистральных линий. Последнее требует введения в схему подстанции отделителей на стороне первичного напряжения. Работа защиты при этом происходит в такой последовательности. При повреждении трансформатора замыкается соответствующий короткозамыкатель и происходит отключение линии со стороны источника питания, после чего в бестоковую паузу отключается отделитель, что приводит к отключению поврежденного трансформатора, а затем под действием АПВ происходит обратное включение линии.

Наиболее распространенная в настоящее время схема подстанции глубокого ввода со стороны первичного напряжения показана на рис.



Дополнительная связь линий 110—220 кВ через разъединители предусматривается на подстанции с целью увеличения оперативной гибкости схемы глубокого ввода. Наличие связи следует оценивать во избежание необоснованных вложений в систему электроснабжения.

Ниже приведены схемы городских подстанций глубоких вводов.



Схемы подстанций глубокого ввода:
а – блок с неавтоматизированной перемычкой;
б – то же, с автоматизированной перемычкой;
в – мостик с выключателем в перемычке;
г – то же, с выключателями на линиях;
д – мостик с присоединением дополнительной линии.

При необходимости автоматического восстановления питания трансформатора любого из блоков, при отключении его питающей линии ПС может выполняться по схеме с автоматизированной перемычкой (рис.б). Автоматическое устройство двухстороннего действия осуществляется с использованием отделителя, установленного на перемычке. Схема имеет ограничение, в частности, присоединение трансформатора Тр2 к линии Л1 (рис.б) невозможно, если трансформатор Tpl и линия Л2 находятся в отключенном состоянии.

На (рис.г,д) представлены мостиковые схемы, в которых наряду с короткозамыкателями и отделителями используются силовые выключатели. Такие схемы применяются в том случае, когда через шины 35—110 кВ подстанции осуществляется транзит энергии и на шинах предусматривается секционирование питающей линии 35— 110 кВ.

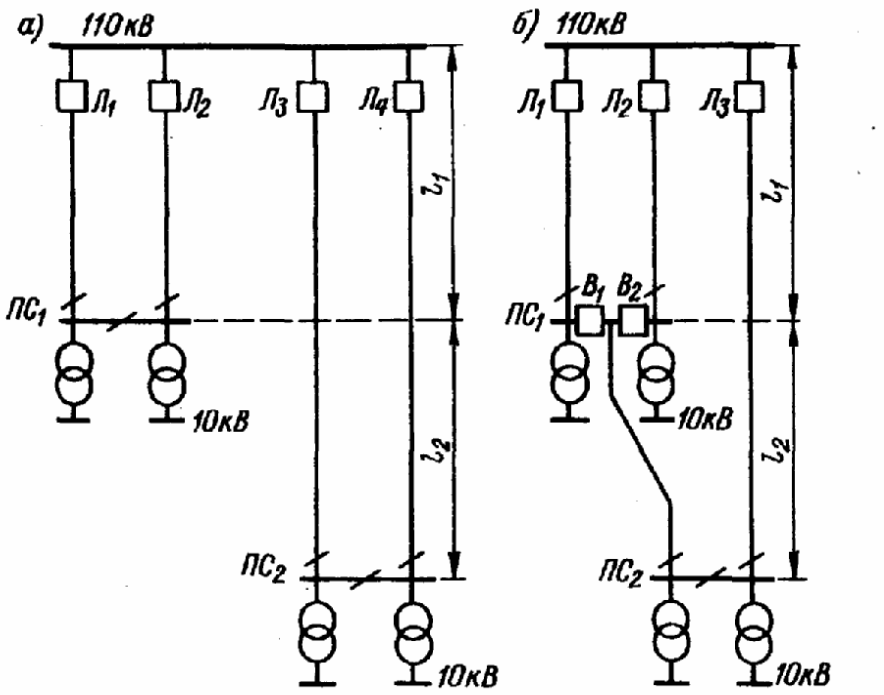
Схема (рис.в) предусматривает установку выключателя на перемычке между блоками и отделителей с короткозамыкателями в цепях трансформаторов. Схема применяется при

пониженных требованиях к надежности электроснабжения потребителей, так как восстановление питания при повреждении различных сетевых элементов осуществляется действиями обслуживающего персонала.

Схема (рис.г) с тремя выключателями применяется в случае присоединения подстанции к линии 35—110 кВ с двухсторонним питанием, оборудованной устройством ОАПВ. Восстановление питания потребителей производится автоматически с помощью средств автоматики, вид и расстановка которых определяется режимом работы питающей линии 35—110 кВ.

При совпадении трасс прокладки питающих линий 35—110 кВ питание подстанций глубокого ввода от ЦП возможно осуществлять по одному из нижеприведенных вариантов.

В этом случае подстанция ПС2 выполняется по схеме рис.а, подстанция ПС1 — по схеме рис.д. В последнем случае на перемычке между блоками 35—110 кВ устанавливаются два выключателя, к которым присоединяется отходящая к ПС2 линия 35—110 кВ. С помощью указанных выключателей обеспечивается параллельная работа линий Л1 и Л2 и их селективное отключение при повреждении.



Вариант, представленный на рис. а, предусматривает питание каждой подстанции самостоятельными линиями, при этом подстанция выполняется по упрощенной схеме. В результате усложнения схемы ПС1 из-за установки на подстанции двух выключателей питание ПС1 и ПС2 можно осуществить совместно по варианту рис. б, ПС2 исполняется по упрощенной схеме. Как видно из рис. б, длина питающей сети 110 кВ сокращается.

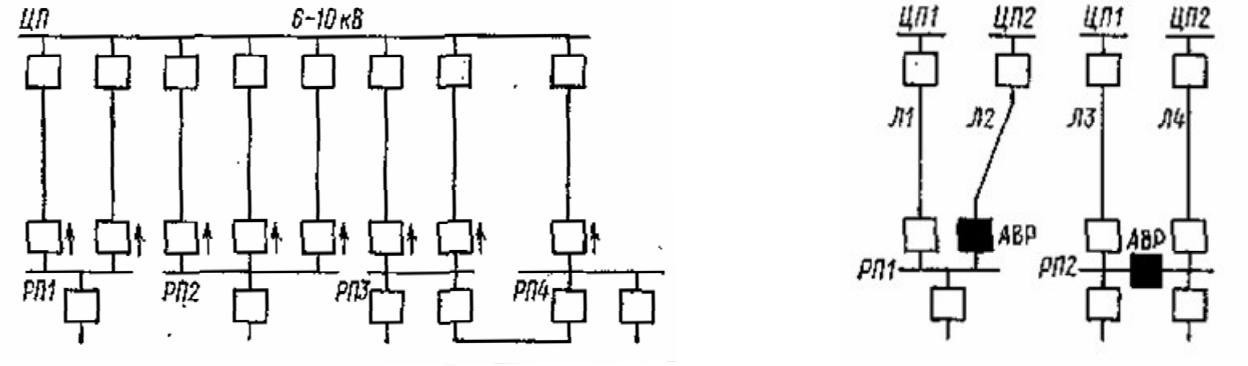
Рассмотрим режим работы питающих линий и надежность электроснабжения для указанного варианта схемы. Линии Л1 и Л2 в нормальном режиме работают параллельно. По этим линиям осуществляется питание трансформаторов Tpl и Тр2, установленных на ПС1, и Тр3 на ПС2, а по линии Л3 — питание Тр4 на ПС2. При повреждении линии Л1 и Л2 отключаются выключатели Bl, В2 и трансформатор Тр3, а также соответствующий трансформатор Tpl или Тр2. В указанном режиме снижается надежность питания обеих подстанций. При повреждении линии Л4 отключаются оба выключатели Bl, В2 и трансформатор Тр3.

В связи с внедрением глубоких вводов отметим вопросы ограничения мощности короткого замыкания. Известно, что с ростом мощности подстанций увеличивается мощность короткого замыкания в сетях вторичного напряжения, что приводит к удорожанию распределительных устройств этих сетей. Например, по данным немецких специалистов при увеличении мощности от 200 до 600 МВА стоимость сооружения сетевых устройств 10 кВ

возрастает в два раза. Следовательно, мощность подстанции должна быть ограничена определенными пределами или необходимо применять специальные меры для уменьшения мощности короткого замыкания.

Для отечественных сетей в настоящее время приняты следующие предельные значения мощности короткого замыкания: при напряжении б кВ — 200 МВА, 10 кВ — 350 МВА и 35 кВ — 600 МВА. Применительно к этим данным производится выпуск электрооборудования промышленностью.

Питающие сети 6—10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятий, а также для питания городской распределительной сети общего пользования. В последнем случае согласно РД наличие таких сетей необходимо обосновать в каждом конкретном случае.



Схемы питающей сети 6-10 кВ

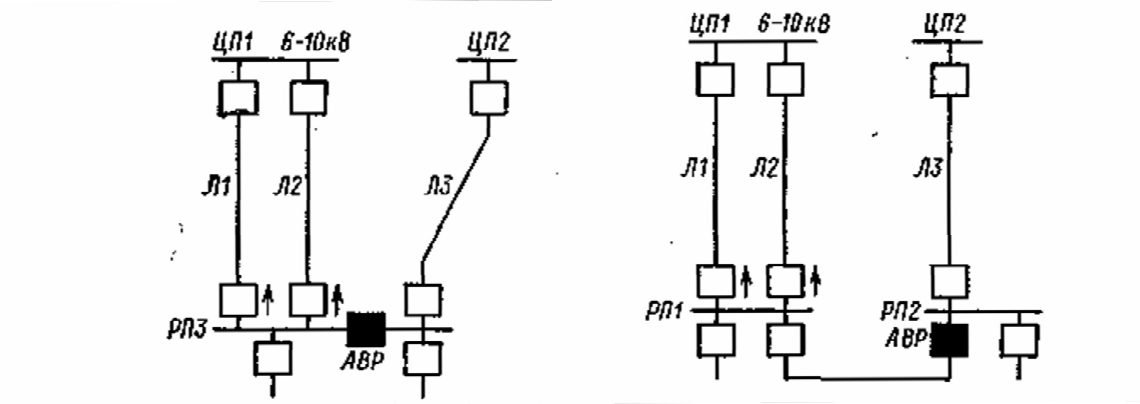
с параллельной работой линий с раздельной работой линий

Питающие сети 6—10 кВ во всех случаях сооружаются по схемам с автоматическим резервированием вводов в РП. Сечения питающей и резервной линий выбираются на полную расчетную нагрузку РП. Для экономии линейных ячеек в РУ 6—10 кВ ЦП сечения питающих линий принимаются, как правило, максимальными (185—240 мм^2 — для кабелей с алюминиевыми жилами). Если указанное сечение линий превышает необходимое по расчетной нагрузке потребителя, то РП используется для совместного питания группы потребителей. Схемы питающих сетей различаются по режиму их работы. На рис.а приведены схемы с параллельной работой питающих линий. Для избирательной защиты линий на их приемных концах устанавливается, как правило, максимальная направленная защита (обозначена стрелкой) и питание РП производится от одного источника. Последнее ограничивает применение сетей только для питания электроприемников второй и третьей категорий.

При наличии на ЦП расщепленных реакторов или трансформаторов с расщепленными обмотками параллельно работающие линии должны присоединяться к одной секции РУ 6—10 кВ ЦП во избежание шунтирования расщепленных ветвей реактора или обмоток трансформатора. Для полного использования пропускной способности линейных ячеек РУ 6—10 кВ ЦП производят сдваивание или спаривание питающих линий. В последнем случае две линии, питающие разные РП в РУ 6—10 кВ, присоединяются к одному выключателю. Для исправления возможной неселективной работы направленной защиты на приемном конце одной из спаренных линий в РП необходима установка автоматического повторного включения (АПВ).

Схемы питающих сетей б—10 кВ с раздельной работой линей указаны на рис. б. В данном случае возможно питание РП от разных источников, что позволяет использовать сети для питания электроприемников первой категории. Автоматическое резервирование предусматривается путем установки АВР на резервной линии или на межсекционном выключателе — АВР двухстороннего действия. Устройство АВР имеет выдержку времени, что необходимо учитывать при обеспечении самозапуска двигателей. Для сетей с раздельной работой питающих линий отмечается худшее использование пропускной способности линий и увеличенное значение потерь энергии.

Комбинированные схемы питающих сетей 6—10 кВ, представленные на рис., являются типовыми для распределительных сетей крупных и крупнейших городов. В них сочетаются преимущества параллельной и раздельной работы питающих линий.



Выбор места расположения РП должен производиться с учетом размещения ТП, потерь напряжения в линиях 6—10 кВ, условий застройки района и т. д. Следует стремиться к расположению РП вблизи границы питаемого нм участка сети, углубляясь в район обслуживания на 10—15 % его протяженности, с целью уменьшения обратных потоков энергии в линиях распределительной сети 6—10 кВ и лишнего расхода проводникового металла.

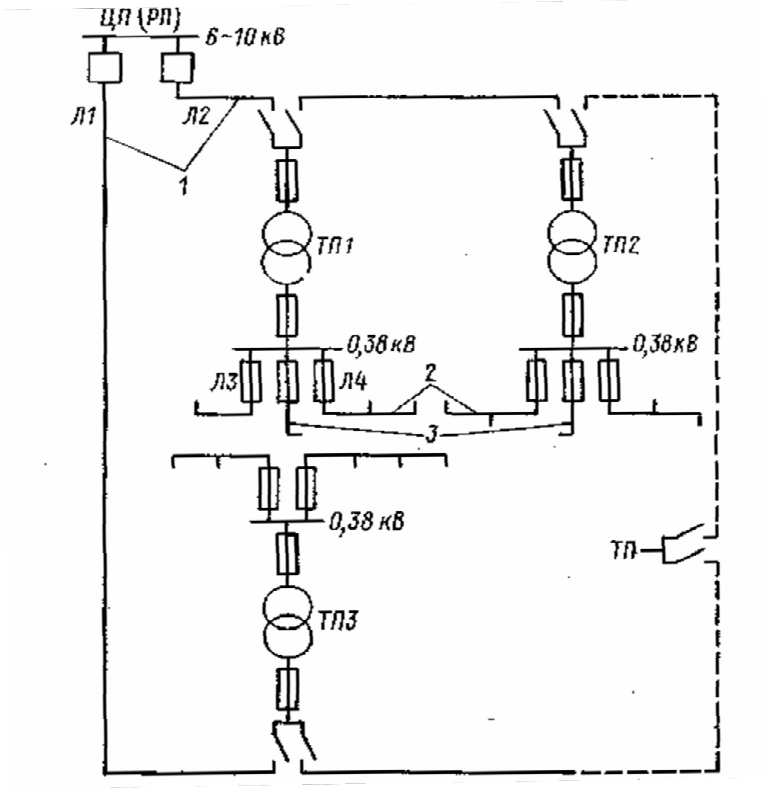
Таблица **Оптимальное значение мощности и радиус действия РП**

Поверхностная плотность нагрузки, МВт/км²	Мощность РП, МВт		Радиус действия РП, км	
	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ
3	5,0	8,0	0,7	0,9
5	7,0	11,0	0,7	0,9
8	9,0	14,0	0,6	0,8
10	10,0	16,0	0,6	0,7
15	15,0	18,0	0,5	0,6

Технико-экономические расчеты показывают целесообразность отказа от сооружения РП, т.е. осуществления непосредственного питания ТП от ЦП.

Схема построения городской распределительной сети определяет способ коммутации ее линий' условия резервирования ее отдельных элементов, расчетные режимы работы сети, особенности конструктивного выполнения ТП и используемых средств защиты и автоматики. Ниже отмечены особенности наиболее распространенных способов построения распределительных сетей.

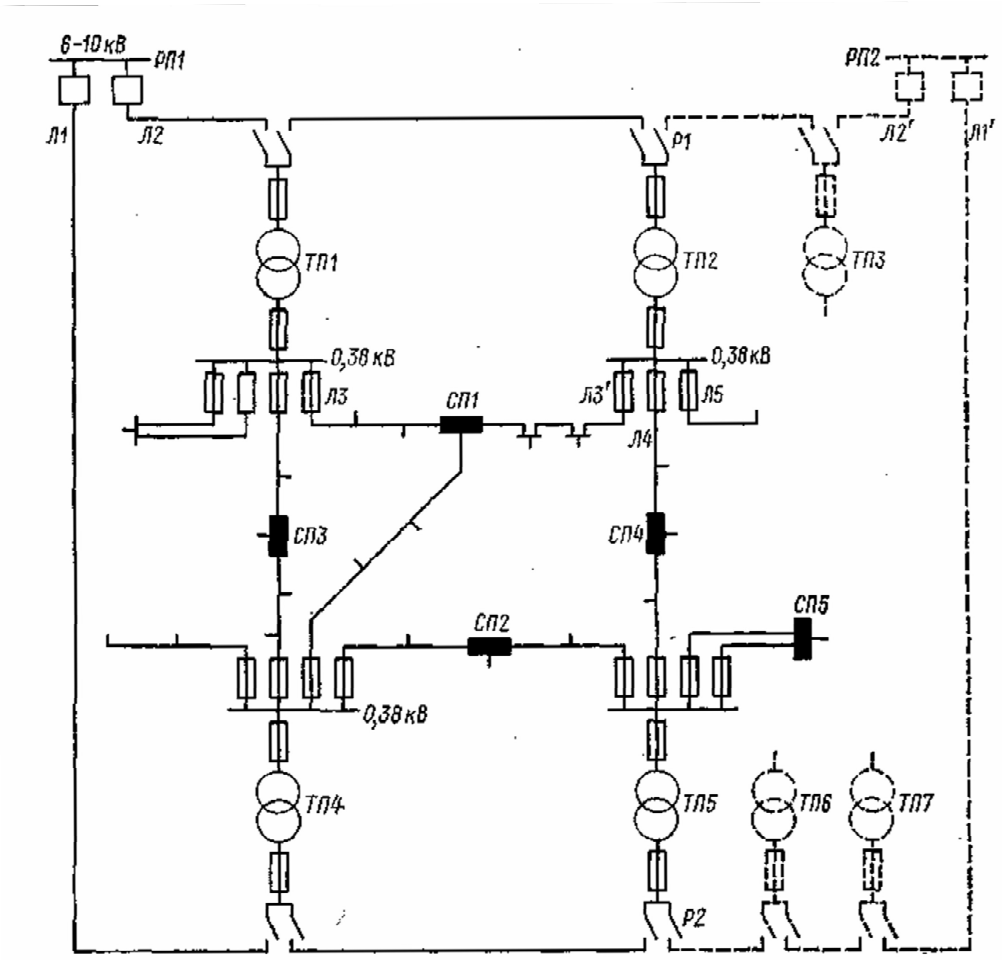
На рис. показана сеть 0,38 кВ с распределительными линиями одностороннего питания в сочетании с петлевыми линиями 6—10 кВ, которые в нормальном режиме разомкнуты вблизи точки токораздела. Сечение петлевых линий выбирается по условию двухстороннего питания ТП в послеаварийном режиме при повреждении головного участка линии.



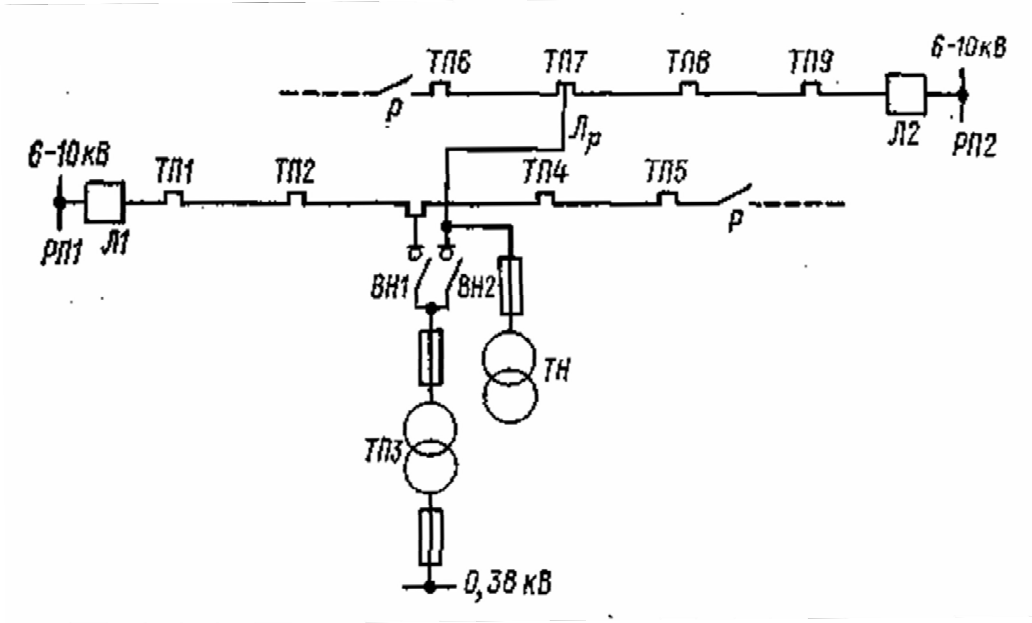
При выполнении сети 6—10 кВ воздушными линиями допустимо использовать линии 6—10 кВ с односторонним питанием ТП. Рассматриваемая схема применяется для электроснабжения приемников третьей категории.

Петлевая сеть включает в себя петлевые и радиальные линии 0,38 кВ в сочетании с петлевыми линиями 6—10 кВ. Как отмечалось, петлевые линии работают с их разделом ($Р_1$ $Р_2$) и сечения линии определяются возможностью двухстороннего питания ТП или вводов; связанных с линиями 0,38 кВ (СП1, СП2, СП3, СП4, СП5).

Петлевая сеть используется для питания потребителей второй и третьей категорий. Мощность трансформаторов в ТП предусматривается с резервом на случай питания потребителей, присоединенных к петлевым линиям 0,38 кВ, при отключении одной из ТП. При этом резервирование трансформаторов для питания электроприемников третьей категории не предусматривается. Ввод резервных элементов петлевой сети осуществляется дежурным персоналом. Схема создает требуемую надежность электроснабжения для основных городских потребителей и имеет хорошие технико-экономические показатели, а также удобна в эксплуатации, ее внедрение не требует никаких технико-экономических обоснований. Схема является основной для большинства городов РФ. При питании петлевой сети от одного источника рекомендуется переходить на замкнутый режим работы сети 0,38 кВ. С этой целью в точках нормального раздела СП1, СП2, СП3, СП4, СП5 устанавливаются предохранители с номинальным током на одну-две ступени меньше, чем предохранители, установленные в ТП для защиты петлевых линий 0,38 кВ. Характеристики трансформаторов подбираются по условию допустимости их параллельной работы через замкнутую сеть 0,38 кВ.

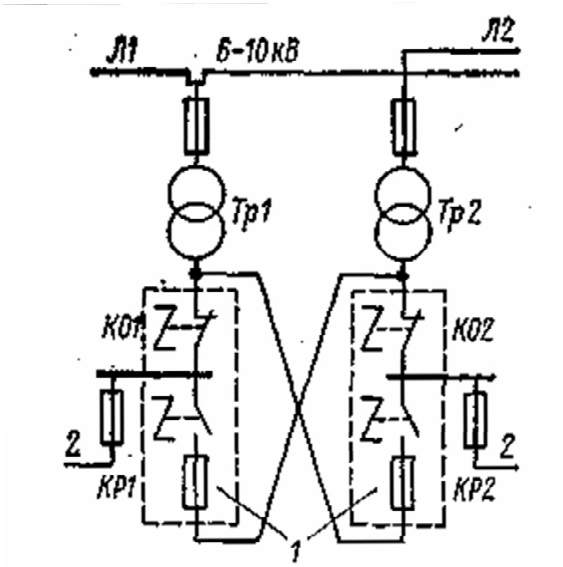


При наличии в петлевой сети дополнительных связей между линиями 6—10 кВ возможна выборочная автоматизация питания потребителей. Этот пример показан на рис. Здесь автоматизация питания ТПЗ производится путем установки устройства АВР при напряжении 6—10 кВ. Резервной связью, на которой предусмотрено АВР с использованием выключателей нагрузки, является линия ТП-7—ТПЗ. Схема используется в системах электроснабжения электроприемников второй категории.



При питании от ТПЗ электроприемников первой категории автоматизация электроснабжения осуществляется путем установки в ТПЗ двух трансформаторов и

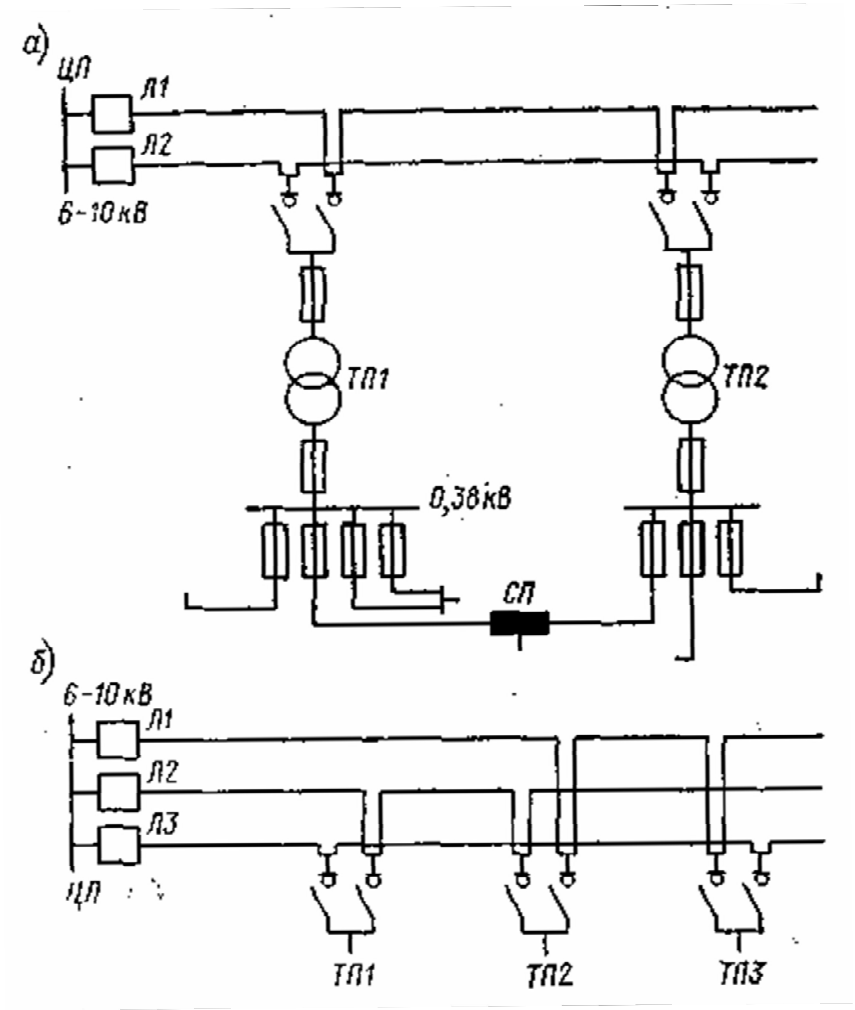
устройства АВР при напряжении 0,38 кВ с использованием контакторных станций (рис.). Установка АВР возможна также непосредственно у потребителя на вводах 2. Линии Л1 и Л2 должны быть связаны с разными независимыми источниками питания.



Согласно РД создавать городские распределительные сети возможно по схемам, предусматривающим автоматизацию питания всех потребителей при условии, что приведенные затраты автоматизированной сети не превышают 5% затрат сети, выполненной по петлевой схеме. Наиболее распространенной является многолучевая схема сети с устройствами АВР при напряжении 6—10 кВ или 0,38 кВ.

Многолучевая схема с АВР при напряжении 6—10 кВ предусматривает сочетание взаиморезервирующих линий 6—10 кВ с линиями 0,38 кВ одно- и двухстороннего литания.

При этом в ТП устанавливается трансформатор и устройство АВР (рис.).



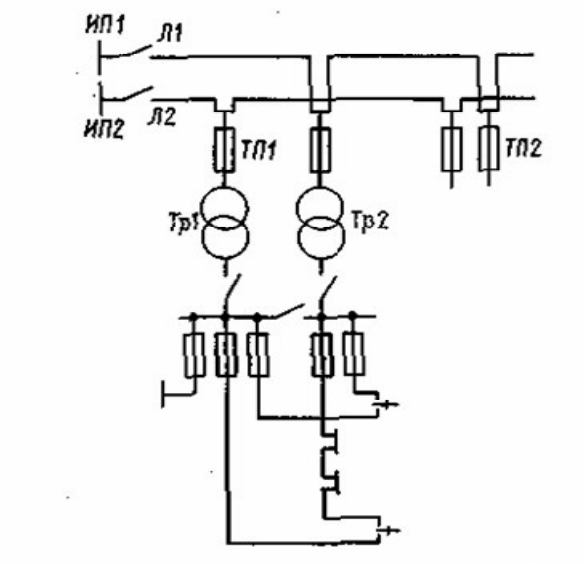
Каждая ТП питает свой участок сети 0,38 кВ, резервирование трансформаторов не производится. Между ТП предусматривается так называемая ремонтная связь 0,38 кВ с разделом в соединительном пункте СП, имеющая пропускную способность, равную 15—20 % суммарной нагрузки ТП в случае отключения любого из ТП при необходимости.

Параллельная работа трансформаторов через сеть 0,38 кВ не допускается. Схема используется для питания электроприемников второй категории.

Построение сети 6—-10 кВ, указанное на рис. а, выполнено по так называемому двулучевому варианту. Обычно применяется многолучевой вариант построения, так как при этом увеличивается использование пропускной способности линии б—10 кВ (рис. б).

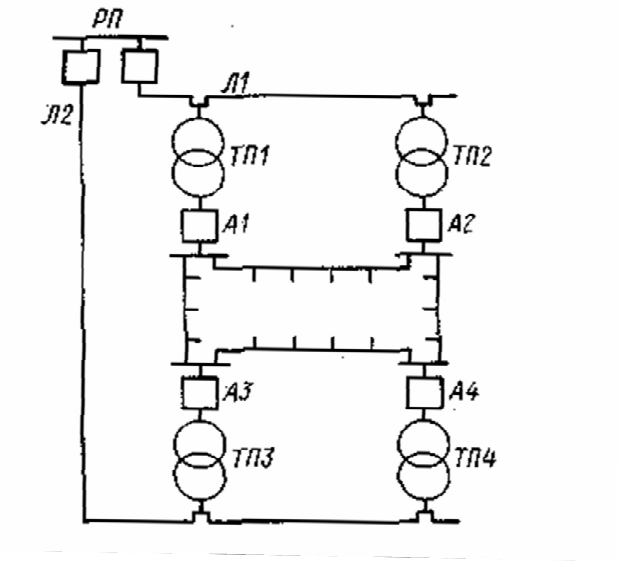
Далее на рис. показано построение сети по двухлучевой схеме с устройствами АВР при напряжении 0,38 кВ.

Здесь предусматривается установка в каждой ТП двух трансформаторов. Сеть 0,38 кВ выполняется в зависимости от категории электроприемников.



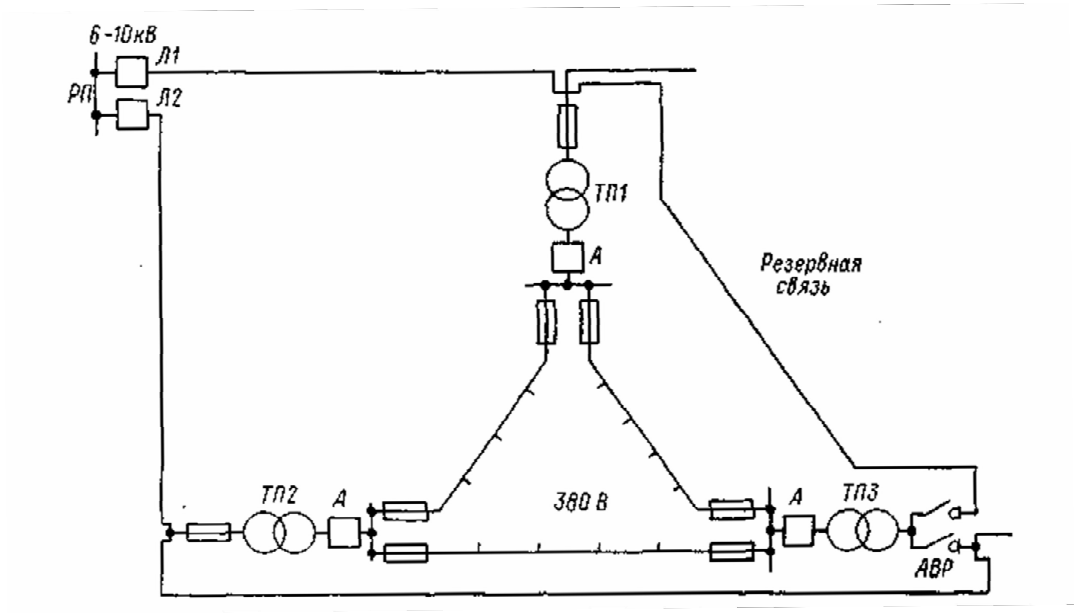
К полностью автоматизированным схемам относятся замкнутые сети низкого напряжения, представляющие собой сочетание радиальных линий 6—10 кВ с замкнутой сетью 0,38 кВ и резервированием всех элементов сети через замкнутую сеть. Для осуществления селективной защиты предусматривается установка так называемых автоматов обратной мощности на стороне вторичного напряжения трансформаторов в ТП и предохранителей на отходящих от ТП линиях замкнутой сети 0,38 кВ.

Упрощенный вариант замкнутой сети представлен на рис.



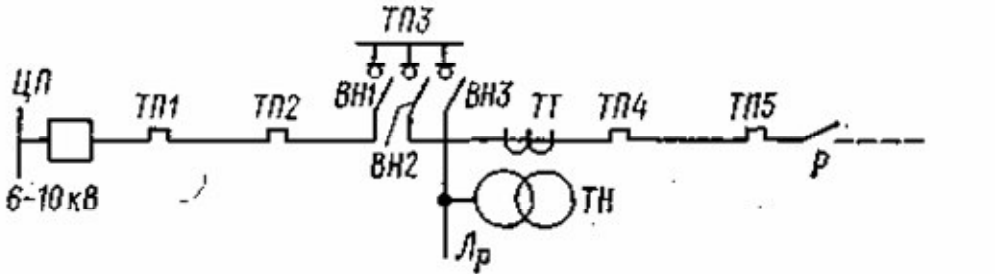
При выходе из работы любой из линий 6—10 кВ (Л1 или Л2), а также трансформаторов в ТП бесперебойность электроснабжения потребителей, присоединенных к сети 0,38 кВ, не нарушается, пропускная способность элементов сети выбирается по наиболее тяжелому режиму, связанному с выходом из работы любой из линий 6—10 кВ, питающих замкнутую сеть 0,38 кВ. Замкнутые сети используются только для электроприемников второй категории, так как их питание должно предусматриваться от одного источника.

В городах встречаются потребители относительно крупной мощности, для питания которых предусматриваются самостоятельные ТП с установкой одного или двух трансформаторов. Резервирование питания таких потребителей через замкнутую сеть 0,38 кВ может оказаться нецелесообразным. В таких случаях можно сочетать замкнутую сеть 0,38 кВ с устройствами АВР при напряжении 6—10 кВ в ТП с сосредоточенными нагрузками. Принцип построения такой сети показан на рис.



Устройство АВР, установленное в ТП3, базируется на применении выключателя ВН-16 и работает по признаку появления в ТП3 обратного потока мощности, протекающей через автомат А. Использование данной модификации сети весьма эффективно при внедрении замкнутой схемы в действующих сетях. Область использования — электроприемники второй категории.

В петлевых сетях возможно применение схемы с устройством автоматического избирательного резервирования (АИР). См. рис.



Устройство АИР базируется на применении ВН-16, работает по признаку исчезновения в ТП3 напряжения. Порядок его работы определяется местом повреждения распределительной линии 6-10кВ. При ее повреждении на участке от ЦП до ТП3 (с АИР) линия отключается, в ТП3 отключается ВН1 и включается ВН3, питание ТП3, а также ТП4 и ТП5 переключаются на резервную линию $Л_2$. При повреждении линии за ТП3, в точке К2, и при ее отключении в ТП3 отключается ВН2 и включается ВН3, в результате чего питание ТП3, а также ТП1 и ТП2 переключаются на резервную линию $Л_р$. Использование АИР расширяет возможности автоматики и увеличивает зону бесперебойного электроснабжения потребителей по сравнению с АВР.

Тема 6. Электрические расчеты сетей

Характеристика расчетных режимов. Выбор сечения проводов и жил кабелей по экономической плотности тока. Выбор сечения проводов и жил кабелей по нагреву. Выбор сечения проводов и жил кабелей по допустимой потере напряжения. Потери напряжения в трансформаторах. Потери мощности и энергии в сетях.

Выбор пропускной способности линий и мощности трансформаторов производится по экономическим и техническим требованиям на основании установленного распределения суммарной нагрузки. При расчете сети учитываются нормальный и послеаварийные режимы ее работы. Нормальным называется режим надежного энергоснабжения, при котором все элементы сети находятся в работе и распределение нагрузки соответствует наивыгоднейшие условиям передачи энергии. Послеаварийные режимы соответствуют состоянию, когда в

сети по тем или иным причинам отсутствует один или несколько элементов. Выбранные параметры сети должны удовлетворять условиям работы в указанных режимах. Согласно ПУЭ при рассмотрении послеаварийных режимов не учитывается совпадение внезапных и ремонтных отключений нескольких участков сети или линий электропередачи. В послеаварийных режимах сети, как правило, должны рассчитываться на полную нагрузку потребителей с учетом перегрузочной способности оборудования. Выбор параметров допускается производить с учетом отключения менее ответственных электроприемников.

Сечения линий выбирают, как правило, по экономической плотности тока с учетом нормального режима. Выбранное экономическое сечение проверяют по допустимым значениям плотности тока нагрева и отклонения напряжения в нормальном и послеаварийном режимах, по условиям термической стойкости, коронирования и механической прочности. Принимается наибольшее сечение, удовлетворяющее всем перечисленным условиям.

Выбор сечения проводов и жил кабелей по экономической плотности тока

Нормированные значения экономической плотности тока приведены в ПУЭ.

Экономическое сечение

$$F_э = \frac{I_{расч}}{j_э},$$

где $I_{расч}$ - расчетный ток линии в нормальном режиме, А; $j_э$ — нормированное значение экономической плотности тока, А/мм^2.

Если имеется возможность определить рост нагрузки по этапам расчетного периода, то экономическое сечение

$$F_э = \alpha \frac{I_{расч5}}{j_э},$$

где $I_{расч5}$ - расчетный ток линии в нормальном режиме на пятом году ее работы.

В свою очередь, коэффициент

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25\left(i_1 + 0,3\right)^2 + 0,35\left(i_{нб} + 0,1\right)^2},$$

где $i_1 = \frac{I_{расч}}{I_{расч5}}$ - отношение расчетного тока первого года эксплуатации к току пятого года; $i_{нб} = \frac{I_{расч_{нб}}}{I_{расч5}}$ - наибольший расчетный ток за пределами пятого года эксплуатации, отнесенный к току пятого года.

При отсутствии данных о перспективной нагрузке линии допускается, как исключение принимать, $\alpha = 1$.

Выбору сечений по экономической плотности тока не подлежат сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1000 В при числе часов использования максимума нагрузки до 4000— 5000 ч; ответвления к отдельным электроприемникам напряжением до 1000 В, а также осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий, проверенные по допустимым потерям напряжения; сборные шины электроустановок всех напряжений; сети временных сооружений, а также устройства с малым сроком службы (3—5 лет).

При выборе сечения ВЛ по экономической плотности тока необходимо учитывать, что увеличение числа линий или цепей сверх необходимого по условиям надежности электроснабжения в целях обеспечения экономической плотности тока должно производиться только на основе технико-экономического расчета. При этом во избежание

увеличения числа линий или цепей допускается превышение (вплоть до двухкратного значения) нормативных значений.

Для линии одинакового сечения с распределенной нагрузкой по сравнению с линией с сосредоточенной нагрузкой расчетная плотность тока на головном участке линии умножается на коэффициент распределения нагрузки

$$k = \sqrt{\frac{I_1^2 L}{I_1^2 l_1 + I_2^2 l_2 + ... + I_n^2 l_n}},$$

где $I_1, I_2, ..., I_n$ - нагрузки отдельных участков линии; $l_1, l_2, ..., l_n$ - длины отдельных участков линии; L — полная длина линии.

Выбор сечений проводов и жил кабелей по нагреву

Сечения проводников любого назначения должны удовлетворять условиям допустимого нагрева в нормальных и послеаварийных режимах работы, а также в период ремонта. При проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока, представляющий собой наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети.

Допустимые длительные токовые нагрузки и мощности для неизолированных проводов приведены в ПУЭ при допустимой температуре их нагрева 70°С и температуре окружающего воздуха 25°С. При отклонении температуры воздуха от 25°С могут быть применены поправочные коэффициенты, приведенные также в ПУЭ. Допустимые длительности мощности рассчитаны при среднем эксплуатационном напряжении, превышающем номинальное *(U* = 1,05) на 5 %, и cos φ = 0,9.

При выборе сечений кабелей по нагреву токами нагрузки следует руководствоваться данными ПУЭ, которые регламентируют длительные расчетные нагрузки для кабелей всех типов при различных условиях их прокладки. Наибольшая длительно допустимая рабочая температура на жилах силовых кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией принята равной 65°С при температуре окружающего воздуха 25°С и земли 15°С. Длительно допустимые температуры для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией составляют

Номинальное напряжение, кВ	<3	6	10	20; 35
Температура, °С	80	65	60	50

Длительно допустимые токи для кабелей разных марок, проложенных в воде, в земле и воздухе, приведены в ПУЭ.

Длительно допустимые нагрузки на кабели, проложенные в земле, определены для условий прокладки в траншее на глубине 0,7—1,0 м не более одного кабеля при температуре земли 15°С и удельном тепловом сопротивлении земли 120 Ом-К/Вт.

В условиях города кабельные линии могут пересекать водные пространства (прокладка в воде), идти вдоль улиц в земляной траншее (прокладка в земле), располагаться в подвалах (прокладка на воздухе). В таких случаях допустимая токовая нагрузка на кабель $I_{доп}$ должна определяться по участку с наихудшими тепловыми условиями, если длина такого участка превышает 10 м. Проверяемое сечение кабеля удовлетворяет условиям нагрева для нормального режима работы сети, если соблюдается соотношение $I_{доп} > I_{макс}$, где $I_{макс}$ — расчетная токовая нагрузка линии в нормальном режиме.

Допустимая нагрузка на кабель $I_{доп}$ определяется $I_{ДОП.Н} K_П$, где $I_{ДОП.Н}$ — допустимая длительная токовая нагрузка при нормальных условиях прокладки, А; $K_П$ — коэффициент, учитывающий изменения условий прокладки по отношению к нормальным условиям и определяемый произведением поправочных коэффициентов, т.е. $K_П = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot ... \cdot K_n$, где K_1 — учитывает фактическую температуру окружающей среды; K_2 — число кабелей, проложенных в траншее, и их загрузку; K_3 — фактическое значение удельного теплового сопротивления почвы; K_4 — прокладку кабеля в блоках; K_5 —

увеличение нагрузки на кабель в послеаварийном режиме; K_6 — кабели, работающие не под номинальным напряжением.

Поправочные коэффициенты, учитывающие отклонение температуры окружающей среды по отношению к нормальным условиям, приведены в табл. ПУЭ. Расчетная температура почвы на глубине прокладки кабельных линий, а также температура воздуха соответствующая самому жаркому месяцу года для различных городов страны, также приведена в ПУЭ.

Поправочные коэффициенты при условии прокладки в общей траншее более одного кабеля, при прокладке кабеля в грунте с тепловым сопротивлением, отличным от 120 Ом-К/Вт, принимаются по ПУЭ. При этом резервные кабели не учитываются.

При определении длительно допустимых нагрузок для кабельных линий, проложенных в земле в трубах (длиной более 10 м), исходная допустимая нагрузка, взятая равной нагрузке для кабелей, проложенных в воздухе, должна быть пересчитана с расчетной температуры воздуха (25°С) на расчетную температуру грунта 15°С согласно данным ПУЭ. Пересчитанная исходная нагрузка принимается с поправками на температуру грунта.

Расчетные коэффициенты при прокладке кабеля в блоке принимаются согласно ПУЭ и учитывают конфигурацию блока, месторасположение кабеля в блоке, сечение кабеля, его напряжение и число параллельных блоков.

В связи с переводом действующих кабельных сетей на повышенное напряжение в сетях бывают случаи, когда кабель работает при напряжении, отличном от его номинального (конструктивного) напряжения. Расчет допустимой нагрузки таких кабелей следует производить с учетом коэффициентов, приведенных в табл. ПУЭ.

Кабельные линии напряжением до 10 кВ с пропитанной бумажной изоляцией допускают систематические и аварийные перегрузки, значение которых в зависимости от условий прокладки, срока службы кабеля и предшествующего режима приведены в табл. ПУЭ. При этом допускается на время ликвидации аварийного режима кратковременная перегрузка до 130 % на время максимумов продолжительностью не более б ч в сутки в течение пяти суток, если в нормальном длительном режиме работы наибольшая нагрузка не превышала 80 % длительно допустимого тока по нагреву.

Для кабелей напряжением 6 кВ и 110 кВ с пластмассовой изоляцией допустимая перегрузка составляет 120%, для маслонаполненных кабелей напряжением 110 и 220 кВ — 140% при тех же условиях. Перегрузка кабельных линий напряжением 20—35 кВ не допускается.

Требования к нормальным нагрузкам и послеаварийным перегрузкам относятся как к кабелям, так и к установленным на них соединительным и концевым муфтам и концевым заделкам.

При использовании свинцовой оболочки трехжильных кабелей 1 кВ в качестве четвертой жилы допустимая нагрузка оболочки должна соответствовать табл. ПУЭ.

При определении сечения ленточной брони введен коэффициент 0,5, учитывающий возможное разрушение брони. При одновременном использовании в качестве нулевого провода свинцовой оболочки и брони допустимая нагрузка суммируется.

Выбор сечения проводов и жил кабелей по допустимой потере напряжения

Если сечение проводов вдоль линии постоянно, нагрузка линии активная и реактивная и учитывается активное и реактивное сопротивление линии, то сечение проводов, рассчитываемое по допустимой потере напряжения,

$$F = \frac{\sum_{m=1}^{n} P_m L_m}{\gamma \cdot \Delta U_a \cdot U_í} = \frac{\sum_{m=1}^{n} p_m l_m}{\gamma \cdot \Delta U_a \cdot U_í},$$

где P_m — активная мощность на участке m линии; p_m — активная мощность в ответвлении в точке m линии; L_m —длина линии на участке m; l_m —длина линии от ЦП до точки m; γ — удельная проводимость проводников; $U_í$ —номинальное напряжение линии; ΔU_a — активная составляющая потери напряжения, $\Delta U_a = U_{доп} - \Delta U_p$ Здесь $\Delta U_{доп}$ —допустимые потери напряжения; ΔU_P — составляющая потери напряжения от реактивной мощности в реактивном сопротивлении линии.

В свою очередь,

$$\Delta U_p = \frac{x_{ср}}{U_í} \sum_{m=1}^{n} Q_m L_m = \frac{x_{ср}}{U_í} \sum_{m=1}^{n} q_m l_m,$$

где $x_{ср}$ — среднее значение индуктивного сопротивления линии, принимаемое по табл.; Q_m — реактивная мощность на участке m линии; q_m — то же в ответвлении в точке m линии.

Выбор сечений линий и проверка их сечений по допустимой потере напряжения непосредственно связаны с определением потери напряжения в линии. При этом имеются в виду известные значения нагрузки линии и ее параметры (например, экономическое сечение линии).

Для определения потери напряжения в линиях с односторонним питанием могут быть использованы следующие расчетные выражения:

1. Передается активная и реактивная мощность, cos φ отдельных нагрузок различны. Сечения проводников линий различны на отдельных участках m

$$\Delta U = \frac{1}{U_н}\left(\sum^{n} P_m r_m + \sum^{n} Q_m x_m\right) = \frac{1}{U_н}\left(\sum^{n} p_m R_m + \sum^{n} q_m X_m\right),$$

где r_m, x_m — активное и реактивное сопротивление на участке m; R_m, X_m — то же от точки питания до точки m.

2. То же, но сечения проводников линий равны по всей длине

$$\Delta U = \frac{1}{U_н}\left(r_0 \sum^{n} P_m l_m + x_0 \sum^{n} Q_m l_m\right) = \frac{1}{U_н}\left(r_0 \sum^{n} p_m L_m + x_0 \sum^{n} q_m L_m\right),$$

где r_0, x_0 — активное и реактивное сопротивление на единицу длины линии.

3. То же, но cosφ отдельных нагрузок равны

$$\Delta U = \frac{1}{U_н}\left(r_0 \cos\varphi + x_0 \sin\varphi\right) \sum^{n} P_m l_m =$$

$$= \frac{1}{U_н}\left(r_0 \cos\varphi + x_0 \sin\varphi\right) \sum^{n} p_m L_m.$$

4. Учитывается только активное сопротивление проводников, сечения различны:

$$\Delta U = \frac{1}{U_н}\sum^{n} P_m r_m = \frac{1}{U_н}\sum^{n} p_m R_m.$$

5. То же, но при одной нагрузке в конце линии:

$$\Delta U = Pl/\gamma F U_н = pL/\gamma F U_н.$$

6. То же, но при равномерно распределенной нагрузке общей величиной p на длине l:

$$\Delta U = pl/2\gamma F U_н.$$

Дополнительно отметим, что без учета индуктивного сопротивления могут рассчитываться сети напряжением до 10 кВ, для которых cosφ = 1, и сети, линии которых выполнены проводами и кабелями, если их сечения не превосходят данных табл. ПУЭ.

Для практического применения расчетные формулы могут быть преобразованы. В частности, при выборе сечения линий без учета индуктивного сопротивления сечения при заданной потере напряжения

$$F = A_1 M_a/\Delta U_{доп},$$

где $\Delta U_{доп}$ — допустимые потери напряжения в линии, В или %; $M_a = \Sigma P_m l_m = \Sigma p_m L_m$ — сумма произведений активных нагрузок линии на длину; A_1 — коэффициент, зависящий от принятых единиц измерений.

В свою очередь, при заданном сечении линии потери напряжения

$$\Delta U = A_1 M_a/F.$$

Значения A_x при принятых единицах измерения указаны в табл. ПУЭ. При этом напряжение сети измеряется в киловольтах, удельная проводимость — в м/Ом-мм^2.

Потери напряжения при заданном сечении проводов линии с учетом индуктивного сопротивления при разных коэффициентах мощности нагрузок линии

$$\Delta U = A_2 (r M_a + x M_p)$$

При одинаковом коэффициенте мощности

$$\Delta U = A_2 (r \cos\varphi + x \sin\varphi) M,$$

где ***r, x*** — активное и индуктивное сопротивление на 1 км линии, Ом; M_p — сумма моментов реактивных нагрузок; M — то же, полных нагрузок; A_2 —коэффициент, зависящий от принятых единиц измерений.

При выборе сечения линии по заданному значению потерь напряжения с учетом индуктивного сопротивления определяются значения составляющей потери напряжения:

$$\Delta U_a = \Delta U_{доп} - A_2 x_0 M_p.$$

В дальнейшем расчет производится по формуле

$$F = A_1 M_a/\Delta U_a.$$

По окончании расчета значение потерь напряжения проверяется по одной из точных формул с учетом фактической индуктивности линии. Для упрощения расчетов в табл. ПУЭ приведены удельные потери напряжения. Потери напряжения в линии при заданном сечении

$\Delta U = \Delta U M_3$, где M_3 — сумма произведений активных нагрузок на длину участков линии, кВт-м или в МВт-км; ΔUa — табличное значение удельных потерь напряжения, в процентах на 1 кВт-м, 1 кВт-км или 1 МВт-км.

При выборе сечения линии по заданному значению потерь напряжения определяется расчетное значение удельных потерь напряжения

$$\Delta U_{\text{тб 1}} \leqslant \Delta U_{\text{доп}}/M_{\text{а}},$$

и по соответствующей таблице подбирается сечение провода с ближайшим меньшим значением удельных потерь напряжения.

ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Потери напряжения в трансформаторе

$$\Delta U_{\text{тр}} = \frac{PR_{\text{тр}} + QX_{\text{тр}}}{U} = \frac{S}{U}(R_{\text{тр}} \cos\varphi + X_{\text{тр}} \sin\varphi),$$

где P, Q, S — активная, реактивная и полная нагрузка трансформатора; U — напряжение на зажимах; $\cos\varphi$ — коэффициент мощности нагрузки; $R_{\text{тр}}$, $X_{\text{тр}}$ — активное и реактивное сопротивление трансформатора.

Относительное значение потерь напряжения (в процентах)

$$\Delta U_{\text{тр}} = (u_{\text{а}} \cos\varphi + u_{\text{р}} \sin\varphi) \frac{S}{S_{\text{тр. ном}}},$$

где $u_{\text{а}}$, $u_{\text{р}}$ — активное и индуктивное падение напряжения в обмотках трансформаторов, %; $S_{\text{тр. ном}}$ — номинальная мощность трансформатора.

Расчет потерь мощности и энергии
в городских электрических сетях

Потери мощности в элементах городских систем электроснабжения в линиях с односторонним питанием определяются по следующим формулам:

1. Потери мощности в линии с несколькими нагрузками:

а) потери активной мощности

$$\Delta P = \frac{1}{U_н^2}\left(\sum^{n} P_m^2 r_m + \sum^{n} Q_m^2 r_m\right) = \frac{1}{U_н^2}\sum^{n} S_m^2 r_m;$$

б) потери реактивной мощности

$$\Delta Q = \frac{1}{U_н^2}\left(\sum^{n} P_m^2 x_m + \sum^{n} Q_m^2 x_m\right) = \frac{1}{U_н^2}\sum^{n} S_m^2 x_m.$$

2. То же при одной нагрузке P и Q в конце линии

$$\Delta P = \frac{1}{U_н^2}(P^2 + Q^2) R = \frac{1}{U_н^2} S^2 R;$$

$$\Delta Q = \frac{1}{U_н^2}(P^2 + Q^2) X = \frac{1}{U_н^2} S^2 X,$$

где R и X — активное и реактивное сопротивление всей линии.

3. То же при равномерно распределенной нагрузке

$$\Delta P = \frac{1}{3U_н^2}(P^2 + Q^2) R = \frac{1}{3U_н^2} S^2 R;$$

$$\Delta Q = \frac{1}{3U_н^2}(P^2 + Q^2) X = \frac{1}{3U_н^2} S^2 X.$$

Для линий, выполненных одним сечением:

$$\Delta P = A_3 N r = A_3 (N_a + N_p) r;$$

$$\Delta Q = A_3 N x = A_3 (N_a + N_p) x,$$

где N — произведение квадрата полной нагрузки на длину участка с этой нагрузкой; ΔP, ΔQ — потери активной и реактивной мощности, кВт и квар соответственно; N_a, N_p — сумма произведений квадратов активных и реактивных нагрузок на длины участков с этими нагрузками соответственно; A_a — коэффициент, зависящий от системы тока, единиц измерений и принимаемый по табл. (напряжение в киловольтах).

Ток	N_a	Единица	N_p	Единица	N	Единица	Значение $A_э$
Одно-фазный	$\Sigma I_a^2 l$ $\Sigma P^2 l$	А²·км кВт²·км	$\Sigma I_p^2 l$ $\Sigma Q^2 l$	А²·км квар²·км	$\Sigma I^2 l$ $\Sigma S^2 l$	А²·км кВ·А²·км	$2 \cdot 10^{-3}$ $2 \cdot 10^{-3}/U_н^2$
Трех-фазный	$\Sigma I_a^2 l$ $\Sigma P^2 l$	А²·км кВт²·км МВт²·км	$\Sigma I_p^2 l$ $\Sigma Q^2 l$	А²·км квар²·км Мвар²·км	$\Sigma I^2 l$ $\Sigma S^2 l$	А²·км кВ·А²·км МВ·А·км	$3 \cdot 10^{-3}$ $10^{-3}/U_н^2$ $10^3/U_н^2$

Соотношения между относительными значениями потерь мощности и потерь напряжения в линии с нагрузкой на конце:

без учета реактивного сопротивления линии при активной нагрузке

$$\Delta P^* = \Delta U^*;$$

то же при активной и реактивной нагрузке

$$\Delta P^* = \Delta U^*/\cos\varphi;$$

с учетом активного и реактивного сопротивления линии при активной и реактивной нагрузке

$$\Delta P^* = \Delta U^*/\left(1 + \frac{x}{r}\operatorname{tg}\varphi\right)\cos^2\varphi,$$

где $\Delta U^* = \Delta U/U$ - относительное значение потерь напряжения;

$\Delta P^* = \Delta P/P$ - относительное значение потерь мощности.

Потери мощности в трансформаторах:

1. Двухобмоточном:

а) потери активной мощности

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{ст} + \Delta P_м (S/S_{тр\ ном})^2;$$

б) потери реактивной мощности

$$\Delta Q_{тр} = \Delta Q_{ст} + \Delta Q_м (S/S_{тр.\ ном})^2,$$

где $\Delta P_{ст}$ и $\Delta Q_{ст}$ - потери активной и реактивной мощности в стали (потери холостого хода) трансформатора;

$\Delta P_м$ и $\Delta Q_м$ - потери активной и реактивной мощности в меди (потери короткого замыкания) трансформатора.

2. Трехобмоточном:

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{ст} + \Delta P_в (S_в/S_{тр.\ ном})^2 + \Delta P_с (S_с/S_{тр.\ ном})^2 + \Delta P_н (S_н/S_{тр.\ ном})^2;$$

$$\Delta Q_{тр} = \Delta Q_{ст} + \Delta Q_в (S_в/S_{тр.\ ном})^2 + \Delta Q_с (S_с/S_{тр.\ ном})^2 + \Delta Q_к (S_н/S_{тр.\ ном})^2,$$

где $\Delta P_в$, $\Delta P_с$, $\Delta P_н$ и $\Delta Q_в$, $\Delta Q_с$, $\Delta Q_н$ — потери активной и реактивной мощности в обмотках высшего, среднего и низшего напряжения трансформатора.

Потери активной энергии в линии

$$\Delta Э_л = \Delta P_{макс} \tau,$$

где $\Delta Э_Л$ — потери энергии в линии, кВт-ч; $\Delta P_{макс}$ — максимальные потери мощности, кВт; τ — число часов максимальных потерь.

Потери активной энергии в трансформаторе

$$\Delta Э_{тр} = \Delta P_{ст} T_{вкл} + \Delta P_м \tau / (S/S_{тр.\ ном})^2,$$

где $\Delta Э_{тр}$ — потери в трансформаторе, кВт·ч; $T_{вкл}$ — число часов работы трансформатора.

Тема 7. Надежность электроснабжения (2 час.)

Исходные положения. Классификация электроприемников. Расчет надежности. Критерии и оптимизация надежности. Примеры расчета надежности. Оптимизация надежности в условиях неопределенности.

Проблема надежности электроснабжения разрабатывалась весьма интенсивно, и к настоящему времени накопился значительный теоретический материал. Однако, не взирая на многочисленные работы и публикации, проблема не имеет законченного решения.

В этой связи к решению проблемы в настоящее время имеются два подхода: первый, базирующийся на колоссальном опыте проектирования и сооружения систем электроснабжения всех назначений и закрепленный в соответствующих рекомендациях ПУЭ, и второй, базирующийся на соответствующих теоретических исследованиях, отраженных в многочисленных публикациях, но еще не закрепленный какими-либо нормативными документами.

В основе первого подхода к повышению надежности электроснабжения используются технические особенности основных принципов построения систем электроснабжения и общая оценка последствий, возникающих при внезапных перерывах электроснабжения из-за отказов системы в процессе ее работы. При этом учитывается, что принцип построения системы характеризуется объемом резервных элементов, используемых в системе, и возможным временем ввода их в работу.

Анализ основных принципов построения систем электроснабжения и реальных условий электроснабжения потребителей позволяет определить время ввода в работу резервных элементов, которое может рассматриваться как время перерыва электроснабжения по причине внезапных отказов системы. Усредненные значения этого времени принимаются в качестве единственной характеристики надежности электроснабжения создаваемой системой. Частота возникновения отказов или соответственно перерывов электроснабжения при этом не учитывается.

С другой стороны, применительно к указанному критерию надежности на основе общей оценки последствий, возникающих при внезапных перерывах электроснабжения, соответствующим образом классифицируются потребители. При такой классификации учитываются особенности технологического процесса потребителей или их назначение.

Таким образом по критерию допустимой длительности перерыва электроснабжения соотносятся между собой конкретные потребители и принципы построения систем электроснабжения. При проектировании системы электроснабжения необходимо правильно выбрать принцип ее построения применительно к рассматриваемому потребителю. Этим исчерпывается решение проблемы надежности. При этом, естественно, широко используется накопленный опыт создания систем электроснабжения для аналогичных потребителей или близких к ним по технологическому процессу или назначению потребителей.

Рассмотренный путь, как указывалось, закреплен ПУЭ и в настоящее время является единственным, апробированным многолетней практикой проектирования и создания систем электроснабжения всех назначений.

Второй подход к решению проблемы надежности электроснабжения основывается на результатах всестороннего исследования проблемы. В процессе такого исследования вскрыты закономерности отказов как элементов, так и системы в целом, длительности перерывов электроснабжения по причине отказов, разработаны соответствующие методы расчета надежности и ее показателей. Дополнительно к этому вскрыта закономерность формирования ущерба по причине отказов системы электроснабжения. Показатели повреждаемости и ущербов явились исходной предпосылкой для разработки метода технико-экономической оценки надежности и ее оптимизации.

Не взирая на теоретическую обоснованность расчетов надежности электроснабжения и ее оптимизации, по некоторым практическим соображениям, о которых речь пойдет ниже, рассматриваемый подход к решению проблемы надежности не получил, как указано, отражения в нормативных документах и не используется при проектировании систем электроснабжения. Следует, однако, заметить, что весь накопленный материал, разработанные методы расчета и оценки надежности, представляют определенный теоретический интерес и могут использоваться как дополнительный инструмент при углубленном решении вопросов надежности электроснабжения и ее оптимизации на всех стадиях формирования систем электроснабжения.

До недавнего времени проблема надежности при ее исследовании ограничивалась вопросами обеспечения передачи потребителю заданного количества электрической энергии в рассматриваемый промежуток времени. Последние работы расширяют поставленную проблему. В понятие надежности включают не только количественные показатели подаваемой энергии, но также ее качественные характеристики (имеется в виду обеспечение требуемого уровня напряжения, частоты). В общем виде указанное определение представляется достоверным, так как надежность можно рассматривать как характеристику качества электроснабжения.

Такой подход значительно расширяет проблему надежности. Если рассмотреть технические мероприятия, обеспечивающие количественные и качественные характеристики поставляемой энергии, то можно утверждать, что решение вопросов, связанных с обеспечением этих характеристик, может производиться в подавляющем числе случаев независимо друг от друга. При этом имеется в виду, что средства, обеспечивающие количественные показатели подаваемой энергии, являются основными элементами (линии, трансформаторы) системы электроснабжения. Эти элементы определяют технико-экономические показатели системы при ее оптимизации.

Между тем средства, обеспечивающие качественные характеристики энергии, и прежде всего уровни напряжения, не являются основными элементами системы электроснабжения. Если в первом случае в результате учета необходимой степени резервирования электроснабжения определяется глобальный оптимум системы, то во втором случае речь идет о решении частной задачи, например о выборе рационального способа регулирования напряжения при заданных оптимальных параметрах системы электроснабжения.

В связи с вышеуказанным в дальнейшем, рассматривая надежность, ограничимся проблемой обеспечения потребителей необходимым количеством электрической энергии в соответствии с заданным графиком ее потребления, т. е. вопросами выбора рациональной степени резервирования электроснабжения.

Требуемый уровень надежности электроснабжения промышленных потребителей определяется особенностями их технологического процесса. В этом случае при технико-экономической оценке надежности следует учитывать условия резервирования технологического процесса предприятий, т. е. рассматривать систему электроснабжения и технологию производственного процесса как единое целое. Однако методика таких расчетов не разработана и вряд ли она будет рассматривать вышестоящие ступени систем электроснабжения, предназначенных для питания совокупности потребителей.

В последних работах по исследованию надежности электроснабжения рассматривается дальнейшая детализация проблемы. Оценка таких предложений рассмотрена ниже.

КЛАССИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

Принципы построения систем электроснабжения потребителей в самом общем случае могут быть условно разбиты на три группы по степени надежности питания потребителей, обеспечиваемой этими системами. Не вникая в подробности построения сетей, можно различать системы без резервных элементов, сети, выполняемые с резервными элементами, ввод которых при выходе из работы питающих элементов производится действиями дежурного персонала, и подобные системы, ввод резервных элементов которых осуществляется автоматически.

Если в качестве критерия надежности принять время восстановления электроснабжения потребителя после его нарушения из-за отказа питающего элемента системы, то в первом случае надежность электроснабжения будет определяться временем, необходимым для ремонта или замены отказавшего элемента системы; во втором случае — временем, необходимым для ввода резервных элементов действиями дежурного персонала и в третьем случае — временем действия автоматических устройств.

Применительно к указанным группам построения систем электроснабжения и реальным условиям восстановления электроснабжения при возникновении его внезапных нарушений в ПУЭ с рядом уточнений произведена классификация электроприемников потребителей по требуемой степени надежности их электроснабжения. Следует отметить, что требования ПУЭ относятся не к потребителю в целом, а к его отдельным электроприемникам. При этом приемником электрической энергии (электроприемником) называется аппарат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

Потребителем электрической энергии называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

Все виды электроприемников по надежности их электроснабжения делятся ПУЭ на три категории. При создании системы электроснабжения конкретного потребителя питание каждой группы электроприемников должно рассматриваться самостоятельно. Учитывая многообразие электроприемников, классификация их в ПУЭ не может не носить общего характера, что вызывает определенные затруднения при установлении категорий некоторых электроприемников. Основными условиями рационального решения вопросов электроснабжения потребителей является подробное знание технологии производственного процесса потребителей, а также последствий нарушения питания отдельных электроприемников и потребителей в целом.

Практика проектирования показывает, что необходимо критически оценивать требования технологов к надежности электроснабжения отдельных электроприемников. При этом следует учитывать степень резервирования технологических процессов потребителей. Встречаются случаи, когда заведомо завышаются требования к надежности электроснабжения с целью перестраховки резервных технологических связей из-за недостаточного уровня эксплуатации производственного оборудования.

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

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, и перерыв их электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического ввода резервного питания. При этом не выдвигается требование об использовании в качестве второго независимого источника питания

обязательно источника, принадлежащего энергосистеме (электростанции, понижающий подстанции). При небольшой мощности приемников в качестве такого источника могут быть использованы передвижные электростанции, аккумуляторные батареи, а также связи на низшем напряжении от ближайшего пункта, имеющего независимое питание. Решение этого вопроса должно подкрепляться соответствующими технико-экономическими расчетами.

Независимым называется источник питания данного объекта, на котором сохраняется напряжение в пределах, регламентируемых ПУЭ для послеаварийного режима, при исчезновении его на другом или других источниках рассматриваемого объекта. К числу независимых источников питания относятся распределительные устройства двух электростанций или подстанций, а также секции сборных шин электростанции или подстанции при одновременном соблюдении следующих условий:

1) каждая из секций, в свою очередь, имеет питание от независимого источника;

2) секции не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключаемую при нарушении нормальной работы одной из секций.

Таким образом, один центр питания в некоторых случаях можно рассматривать не как один, а как несколько независимых источников питания по числу секций РУ 6—10 кВ центра питания. Число секций, которые могут рассматриваться в качестве независимых источников, определяется местными особенностями центра питания. Эти особенности необходимо каждый раз тщательно анализировать во избежание необоснованного удорожания систем электроснабжения приемников I категории. Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей (взрывов, пожаров) и повреждения дорогостоящего основного оборудования. Для электроснабжения указанных электроприемников должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого источника.

К приемникам II категории относятся приемники, перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, массовым простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Для приемников II категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. Их питание может предусматриваться от одного источника. Допускается питание рассматриваемых приемников по одной воздушной ЛЭП, учитывая их высокую надежность, и от одного трансформатора при наличии их централизованного резерва, если ремонт ЛЭП и замена трансформатора могут быть выполнены в течение не более одних суток. Допускается также питание по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату.

Для приемников III категории, к которым относятся все остальные электроприемники, допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не свыше одних суток. Схема питания, объем резервных элементов, используемые средства автоматики и другие вопросы системы электроснабжения рассматриваемого потребителя должны быть определены с учетом фактического распределения приемников по категориям.

При дифференцированном подходе к электроснабжению приемников разных категорий могут возникнуть трудности при осуществлении системы их совместного питания, так как электроприемники всегда смешаны на территории предприятия и их разделение может быть затруднено. Поэтому в каждом конкретном

случае следует искать рациональные решения для местных условий.

Особое внимание следует уделять электроприемникам I категории, системы питания которых являются наиболее дорогими. Электроснабжение приемников должно сохраняться при повреждении любого элемента системы, включая выход из работы одного из источников питания. При использовании источников энергосистемы необходимо дублировать все

элементы системы электроснабжения, начиная от ввода к приемнику, включая секции РУ 6—10 кВ источников. С целью обоснованного отнесения приемников к I категории следует тщательно анализировать последствия возникновения нарушений в системе их электроснабжения, учитывая весьма редкие случаи выхода из работы источников питания. Так же тщательно следует выбирать независимый источник питания, учитывая возможность использования для этих целей автономных источников.

Для приемников II категории согласно ПУЭ предусматривается резервное питание, автоматический ввод которого не является обязательным. Между тем известно, что основная часть затрат при сооружении системы резервного питания потребителей определяется стоимостью осуществления основных резервных элементов: линий, трансформаторов и т. д. Затраты на создание автоматических устройств для ввода резервного питания, как правило, незначительны. Поэтому представляется целесообразным вводить такие устройства в системы электроснабжения приемников II категории во всех случаях, если применение этих устройств не требует дополнительных резервных элементов в системе электроснабжения по сравнению с использованием ручного ввода резервного питания. Последнее значительно увеличивает надежность электроснабжения потребителей.

При создании системы электроснабжения и рассмотрении условий резервирования на разных ступенях системы следует различать отдельный приемник и совокупность приемников одной категории. В этой связи отметим п. 5.3.2 ПУЭ, согласно которому резервирование линии, непосредственно питающей электродвигатели, не требуется независимо от категории надежности электроснабжения. В то же время, касаясь приемников III категории, можно отметить, что при их большом объеме и значительной мощности в составе рассматриваемого потребителя они в некоторых случаях могут относиться по надежности электроснабжения к приемникам II категории, так как совокупность приемников требует более высокой надежности электроснабжения. При использовании в системах электроснабжения кабелей не всегда могут быть выполнены требования ПУЭ о допустимом времени отключения приемников III категории, так как ремонт кабелей может продолжаться более суток, что предопределяет резервирование кабельных линий.

Из отмеченного следует, что в ПУЭ дано только общее определение категорий электропрйемников. Конкретная классификация с отнесением приемников к той или иной категории по надежности электроснабжения содержится в общестроительных правилах и нормах отдельных отраслей промышленности. При отсутствии такой классификации деление на категории следует производить, учитывая технологический процесс потребителя и последствия из-за возможного нарушения его электроснабжения.

Классификация электроприемников коммунально-бытового характера городов приведена в РД. В данном случае к соответствующей категории могут относиться как отдельные электроприемники, так и группа электроприемников, а также потребитель в целом. Требования к надежности электроснабжения определяются применительно к вводному устройству. Там же для приемников I категории должна предусматриваться установка устройства автоматического ввода резервного питания (АВР).

К электроприемникам I категории по РД отнесены: электроприемники лечебных учреждений, от бесперебойности питания которых зависит жизнь больного, котельные первой категории, водопроводные насосные станции в городах с числом жителей более 50 тыс., канализационные станции, не имеющие аварийного выпуска, тяговые подстанции системы централизованного электроснабжения, городские РП с суммарной нагрузкой более 10 000 кВ-А и т. п.

К электроприемникам II категории отнесены: жилые дома с электропищеприготовлением, жилые шестиэтажные и более высокие дома с газовыми плитами, учреждения общественно-коммунального характера с числом работающих 50—2000 чел., детские и школьные учреждения, крытые зрелищные предприятия с количеством мест в зале 300—800, предприятия общественного питания с количеством посадочных мест

100—500, водопроводные станции в городах с числом жителей 0,5—50 тыс. чел., городские РП и ТП с суммарной нагрузкой 400—10 000 кВ-А и др.

С учетом опыта выполнения рассматриваемых систем электроснабжения могут быть даны следующие практические рекомендации.

При решении вопросов электроснабжения приемников I категории рекомендуется учитывать технологические процессы и последствия для жизни города при нарушениях их электроснабжения. В частности, к приемникам I категории больниц относятся операционные помещения, что позволяет в некоторых случаях отказаться от использования для электроснабжения больниц второго независимого источника энергосистемы, так как электропромышленностью выпускаются специальные бестеневые светильники, предназначенные для освещения операционного поля при хирургических операциях. Они имеют блок аварийного питания, включающий в себя аккумулятор, реле напряжения и зарядное устройство. При исчезновении напряжения в основной сети светильник автоматически переключается на питание от аварийного блока.

К приемникам I категории зрелищных предприятий в зависимости от их пропускной способности принадлежит аварийное освещение, которое предназначается только для эвакуации людей при очень сниженных требованиях к освещенности основных проходов. Для питания освещения достаточно использовать аккумуляторную батарею.

Согласно РД при рассмотрении потребителей обще^ городского значения к приемникам I категории следует относить только те объекты, остановка которых ведет к нарушению жизни всего города (центральных канализационных и водопроводных станций, АТС, метрополитена). Электроснабжение сходных по технологическому процессу приемников, остановка которых затрагивает только часть города, можно предусматривать от одного источника, т. е. относить эти приемники ко II категории. Учитывая достаточно ответственный характер таких установок и их малочисленность в составе города, можно рекомендовать в системах их электроснабжения использовать автоматический ввод предусматриваемых резервных элементов.

При рассмотрении условий электроснабжения городского электрифицированного транспорта и радиотрансляционных узлов необходимо учитывать возможность резервирования указанных объектов по внутренним коммуникациям, в частности преобразовательных «подстанций по тяговой сети, усилительных станций по резервной трансляционной сети. В результате питание от двух источников может потребоваться только для некоторых тяговых и усилительных подстанций.

Для приемников II категории также допускаются упрощения систем их электроснабжения. Например, возможен отказ от резервирования трансформаторов и воздушных ЛЭП, использование в аварийных случаях временных перемычек на стороне низшего напряжения шланговым проводом. Такими проводами, как правило, оснащены дежурные бригады городских сетей.

В районах новой застройки города, как правило, потребители I категории составляют 10—15, II категории — 50—60 и III категории — 20—40 % суммарной нагрузки, т. е. мощность потребителей I и II категорий составляет 60—80 % суммарной нагрузки района. В таких условиях может быть рациональна полная автоматизация городских распределительных сетей 6—10 кВ. Согласно РД такие сети допустимы в том случае, когда их применение приводит к увеличению приведенных затрат не более чем на 5 %. Использование этой рекомендации позволяет обосновать осуществление распределительных сетей по более совершенным схемам путем сравнения их технико-экономических показателей с показателями петлевых сетей.

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ

Как отмечалось, теоретически расчеты надежности разработаны достаточно подробно. В зависимости от сложности системы электроснабжения, числа ее элементов, способа их

коммутации, цели расчета имеются соответствующие методы расчета, включающие в себя программы их реализации.

В основе расчетов используются исходные показатели надежности оборудования и режимов его работы. При этом показатели надежности могут относиться как непосредственно к конкретному оборудованию, так и к элементу системы в целом. Например, показатель надежности линейной ячейки РУ может характеризовать ячейку в целом или определяется как совокупность показателей надежности выключателя, линейного и шинного разъединителя, трансформаторов тока.

Расчеты надежности базируются на вероятностных характеристиках, так как отказы элементов системы являются случайными событиями. Не вникая в подробности разработанных методов расчета надежности, отметим их исходные предпосылки, которые достаточны для оценки надежности рассматриваемых систем электроснабжения без использования для этих целей специальных методов.

Расчет надежности, как правило, производится с некоторыми упрощениями, в частности рассматривают состояние каждого отдельного элемента системы электроснабжения как простое случайное событие. Кроме того, считается, что потоки таких событий (отказ, восстановление) являются одинарными, т. е. вероятность совмещения двух или более событий в один и тот же момент времени настолько мала, что такое совмещение является невозможным. Принимается также, что рассматриваемые потоки относятся к потокам без последействия, т. е. для любых неперекрывающихся интервалов времени число событий, появляющихся в одном из них, не зависит от числа событий, появляющихся в другие интервалы.

Одинарные потоки без последействия называются пуассоновскими потоками. При этом считается, что потоки рассматриваемых событий применительно к электрическим сетям являются стационарными, т. е. вероятностный режим потока не изменяется во времени. Это предположение представляется обоснованным, в том числе для городских сетей, которые выполняются преимущественно с помощью кабельных линий, для которых почти отсутствует период приработки, а также сезонная нестационарность.

В результате определяются следующие показатели надежности.

Из приведенных соотношений следует, что основные показатели отказов оборудования описываются экспоненциальным законом. Поток восстановлений характеризуется аналогично.

Каждая система электроснабжения состоит из многих элементов, по этой причине ее состояние относится к сложным случайным событиям. Такие события называются несовместными, если никакие два из них не могут появиться вместе, и наоборот, совместными, если они могут появиться одновременно. Например, одновременное отключение двух трансформаторов для планового ремонта следует считать несовместными событиями. В то же время к совместным событиям можно отнести наложение ремонтных работ одного из элементов системы с внезапным выходом из строя в данной системе другого элемента и т. д. Если вероятность одного события не изменяется от того, произошло или не произошло другое событие, то такие события называются независимыми. В системах электроснабжения события, как правило, независимые.

При расчетах надежности наряду с вероятностью возникновения нарушений электроснабжения учитывается длительность возникшего нарушения. В связи с этим отметим, что каждый элемент системы электроснабжения может находиться в одном из трех состояний: в рабочем, в нерабочем из-за его повреждения и в нерабочем по причине его планового отключения. Время нахождения элемента электрической сети в любом из указанных состояний различно. Кроме того, это же время зависит от показателей каждого из рассматриваемых элементов. Поэтому при выполнении расчетов надежности электроснабжения необходимо учитывать совокупные показатели элементов, а именно интенсивность отказов каждого из рассматриваемых элементов и соответствующую этому элементу вероятность восстановления. Только при таком подходе возможно определение

важнейшего показателя надежности — вероятной длительности нарушения режима работы электрической сети.

Из указанных показателей надежности важнейшим представляется время $\tau_{нар}$, так как на его основе может быть рассчитан вероятный недоотпуск электрической энергии потребителям и вероятный народнохозяйственный ущерб, зависящий от характеристики потребителей.

Величина $\tau_{пл}$ характеризует вероятность нахождения обеих цепей в плановом ремонте, второй член $2\tau_{пл}\tau_{ав}$ представляет собой вероятность совпадения планового ремонта одной цепи с повреждением второй, и третий член $\tau_{ав}$ — вероятность одновременного выхода обеих цепей из работы по причине повреждения их элементов.

Подобным образом с учетом возможных отказов в системе могут быть определены соответствующие показатели надежности электроснабжения для каждой конкретной системы.

Из изложенного видно, что для определения надежности требуются числовые характеристики исходных показателей, как-то: число отказов и времени их ликвидации, частота и время вывода в ремонт оборудования и т. д. Указанные показатели в настоящее время получаются в результате анализа работы действующих систем электроснабжения.

Говоря об уровне эксплуатации, имеют в виду, что надежность оборудования наряду с его техническими и конструктивными особенностями определяется также условиями его работы в каждой конкретной системе электроснабжения. Речь идет, в первую очередь, о мероприятиях эксплуатационного характера, проводимых в действующих системах с целью поддержания работоспособного состояния оборудования в процессе его работы. К таким мероприятиям относятся текущие и капитальные ремонты оборудования, его осмотр, профилактические испытания и т. п. Кроме того, необходимо учитывать режим нагрузки рассматриваемого оборудования. При большей загруженности дефектные места в оборудовании выявляются чаще, чем для оборудования, работающего с меньшей загрузкой.

В результате вероятность отказов однотипного оборудования зависит от того, в ведении какого сетевого предприятия оно находится или будет находиться; конкретные показатели по этой причине могут различаться между собою в несколько раз и более. Этот вывод следует из сравнения показателей надежности, приводимых различными авторами.

На этом основании можно утверждать, что зависимость показателей надежности оборудования от местных условий является закономерностью, которую необходимо учитывать при оценке надежности систем электроснабжения. К этому добавим, что эксплуатационные данные, в том числе рассматриваемые показатели, как правило, имеют недостаточную достоверность. Показатели надежности новых типов оборудования вообще отсутствуют.

Отмеченная неопределенность вносит существенные трудности в расчеты надежности, являясь одной из причин, которая исключает применение таких расчетов в процессе решения практических задач, возникающих при создании реальных систем. Область использования расчетов надежности системы ограничивается различного рода ориентировочной и сравнительной оценкой надежности, которую следует выполнять, основываясь на одном источнике исходных показателей. Такая оценка в некоторых случаях позволяет более обоснованно подходить к решению вопросов надежности при их постановке в обобщенном виде. В связи с этим применение особо точных, а тем более сложных методов расчета, которые встречаются в литературе, не требуется, так как достигаемая при этом точность расчета не оправдывается точностью исходных показателей. При расчетах следует использовать возможные упрощения и критически оценивать порядок получаемых показателей надежности. В зависимости от характера решаемой задачи и параметров рассматриваемой системы электроснабжения можно оперировать с укрупненными показателями, характеризующими элемент системы в целом, а не с показателями надежности каждого вида оборудования, входящего в данный элемент. В суммарных показателях можно не принимать во внимание составляющие, определяемые произведением вероятностей

отказа. Из-за высокой надежности электрооборудования такие составляющие являются элементами повторного счета.

КРИТЕРИИ И ОПТИМИЗАЦИЯ НАДЕЖНОСТИ

Разработанные методы расчета показателей надежности в первом приближении создают основу для решения вопроса определения ее рационального уровня, а также оптимизации систем электроснабжения с учетом надежности в зависимости от технико-экономических характеристик потребителя и его системы электроснабжения. При этом могут быть отмечены два подхода к решению этой задачи.

В том случае, когда экономические последствия перерывов электроснабжения не поддаются стоимостному выражению, выбор оптимального уровня надежности может базироваться на использовании натуральных показателей последней.

Реальная надежность любой системы электроснабжения будет находиться между «абсолютной надежностью» (Н = 1) и «абсолютной ненадежностью» (Н = 0), т. е. в пределах $0 \leq H \leq 1$. Показатель Н может быть регламентирован и использован для оценки надежности электроснабжения с учетом объема резервирования в каждой конкретной системе при ее проектировании. Критерий можно представить в виде заданного числа перерывов и их длительности, количества недоотпущенной электроэнергии в заданный период, и т. д.

К сожалению, до настоящего времени не существуют какие-либо регламентированные в этом отношении натуральные показатели, которые могли бы быть использованы в качестве критериев надежности. Это обстоятельство не случайно, поскольку достоверность исходного материала, на основе которого могут устанавливаться рассматриваемые критерии, остается неопределенной. Поэтому при разработке нормативных показателей надежности возникают трудности. Прежде всего, какой уровень организации эксплуатации должен приниматься в качестве исходного при разработке нормативных показателей, необходим ли учет фактического уровня эксплуатации, в условиях которого будет работать проектируемая система электроснабжения, и каким образом может быть оценен этот уровень при отсутствии статистических данных. В зависимости от нормируемого показателя этот уровень не должен зависеть от параметров рассматриваемой системы электроснабжения, но в то же время должен как-то учитывать характеристики технологического процесса потребителя и др. Решение перечисленных вопросов в той или иной степени требует экспертного подхода, что снижает значимость решений, принимаемых на основе расчетов надежности. К этому добавим, что в литературе, кроме общих рекомендаций о необходимости нормирования натуральных показателей надежности с целью их применения для оптимизации систем электроснабжения, до сих пор никаких конкретных предложений не встречается.

Второй подход базируется на технико-экономической оценке надежности и возможен для тех потребителей, для которых известны стоимостные показатели ущерба, возникающего при перерывах электроснабжения. В этом случае представляется возможным сопоставить рациональность дополнительных затрат на резервные элементы с размерами ущерба, предотвращаемого благодаря вводу в систему электроснабжения этих резервных элементов. В результате можно говорить об оптимизации надежности электроснабжения, т. е. определении ее наивыгоднейшего уровня с позиций интересов народного хозяйства.

В первом приближении решение рассматриваемой задачи представляется в следующем виде. Оптимизация надежности базируется на критерии приведенных затрат, в состав которых включается значение вероятного годового ущерба из-за перерыва электроснабжения. Рациональность системы определяется уравнением

$$З_н = E_н K + И + У = min,$$

где $З_н$ — приведенные затраты с учетом ущерба; $У$ — ожидаемый народнохозяйственный ущерб из-за перерывов электроснабжения.

Величина $У$ в составе приведенных затрат должна отражать народнохозяйственный ущерб, а не ущерб какого-то потребителя. Последнее означает, что величина $У$ должна

учитывать только те затраты, которые непосредственно несет народное хозяйство из-за простоев рассматриваемого потребителя при нарушении электроснабжения.

В самом общем виде народнохозяйственный ущерб из-за перерывов электроснабжения определяется не только нарушением технологического процесса потребителей, но также и изменением режима работы электроснабжающей организации, так как из-за отключения потребителей меняется режим работы источников питания и электрических сетей, а следовательно, технико-экономические показатели выработки и передачи электроэнергии. Возникающий по этой причине ущерб называется системным. Вопросы его определения требуют дальнейшего изучения и в данном случае не рассматриваются. Не учитывается также ущерб, возникающий по причине различного рода ограничений в электроснабжающей системе из-за дефицита мощности, топлива и т. п.

При этих предпосылках речь идет только об ущербе, определяемом нарушением технологического процесса потребителей.

Принято различать две составляющие такого ущерба: прямой ущерб $У_п$ и дополнительный ущерб $У_д$. Следовательно, суммарный ущерб из-за перерыва электроснабжения будет равен их сумме. Прямой ущерб включает в себя затраты, связанные простоем рабочих, возникающей поломкой инструмента и приспособлений, браком продукции, порчей сырья, нарушением технологического процесса. Эта часть ущерба может быть определена непосредственной калькуляцией затрат применительно к каждому конкретному потребителю.

Дополнительный ущерб $У_д$ определяется недовыпуском продукции, который возникает в результате перерыва электроснабжения. Этот ущерб связан с затратами народного хозяйства для восполнения недовыработанной продукции.

Характеристики прямого ущерба определяются особенностями технологического процесса потребителей. Ущерб зависит от времени перерыва электроснабжения. Следует также учитывать, что фактический простой некоторых потребителей превышает длительность перерыва, так как необходимо время на восстановление технологического процесса, восстановление поврежденных во время перерыва приспособлений и оборудования и т. д. Следовательно, прямой ущерб равен

$$У_{\text{пр}} = У_{0\,\text{пр}} + У_{\text{п. э}} + У_{\text{п. техн}},$$

где $У_{0пр}$ — составляющая прямого ущерба, определяемая самим фактом внезапного перерыва электроснабжения и не зависящая от его длительности и длительности перерыва технологического процесса; $У_{п\cdot э}$ —составляющая, определяемая длительностью перерыва электроснабжения; $У_{п\cdot техн}$ — то же, длительностью перерыва технологического процесса.

При оптимизации надежности оценка экономических последствий из-за внезапного перерыва электроснабжения конкретных потребителей производится, как правило, с использованием удельных показателей ущерба. При этом имеются различные предложения по виду удельных показателей. В частности, величину ущерба относят к недоотпущенной при перерывах электроэнергии, к потребляемой мощности потребителя, к одному отключению, к продолжительности отключения и т. п.

Из изложенного следует, что при наличии данных об удельном ущербе и вероятностных характеристиках отказов системы электроснабжения имеется возможность установить оптимальный уровень надежности. К сожалению, рассмотренный подход к оптимизации надежности в том или ином плане до сих пор остается нерегламентированным и не используется при решении практических задач надежности в процессе проектирования систем электроснабжения конкретных потребителей. Имеющиеся рекомендации в этом отношении ограничиваются различными публикациями, сплошь и рядом с противоречивой трактовкой рассматриваемых вопросов надежности.

В этой связи отметим некоторые замечания к имеющимся рекомендациям. Как указывалось, в основе оптимизации надежности находится учет ожидаемого ущерба в составе приведенных затрат системы электроснабжения. Приведенные затраты в таком

случае приобретают вероятностный характер, что создает неопределенность принятия решений. Однако считается, что при многократном применении критерия приведенных затрат ко многим подобным системам неопределенность исключается заменой случайного значения ущерба на его математическое ожидание. Это утверждение требует доказательства, так как оптимизация предусматривает сопоставление дискретных величин, определяемых реальными затратами народного хозяйства, с вероятностными величинами, которые должны быть приведены к выбранному сроку их реализации. При этом для каждой конкретной системы отклонение рассматриваемых составляющих в любую сторону от их оптимального соотношения всегда связано с ущербом для народного хозяйства.

Исследования ущербов на действующих предприятиях показывает, что значение ущерба определяется местными условиями: структурой предприятия, организацией его производства и т. п. При этом значения удельных ущербов для однотипных предприятий существенно различаются между собой. При таких условиях усредненный подход к оценке ущерба не только в пределах отрасли производства, но даже для однотипных предприятий встречает возражения. При проектировании предприятий с оборудованием нового типа и новыми технологическими процессами возможна только весьма грубая оценка ущерба.

По существу, ущерб имеет вероятностный характер, так как одинаковые по продолжительности перерывы электроснабжения могут приводить к разным значениям ущерба, поскольку возможно совпадение перерыва с той или иной частью технологического процесса. В результате необходимо выявление закона распределения ущерба и его средних значений.

Оценка ущерба, возникающего из-за недовыпуска продукции, связана со значительными трудностями, так как почти невозможно учесть влияние недовыпуска продукции на одном рассматриваемом предприятии на показатели народного хозяйства в целом.

Приведенные соображения показывают, что оптимизация надежности электроснабжения с помощью технико-экономического расчета в настоящее время еще не может служить основанием для решения практических задач с необходимой строгостью.

Методики определения народнохозяйственного ущерба имеют в своей основе разные подходы, что предопределяет разные числовые характеристики ущерба. Существующая информация об экономических последствиях перерывов электроснабжения должна относиться к собственно неполной. При этом учитываются условия формирования этой информации, которым свойственна концептуальная неопределенность из-за отсутствия четкой методики определения ущербов.

Необходимость использования вероятностно неполной информации о натуральных показателях надежности и собственно неполной информации об ущербах создает условия, характерные для так называемой эпистемологической неопределенности. В таких условиях оптимизация надежности на основе детерминированных значений и, в частности, значений математического ожидания не может считаться адекватной решаемой задаче.

Решить проблему надежности предлагается следующим методом.

На основании имеющегося статистического материала принимаются граничные значения «от» и «до» натуральных показателей надежности рассматриваемого оборудования. Считается, что в этих пределах распределение равномерное. Исходя из этого устанавливается математическое ожидание и среднее квадратическое отклонение показателей. Эти показатели используются для расчета надежности конкретных систем электроснабжения с учетом состава оборудования и режимов работы системы. По методу «наибольшей достоверности» для системы электроснабжения устанавливается интервал, в котором находятся примерно 80 % наиболее вероятных значений рассматриваемых показателей надежности. Интервал разделяется на т равных промежутков, середина которых принимается за исходный показатель надежности.

Зная удельный ущерб, продолжительность перерыва электроснабжения и значение отключаемой нагрузки на каждом интервале, определяют т равновероятных значений ущерба

(единичный ущерб), а также т равновероятных промежутков времени, в конце которых вероятность появления хотя бы одного отказа превышает 0,95, т. е. такое событие считается достоверным.

Принимается расчетный срок на который осуществляется проектирование рассматриваемой системы электроснабжения. Полное число достоверных отказов определяется как частное от деления расчетного срока на промежуток времени достоверного отказа. Последнее позволяет учесть разновременность затрат, вызванных ущербами из-за перерывов электроснабжения за расчетный срок.

Учет ущерба производится также исходя из имеющегося статистического материала с фиксацией исходного диапазона его значений. Предполагается, что значения удельного ущерба распределяются в исходном диапазоне равномерно. Этот диапазон делится на *n* равных интервалов. В качестве характеристики удельного ущерба принимается его значение в середине интервала, которое используется для определения единичного ущерба.

Используя значение натуральных показателей надежности и приведенной к началу расчетного срока величины единичного ущерба составляют матрицу равновероятных приведенных ущербов для рассматриваемой системы электроснабжения Каждый элемент матрицы соответствует *m* показателям надежности и п показателям удельного ущерба. На основании матрицы ущербов составляется матрица суммарных приведенных затрат системы электроснабжения, или матрица потерь, как превышение приведенных затрат рассматриваемого варианта над затратами варианта, в котором они наименьшие. Выбор целесообразного варианта системы электроснабжения производится на основании матрицы приведенных затрат для каждого из рассматриваемых вариантов по критерию Байеса или минимаксного критерия Севиджа.

В порядке реализации рассмотренной методики сравниваются две системы электроснабжения с разной надежностью. Технико-экономическая оценка надежности выполнена с использованием критерия минимума приведенных затрат по трем подходам: с учетом математического ожидания ущерба при неоднозначности натуральных показателей надежности оборудования; с учетом ущербов от достоверных перерывов питания, приведенных к началу расчетного срока; с использованием метода приведения ущерба от перерывов питания к началу расчетного срока при неопределенности значений удельного ущерба. Выводы о целесообразности рассматриваемых систем электроснабжения различаются в зависимости от методики решения задачи и используемых критериев эффективности.

Рассмотренная методика вносит определенную строгость в теорию оптимизации надежности. Она содержит обработку исходных данных с помощью теории вероятностей и с учетом некоторых логических предположений. Однако решения не получаются однозначными, так как возможны иные предположения; возможность использования нескольких критериев дает определенную свободу при выборе оптимального варианта. Расчетный период, используемый в качестве предпосылки, требует специального обоснования, в противном случае он остается неопределенным.

Тема 8. Воздушные и кабельные линии электропередачи

Воздушные линии электропередачи. Определения и общие требования. Марки проводов и область применения. Опоры и арматура. Выбор трассы.

Кабельные линии электропередачи Определения и общие требования. Марки кабелей и область применения силовых кабелей. Арматура силовых кабелей. Прокладка кабельных линий в земле, в кабельных сооружениях.

Для ВЛ напряжением 35 кВ и выше используются унифицированные опоры. Обозначение опор отражает следующие признаки: вид опоры, обозначаемый буквами: П — промежуточная, У — угловая и анкерно-угловая, С — специальная (осветительная,

повышенная); материал опор, обозначаемый буквами: Б — железобетон, Д — дерево, для металлических опор буквенное обозначение опускается; напряжение, обозначаемое цифрами 35, 110, 220 и т.д. Для ВЛ 0,38 — 10 кВ в городских условиях применяются железобетонные опоры и деревянные опоры с железобетонными приставками. Опоры рассчитаны также на подвеску проводов радиосети и установку светильников наружного освещения.

В линиях электропередачи используются провода из алюминия (алюминиевых сплавов) и стали. Условные обозначения алюминиевых проводов: А — провод, скрученный из алюминиевых проволок; АС — из алюминиевых проволок и стального сердечника; АСК — провод марки АС, в котором стальной сердечник покрыт смазкой, имеющей повышенную теплостойкость, и изолирован пленкой; АН — провод, скрученный из нетермообработанного алюминиевого сплава; АЖ — провод, скрученный из проволок термообработанного сплава. Область применения проводов, их характеристики и расчетные данные алюминиевых, сталеалюниниевых проводов и проводов из алюминиевых сплавов приведены в табл. ПУЭ.

Для ВЛ напряжением 35 кВ и выше применяются подвесные изоляторы тарелочного типа, выполненные из фарфора или закаленного стекла, или полимерные изоляторы. Провода ВЛ 0,38, 6 и 10 кВ крепятся на опорах к штыревым изоляторам. Для ВЛ 0,38 кВ широко применяются фарфоровые изоляторы и стеклянные изоляторы, а для ВЛ 6—10 кВ — штыревые изоляторы, изготовленные из фарфора или стекла и состоящие, как правило, из одной формованной детали. Крепление гирлянд изоляторов к опорам, подвеска проводов к гирляндам и крепление тросов выполняются с помощью деталей линейной арматуры и набора узлов. Выбор арматуры ведется по каталогам.

Для обеспечения сохранности ВЛ и нормальных условий эксплуатации и предотвращения несчастных случаев вдоль ВЛ устанавливаются охранные зоны в виде земельного участка и воздушного пространства, ограниченных вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии от крайних проводов при неотклоненном их положении на расстояние (в метрах) для линий напряжением: до 20 кВ — 10, 35 кВ — 15, 110 кВ — 20, 150—220 кВ —25, 330 кВ — 30 м. При прокладке ВЛ в городских условиях должны быть выполнены требования ПУЭ, регламентирующие пересечения и сближения ВЛ с различными сооружениями и коммуникациями на территории города, а также требования к конструктивному выполнению ВЛ.

В условиях современного города ограниченность свободного пространства и большая плотность застройки значительно сужают возможности сооружения воздушных линий. Поэтому электрические сети городов, предназначенные для передачи и распределения энергии, выполняются преимущественно с использованием подземных кабельных линий, хотя сооружение и эксплуатация таких кабельных линий обходятся всегда дороже, чем воздушных. В зависимости от местных условий соотношение стоимостей воздушной и кабельной линий при одинаковой пропускной способности может достигать 1 : 10, что определяется большой стоимостью самого кабеля и земляных работ, связанных с его прокладкой.

Кабельная линия— линия для передачи электроэнергии или импульсов ее, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями, а для масло наполненной линии, кроме того, с подпитывающими аппаратами и системой сигнализации давления масла.

Кабельное сооружение — сооружение, специально предназначенное для размещения в нем кабелей, кабельных муфт, а также маслоподпитывающих аппаратов и другого оборудования, предназначенного для обеспечения нормальной работы маслонаполненных кабельных линий.

К кабельным сооружениям относятся кабельные туннели, каналы, короба, блоки, шахты, кабельные этажи, двойные полы, кабельные эстакады, кабельные галереи, кабельные камеры, подпитывающие пункты.

Кабельный туннель — закрытое сооружение (коридор) с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей и кабельных муфт, со свободным

проходом по всей длине, позволяющим производить прокладку кабелей, ремонты и осмотры кабельных линий.

Кабельный канал — закрытое и заглубленное (частично или полностью) в грунт (пол, перекрытие) непроходное сооружение, предназначенное для размещения в нем кабелей. Укладку, осмотр и ремонт кабелей, возможно, производить лишь при снятом перекрытии.

Кабельный блок — кабельное сооружение с трубами (каналами) для прокладки в них кабелей с относящимися к нему колодцами.

Кабельная камера — подземное сооружение, закрываемое глухой съемной бетонной плитой и предназначенное для укладки кабельных муфт или для протяжки кабелей в блоки. Камера, имеющая люк для входа в нее, называется кабельным колодцем.

Кабельная маслонаполненная линия низкого или высокого давления — линия, 8 которой давление масла в кабеле при установившемся тепловом режиме работы составляет не более 0,294 (3 атм) — низкого давления и 1,47 МПа (15 атм.) — высокого давления.

Секция кабельной маслонаполненной линии— участок линии между:

стопорными муфтами или стопорной и концевой муфтами —для линий низкого и среднего давления;

полустопорными муфтами или полустопорной и концевыми муфтами — для линий высокого давления.

Подпитывающий пункт — надземное, наземное или подземное сооружение с подпитывающими аппаратами и оборудованием (баки питания, баки давления, подпитывающие агрегаты и др.).

Разветвительное устройство — часть кабельной линии высокого давления между концом стального трубопровода и концевыми однофазными муфтами.

Подпитывающий агрегат — автоматически действующее устройство, состоящее из баков, насосов, труб, перепускных клапанов, вентилей, щита автоматики и другого оборудования, предназначенного для обеспечения подпитки маслом кабельной линии высокого давления.

Пропускная способность подземного кабеля обусловливается температурными ограничениями, вытекающими из особенностей конструкции кабелей, и поэтому она меньше (на единицу площади сечения) по сравнению с воздушными линиями. Хотя повреждение кабелей обычно бывает довольно редко, ремонтные работы весьма трудоемки. Определение места повреждения может потребовать значительного времени. Сооружение кабельных сетей, как правило, приводит к необходимости создания резервных линий.

Вместе с тем применение подземных кабельных линий имеет некоторые преимущества. С помощью кабелей может быть осуществлено пересечение уличных магистралей значительным числом электрических кабелей любого напряжения, а также возможна прокладка этих линий вдоль магистралей. Для сооружения таких кабельных линий требуется небольшая территория. При этом удовлетворяются необходимые градостроительные и экологические требования.

Важнейшим аргументом в пользу применения подземных кабелей является полная гарантия электрических сетей от многочисленных случайных повреждений и атмосферных воздействий, которым подвержены воздушные линии. В условиях города использование подземных кабельных линий довольно часто является единственно возможным решением конструктивного выполнения электрических сетей.

Согласно РД в районе жилой застройки с четырехэтажными и выше домами электрические сети напряжением до 20 кВ рекомендуется выполнять кабельными. Для крупных и крупнейших городов при необходимости прокладки линий напряжением 110—220 кВ в пределах селитебной территории также рекомендуется использовать кабельные линии.

Конструкции кабелей, используемых в системах электроснабжения городов, отличаются большим разнообразием.

Отметим конструктивные особенности наиболее распространенных кабелей напряжением 0,38—220 кВ при их прокладке в земляных траншеях. Как правило, применяются кабели с алюминиевыми жилами, с бумажной пропитанной изоляцией, в свинцовой или алюминиевой оболочке.

В сетях 0,38 кВ алюминиевая оболочка может использоваться в качестве нулевого провода.

Освоен выпуск кабелей с пластмассовой изоляцией на основе поливинилхлорида и полиэтилена различных модификаций. Для сетей 0,38 кВ указанные кабели считаются наиболее перспективными, в связи с чем объем их выпуска и применения все время возрастает. Кабели с пластмассовой изоляцией напряжением 6— 10 кВ находятся в стадии освоения.

Отметим, что с 1985 г. промышленность начала выпуск кабелей напряжением 1—10 кВ с бумажной изоляцией усовершенствованной конструкции и новым составом пропитки изоляции, что увеличило пропускную способность кабелей на 10—15 %; в обозначении марки таких кабелей имеется буква У.

Для осуществления глубоких вводов напряжением 110 — 220 кВ в крупных городах, а также в системах электроснабжения крупных промышленных предприятий используются маслонаполненные кабельные линии указанного напряжения. Эти линии представляют собой сложные и дорогие сооружения. Конструкция кабеля предусматривает бумажную изоляцию, которая находится под избыточным давлением. Избыточное давление в кабеле поддерживается автоматически независимо от режима работы линии.

Маслонаполненные кабели различаются по допустимому давлению масла: кабель низкого давления и кабель высокого давления. Оба типа кабелей выпускаются однофазного исполнения с медными жилами.

Кабели низкого давления имеют жилу с центральным маслопроводящим каналом. Длительно допустимое давление масла составляет 0,0245—0,2940 МПа для кабелей со свинцовой оболочкой и 0,0245—0,4900 МПа для кабелей с алюминиевой оболочкой, избыточное давление при переходных процессах может составлять 0,0149—0,5900 и 0,0149—0,9800 МПа для кабелей с указанными оболочками соответственно. Давление масла регулируется автоматически с помощью специальных баков давления с маслом, устанавливаемых на концах кабельной линии и в подпитывающих колодцах со стопорными муфтами, которые располагаются по длине линии. Стопорная муфта делит кабельную линию на секции. Число подпитывающих колодцев определяется протяженностью линии и вертикальными отметками положения кабеля по трассе линии, исходя из указанных допустимых значений давления масла в кабеле.

Однофазные кабели высокого давления имеют сплошную жилу, бумажную изоляцию, на трассу сооружаемой линии поставляются в свинцовой оболочке. Предварительно по трассе прокладывается стальная труба, и после ее тщательной прочистки в трубу одновременно затягиваются три однофазных кабеля, с которых снимается свинцовая оболочка. Труба с кабелями заполняется маслом. Такие кабельные линии работают при длительно допустимом давлении 1,08—1,76 МПа. При переходных процессах давление не должно выходить за пределы 0,98—1,76 МПа. Указанное давление масла в трубе поддерживается специальной автоматической подпитывающей установкой, которая размещается на одном конце кабельной линии. Одна установка может использоваться для подпитки нескольких линий.

Марка МНАШву обозначает кабель маслонаполненный в алюминиевой оболочке с усиленным защитным шлангом из пластиката, марка МНСШву обозначает то же, но со свинцовой оболочкой. Марка МВДТ обозначает маслонаполненный кабель высокого давления в стальной трубе.

Кабели низкого давления по условиям их использования в городах имеют некоторые преимущества: прокладка возможна на трассах с большим числом поворотов в вертикальной и горизонтальной плоскости; меньший объем используемого масла; меньше затраты труда

при прокладке линий. К недостаткам таких кабелей относятся: необходимость сооружения подпитывающих устройств на трассе, что связано с трудностями их размещения на территории города; большая уязвимость линий от механических повреждений; наличие значительного числа маслоподпитывающей и контрольной аппаратуры, снижающей эксплуатационную надежность линии. Кабельные линии высокого давления более надежны и просты в эксплуатации, имеют только одно маслоподпитывающее устройство и упрощенную систему контроля за маслом, стальная труба почти исключает возможность механического повреждения линий.

Однако сооружение таких линий связано с их большей стоимостью и с большими технологическими трудностями, которые возникают при развязке линий с другими подземными сооружениями города, а также при многочисленных поворотах трассы на его улицах.

Номенклатура выпускаемых кабелей низкого давления предусматривает сечения жил до 800 мм^2, высокого давления — до 625 мм^2, что обеспечивает передачу мощности 60—160 МВ-А для кабелей напряжением ПО кВ, а для кабелей 220 кВ — 150— 280 МВ-А. Промышленностью осваивается выпуск маслонаполненных кабелей с жилами сечением до 1200 мм^2.

Кабели с бумажно-масляной изоляцией, невзирая на их долголетнее и преимущественное использование в электрических сетях, имеют существенные недостатки. В частности, технологический процесс изготовления таких кабелей достаточно сложный и малопроизводительный, для герметизации кабелей необходимо использовать металлическую оболочку, кабели имеют ограничения при вертикальных прокладках, относительно сложные концевые устройства, большую массу и т. д.

Серьезные трудности при производстве кабелей, их последующей прокладке, ремонте, текущей эксплуатации линий определяются большим расходом масла: например, на 1 км линии напряжением 110 кВ и сечением жилы 550 мм^2 расход масла составляет более 2 т.

Этих недостатков удается избежать при использовании изоляции из искусственных материалов. Наиболее перспективным считается использование для изоляции полиэтилена, необходимые электрические характеристики которого получаются специальными методами технологической обработки исходного материала. При этом предъявляются весьма высокие требования к обеспечению большой чистоты химического состава изоляции в процессе ее производства.

Отечественная промышленность также начала выпуск однофазных кабелей напряжением 110 кВ с изоляцией из вулканизированного полиэтилена (марка АПвП) и с алюминиевой жилой сечением 150—1000 мм^2. Пропускная способность линий из таких кабелей 60—160 МВА. Отсутствие масла, меньшая масса, большая гибкость, простота прокладки и ремонта и другие конструктивные и эксплуатационные преимущества кабелей с пластмассовой изоляцией должны выгодно их отличать от маслонаполненных кабелей. Однако до настоящего времени остаются неопределенным гарантированный срок их службы и показатели надежности. Проводимые испытания и опытно-промышленная эксплуатация рассматриваемых кабельных линий должны внести необходимую ясность в эти вопросы, а следовательно, и в отношении области использования кабельных линий с пластмассовой изоляцией.

Зарубежные специалисты оптимистично оценивали перспективы увеличения электропотребления и соответственно этому выдвигали требования к еще большему увеличению пропускной способности кабельных линий электропередачи, что привело к интенсивным работам по созданию принципиально новых конструкций кабельных систем с пропускной способностью, в 4—10 раз большей, чем пропускная способность рассмотренных выше кабелей. Одним из направлений этих работ является разработка линий электропередачи в трубах со сжатым газом (ТСГ). Однофазный элемент такого рода передачи состоит из двух концентрически расположенных металлических труб, из которых

внутренняя, изготовленная из алюминия и поддерживаемая изоляторами, играет роль токопровода. Внешняя труба является кожухом и обеспечивает герметичность элемента. В качестве изолирующей среды, кроме поддерживающих токопровод изоляторов, служит газовая смесь на основе элегаза, находящаяся в трубопроводе под избыточным давлением до $15\text{-}10^3$ Па. Известные достоинства элегаза определяют высокую пропускную способность линии электропередачи.

Вторым направлением является разработка криогенных систем электропередачи, к которым относятся кабели с токоведущими жилами, охлажденными до температуры ниже 100 К. При охлаждении алюминия до температуры жидкого азота (77 К) его проводимость увеличивается примерно в десять раз; при температуре жидкого водорода (20 К) — примерно в 500 раз по сравнению с проводимостью при обычной температуре.

Конструктивно реализовать указанный эффект можно путем создания циркуляции сжиженного газа вокруг или внутри токопровода, охлаждая провод до требуемой температуры. На этой основе разрабатываются два типа передаче В первом случае, при так называемой криорезистивной передаче, токопроводящая часть сохраняет некоторое сопротивление. Во втором случае токопровод охлаждается до температуры жидкого гелия (4,12 К) и приобретает свойство сверх, проводимости. Такие передачи называются криогенными. Исследования показали возможность практического осуществления рассматриваемых систем и их экономическую целесообразность при передаче мощности 5000 МВА и более.

Фактический рост электропотребления в разных странах, повсеместное проведение энергосберегающей политики не подтвердили оптимистических прогнозов зарубежных специалистов. По этой причине на ближайшую перспективу нет необходимости применять кабельные передачи большой мощности. В последнее время работы по созданию таких передач заметно сокращены. Традиционные системы кабельных передач, включая системы с искусственным охлаждением позволяют рационально решать все вопросы, возникающие при создании электрических сетей на всех уровнях электроснабжения.

При решении практических задач, связанных с построением кабельных сетей, при выборе параметров линий приходится достаточно часто отступать от экономического сечения. Это диктуется техническими ограничениями, в частности допустимой плотностью тока по нагреву кабелей. По этой причине возникает необходимость экономической оценки такого отступления.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОДЗЕМНЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

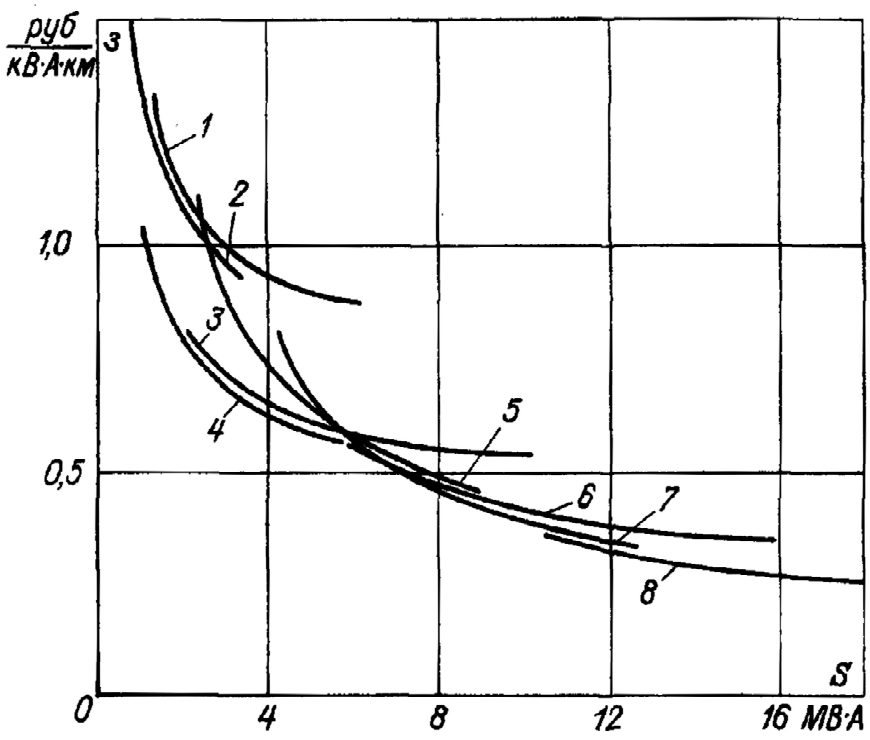
При рассмотрении показателей подземных кабельных линий, как правило, приводятся только общие данные: тип кабелей, допустимые нагрузки, стоимость сооружения линий и т. д. Между тем возможен в более широком плане анализ технико-экономических особенностей кабельных линий с получением выводов общего характера. Ниже определены характеристики подземных линий при их выполнении кабелями распространенных конструкций с учетом условий современных городов, а также прокладки одной кабельной линии в земляной траншее. Расчеты выполнены при условии передачи по кабельной линии экономической мощности, принимаемой в соответствии с нормированными значениями плотности тока (см. табл. ПУЭ).

Экономические характеристики линий, определяемые приведенными затратами, рассчитаны для средних условий электропотребления и стоимостных показателей и имеют относительное значение. С целью сопоставления показателей различных кабельных линий приведенные затраты относят к единице передаваемой мощности. Результаты определения удельных приведенных затрат при передаче энергии по кабелям с бумажной изоляцией для напряжений 6—35 кВ указаны на рис.

Как видно, с увеличением передаваемой мощности выявляются технико-экономические преимущества кабельных линий более высоких напряжений. При передаче

мощности более 6 МВА целесообразен переход от напряжения 10 кВ к напряжению 20 кВ, при мощности более 8 МВА — к напряжению 35 кВ.

Независимо от мощности удельные затраты, связанные с ее передачей, при напряжении 10 кВ значительно меньше, чем при использовании напряжения 6 кВ. Приведенные затраты при этом уменьшаются в 1,5 раза. Если иметь в виду, что стоимость оборудования для распределительных устройств указанных напряжений равноценна, то приведенные цифры свидетельствуют о безусловной целесообразности осуществления электроснабжения потребителей при напряжении 10 кВ по сравнению с напряжением 6 кВ.



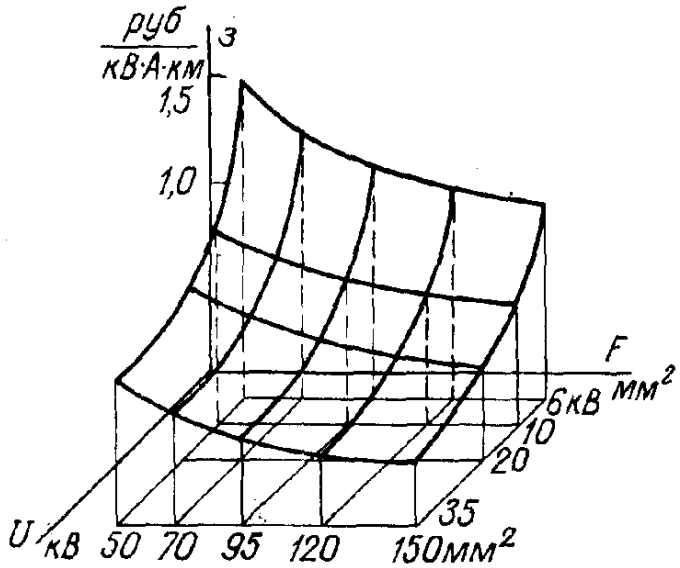
Удельные приведенные затраты кабельных линий

1 — СБ-6; *2* — АСБ-6; *3* — СБ-10; *4* — АСБ-10; *5* — АОСБ-20; *6* — ОСБ-20; *7* — АОСБ-35; *8* — ОСБ-35

Сравнивая приведенные затраты, характеризующие передачу энергии при напряжениях 20 и 35 кВ в пределах максимальных передаваемых мощностей 8—12 МВА, видим, что эти затраты отличаются незначительно.

Следует отметить недостаточно удачную конструкцию отечественных кабелей 20 кВ, которые выпускаются с отдельно освинцованными жилами.

Эффективность применения кабельных линий больших сечений показана на рис., где приведено изменение удельных затрат в зависимости от напряжения подземной линии и ее сечения для кабелей 6—35 кВ с алюминиевыми жилами.



При изменении сечения линий от 50 до 150 мм^2 уменьшение удельных затрат составляет: для кабелей 6 кВ — 1,63, для кабелей 10 кВ — 1,55, для кабелей 20 кВ — 2,06 и для кабеля 35 кВ — 2,35 раза. Таким образом, с увеличением напряжения линии передачи эффективность применения кабелей больших сечений увеличивается.

Последнее объясняется уменьшением относительной стоимости кабелей с увеличением сечения, а также подтверждает отмеченную выше закономерность формирования сетей, т. е. целесообразность объединения ее линий.

В связи с тем что передаваемая мощность линий определяется по экономической плотности тока, затраты проводникового металла на единицу передаваемой мощности при данном напряжении линии остаются постоянными. Однако эффективность использования проводникового металла кабелей с увеличением напряжения линии повышается.

При выполнении линий кабелями расход меди на единицу передаваемой мощности выше, чем алюминия, несмотря на худшую проводимость последнего. Учитывая меньшую стоимость алюминия, выявляют народнохозяйственную целесообразность его применения вместо меди.

Относительно высокие удельные затраты проводникового металла в сетях напряжением до 1000 В указывают на необходимость серьезной работы над совершенствованием распределительных сетей, снижения удельного расхода металла при росте напряжения сетей и подтверждают целесообразность всемерного приближения высоких напряжений к потребителю.

Рассматриваемые показатели и их соотношения не зависят от передаваемой мощности, в связи, с чем может сложиться впечатление, что использование более высокого напряжения целесообразно во всех случаях передачи.

Между тем передаваемая мощность может быть самой различной. В то же время напряжения линий и их параметры могут изменяться только в пределах стандартной шкалы соответственно напряжения сетей и сечения линий.

Область использования напряжения при экономическом формировании кабельных линий не определяется однозначно, а зависит от конкретных характеристик рассматриваемой передачи.

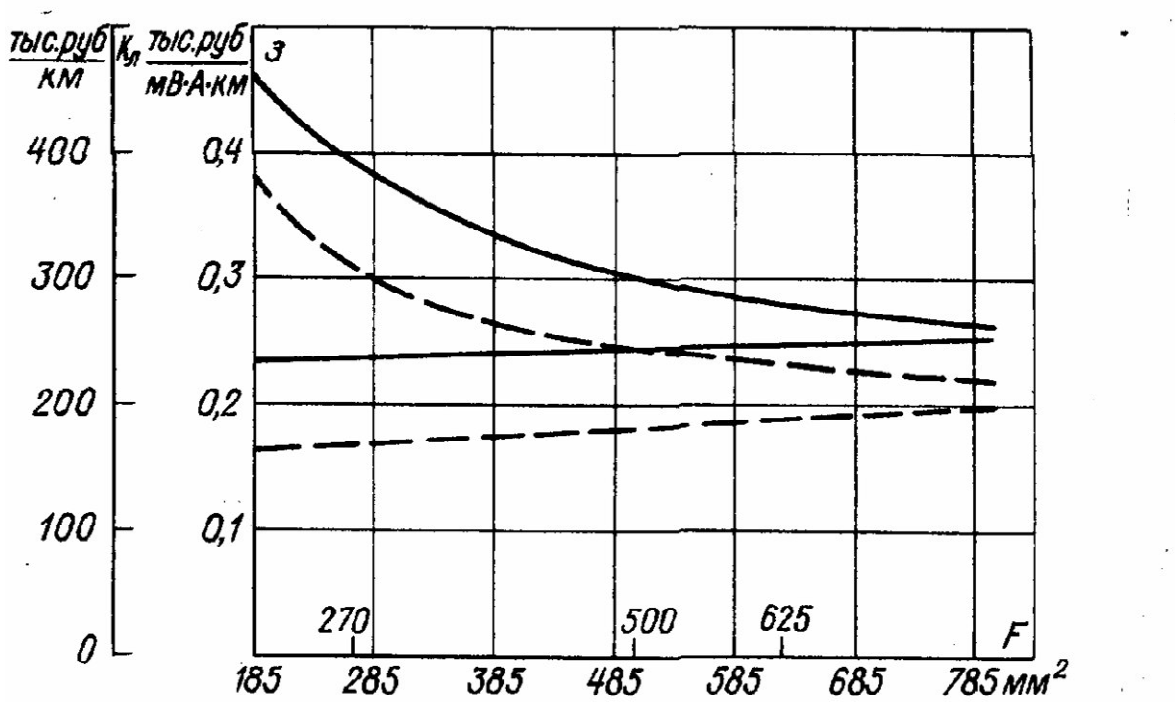
С использованием повышенного напряжения уменьшаются только потери энергии при передаче. Таким образом, только уровень приведенных затрат определяет рациональность рассматриваемых вариантов передачи энергии.

Анализ технико-экономических показателей кабелей 110 — 220 кВ встречает определенные трудности, так как до настоящего времени отсутствуют полноценные исходные данные, связанные с изготовлением кабелей и сооружением кабельных линий.

Следует подчеркнуть, что основные данные таких линий, как-то: стоимость их сооружения и передаваемая мощность, а следовательно, все остальные показатели в значительной мере определяются местными условиями и рассчитываются самостоятельно для каждой конкретной линии.

Наибольшее снижение приведенных затрат отмечается при изменении сечения кабелей в пределах от 185 до 500 мм^2. Эффективность дальнейшего увеличения сечения кабелей уменьшается. Последнее определяется отмеченными выше температурными ограничениями, которые увеличиваются с ростом сечения.

Примерно такое же соотношение рассматриваемых показателей характерно и для кабельных линий с пластмассовой изоляцией.



Стоимость и удельные приведенные затраты для маслонаполненной кабельной линии с пластмассовой изоляцией 110 кВ

ОТДЕЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ СООРУЖЕНИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

В связи с тем что напряжение 110 кВ находит все большее применение в системах электроснабжения городов, значительный интерес представляют вопросы прокладки кабельных линий этого напряжения.

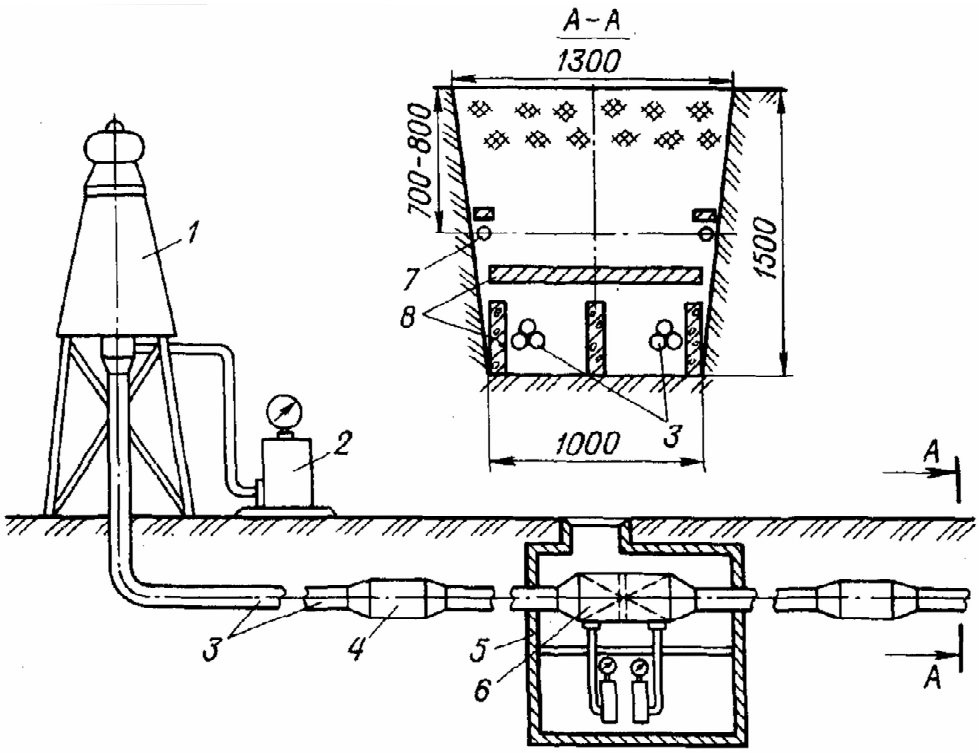
Отметим основные особенности конструктивного выполнения кабельных линий 110 кВ и вопросы, возникающие при их проектировании, так как по сравнению с линиями 6—35 кВ кабельные линии ПО кВ являются сложными сооружениями.

Из кабелей 110 кВ отечественного производства для городских условий наиболее распространенными являются однофазные маслонаполненные кабели низкого давления. Маслонаполняющая аппаратура не содержит вращающихся частей, прокладка кабелей возможна с относительно малым радиусом их изгиба, температура затвердевания масла достаточно низкая (—50–55 °С).

В соответствии с принципиальной схемой (рис.) в комплекс кабельной линии 110 кВ низкого давления входят: три одножильных кабеля 110 кВ, подпитывающие устройства, устанавливаемые по трассе и на концах линии, колодцы для стопорных муфт, временные колодцы для соединительных муфт, контрольный кабель и аппаратура для наблюдения за давлением масла в кабеле, вспомогательная силовая сеть.

Как правило, прокладка линий производится под проезжей частью улиц, в земляной траншее шириною 1100—1300 мм на глубине 1500 мм. Одножильные кабели 110 кВ располагаются по треугольнику вплотную друг к другу. Каждая линия на всем протяжении имеет защиту от механических повреждений, выполняемую из бетонных плит, которые

устанавливаются сверху и с боков кабелей. Кабели засыпаются мелким песком или химически нейтральным просеянным грунтом, при необходимости стабилизированным грунтом. В одной траншее прокладывается также контрольный кабель.



Устройство линии маслонаполненного кабеля низкого давления

1 — концевая муфта; *2* — баки давления; *3* — кабель; *4* — соединительная муфта; *5* подземный колодец; *6* — стопорная муфта; *7* — контрольный кабель; *8* — железобетные плиты

На трассе линии в зависимости от строительной длины кабеля (до 1000 м) сооружаются временные монтажные колодцы для соединительных муфт, так как их монтаж, который продолжается на одной фазе до 8—10 ч, может производиться только в том случае, когда температура окружающей среды не ниже 20—25 °С и влажность воздуха не более 65 %. После окончания монтажа муфт верхнее перекрытие разбирается и колодцы засыпаются; иногда их оставляют на период эксплуатации кабельной линии.

Кроме соединительных муфт, на линии предусматривается установка стопорных муфт с соответствующей аппаратурой для подпитки линии маслом. С этой целью сооружаются постоянные колодцы, размеры которых определяются числом подпитывающих баков. Там же устанавливается сигнальная и измерительная аппаратура.

Стопорные муфты делят кабельную линию на секции, в пределах которых осуществляется автоматическое поддержание давления масла в кабеле в установленных пределах в зависимости от режимов работы линии. При нагреве кабеля происходит увеличение объема масла и выделение его в маслопроводящий канал. Избыточное количество масла по каналу поступает в баки давления, связанные со стопорными муфтами. При движении масла по каналу в кабеле происходит увеличение давления масла. При охлаждении кабеля масло из баков давления поступает в кабель через маслопроводящий канал и давление в кабеле уменьшается.

Для наблюдения за работой подпитывающей системы и определения секции, в которой идет утечка масла, баки давления имеют контактные манометры, которые обеспечивают подачу соответствующих сигналов при снижении и повышении давления против допустимых значений. Для передачи сигналов на дежурный пункт вдоль всей трассы

линии прокладывается контрольный кабель, по которому осуществляется также телефонная связь.

Проектирование каждой кабельной линии производится применительно к местным условиям. В процессе проектирования должен быть определен способ прокладки кабелей на всех участках линии; решены вопросы расположения каждой фазы линии; выбран способ соединения и заземления оболочек кабелей. Проектированию предшествует изучение тепловых свойств грунта вдоль предполагаемой трассы. Последнее позволяет установить характеристики грунта и выявить участки с высоким сопротивлением, на которых может потребоваться частичная замена грунта.

В процессе проектирования производится расчет подпитки, в результате которого устанавливаются расстояния между опорными стопорными муфтами и места установки муфт; тип и число подпитывающих баков в каждой секции линии; конструкции колодцев и концевых устройств с подпитывающими баками; системы сигнализации и контроля за давлением масла вдоль кабельной линии; давления во всех элементах кабельной линии, а также необходимое количество масла в подпитывающей аппаратуре. Различаются стационарные режимы работы линии, когда тепловые условия в кабеле имеют в той или иной мере установившийся характер, а также переходные режимы, связанные с резким изменением тепловых условий и возникающие при включении и отключении кабеля. Параметры подпитывающей аппаратуры и длины секций линии должны быть выбраны таким образом, чтобы в процессе нагрева и охлаждения кабеля возникающее в нем давление масла находилось в допустимых пределах.

В качестве стационарных принимаются следующие условия: линия имеет номинальную нагрузку летом при максимальной расчетной температуре окружающей среды; линия находится в отключенном состоянии зимой при минимальной температуре окружающей среды. Давление в кабеле в указанных режимах определяется только давлением в аппаратах подпитки и разностью уровней расположения рассматриваемого участка кабеля и аппаратов подпитки. В качестве переходных режимов принимаются следующие условия включение линии под номинальную нагрузку зимой при минимальной расчетной температуре окружающей среды; отключение линии, имеющей нагрузку 70 % номинальной, зимой при минимальной температуре окружающей среды. Из-за резкого изменения температурного режима кабеля в первом случае отмечается максимальное повышение давления масла, во втором случае— наибольшее понижение давления.

Расчет давлений дополняется определением числа подпитывающих устройств, объем масла в которых должен полностью компенсировать изменения объема масла в линии при переходе от режима полностью нагруженной линии летом к режиму отключенной линии зимой. При этом учитываются расчетные значения температуры элементов кабельной линии и объем масла для компенсации температурных изменений для линии — на один элемент, а для кабеля — на 1 км/фазу. Объем аппаратов подпитки, в частности баков давления, определяется по их рабочим характеристикам в зависимости от температуры окружающей среды, а также от профиля трассы и места их расположения на линии.

Как в процессе прокладки, так и по ее окончании трубопровод и кабельная линия в сборе подвергаются многочисленным испытаниям. Особое внимание уделяется проверке качества монтажных работ, например, качество сварных швов, проверяется с помощью гамма-лучей, при монтаже муфт и разветвлений в колодце создается необходимый микроклимат и т. п. Дополнительно к проекту линии разрабатывается проект организации работ. На стадии разработки проектов и в процессе сооружения маслонаполненных кабельных линий все технические решения согласовываются с заводом-изготовителем.

Эксплуатация маслонаполненных кабельных линий имеет специфические особенности, которые определяются в первую очередь, наличием масла, к качеству которого предъявляются весьма высокие требования. Надежность работы линии обеспечивается в результате поддержания соответствующей герметичности кабеля, трубопровода и другого маслонаполненного оборудования. Потеря герметичности линии приводит к серьезным

последствиям. До сих пор отсутствуют необходимые средства для определения мест повреждения линий, связанных с потерей масла. При механических нарушениях кабелей или трубопровода поиск места повреждения производится путем деления линии на участки с помощью замораживания. Поврежденный участок замораживается с двух сторон, после чего производится необходимый ремонт линии. В указанных условиях такой ремонт может быть весьма продолжительным — месяц, два и более.

С учетом изложенного определенные надежды возлагаются на кабельные линии 110—220 кВ с пластмассовой изоляцией, проектирование и сооружение которых связано с меньшими трудностями. В настоящее время, когда в СССР проложены единичные линии и отсутствует необходимый опыт их работы, суждения о надежности кабельных линий с пластмассовой изоляцией и особенностях их эксплуатации носят только предположительный характер.

Тема 9. Подстанции и распределительные устройства (4 часа).

Определения и основные требования к расположению подстанций в городских условиях. Силовые трансформаторы. Заземляющие устройства. Защита от шума. Упрощенные схемы понижающих подстанций. Подстанции 35-110-220 кВ. Распределительные пункты 6-10 кВ. Комплектные распределительные устройства. Трансформаторные подстанции 6-10/0,38 кВ.

ОБЩИЕ УСЛОВИЯ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ГОРОДСКОЙ ПОДСТАНЦИЙ

При заданных потребляемой мощности, напряжении сети, территории рассматриваемого района и других исходных данных технико-экономические показатели системы электроснабжения будут определяться, в первую очередь, принятой мощностью городских подстанций.

Мощность подстанций, а следовательно, и их число непосредственно влияют на все последующие решения, связанные с построением системы электроснабжения.

Определение наивыгоднейшей мощности подстанции методом сравнения вариантов не гарантирует выбора оптимального варианта, так как число вариантов из-за трудоемкости расчетов принимается всегда ограниченным и при этом нет уверенности, что среди рассматриваемых находится действительно наивыгоднейший вариант.

Между тем при определенных предложениях, базируясь на предварительной разработке соответствующей математической модели сети, возможно получить соответствующие аналитические выражения для расчета оптимальной мощности подстанции. Неоднократная проверка этих выражений показывает их приемлемую точность и возможность практического применения. Последнее подтверждается практикой проектирования распределительных городских и сельских электрических сетей.

При теоретическом рассмотрении вопроса возникает необходимость определения рациональных соотношений между параметрами основных элементов системы электроснабжения таким образом, чтобы суммарные приведенные затраты, связанные с передачей энергии через рассматриваемую систему, были наименьшими. Под основными элементами системы понимают городскую подстанцию и питающие ее сети, а также распределительные сети, связанные с подстанцией.

Возможность оптимального решения этой задачи заключается в непосредственной зависимости между мощностью подстанции и параметрами ее сетей. Например, с увеличением мощности подстанции уменьшаются затраты на электроснабжающую сеть, так как уменьшается число городских подстанций. Вместе с этим увеличивается радиус действия распределительных сетей каждой подстанции, что приводит к росту затрат в этих сетях.

Таким образом, при увеличении числа городских подстанций или уменьшении их мощности увеличивается длина электроснабжающих сетей и уменьшается длина распределительных сетей.

В связи с тем что вариант электроснабжения с большим числом подстанций определяется разницей в затратах на сети, увеличение стоимостных показателей подстанции всегда будет приводить к рациональности варианта с более мощными подстанциями. С уменьшением соотношения первичного и вторичного напряжения городской подстанции ее наивыгоднейшая мощность уменьшается.

Трансформаторная подстанция — электрическая установка, служащая для приема, преобразования и распределения электрической энергии переменного тока. Подстаниия состоит из силовых трансформаторов, распределительных устройств управления, релейной защиты и автоматики, а также вспомогательных сооружений.

Открытое распределительное устройство (ОРУ)— распределительное устройство, все или основное оборудование которого расположено на открытом воздухе; закрытое (ЗРУ) — оборудование расположено в здании.

Комплектное распределительное устройство (КРУ) — распределительное устройство, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов или блоков с встроенными в них аппаратами, устройствами защиты н автоматики, измерительными приборами и вспомогательными устройствами, поставляемое в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

Комплектное распределительное устройство нар уж ной установки (КРУН) — КРУ, предназначенное для наружной установки. При использовании эле газовой изоляции в наименование КРУ добавляется буква З.

Комплектная трансформаторная подстанция (КТП, КТПН) — подстанция, состоящая из трансформаторов и блоков (КРУ или КРУН и других элементов), поставленных в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

Столбовая (мачтовая) трансформаторная под станция— открытая трансформаторная подстанция, все оборудование ко торой установлено на высоких конструкциях или на опорах линий электропередачи.

Подстанции, как правило, должны проектироваться с учетом эксплуатации» их без постоянного дежурства персонала с применением устройств автоматики, а в случае необходимости — простейших устройств телемеханики и сигнализации об аварийных отключениях и т. п. Щиты управления должны предусматриваться только на узловых подстанциях, питающих другие подстанции.

Подстанции рекомендуется выполнять по простейшим схемам, без силовых выключателей на вводах, без сборных шин на стороне высшего напряжения или с одной системой шин и т. п. Двойная система шин допускается при наличии обоснования в каждом отдельном случае. Установка выключателей на вводах допускается при необходимости аварийного переключения вводов или параллельной их работе, а также на вводах крупных узловых и транзитных подстанций.

В качестве оперативного тока на подстанциях должен применяться переменный ток во всех случаях, когда это возможно и ведет к упрощению и удешевлению электроустановок.

Распределительные пункты (РП) и ТП, как правило, сооружаются как отдельно стоящие здания. В обоснованных случаях допускается применение встроенных в здания ТП и подземных ТП и РП. При размещении в общественных зданиях должны соблюдаться требования РД. Сооружение встроенных и пристроенных подстанций в жилые здания, школы, в лечебные или спальные корпуса больниц, санаториев, домов отдыха, гостиниц и т. п. не допускается.

Площадка для строительства подстанций (ПС) и всех дополнительных сооружений и коммуникаций должна быть выбрана до утверждения задания на проектирование. При выборе площадки подстанции следует руководствоваться общими требованиями «Норм технологического проектирования подстанций 35—750 кВ». В городских условиях необходима увязка подстанции с архитектурой существующей и проектируемой застройкой района, обеспечение доставки тяжеловесного оборудования от места его разгрузки до

площади ПС по улицам и проездам, а также необходимо учитывать вредное воздействие промышленного шума от подстанции.

Подстанции глубокого ввода напряжением 110 кВ и выше с трансформаторами 25 МВА и более, размещаемые непосредственно на селитебной территории, следует предусматривать закрытого типа. Минимальные расстояния от закрытых ПС 110 кВ и выше до жилых и культурно-бытовых зданий при трансформаторах мощностью 63 МВА составляют 30 м, мощностью 125 МВА — 50 м и мощностью 200 МВА — 70 м. При открытой установке трансформаторов и оборудования необходимо выдерживать разрывы до жилых и общественных зданий и мест пребывания людей. При установке нескольких трансформаторов и другого оборудования обеспечение нормируемого уровня звукового давления в расчетных точках определяется акустическим расчетом.

ОСОБЕННОСТИ ПОДСТАНЦИЙ ГЛУБОКОГО ВВОДА

Общие вопросы выполнения подстанций различного назначения освещаются в соответствующей литературе. В данном случае отметим специфические особенности подстанций глубокого ввода, которые отражают современные тенденции в развитии систем электроснабжения.

В схеме глубокого ввода наиболее полно выражена связь между различными элементами системы электроснабжения. Такой зависимости в других схемах не наблюдается, так как выбор схемы и параметров отдельных элементов системы может производиться в определенной мере независимо друг от друга. Например, наличие развитого распределительного устройства первичного напряжения позволяет решать вопросы резервирования в электроснабжающей сети и трансформаторов на подстанции разными путями. Наличие РУ вторичного напряжения обеспечивает полную самостоятельность в решении вопросов построения распределительных сетей независимо от особенностей подстанций и т. д.

В связи с внедрением глубоких вводов отметим вопросы ограничения мощности короткого замыкания. Известно, что с ростом мощности подстанций увеличивается мощность короткого замыкания в сетях вторичного напряжения, что приводит к удорожанию распределительных устройств этих сетей. Например, по данным немецких специалистов при увеличении мощности от 200 до 600 МВ А стоимость сооружения сетевых устройств 10 кВ возрастает в два раза. Следовательно, мощность подстанции должна быть ограничена определенными пределами или необходимо применять специальные меры для уменьшения мощности короткого замыкания.

Для отечественных сетей в настоящее время приняты следующие предельные значения мощности короткого замыкания: при напряжении 6 кВ — 200 МВ А, 10 кВ — 350 МВ А и 35 кВ —600 МВ А. Применительно к этим данным производится выпуск электрооборудования промышленностью.

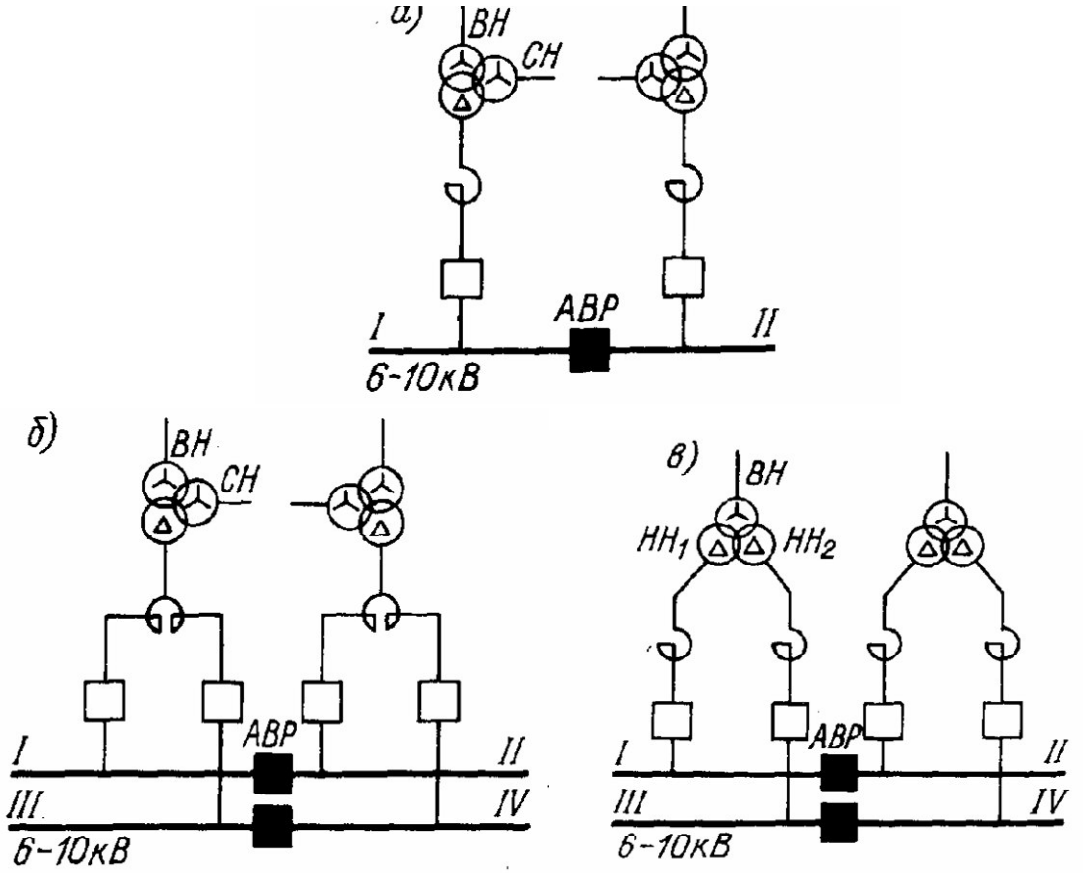
При решении вопросов ограничения мощности к. з. необходимо одновременно учитывать особенности источника питания и распределительной сети 6—10 кВ. Возможны следующие пути ограничения:

выбор рациональной схемы коммутации понижающих подстанций, в частности, секционирование шин напряжением 6—10кВ, применение трансформаторов с расщепленной обмоткой, использование трехобмоточных трансформаторов 110/35/6— 10 кВ;

выбор схемы построения питающих сетей 6—10 кВ с учетом ограничения числа параллельно работающих питающих линий;

искусственное увеличение сопротивления цепи до точки к. з. путем установки токоограничивающих реакторов в РУ 6—10 кВ источников.

На рис. приведены принципиальные схемы возможного выполнения понижающих подстанций.



Из рис. видно, что на подстанциях применяются не только групповые, но и одинарные, и сдвоенные реакторы. При выборе схемы подстанции учитываются также параметры выпускаемого электрооборудования, в частности пропускная способность шкафов КРУ (2500 А), которые устанавливаются на вводных ячейках РУ 6—10 кВ подстанций. По этой причине одинарные реакторы устанавливаются тогда, когда нагрузка одного ввода РУ 6—10 кВ в аварийном режиме не превышает отмеченную пропускную способность шкафа КРУ (рис.а). Если последнее условие не выполняется или не обеспечивается необходимый уровень напряжения на шинах 6—10 кВ при одинарном реакторе, предусматривается установка сдвоенных реакторов (рис.б). При мощности трансформаторов 63 и 80 МВ А может возникнуть необходимость использования трансформаторов с расщепленными обмотками в сочетании со сдвоенными реакторами. В этом случае РУ 6—10 кВ имеет восемь секций.

Введение в схему подстанций групповых и особенно сдвоенных реакторов вносит дополнительные сложности, которые должны приниматься во внимание при выполнении сетей напряжением 6—10 кВ. Как известно, при построении питающих сетей 6—10 кВ применяется параллельная работа питающих линий. Следует подчеркнуть, что целесообразность питающих сетей 6—10 кВ как дополнительного элемента системы электроснабжения поставлена под сомнение. Не случайно РД требует соответствующих обоснований при использовании питающих сетей вместо непосредственного питания распределительных сетей 6—10 кВ от источника.

При наличии реакторов параллельная работа питающих линий 6—10 кВ может предусматриваться только при условии, что эти линии присоединяются к одинарному реактору или одной ветви сдвоенного реактора. В случае присоединения параллельных линий 6—10 кВ к разным ветвям сдвоенного реактора линии шунтируют отдельные ветви реактора, поэтому результирующая реактивность реактора в режиме короткого замыкания становится слишком малой.

Наличие рассматриваемых реакторов следует принимать во внимание при внедрении замкнутых сетей напряжением до 1000 В. В этом случае необходимо применять автоматы

обратной мощности, снабженные устройством АПВ, либо питание замкнутой сети осуществлять от шин одинарного реактора или одной ветви сдвоенного реактора.

При выборе схемы коммутации подстанций следует учитывать, что городские распределительные сети 6—10 кВ работают с изолированной нейтралью и относятся к сетям с малым током замыкания на землю. По этой причине, особенно в кабельных сетях, возникает проблема уменьшения тока замыкания на землю при повреждении элементов сетей с целью исключения перехода однофазных замыканий на землю в многофазные, а также для ограничения перенапряжений, которые возникают в сети в таком режиме. Последнее достигается в результате установки дугогасящих реакторов.

Компенсация емкостных токов однофазного замыкания на землю в сетях 6 и 10 кВ должна предусматриваться в тех случаях, когда значение этих токов превышает 30 и 20 А соответственно. Выбор мощности реактора производится в зависимости от параметров рассматриваемой сети и режима работы ее отдельных участков. Промышленность в настоящее время выпускает два вида заземляющих дугогасящих реакторов: со ступенчатым регулированием тока (марка РЗДСОМ-380/6-10) и с плавным регулированием тока (марка РЗДПОМ-380/6-10). Мощность реакторов 115— 1520 кВА. В электрических сетях встречаются самонастраивающиеся реакторы, настройка которых производится автоматически в зависимости от емкостного тока сети.

Присоединение дугогасящего реактора производится к нейтрали заземляющего трансформатора. В связи с этим используются, как правило, трансформаторы 6-10/0,23 кВ со схемой соединений Y/Δ. Если напряжение сети собственных нужд подстанции равно 0,23кВ, то заземляющие трансфор-маторы могут использоваться для компенсации емкостных токов и сети собственных нужд при соответствующем выборе мощности трансформатора.

Схемы присоединения компенсирующих устройств и трансформатора собственных нужд на подстанции определяются местными условиями.

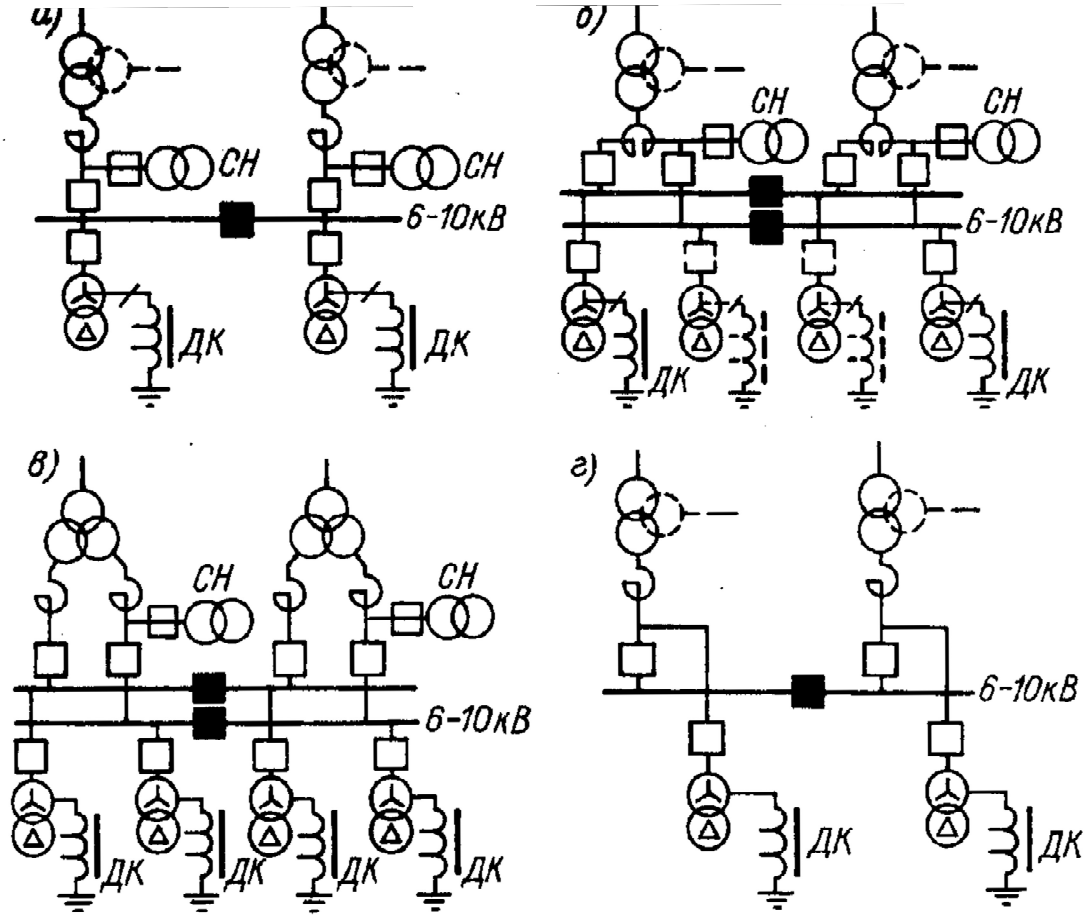


Схема на рис. а применяется на подстанциях, где для релейной защиты используется переменный оперативный ток. В этом случае предусматривается установка заземляющего трансформатора с дугогасящей катушкой, а также самостоятельного трансформатора собственных нужд, который присоединяется на вводе заземляющего трансформатора до его выключателя. Следует отметить, что дугогасящее устройство во всех случаях присоединяется к РУ 6-10 кВ с помощью выключателя мощности. Если на рассматриваемой подстанции компенсирующее устройство и трансформатор собственных нужд совмещаются, то заземляющий трансформатор устанавливается вместо трансформатора собственных нужд и включается аналогичным образом (рис.в).

Схема на рис. б применяется на подстанции с переменным оперативным током. Штриховыми линиями показаны вторые комплекты компенсирующих устройств, необходимость которых определяется размерами распределительной сети 6-10 кВ. Если на подстанциях используется постоянный оперативный ток, то трансформаторы собственных нужд присоединяются непосредственно к секциям РУ 6-10 кВ. Совмещение трансформаторов и компенсирующего устройства при напряжении собственных нужд 0,23 кВ упрощает подстанцию в рассматриваемых случаях.

КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ПОДСТАНЦИЙ.

Отмеченные выше особенности накладывают отпечаток на конструктивное выполнение подстанций глубокого ввода и их технико-экономические показатели. При размещении подстанций следует учитывать градостроительные требования, в том числе допустимые расстояния до жилых и общественных зданий.

Подстанции глубокого ввода напряжением 110 кВ и выше с трансформаторами мощностью 25 МВА и более, размещаемые на селитебной территории, следует предусматривать закрытого типа. Минимальные расстояния от таких ПС до жилых и общественных зданий составляют: при трансформаторах мощностью 63 МВ А — 30 м, при трансформаторах 125 МВ А — 50 м.

При открытой установке трансформаторов и оборудования, без применения шумозащитных мероприятий, минимальные расстояния от ПС до рассматриваемых зданий должны соответствовать значениям, приведенным в табл. Указанные расстояния соответствуют установке на ПС одного трансформатора.

Расстояния от подстанций до зданий

Мощность трансформатора МВ·А	Минимальные расстояния от открытых подстанций, м, до			
	жилых зданий, спальных помещений детских учреждений, поликлиник, не менее	школ и учебных заведений, гостиниц, клубов, библиотек	площадок отдыха в микрорайонах	предприятий торговли, общественного питания, коммунально-бытового обслуживания
40	300	250	150	50
63	700	500	350	100
125	1000	800	600	350

При установке нескольких трансформаторов или уменьшении расстояний следует определить уровень звукового давления в соответствующих расчетных точках и установить необходимость и вид шумозащитного устройства.

С этой целью выполняется специальный акустический расчет.

Основными источниками шума на подстанции являются: трансформаторы, синхронные компенсаторы, вентиляторные градирни, выключатели, компрессорные установки. Необходимость шумозащитных мероприятий определяется акустическим

расчетом, при этом учитывается работа трансформаторов, как при нормальных нагрузках, так и при перегрузках.

Акустический расчет включает в себя: выявление источников шума и определение их шумовых характеристик (уровня звукового давления Lp); выбор расчетных точек в помещениях или на территориях и определение для них допустимых уровней звукового давления $L_{ДОП}$; определение путей распространения шума от источников до расчетных точек; определение ожидаемых уровней звукового давления L в расчетных точках до осуществления мероприятий по снижению шума; определение требуемого снижения уровней звукового давления $Д_т$ в расчетных точках; выбор мероприятий для обеспечения требуемого снижения уровней звукового давления в расчетных точках, например расчет и выбор типа и размеров шумопоглащающих и звукоизолирующих конструкций (глушителей, экранов, звукоизоляции); проверочный расчет эффективности выбранных конструкций.

Уровни звукового давления L_p трансформаторов, реакторов, вентиляторов и другого оборудования принимаются по данным заводов-изготовителей. Указанное оборудование является источником постоянного шума и уровень его звукового давления измеряется в децибелах на октаву со средними геометрическими значениями 63; 125; 500; 1000; 2000; 4000; 8000 Гц.

Допустимое звуковое давление $L_{доп}$ в расчетных точках жилых, лечебных, культурно-бытовых, административных зданий следует принимать по разделу СНиП «Защита от шума», а на рабочих местах производственных предприятий — по отраслевым нормативам. Положение расчетной точки при распространении звука в атмосфере принимается на расстояние 2 м от окна рассматриваемого здания, на высоте 1,2—1,5 м от поверхности пола.

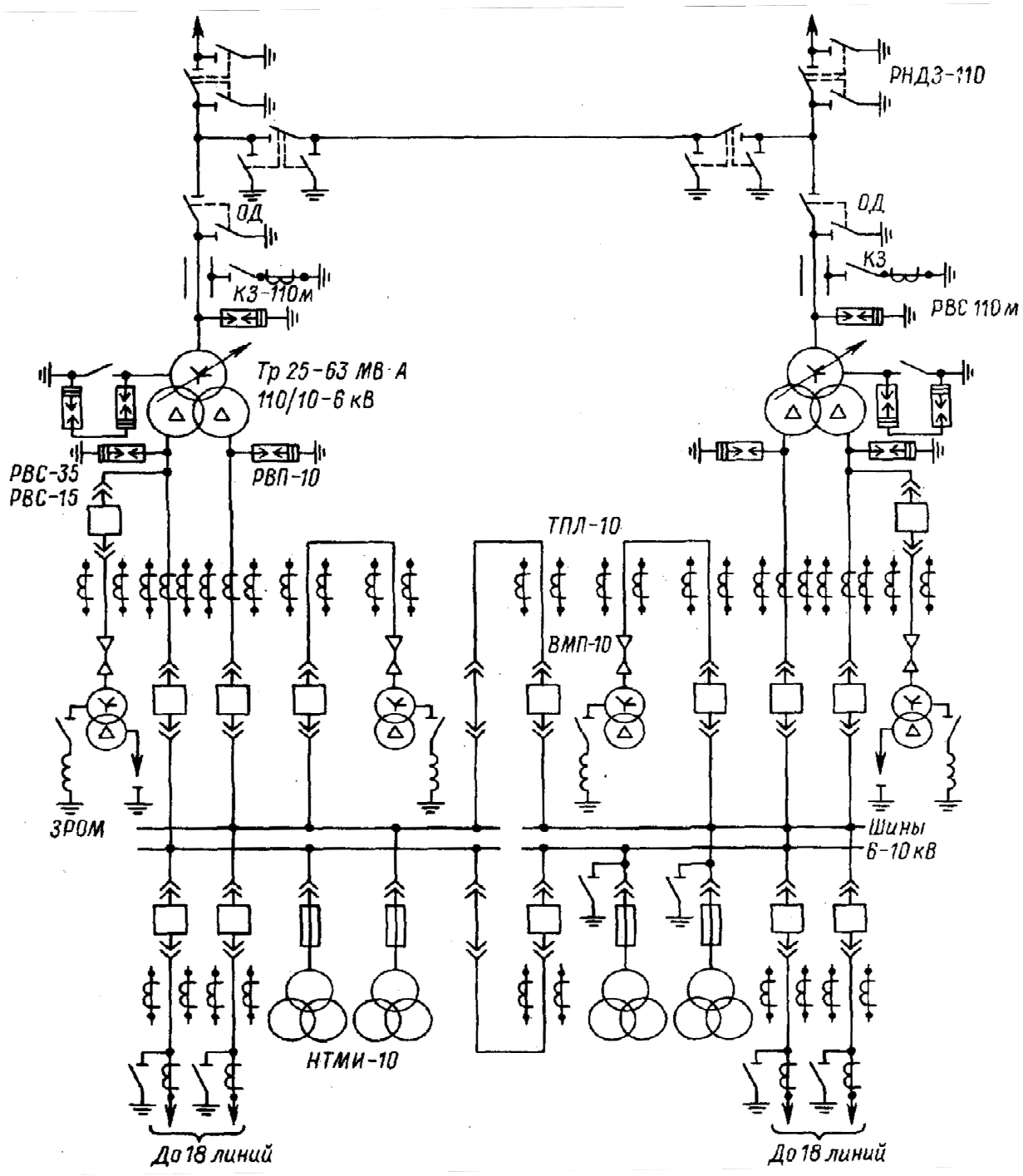
При определении L_p следует последовательно складывать звуковое давление каждого вида оборудования, начиная от максимального. Сначала определяют разность двух складываемых уровней, затем соответствующую этой разности добавку. После этого добавку прибавляют к большему из складываемых уровней, полученный уровень складывают со следующим и т. д.

Значения звукового давления в расчетной точке сравниваются с допускаемым звуковым давлением $L_{ДОП}$. При $L > L_{ДОП}$ необходимо предусматривать мероприятия по защите от шума.

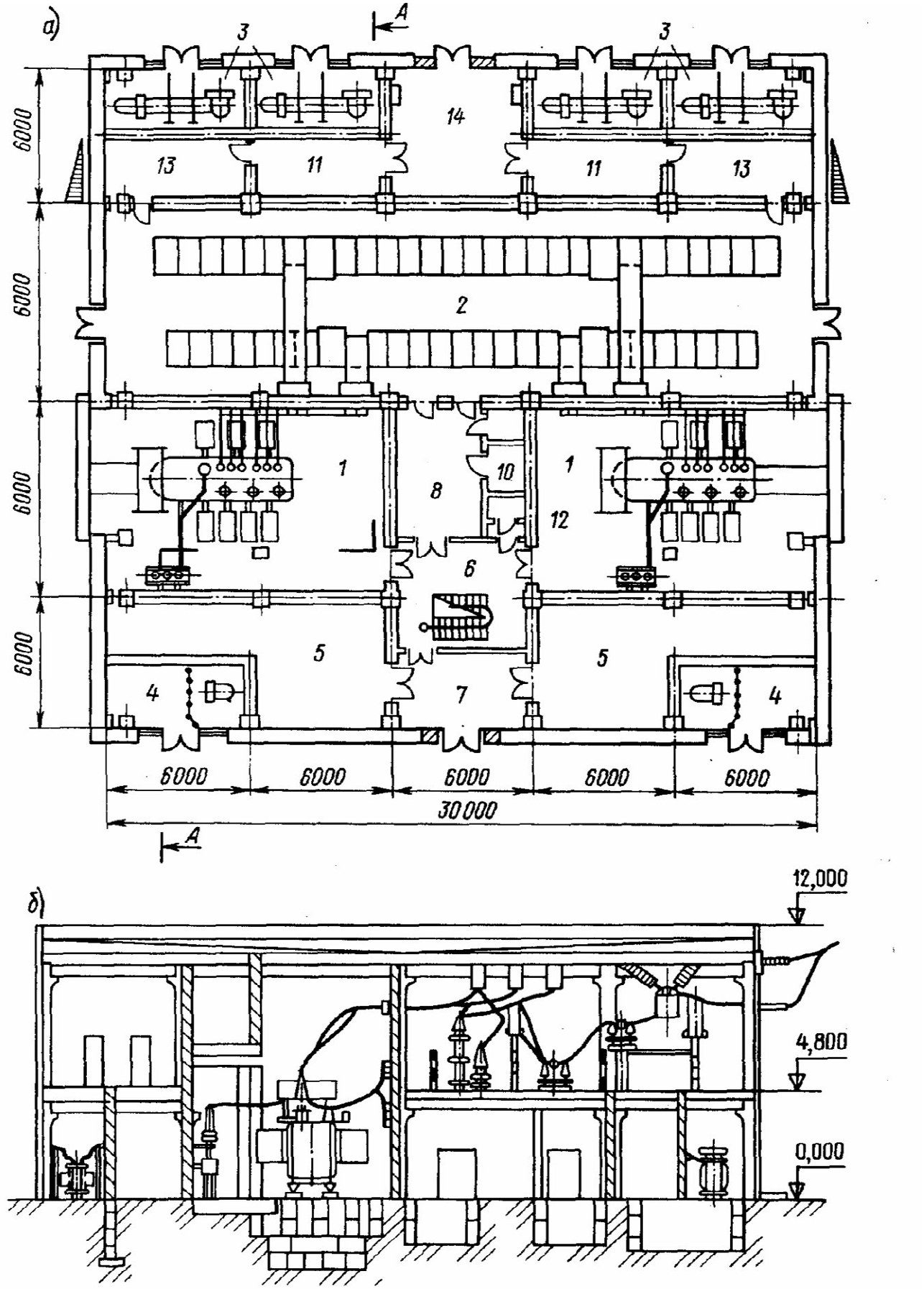
Снижение шума достигается экранированием. В качестве экрана используются здания, в которых допускается звуковое давление более 50 дБ, или специальные стенки с поверхностной плотностью не менее 30 кг/м^г, устанавливаемые между источником шума и расчетной точкой защищаемого от шума объекта (жилые дома, лечебные учреждения и др.). Длину экрана (стенки) следует принимать в два раза больше длины оборудования, являющегося источником шума.

Закрытое исполнение значительно увеличивает стоимость подстанции, так как при ее сооружении используется оборудование, предназначенное для наружной установки, и открытые шинопроводы из-за отсутствия оборудования для внутренней установки. Последнее требует сооружения зданий значительного объема.

Рассмотрим особенности одного из типов подстанции 110/6—10 кВ института «Энергосетьпроект», принципиальная схема электрических соединений, план и размеры которой даны ниже на рис.



Все оборудование подстанции размещается в закрытом помещении. Подстанция допускает присоединение воздушных или кабельных линий 110 кВ.



Разрез (*а*) и план на отметке 0,0 (*б*) закрытой подстанции 110/10 кВ

Как видно из рис., при напряжении 110 кВ принята упрощенная схема коммутации, состоящая из двух блоков линия — трансформатор, отделителей и короткозамыкателей. С помощью отделителей предусмотрена также связь между блоками. Наличие связи позволяет автоматизировать питание подстанции при напряжении 110 кВ. Например, при отключении любой из линий 110 кВ происходит отключение соответствующего блока и последующее автоматическое восстановление питания трансформатора, связанного с поврежденной линией 110 кВ. Возможно взаимное автоматическое резервирование линий 110 кВ при установке на подстанции только одного трансформатора.

При напряжении 6-10 кВ предусматривается одиночная, секционированная выключателями система шин. Число отходящих линий принимается 24, 32 или 36 в зависимости от мощности трансформатора. На подстанции могут устанавливаться трансформаторы с расщепленными обмотками или двухобмоточные трансформаторы со сдвоенными реакторами. Предусмотрены автоматическое регулирование напряжения под нагрузкой, телесигнализация положения и телеуправление выключателями, телеизмерение напряжения 6-10 кВ по вызову, аварийно-предупредительная телесигнализация, автоматическое управление охлаждением трансформаторов и т. д.

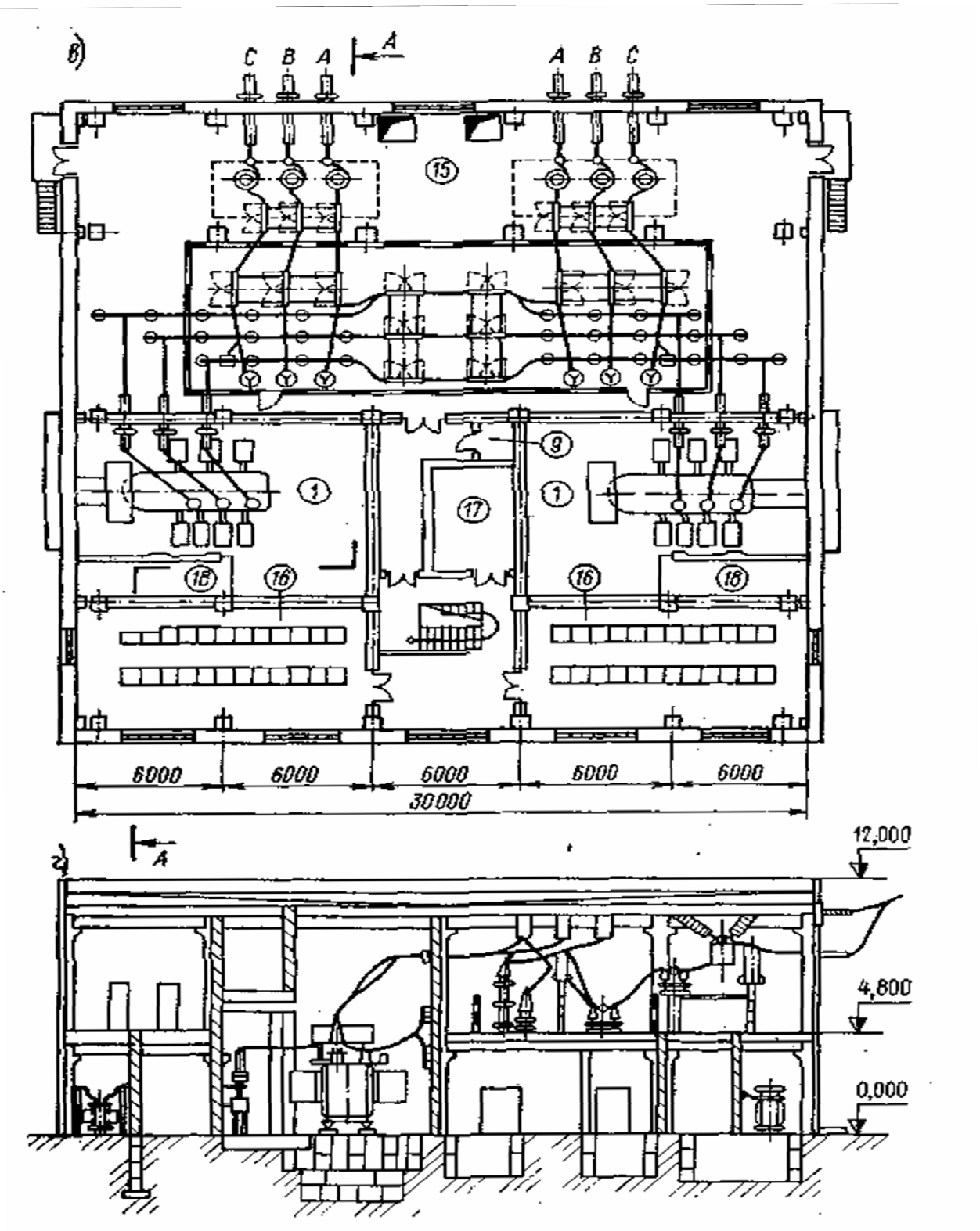
Все элементы подстанции размещаются в одном двухэтажном здании размером 30х30 м (рис.). На втором этаже находится РУ 110 кВ и пункт управления, на первом этаже — РУ 6-10 кВ, трансформаторы собственных нужд и дугогасящие трансформаторы, камеры реакторов (при их установке) и помещение для ремонтного персонала.

Здание подстанции общим объемом 9180 м^8 сооружается из сборного железобетона или кирпича.

Отечественной промышленностью в настоящее время освоен выпуск комплектных трансформаторных подстанций (КТБП) напряжением 110—220/10 и 110—220/35/10 кВ, которые на место сооружения поставляются в виде отдельных блоков заводского изготовления. Максимальная мощность трансформаторов КТБП составляет 40 МВ А.

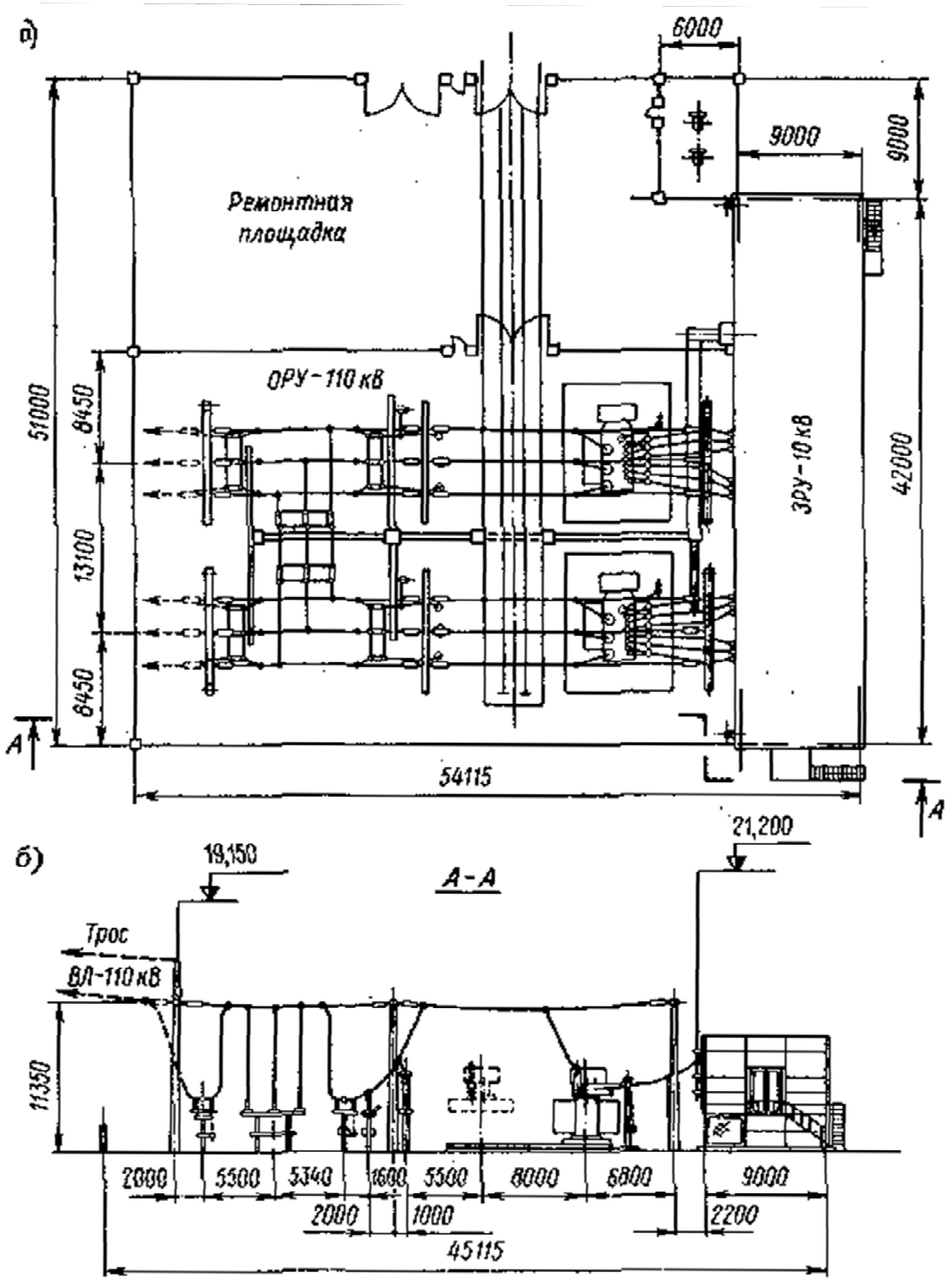
Сетка схем первичных соединений напряжением 110—220 кВ достаточно разнообразна: РУ 6—10 кВ выполняется в виде одинарной, секционированной выключателем системы шин с использованием комплектных камер КРУН; ОРУ 110 и 220 кВ выполняется из отдельных блоков, в которых установлено необходимое оборудование.

В районах с многоэтажной застройкой подстанции глубокого ввода 35—220 кВ следует сооружать закрытого типа, которые требуют минимальной территории. На подстанции глубокого ввода, как отмечалось, не возлагаются функции коммутационных узлов сети высокого напряжения, что определяет использование для них упрощенных схем электрических соединений. Сооружение ПС закрытого типа с развитым РУ высокого напряжения следует предусматривать в исключительных случаях, при большом числе отходящих кабельных линий 35—110 кВ.



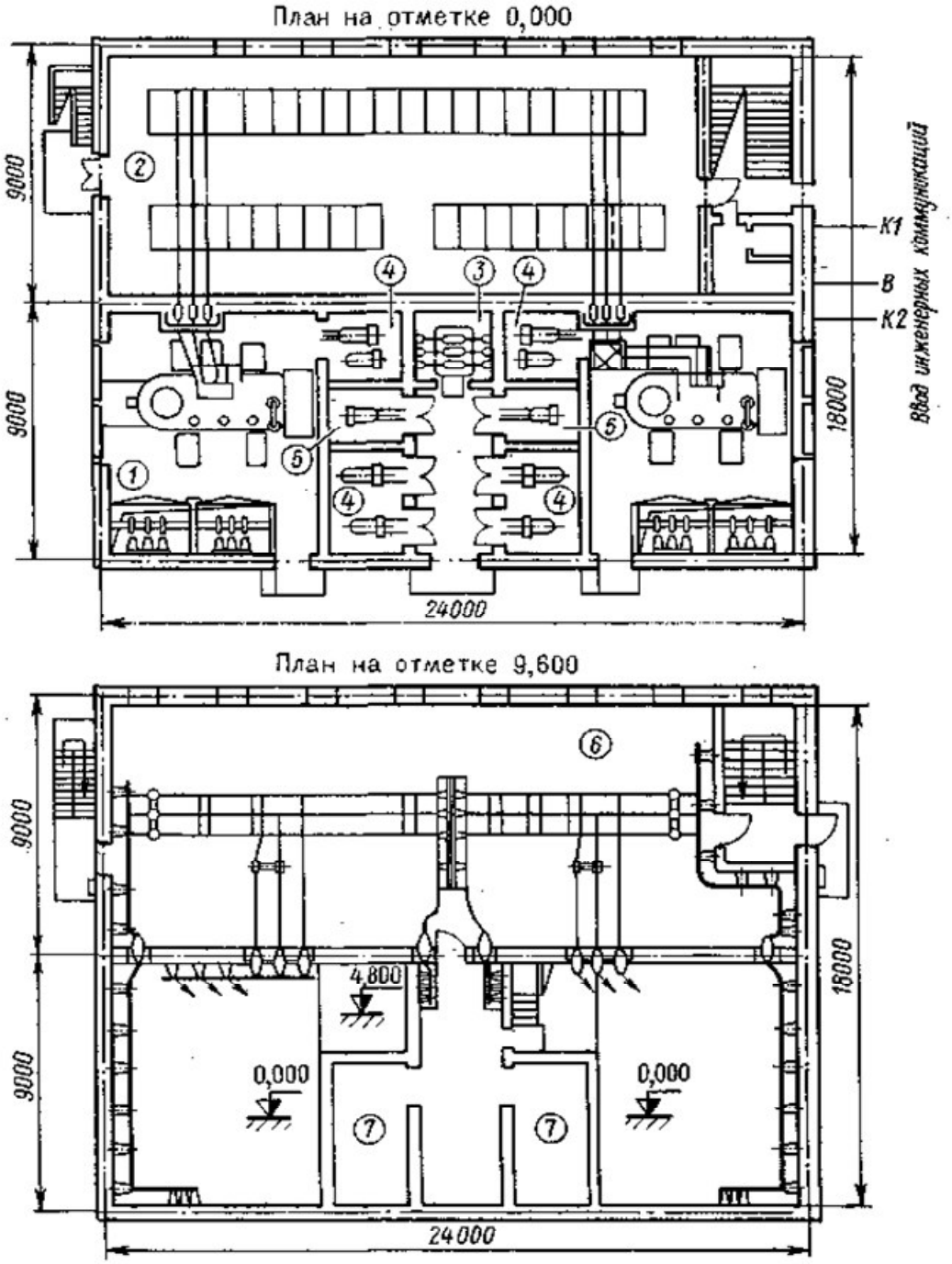
Институтом «Электропроект» разработана так называемая единая серия подстанций 35—110/6—10 кВ, предназначенных для электроснабжения промышленных предприятий.

Серия содержит 25 типов подстанций. Схемы электрических соединений подстанций аналогичны рассмотренным выше без выключателей напряжением 35—110 кВ, с возможностью установки двух трансформаторов мощностью 63 МВА.



План (*а*) и разрез (*б*) подстанции 110/10 кВ единой серии

Распределительное устройство РУ 6—10 кВ закрытое, комплектуется из камер КРУ внутренней установки; РУ 35—110 кВ выполняется открытым, тип оборудования выбирается в зависимости от загрязненности атмосферы. Трансформаторы устанавливаются открыто. Размер площадки подстанции с двумя трансформаторами 63 МВ А составляет 2438 м^2, общая стоимость 456 тыс. руб. Отсюда следует, что подстанции глубокого ввода являются сложными устройствами.

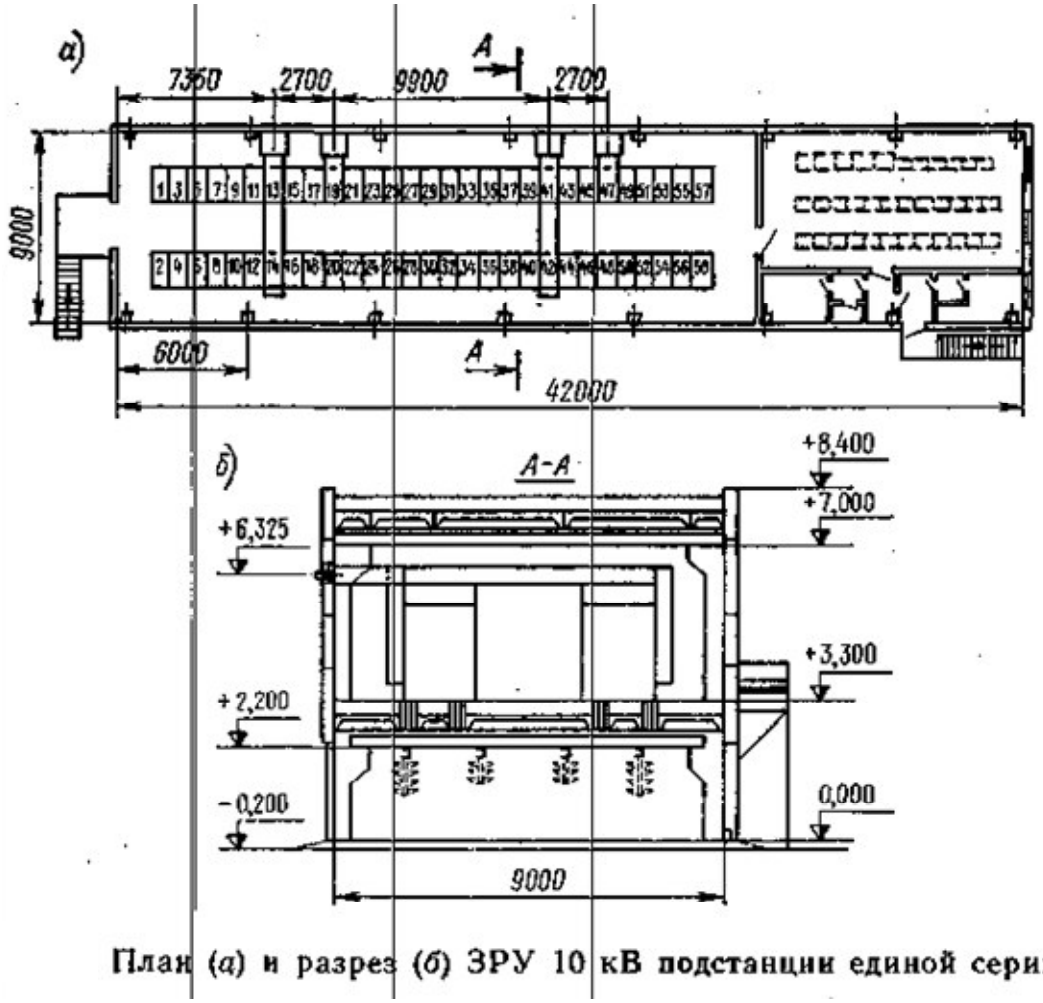


Планы закрытой подстанции 35/10 (6) кВ

— трансформатора; *2* — камер КРУ — 10 кВ; *3* — выключателя 35 кВ; *4* — заземляющего реактора; *5* — трансформатора СН; *6* — ЗРУ 35 кВ; *7* — вентиляторная камера

Обращает внимание значительная стоимость, особенно подстанций закрытого типа.

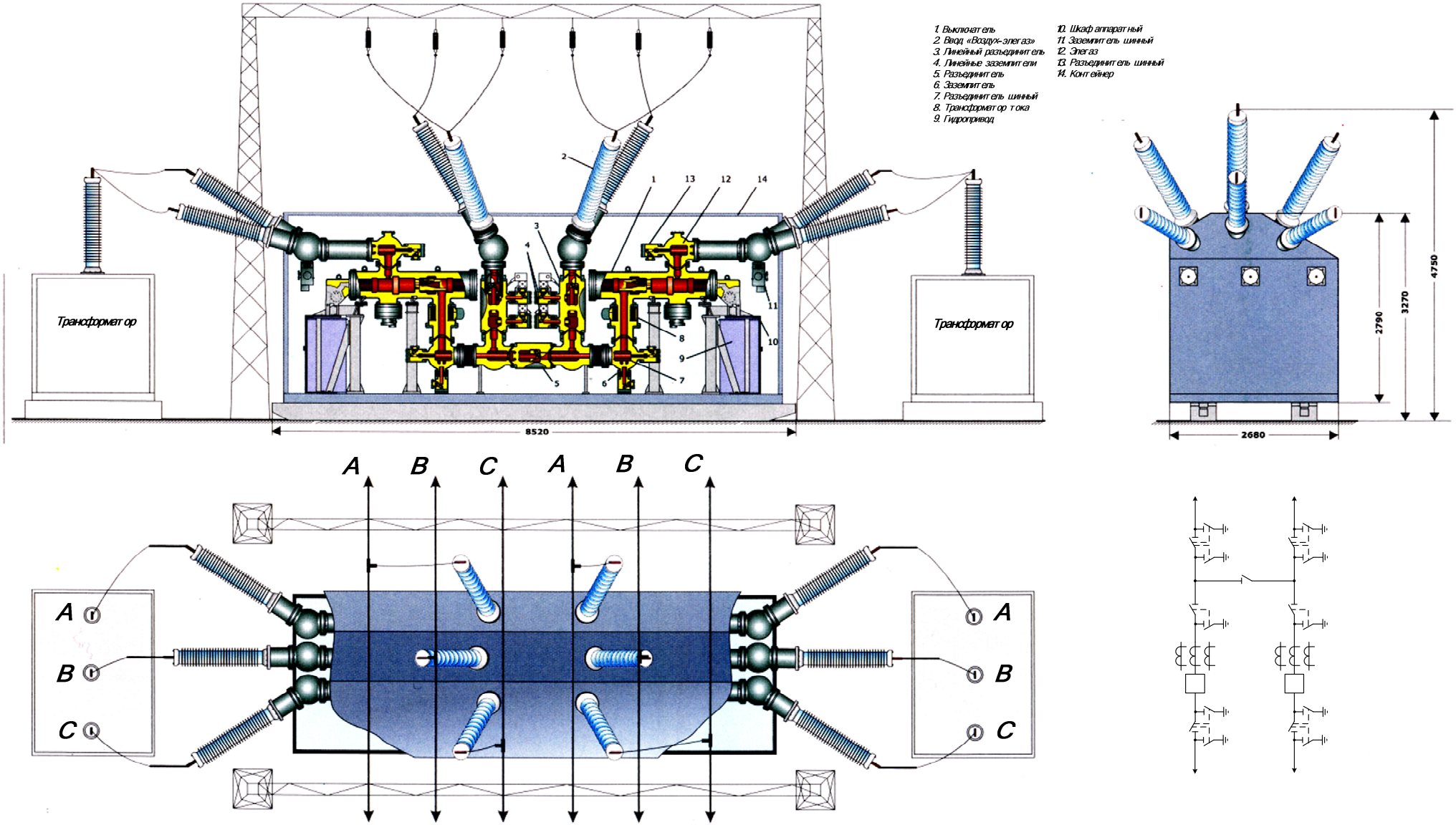
Представляется, что разработка специального оборудования для таких подстанций, использование имеющихся возможностей их упрощения за счет полного отказа от РУ 110—220 кВ позволяет уменьшить их габариты и снизить стоимость, а следовательно, реализовать экономические преимущества, заложенные в системе глубоких вводов.



План (*а*) и разрез (*б*) ЗРУ 10 кВ подстанции единой серии

В этой связи представляет значительный интерес опыт зарубежных стран, где рассматриваемые подстанции глубокого ввода имеют широкое применение. При их выполнении отмечается все большее использование оборудования с элегазом, всемерное упрощение распределительных устройств, вплоть до глухого присоединения кабельных линий высокого напряжения к трансформаторам и непосредственным вводом в кожух последних. В некоторых случаях градостроительные соображения вынуждают рассматриваемые подстанции размещать под землей. Такое решение встречается в практике зарубежных стран из-за высокой стоимости земельных участков, особенно в крупных городах. В последние годы в РФ также освоен выпуск специальных герметичных распределительных устройств, в качестве изолирующей и дугогасящей среды для которых используется элегаз (шестифтористая сера). Опыт зарубежных стран, где оборудование с элегазовым наполнением получило широкое распространение, показывает, что при наличии такого оборудования габариты подстанций сокращаются в несколько раз.

Заводы РФ в настоящее время освоили производство элегазовых ячеек КРУЭ (марка ЯЭ-110 (220) и ЯГК 110), что не исключает применение ячеек КРУЭ при компоновке ПС глубокого ввода, РУ 110—220 кВ которые, как указано, выполняются по упрощенным схемам.



Ячейка ЯГК-110 исполнения «Контейнер»

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ПУНКТЫ 6—10 кВ

Основные характеристики типовых РП 6-10 кВ разработаны институтом Гипрокоммунэнерго. Распределительные пункты используются в районах с расчетной температурой наружного воздуха до - 40°С, давлением ветра до 26,5 Па, давлением снежного покрова до 98 Па.

Схемы электрических соединений РП с двумя трансформаторами мощностью до 630 кВА приведены на рис. ниже. Имеется модификация РП с одним трансформатором указанной мощности. По числу питающих линий и режиму их работы схемы РП предусматривают: схема 1 — питание РП по двум линиям, работающим параллельно (рис. *а);* схема 2 — две линии, одна из которых рабочая, вторая— находится в режиме АВР (рис. *б);* схема 3 —две линии, взаиморезервирующиеся путем установки АВР на междусекционном выключателе; линия, резервируемая с помощью первых двух путем установки АРВ на междусекционном выключателе (рис. *в*).

В маркировке РП первая цифра определяет число питающих линий, буквой «К» и «В» обозначается кабельное или воздушное исполнение вводов. Цифрой перед буквой «Т» обозначается число устанавливаемых в РП трансформаторов 6—10/0,38 кВ. Буква «Д» указывает на размещение в РП диспетчерского пункта, а буква «М» — модернизацию проекта.

Например, тип II РПК-1Т-Д означает, что РП имеет два питающих ввода и предназначен для использования в кабельных сетях, имеет один трансформатор 6—10/0,38 кВ, помещение РП совмещено с диспетчерским пунктом. При напряжении 6—10 кВ РП предусмотрена одна разделенная на две секции система сборных шин. В РП типа III РПК-2Т одна из секций 6—10 кВ разделена разъединителем на две полусекции.

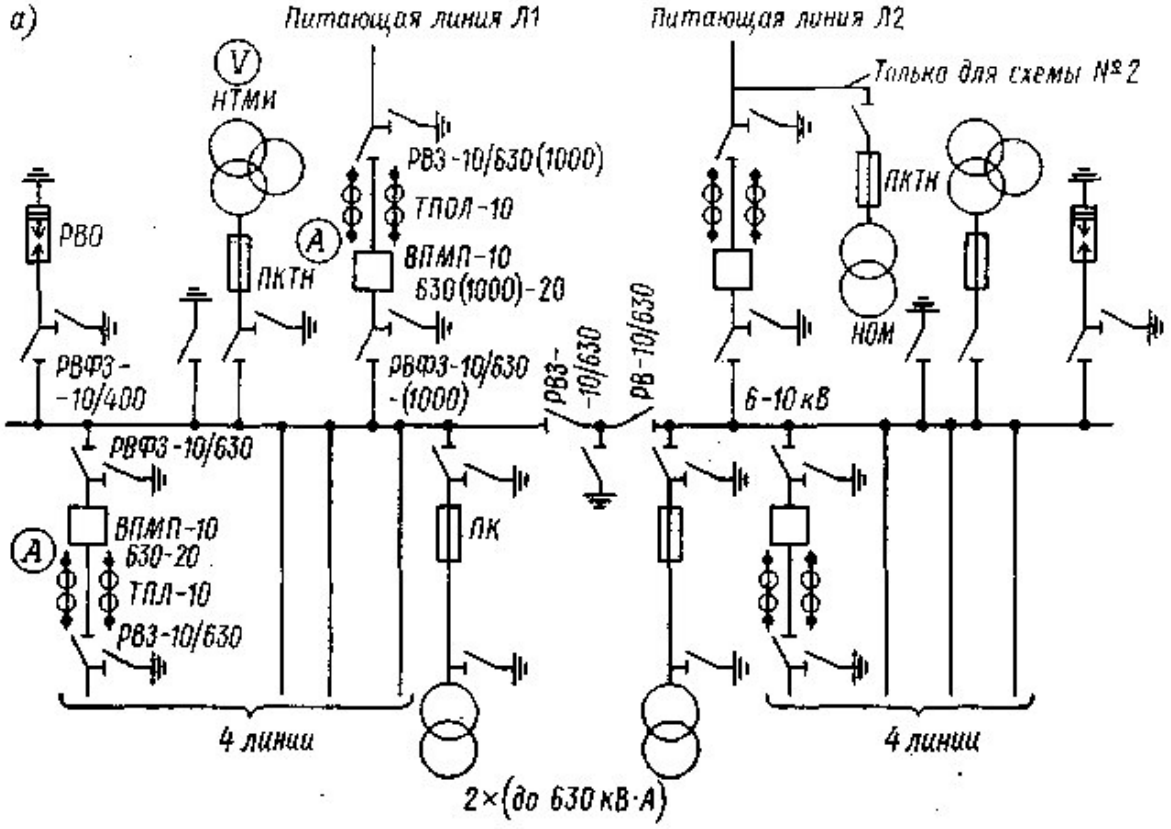
Оборудование РП размещается в одноэтажном (кабельные вводы) или двухэтажном (воздушные) отдельно стоящем здании. Силовые трансформаторы, РУ 6—10 кВ и щит 0,38 кВ расположены в отдельных помещениях (рис. *г*), РУ 6—10 кВ комплектуются из камер КСО и ячеек КРУ, щит 0,38 кВ — из панелей типа ЩО-2000. На линиях 6—10 кВ предусмотрена установка вакуумных выключателей типа ВВ/TEL-10.

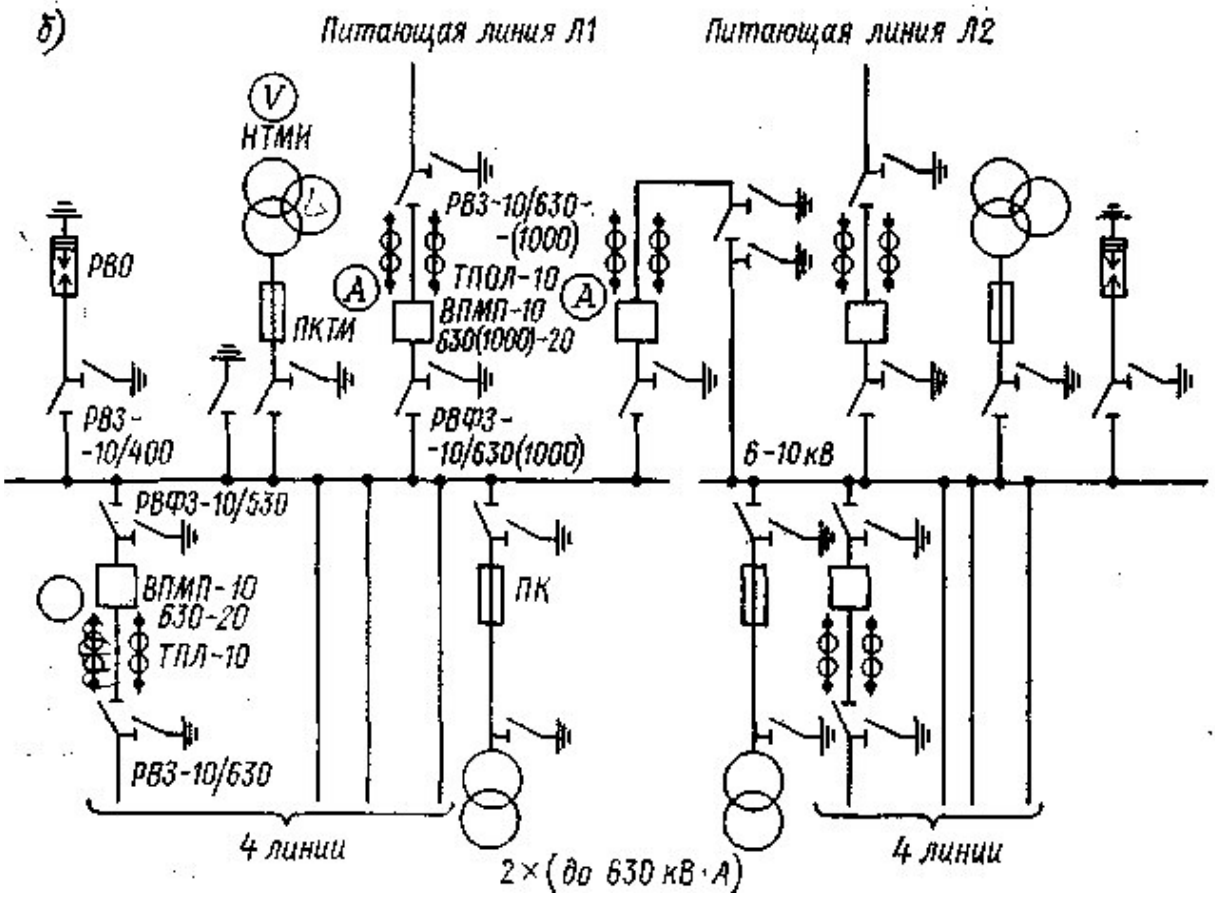
Релейная защита работает на оперативном переменном токе. Распределительный пункт может использоваться в телемеханизированных сетях.

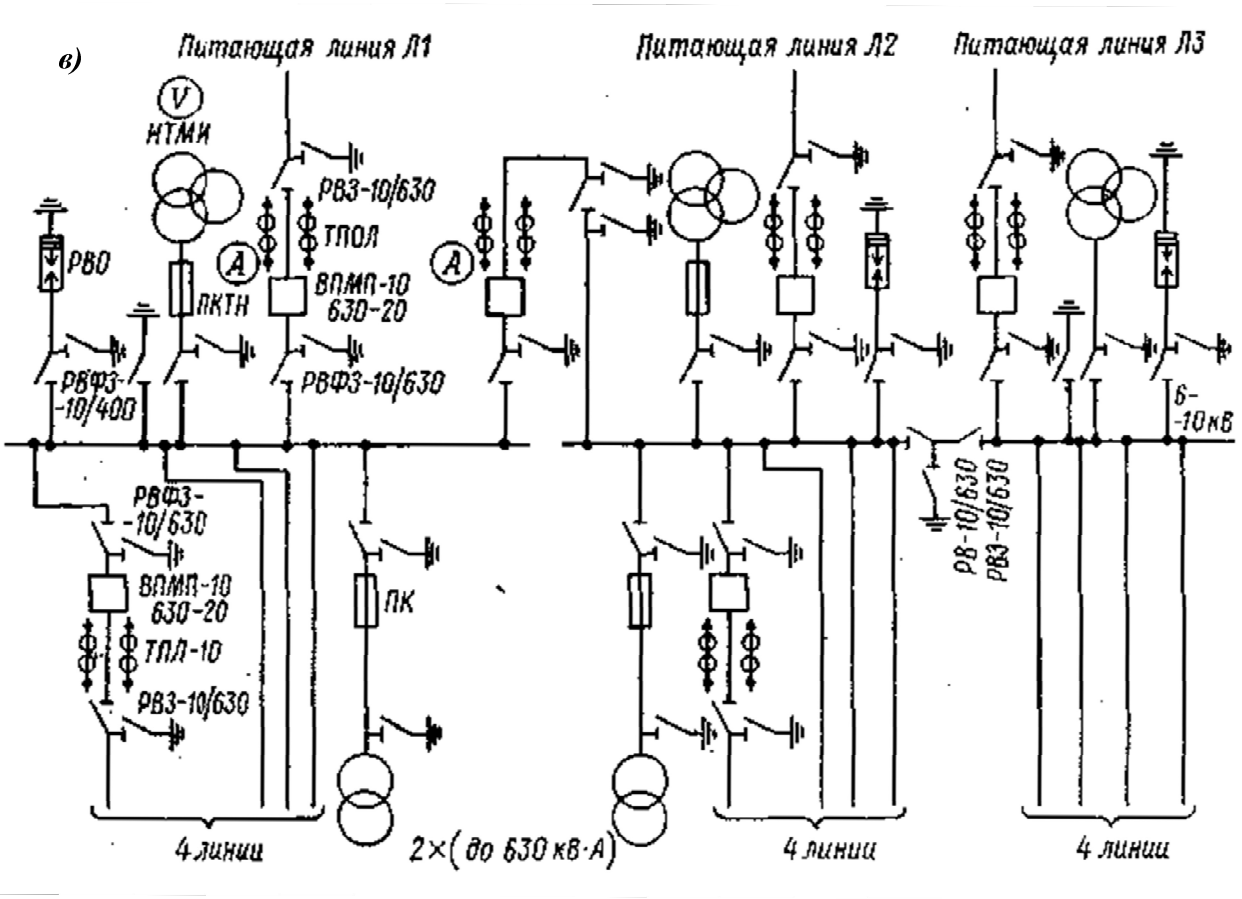
В РП, имеющем диспетчерский пункт, предусматривается устройство водопровода, канализации и электрического отопления. Вентиляция помещения принята естественная, приточновытяжная.

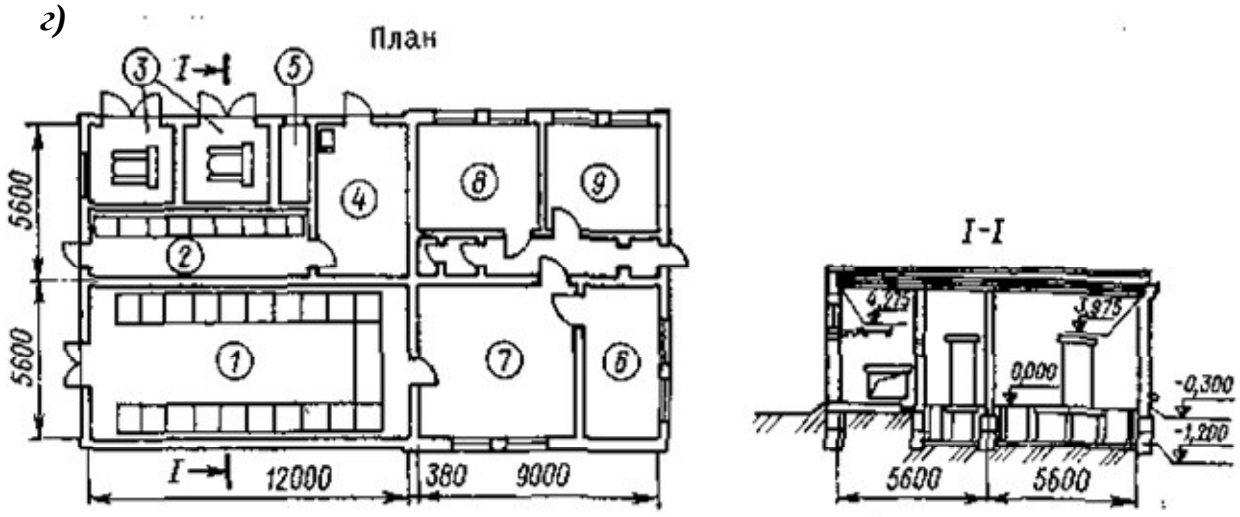
Строительные конструкции РП выполнены из железобетона и кирпича. Кровля — четырехслойная, рубероидная, утепленная. Полы — цементно-песчаные по бетонной подготовке.

Двери и ворота выполнены из дерева.


а)
Питающая линия Л1
Питающая линия Л2
Только для схемы №2
НТМИ
РВО
ПКТН
РВЗ-10/630(1000)
ТПОЛ-10
ВПМП-10
630(1000)-20
РВФЗ-
-10/400
РВФЗ-10/630
-(1000)
РВЗ-
-10/630
РВ-10/630
ПКТН
НОМ
6-10 кВ
РВФЗ-10/630
ВПМП-10
630-20
ТПЛ-10
РВЗ-10/630
ЛК
4 линии
4 линии
2×(до 630 кВ·А)


б)
Питающая линия Л1
Питающая линия Л2
НТМИ
РВО
ПКТМ
РВЗ-10/630-
-(1000)
ТПОЛ-10
ВПМП-10
630(1000)-20
РВЗ-
-10/400
РВФЗ-
-10/630(1000)
6-10 кВ
РВФЗ-10/630
ВПМП-10
630-20
ТПЛ-10
РВЗ-10/630
ЛК
4 линии
4 линии
2×(до 630 кВ·А)





План и разрез РП 6—10 с кабельными вводами, двумя трансформаторами и диспетчерским пунктом (ПРПК—2$Т_м$ —Д)

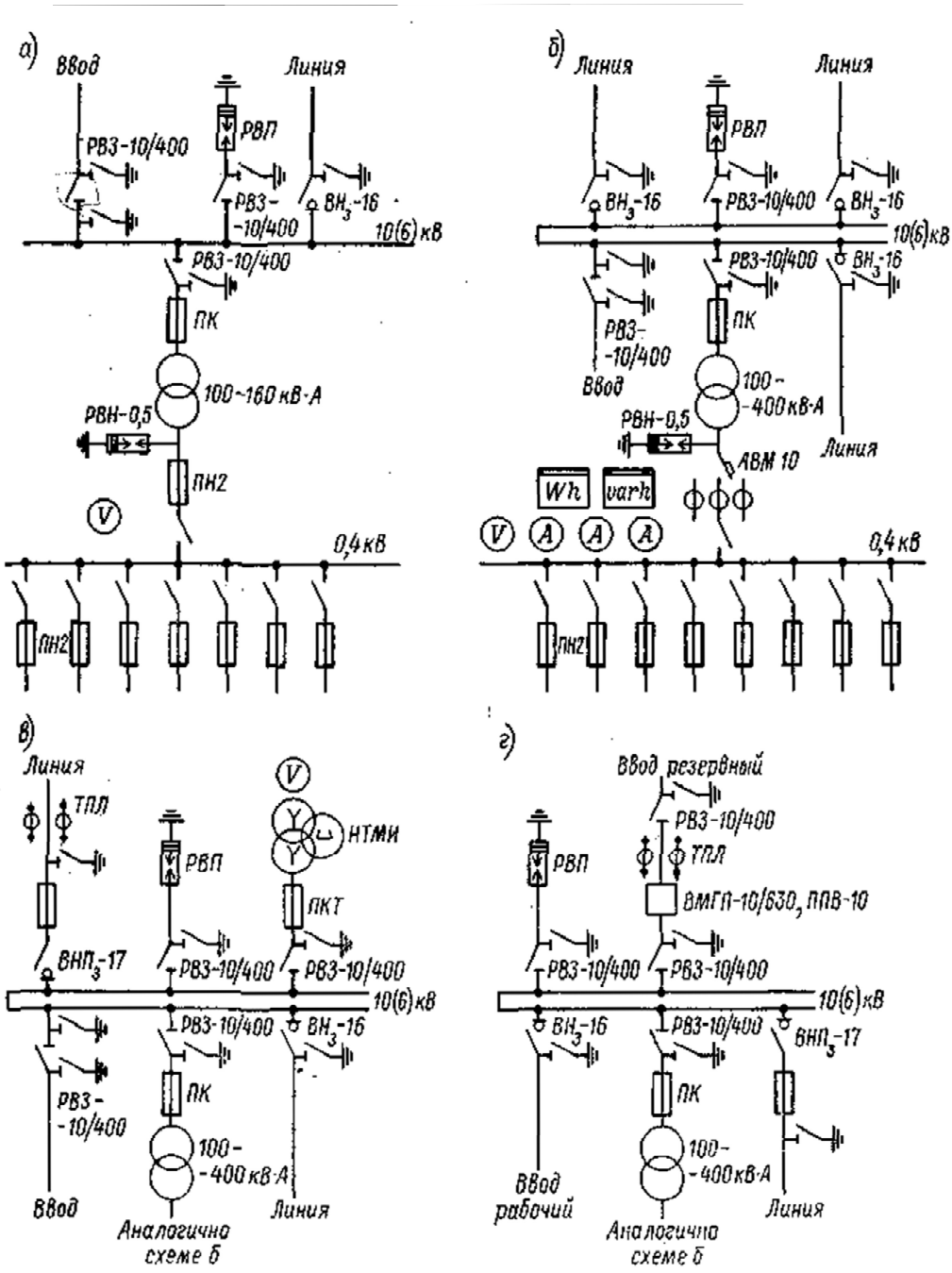
1 — РУ 6—10 кВ; *2* — РУ 0,38 кВ; *3* — трансформатор; *4* — собственные нужды; *5* — венткамера; *6* — аппаратная; *7* — диспетчерская; *8* и *9* — помещения для обслуживания персонала

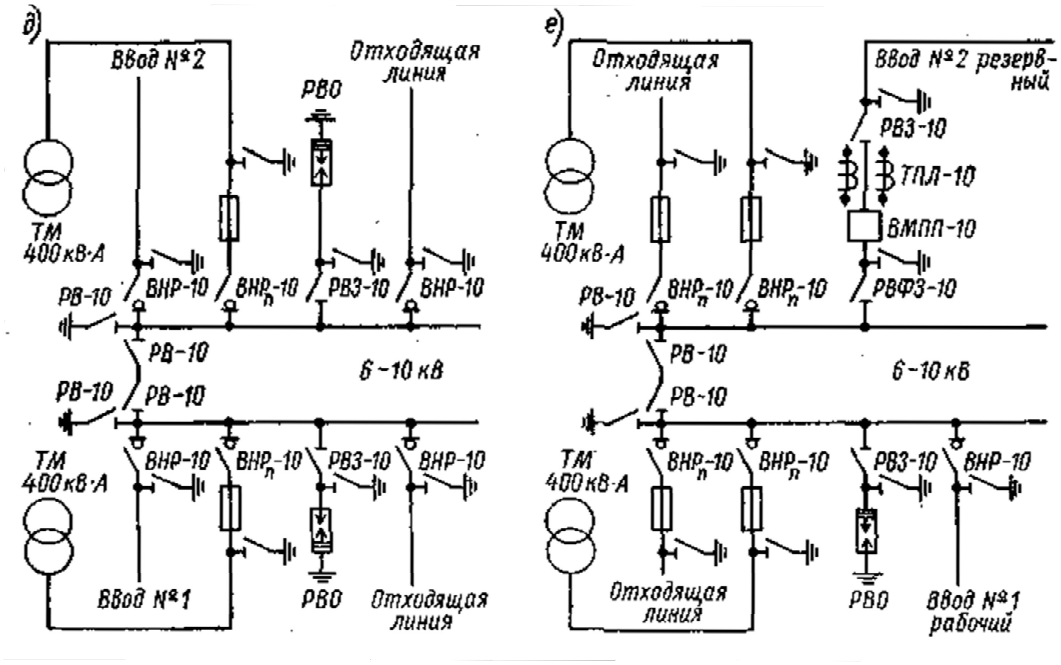
ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ 6—10/0,38 кВ

Типовые трансформаторные подстанции ТП 6—10/0,38 кВ единой серии для городских электрических сетей предназначены для районов с обычными геологическими условиями.

Маркировка ТП определяется числом кабельных или воздушных линий, числом и мощностью устанавливаемых трансформаторов, наличием секционирования шин. Например, тип В-42-400 м4 обозначает ТП с четырьмя (воздушными вводами, двумя трансформаторами мощностью до 400 кВА, с секционированными шинами 6—10 кВ. Буква «м» означает модернизацию ТП, а цифра 4 — порядковый номер модернизации. Тип КСК предусматривает установку комплектной конденсаторной батареи.

Схемы электрических соединений типовых ТП с воздушными вводами приведены на рис. а-е.





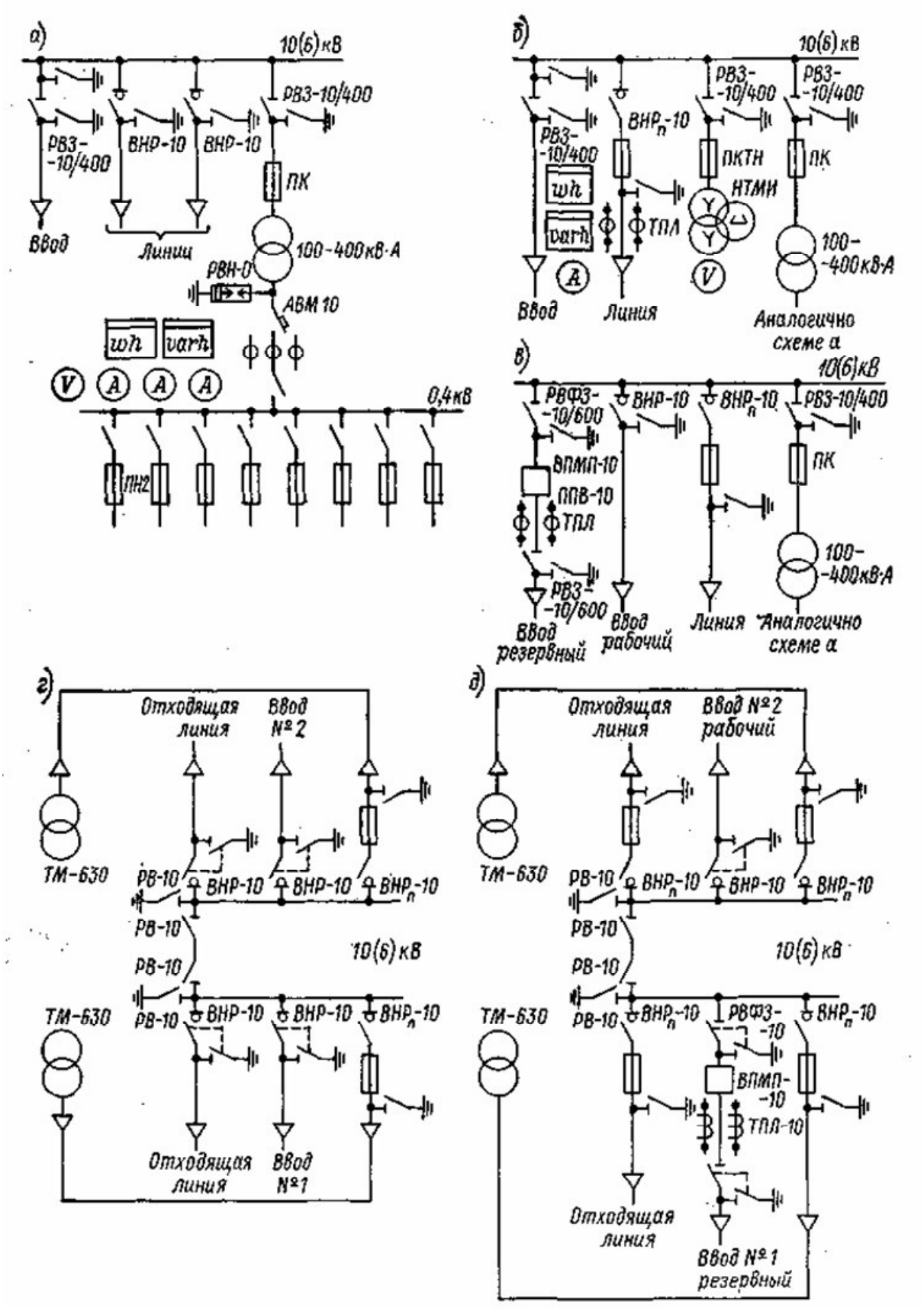
При этом ТП на два трансформатора с секционированными шинами РУ 6—10 кВ могут использоваться для сетей, выполненных по многолучевой схеме с АВР при напряжении 0,38 кВ; при установке на резервном вводе 6—10 кВ выключателя ВВ/TEL-10 предусматривается АВР при напряжении 6—10 кВ; отходящая линия 6—10 кВ с выключателем нагрузки ВНП и трансформаторами тока может использоваться для питания самостоятельного потребителя и т. д. В ТП типа КСК для компенсации реактивной мощности сети 6— 10кВ может быть установлен один комплект конденсаторной установки мощностью до 900 квар.

Трансформаторные подстанции с воздушными вводами размещаются в отдельно стоящем двухэтажном здании. Силовые трансформаторы и щит низшего напряжения расположены в отдельных помещениях на первом этаже, а РУ 6-10 кВ — на втором (рис.). ТП с кабельными вводами размещаются в одноэтажном здании (рис.). Силовые трансформаторы РУ 6—10 кВ и щит 0,38 кВ расположены в отдельных помещениях. Сборные шины РУ 6—10 кВ выполняются одинарными, несекционированными или секционированными двумя разъединителями; РУ 6—10 кВ комплектуется из камер серии КСО и КРУ; распределительный щит 0,38 кВ — одностороннего обслуживания, из панелей серии ЩО-2000. В ТП при необходимости может быть установлена панель уличного освещения.

Комплектные трансформаторные подстанции заводского изготовления предусматриваются как внутренней (КТП), так и наружной (КТПН) установки. Для городских условий наиболее приемлемой является подстанция типа КТПГ и КТПБ.

Конструкция подстанции допускает ее присоединение к воздушным и кабельным сетям.

Схемы электрических соединений типовых ТП с кабельными вводами приведены на рис. а-д.



КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Комплектные распределительные устройства 6—10 кВ делятся на комплектные стационарные РУ одностороннего обслуживания (камеры КСО) и комплектные РУ, имеющие тележки (камеры КРУ).

Камеры КСО рассчитаны для работы при температуре от -20 до +35°С (исполнение УЗ); высоте над уровнем моря не более 1000 м; в невзрывоопасной среде, не содержащей то ко проводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию. Принципиальные схемы первичных соединений элементов РУ из камер КСО приведены в справочнике Г.Н. Ополева. Схемы и подстанции электроснабжения.

Основные технические данные КСО: номинальный ток первичных цепей 400, 630 и 1000 А; номинальный ток отключения камер с выключателями нагрузки и предохранителями 20 кА и 12 кА; ток включения выключателя — 20 кА (действующее значение) и 51 кА (амплитуда); номинальный ток сборных шин 630 и 1000 А; габаритные размеры: ширина 1000 мм, глубина по основанию 1200 мм, высота со сборными шинами 2870 мм; масса камер: с выключателями 650—900 кг, с выключателями нагрузки 550 кг, с трансформаторами напряжения 600—750 кг. Аппаратура, применяемая для первичных соединений: выключатели вакуумного типа, выключатели нагрузки ВНПз, трансформаторы тока ТОЛ-10, ТЛК-10, ТПЛ-10 и ТПОЛ-10, разъединители типа РВЗ, трансформаторы напряжения типов НОМ, НАМИ.

В схеме первичных соединений камер КСО с выключателями нагрузки содержатся выключатели нагрузки, разъединители, трансформаторы тока шин напряжения, разрядники. Камеры предназначены для работы в сухих отапливаемых и неотапливаемых помещениях, на высоте не более 1000 м над уровнем моря, при температуре окружающего воздуха от -5 до + 35°С и относительной влажности до 70%, при отсутствии химически активных и взрывоопасных газов и паров, а также токопроводящей пыли. Основные технические характеристики камер КСО: номинальный ток 400, 600 А; устойчивость сборных шин и отпаек от них при сквозных токах короткого замыкания (амплитудное значение) — 30 кА, четырехсекундный ток — 10 кА; габаритные размеры камер (в миллиметрах): высота со сборными шинами — 1*000, ширина по фасаду — 1000, глубина — 1000.

Характеристики КРУН наружной установки серии Самарского завода. Первичные соединения шкафов КРУН выполняются по следующим схемам:

А. Шкафы вводные, линейные и секционные с выключателем (ток отключения 20 или 31,5 кА):

ввод или линия с двумя трансформаторами тока (ТТ), с устройством автоматического включения заземляющего разъединителя (АВЗР), номинальный ток шкафов 630, 1000 и 1600 А;

ввод с двумя или тремя ТТ с устройством и без устройства АВЗР, номинальный ток шкафов 630, 1000 и 1600 А;

ввод или линия с двумя ТТ и трансформатором напряжения (ТН) с устройством АВЗР, номинальный ток 630 и 1000 А;

кабельный ввод и воздушный вывод с двумя ТТ, номинальный ток 630 А;

кабельный ввод с двумя или тремя ТТ без устройства АВЗР, номинальный ток 630, 1000 и 1600 А;

кабельный ввод с двумя ТТ без устройства АВЗР, номинальный ток 630. 1000 и 1600 А;

секционный выключатель или отделитель номинальный ток 630, 1000 и 1600 А;

Б. Шкафы с общеподстанционным оборудованием, напряжением 6 или 10 кВ (ток динамической стойкости 51 или 81 кА):

трансформатор собственных нужд (СН);

трансформатор СН с ОПН;

шкаф с тремя ТН с заземляющим разъединителем или ОПН;

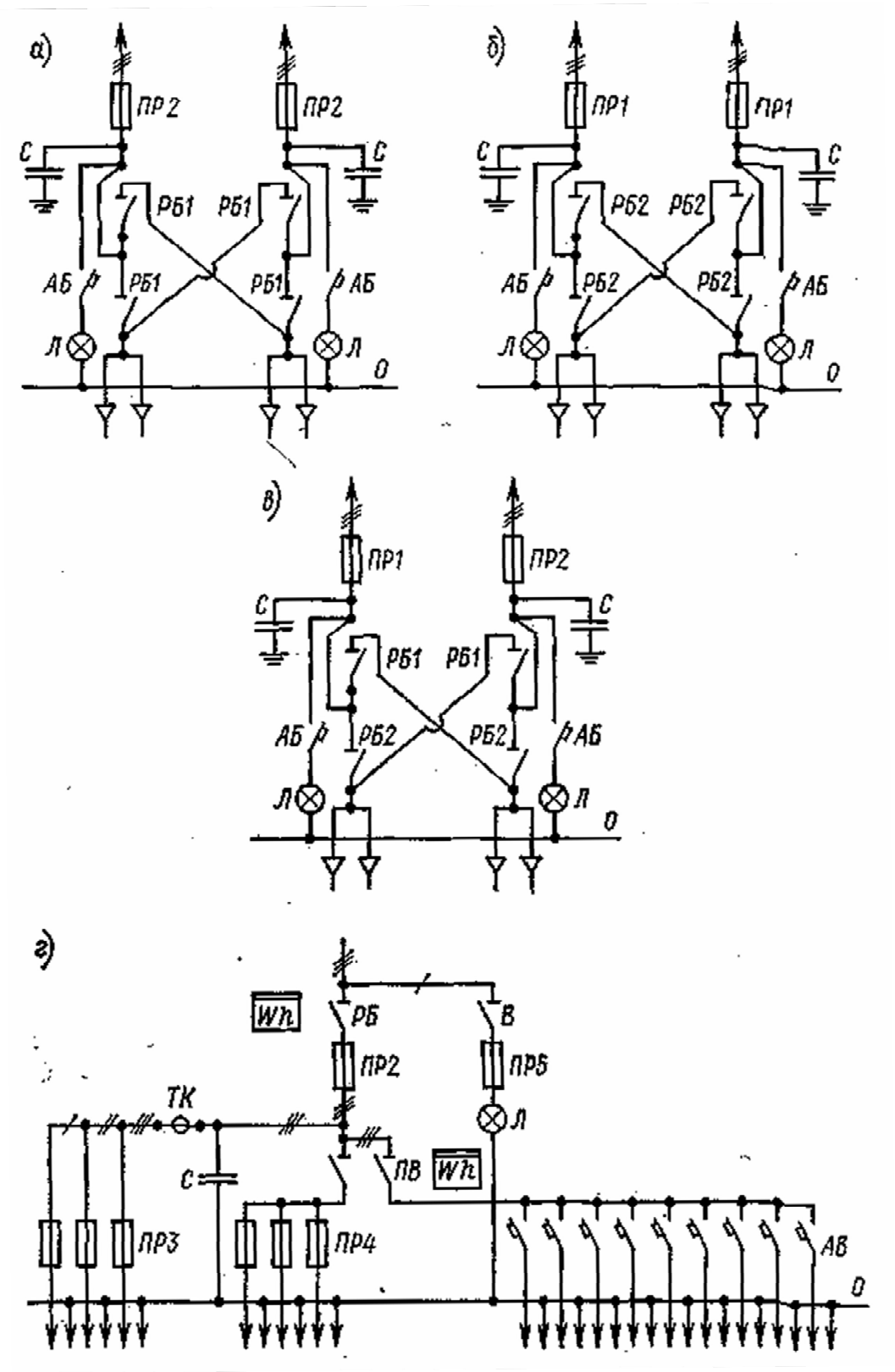
шкаф с тремя ТН, заземляющим разъединителем (или ОПН) и выводом для трансформатора СН; шкаф ТН с воздушным вводом; шкаф с одним или двумя ТН;

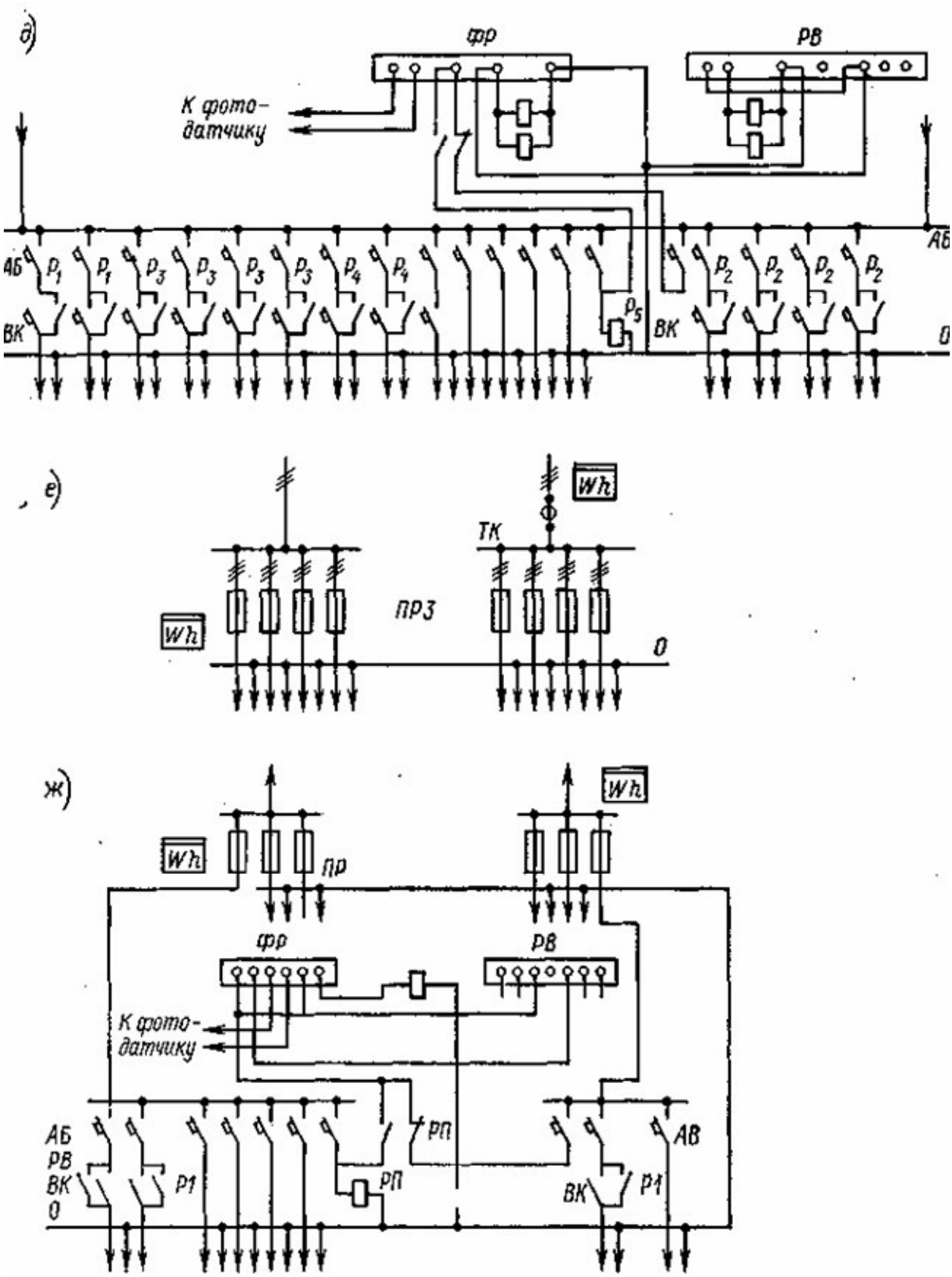
шкаф с тремя конденсаторами и заземляющим разъединителем; шкаф высокочастотной связи и телемеханики. Нормальная работа камер обеспечивается при следующих условиях: высота над уровнем моря до 1000 м; при среднесуточной расчетной температуре не выше + 35 °С и не ниже — 40 °С (иногда - 45 °С); скорость ветра до 15 м/с при толщине стенки гололеда до 20 мм, при отсутствии гололедообразования скорость ветра до 40 м/с. Основные характеристики: номинальное напряжение —10 кВ; номинальный ток первичных цепей 630, 1000, 1600 А; сборных шин 1000, 1600, 2000 и 3200 А; номинальный ток отключения встроенного в ячейку выключателя — 31,5 кА; габаритные размеры КРУ: высота 3120, глубина 3045 и ширина 750 мм. КРУН имеет коридор для обслуживания. Стоимость камер: линейной — 3,4, вводной и секционной — 3,6 тыс. руб. КРУ имеет утепленный коридор управления.

В последние годы начат выпуск ячеек КРУ с элегазовой изоляцией на напряжение 110 и 220 кВ. Номинальный ток сборных шин 1600, отводов 1250 А. Ток отключения выключателя 40 кА, электродинамическая стойкость 125 кА для напряжения 110 кВ и 100 кА для напряжения 220 кВ, полное время отключения выключателя 0,065, включения 0,08 с. Масса ячейки КРУЭ при напряжении 110 кВ равна 8,3—15,2 т, 220 кВ — 8,6—65 т. Ячейки предназначены для работы в помещении, находящемся на высоте над уровнем моря до 1000 м, в окружающей среде, не содержащей химически активных и взрывоопасных примесей. Высокая стоимость ячеек КРУЭ определяет область их применения в случаях, когда решающим является размер площадки для подстанции.

Щиты низкого напряжения. Для щитов РУ 0,38 кВ используются, как правило, панели типа ЩО-2000 (щиты одностороннего обслуживания конструкции 2000 г.). Ошиновка панелей устойчива при ударных токах к. з. до 50 кА. Панели открыты сверху и сзади и предназначены для установки в помещениях с температурой воздуха от -40°С до +40 °С и относительной влажностью до 80%. Панели допускают одностороннее и двухстороннее обслуживание.

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домах повышенной этажности используются вводно-распределительные и распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ (см. рис.).


а)
ПР2
ПР2
С
С
РБ1
РБ1
АБ
РБ1
РБ1
АБ
Л
Л
О
б)
ПР1
ПР1
С
С
РБ2
РБ2
АБ
РБ2
РБ2
АБ
Л
Л
О
в)
ПР1
ПР2
С
С
РБ1
РБ1
АБ
РБ2
РБ2
АБ
Л
Л
О
г)
Wh
РБ
В
ПР2
ПР5
ТК
Л
С
ПВ
Wh
ПР3
ПР4
АВ
О



Для приема и распределения электроэнергии в сетях напряжением до 660 В применяются силовые сборки ШР-11. Сборки выполняются на пять и восемь отходящих линий с защитой их предохранителями. Размер сборки 1650 х 550 х 350 мм при пяти и 1650 х 750 х Х 350 мм при восьми отходящих линиях.

Тема 10. Защита и автоматические устройства городских распределительных сетей

Выключатели, выключатели нагрузки, предохранители и автоматические выключатели. Защита трансформаторов и сетей напряжением до 1000 В. Автоматические устройства в сети напряжением до 1000 В. Автоматические устройства распределительной сети 6-10 кВ.

Релейная защита и автоматика в городских электрических сетях должна выполняться с учетом требований ПУЭ.

Устройства релейной защиты и автоматики в городских распределительных сетях должны, как правило, выполняться на переменном оперативном токе и, в обоснованных случаях, на выпрямленном токе. Эти устройства должны выполняться по наиболее простым и надежным схемам с минимальным количеством аппаратуры.

Питающие сети 10(6) кВ должны выполняться с учетом автоматического резервирования линий в РП. При параллельной работе питающих линий на приемных концах должна применяться максимальная токовая направленная защита.

Для защиты радиальных линий 10(6) кВ с односторонним питанием от многофазных замыканий должна предусматриваться максимальная токовая защита. На воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях, как правило, должна устанавливаться двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой должна выполняться в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с выдержкой времени.

Устройство АПВ, как правило, должно предусматриваться на воздушных и смешанных линиях.

На секционных выключателях РП 10(6) кВ должна устанавливаться максимальная токовая защита с ускорением действия защиты при АВР. При необходимости сокращения выдержек времени в сети допускается предусматривать на секционном выключателе защиту, вводимую на время действия АВР.

При наличии в ячейках РУ 10(6) кВ дуговой защиты устройство АВР должно быть выполнено с блокировкой, предотвращающей включение секционного выключателя на секцию, имеющую внутреннее повреждение.

Для защиты трансформаторов в ТП со стороны 10(6) кВ следует, как правило, применять предохранители при условии обеспечения селективности их работы с защитами смежных элементов.

На линиях 10(6) кВ рекомендуется предусматривать указатели протекания токов короткого замыкания.

Для защиты элементов сетей напряжением до 1 кВ рекомендуется применять закрытые плавкие предохранители. Если защита линий до 1 кВ и трансформаторов ТП находятся в ведении одной организации, то защиту трансформаторов со стороны низшего напряжения допускается не предусматривать.

В тех случаях, когда при защите линий до 1 кВ от междуфазных КЗ не выполняется требование предыдущего пункта рекомендуется предусматривать специальную защиту, обеспечивающую отключение линии при однофазном КЗ.

При параллельной работе трансформаторов через сеть 0,38 кВ в точках потокораздела петлевых линий следует устанавливать предохранители с номинальным током на одну-две ступени меньше в зависимости от значения тока КЗ, чем номинальный ток головных предохранителей петлевых линий в ТП.

При двухлучевых (многолучевых) схемах сетей с АВР на напряжении 0,38 кВ или 10(6) кВ параллельная работа трансформаторов через сеть 0,38 кВ не допускается.

Защита линий выше 1 кВ до 35 кВ от замыканий на землю, как правило, должна выполняться с действием на сигнал.

ЗАЩИТА И АВТОМАТИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА ГОРОДСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Предохранители напряжением до 1000 В выпускаются на номинальные токи менее 1000 А и предназначаются для защиты электрических установок напряжением до 660 В от токов короткого замыкания и недопустимых токовых перегрузок. Разрывная способность предохранителей характеризуется предельным отключаемым током короткого замыкания, равным эффективному значению периодической составляющей тока (в первый период протекания тока). Предохранители типа ПН-2 (предохранители с наполнителем) различаются по номинальным токам предохранителя и плавкой вставки. Предохранители типа ПР-2 (предохранители с разборным патроном без наполнителя) различаются по габаритным размерам, номинальным напряжениям, токам предохранителя и плавкой вставки.

Предохранители напряжением выше 1000 В типа ПТК (предохранители кварцевые) с заполнением кварцевым песком предназначаются для защиты от замыкания.

В каталогах указываются зависимости средних значений времени плавления вставок предохранителей и значений времени гашения дуги от протекающего тока, которые используются для определения времени работы предохранителей. Полное время отключения токов большой кратности составляет 0,005—0,007 с, т. е. предохранители являются токоограничивающими.

В зависимости от напряжения наименьший ток отключения превосходит в 2—7 раз номинальный ток плавкой вставки. На большие номинальные токи предохранители комплектуются из двух или четырех патронов. Предохранителе можно применять только в сетях с напряжением, соответствующим номинальному напряжению предохранителя. Для защиты трансформаторов напряжения используются предохранители типа ПКН, обладающие неограниченной отключающей способностью.

Выключатели и автоматические воздушные (автоматы) серии АВМ предназначены для работы в электрических силовых установках напряжением 660 В и служат для автоматического размыкания цепей редко возникающих коротких замыканиях и допустимых перегрузках, также для нечастых коммутаций тех же цепей при нормальных условиях работы. Автоматы изготовляются для общего и специального применения, а также для стационарной и выдвижной установки. В зависимости от типа используемого при вода автоматы выпускаются с ручным и рычажным приводом, а также с дистанционным электромеханическим приводом.

Автоматы могут иметь два или три максимальных расцепителя: максимальный расцепитель с обратнозависимой от тока выдержкой времени при перегрузках (с часовым механизмом), расцепитель мгновенного срабатывания и с независимой оттока выдержкой времени при коротких замыканиях. Уставки выдержки времени при коротких замыканиях составляют 0,25 и 0,4 сек или 0,4 и 0,6 сек. Выдержка времени при наименьшей уставке тока на шкале перегрузок не менее 10 с, допускается уменьшение времени срабатывания при перегрузках, автоматы могут иметь добавочный расцепитель (независимый или минимального напряжения). Независимый расцепитель предназначен для дистанционного отключения автомата. Расцепитель минимального напряжения отключает автомат при снижении напряжения до 30% номинального и ниже. Собственное время отключения автоматов составляет 0,06—0,095 сек. Пусковая мощность (максимальная) катушки независимого расцепителя минимального напряжения составляет 50 В-А, а пусковой ток двигателя переменного тока электромагнитного привода —35 А,

Автоматы с ручным и рычажным приводом имеют коммутатор на четыре цепи с двумя замыкающими и двумя размыкающими вспомогательными контактами, с электромагнитным приводом — на шесть цепей по три вспомогательных контакта, соответственно.

Выключатели автоматические воздушные серии А-37 (установочные автоматы). Предназначены для нечастых (до шести включений в час) оперативных включений и отключений электрических цепей и защиты электрических установок при перегрузках и коротких замыканиях, а также при недопустимых снижениях напряжения. Применяются в электроустановках жилых и общественных зданий.

Номинальный ток автомата определяется номинальным током расцепителя. Тепловой расцепитель срабатывает с обратно зависимости от тока выдержкой времени. Электромагнитный расцепитель срабатывает без выдержки времени. Расцепители максимального тока изготавливаются с нерегулируемыми уставками на ток и время срабатывания. Автоматы могут дополняться независимым расцепителем для дистанционного отключения, расцепителем минимального напряжения, имеют набор контактов для управления.

Электромагнитные контакторы серии КТ предназначены для дистанционного включения и отключения силовых цепей. Применяются также в устройствах автоматического включения резервного питания в сетях напряжением до 1000 В. Контактор не может быть использован для защиты электроустановок при нарушении нормального режима.

ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ И СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

Выбор номинальных характеристик предохранителей и автоматов для защиты элементов сетей напряжением до 1000 В производится в соответствии с расчетной нагрузкой защищаемого элемента. При этом отключающие характеристики предохранителей и автоматов должны удовлетворять условиям возникающих к. з. в защищаемой цепи, а также избирательности между защитами на разных ступенях рассматриваемой электрической цепи.

Защита трансформаторов. Для обеспечения избирательной работы предохранителей, используемых для защиты трансформаторов, необходимо, чтобы полное наибольшее время перегорания предохранителя напряжением до 1000 В было всегда меньше наименьшего времени перегорания предохранителя, установленного со стороны напряжения выше 1000 В.

Для защиты линии напряжением до 1000 В номинальный ток плавкой вставки $I_в$ должен удовлетворять условию $\boldsymbol{I_в > I_{макс}}$, где $\boldsymbol{I_{макс}}$ - расчетный ток нагрузки защищаемой линии. Выбранный Iв необходимо проверить по условию послеаварийного режима линии, защиты линии от однофазных замыканий, избирательности предохранителя по отношению к другим степеням защиты. Параметры предохранителя учитываются также при проверке кабельных линий напряжением до 1000 В на термическую стойкость.

В послеаварийном режиме должно выполняться условие $I_в$>Iмакс.а, где Iмакс.а — нагрузка линии в послеаварийном режиме. При этом необходимо учитывать, что плавкая вставка не перегорает при токе, равном (1,2-1,6) $I_в$, в течение 3 ч, а расчетное время максимума нагрузки составляет 30 мин. С учетом этого рассматриваемое условие записывается $\boldsymbol{I_В \geq I_{макс.а} / (1{,}2 \div 1{,}6)}$.

Защита сетей напряжением до 1000 В от однофазных замыканий. В четырехпроводных сетях до 1000 В с глухим заземлением нейтрали с целью обеспечения автоматического отключения поврежденного участка заземляющие проводники должны быть выбраны так, чтобы при замыкании на землю или нулевой провод соблюдалось условие: $\boldsymbol{I_В \leq I_{КЗ}^{(1)} / 3}$, где $\boldsymbol{I_в}$ — номинальный ток плавкой вставки, А; $\boldsymbol{I_{КЗ}^{(1)}}$ — минимальный ток однофазного короткого замыкания, определяемый полным сопротивлением петли проводов фаза — нуль до места повреждения, А.

Приближенно $\boldsymbol{I_{КЗ}^{(1)} \approx U_Ф / (Z_П + Z_Т / 3)}$, где $\boldsymbol{U_Ф}$ — фазное напряжение сети, В; $\boldsymbol{Z_Т}$ — полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус, Ом; $\boldsymbol{Z_П}$ — полное сопротивление цепи фаза — нуль, Ом. Расчет полного сопротивления цепи фаза—нуль производится по формуле

$$\boldsymbol{Z_П = \sqrt{(r_Ф + r_Н + r_А)^2 + (x_Ф + x_Н + x_А)^2}},$$

где $r_Ф$ и $x_Ф$ - активное и внутреннее индуктивное сопротивление фазного провода, соответственно, Ом; $r_Н$ и $x_Н$ - то же для нулевого (защитного или рабочего) проводника. Ом; $r_А$ — активное сопротивление переходных контактов цепи фаза — нуль, Ом; $x_А$ — внешнее индуктивное сопротивление цепи фаза — нуль, Ом. При этом учитываются сопротивления болтовых соединений на шинах и шин, зажимов на вводах и выводах аппаратов, разъемных контактов аппаратов, элементов сети напряжением выше 1000 В, контакта в месте короткого замыкания. Сопротивление контакта вместе к. з. может приниматься до 0,015 Ом.

Условия избирательной работы предохранителей. При расстановке предохранителей их избирательная работа определяется с помощью защитных характеристик. При использовании предохранителей типа ПН-2 учитываются следующие условия. При протекании тока к. з. через два последовательно установленных предохранителя с номинальными токами $I_{вб}$ и $I_{вм}$, причем $I_{вб}>I_{вн}$, избирательную работу предохранителей будем иметь при условии $t_{ср_А} > t_{ср_М}$, где $t_{ср_Б}$ и $t_{ср_М}$ - фактическое время перегорания предохранителей $I_{вб}$ и $I_{вм}$, соответственно, определяемое из их характеристик. При этом должны быть учтены разбросы характеристик, определяемые допусками, установленными при изготовлении вставок, старением вставок во время работы и т. д.

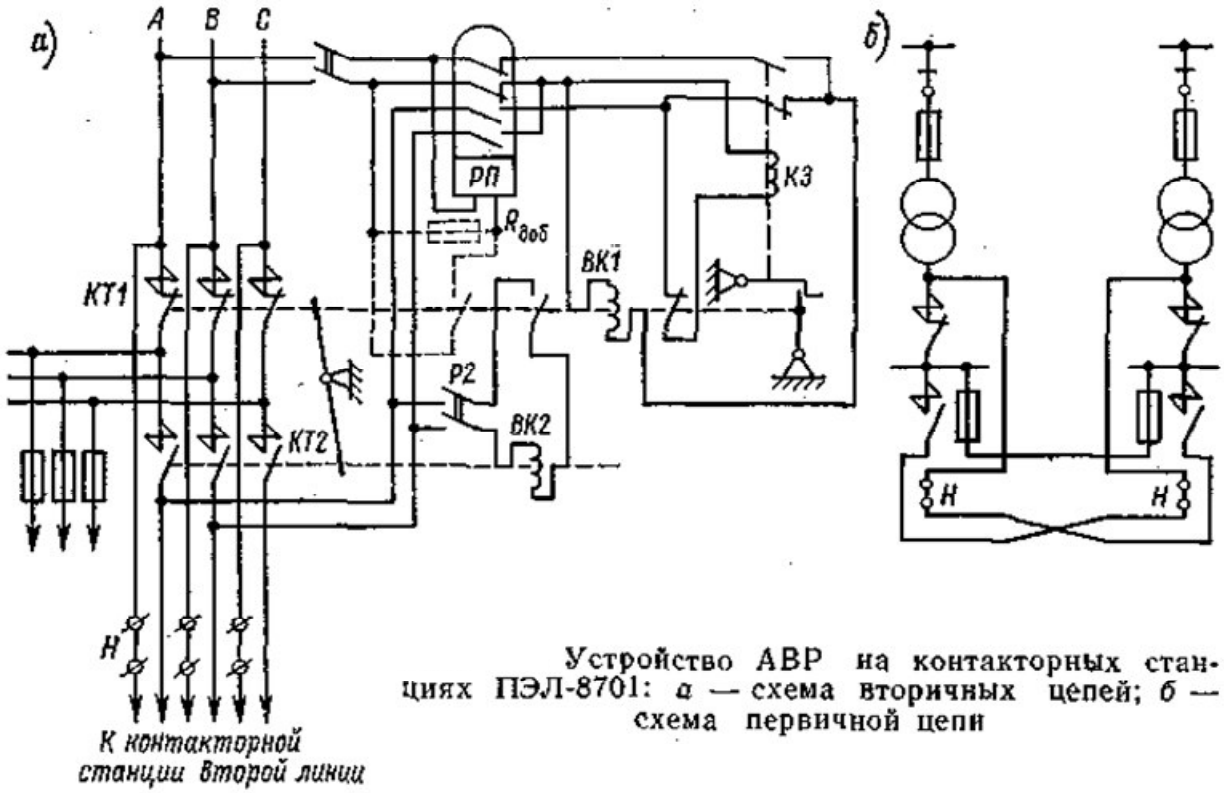
Особенности защиты замкнутых сетей напряжением до 1000 В определяются распределением токов к.з., которые изменяются по значению и направлению в зависимости от места повреждения. Избирательная защита трансформатора обеспечивается установкой на стороне напряжения до 1000В автомата обратного потока мощности (сочетание воздушного автоматического выключателя с элементом, реагирующим на изменение направления потока мощности). В качестве последнего используется реле обратной мощности типа ПРОМ, выполненное на полупроводниках. Защита действует на электромагнит отключения автомата трансформатора. Блок задержки формирует токовременную характеристику реле, обеспечивающую селективность срабатывания реле и предохранителя ПН-2 замкнутой сети.

Проверка избирательности предохранителей П1, П2 и П3, а также предохранителей, устанавливаемых в узлах замкнутой сети напряжением до 1000 В при повреждении ее элементов может производиться по характерной зоны селективности предохранителей ПН-2, построенные для наиболее распространенных плавких вставок.

АВТОМАТИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА В СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

Контакторные станции. Для устройства АВР напряжением до 1000 В применяются контакторные станции типов ПЭХ-8701, ПЭЛ-8701 и ПЭВ-8701. В зависимости от напряжения вторичной коммутации станции имеют обозначение: 51А1 на 127 В, 52А2 на 220 В и 53АЗ на 380 В. На станциях ПЭХ и ПЭЛ в качестве контактора основного питания используется контактор КТ-4035 на 600 А, на станциях ПЭВ — контактор КТВ-4035 Б с устройством магнитного гашения дуги. Станции имеют электромеханическую защелку.

Устройство АВР напряжением до 1000 В. Для АВР в ТП устанавливаются две контакторные станции. Схема первичных сетей ТП с устройством АВР и принципиальная схема станции ПЭЛ-8701 приведены на рис.



Устройство АВР на контакторных станциях ПЭЛ-8701: *а* — схема вторичных цепей; *б* — схема первичной цепи

Устройство АВР работает следующим образом. В нормальном режиме контактор основного питания КТ1 включен я удерживается защелкой. Контактор резервного питания КТ2 отключен. При исчезновении напряжения реле РП (вспомогательный контактор КТ2-0202) обесточивается, его верхние контакты размыкаются, нижние - замыкаются, в результате подается напряжение резервного питания на втягивающую катушку ВКI контактора КТ1 и на катушку защелки КЗ. Контактор КТ1 удерживается во включенном положении и дает возможность катушке защелки КЗ произвести расщепление контактора с защелкой. При этом размыкается вспомогательный контакт защелки и втягивающая катушка ВКI контактора КТ1 обесточивается, Контактор КТ1 отключается, размыкаются вспомогательные контакты в цепи катушки защелки, чем снимается напряжение с последней. Вместе с этим замыкаются вспомогательные контакты в цепи втягивающей катушки ВК2 контактора резервного питания КТ2 к последний выключается. При восстановлении напряжения основного питания работает реле РП и подает напряжение на втягивающую катушку ВК1 контактора основного питания КТ1. Нижние контакты реле РП замыкаются и снимают питание с втягивающей катушки ВК2 контактора резервного питания КТ2. В результате контактор КТ2 отключается, а контактор КТ1 включается и становится на защелку, которая запирает контактор КТ2 под действием собственной массы. Для увеличения термической стойкости катушек реле РП рекомендуется включать добавочное сопротивление Rдоб по схеме, указанной на рис. штриховой линией. Добавочное сопротивление ПЭ-50 равно 160 Ом при напряжении 220 В и 500 Ом — при напряжении 380 В. В последнее время выпускаются контакторные станции ПДУ-8301 с контакторами типа КТ-6063 на ток 1000 А.

АВТОМАТИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 6-10 кВ

Автоматические устройства распределительных сетей 6—10 кВ базируются на использовании двух выключателей нагрузки: один — заводской конструкции, устанавливаемый на линии основного питания, другой — переделанный, устанавливаемый на линии резервного питания.

Выключатели нагрузки с ручным приводом предназначены для включения и отключения отдельных участков электрических цепей высокого напряжения при токах на-

грузки, а также для защиты сетей от токов короткого замыкания. В последнем случае последовательно подключаются предохранители типа ПКТ. Выключатель нагрузки обозначается ВНРп-10. Для ручного управления применяют привод ПР-17, для дистанционного отключения — привод ПРА-17. Существует модификация ВНРп-10 с устройством для подачи команды на отключающий электромагнит при перегорании предохранителя ПКТ.

Изменение в конструкции выключателя нагрузки заключается в перестановке отключающих пружин на траверсе, в результате чего достигается возможность автоматического включения. Предельный ток включения определяется стойкостью выключателя при сквозных к. з.

Устройство автоматического включения резерва.

Принципиальная схема АВР при напряжении 6—10 кВ указана на рис.

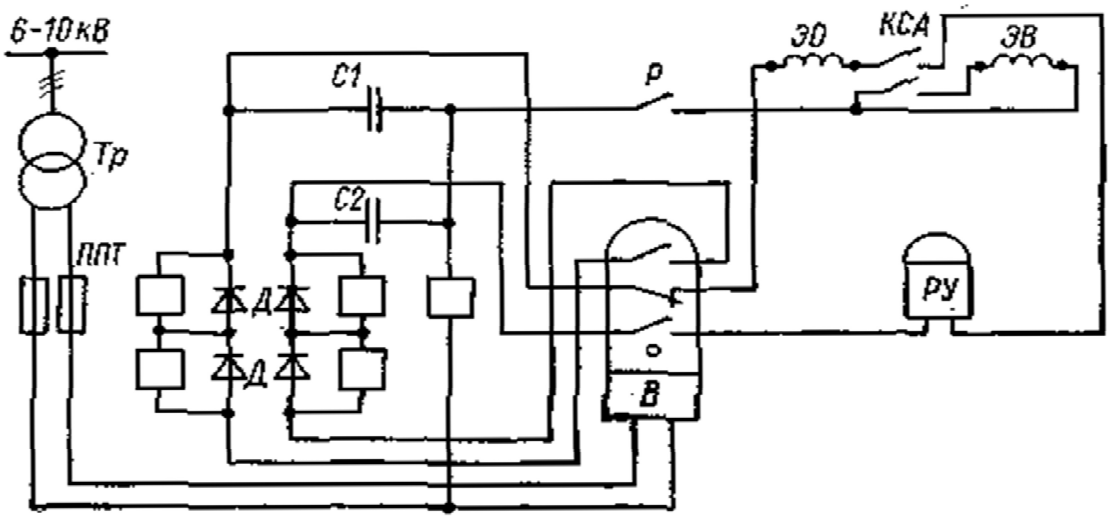


Схема АВР с использованием выпрямленного напряжения

Выключатель ВНР-10 заводской конструкции 1, предельный — 2. Работа АВР производится по фактору исчезновения напряжения на линии основного питания 6—10 кВ. Контроль наличия напряжения на шинах ТП осуществляет реле времени В (ЭВ-225), присоединенное к силовому трансформатору. Источником оперативного тока является однофазный трансформатор НОМ, присоединенный к линии резервного питания 6—10 кВ.

При исчезновении напряжения на шинах ТП реле В с установленной выдержкой времени замыкает контакт и подает оперативный ток на отключающую катушку ЭО выключателя нагрузки 1, который отключается. После этого создается цепь на включение выключателя нагрузки 2.

Выдержка времени $t_{АВР} \approx t_{Л} + (0{,}5 \div 0{,}7)$, где $t_л$ — выдержка времени релейной защиты в головном участке линии 6—10 кВ основного питания. Схема АВР не учитывает возможность повреждения сборных шин 6—10 кВ ТП, что допускается действующими правилами. Устройство может применяться только при наличии разомкнутых сетей до 1000 В.

На рис. а представлена схема АВР для сети напряжением 6—10 кВ для случая параллельной работы трансформаторов через замкнутую сеть напряжением до 1000 В.

В нем дополнительно устанавливаются предохранители ПК на линии 6—10 кВ основного питания, автомат А и комплект направленной защиты (реле М) на стороне напряжения до 1000 В трансформатора.

Работа АВР производится по фактору появления в элементах сетей обратного потока мощности и автоматического включения выключателя нагрузки линии 6—10 кВ резервного питания на место повреждения. В частности, при повреждении линии 6—10 кВ основного питания направление потока энергии через трансформатор Тр изменяется на обратное, реле мощности М замыкает свои контакты; включается выключатель ВН2 линии резервного питания, предохранитель ПК1 перегорает и выключатель ВН1 отключается. В результате ТП отделяется от повредившейся линии И переключается на резервную линию 6—10 кВ. При повреждении трансформатора Тр перегорает предохранитель ПК2, реле мощности М и времени В с выдержкой времени 1,0—1,5 с дают команду на отключение автомата А.

Устройство автоматического избирательного резервирования (АИР). Принципиальная схема устройства АИР при напряжении 6—10 кВ приведена на рис. б.

Выключатель нагрузки ВН1 — заводской конструкции, выключатель ВН2 — переделанный. В цепи отходящей линии 2 предусматривается элемент, реагирующий на протекание токов к. з. (ТТ и токовое реле Т). Устройство АИР работает по фактору исчезновения напряжения на линии 6—10 кВ основного питания. При ее повреждении схема АИР работает аналогично устройству АВР. Выключатель ВН3 остается во включенном положении.

В случае повреждения отходящей линии 2 токовое реле Т возбуждает промежуточное реле Я, в результате чего отключается отходящая линия 2 и включается линия резервного питания 3. Выключатель ВН1 линии 1 основного питания остается во включенном положении. В схему введено тепловое реле Т на случай возникновения на отходящей линии 2 сквозных к. з., возможных при повреждении на стороне вторичного напряжения трансформаторов в ТП.

Время действия Т составляет 20—40 с.

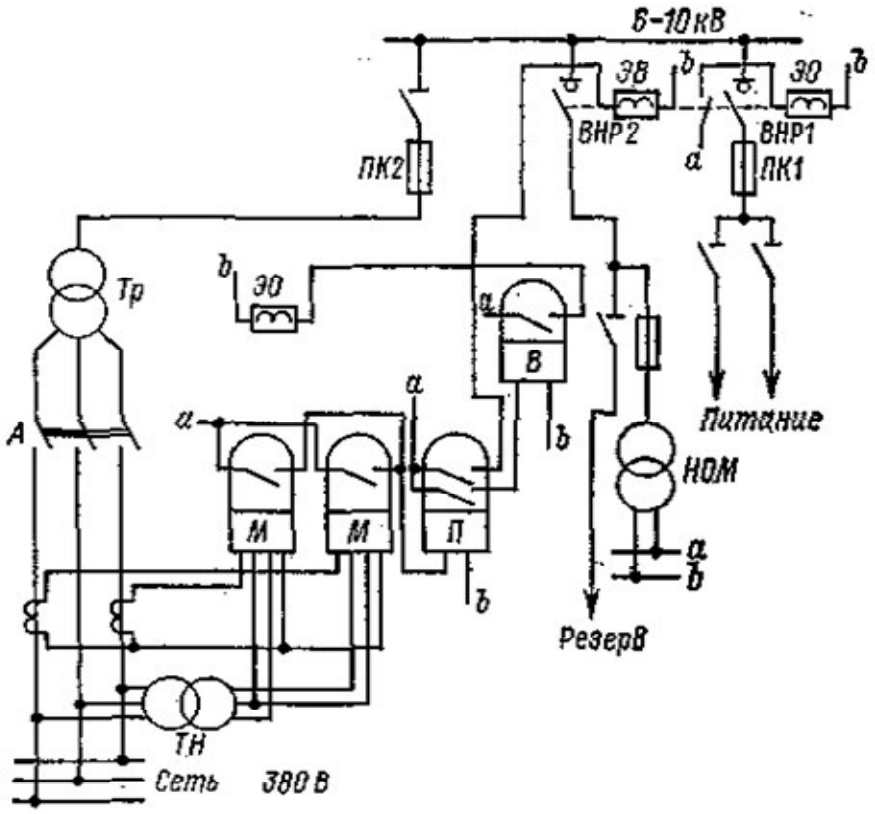


Схема ТП и устройства АВР при наличии параллельной работы трансформаторов через сеть 0,38 кВ

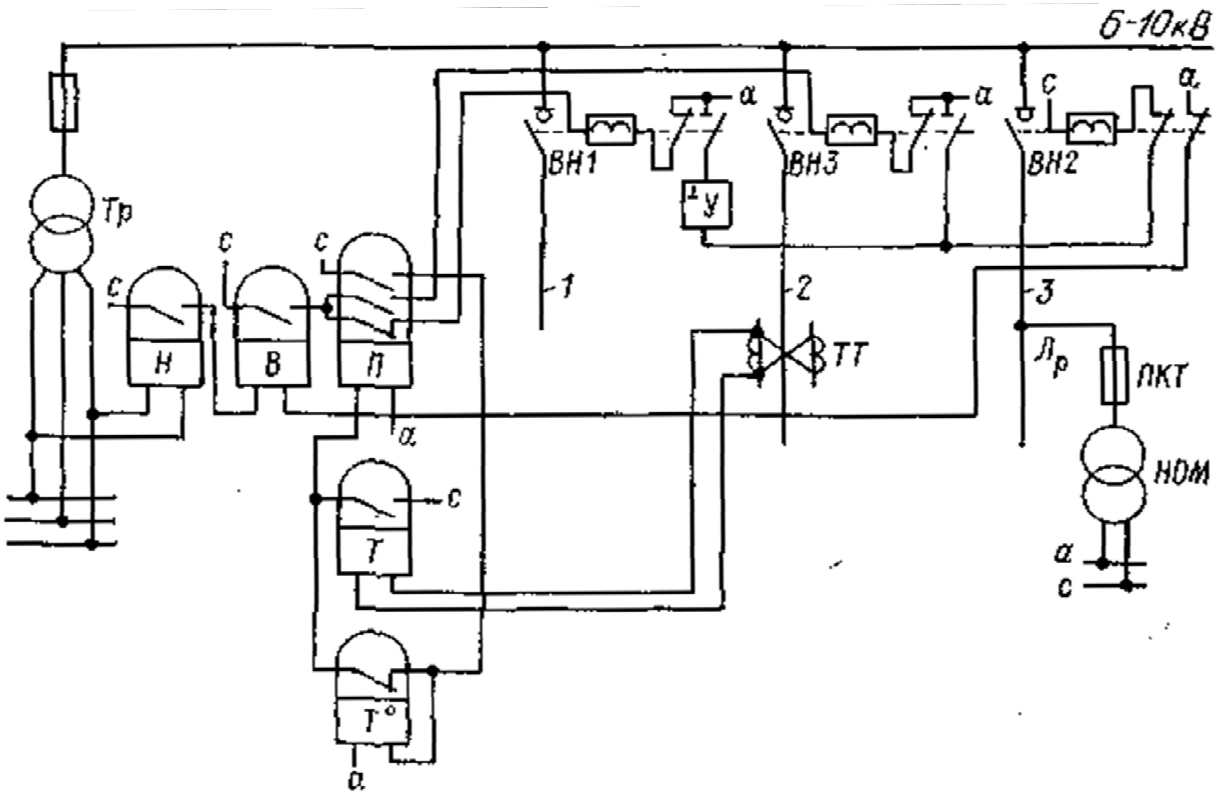


Схема устройства АИР

1 — питающая линия; 2 — отходящая линия; 3 — резервная линия

Тема 11. Режимы работы и организация эксплуатации электрических сетей

Требования к качеству напряжения. Регулирование и изменение напряжения. Ограничение токов короткого замыкания. Режим нейтрали и компенсация емкостных токов замыкания на землю. Перевод действующих кабельных сетей на повышенное напряжение.

В настоящее время нормативным документом в области качества электроэнергиии является ГОСТ 13109-97 – «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», утвержденный Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации и введенный в качестве Госстандарта РФ с 1.01.99 г.

В стандарт введены следующие *показатели качества электроэнергии* (ПКЭ).

- установившееся отклонение напряжения δU_y;
- размах изменения напряжения δU_t;
- доза фликера P_t: P_{St} - кратковременная доза фликера; P_{Lt} - длительная доза фликера;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U;
- коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U};
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U};
- отклонение частоты Δf;
- длительность провала напряжения Δt_n;
- импульсное напряжение $U_{имп}$;
- коэффициент временного перенапряжения $K_{пер\ U}$.

Вспомогательные параметры электрической энергии включают в себя:

- частоту повторения изменений напряжения $F_{\delta Ut}$;
- интервал между изменениями напряжения $\Delta t_{i,\ i+1}$;

– глубину провала напряжения δU_n;
– частость появления провалов напряжения F_n;
– длительность импульса по уровню 0,5 его амплитуды $\Delta t_{имп0,5}$;
– длительность временного перенапряжения $\Delta t_{пер\ U}$.

Установившееся отклонение напряжения, δU_y – это разница между средним текущим значением напряжения, U_y и его номинальным значением, $U_{ном}$, отнесенная к номинальному напряжению

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\ \% \ .$$

При отклонениях подводимого к электроприемникам напряжения от номинальных значений условия работы электроприемников ухудшаются, снижается экономичность нх работы, значительные отклонения напряжения могут привести к нарушению работы электроприемников. Считается, что качество напряжения на зажимах электроприемников промышленных предприятий может быть оценено экономическими показателями. Для электроприемников коммунально-бытового характера непосредственная количественная оценка качества напряжения затруднительна, поэтому здесь необходимо исходить из условий обеспечения технически допустимых отклонений напряжения, при которых электроприемники, присоединенные в различных точках сети, будут выполнять свои функции без особых отклонений от расчетных показателей работы.

Допустимые отклонения напряжения у электроприемников нормируются ГОСТ 13109—97. В соответствии с этими нормами городские электрические сети должны обеспечивать на зажимах присоединенных к ним приемников электрической энергии в нормальном режиме отклонения напряжения, не превышающие следующие значения:

а) на зажимах приборов рабочего освещения, установленных в производственных помещениях и общественных зданиях, где требуется значительное зрительное напряжение, а также в прожекторных установках наружного освещения допускаются отклонения напряжения от—2,5 до 5 %;

б) на зажимах электродвигателей и аппаратов для их пуска и управления — от — 5 до 10 %.

в) для остальных электроприемников, в том числе приемников животноводческих комплексов и птицефабрик допускаются отклонения напряжения в пределах ± 5 % номинального.

В послеаварийных режимах допускается дополнительное понижение напряжения на 5 %.

Параметры сети должны быть выбраны таким образом, чтобы независимо от режима работы и места присоединения электроприемников в сети и на их зажимах выдерживались указанные отклонения напряжения. Для этого в процессе проектирования все звенья системы электроснабжения от ЦП до зажимов электроприемников должны быть проверены на отклонения напряжения, с тем чтобы отклонения находились в допустимых пределах.

Расчеты электрических сетей на отклонения напряжения производятся для режимов максимальных и минимальных нагрузок. При отсутствии необходимых данных допускается принимать нагрузку в минимальном режиме в пределах 25—30 % от максимальной. При разнородном составе потребителей следует также производить расчет сети для промежуточного уровня нагрузок в утренние и дневные часы суток. По действующим нормам анализируются лишь режимы крайних потребителей: ближайшего к источнику и наиболее удаленного электроприемников. Сети напряжением 0,38—20 кВ должны проверяться на допустимые значения размаха изменений напряжения. Полученные после расчета значения размаха изменений напряжения сравниваются, с регламентированными ГОСТ 13109—97 значениями на зажимах ламп накаливания в зависимости от частоты повторяемости колебаний или интервала следующих друг за другом

изменений напряжения. Для остальных электроприемников размах изменений напряжения не нормируется.

Изменения напряжения возникают при работе электродвигателей лифтовых установок. Расчеты в этом случае можно проводить с некоторыми допущениями, рассматривая указанные изменения напряжения как дополнительные потери напряжения (не учитывается влияние сети напряжением 6—10 кВ, напряжение на шинах 0,38 кВ ТП принимается равным 1,05 Uн):

Несимметрия и несинусоидальность напряжений также регламентируется ГОСТ 13109-97.

Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности, K_{2U}, равен отношению напряжения обратной последовательности первой гармоники к напряжению прямой последовательности первой гармоники

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{1(1)}} \cdot 100\%,$$

где (1) – основная частота.

Напряжение обратной последовательности $U_{2(1)}$ определяют методом симметричных составляющих или приближенно по формуле с погрешностью, не превышающей 8%

$$U_{2(i)} = 0{,}62 \cdot \left(U_{нб(1)i} - U_{нм(1)i} \right),$$

где $U_{нб(1)i}, U_{нм(1)i}$ - наибольшее и наименьшее действующие значения из трех междуфазных напряжений основной частоты в ***i***-ом наблюдении, В, кВ.

Его нормативные значения равны: нормально допустимое значение – 2 %; предельно допустимое значение – 4 %.

Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности, K_{0U}, равен отношению напряжения нулевой последовательности U_0 к напряжению прямой последовательности первой гармоники

$$K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{1(1)}} \cdot 100\%.$$

Он определяется методом симметричных составляющих или приближенно по формуле с погрешностью, не превышающей 10%:

$$U_{0(i)1} = 0{,}62 \cdot \left(U_{нб.ф(1)i} - U_{нм.ф(1)i} \right)$$

и нормируется следующим образом в точке общего присоединения к четырехпроводным электрическим сетям 0,38 кВ: нормально допустимое значение – 2 %; предельно допустимое значение – 4 %.

Для распределительных электрических сетей 0,38 кВ коммунально-бытового характера наличие некоторой несимметрии неизбежно, так как все ее потребители однофазные. Снизить несимметрию можно в результате выбора сечения нулевого провода четырехпроводных внутренних сетей 0,38 кВ равным сечению фазного провода, наружных — не менее 30—50 % фазного, а также при выполнении сетей 0,38 кВ жилых районов по сложнозамкнутым схемам. Снижение несимметрии в эксплуатации обеспечивается перераспределением нагрузки потребителей по фазам.

Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения, ***KU***, определяется по формуле

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)}^2}}{U_{(1)}} \cdot 100\%,$$

где $U_{(n)}$ - напряжение n-ой гармоники;

$U_{(1)}$ - напряжение первой гармоники

Несинусоидальность напряжения обусловливается в городских распределительных сетях питанием электроприемников с электронной аппаратурой, газоразрядными лампами, выпрямительными установками городского транспорта и т. д. Значение коэффициента несинусоидальности напряжения в пределах до 5 % длительно допустимо на зажимах любого приемника электрической энергии. Для электроприемников потребителей, искажающих характеристики напряжения, следует предусматривать мероприятия по улучшению качества напряжения с установкой фильтров или стабилизирующих устройств в комплексе с электроприемниками потребителей.

РЕГУЛИРОВАНИЕ И ИЗМЕНЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Регулирование напряжения — это автоматическое или любое преднамеренное изменение режима напряжения в целях обеспечения требуемого уровня или повышения экономичности всей системы электроснабжения, включая производственные механизмы. Изменение режима напряжения осуществляется путем разовых мероприятий, воздействующих на величину напряжения. Вопросы регулирование напряжения следует разрабатывать совместно с вопросами компенсации реактивной мощности, рассматривая при этом баланс и распределение реактивной мощности, выбор источников реактивной мощности и т. д. Критерием правильности выбора устройства регулирования и средств компенсации является минимум приведенных затрат при условии выполнения в сети всех технических условий, в том числе качественного напряжения.

Для сравнения действительного отклонения напряжения с допустимым все элементы сети в совокупности проверяют на допустимые отклонения напряжения с учетом режима напряжений на шинах ЦП при максимальных и минимальных нагрузках.

Установившееся отклонение напряжения, $\delta U_У$ на зажимах ЭП или в точке сети равно:

$$\delta U_У = \delta U_{ЦП} + \sum_{i=1}^{n} \delta U_{∂i} - \sum_{k=1}^{m} \delta U_К ,$$

где $\delta U_{ЦП}$ – отклонение напряжения на шинах ЦП;

$\delta U_{∂\,i}$ – добавка напряжения, создаваемая i–м средством регулирования;

n – количество средств регулирования между ЦП и ЭП;

m – количество узлов;

$\delta U_К$ – относительное падение напряжения между ЦП и ЭП или расчетной точкой на k-м участке.

Величина напряжения может изменяться регулированием напряжения генераторов или при помощи трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). На подстанциях возможна установка синхронных компенсаторов или управляемых статических конденсаторов. На ЦП могут предусматриваться и вольтодобавочные устройства, создающие дополнительную добавку напряжения $U_{доб}$. К ним относятся регулируемые автотрансформаторы и вольтодобавочные трансформаторы. Эти способы регулирования приводят к изменению режима напряжения у всех присоединенных к ЦП электроприемников, поэтому они относятся к разряду централизованных средств регулирования напряжения.

На шинах ЦП осуществляется так называемое встречное регулирование, при котором величина и знак добавки напряжения изменяются в соответствии с изменением режима

напряжения в сети. В частности, в периоды снижения суммарной нагрузки ЦП на 30 % и ниже от наибольшего ее значения напряжение на шинах поддерживается на уровне номинального напряжения сети, а в период максимума превышает его не менее чем на 5 %.

Как правило, для рационально построенной городской распределительной сети применение встречного регулирования напряжения на ЦП является исчерпывающим мероприятием по обеспечению нормированных отклонений напряжения у большинства потребителей. Поэтому на всех подстанциях, питающих распределительную сеть, должны устанавливаться трансформаторы с РПН. В действующих сетях с трансформаторами без РПН возможна установка в ЦП линейных регуляторов с РПН. Устройства РПН действуют, как правило, автоматически и позволяют осуществлять ступенчатое регулирование напряжения без отключения нагрузки.

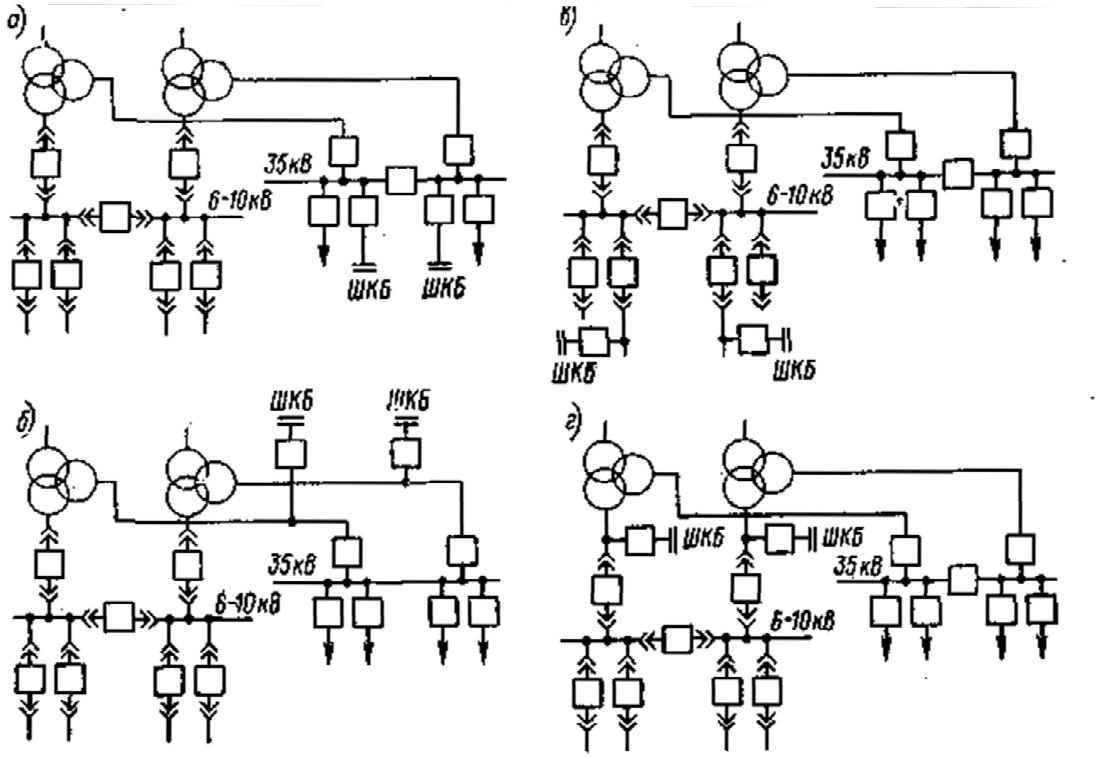
Если централизованное регулирование не обеспечивает качественного напряжения, то дополнительно используются средства местного регулирования напряжения. В частности, возможно перераспределение потока реактивной мощности путем установки у потребителей устройств, генерирующих или потребляющих реактивную мощность Q, или за счет изменения реактивного сопротивления цепи с помощью специального компенсирующего устройства X_c. В первом случае предусматривается установка регулируемых статических конденсаторов, включаемых параллельно в сеть, или использование синхронных двигателей у потребителей. Во втором случае используются регулируемые статические конденсаторы, включаемые в сеть последовательно. Они находят преимущественное применение в воздушных сетях.

Статические конденсаторы, включаемые в сеть параллельно для обеспечения требуемого напряжения и компенсации реактивной мощности, могут устанавливаться в сети и у потребителей и должны быть оборудованы автоматическими регуляторами. Эффективность установки конденсаторов увеличивается с приближением места их расположения к источнику реактивной мощности. Необходимая мощность батареи конденсаторов (БК) для повышения напряжения на 1 % в конце линии с реактивным сопротивлением X равна

$$Q_{БК} = \frac{100U^2_{ном}}{X}.$$

Конденсаторы для электроустановок переменного тока частотой 50 Гц (косинусные) выпускаются для внутренних и наружных установок. На номинальные напряжения 1,05; 6,3; 10,5 кВ конденсаторы изготовляются в однофазном исполнении, на номинальные напряжения 0,22; 0,38 и 0,66 кВ — как в однофазном, так и в трехфазном. Конденсаторы однофазного исполнения могут быть с одним изолированным выводом (обозначается цифрой 1) и двумя (цифра 2), трехфазное исполнение обозначается цифрой 3. Конденсаторы пропитываются синтетическими жидкостями (С), исполняются для умеренного климата (У) категорий 1 и 3. На базе косинусных конденсаторов типа КС изготовляются комплектные конденсаторные установки, которые делятся на нерегулируемые и с автоматическим регулированием мощности.

Для линий электропередачи выпускаются блоки шунтовых батарей конденсаторов БК. Подстанции оснащаются шунтовыми конденсаторными батареями (ШКБ). Схемы присоединения ШКБ приведены на рис.



Принципиальные схемы присоединения конденсаторных батарей типа ШКБ на подстанциях: *а* — к сборным шинам РУ 35 кВ; *б* — до выключателя ввода 35 кВ трансформатора; *в* — к сборным шинам РУ 6—10 кВ; *г* — до выключателя ввода 6—10 кВ трансформатора

Для отдельных потребителей, предъявляющих особенно высокие требования к качеству напряжения, а также при весьма неблагоприятных сетевых условиях для регулирования напряжения могут использоваться трансформаторы 6—10/0,38 кВ с устройствами РПН, индивидуальные регуляторы или стабилизаторы напряжения соответствующей мощности, устанавливаемые непосредственно у потребителей.

Компенсация реактивной нагрузки промышленных и приравненных к ним потребителей выполняется в соответствии с требованиями «Инструкции по компенсации реактивной мощности в электрических сетях». Компенсирующие устройства должны, как правило, устанавливаться непосредственно у потребителей. В жилых домах и общественных зданиях, с учетом индивидуальных и центральных тепловых пунктов, компенсация реактивной мощности не предусматривается.

Из средств, изменяющих режим напряжения и используемых для сезонного регулирования напряжения, отметим ответвления на стороне высокого напряжения понижающих трансформаторов, которые переключаются без возбуждения (ПБВ), т. е. при отключенном положении трансформатора. При таком переключении изменяется коэффициент трансформации трансформатора. Использование ответвлений позволяет регулировать вторичное напряжение трансформаторов за счет добавок напряжения.

Для выбора требуемого ответвления обмотки трансформатора определяют расчетную добавку трансформатора.

Сеть, сечения линий которой выбраны в соответствии с заданной потерей напряжения, может не удовлетворять требованиям, предъявляемым к качеству напряжения. В связи с этим следует производить расчет отклонений напряжения на отдельных участках сети, учитывая как потери напряжения в сети, так и изменения напряжения, вызванные его регулированием.

Определим возможный диапазон ***d*** изменения напряжения у потребителя. Наименьшее напряжение у потребителя будет в том случае, если в центре питания будет

наименьшее допустимое напряжение $U_{ЦП}^{НМ}$ при режиме наибольших нагрузок (наибольшие потери напряжения в сети $\Delta U_{ЦП-П}^{НБ}$), а распределительные трансформаторы создают наименьшую добавку $\Delta U_{ДОБ}^{НМ}$:

$$U_{П}^{НМ} = U_{ЦП}^{НМ} - \Delta U_{ЦП-П}^{НБ} + \Delta U_{ДОБ}^{НМ}.$$

Наибольшее напряжение у потребителя будет при противоположных условиях:

$$U_{П}^{НБ} = U_{ЦП}^{НБ} - \Delta U_{ЦП-П}^{НМ} + \Delta U_{ДОБ}^{НБ}.$$

Находим диапазон изменения напряжения, d

$$d = U_{П}^{НБ} - U_{П}^{НМ} = U_{ЦП}^{НБ} - U_{ЦП}^{НМ} + (\Delta U_{ЦП-П}^{НБ} - \Delta U_{ЦП-П}^{НМ}) + (U_{ДОБ}^{НБ} - U_{ДОБ}^{НМ}).$$

Для обеспечения допустимых отклонений напряжения у потребителя необходимо соблюдение условий

$$d < U_{MAX} - U_{MIN};$$

$$U_{П}^{НБ} \le U_{MAX}; \quad U_{П}^{НМ} \ge U_{MIN},$$

где U_{MAX} и U_{MIN} – интервал допустимых значений напряжения.

Данное условие означает, что диапазон d должен входить в область допустимых значений U_{MAX} и U_{MIN}.

Данное условие должно выполняться у любого потребителя: как ближайшего, так и самого удаленного, как при сезонном, так и суточном изменении нагрузки. Отсюда – характерными ЭП сети являются ближайший и наиболее удаленный от узла сети ЭП, а также ЭП с графиками электрических нагрузок, резко отличающимися от общего графика электрических нагрузок.

Требуемые отклонения напряжения необходимо проверять на совместимость в характерных режимах нагрузки ЦП по условию:

$$\delta U_{В} \ge \delta U_{Н},$$

где $\delta U_{Н}$ – наименьший из всех пределов отклонений напряжения ($\delta U_{У}$), определяемый в режиме наибольшей нагрузки;

$\delta U_{В}$ – наибольший из всех пределов отклонения напряжения, определяемый в режиме наименьшей нагрузки.

Если это условие не соблюдается в каком-либо режиме суточной нагрузки, то необходимо использовать ответвления соответствующего распределительного трансформатора, местное регулирование напряжения для уменьшения падения напряжения в сети.

Предельно допустимые отклонения напряжения на шинах ЦП для каждого характерного потребителя определяются следующим образом:

$$\delta U_{В(Н)ЦП} = \delta U_{В(Н)} + \delta U_{С} - E_{ДОБ} \pm 0{,}5,$$

где $\delta U_{В(Н)ЦП}$ – верхний (нижний) предел отклонения напряжения в ЦП, %;

$\delta U_{В(Н)}$ – верхний (нижний) предел отклонения напряжения, затребованный характерным потребителем, %;

$\delta U_{С}$ – ожидаемые потери напряжения в сетях энергоснабжающей организации, %;

$E_{Д}$ – добавка напряжения, создаваемая средствами местного регулирования напряжения энергоснабжающей организации.

При проверке условий совместимости необходимо определять верхний и нижний пределы диапазона регулирования напряжения в центре питания в характерных режимах его нагрузки рассматриваемого сезонного периода:

$$\delta U_{В(Н)ЦП} = 0{,}5 \cdot (\delta U_{ВЦПMAX(MIN)} - \delta U_{НЦПMAX(MIN)}),$$

где ***max*** и ***min*** относятся к наибольшему и наименьшему режимам нагрузки.

Расчет установившегося отклонения напряжения $\delta U_У$ производится без учета зоны нечувствительности регулирующего устройства в ЦП для двух предельных режимов: наибольших и наименьших нагрузок и для двух электроприемников: ближайшего и наиболее удаленного в электрическом отношении, причем потери напряжения учитываются во всех элементах сети.

Нижний предел допустимого отклонения напряжения $\delta U_{ДОП}$ на шинах 6-10 кВ понизительных распределительных подстанций определяется в режиме максимальных нагрузок для наиболее удаленных электродвигателей напряжением выше 1 кВ и электроприемников напряжением 0,4 кВ с учетом наименьшего коэффициента трансформации на подстанции, питающей наиболее удаленный ЭП:

$$\delta U'_{ЦП_Н} = (0{,}05 \cdot U_{НОМ} + \Delta U_{\sum}) \cdot k_{ТР} + \Delta U'_{10(6)кВ};$$

$$\delta U''_{ЦП_Н} = 0{,}05 \cdot U_{НОМ} + \Delta U,$$

где $0{,}05U_{НОМ}$ – допустимое понижение напряжения на зажимах наиболее удаленного ЭП;

ΔU_{Σ} – потери напряжения в сети 0,4 кВ и на ТП;

$k_{ТР}$ – наименьший коэффициент трансформации ТП 10(6)/0,4 кВ, питающей наиболее удаленный ЭП;

$\Delta U'_{10(6)кВ}$ – суммарные потери напряжения в сети 10(6) кВ;

ΔU – суммарные потери напряжения в различных элементах сети: в линиях низкого напряжения, в распределительных трансформаторах, в линиях 10(6) кВ.

Если неизвестны данные о сети 0,4 кВ, то напряжение на шинах удаленных ТП должно быть не ниже $U_{НОМ}$ ($\delta U_У=0$), тогда

$$\delta U_{ЦП_Н} = \Delta U_{ТП} \cdot k_{ТР} + \Delta U_{10(6)кВ}.$$

Из двух вышеприведенных значений выбирается большее.

Верхний предел $\delta U_{ДОП}$ на шинах понизительной распределительной подстанции (ПРП) в режиме минимальных нагрузок определяется для двигателя высокого напряжения и ЭП напряжением 0,4 кВ, расположенных в наиболее близкой точке к шинам ПРП. При этом на ТП, питающей ближайший ЭП, коэффициент трансформации следует принять наибольшим, а потери напряжения в элементе сети определяются только для режима наименьших нагрузок:

$$\delta U'_{ЦП_В} = (0{,}05U_{НОМ} + \Delta U_{ТП}) \cdot k_{ТР} + \Delta U_{10(6)кВ};$$

$$\delta U''_{ЦП_В} = 0{,}05U_{НОМ} + \Delta U,$$

где $\Delta U_{ТП}$ – потеря напряжения в трансформаторе ТП.

Из двух значений $\delta U_{ЦП_В}$ выбирается меньшее. Если полученный диапазон допустимых отклонений напряжения на шинах подстанции $\delta U_{ЦП_Н} \le \delta U_{ЦП} \le \delta U_{ЦП_В}$ меньше регулировочного диапазона на тех же шинах, то для обеспечения требуемого режима достаточно автоматического регулирования трансформатора под нагрузкой.

При питании от ПРП необходимо определять расчетные значения напряжения на шинах 10 (6) кВ регулируемых силовых трансформаторов ПРП в режиме максимальной нагрузки предприятия, совпадающем по времени с минимальным напряжением U_{min} энергосистемы на шинах высшего напряжения ИП; минимальной нагрузки, совпадающем по времени с максимальным напряжением в энергосистеме на шинах ИП:

$$\delta U_{ИП_В} = (U_{СМАХ} - \Delta U'_{ВЛ} - \Delta U'_{ПРП}) \cdot \frac{1}{k_{ТР}};$$

$$\delta U_{ИП_н} = (U_{CMIN} - \Delta U''_{ВЛ} - \Delta U''_{ПРП}) \cdot \frac{1}{k_{TP}},$$

где $U_{CMAX\ (MIN)}$ – максимальное (минимальное) напряжение на шинах ИП;

$\Delta U'^{(''')}_{ВЛ}$ – потери напряжения в питающей линии в режиме минимальных (максимальных) нагрузок;

$\Delta U'^{(''')}_{ПРП}$ – потери напряжения в трансформаторах ПРП;

k_{TP} – коэффициент трансформации трансформаторов.

Если отклонения напряжения на шинах ИП выходят за пределы регулируемого диапазона $E_{ИП}$ на этих же шинах, то необходимо применять дополнительные средства регулирования напряжения.

ОГРАНИЧЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Определение токов короткого замыкания (к. з.) и проверка оборудования и линий по термической и динамической стойкости к току к. з. производится в соответствии с рекомендациями ПУЭ. При этом, в сетях 0,38 кВ расчет токов к. з. необходимо выполнять с учетом переходных сопротивлений контактов аппаратуры и в месте короткого замыкания.

Предельная мощность к. з. на сборных шинах ЦП при напряжении 10 кВ не должна превышать 350 МВА, на шинах 6 кВ — 200 МВА. Ограничение мощности к. з. ниже приведенных значений должно осуществляться на основе технико-экономических расчетов, в которых сопоставляются затраты на ограничение мощности к. з. с затратами на увеличение сечений проектируемых и действующих кабельных линий.

Проверка на нагревание токами к. з. одиночных кабельных линий небольшой протяженности должна производиться исходя из наличия к. з. в начале линии; для одиночных кабельных линий, имеющих соединительные муфты, - исходя из наличия к. з. в начале каждого участка, с тем чтобы иметь возможность ступенями уменьшать сечение кабеля по его длине; для двух и более параллельно включенных кабельных линий 6—10 кВ, - исходя из наличия к.з. непосредственно за пучком линий (по сквозному току). Допускается не проверять линии по режиму к. з. при их защите плавкими предохранителями. Линия считается защищенной, когда отключающая способность предохранителя соответствует наибольшему возможному току к. з. Провода воздушных ЛЭП напряжением до 10 кВ не проверяются по току к. з. Увеличение сечения кабелей против расчетного для обеспечения термической стойкости допускается при условии использования всех возможностей снижения выдержки времени релейной защиты по условиям сети.

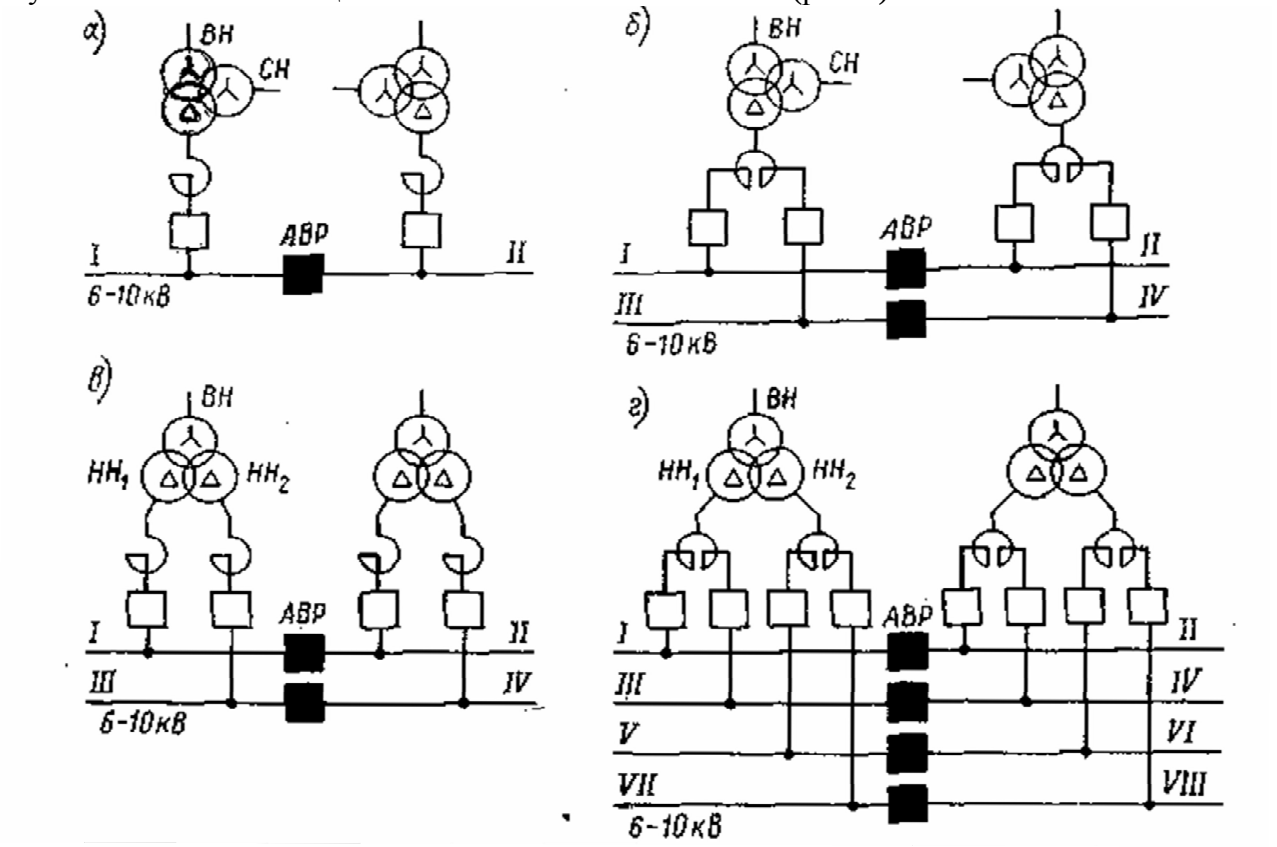
Допустимое значение тока к. з. для кабельной линии по условию ее термической стойкости определяется в зависимости от материала и сечения жил кабелей и длительности прохождения тока к. з.

Ограничить мощности к. з. на ЦП и в электрической сети можно: выбирая рациональную схему коммутации ЦП — секционируя шины вторичного напряжения, применяя трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения, используя трехобмоточные трансформаторы 110/35/6—10 кВ в исполнении; выбирая схемы питающей сети — ограничивая число параллельно работающих питающих сетей; искусственно увеличивая сопротивление цепи до точки к. з.— устанавливая токоограничивающие реакторы на ЦП.

Трехобмоточные трансформаторы напряжением 110 кВ в исполнении мощностью до 16 МВА и трансформаторы с расщепленной обмоткой мощностью до 25 МВА ограничивают ток к.з. на стороне 6—10 кВ подстанции до уровня отключающей способности выключателей без применения реакторов.

На ПС с двумя трансформаторами установка реакторов осуществляется на вводах в РУ: одинарных реакторов - если нагрузка одного ввода (когда обе секции 6-10 кВ питаются от одного трансформатора - режим АВР) не превышает пропускную способность шкафа КРУ

(2500 А) (рис. *а);* сдвоенных реакторов - если первое условие не выполняется или при одинарном реакторе не обеспечивается необходимый уровень напряжения на шинах 6-10 кВ (рис. *б*). Сочетания расщепленных обмоток со сдвоенными реакторами следует избегать из-за увеличения числа секций шин и выключателей 6-10 кВ (рис. *г*).



В тех случаях, когда необходимая реактивность реакторов 6 кВ превышает верхний предел заводской шкалы, можно применить реакторы 10 кВ, реактивность которых (в омах) при этом же номинальном токе и той же реактивности (в процентах) в 10 : 6 раз больше. Для сдвоенных реакторов номинальное значение коэффициента связи ветвей находится в пределах 0,4-0,6. Реакторы имеют термическую стойкость 8 с.

Обозначение реактора: Р - реактор, Б - бетонный с естественным охлаждением, Д - с дутьем, С - сдвоенный, Г - расположение фаз горизонтальное, У - ступенчатое.

РЕЖИМ НЕЙТРАЛИ И КОМПЕНСАЦИЯ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Городские сети 6—35 кВ работают без глухого заземления нейтрали и относятся к сетям с малым током замыкания на землю. Уменьшение тока замыкания на землю с целью предупреждения перехода однофазных замыканий в многофазные, а также для ограничения перенапряжений в сетях, работающих с изолированной нейтралью, достигается установкой дугогасящих реакторов.

В городских распределительных сетях следует применять трансформаторы со схемой соединений обмоток звезда — зигзаг и треугольник — звезда. Трансформаторы со схемой соединений обмоток звезда — звезда допускается использовать в условиях перевода сети 6 кВ на напряжение 10 кВ (при переключении обмоток), а также при преобладании нагрузок трехфазных потребителей.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах: в сетях напряжением 10(6) - 20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ - более 10 А; в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях, при напряжении 6 кВ - более 30 А; при напряжении 20 кВ - более 15 А. При токах замыкания на землю более 50 А рекомендуется приме-

нение не менее двух заземляющих дугогасящих реакторов. На подстанциях напряжением 110 (35) кВ и выше при необходимости компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях напряжением 10 (6) — 20 кВ следует также предусматривать установку заземляющих дугогасящих реакторов.

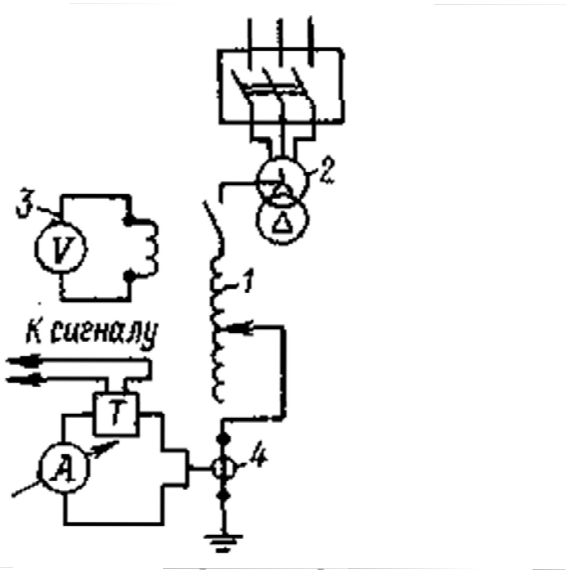
Мощность и место установки дугогасящих реакторов выбирают с учетом возможных делений сети на части и с учетом послеаварийных режимов. При этом учитывается развитие сети на ближайшие пять лет и перспективу. Мощность реактора выбирается по значению полного емкостного тока замыкания на землю сети и округляется до ближайшего стандартного значения.

Увеличение емкостного тока замыкания на землю в сетях 6—35 кВ при учете емкости распределительных устройств составляет 5—10 % — при кабельном и воздушном исполнении РУ 6—10 кВ и 10—12 % — при воздушном исполнении РУ 20—35 кВ. Считается, что применение дугогасящих катушек требуется при установке на ПС трансформаторов единичной мощностью 10 МВА и более и кабельном исполнении сети. Как правило, мощность реактора выбирается по суммарному емкостному току сети, питающейся от данной секции РУ. Если емкостный ток секции меньше допустимого, а суммарный ток двух секций превышает допустимое значение, на подстанции устанавливается одна дугогасящая катушка, которая присоединяется к секции с большим током замыкания на землю. Мощность реактора выбирается по суммарному емкостному току сети обеих секций. При выборе мощности реактора не учитываются возможные эксплуатационные режимы, связанные с кратковременным увеличением тока замыкания на землю.

Мощность реактора определяется произведением ее номинального тока на фазное напряжение сети. Для настройки реактора в соответствии с величиной емкостного тока сети его главная обмотка выполняется с ответвлением. Реактор имеет также сигнальную обмотку, к выводам которой подключается регистрирующий вольтметр для измерения напряжения на катушке во время ее работы.

Регулирование реактора в зависимости от его типа может быть ступенчатым или плавным. Параметры реакторов приведены в табл. 10-22 и 10-23. Условное обозначение реакторов, например, РЗДСОМ -380/10 реактор заземляющий дугогасящий со ступенчатым регулированием (П — плавным) однофазный масляный, мощность 380 кВА при наибольшем рабочем напряжении 10 кВ. Имеются самонастраивающиеся реакторы, настройки которых производится автоматически в зависимости от емкостного тока сети.

Из-за включенного перед дугогасящим реактором сопротивление нулевой последовательности трансформатора фактический ток дугогасящей катушки во всех ее ответвлениях на 1—5 % ниже номинального тока этих ответвлений. Катушка присоединяется в нейтраль заземляющего трансформатора, в качестве которого может использоваться трансформатор собственных нужд ЦП (рис.).



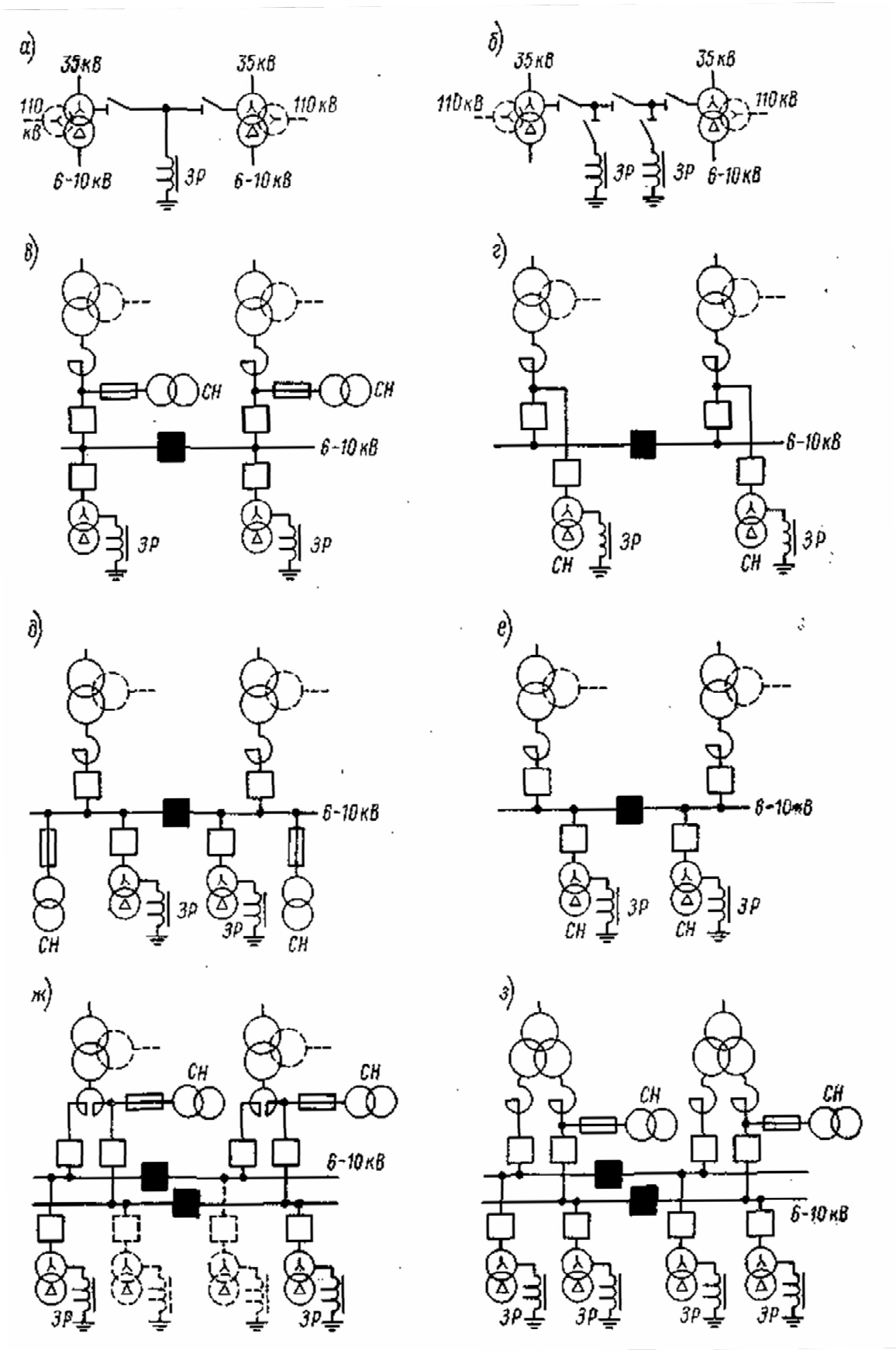
1 — реактор; *2* — заземляющий трансформатор; *3* — сигнальная обмотка; *4* — трансформатор тока

В некоторых случаях компенсирующее устройство устанавливается непосредственно в сети. Заземляющий трансформатор присоединяется к шинам РУ с помощью выключателя мощности. Применять для этих целей предохранители или выключатели нагрузки недопустимо.

Для присоединения дугогасящих катушек 35 кВ могут использоваться нейтрали этого напряжения трехобмоточных трансформаторов 110-220/35/6-10 кВ со схемой соединения обмоток $Y_H/Y_H/D$ или двухобмоточных трансформаторов 35/6-10 кВ со схемой соединения Y_H/D. Для присоединения катушек 6-10 кВ применяются трансформаторы 6-10/0,23 кВ со схемой соединения Y_H/D.

При использовании трансформатора одновременно для компенсации и собственных нужд последние должны выполняться на напряжение 220 В. При напряжении собственных нужд подстанции 380/220 В для компенсации тока однофазного замыкания устанавливаются отдельные трансформаторы.

Типовые схемы присоединения компенсирующих реакторов ЗР на подстанциях указаны, на рис.



Схемы, представленные на рис. *а, б,* применяются на подстанциях с трехобмоточными трансформаторами 110-220/35/6-10 кВ для компенсации емкостного тока в сети 35 кВ. В схеме на рис. *а* один из разъединителей разомкнут, в схеме на рис. б разомкнут разъединитель перемычки (или одной нейтрали). На подстанциях с переменным

оперативным током с установкой заземляющего трансформатора для присоединения ДК используется схема, приведенная на рис. *в*. Она позволяет сохранить качество компенсации при переходе с раздельной работы секций шин РУ 6—10 кВ на параллельную. Схема на рис. *г* используется при установке общих трансформаторов для компенсации и собственных нужд, и последние следует выполнить напряжением 220 В. Недостатком этой схемы является отключение одной дугогасящей катушки при ремонте ввода и параллельной работе секций. Схемы на рис. *д,е* применяются на подстанциях с постоянным оперативным током, схема *ж* — при наличии сдвоенных реакторов, схема з — при наличии трансформаторов с расщепленными обмотками. Штриховыми линиями показаны вторые комплекты устройств, необходимость которых определяется расчетом.

ПЕРЕВОД ДЕЙСТВУЮЩИХ КАБЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ НА ПОВЫШЕННОЕ НАПРЯЖЕНИЕ

В условиях непрерывного роста нагрузки и необходимости систематического развития электрических сетей выявляется рациональность перевода действующих сетей на повышенное напряжение с максимальным использованием установленного оборудования. Для кабельных сетей такой перевод возможен в пределах напряжений одного класса (до 1000 В, с 6 кВ на 10 кВ).

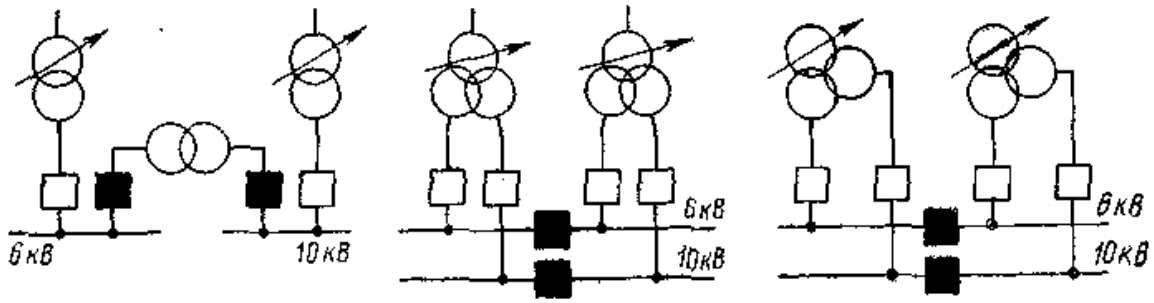
Перевод действующих кабельных сетей 6 кВ на напряжение 10 кВ. Техническая возможность использования кабелей с конструктивным напряжением 6 кВ при повышенном напряжении 10 кВ базируется на резервах, заложенных в изоляции кабелей 6 кВ. Целесообразность такого переустройства сетей подтверждается РД. Рекомендации, приводимые ниже, базируются на обобщении имеющегося опыта.

С момента принятия решения о переводе сети 6 кВ на напряжение 10 кВ следует все вновь вводимое оборудование и кабели (за исключением трансформаторов напряжения, вентильных разрядников, предохранителей ПК) устанавливать напряжением 10 кВ; РУ выполнять в габаритах на напряжение 10 кВ; накапливать силовые трансформаторы 10 кВ. Допускается временная работа таких трансформаторов в сети 6 кВ путем переключения обмотки трансформатора со схемы звезда на схему «треугольник». За два-три года до перевода сети проводить не менее двух раз в год профилактические испытания кабелей 6 кВ напряжением 50 кВ выпрямленного тока и испытание оборудования напряжением 42 кВ переменного тока. Своевременно предупредить потребителей, имеющих сети 6 кВ, о необходимости проведения работ по реконструкции своих сетей.

Объем работ по переводу определяется местными условиями. Как правило, замена оборудования с фарфоровой изоляцией РУ 6 кВ не требуется. В РУ подстанций, включая ЦП, необходимо проверить изоляционные расстояния, которые должны соответствовать напряжению 10 кВ. Предусматривается замена трансформаторов напряжения, предохранителей ПК, а при необходимости и вентильных разрядников и трансформаторов тока.

На ЦП заменить установленный трансформатор на трансформатор напряжением 10 кВ или сменить обмотки вторичного напряжения на действующем трансформаторе. На время перевода на ЦП можно использовать трансформаторы с двумя вторичными обмотками 10 и 6 кВ или переходные трансформаторы 10/6 кВ. Аналогичные работы выполняются во всех ТП переводимой сети. На стыках сетей 10 и 6 кВ может потребоваться установка переходных трансформаторов 10/6 кВ.

На заводах возможна реконструкция стандартных трансформаторов 6 кВ на переходные автотрансформаторы 10/6 кВ. В габаритах стандартного трансформатора проходная мощность автотрансформатора 10/6 кВ увеличивается в 2,5—3 раза. На подстанциях потребителей выявляются высоковольтные двигатели и специальные установки, и при необходимости устанавливаются для таких приемников переходные автотрансформаторы 10/6 кВ.



Работы, связанные непосредственно с переводом действующих кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ, имеют специфический характер. Согласно указаниям Минпромэнерго РФ при переводе кабелей 6 кВ необходимо учитывать следующие требования:

1. Целесообразность использования кабелей 6 кВ при напряжении 10 кВ или необходимость их замены следует определять на основании технико-экономического анализа с учетом местных условий. При этом следует исходить из того, что срок работы кабелей, переведенных на напряжение 10 кВ, в зависимости от их состояния на момент перевода может быть ориентировочно принят равным 8—12 лет.

2. По результатам опыта эксплуатации, выборочных исследований и испытаний должны быть выявлены кабельные линии, имевшие повреждения вследствие дефектов изоляции, линии или отдельные участки с осушенной изоляцией, выявлены дефектные или явно устаревшие соединительные и концевые муфты, учтены конструктивные данные кабелей.

3. Не подлежат переводу на напряжение 10 кВ кабели с изношенной изоляцией, признаками чего является сухость и хрупкость бумажных лент, разложение пропиточного состава с выпадением канифоли.

4. Необходима замена кабельных линий 6 кВ или их участков при значительном осушении изоляции, наличии в кабелях заводских дефектов, а также участков с числом ремонтных соединительных муфт более 10 на 1 км линии.

5. Концевые муфты 6 кВ перед переводом должны быть, как правило, заменены новыми, на напряжение 10 кВ, При необходимости должны быть отремонтированы соединительные муфты.

6. Кабельные линии, переведенные на напряжение 10 кВ, должны испытываться выпрямленным током напряжением 50—60 кВ с периодичностью, принятой для кабельных линий 10 кВ.

Есть основания полагать, и опыт эксплуатации это подтверждает, что указанные требования являются слишком жесткими. Поэтому рекомендации РД по переводу действующих кабелей 6 кВ на напряжение 10 кВ имеют более конкретный характер. В частности отмечается, что существующие кабельные сети 6 кВ при темпах ежегодного увеличения нагрузок на 5 % и более в течение 10—15 расчетных лет во всех случаях (независимо от их загрузки и износа) следует переводить в ближайшие 5—10 лет на напряжение 10 кВ.

При использовании кабельных линий 6 кВ при напряжении 10 кВ рекомендуется предусматривать замену кабелей на вертикальных участках (вводы в ТП, крутонаклонные трассы) и участках линий с выраженными дефектами на кабели 10 кВ.

Срок работы кабельных линий 6 кВ после перевода на напряжение 10 кВ следует принимать:

не менее 20 лет для линий, проработавших при напряжении 6 кВ до перевода — не более 15 лет;

менее 15 лет для линий, проработавших при напряжении 6 кВ свыше 15 лет, а также питающих линий, загрузка которых после перевода будет составлять

выше 50 % номинальной в течение ближайших 5 лег.

Указанные сроки могут быть увеличены в зависимости от технического состояния линий, износа их изоляции и режима работы.

Перевод сетей рекомендуется осуществлять по проекту, включающему подробный план организации работ с расчетом необходимой рабочей силы, транспорта, материалов, с разбивкой работ по этапам. Для принятия решения о сроках перевода рассматриваемого района на 10 кВ необходимо выяснить степень загрузки ЦП и возможность их реконструкции; состояние действующих сетей и сетевых сооружений; темпы роста нагрузки; наличие двигателей и других установок напряжением 6 кВ. Основной трудностью перевода является обеспечение надежного электроснабжения потребителей в процессе реконструкции сети, сроки выполнения которой могут быть продолжительными.

Рекомендуется следующая очередность работ. В зимнее время производится реконструкция ТП, установка автотрансформаторов, замена концевых воронок, проводятся подготовительные работы на ЦП. В весеннее время выполняется замена кабелей, перемонтаж соединительных муфт. Завершающие работы и непосредственно перевод производятся в летнее время. Согласно графику, заменяются трансформаторы на ЦП и ТП и оборудование. Потребители при необходимости отключаются на момент перевода с предварительным уведомлением.

Опыт показывает, что пробиваемость кабелей 6 кВ при их переводе на 10 кВ увеличивается до двух раз, что следует учитывать при организации ремонтных работ. Из-за увеличения емкостного тока сети в 1,73 раза необходима соответствующая настройка дугогасящих реакторов,

Эффективность перевода определяется местными условиями. Например, при суммарной нагрузке двигателей 20 % от нагрузки всей сети 6 кВ ее перевод на 10 кВ экономически целесообразен при условии использования не менее 75 % действующих кабелей 6 кВ. Реальная эффективность перевода устанавливается технико-экономическим расчетом путем оценки приведенных затрат рассматриваемой сети по варианту ее развития при напряжении 6 кВ и варианту ее перевода на 10 кВ.

Как правило, в первом варианте учитываются затраты на реконструкцию действующих и сооружение новых РУ, ТП и РП 6 кВ, включая элементы внутризаводских сетей; на прокладку новых и усиление действующих кабельных линий 6 кВ; на реконструкцию ЦП; на работы, не связанные с увеличением первоначальной стоимости (перемонтаж ТП, перестановка трансформаторов), определяемые годовыми потерями энергии в элементах сетей. Наиболее характерными для второго варианта являются затраты на замену оборудования н трансформаторов на ЦП, РП, ТП; замену дефектных кабелей 6 кВ; на установку переходных автотрансформаторов для сети и для двигателей б кВ; на работы, не связанные с увеличением первоначальной стоимости, определяемые годовыми потерями энергии. Если срок проектирования учитывает увеличение расчетной нагрузки выше пропускной способности элементов сети, переведенной на 10 кВ, то в состав затрат по второму варианту включатся также затраты, связанные с необходимостью дальнейшего усиления сети 10 кВ. При сопоставлении показателей исключаются из рассмотрения затраты, аналогичные для обоих вариантов, например, замена трансформаторов на ЦП и ТП, определяемая ростом нагрузки и т. п.

Тема 12. Системы электроснабжения городов и потребителей

Основные требования к системе электроснабжения города. Идеальная система электроснабжения города. Особенности электроснабжения отдельных и специфичных потребителей электроэнергии. Особенности систем электроснабжения различных городов Российской Федерации и стран ЕЭС.

Основные требования к системе электроснабжения города были изложены ранее.

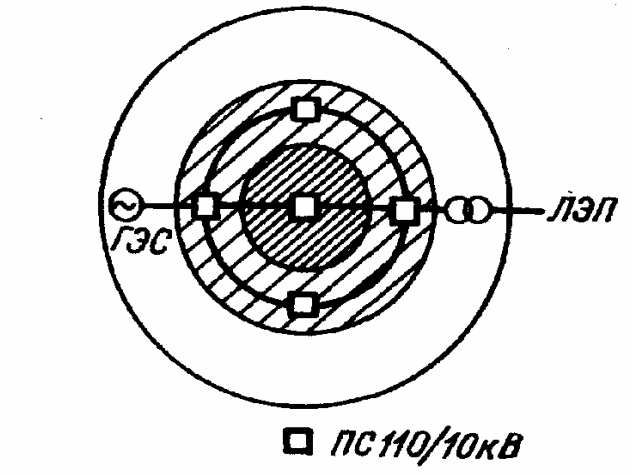
ИДЕАЛЬНАЯ СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА.

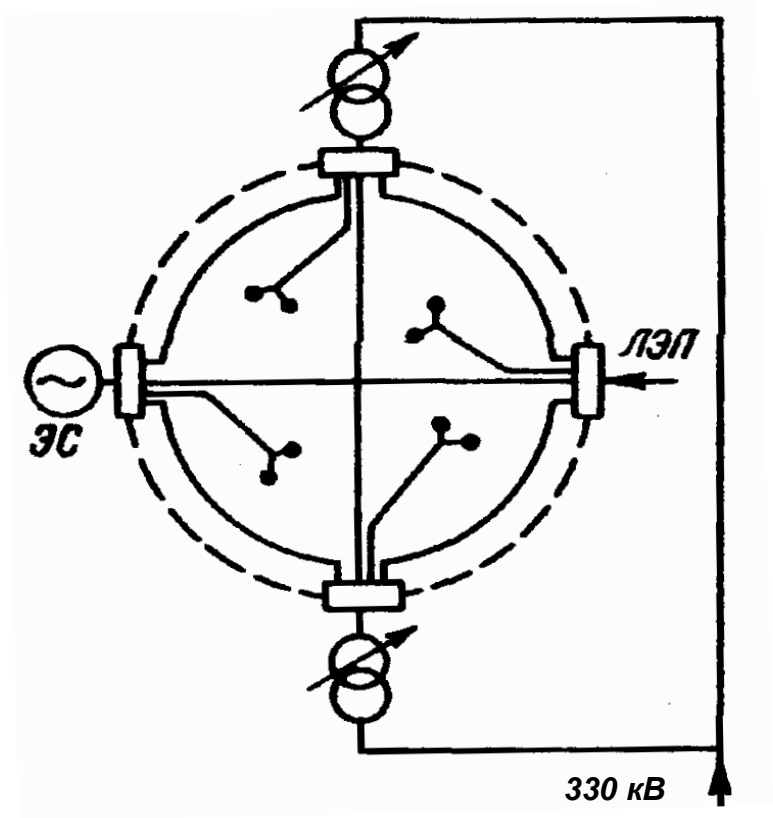
Отмеченные основные требования к рациональной системе электроснабжения города послужили основанием для разработки идеальной системы, которая удовлетворяла бы всем поставленным выше условиям и была осуществима на практике.

Решение такой задачи встречается у зарубежных авторов. Применительно к крупным и средним городам, в частности, может быть рассмотрена система питания, базирующаяся на использовании только двух напряжений: 110 и 10 кВ. Сеть 110 кВ выполняется в виде кольца, охватывающего город. Принципиальная схема идеальной системы указана на рис.

Территория города для выбора параметров основных элементов системы рассматривается состоящей из трех частей: центральной, с наибольшей плотностью нагрузки, средней части и окраины города, имеющей наименьшую плотность нагрузки.

Для электроснабжения центральной части города предусматривается сооружение достаточно мощной подстанции 110/10 кВ, питание которой осуществляется с помощью диаметральной электрической связи 110 кВ, проходящей через город (рис.).





Источники питания, расположенные на территории города и вне его пределов, отдают энергию непосредственно в кольцо 110 кВ, которое является как бы сборными шинами всех источников питания города. С помощью кольца осуществляется их параллельная работа.

Одновременно с этим с помощью городских подстанций 110/10 кВ, расположенных вдоль кольца, в центрах нагрузки отдельных районов города производится отвод энергии в распределительные сети 10 кВ. Число кольцевых подстанций 110/10 кВ определяется местными условиями, в частности оптимальной мощностью подстанций или нагрузкой крупных потребителей.

Для создания наиболее благоприятных условий распределения энергии в системе и осуществления наивыгоднейших режимов ее работы рекомендуется соответствующее чередование по длине кольца 110 кВ присоединений источников питания и понижающих подстанций.

Число линий кольца 110 кВ, а также их конструктивное выполнение определяются местными условиями. На окраинах города сеть 110 кВ может быть выполнена воздушными линиями, что удешевляет систему электроснабжения; диаметральная связь 110 кВ выполняется во всех случаях кабелями.

Общая пропускная способность кольца 110 кВ должна быть такой, чтобы электроснабжение города сохранялось при различных повреждениях и внезапном выходе из строя отдельных частей системы. Режим работы кольца 110 кВ и схемы кольцевых подстанций, кроме того, учитывает допустимые значения мощности короткого замыкания в распределительных сетях 10 кВ.

Рассматриваемая система на протяжении длительного промежутка времени будет удовлетворять всем отмеченным выше условиям, и прежде всего возможностям ее дальнейшего расширения без коренной ломки. При этом по мере увеличения нагрузки городских потребителей и появления новых объектов соответствующее развитие системы может производиться разными путями. В частности, пропускная способность сети 110 кВ может как угодно увеличиваться в результате увеличения числа линий 110 кВ, т. е. путем многократного повторения кольца 110 кВ. При этом новые линии 110 кВ могут прокладываться по другим трассам города с сооружением дополнительных подстанций 110/10 кВ в центрах нагрузки.

Вместе с этим могут предусматриваться дополнительные диаметральные связи 110 кВ с новыми подстанциями 110/10 кВ, а также подстанции глубокого ввода 110 кВ.

В зависимости от нагрузки системы электроснабжения и местных условий ее питание может усиливаться путем подачи энергии от внешних источников питания при более высоком напряжении, например 330 кВ (рис.). При этом в узловых пунктах отдельные части кольца 110 кВ соединяются таким образом, чтобы мощность короткого замыкания в каждой точке сети 110 кВ находилась в заданных пределах. В связи с этим каждое кольцо 110 кВ системы по местным условиям может работать независимо одно от другого, и в этом случае имеются как бы две самостоятельные системы электроснабжения, которые могут быть связаны между собой только при более высоком напряжении 330 кВ.

По мере роста нагрузки города дальнейшее развитие его системы электроснабжения выполняется в результате создания кольцевой сети 330 кВ и увеличения числа опорных подстанций 330/110 кВ. С развитием сети 330 кВ кольцевая сеть 110 кВ начинает терять свое значение и постепенно преобразуется в распределительную сеть. Ее развитие ограничивается. Усиление пропускной способности системы электроснабжения производится путем размыкания кольцевой сети 110 кВ и заводки ее линий на новые подстанции 330/110 кВ. При этом сеть 110 кВ в системе электроснабжения города начинает выполнять только функцию глубокого ввода. Таким образом, происходит естественный процесс введения в систему более высокого напряжения, что диктуется беспрерывным увеличением электрической нагрузки городов.

Таким образом, идеальная система отвечает большей части отмеченных выше требований к электроснабжению города и отдельные элементы ее построения находят соответствующее отражение в системах питания современных городов.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

Развитие системы электроснабжения может быть разбито на три периода. Первые попытки применять электричество для освещения отдельных зданий и сооружений города относятся ко второй половине прошедшего столетия. В частности, могут быть отмечены местные установки для освещения Литейного моста, Исаакиевского собора и т. д. Годом создания первой электрической сети считается 1883 г., когда частной компанией была организована «Контора освещения Невского проспекта электричеством». В течение года контора соорудила электрическую сеть вдоль Невского проспекта на участке от ул. б. Б. Морской до Аничкова моста. Для ее питания на р. Мойке около Строганова моста на баржах была установлена центральная станция с тремя локомобилями и 12 динамо-машинами.

30 декабря 1883 г. первая электрическая сеть города была введена в эксплуатацию. Наряду с освещением Невского проспекта от сети производилось питание энергией отдельных потребителей.

После этого начался быстрый рост сетей города. 31 декабря 1885 г. вступила в строй вторая станция, расположенная за Казанским собором, предназначенная для питания сети Невского проспекта на протяжении до б. Знаменской площади. К 1887 г. действовали уже три электростанции. От одной из них (Левашовской) отходило восемь линий подземного кабеля. По мере развития сетей их конфигурация усложнялась: сети стали делиться на магистральные, подходящие к распределительным колодцам, и районные, отходящие от колодцев к потребителям. К 1889 г. мощность, отпускаемая станцией, составляла 250 кВт, а протяженность кабельных сетей достигала 115 км.

В 1898—1899 гг. на территории города были построены три более крупные электрические станции, вырабатывающие энергию переменного тока. Появляется конкуренция между энергоснабжающими компаниями. Например, электростанция «Общества электрического освещения 1886 г.» вырабатывала трехфазный ток частотой 50 Гц с генераторным напряжением 2000 В. Станция общества «Гелиос» вырабатывала однофазный ток 50 Гц напряжением 330 В, станция анонимного Бельгийского общества — однофазный ток 42,5 Гц напряжением 2200 В. Общая мощность станций составляла 15 750 кВт.

Благодаря преимуществам принятой системы тока наибольшее развитие в городе получили электрические сети «Общества электрического освещения 1886 г.». Они простирались от окраин города, охватывая районы Невской, Московской и Нарвской застав, Охты, Пороховых, Лесного. Потребители находились на расстоянии 11—12 км от станции. К 1909 г. суммарная нагрузка потребителей достигла 23 тыс. кВА. Общество вынуждено было ввести генераторное напряжение 6 кВ, а также использовать напряжение 20 кВ для передачи энергии в Царское Село и Сестрорецк.

К 1916 г. действовало 105 электростанций общей установленной мощностью 193 тыс. кВт, при этом мощность четырех центральных станций составляла 48 %. Суммарная выработка электрической энергии достигла 478 млн. кВт-ч. Отмечается широкое использование энергии в промышленности. Например, из указанного количества энергии 68 % приходилось на двигательную нагрузку, 21,2 % расходовалось на освещение, 9,8 % потреблял трамвай и 1 % — водопровод.

Соответственно получают развитие распределительные сети. К 1916 г. общая длина кабельной сети составляла 2963 км, число трансформаторов 5753 шт. и их суммарная мощность 167 тыс. кВ-А. Подавляющая часть сети была кабельной. В 1916 г. был проложен кабель 20 кВ к бывшей фабрике Торитона, что явилось первым шагом в передаче больших мощностей с использованием кабельных линий.

В 1923 г. после ликвидации послевоенной разрухи было осуществлено соединение электрических сетей трех станций через специальные разделительные трансформаторы, что

позволило в определенной мере регулировать режимы работы этих станций. Год 1923 можно считать годом зарождения Ленинградской энергетической системы.

Начало второго этапа развития системы относится к 1925— 1926 гг., когда в энергосистеме произошли коренные изменения. Последнее было вызвано реализацией Ленинского плана электрификации России (ГОЭЛРО), согласно которому 19 декабря 1926 г. вступил в эксплуатацию первенец советской электрификации — Волховская гидроэлектростанция имени В. И. Ленина.

Для передачи энергии Волховской ГЭС в Ленинград были сооружены две воздушные линии ПО кВ, которые подходили к подстанции Северная напряжением 110/35/6 кВ. Одновременно для электроснабжения северной части города были введены в эксплуатацию три подстанции 35/6 кВ, питание которых производилось по кабельным линиям 35 кВ от подстанции Северная. В южной части города вошла в строй подстанция 35/6 кВ Нарвская и кабельная сеть 35/6 кВ, связавшая три городские электрические станции. При этом была осуществлена кабельная связь 35 кВ между одной из подстанций 35/6 кВ севера и электростанцией южной части города.

В результате на территории города была создана уникальная по тому времени кабельная сеть 35 кВ общей протяженностью 70 км. Следует отметить прогрессивность, даже по нашим временам, решений, принятых при создании системы электроснабжения города. Все понижающие подстанции, включая подстанцию 110/35/6 кВ, были построены закрытыми. Вторичные подстанции 35/6 кВ выполнялись по единому проекту с установкой трансформаторов мощностью 6 тыс. кВА.

Следует особо отметить, что кабельная сеть 35 кВ, соединившая все подстанции и электростанции города, была выполнена в виде кольца. С появлением сети 35 кВ на нее были возложены функции осуществления параллельной работы генерирующих источников питания и распределения энергии среди районов города. Эта же сеть выполняла функцию глубокого ввода высокого напряжения, поскольку она проходила по сложившейся части города.

В 1930 г. было усилено питание кольца 35 кВ путем преобразования подстанции 35/6 кВ Нарвская с введением напряжения 110 кВ. Подстанция напряжением 110/35/6 кВ после ее реконструкции получила название Южная. В дальнейшем она использовалась для питания новых подстанций 35/6 кВ, сооружаемых в южной части города, а также на Васильевском острове. Воздушные линии 110 кВ, связавшие Южную и Северную подстанции, явились началом создания сети 110 кВ.

Бурный рост промышленности Ленинграда в годы первых пятилеток потребовал сооружения новых источников питания. В 1933 г. вошла в эксплуатацию Нижне-Свирская гидроэлектростанция, энергия которой подавалась в город двумя воздушными линиями 220 кВ. Последнее привело к сооружению крупной районной подстанции 220 кВ на окраине города, использованной для питания развивающегося кольца 110 кВ и линий 110 кВ, отходящих в глубь города.

Развитие кольца 110 кВ проходило с некоторыми особенностями, вызванными географическим положением Ленинграда: с западной стороны город омывается водами Финского залива. Сооружение воздушной линии 110 кВ на территории города было невозможно, а прокладка кабеля 110 кВ для создания замкнутого кольца в довоенные годы представлялась весьма сложным и дорогим мероприятием. В связи с этим кольцо 110 кВ Ленинграда создавалось путем сооружения двухцепных воздушных линий, охватывающих город только с трех сторон. Распределительные устройства всех подстанций и присоединяемых к кольцу источников питания имели две системы шин 110 кВ.

Такое построение сети 10 кВ обеспечивает ее большую оперативную гибкость, позволяющую поддерживать необходимые режимы работы системы энергоснабжения без нарушения надежности питания потребителей. Рассматриваемое выполнение обеспечивает двустороннее питание каждой подстанции 110 кВ, возможность деления сети на части и т. д. При таком выполнении питание потребителей западной части города осуществляется за счет

создания в этих районах городских подстанций 35 кВ, связанных кабельными линиями 35 кВ с подстанциями 110/35 кВ.

По мере развития кольцевой сети 110 кВ кабельная сеть 35 кВ была разомкнута на части и в дальнейшем преобразована в распределительную сеть. В 1931 г. была введена первая подводная кабельная линия 35 кВ большой протяженности, проложенная между Ленинградом и Кронштадтом, а также включена впервые в СССР опытная маслонаполненная линия 110 кВ, кабель для которой был изготовлен на заводе «Севкабель».

В эти годы началось переустройство распределительных сетей города путем ликвидации однофазных сетей напряжением 2,2 и 3,3 кВ и развитие трехфазной сети 6 кВ. Реконструкция сети была ускорена наводнением 1924 г., когда из 5134 установленных трансформаторов 2325 оказались затопленными. Новая распределительная сеть 6 кВ выполнялась по петлевой схеме с использованием в ТП трансформаторов мощностью до 320 кВ А. Одновременно производился перевод трехпроводных сетей 0,11 кВ на четырехпроврдные сети 0,22 кВ с использованием свинцовой оболочки действующих кабелей в качестве нулевого провода. Это предложение, полностью оправдавшее себя за более чем 50-летний период эксплуатации, следует рассматривать как незаурядное техническое решение. Целесообразность этого решения была вторично подтверждена в конце шестидесятых годов, когда .низковольтная сеть города была переведена на напряжение 0,38 кВ только путем смены трансформаторов в ТП. Аналогичным образом следует оценивать предложение, разработанное в рассматриваемый период, о переводе петлевой сети 0,22 кВ в замкнутый режим с осуществлением параллельной работы трансформаторов разных ТП через эту сеть. Последнее создавало предпосылки к выполнению сети 0,38 кВ по замкнутой схеме;

Третий период развития системы относится к послевоенному времени, после ликвидации тяжелых разрушений, нанесенных во время блокады. Следует отметить вклад ленинградских энергетиков в оборону своего города, героическую работу по обеспечению города электрической энергией. В этой связи может быть отмечена единственная в своем роде линия электропередачи «Волховская ГЭС— Ленинград» через Ладожское озеро. Знаменитая Дорога жизни, бывшая единственной транспортной магистралью между Ленинградом и Большой землей, одновременно являлась трассой, по которой проходила линия для электроснабжения города. Несмотря на все попытки фашистских захватчиков разрушить Волховскую ГЭС имени В. И. Ленина, она продолжала работать. Однако электрические связи станции с городом были полностью разрушены. Тепловые электростанции города жестоко страдали от недостатка топлива. В этих условиях было принято решение о создании временной линии электропередачи между городом и Волховской ГЭС.

Для максимального использования электрических сооружений, сохранившихся на узкой территории между городом и ГЭС, и передачи возможно большей мощности напряжение ЛЭП было принято 60 кВ. Линия работала с глухозаземленной нейтралью, что позволило использовать в необходимых случаях оборудование 35 кВ. Пересечение Ладожского озера было выполнено кабельными линями 10 кВ с сооружением на обоих берегах подстанций 60/10 кВ.

Принципиальная схема ЛЭП показана на рис. 8-6. Общая длина линий передачи складывалась из 115 км воздушных и 22,5 км кабельных линий. В условиях непрерывной бомбежки вражеской авиацией и боевых действий все сооружения ЛЭП были построены в течение двух месяцев, и осенью 1942 г. энергия Волховской ГЭС стала поступать в город.

В качестве примера решения задач, возникших при сооружении линий, отметим особенности прокладки кабельных линий 10 кВ через Ладожское озеро. Обычный способ прокладки кабелей из-за непрерывных бомбежек был неприемлем. Поэтому каждая кабельная линия 10 кВ длиною 22,5 км предварительно монтировалась из строительных длин кабелей и укладывалась на большегрузной барже. Затем, невзирая на состояние водной поверхности озера, кабельную линию на всем протяжении 22,5 км прокладывали ночью за 12—14 ч. Таким образом было проложено пять кабельных линий.

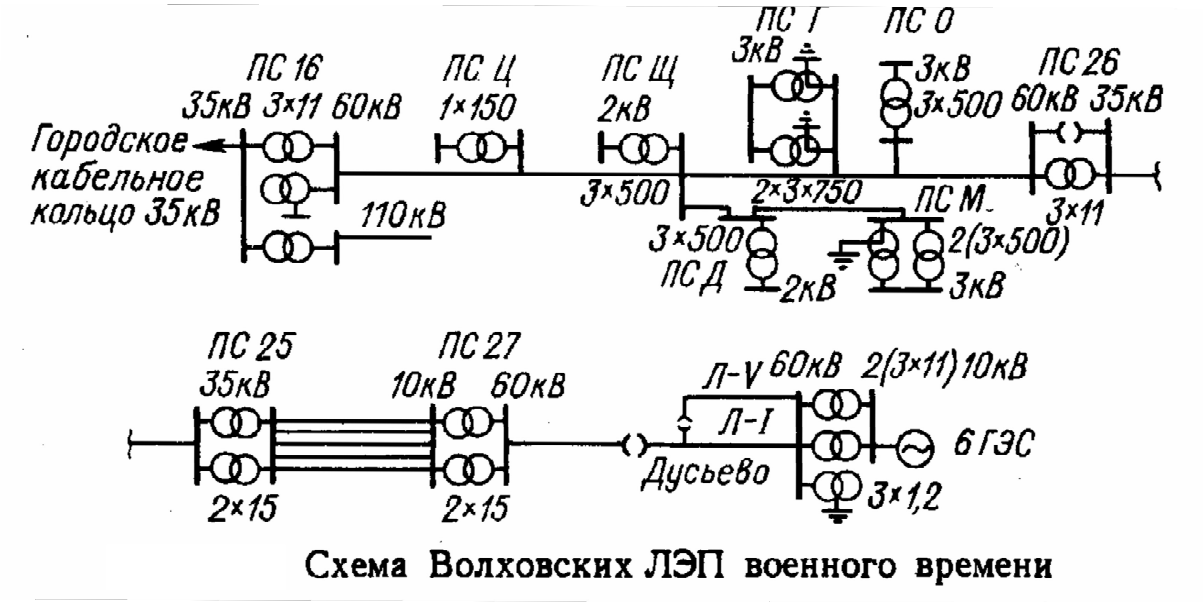
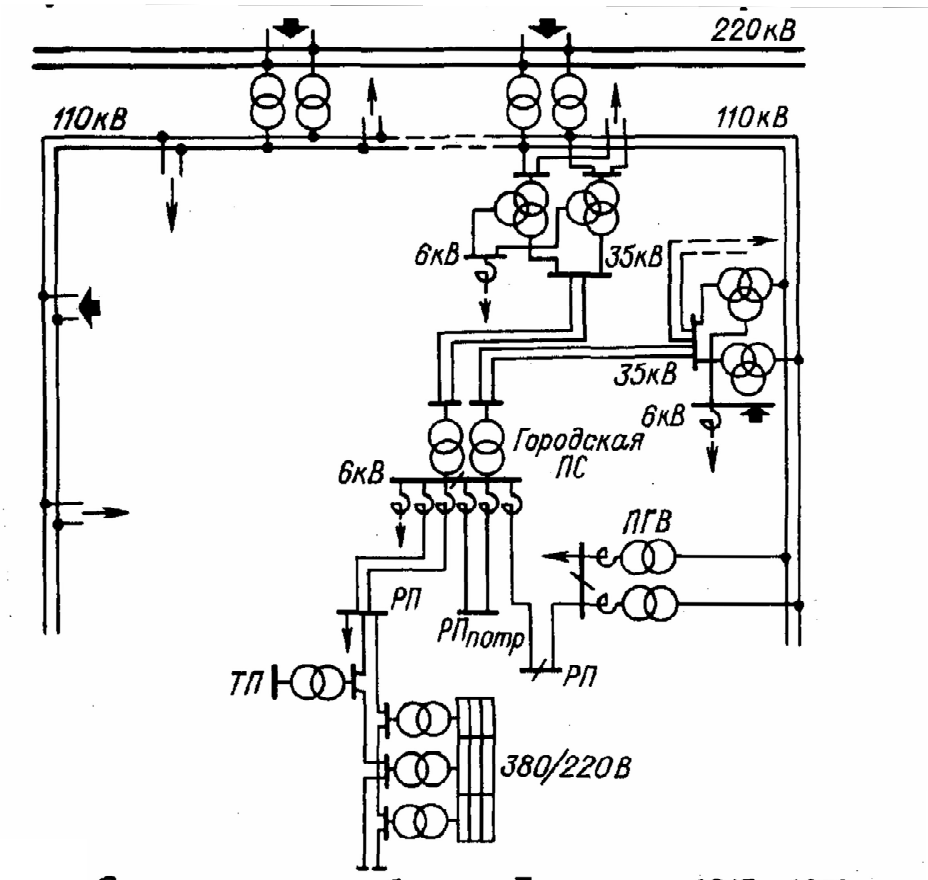


Схема Волховских ЛЭП военного времени

Зимой 1942—1943 гг. для увеличения пропускной способности линий за 12 дней была проложена «ледовая» воздушная линия передачи 60 кВ протяженностью 29,3 км непосредственно по льду Ладожского озера. Весной она была демонтирована в течение 4,5 сут. Около двух лет эта линия электропередачи снабжала город энергией.

Послевоенный период развития системы характеризуется высокими темпами увеличения нагрузки потребителей. Поэтому вводятся в эксплуатацию новые электрические станции на окраине города и за его пределами. Для приема возросших потоков энергии создается кольцо 220 кВ, охватывающее город с востока, кольцо 110 кВ делится на части. Вводятся в эксплуатацию новые подстанции 10 кВ, в том числе подстанции, выполненные по схеме глубокого ввода 110/6 кВ (ПГВ), максимально приближенные к центральным районам города. Производится усиление действующих кабельных сетей 35 кВ и подстанций 35/6 кВ. Общая протяженность кабельной сети 35 кВ составила около 400 км.



Система электроснабжения Ленинграда 1945—1970 гг.

Дальнейший рост нагрузки города потребовал соответствующих изменений системы электроснабжения. Для питания города начали использовать напряжение 330 кВ, которое явилось системообразующим для севера-западных районов страны. С введением напряжения 330 кВ принято принципиальное решение о преобразовании системы электроснабжения города к виду 330/110/10 кВ. С этой целью предусматривается развитие кольцевой сети и сооружение глубоких вводов 330 кВ, ограничение сети 220 кВ, включая перевод действующих подстанций 220 кВ на 330 кВ, дальнейшее преобразование сети 110 кВ, сооружение новых подстанций глубокого ввода и использование кабельных линий 110 кВ для их питания. Суммарная протяженность кабельной сети 110 кВ в настоящее время составляет 340 км (в однофазном исчислении), кабельной сети 220 кВ — 24 км.

При построении кабельной сети 110 кВ с целью ее удешевления в некоторых случаях предусмотрено совместное питание подстанций глубокого ввода 110 кВ, как это представлено на рис. Также там показана схема электроснабжения города (без сети 35 кВ). За счет усложнения одной из подстанций (имеется в виду установка на ней двух выключателей В1 и В2) можно сократить длину кабельных линий 110 кВ по сравнению с длиной при питании каждой подстанции по двум самостоятельным линиям 110 кВ.

В связи с развитием глубоких вводов 110 кВ принято решение о «замораживании» кабельной сети 35 кВ: последующей ее ликвидацией и переводом некоторых подстанций 35/6 на напряжение 110 кВ.

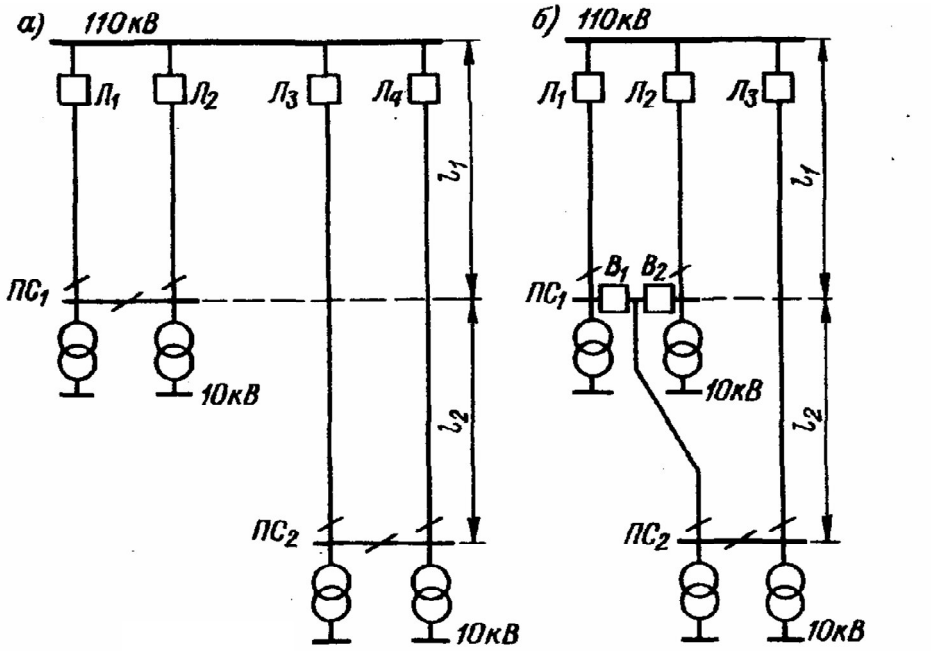
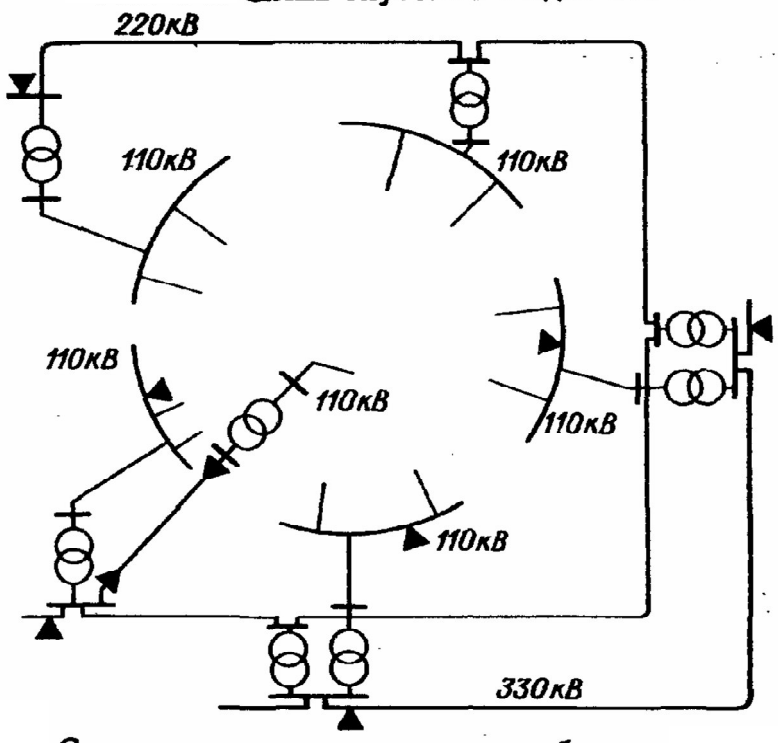


Схема глубоких вводов 110 кВ



Существующая схема электроснабжения

Одновременно с этим поставлена задача перевода действующей сети 6 кВ на напряжение 10 кВ с использованием существующих кабельных линий и оборудования сети 6 кВ. С этой целью новые понижающие подстанции имеют напряжение 10 кВ или два напряжения 6 и 10 кВ. Последнее рассматривается как временная мера, так как работы по переводу действующих сетей б кВ на напряжение 10 кВ требуют продолжительного времени.

По сравнению с 1950 г. сеть 6—10 кВ выросла в 4,3 раза, сеть 0,38 кВ — в пять раз, установленная мощность трансформаторов ТП — в шесть раз. Отмечается ускоренное развитие сети 10 кВ.

Изложенное позволяет проследить за развитием каждого элемента системы электроснабжения с момента возникновения первых электрических сетей города. Этот путь начинается от изолированных электростанций, которые питали потребителей по сети

низкого напряжения, с последующим введением сетей напряжением 2,2 и 3,3 кВ, а также 6 кВ.

По мере увеличения нагрузки отмечается повышение напряжения. Распределительная сеть преобразуется из трехпроводной напряжением 0,11 кВ в четырехпроводную сначала 0,22 кВ, затем 0,38 кВ. Однофазная распределительная сеть напряжением 2,2 и 3,3 кВ заменяется трехфазной 6 кВ, последняя переводится на напряжение 10 кВ.

Аналогичное наблюдается при развитии электроснабжающих сетей. Первая сеть 35 кВ заменяется сетью ПО кВ, преобразуется в распределительную, «замораживается», намечается к ликвидации. С появлением сети 220 кВ сеть 110 кВ превращается в распределительную. Дальнейшее развитие системы электроснабжения Санкт-Петербурга, как указывалось, получит вид 330/110/10 кВ.

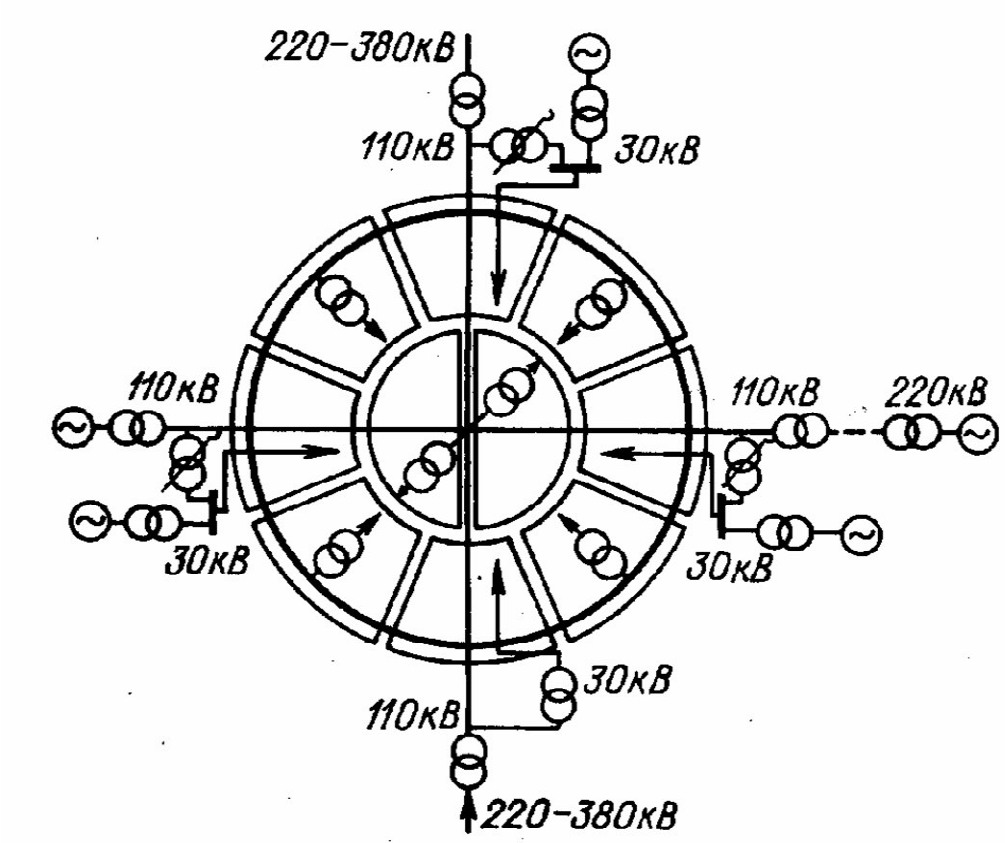
СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ БЕРЛИНА И ГАМБУРГА

В 1925—1929 гг. для питания Берлина была предложена система так называемого группового включения с замкнутой сетью 30 кВ. Она имела две особенности. Во первых, источники питания связывались между собой через сеть 30 кВ, линии которой соединялись с понижающей подстанцией 30/6 кВ. Во-вторых, на всех ступенях электроснабжения питание потребителей осуществлялось от двух независимых источников, для чего система электроснабжения разбивалась на отдельные группы. При необходимости разделение на группы могло быть доведено до распределительных подстанций и приемников 6 кВ.

Беспрерывный рост нагрузки в послевоенное время и другие условия потребовали введения в систему электроснабжения более высокого напряжения 110 кВ и соответствующей реконструкции системы питания Западного Берлина. При этом была признана целесообразность осуществления для питания города сети 110 кВ и разделения сети 30 кВ.

Существующая принципиальная схема питания Берлина приведена на рис. Действующие электростанции имеют свои районные сети 30 кВ. Для обмена мощностью между источниками питания предусмотрены связи станций с сетью 110 кВ с помощью повышающих трансформаторов 30/110 кВ. Другие источники питания отдают свою мощность только в сеть 110 кВ.

Некоторые станции вне зоны города ввиду дальности расположения связаны с системой электроснабжения Берлина линиями 220—380 кВ. Через районные подстанции 110/30 кВ мощность кольца отводится к городским подстанциям 30/6 кВ. Для передачи энергии в центральные районы города проложены сдвоенные кабельные линии 110 кВ большой пропускной способности. Эти линии пересекают город в двух взаимно перпендикулярных направлениях, имеется крупная подстанция 110/30 кВ.



Трассы кабельных линий 110 кВ выполнялись таким образом, чтобы они проходили вблизи действующих подстанций 30/6 кВ или в местах наибольшего скопления кабелей 30 кВ. Последнее позволило действующие подстанции 30/6 кВ с небольшими затратами реконструировать в подстанции 110/30 кВ.

Источники питания и подстанции 110/30 кВ по длине кольца чередуются, чтобы снизить необходимый транзит мощности в послеаварийных режимах. Созданное в Берлине кабельное кольцо 110 кВ вместе с диаметрами кольца имеет значительные размеры: его суммарная длина составляет 206 км (в трехфазном исчислении).

В последнее время рассматриваются вопросы создания сети 380 кВ, перевода действующих сетей 6 кВ на напряжение 10 кВ, использования глубоких вводов 110/10 кВ, исключения из системы промежуточного напряжения 30 кВ.

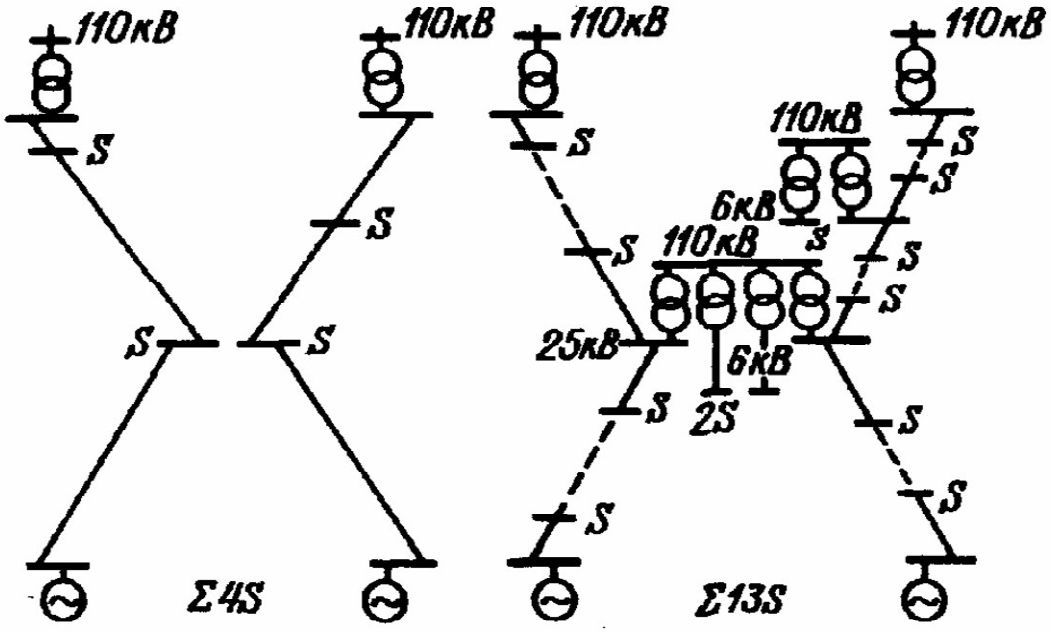
В сетях Гамбурга используются три напряжения: 110, 25 и 6 кВ. По мере роста нагрузки также возникла проблема реконструкции системы электроснабжения города. Разработка новой системы осуществляется в два этапа. При этом определение оптимальных параметров отдельных элементов системы производилось в общем виде на условных схемах, выбор принципов построения сетей 110 и 25 кВ осуществлялся путем разработки конкретных вариантов с учетом местных особенностей электроснабжения города. Сравнение технико-экономических показателей идеализированных систем передачи энергии определило, что рациональность передачи энергии при напряжении 110 кВ по сравнению с напряжением 25 кВ имеет место при мощности передачи более 180 МВ-А. Для плотности нагрузки от 20 до 50 МВ- А/км^2 оптимальная мощность подстанции свыше 200 МВ-А. Сеть трех напряжений 110/25/6 кВ города должна дополняться непосредственной трансформацией 110/6 кВ в пределах 23 % суммарной мощности.

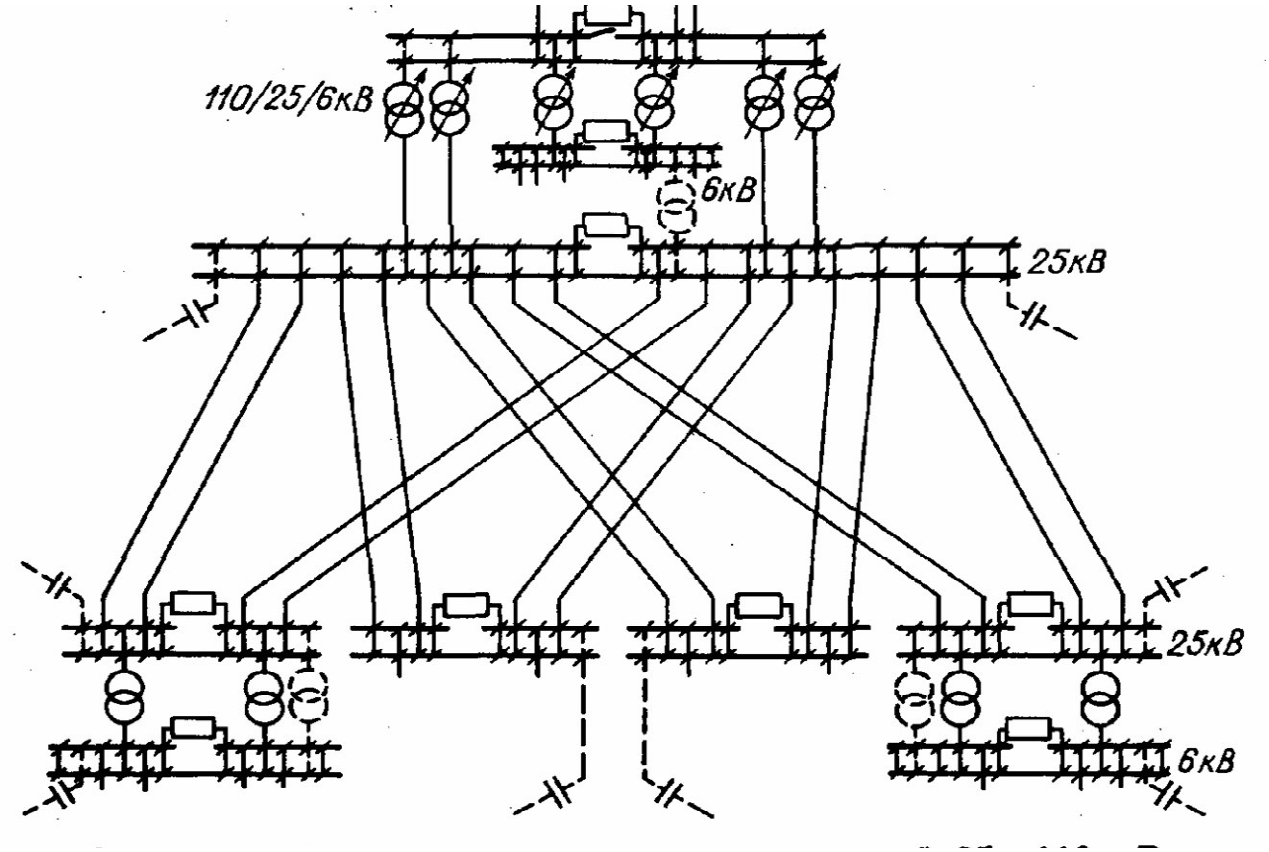
При определении общих принципов построения системы электроснабжения было признано нецелесообразным по местным условиям создавать сеть 110 кВ вокруг города. Первый вариант системы предусматривал перевод питания пяти действующих подстанций 25 кВ на напряжение ПО кВ с применением на подстанциях трех напряжений 110/25/6 кВ и доведением их мощности до 90 МВ-А.

Второй вариант электроснабжения базировался на переводе четырех действующих подстанций 25 кВ на напряжение 110/25/6 кВ с доведением мощности каждой подстанции до 200 МВА. Питание подстанций, переводимых на напряжение ПО кВ, намечалось осуществить радиальными линиями от разных источников питания. Результаты расчетов на модели показали преимущества этого варианта, и он был принят для реализации.

Для увеличения пропускной способности действующей сети 25 кВ выполнялся перевод подстанций 25/6 кВ на напряжение 110 кВ. На рис. 8-12 указывается пропускная способность условного узла сети 25 кВ до и после перевода двух его подстанций 25 кВ на напряжение 110 кВ. Если до реконструкции условная пропускная способность рассматриваемого узла сети 25 кВ составляла AS. то путем введения напряжения 110 кВ она увеличивается до 135. В результате, если до реконструкции в сети 25 кВ имелось четыре подстанции мощностью S, то после перевода двух подстанций 25 кВ на напряжение 110 кВ может быть сооружено еще дополнительно девять подстанций 25/6 кВ указанной мощности, что достигается в результате проведения в сети 25 кВ минимального объема работ.

Принципиальная схема узла сетей 25 и 110 кВ, а также типовой подстанции 110/25/6 кВ, по которой производилась реконструкция действующей системы электроснабжения города, указана на рис.


110кВ
110кВ
110кВ
110кВ
S
S
S



При этом для питания каждой подстанции 25/6 кВ используется четыре кабеля 25 кВ. Типовая подстанция 25/6 кВ предусматривает установку двух трансформаторов мощностью по 20 МВ-А и одного резервного трансформатора мощностью 12,5 МВ-А.

Трансформаторы на подстанциях работают раздельно на стороне вторичного напряжения. Регулирование напряжения производится только на подстанциях 110 кВ. Подстанции 25/6 кВ — без обслуживающего персонала. Все подстанции выполнены закрытыми.

В последнее время в Гамбурге начала применяться непосредственная трансформация напряжения 110 в напряжение 10 кВ и рассматриваются вопросы исключения ступени напряжения 25 кВ.

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЛОНДОНА И ПАРИЖА

В послевоенное время для Англии, как и для других стран Западной Европы, характерно непрерывное совершенствование электрических сетей. В частности, сокращается число используемых напряжении и число Ступеней трансформации энергии, преимущественное применение имеют комплектное оборудование и подстанции, отмечается разработка определенных принципов построения электрических сетей на длительный расчетный срок и т. п.

В этом отношении весьма характерно развитие системы электроснабжения Лондона, в котором в довоенное время использовалось более 20 напряжений. Разработанный принцип построения системы электроснабжения города предусматривает максимальное сокращение числа ступеней трансформаций, типизацию схемных решений на каждой ступени электроснабжения и конструктивное выполнение сетевых сооружений на базе использования только комплектного оборудования. В связи с большой протяженностью действующих сетей города при разработке принципа построения его системы учитывалось состояние существующих сетей и возможность их использования для последующей эксплуатации. По этой причине в системе электроснабжения были оставлены действующие сети некоторых промежуточных напряжений.

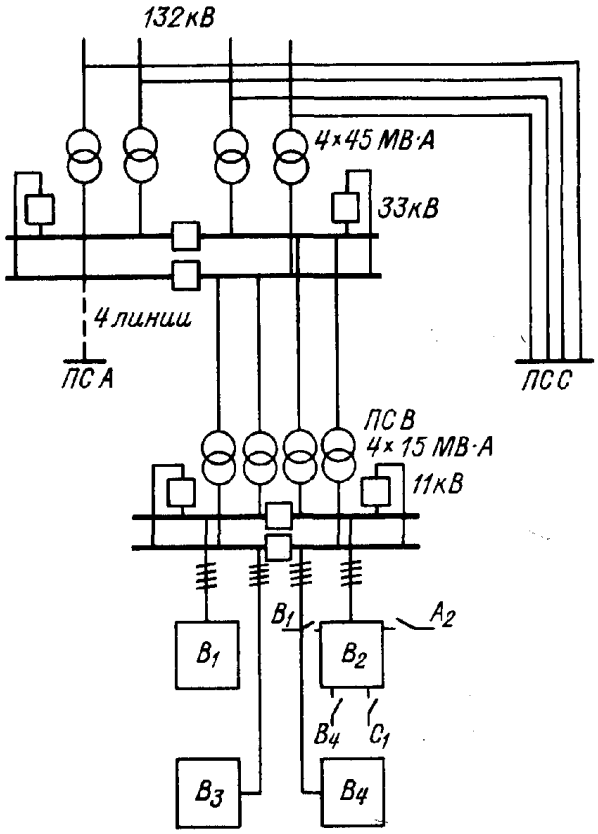
Система Лондона базируется на использовании напряжений 275 и 400 кВ; для распределения энергии среди отдельных районов и крупных потребителей применяются напряжения 123, 33 и 11 кВ. Сети других напряжений, как, например 66 и 6,6 кВ, ликвидируются путем замены или перевода на указанные основные напряжения.

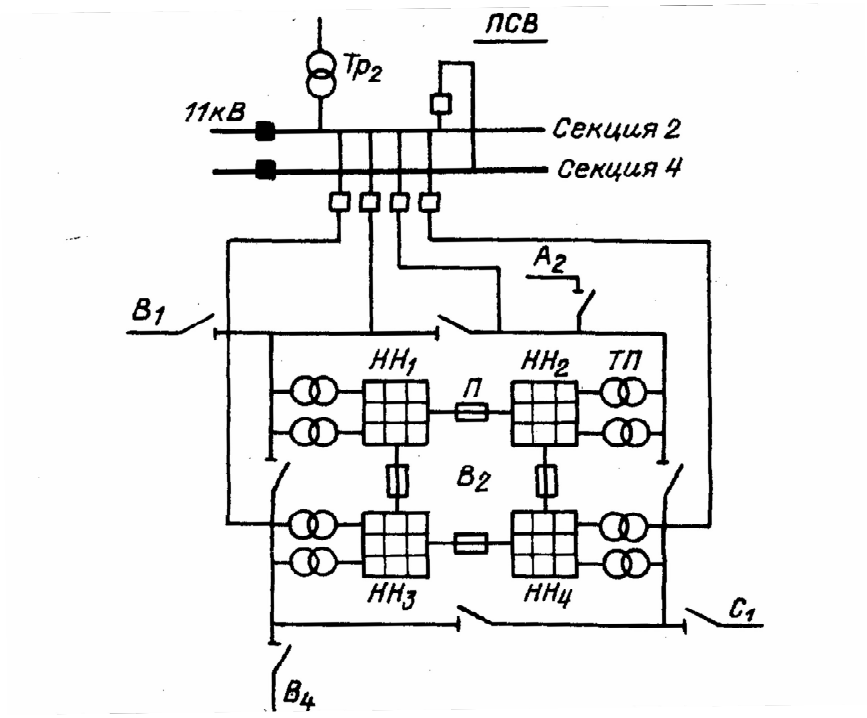
Типовая схема отдельного узла электроснабжения города дана на рис.

На головной подстанции узла предусматривается установка четырех трансформаторов 132/33 кВ мощностью 45 МВА, каждый из которых присоединен к линии 132 кВ. При напряжении 33 кВ используется двойная секционированная система шин, трансформаторы работают параллельно, попарно на секции шин.

От каждой головной подстанции питаются три вторичные подстанции 33/11 кВ, на которых устанавливается четыре трансформатора мощностью 15 МВ А каждый. Выполнение подстанции при напряжении 11 кВ и режим работы трансформаторов аналогичны подстанции 132/33 кВ. В новых районах промежуточная трансформация 132/33 кВ исключается и вторичные подстанции выполняются напряжением 132/11 кВ (ПСС).

Вторичные подстанции имеют четыре секции РУ 11 кВ, от каждой из которых отходят четыре линии распределительной сети 11 кВ, предназначенные для питания отдельных участков сети 0,415 кВ (В1, В2, В3 и В4). Построение распределительной сети имеет свои особенности. Каждая отходящая от подстанции распределительная линия 11 кВ питает одну часть кольцевой распределительной сети 11 кВ рассматриваемого участка В2 сети 0,415 кВ. В свою очередь, к участку сети 11 кВ присоединены 8—10 ТП с трансформаторами мощностью 500 кВА каждый, которые работают параллельно через сеть 0,415 кВ (участки НН). Участки кольцевой сети имеют связи напряжением 11 кВ между собою, а также две связи с другими кольцевыми участками рассматриваемой подстанции и две связи с участками других подстанций. Применительно к участку В2 схема такой сети показана на рис.





Отдельные участки сети 0,415кВ (НН1, НН2, НН3 и НН4) связаны через предохранители так называемой слабой связи. Присоединение ТП к рассматриваемой распределительной линии 11 кВ в данном случае производится с помощью двух выключателей нагрузки, которые вместе с выключателем трансформатора мощностью 500 кВА составляют единое герметичное маслонаполненное устройство. В районе с высокой плотностью нагрузки сеть 0,415 кВ выполняется по замкнутой схеме. По этой причине в распределительной сети 11 кВ предусматривается так называемое переплетение линий 11 кВ, отходящих от понижающей подстанции, с соответствующим изменением коммутации сети 11 кВ. Для защиты сети 0,415 кВ используются автоматы обратной мощности и предохранители. Предусматривается дальнейшее упрощение ТП путем присоединения их к сети 11 кВ с помощью глухого ответвления, что позволяет выполнить ТП в виде единого комплектного аппарата.

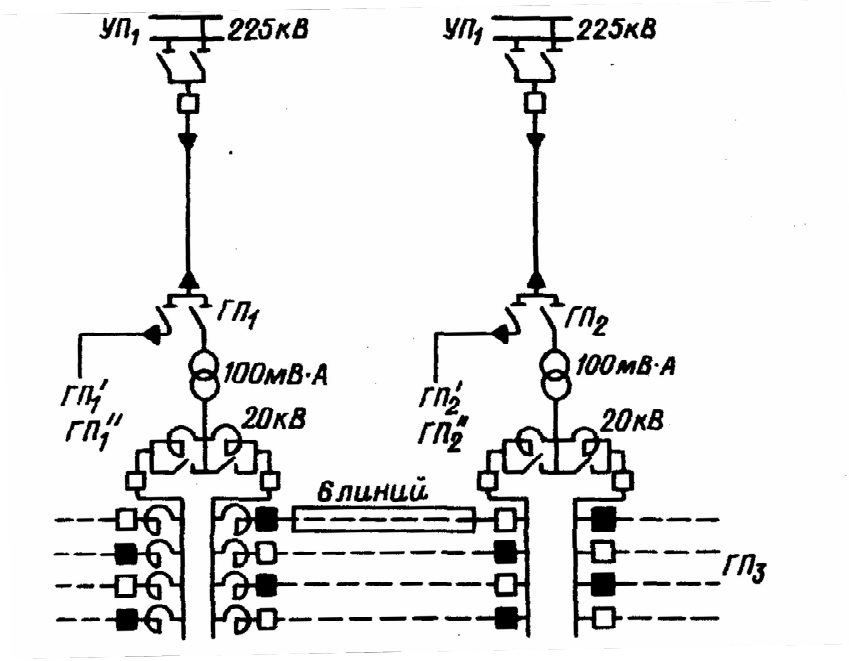
Понижающие подстанции, размещаемые среди городской застройки, обычно закрытого типа, включая подстанции напряжением 275/132 кВ. Ряд вторичных понижающих подстанций размещен под землей. Ввиду жестких габаритных ограничений для РУ высоких напряжений используются КРУ с элегазовым наполнением.

Система электроснабжения Парижа до национализации энергетического хозяйства Франции отличалась пестротой используемых электрических напряжений. В начале семидесятых годов была проведена специальная работа, в результате которой определялись принципиальные положения по созданию так называемой новой системы электроснабжения города на расчетный срок до 2000 г. Следует подчеркнуть оригинальность принятых при этом решений.

Суммарная электрическая нагрузка района Большого Парижа, территория которого была условно разбита на четыре зоны, к 2000 г. должна достигнуть 42 500 МВА. Она будет обеспечиваться за счет мощности собственных электростанций в размере 8950 МВА и мощности внешних источников питания 33550 МВА. Питающую сеть и основные опорные подстанции предусматривается выполнять напряжением 730 кВ. В начальный период для этих целей будет служить напряжение 380 кВ. Распределение энергии среди районов города намечается при напряжении 225 кВ путем создания соответствующих узлов сети указанного напряжения, которая будет выполнять своеобразную роль глубокого ввода. Схемы построения отдельных узлов сети 225 кВ несколько различаются в зависимости от рассматриваемой зоны Парижа.

Каждый узел сети 225 кВ содержит несколько весьма крупных и развитых понижающих подстанций 225/20 кВ, от которых с помощью кабельных линий 225 кВ, выполняемых по радиальной схеме, будут питаться ^городские понижающие подстанции 225/20 кВ, предназначенные для электроснабжения непосредственно городских районов Парижа. Для покрытия расчетной нагрузки этих районов, которая определена в размере 7500 МВ-А, намечается в течение рассматриваемого срока построить 90 понижающих подстанций 225/20 кВ.

Отметим особенности выполнения электрических сетей городских районов Парижа, т. е. радиальной сети 225 кВ и распределительных сетей 0,38 и 20 кВ. Каждая кабельная линия 225 кВ с пропускной способностью 300 В А предназначена при полном развитии системы для питания трех городских подстанций 225/20 кВ. Принципиальная схема сетей 225 и 20 кВ подстанции 225/20 кВ приведена на рис.



На городской подстанции предусматривается установка только одного трансформатора 225/20 кВ мощностью 100 МВА. Подстанции присоединяются к радиальной линии 225 кВ с помощью элегазовых разъединителей, защита всех трех подстанций действует на выключатель, установленный на узловой подстанции (УП). Резервирование городских подстанций предусматривается с помощью распределительной сети 20 кВ, прокладываемой между всеми ПС и создающей своеобразное кольцо 20 кВ, разделенное в нормальном режиме на части по числу подстанций. От каждой городской подстанции должны отходить восемь магистральные линий 20 кВ, каждая из которых содержит шесть алюминиевых кабелей сечением 3х146 мм. Пропускная способность такой линии определена в пределах 32,5МВА. Параллельная работа подстанций через сеть 20 кВ не предусматривается, В нормальном режиме на каждой подстанции будут включены только четыре линии 20 кВ. Питание других четырех линий 20 кВ должно производиться от соседних подстанций (рис.).

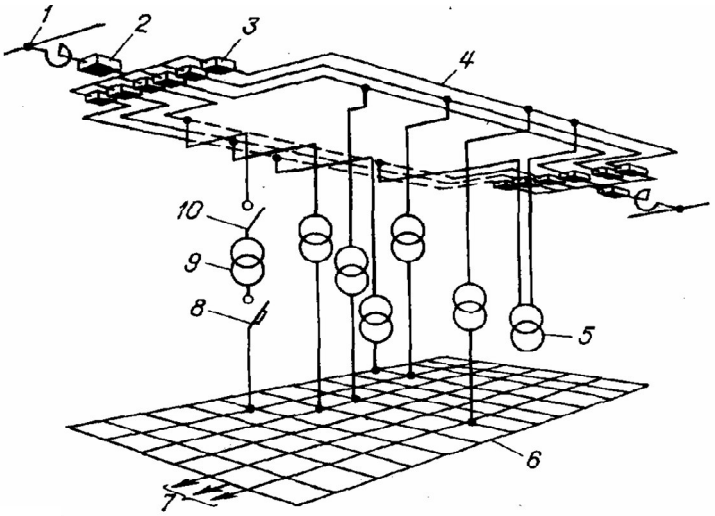


Схема построения распределительных сетей Парижа

1 — шины РУ 20 кВ ЦП; *2* — МВ секционный; *3* — МВ линейный; *4* — распределит ная линия 20 кВ; *5* — ТП потребителя; *6* — замкнутая сеть 0,38 кВ; *7* — вводы жи домов; *8* — сетевой автомат; *9* — трансформатор 20/0,38 кВ; *10* — выключатель нагр

При выходе из работы любой из рассматриваемых подстанций 225/20 кВ ее нагрузка с помощью кольцевой сети 20 кВ будет передаваться на две соседние подстанции, и с помощью дополнительных переключений магистральных линий 20 кВ на этих подстанциях нагрузка может быть передана по кольцевой сети 20 кВ на соседние подстанции. Пропускная способность кольцевой сети 20 кВ рассчитана на возможность одновременного выхода двух подстанций, питаемых от разных линий 225 кВ.

Наиболее тяжелые режимы будут иметь место при полном развитии системы, когда каждая радиальная линия 225 кВ окажется связанной с тремя подстанциями 225/20 кВ. При повреждении такой линии одновременно будут выходить из работы три подстанции, что требует большего числа переключений в кольцевой сети 20 кВ.

Ликвидация такого рода режимов возлагается на ЭВМ, и с этой целью в Париже построен новый центральный диспетчерский пункт, оснащенный современными устройствами телесигнализации и телеуправления, а также счетными машинами.

При полном развитии должны быть построены три кольцевые сети 20 кВ и 50 подстанций 225/20 кВ рассматриваемого типа. Предусматривается поэтапное сооружение сетей и подстанций: линий в магистрали 20 кВ и магистралей 20 кВ между подстанциями, подстанций 225/20 кВ, присоединяемых к радиальным линиям 225 кВ, и линий 220кВ, последовательное введение ПС 225/20 кВ в существующую кольцевую сеть 20 кВ, что будет многократно увеличивать пропускную способность кольцевой сети 20 кВ.

Конкретные сроки выполнения этих работ определяются ростом электрической нагрузки городских потребителей.

Магистральные линии 20 кВ предназначены не только для резервирования подстанций 225/20 кВ. Они используются также для питания замкнутой сети 0,38 кВ города. К каждой магистральной линии 20 кВ может быть присоединено до 60 ТП, питающих замкнутую сеть 0,38 кВ. Типовое решение предусматривает присоединение ТП к линиям 20 кВ с помощью глухих ответвлений и установку в ТП одного трансформатора мощностью 630 кВА с автоматом обратной мощности.

Кабельные линии магистрали 20 кВ прокладываются по разным улицам города, присоединение к ним ТП осуществляется по принципу «перемешивания», ТП самостоятельных потребителей присоединяются к разным линиям 20 кВ.

3. Практические занятия, их содержание и объем в часах

3.1. Методические рекомендации по проведению практических занятий

Цель проведения практических занятий - научить студентов определять электрические нагрузки, показатели и характеристики ГЭН, рассчитывать режимы в городских электрических сетях, уметь выбирать номинальное напряжение сети, сечение проводов (кабелей) и мощности трансформаторов из условий технико-экономических соображений. Выбирать устройства защиты и автоматики.

Практические занятия проводятся с привлечением программ «MathCad», «ZAPUSK», «CURSE2», «KRNET», «Расчет эл.сети», «Elsnab8», «ACPE» и задач для самостоятельного решения.

В процессе обучения студенты осваивают ручные методы расчета и средства автоматизации инженерных расчетов - компьютерные промышленные разработки необходимые для последующей их реализации в практической деятельности:

Студенты должны научиться производить расчеты мощностей трехфазных и однофазных электрических нагрузок силовой и осветительной сети, уметь определить координаты центра электрических нагрузок и выбирать оптимальные места установки ТП и РП.

На основе расчета электрических нагрузок произвести расчет высоковольтных городских и сельскохозяйственных сетей с трансформаторными подстанциями и соответственно с их потребителями, а так же расчет низковольтной сети трансформаторной подстанции с низковольтными потребителями, осуществить выбор сечений проводов ВЛ, провести проверку сети на допустимые колебания напряжения при пуске двигателя.

Для выбранных вариантов электрических сетей необходимо научиться осуществлять технико-экономическое сравнение вариантов и выполнять расчёты токов трехфазного и однофазного к.з.

По результатам расчетов токов к.з. уметь выбирать и проверять высоковольтные и низковольтные электрические аппараты, осуществлять выбор устройств релейной защиты и автоматики, а также производить расчет их уставок.

Студенты должны свободно выбирать схемы и конструкции городских подстанций, РП и ТП, производить расчёты заземляющего устройства.

Всего предусмотрено 7 двухчасовых практических занятий, из которых завершающее занятие посвящено комплексному решению по разработке системы электроснабжения жилого района города (сельскохозяйственного района с малой плотностью нагрузок). На этом заятии студенты подводят итоги изучения дисциплины и оно является тренировочным перед защитой курсового проекта.

3.2. Перечень тем практических занятий

Тематика практических занятий в 9 семестре (14 часов)

№	Наименование темы
1.	Определение показателей и характеристик ГЭН.
2.	Расчет электрических нагрузок.
3.	Технико-экономические расчеты в СЭС городов и с/х.
4.	Выбор напряжения распределительных сетей. Выбор числа ступеней трансформации напряжения.
5.	Выбор сечения проводов (кабелей). Потери напряжения в трансформаторах. Потери мощности и энергии в сетях.
6.	Выбор устройств защиты и автоматики в городских сетях.
7.	Обзор задач по всем темам за семестр

3.3. Методические указания по проведению практических занятий

На первом занятии необходимо изучить типовые графики городских и сельскохозяйственных потребителей, научиться определять их показатели и характеристики. Студенты должны уметь переходить от типовых ГЭН к реальным, уметь прогнозировать ГЭН и управлять ими с помощью потребителей-регуляторов.

На втором занятии необходимо освоить существующие методы расчета электрических нагрузок городских и сельскохозяйственных потребителей на различных ступенях системы электроснабжения, научиться пользоваться нормативно-технической документацией в области проектирования и усвоить область применения каждого расчетного метода.

На третьем занятии студенты учатся применять ранее изученные экономические методы и подходы при проектировании электрической сети, осуществляют выбор вариантов построения питающих и распределительных сетей на основе технико-экономического сравнения и чистого дисконтированного дохода.

На четвертом занятии следует изучить использование номограмм и формул при определения рационального напряжения, строить систему электроснабжения с минимальным количеством ступеней трансформации, при необходимости рассматривать пути перевода существующих сетей на повышенное напряжение.

На пятом занятии осуществляется применение ранее изученных и новых методик при выборе сечения проводов (кабелей). Осваиваются специфические особенности для города и с/х по расчету потерь напряжения, мощности и энергии в трансформаторах и электрических сетях.

На шестом занятии проводится выбор устройств защиты и автоматики в городских и с/х сетях, а также определяются их уставки. Рассматриваются вопросы согласования защит и строится карта селективности.

Седьмое занятие посвящено обзору задач по всем темам - комплексному решению по разработке СЭС жилого района города (с/х района). Подводятся итоги изучения дисциплины и проводится тренинг защиту курсового проекта.

4. Методические рекомендации по выполнению курсового проекта «Проектирование системы электроснабжения жилого района города (сельскохозяйственного района с малой плотностью нагрузок)»

Курсовой проект по данной дисциплине выполняется в 9 семестре и предназначен для изучения электроэнергетических характеристик и электрических нагрузок основных групп потребителей электроэнергии на территории города или сельскохозяйственного района с малой плотностью нагрузок.

Курсовой проект предназначен для решения вопросов по разработке системы электроснабжения жилого района города или сельскохозяйственного района с малой плотностью нагрузок: расчета электрических нагрузок, выбора числа и мощности силовых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности, выбора схем питающих (распределительных) сетей и расчета их оптимальных режимов работы, выбора схемы и конструкции трансформаторных подстанций и распределительных пунктов, расчета токов коротких замыканий, выбора и проверки основного электрического оборудования, решения вопросов компенсации емкостных токов замыкания на землю и др.

Введение

Курсовое проектирование имеет цель получить практические навыки расчета электрических сетей студентами.

При выполнении проекта студент полностью отвечает за принятые решения, а задача руководителя сводится к ознакомлению студента с возможными вариантами решения, методами расчета, он направляет самостоятельную творческую работу студента.

Оформление проекта.

Курсовой проект разрабатывается в соответствии с заданием и оформляется в виде расчетно-пояснительной и графической части (2 листа формата А-1).

Пояснительная записка включает: титульный лист, задание, введение, расчетно-пояснительная часть, список используемой литературы и оглавление.

Без наличия задания проект к проверке не принимается.

Чертежи, графики, схемы должны соответствовать требованиям ЕСКД. Пояснения расчетов должны быть предельно краткими и четкими. При многократном повторении одинаковых решений пример подробного решения приводится один раз, а результаты остальных решений сводятся в таблицу.

Защита проекта

Проект защищается на кафедре.

Студенту дается 10 минут для краткого сообщения о содержании курсового проекта и принятых в нем решениях, а затем он отвечает на вопросы членов комиссии.

Примерное содержание пояснительной записки

Введение

Исходные данные

1. Краткая характеристика жилого района
2. Расчет электрических нагрузок
   - 2.1. Расчет электрических нагрузок жилых зданий
   - 2.2. Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения
   - 2.3. Расчет электрических нагрузок общественно-коммунальных потребителей
   - 2.4. Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений
   - 2.5. Расчет электрических нагрузок предприятий ЖКХ
   - 2.6. Расчет электрических нагрузок электрифицированного транспорта
   - 2.7. Расчет осветительной нагрузки
   - 2.8. Расчет электрических нагрузок промышленных потребителей
3. Проектирование низковольтного электроснабжения
   - 3.1. Определение места расположения ТП
   - 3.2. Выбор схемы и сечений распределительной сети 0,4 кВ
   - 3.3. Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП
   - 3.4. Выбор числа и мощности ТП. При необходимости с учетом КРМ
   - 3.5. Выбор схемы и конструкции ТП
   - 3.6. Определение потерь мощности и энергии в сетях 0,38 кВ
   - 3.7. Определение потерь напряжения
   - 3.8. Расчет сети на потерю напряжения при пуске электродвигателя
4. Проектирование высоковольтного электроснабжения
   - 4.1. Расчет электрических нагрузок в сети высокого напряжения
   - 4.2. Выбор места расположения подстанции. Определение величины высокого напряжения
   - 4.3. Проверка необходимости КРМ на шинах РП (городской ПС). (Выбор числа и мощности силовых трансформаторов)
   - 4.4. Выбор схемы и сечений питающих и распределительных линий
   - 4.5. Определение конструктивных параметров электрической сети
   - 4.6. Определение потерь высокого напряжения в сети (трансформаторе)
   - 4.7. Определение потерь мощности и энергии в сети (трансформаторе)
   - 4.8. Выбор схемы и конструкции РП (городской ПС)
5. Расчет токов КЗ
6. Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ
7. Выбор и проверка электрических аппаратов
8. Релейная защита и автоматика
9. Согласование защит, карта селективности
10. Расчет контура заземления подстанции
11. Расчет емкостных токов замыкания на землю и выбор ДГР
12. Определение себестоимости распределения электроэнергии

Заключение

Список литературы

Введение

Во введении должны быть использованы материалы постановлений Правительства Российской Федерации, приказов, руководящих указаний и документов Минтопэнерго РФ, нормативно-техническая документация РАО «ЕЭС России».

Во введении должны быть сформулированы основные задачи подъема уровня жизни населения и сферы его обслуживания, развития инфраструктуры города (сельскохозяйственного района с малой плотностью нагрузок) и его производств на основе широкого внедрения электроэнергии в жизненные и технологические процессы на базе надежного и качественного электроснабжения.

Обосновываются цели и задачи и задачи разрабатываемого проекта.

Исходные данные

Обстоятельное изучение электрических нагрузок в городской системе электроснабжения – сложная самостоятельная задача.

Для распространенных в среде городского хозяйства электроприемников показатели нагрузки определены на основе многолетних экспериментальных исследований и приводятся в приложении 1 таблица 1.

В данном разделе необходимо воспользоваться заданной преподавателем экспликацией зданий и сооружений, содержащей перечень вновь вводимых объектов, либо выписать из таблицы согласно заданию нагрузки двенадцати трансформаторных подстанций.

План застройки жилого района города или сельскохозяйственного района с малой плотностью нагрузок выдается студенту вместе с заданием.

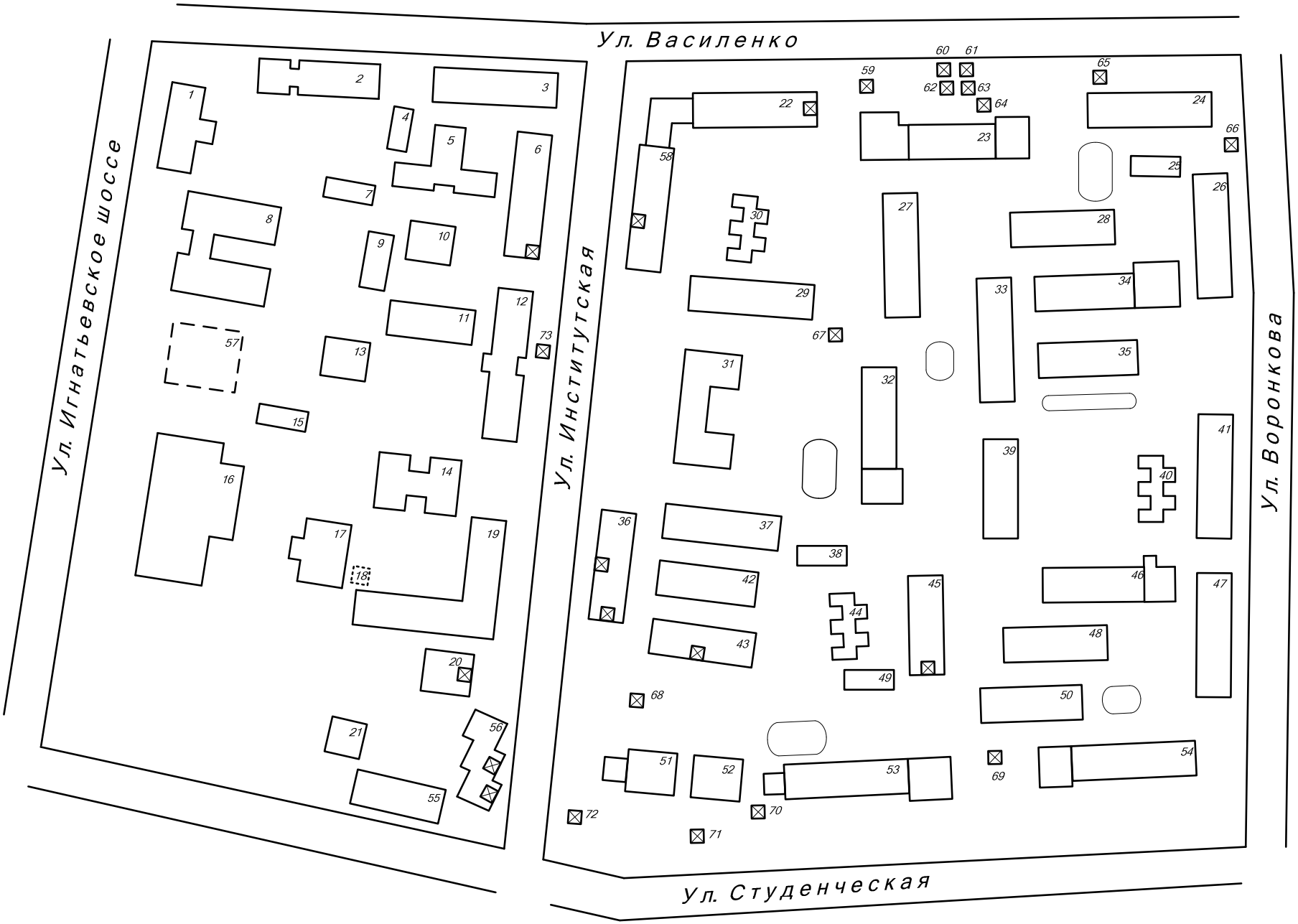
Таблица нагрузок трансформаторных подстанций

№ п.п.	Наименование объекта	Номер шифра	Дневной максимум			Вечерний максимум			Категория надёжности
			$P_д$, кВт	$Q_д$, квар	$S_д$, кВА	$P_в$, кВт	$Q_в$, квар	$S_в$, кВА	
ТП-1									
…									
ТП-12									

Экспликация зданий и сооружений

Наименование	№ на плане	К-во квартир, Площадь, $м^2$,Посещение	Лифты
9 этажей / встроенный магазин	20	72 / 50	2
9 этажей	21	36	1
9 этажей	55	108	3
9 этажей / встроенный магазин / клуб	51	72/100/20 чел.	2
9 этажей	52	72	2
5 этажей	3	110	
5 этажей / встроенный магазин	6	110 / 40	
5 этажей	10	32	
5 этажей / встроенная аптека	22	110 / 50	
5 этажей/встроенны магазин/магазин/парик-кая	58	110/50/200/2	
5 этажей / встроенный магазин/ магазин	23	60/200/150	
5 этажей	24	110	
5 этажей	26	110	
5 этажей	27	110	
5 этажей	28	89	
5 этажей	29	110	
5 этажей/встроенная контора	32	89/900	
5 этажей	33	109	
5 этажей/встроенный магазин	34	90/180	
5 этажей	35	90	
5 этажей/встроенный магазин/ магазин	36	110/80/30	
5 этажей	37	110	
5 этажей	39	89	
5 этажей	41	110	
5 этажей	42	89	
5 этажей/встроенный парик-кая	43	89/30	
5 этажей/встроенный магазин	45	89/40	
5 этажей/встроенный магазин	46	60/250	
5 этажей	47	110	
5 этажей	48	89	
5 этажей	50	89	
5 этажей/встроенный банк/почта/ клуб	53	109/150/150/80 чел.	
5 этажей/встроенный магазин	54	109/200	
5 этажей/встроенный магазин/ магазин	56	60/100/100	
Общежитие мед. /встроенный магазин	5	620 чел./40	
Общежитие № 3	11	250 чел.	
Общежитие № 2/встроенный магазин	12	600 чел./60	
Общежитие № 4	13	150 чел.	
Общежитие № 1/встроенный магазин	19	800 чел./60	
Институт механизации	1	1400 $м^2$	
НИИ	2	800 $м^2$	
Учебный корпус № 6+7	8	1500 чел.	
Учебный корпус № 5	13	700 чел.	
Учебный корпус № 1	16	1000 чел.	
Комбинат пит. “Ландыш”	17	300 чел.	
Школа №16	31	800 чел.	

Начальная школа	30	540 чел.	
Учебный корпус № 4	40	300 чел.	
Детский сад	44	250 чел.	
Гаражи	7	10 шт.	
Гаражи	4	10 шт.	
Гаражи	9	8 шт.	
Гаражи	25	10 шт.	
Гараж АмГУ	15	12 шт.	
Гаражи	38	8 шт.	
Гаражи	49	15 шт.	
Киоск	58-72		
Электрифицированный городско транспорт	Протяженность контактной сети – 3000 м		


Ул. Василенко
Ул. Игнатьевское шоссе
Ул. Институтская
Ул. Воронкова
Ул. Студенческая
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73

Для выбранного района города (поселка) составить план расположения объектов городской системы электроснабжения и экспликацию зданий и сооружений. На основе плана и экспликации разработать следующие вопросы.

1. Краткая характеристика жилого района

В зависимости от размера города (сельскохозяйственного района) для питания потребителей, расположенных на его территории, должна предусматриваться соответствующая система электроснабжения.

Поэтому первым этапом необходимо определить к какой группе в зависимости от численности населения относится рассматриваемый город (сельскохозяйственный район) и в зависимости от этого определиться с этажностью жилой застройки. В крупнейших и крупных городах, а также а городах с ограниченными для их развития территориями предусматривается смешанная застройка в девять и более этажей, частично пятиэтажная. В других городах н поселках рекомендуется, как. правило, пятиэтажная застройка; допускается .застройка в девять этажей и выше при наличии соответствующих обоснований.

Далее необходимо дать характеристику жилого сектора, объектов общественно-коммунального характера и предприятий ЖКХ. Указать наличие или отсутствие промышленных потребителей. При этом следует отметить наличие предприятий, учреждений и организаций градообразующего значения. Малые города и поселки городского типа достаточно часто располагаются вблизи крупных промышленных предприятий, имеющих самостоятельные системы электроснабжения. Для питания таких поселений создаются более простые системы электроснабжения, связанные с системами электроснабжения прилегающих предприятий.

Затем необходимо классифицировать население города или других населенных мест в зависимости от степени участия в общественном производстве и характера трудовой деятельности. Для новых городов и поселков численность градообразующей группы населения принимается на первую очередь строительства не менее 40 % и на расчетный срок не более 35 % численности населения. Численность обслуживающей группы населения принимается 18 и 23 % соответственно.

Указать зоны территории населенного места по назначению и их структурные единицы (микрорайон, жилой район, состоящий из нескольких микрорайонов, объединенных общественным центром). Размеры селитебной территории устанавливаются исходя из средней обеспеченности населения общей жилой площадью. Плотность жилого фонда микрорайона в зависимости от климатического района принимается равной для пятиэтажной застройки 4800-5700 и девятиэтажной застройки 6300-7500 $м^2$ общей жилой площади на 1 Га территории микрорайона. При этом предусматриваются: в группе жилых домов в радиусе обслуживания до 0,3 км — детские ясли сады и физкультурные площадки; в микрорайоне в радиусе до 0,5 км — школы, предприятия торговли к общественного питания, физкультурные площадки, гаражи для индивидуальных автомобилей; в жилом районе, как правило, в общественном центре, в радиусе обслуживания до 1,5 км — торговый центр или отдельные предприятия торговли и общественного питания, клуб, кинотеатр, библиотека, поликлиника, гаражи для автомобилей; в населенном месте — здания административных и профсоюзных органов (в городах — в городском центре), один или несколько торговых центров, рестораны, гостиницы, больницы, а также в зависимости от размера и значения города — высшие учебные заведения, театры, дома культуры, парки, дело городского общественного транспорта н т. д.; в пригородной зоне — учреждения, предназначенные для обслуживания кратковременного и длительного отдыха населения города, а также населения пригородной зоны: пансионаты, детские лагеря, дома отдыха, санатории, спортивные базы, специализированные больницы.

Если принцип построения системы определяется особенностями города, включая характеристики источников питания, напряжение электрических сетей энергосистемы, географическое положение и так далее, то решение остальных вопросов допускает

обобщенный подход, независимо от местных условий.

2. Расчет электрических нагрузок

Важнейшей предпосылкой рационального выбора системы электроснабжения является правильное определение расчетных нагрузок, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов системы.

Первым этапом проектирования систем электроснабжения является определение электрических нагрузок. Расчетной называется нагрузка, по которой выбирают и проверяют электрооборудование, мощность источников питания, сечения проводников, номинальную мощность трансформаторов и преобразователей, по которой вычисляют потери напряжения и мощности.

На этапе проектирования систем электроснабжения точные характеристики электроприемников могут быть неизвестны, поэтому для определения расчетных электрических нагрузок применяют различные методы, которые подразделяют на основные и вспомогательные.

К первой группе относятся методы расчета по: установленной мощности и коэффициенту спроса; средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузок; средней мощности и коэффициенту максимума (метод упорядоченных диаграмм).

Вторая группа включает в себя методы расчета по: удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска продукции за определенный период времени; удельной нагрузке на единицу площади или на одного посетителя.

Применение того или иного метода определяется требованием к точности расчетов.

2.1. Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Электрические нагрузки новой жилой застройки определены в соответствии с таблицей $2.1.5^{H}$, $2.1.1^{H}$ и $2.3.2^{H}$ Дополнений к РД34.20.185-94 по приведенным к шинам ТП удельным нагрузкам в Вт/м^2 общей площади с учетом электропищеприготовления.

Расчетная нагрузка квартир жилого дома ($P_{кв}$) определяется по формуле:

$$\boldsymbol{P_{кв} = P_{кв.уд} \cdot n},$$

где $\boldsymbol{P_{кв.уд}}$ – удельная нагрузка электроприемников квартир, зависящая от числа квартир, присоединенных к линии, типа кухонных плит и наличия бытовых кондиционеров воздуха), кВт/кв; $\boldsymbol{n}$ – количество квартир, присоединенных к линии.

Количество квартир и другие данные, необходимые для расчета принимаются из экспликации зданий и сооружений.

Электроприемники потребителей подключаются на напряжении 0,4кВ. Как правило, бытовые нагрузки требуют однофазного питания и подключаются на фазу и ноль, т.е на напряжение 220 В, однако имеются и общие силовые трехфазные нагрузки. Для определения расчетной мощности нагрузки жилых домов (квартир и силовых электроприемников) используется следующий подход.

Расчетная активная нагрузка силовых электроприемников, приведенная к вводу жилого дома, определяется /РД/ с учетом коэффициента спроса, т.е отношения расчетной активной нагрузки P_{max} к номинальной мощности электроприемника $P_{ном}$.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников $P_с$, кВт, приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле:

$$\boldsymbol{P_с = P_л + P_{СТУ}}.$$

Расчетная нагрузка лифтовых установок жилого дома:

$$\boldsymbol{P_л = K_с \sum_{i=1}^{n} P_{л_i}},$$

где K_c – коэффициента спроса, определяемый по /РД/ в зависимости от количества лифтовых установок, подключенных к одной линии и этажности зданий; n – количество лифтовых установок; $P_{л_i}$ – установленная мощность одного лифта, кВт.

Расчетная мощность санитарно-технической нагрузки (нагрузка электродвигателей насосов водоснабжения и других санитарно-технических устройств (вентиляция, кондиционирование и т.д.)) определяется по выражению:

$$P_{СТУ} = K_c \sum_{i=1}^{n} P_{СТУ_i} \cdot$$

Полная расчетная мощность жилого дома составит:

$$S_{жд} = \sqrt{\left(P_{кв} + 0{,}9 \sum_{i=1}^{n} P_{c_i} \right)^2 + \left(P_{кв} \cdot tg\varphi_{кв} + 0{,}9 \sum_{i=1}^{n} P_{c_i} \cdot tg\varphi_{c_i} \right)^2},$$

где $P_c = P_л + P_{дв}$ – расчетная нагрузка силовых электроприемников; $tg\varphi_{кв}, tg\varphi_c$ – определяются из соответствующих коэффициентов мощности, которые равны для квартир с электроплитами cosφ=0,98, для санитарно-технических устройств $\cos\varphi_{дв}$=0,85, лифтов $\cos\varphi_л$=0,6.

Расчетная электрическая нагрузка жилых зданий микрорайона (квартала) $P_{р.мр.}$, кВт, приведенная к шинам 0,4 кВ ТП ориентировочно может определяться по формуле:

$$P_{р.мр.} = P_{р.ж.зд.\,уд.} S \cdot 10^{-3}$$

где: $P_{р.ж.зд.уд.}$ - удельная расчетная нагрузка жилых зданий, Вт/м^2;

S - общая площадь жилых зданий микрорайона (квартала), м^2.

Для определения при необходимости утреннего или дневного максимума нагрузок следует применять коэффициенты:

0,7 - для жилых зданий с электрическими плитами;

0,5 - для жилых зданий с плитами на сжиженном газе и твердом топливе.

Электрическую нагрузку жилых зданий в период летнего максимума нагрузок можно определить умножив приведенные в таблице нагрузки зимнего максимума на коэффициенты:

0,7 - для квартир с плитами на природном газе;

0,6 - для квартир с плитами на сжиженном газе и твердом топливе;

0,8 - для квартир с электрическими плитами.

Пример расчета нагрузки жилого дома

В качестве примера определяется расчетная нагрузка 45 квартирного жилого дома повышенной комфортности.

1. Расчетная нагрузка квартир жилого дома

Мощность электроприемников квартир в жилых домах определяется по установленной мощности, если она неизвестна, то по таблице 2.1.1. [РД] определяется удельная расчетная нагрузка электроприемников.

$$P_{кв} = P_{кв.уд} \cdot n = 3{,}0 \cdot 45 = 135 \text{ кВт.}$$

2. Силовая нагрузка представлена насосами для подкачки воды в многоэтажные дома и лифтами.

Мощность насосов для СЭ160-70 составляет 37 кВт.

Вторая составляющая силовой нагрузки это лифты. Для 45 квартирного дома повышенной комфортности считаем 3 подъезда и в каждом лифт. В зависимости от этажности и количества лифтов выбирается K_c коэффициент спроса /РД, табл.2.1.2/.

Расчетная нагрузка лифтовых установок определяется по формуле:

$$P_л = K_c \sum_{i=1}^{n} (P_{ПАС} \sqrt{ПВ} + P_{РЕГ})_i$$

где $P_{ПАС}$ - паспортная мощность двигателя; $ПВ$ - продолжительность включения двигателя (0.6); $P_{РЕГ}$ - мощность регулирующей аппаратуры.

Выбирая лифты Карачаровского завода мощностью $P_{ПАС}=25$ кВт и $P_{РЕГ}=1.5$ кВт, вычислим нагрузку дома.

Расчет нагрузки лифта выполняется по формуле:

$$P_л = 0,8 \cdot 3(25\sqrt{0,6} + 1,5) = 50,1 \text{ кВт}.$$

Расчетная нагрузка силовых электроприемников P_c, кВт, приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле:

$$P_c = 37+50.1=87.1 \text{ кВт}.$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников $P_{р.ж.д}$, кВт, определяется по формуле /РД. п.2.1.4/:

$$P_{р.ж.д} = P_{кв} + k_у P_c,$$

где $P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт; P_c - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт; $k_у$ - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников (равен 0,9).

$$P_{р.ж.д} = 135+0,9 \cdot 87,1=213,4 \text{ кВт}.$$

2.2. Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения

Достаточно часто рассматриваемые учреждения располагаются в жилых домах. В результате нагрузка на вводе в жилой дом в этом случае определяется:

$$P_{ж.д.общ} = P_{ж.д} + K_{н.м} P_{общ},$$

где $P_{ж.д.\ общ}$ - расчетная электрическая нагрузка жилого здания, в которое встраивается учреждение; $P_{общ}$ — расчетная нагрузка учреждения, встроенного в жилой дом; $K_{н.м}$ — коэффициент участия максимума нагрузки встроенного предприятия в максимуме нагрузки жилого дома.

2.3. Расчет электрических нагрузок общественно-коммунальных потребителей

При определении электрической нагрузки городских общественно-коммунальных потребителей последние могут быть условно разбиты на две группы: в первую группу следует отнести учреждения культурно-бытового назначения (просвещение, здравоохранение, торговля, общественное питание, связь), во вторую группу — коммунально-хозяйственные предприятия (котельные, водопровод, канализация), а также внутригородской электрифицированный транспорт.

Действующая методика определения электрической нагрузки первой группы рассматриваемых потребителей, приведенной к вводу потребителей, базируется на использовании соответствующих коэффициентов спроса для осветительной и силовой нагрузок и коэффициента совмещения для суммарной нагрузки потребителя. Отметим, что нормированные значения коэффициентов спроса и совмещения в данном случае устанавливались на основании измерений электрической нагрузки действующих объектов рассматриваемой группы потребителей.

Расчетная нагрузка на вводе рассматриваемого потребителя

$$P_{макс} = K_{совм} (P_{р.о} + P_{р.с} + 0,4 P_{р.х.с}),$$

где $P_{р.\ 0}$, $P_{р.\ с}$ и Рр. х. с — расчетная нагрузка осветительная, силовая, холодильных установок и систем кондиционирования воздуха соответственно; Ксовм — коэффициент совмещения нагрузок.

В свою очередь, нагрузка осветительных установок

$$P_{р.о} = K_{с.о} P_{ном.о},$$

где Кс.о — коэффициент спроса освещения; $P_{НО}$м.о — установленная мощность осветительных установок потребителя.

Расчетная нагрузка силовых установок определяется аналогично:

$$\boldsymbol{P_{р.\,с} = K_{с.с} P_{ном}}.$$

При этом $К_{с.с}$ нормируется в зависимости от особенностей технологического процесса предприятий. В частности, для предприятий общественного питания коэффициент спроса силовой нагрузки $К_{с.\,с}$ устанавливается в зависимости от доли установленной мощности теплового оборудования в суммарной установленной мощности и эффективного числа электроприемников конкретного предприятия. Для предприятий торговли $К_{с.\,с}$ выбирают в зависимости от доли установленной мощности холодильного и подъемного оборудования в суммарной установленной мощности и числа электроприемников.

Коэффициенты спроса силовой нагрузки и систем кондиционирования воздуха для других учреждений из рассматриваемой группы потребителей определяются в зависимости от числа работающих электроприемников.

Коэффициент совмещения при определении суммарной расчетной нагрузки на вводе потребителя выбирается в зависимости от отношения расчетной осветительной к силовой нагрузке и для конкретного потребителя. Установленная мощность осветительных устройств и силовых электроприемников принимается на основании проектов внутреннего электрооборудования рассматриваемых учреждений.

2.4. Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий (помещений) следует принимать по проектам электрооборудования этих зданий; промышленных предприятий - по проектам электроснабжения предприятий или по соответствующим аналогам.

Электрические нагрузки административных зданий определяются по удельным расчетным показателям.

Для реконструируемых электрических сетей в районах сохраняемой жилой застройки при отсутствии существенных изменений в степени ее электрификации (например, не предусматривается централизованный переход на электропищеприготовление) расчетные электрические нагрузки допускается принимать по фактическим данным.

Укрупнено расчетные нагрузки общественных зданий могут быть получены с помощью метода удельных нагрузок. Для предприятий общественного питания, гостиниц, школ и детских садов удельная нагрузка $Р_у$ приводится в расчете на 1 человека, а для магазинов и административных зданий на $1м^2$ площади.

Расчетная электрическая нагрузка линии до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений), $P_{р.л}$, кВт, определяется по формуле

$$\boldsymbol{P_{р.л} = P_{зд.max} + \sum_{1}^{n} k_{yi} P_{ЗДi}},$$

где $P_{зд.max}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт; $P_{здi}$, - расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт; k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприемников).

Укрупненная расчетная электрическая нагрузка микрорайона (квартала) $P_{р.мр.}$, кВт, приведенная к шинам 0,4 кВ ТП определяется по формуле

$$\boldsymbol{P_{р.мр.} = (P_{р.ж.зд.уд.} + P_{общ.зд.уд.}) \cdot S \cdot 10^{-3}}$$

где: $P_{общ.зд.уд.}$ - удельная нагрузка общественных зданий микрорайонного значения, принимаемая 6 $Вт/м^2$;

S - общая площадь жилых зданий микрорайона (квартала), $м^2$.

Электрические нагрузки взаиморезервируемых линий (трансформаторов) при ориентировочных расчетах допускается определять умножением суммы расчетных нагрузок линий (трансформаторов) на коэффициент 0,9.

Пример расчета нагрузки общественных зданий

Мощность, потребляемую кафе, для наглядности определим по показателям мощности отдельных приемников (таблица).

Таблица – Показатели мощности отдельных приемников

Электроприемник	Кол-во	Мощность одного ЭП, кВт	Общая мощность $P_{УСТ}$, кВт
Посудомоечная машина	1	32	32
Кипятильник	1	12	12
Шкаф жарочный	1	9,6	9,6
Котел пищеварочный	2	7,0	14
Прилавок горячих блюд	2	6,5	13
Кофеварка	1	4,5	4,5
Универсальный привод	2	0,8	1,6
Холодильная камера	1	1	1
Прилавок холодных блюд	1	0,6	0,6
Электроплита	2	17	34
Хлеборезка	1	0,27	0,27
Кассовый аппарат	1	0,06	0,06
Вентилятор	2	3	6
Итого	18	-	128,63

Вычислим эффективное число электроприемников:

$$n_э = \frac{2\sum_{i=1}^{n} P_{ном_i}}{p_{ном.макс}} = \frac{2 \cdot 129.63}{32} = 8,03.$$

Принимаем $n_э=8$, и по таблицам выбираем $K_c=0.8$ - коэффициент спроса.

Учитывая коэффициенты, вычислим нагрузки силовую и освещения:

$$P_{р.с} = K_c \sum_{i=1}^{n} P_{с.уст_i} = 0,8 \cdot 128,63 = 102,9 \ кВт.$$

$$P_{р.о} = K_c \sum_{i=1}^{n} P_{о.уст_i} = 0,8 \cdot 15 = 12 \ кВт,$$

где осветительная нагрузка учитывалась по удельным показателям:

$$P_{о.уст} = S_к \cdot P_{о.уд} = 200 \cdot 0,75 = 15 \ кВт.$$

Расчетная нагрузка кафе с учетом несовпадения максимумов нагрузок определяется как:

$$P_р = k_{РМ}\left(P_{р.с} + P_{р.о}\right) = 0,95\left(102,9 + 12\right) = 109,2 \ кВт.$$

где $k_{РМ}$ =0,95 - коэффициент разновременности расчетных максимумов силовых и осветительных нагрузок.

2.5. Расчет электрических нагрузок предприятий ЖКХ

Электрические нагрузки коммунально-хозяйственных предприятий определяются по специальным методикам.

Определение расчетной нагрузки квартальных котельных базируется на материалах Генплана или схемы теплоснабжения рассматриваемого района города, где указываются тепловая нагрузка района, принятая система теплоснабжения (закрытая или открытая), вид теплоносителя и используемое топливо для котельной. Тепловая нагрузка устанавливается на основании действующих удельных норм теплового потребления и числа жителей района.

Электрическая нагрузка котельной включает в себя две составляющие: нагрузку сетевых насосов $P_{с.к}$ и нагрузку остальных электроприемников котельной $P_{0,к}$.

Нагрузка сетевых насосов

$$P_{с.к} = p_{с.уд}Q,$$

где $p_{с.уд}$ — удельная расчетная нагрузка сетевых насосов, кВт/(Гкал/ч); Q — расчетная тепловая нагрузка района, Гкал/ч.

При отсутствии на трассе тепловой сети подкачивающих насосов

$$p_{с.уп} = 0{,}92\,(L + 4{,}5);$$

при наличии подкачивающих насосов

$$p_{с.уд} = 0{,}688\,(L + 5{,}96) - 0{,}027\Delta Z,$$

где L — длина тепловой сети от котельной до геометрического центра района теплоснабжения, км; ΔZ — разность отметок котельной и наиболее удаленного потребителя тепла.

Расчетная нагрузка остальных электроприемников котельной $P_{0,к} = P_{о.уд}Q$,

где $p_{0.уд}$ — удельная расчетная нагрузка котельной без сетевых насосов, кВт/(Гкал/ч).

Суммарная расчетная электрическая нагрузка котельной

$$P_к = P_{с.к} + P_{о.к}.$$

Для предварительных расчетов электрической нагрузки отопительных котельных с теплоносителем — водой можно использовать усредненные данные $p_{к.уд}$. В этом случае суммарная расчетная нагрузка котельной определится как

$$P_к = P_{к.уд}Q.$$

2.6. Расчет электрических нагрузок электрифицированного транспорта

Расчетная нагрузка тяговой подстанции городского электрифицированного транспорта зависит от принятой системы питания тяговой сети. Различают децентрализованную и централизованную системы питания. При децентрализованной системе каждая секция контактной сети питается от двух соседних тяговых ПС и предусматривается взаимное резервирование ПС по проводам контактной сети. Для централизованной системы каждая тяговая ПС осуществляет автономное питание тяговой сети без взаимного резервирования. При централизованной системе питания тяговая ПС используется для совместного питания тяговой сети трамвая и троллейбуса.

Расчетная нагрузка тяговой ПС определяется исходя из рабочего тока тяговой сети:

$$I_{ПС\ т.с.}=I_{т.с.}\cdot N\cdot L,$$

где $I_{т.с.}$ - расчетная линейная плотность тока, А/км; L - суммарная протяженность контактной сети трамвая и троллейбуса, км; N - расчетная частота движения подвижного состава.

Плотность тока для трамвая (один вагон) принимается $I_{трм}$=8,4А/км, для троллейбуса $I_{трл}$=10А/км. Расчетная частота движения принимается для трамвая $N_{ТРМ}$ = 30 пар поездов/ч (два вагона), для троллейбуса $N_{ТРЛ}$ = 40 машин/ч.

Тогда суммарная нагрузка тяговой сети будет равна

$$P_{т.с.} = 0{,}6I_{ПС\ т.с.},$$

где 0,6 кВ — напряжение тяговой сети.

Расчетная нагрузка тяговой ПС окончательно составит

$$P_{пс} = P_{т.с.}\cdot 1{,}3/0{,}8,$$

где 1,3 - коэффициент, учитывающий сезонность нагрузки; 0,8 - коэффициент, учитывающий возможную перегрузку вагонов трамвая (троллейбуса).

2.7. Расчет осветительной нагрузки

Расчетная нагрузка сетей наружного освещения города определяется как сумма мощностей осветительных установок с учетом коэффициента спроса, равного 1. При этом мощность определяется светотехническим расчетом с учетом характера освещаемой территории города, действующих норм освещенности, типа и параметров используемых светильников. В результате светотехнического расчета устанавливается удельная мощность освещения, относимая к 1 м^2 освещаемой поверхности рассматриваемой территории:

$$P_{ос} = (P_{л} + \Delta P_{ПРА})\, mM/lb,$$

где $P_{л}$— номинальная мощность лампы, Вт; $\Delta P_{ПРА}$—потери мощности газоразрядных ламп. Вт; m — число светильников фонаря, относящихся к одному ряду; М — число рядов светильников; l — шаг фонарей отдельных светильников, м; b — ширина проезжей части улицы, тротуара и т. п.

Удельную мощность установки определяют для всех участков улиц, отличающихся схемой размещения светильников, их мощностью.

В результате мощность установки

$$P_{уст} = P_{ос}S\cdot 10^{-3},$$

где S — площадь освещаемой территории, м^2.

Тогда расчетная нагрузка сети наружного освещения

$$P_{осв} = \sum_{1}^{n} P_{уст},$$

где n — число установок, питание которых предусматривается от рассматриваемого элемента системы электроснабжения.

Как правило, при расчетах параметров установок наружного освещения современной застройки городов используются типовые решения в зависимости от характера рассматриваемой городской территории. При этом для различных вариантов осветительных установок указываются их электрические параметры: удельная установленная мощность освещения (на 1 м² освещаемой территории и 1 км длины установки).

Расчет электрических нагрузок сельскохозяйственного населенного пункта

Расчет нагрузки, потребляемой жилыми домами, рассчитывается методом коэффициента одновременности по формулам,

$$P_{\Sigma} = \kappa_{o} \cdot n \cdot P \,, \quad Q_{\Sigma} = \kappa_{o} \cdot n \cdot Q \,,$$

где n - количество домов; κ_o – коэффициент одновременности, (приложение1 табл.1); P – активная мощность одного дома, кВт (приложение1 табл. 1); Q – реактивная мощность одного дома, квар (приложение1 таблицы 1).

Для освещения улицы в темное время суток необходимо принять тип светильников и тип источника света, а также высоту подвеса. Согласно приложения 1 табл. 2 выбирается удельная мощность уличного освещения.

Мощность, уличного освещения определяется по формулам,

$$P_{уо} = P_{уд} \cdot L \,, \quad Q_{уо} = P_{уо} \cdot tg\varphi \,,$$

где $P_{уд}$ – удельная мощность уличного освещения, Вт/м (приложение1 таблицы 1); L – длина улицы, м; $tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности светильника.

Активная мощность необходимая для освещения приусадебных участков определяется по формуле,

$$P_{осв} = \kappa_{o} \cdot n \cdot П \cdot P_{уд.о} \,,$$

где $П$ - периметр приусадебного участка, м, n – количество домов, $P_{уд.о}$ – удельная мощность освещения приусадебных участков, Вт/п.м. (примечание 5 таблицы 2 приложения 1).

Реактивная мощность необходимая для освещения приусадебных участков определяется по формуле,

$$Q_{осв} = P_{осв} \cdot tg\varphi .$$

Для определения расчётного вечернего максимума активной и реактивной мощностей расчётного населённого пункта с учётом нагрузки уличного освещения и освещения приусадебных участков необходимо просуммировать данные нагрузки,

$$P_{в} = P_{\Sigma} + P_{уо} + \Delta P_{осв} \,, \quad Q_{в} = Q_{\Sigma} + Q_{уо} + \Delta Q_{осв} \,.$$

Полная потребляемая мощность расчётного населённого пункта для дневного и вечернего максимумов определяется по формуле,

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \,.$$

2.8. Расчет электрических нагрузок промышленных потребителей

Применяемые в настоящее время методы расчета нагрузки промышленных предприятий могут быть разбиты на две группы.

Первая группа содержит точные методы, в которых расчетная нагрузка определяется на основе средней нагрузки с использованием соответствующих коэффициентов или с учетом рассеяния расчетного максимума нагрузки от ее среднего значения.

Вторая группа включает в себя приближенные методы, базирующиеся на использовании показателя установленной мощности электроприемников с введением уточняющего коэффициента или на основе обобщающих показателей, связанных с технологическим процессом предприятия.

Номинальные мощности приемников принимаются в соответствии с требованиями технологического процесса предприятия. Коэффициенты использования для групп приемников со сходным режимом работы определяются заранее на действующих предприятиях путем предварительного обследования и приводятся в соответствующих справочниках.

В условиях действующего предприятия средняя нагрузка за максимально нагруженную смену определяется как частное отделения потребления электрической энергии за максимально нагруженную смену на ее продолжительность в часах. Под максимально нагруженной понимается смена с наибольшим потреблением электроэнергии, которое повторяется не менее пяти раз в году.

При проектировании систем электроснабжения в качестве нагрузок рассматривают группы или отдельные приемники электроэнергии. Для одиночного электроприемника в качестве расчетной нагрузки принимается номинальная мощность:

$$S_{расч} = S_{ном}; \quad I_{расч} = I_{ном}.$$

Для группы n однородных потребителей, работающих согласованно и в регулярном режиме, составляют графики нагрузки, из которых определяют максимальные получасовые нагрузки. Эти нагрузки принимают в качестве расчетных:

$$P_{расч.} = \sum_{i=1}^{n} k_{з_i} \cdot P_{i_{ном}},$$

где $k_{з_i}$ - коэффициенты загрузки отдельных приемников; n - число приемников в группе.

Для группы электроприемников с разным режимом работы определяется групповой коэффициент использования активной (реактивной) мощности:

$$K_и = \sum_{1}^{n} P_{ср.м} \Big/ \sum_{1}^{n} P_{ном},$$

где n — число подгрупп электроприемников с разными режимами работы, входящих в данную группу.

Зная установленные активные мощности приемников и коэффициенты их использования, можно рассчитать среднюю нагрузку по каждому элементу электроснабжения. При наличии разных групп приемников средняя нагрузка элемента определяется как сумма средних нагрузок всех групп электроприемников.

Для групп разнородных приемников расчетную нагрузку с учетом разновременности максимумов определяют по:

$$S_{расч.} = k_{рм_i} \sqrt{\left(\Sigma P_{расч.i}\right)^2 + \left(\Sigma Q_{расч.i}\right)^2},$$

где $\Sigma P_{расч.i}$ - сумма расчетных активных нагрузок отдельных групп приемников; $\Sigma Q_{расч.i}$ - тоже для реактивных нагрузок.

Коэффициент максимума для большого числа разнородных устройств зависит от числа, мощности и режима работы нагрузки, чтобы учесть эти факторы используют эффективное число электроприемников $n_э$. Коэффициент максимума $K_к$ для приемников всех без исключения режимов работы устанавливается в зависимости от группового коэффициента использования приемников, входящих в группу, и их эффективного числа, равного

$$n_{эф} = \left(\sum_{1}^{n} P_{ном}\right)^2 \Big/ \sum_{1}^{n} P_{ном}^2,$$

где nэф — эффективное число приемников; $P_{ном}$ — номинальная мощность приемников; n — число приемников.

При большом количестве электроприемников эффективное число электроприемников определяется по приближенной формуле:

$$n_э = \frac{2\sum_{i=1}^{n} P_{ном_i}}{p_{ном.макс}}.$$

Расчетную нагрузку методом упорядоченных диаграмм определяют но формуле:

$$P_{расч.} = k_м \cdot P_{ср}.$$

Коэффициент максимума в зависимости от эффективного числа электроприемников $n_э$ и коэффициента использования $k_и$ определяют по кривым или таблицам справочников.

Из второй группы способов расчета наибольшее распространение имеет метод определения расчетной нагрузки с использованием коэффициента спроса. Расчетную нагрузку с использование коэффициента спроса для однородных приемников следует определять как:

$$P_{расч.} = \sum_{i=1}^{n} k_{c_i} \cdot P_{i_{уст}}; \quad Q_{расч.} = P_{расч.} \cdot tg\varphi; \quad S_{расч.} = \sqrt{\left(P_{расч.}\right)^2 + \left(Q_{расч.}\right)^2},$$

где $k_c = k_м \cdot k_и$ - коэффициент спроса; $k_м$ - коэффициент максимума; $k_и$ - коэффициент использования мощности.

Величина K_c принимается постоянной, независимой от числа электроприемников. Такое допущение приемлемо лишь при достаточно высоких значениях коэффициента использования мощности и большом числе электроприемников. Значения коэффициента спроса при проектировании принимаются по справочным материалам.

Во вторую группу входят способы расчета нагрузки по удельным показателям производства. При заданном объеме выпуска продукции и удельном расходе электроэнергии расчетная нагрузка

$$P_{макс} = n_{уд} \cdot M_{см} / T_{см},$$

где $n_{уд}$ — расход электроэнергии на единицу продукции; $M_{СМ}$ — количество продукции, выпускаемой за смену; $T_{см}$ — продолжительность наиболее загруженной смены,

В некоторых случаях расчетная нагрузка может быть определена по ее удельной плотности:

$$P_{макс} = P_0 G,$$

где P_0 — удельная нагрузка (на 1 м² производственной площади); G — площадь размещения электроприемников, м².

Приведенная методика не распространяется на специальные установки, например для контактной сварки, испытательные станции, промышленный электрический транспорт и т. д. Для определения нагрузок отдельных мощных электроприемников с фиксированным режимом работы должны использоваться индивидуальные показатели их работы.

Значительный интерес представляет собой расчет электрических однофазных нагрузок, включенных на фазное или линейное напряжение, особенно при неравномерной загрузке по фазам.

Пример расчета нагрузок при несимметричном распределении электроприемников по фазам

В сетях низкого напряжения часто встречает случай смешанного подключения нагрузки на фазное и линейное напряжение. При проектировании систем электроснабжения не всегда удается равномерно распределить мощность однофазных приемников по фазам. Если неравномерность распределения нагрузки не превышает 15%, то ею пренебрегают и считают, что нагрузка симметрична. Если неравномерность распределения мощности по фазам больше 15%, то несимметричную нагрузку представляют условной трехфазной номинальной мощностью $P_{ном.усл}$.

1. При небольшом числе приемников, включенных на фазное напряжение, принимают равной утроенному значению номинальной мощности $P_{ном.м.ф}$ наиболее загруженной фазы:

$$P_{ном.усл} = 3P_{ном.м.ф},$$

где $P_{ном.усл}$ - условная трехфазная номинальная мощность.

2. При приемниках включенных на разные линейные напряжения:

$$P_{ном.усл} = 3P_{ном.м.ф}.$$

3. При одном приемнике, включенном на линейное напряжение:

$$P_{ном.усл} = \sqrt{3} P_{ном.л} .$$

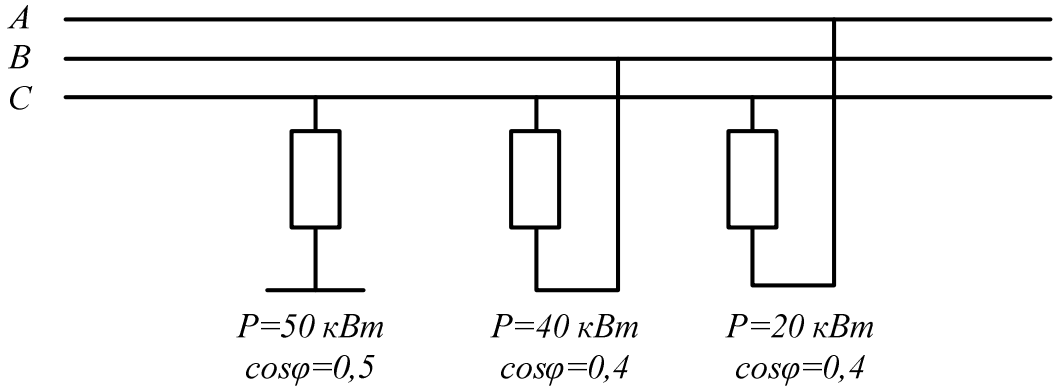
где $P_{ном.л}$ - номинальная мощность нагрузки.

При смешанном включении однофазных приемников, условную трехфазную номинальную мощность определяют суммированием однофазных нагрузок данной фазы и однофазных нагрузок, включенных на линейное напряжение приведенных к этой фазе и фазному напряжению. Коэффициенты приведения учитывают зависимость распределения токов по фазным проводам от, сдвига по фазе между линейным напряжением и током. Значения коэффициентов приведения (Ю.Г. Барыбин. Справочник по проектированию электроснабжения, с.75) даны в табл.

Обозначения	При значениях $\cos\varphi$				
	0,4	0,6	0,8	0,9	1,0
$P_{(AB)A}, P_{(BC)B}, P_{(CA)C}$	1,17	0,89	0,72	0,64	0,5
$P_{(AB)B}, P_{(BC)C}, P_{(CA)A}$	-0,17	0,11	0,28	0,36	0,5
$Q_{(AB)A}, Q_{(BC)B}, Q_{(CA)C}$	0,86	0,38	0,09	-0,05	-0,29
$Q_{(AB)B}, Q_{(BC)C}, Q_{(CA)A}$	1,44	0,96	0,67	0,53	0,29

В первой строке таблицы дается коэффициент приведения мощности нагрузки, включенной на напряжение U_{AB}, к фазе A. При смешанном включении трехфазных и однофазных нагрузок, расчетную мощность определяют сложением с условной трехфазной мощностью, вычисленной с помощью коэффициентов приведения.

Для примера определим среднюю нагрузку фазы А, если на фазу А подключен приемник 50 кВт, $\cos\varphi$=0.5, а на линейные напряжения АС и АВ подключены приемники мощностью 20 кВт и 40 кВт соответственно и $\cos\varphi$=0.4.



По таблице определяем коэффициенты приведения:

$P_{(AC)A} = -0,17, P_{(AB)A} = 1.17$ и $Q_{(CA)A} = 1,44, Q_{(AB)A} = 0,86$.

Тогда значение активной и реактивной мощности фазы A могут быть вычислены как:

$$P_{ном.A} = 50 - 0,17 \cdot 20 + 1.17 \cdot 40 = 93.4 кВт;$$

$$Q_{ном.A} = 50 \cdot 1,73 + 1,44 \cdot 2,3 \cdot 20 + 0,86 \cdot 2,3 \cdot 40 = 231.8 квар.$$

3. Проектирование низковольтного электроснабжения

Систему электроснабжения строят в зависимости от размеров размеров объекта и потребляемой мощности. Как правило, рассматриваются несколько вариантов электроснабжения и на основе технико-экономического сравнения принимают окончательное решение.

После расчета нагрузок, в соответствии с категорий надежности питания, выбираются схемы электроснабжения.

Для потребителей I и II категории по надежности электроснабжения рекомендуется применять петлевые схемы на напряжении 10 и 0.38 кВ, и использовать параллельную работу трансформаторов в полузамкнутых и замкнутых схемах на напряжении 0,4 кВ. Для потребителей третьей категории допускается применение радиальных схем питания.

Для жилых зданий высотой 9 этажей и выше рекомендуется, при питании от одно-трансформаторных подстанций, резервирование по сети 0.38 кВ /РД. п.4.3.12/. Для резервируемых сетей 0.38 кВ допускается перегрузка до 1.7-1.8 номинальной мощности.

Необходимо учесть, что от трансформаторных подстанций питается наружное освещение домов и уличное освещение дорог и проездов.

3.1. Определение места расположения ТП

Для определения центров нагрузок в каждом квартале, составляют план и проводят соответствующие расчеты.

Потребительские трансформаторные подстанции наиболее целесообразно размещать в центре электрических нагрузок (ЦЭН) со смещением их в сторону питания. Если нет возможности установить ТП в расчётном месте, её устанавливают максимально приближено к центру электрических нагрузок.

Координаты ЦЭН определяются по формулам и заносятся в таблицу

$$x = \frac{\sum_{i=1}^{n} S_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^{n} x_i}; \quad y = \frac{\sum_{i=1}^{n} S_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^{n} y_i},$$

где S_i – расчётная мощность на вводе i-го потребителя, кВА, x_i, y_i – координаты i-го потребителя.

Таблица – Координаты ЦЭН

x								
y								

Если рекомендуемое в задание место расположение трансформаторной подстанции имеет координаты, которые удалены от центра электрических нагрузок, то тогда трансформаторную подстанцию необходимо перенести в вершину квадрата, которая располагается ближе всего к центру электрических нагрузок.

Если центр нагрузки размещается в середине квартала, то для удобства обслуживания и ремонтов целесообразно сместить ТП к внешней границе, где как правило, прокладывается кабель 6-10 кВ.

Пример расчета ЦЭН и выбора места установки ТП

Координаты потребителей низковольтной сети

x	268	250	417	491	428	39	236	477
y	395	433	469	382	478	63	387	326

$$x = \frac{7{,}81 \times 268 + 7 \times 250 + 7 \times 417 + 186 \times 491 + 26{,}91 \times 428 + 35{,}47 \times 39 + 29{,}73 \times 236 + 26{,}75 \times 477}{7{,}81 + 7 + 7 + 186 + 26{,}91 + 35{,}47 + 29{,}73 + 26{,}75} = 400{,}3$$

$$x = \frac{7{,}81 \times 395 + 7 \times 433 + 7 \times 469 + 186 \times 382 + 26{,}91 \times 478 + 35{,}47 \times 63 + 29{,}73 \times 387 + 26{,}75 \times 326}{7{,}81 + 7 + 7 + 186 + 26{,}91 + 35{,}47 + 29{,}73 + 26{,}75} = 354{,}41$$

Подстанция №6 переносится в вершину квадрата с координатами x=500 y=500. Конфигурация сети приведена на рис.

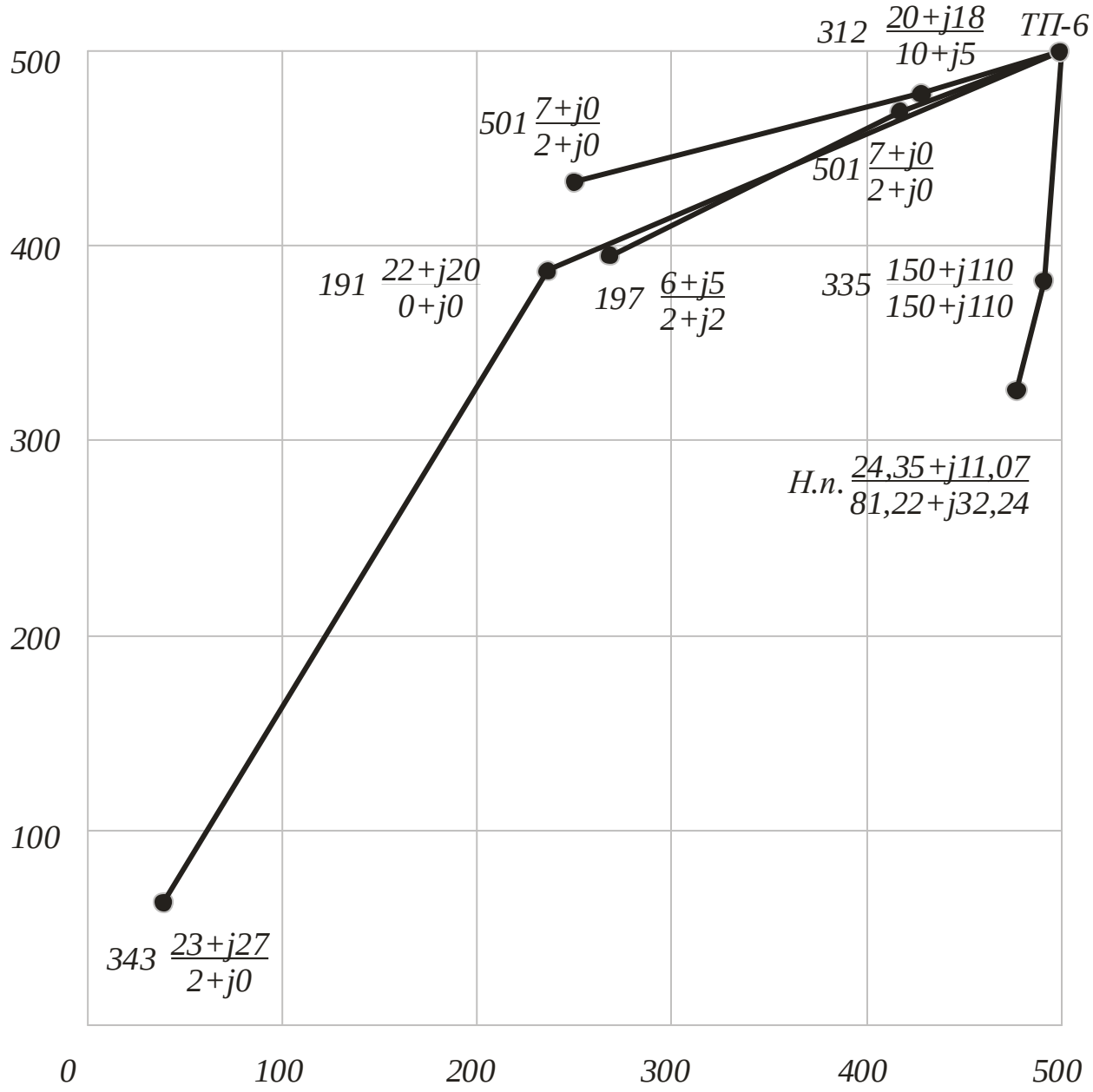


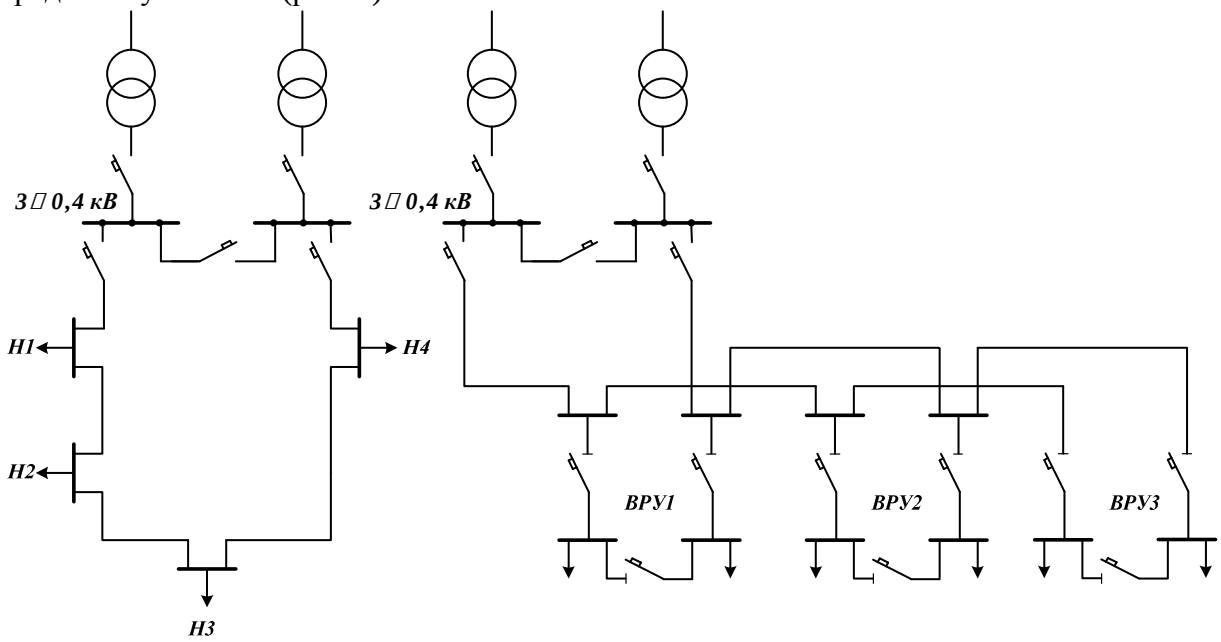
Рис. Конфигурация сети 0,38 кВ

3.2. Выбор схемы и сечений распределительной сети 0,4 кВ

Распределительные сети до 1000В должны выполняться трехфазными четырехпроводными с глухим заземлением нейтрали напряжением 380/220 В. Как показывают многочисленные расчеты, это напряжение является наиболее экономичным для жилых и общественных зданий.

Задача построения электрической сети обычно многовариантна. Поэтому важным критерием схемы является ее экономичность по затратам на сооружение и эксплуатацию и по расходу цветного металла. Также должно уделяться внимание удобству эксплуатации, надежности схемы и ее простоте. Иногда эти требования превалируют над требованиями экономичности. Т.е. схема должна строиться таким образом, чтобы поврежденный участок сети легко обнаруживался и заменялся, чтобы при этом отключалось как можно меньшее количество потребителей. Оценка и выбор схемы могут производиться только по совокупности всех показателей, применительно к конкретным условиям сооружаемой установки. Различают следующие возможные схемы питающей сети 0,4 кВ: петлевая; кольцевая; лучевая; радиальная и др.

Наиболее надежной и экономичной, по сравнению с другими вариантами, является петлевая схема соединения элементов сети, но она не всегда приемлема, т.е. в послеаварийном режиме резко увеличивается загрузка питающих линий. Схема петлевого соединения элементов сети 0,4 кВ представлена на рис. а. Кольцевая схема применяется в основном для питания потребителей III категории, т.к в отличие от петлевой схемы, питающие линии отходят от одной секции шин трансформатора и возвращаются на эту же секцию шин, что не удовлетворяет категории надежности электроприемников из-за отсутствия резервирования в случае выхода из строя одного из трансформаторов ТП. В случае, когда нет возможности применить петлевую схему питания, используют лучевую или радиальную схемы (рис. б).



а) петлевая схема; б) лучевая.

Рисунок - Схемы соединения элементов сети напряжением 0,4 кВ

Во многих случаях питающая сеть 0,38 кВ выполняется двойными сквозными магистралями (двухлучевая схема) и в некоторых случаях радиальными.

Секции шин или линии в нормальном режиме работают раздельно, а в случае повреждения одной магистрали, все электроприемники переключаются на магистраль, оставшуюся в работе, как правило, автоматически или дежурным персоналом вручную. В отличие от радиальной схемы, магистрали позволяют лучше загрузить при нормальном режиме кабели, сечение которых выбирается по длительно-допустимому току в послеаварийном режиме, а также позволяют уменьшить число отходящих линий от ТП и т.д.

Схемы питающих сетей обычно выполнены кабелями, прокладываемыми в траншеях на глубине 0,7 м. Сечение и количество кабельных линий выбрано с учетом категории надежности электроприемников и проверены по потере напряжения.

Выбор сечения проводников низковольтной сети

Сечения проводников низковольтной сети должны обеспечивать: достаточную механическую прочность, прохождение тока нагрузки без перегрева сверх допустимых температур, необходимые уровни напряжений у источников света, срабатывание защитных аппаратов при КЗ.

Механическая прочность проводников необходима, чтобы во время эксплуатации и монтажа не было чрезмерного провисания или обрывов проводов. Наименьшие допустимые сечения проводников по механической прочности составляют: для медных проводов 1 мм^2, алюминиевых 2,5 мм^2.

Сечения проводов (кабелей) 0,38 кВ определяются по экономическим интервалам, длительной расчетной нагрузке и проверяются по допустимой потере напряжения по формулам, соответствующим конфигурации сети.

Нагрев проводников вызывается прохождением по ним рабочего тока, значение которого при равномерной нагрузке фаз определяется по формулам:

для трехфазной сети $I_p = \frac{P_{р.л}}{\sqrt{3} \cdot U_ф \cdot \cos\varphi}$;

для двухфазной сети с нулевым проводом $I_p = \frac{P_{р.л}}{2 \cdot U_ф \cdot \cos\varphi}$;

для однофазной сети $I_p = \frac{P_{р.л}}{U_ф \cdot \cos\varphi}$.

По расчетному току нагрузки выбирается сечение кабеля, имеющего длительно допустимый ток, превышающий расчетный. Однако для выбранного сечения кабеля это не всегда будет достаточно, поскольку необходимо учитывать условия прокладки кабеля и количество параллельно проложеных кабелей.

Поэтому к установке принимается кабель с длительным расчетным током равным

$$I_{расч} \le I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3,$$

где $I_{доп}$ - длительно допустимый по условиям нагрева ток кабеля; K_1 - поправочный коэффициент, определяемый условиями прокладки кабеля и зависящий от температуры окружающей среды, принят 1; K_2 - поправочный коэффициент проводов и кабеля, прокладываемых в коробах; K_3 - коэффициент, учитывающий условия допустимой перегрузки кабеля в послеаварийном режиме.

Сечения проводов (кабелей) магистрали по допустимой потере напряжения определяются по формуле,

$$F = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i \cdot L_i}{\gamma \cdot \Delta U_{доп.а} \cdot U_{ном}},$$

где γ - удельная проводимость провода, (для алюминия γ=32 Ом м /мм^2); $\Delta U_{доп.а}$ – активная составляющая допустимой потери напряжения, В; P_i – активная мощность i-го участка сети, Вт; L_i – длина i-го участка сети, м; $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В.

Активная составляющая допустимой потери напряжения определяется по формуле,

$$\Delta U_{доп.а} = \Delta U_{доп} - \Delta U_p,$$

где ΔU_p – реактивная составляющая допустимой потери напряжения, В.

Реактивная составляющая допустимой потери напряжения определяется по формуле,

$$\Delta U_p = \frac{x_o}{U_{ном}} \cdot \sum_{i=1}^{n} Q_i \cdot L_i \quad ,$$

где Q_i – реактивная мощность *i*-го участка сети, квар; L_i – длина *i*-го участка сети, км; x_o – удельное индуктивное сопротивление провода (кабеля), Ом/км; $U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

Участки принимаются для последовательной цепи от источника до расчетной точки.

Для повышения пропускной способности линии и уменьшения сечения проводов (кабелей) у потребителей, имеющих большую реактивную мощность (25 квар и более) устанавливается поперечная емкостная компенсация. Мощность конденсаторной батареи определяется по формуле,

$$Q_{к.у.} = P_p \cdot (tg\varphi - tg\varphi_{опт.}),$$

где P_p – расчетная мощность кВт; $tg\varphi$ - коэффициент реактивной мощности до компенсации; $tg\varphi_{опт.}$ - оптимальный коэффициент реактивной мощности.

Расчетная реактивная мощность после установки поперечной компенсации определяется по формуле,

$$Q_p = Q_{р.дк.} - Q_{к.у.},$$

где $Q_{р.дк.}$ – расчетная реактивная мощность до компенсации.

При этом фактические потери напряжения определяются,

$$\Delta U_{фак} = \frac{P_p \cdot r_0 + Q_p \cdot x_0}{U_{ном}} \cdot L.$$

Для компенсации потери напряжения в линии устанавливаются последовательно включенные конденсаторы. Определяется фактическая потеря напряжения в линии с принятым сечением провода (кабеля).

Необходимая мощность конденсаторов определятся по формуле,

$$Q_c = K \cdot S,$$

где S – максимальная мощность электроприемников подключенных к линии в месте установки конденсаторов.

K – коэффициент определяемый по формуле,

$$K = sin\sqrt{\frac{1}{(1 - U_c^*)^2} - cos^2\varphi},$$

где U_c^* - требуемая надбавка напряжения, выражается в относительных единицах к напряжению сети; φ – угол сдвига фаз нагрузки в максимальном режиме;

$$U_c^* = \frac{U_{фак.} - U_{доп.}}{U_{ном.}},$$

где $U_{фак.}$ – фактическое напряжение на участке компенсации.

Для подбора конденсаторов необходимо определить их реактивное сопротивление,

$$x_c = \frac{Q_c}{3 \cdot I^2},$$

где I – ток, проходящий через конденсаторы, А, определяется по формуле.

$$I = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}},$$

Фактические потери напряжения после установки продольной компенсации определяются по формуле,

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_p \cdot (x_0 \cdot L - x_c)}{U_{ном.}}.$$

Допустимую потерю напряжения можно определять по таблице

Таблица – Определение потери напряжения

Элемент сети	Отклонение напряжения, %	
	при 100% нагрузке	при 25% нагрузке
Шины 35 (110-220) кВ		
Линия 35 (110-220) кВ		
Трансформатор 35(110-220)/0,4 кВ: потери напряжения надбавка конструктивная надбавка регулируемая		
Линия 0,38 кВ		

Потребитель		
Допустимое отклонение напряжения		

3.3. Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

Результирующая нагрузка потребителей территории города таких элементов не может быть определена простым суммированием нагрузок отдельных потребителей. Следует учитывать характер электропотребления каждого из рассматриваемых потребителей и то, что максимум нагрузки потребителей наблюдается не в одно и то же время. При расчете нагрузок это обстоятельство должно быть учтено во избежание необоснованного удорожания системы электроснабжения.

В результате, при определении расчетных нагрузок ТП необходимо учитывать не только нагрузку каждого индивидуального потребителя, но также ее характер, т.е. учитывать эффект несовпадения максимумов нагрузки потребителей. Последнее может быть произведено путем совмещения графиков нагрузки всех потребителей рассматриваемого элемента электроснабжения.

Определение нагрузок в этом случае производится с использованием коэффициента участия в максимуме нагрузки или коэффициентов совмещения максимумов нагрузки. В первом случае коэффициент $K_{у.м}$ вводится в расчетную нагрузку рассматриваемого потребителя и учитывает долю этой нагрузки в суммарном максимуме нагрузки рассматриваемого элемента системы электроснабжения.

Во втором случае $k_{совм}$ вводится в сумму максимумов расчетной нагрузки всех потребителей данного элемента системы электроснабжения.

Расчет суммарной нагрузки выполняется следующим образом. Устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки и, по отношению к этому потребителю, нагрузки остальных потребителей вводятся соответствующим коэффициентом участия, т.е. совмещенный максимум будет равен:

$$P_{\Sigma}=P_{макс.о}+K_{у.м.1}\cdot P_1+K_{у.м.2}\cdot P_2+...+K_{у.м.n}\cdot P_n,$$

где $P_{макс.о}$ – максимум нагрузки основного потребителя, кВт;

$K_{у.м.i}\cdot P_i$ – коэффициент участия в максимуме нагрузки и мощность остальных потребителей по отношению к основному потребителю.

По такому же принципу производится расчет для реактивной мощности.

Полная мощность нагрузки по ТП определяется следующим образом:

$$S_{\Sigma}=\sqrt{P_{\Sigma}^2+Q_{\Sigma}^2}.$$

Выбранный трансформатор проверяется по коэффициенту систематических перегрузок.

$$\kappa_{с.п}=\frac{S_p}{S_{тр}},$$

Строящиеся или намеченные к строительству жилые дома и объекты коммунального значения учитываются отдельно, расчет их электрических нагрузок сводится в таблицу.

Таблица – Расчет электрических нагрузок строящихся и новых жилых домов, подключаемых к существующим ТП

№№ п.п.	Наименование потребителей	Прирост нагрузки, кВт		№№ ТП, от которых питается потребитель	Район
		на вводе	на шинах ТП		
	Всего по новым домам:				

Все здания и сооружения, намеченные к строительству и реконструкции, подключаемые к существующим ТП, учитываются отдельно.

При этом их расчетные нагрузки определяются по проектам-аналогам или по техническим условиям на присоединение к сетям (результаты расчета сводятся в таблицу).

Таблица – Расчет электрических нагрузок реконструируемых и новых коммунальных потребителей, подключаемых к существующим ТП

№№ п.п.	Наименование потребителей	Прирост нагрузки, кВт		№№ ТП, от которых питается потребитель	Район
		на вводе	на шинах ТП		
1. Реконструируемые					
2. Новые					
Итого по реконструируемым:					
Итого по новым:					
Всего по реконструируемым и новым коммунальным потребителям:					

Расчетная нагрузка промышленных потребителей рассматриваемого жилого района, приведенная к шинам 0,4 кВ ТП, также сводится в таблицу.

Таблица – Расчет электрических нагрузок промышленных и прочих потребителей, подключаемых к существующим ТП

№№ п.п.	Наименование потребителей	Прирост нагрузки, кВт		№№ ТП, от которых питается потребитель	Район
		на вводе	на шинах ТП		
Итого по новым:					

3.4. Выбор числа и мощности ТП. При необходимости с учетом КРМ

Для потребителей II и III категории в зависимости от величины расчётной нагрузки могут применятся трансформаторные подстанции с одним или двумя трансформаторами. В крупных городах, при многоэтажной застройке и большой плотности нагрузки применяются двухтрансформаторные КТП.

Для питания электрической энергией потребителей I категории необходимо применять трансформаторный подстанции с двумя трансформаторами или однотрансформаторные подстанции с резервированием дизельными электростанциями. С учётом перспективы развития (согласно заданию) выбирается коэффициент роста нагрузок трансформаторной подстанции (приложение 1 таблица 8).

Расчётная нагрузка с учётом перспективы развития определяется по формуле,

$$S_p = \kappa_p \cdot S_\Sigma,$$

где κ_p – коэффициент роста нагрузок.

Мощность трансформатора выбирается по таблице 22 – 24 приложения 1 «Интервалы роста нагрузок для выбора трансформаторов» исходя из условия,

$$S_{э.н} \le S_p \le S_{э.в},$$

где $S_{э.н}$ – нижний экономический интервал; $S_{э.в}$ – верхний экономический интервал.

Выбранный трансформатор проверяется по коэффициенту систематических перегрузок, согласно приложения 1 таблицы 26.

$$\kappa_{с.п} = \frac{S_p}{S_{тр}}.$$

Число и мощность трансформаторов внутриквартальных трансформаторных подстанций можно выбирать и по плотности нагрузки.

Плотности нагрузки, МВт/км^2	Мощность ТП, кВА
0.8-1.0	160
1.0-2.0	250
2.0-3.0	400
3.0 и более	630

При большой плотности нагрузки (5.0 МВт/км^2) или при значительной сосредоточенной нагрузке мощность трансформаторных подстанций рекомендуется принимать 1000 кВА.

Технические данные выбранного трансформатора заносятся в таблицу.

Таблица – данные трансформатора

Тип	Номинальная мощность, кВА	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		Напряжение к.з. %	Ток х.х., %	Схема соединений
		В.Н.	Н.Н.	х.х	к.з.			

Компенсация реактивной мощности в городских электрических сетях в соответствии с п.5.2.9 РД34.20.185-94 должна осуществляться путем установки компенсирующих устройств непосредственно у потребителей. Устройствами компенсации реактивной мощности при необходимости должны быть оборудованы все промышленные и приравненные к ним потребители.

В то же время в жилых домах и общественных зданиях компенсация реактивной мощности обычно не предусматривается, поскольку коэффициент мощности достаточно высок.

Компенсация реактивной мощности в сети 220/380 В

Компенсация реактивной мощности позволяет снизить потери активной мощности в питающей и распределительной сетях. В сети 380 или 220В мощность компенсирующих устройств определяют по допустимой величине ***cosφ***.

Рассчитаем величину коэффициента мощности для суммарной нагрузки:

$$\cos\varphi = P_{\Sigma} / S_{\Sigma} = 37,9 / 48,5 = 0,78$$, тогда $Q_{\Sigma} = 30,2$ квар.

Типовое значение ***cosφ*** нагрузки принимаем 0.85, этой величине соответствует $Q_{\Sigma} = 23,4$ квар. Выбираем конденсатор КС-0.22-6-3УЗ на напряжение 220 вольт, емкостью 397 мкф, компенсируемая мощность 6 кВАр. Конденсаторы устанавливает в типовой панели ЩО-2000 с рубильником и предохранителями. При установке конденсатора ***cosφ***=0.85, а полная мощность уменьшается до 44.57 кВА. При включении этих же конденсаторов на линейное напряжение потребляемая реактивная мощность составит 12.4 квар, тогда ***cosφ***= 0.95, а полная мощность уменьшиться до 39.7 кВА.

Выбор трансформаторов промышленных предприятий с учетом компенсации реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности в питающих сетях до 1 кВ имеет свои особенности и проводится одновременно с выбором числа и мощности силовых трансформаторов напряжением 10/0,4кВ.

При выборе числа и мощности трансформаторов на ТП питающих промышленную нагрузку одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть до 1 кВ.

Ориентировочный выбор числа и мощности трансформаторов производится в зависимости от расчетной активной мощности.

Расчетные мощности для всех трансформаторных подстанций получены в результате суммирования расчетных мощностей на линиях подходящих к ТП.

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть определяется по формуле:

$$Qmax_{TP} = \sqrt{(N_{ОПТ} \cdot K_{ЗАГ} \cdot Sн_{TP})^2 - (P_P)^2} \quad .$$

где $N_{ОПТ}$ – количество трансформаторов, установленных в ТП; $K_{ЗАГ}$ – коэффициент загрузки трансформаторов; $Sн_{TP}$ – номинальная мощность установленных трансформаторов на ТП; P_P – расчетная активная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП.

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ

$$Q_{НК\,1} = Q_P - Qmax_{TP},$$

где Q_P – расчетная реактивная мощность, квар.

Дополнительная мощность для данной группы трансформаторов определяется:

$$Q_{НК\,2} = Q_P - Q_{НК\,1} - \gamma \cdot N_{ОПТ} \cdot Sн_{TP},$$

где γ - расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров $К_{р1}$ и $К_{р2}$ и схемы питания ТП.

Суммарная расчетная мощность конденсаторных батарей находится:

$$Q_{НК} = Q_{НК\,1} + Q_{НК\,2}.$$

Результаты расчета и выбора КУ сводятся в таблицу.

Таблица - Результаты расчетов

№ ТП	N опт	$S_{нтр}$, кВА	Q_{max}, квар	$Q_{нк\,1}$, квар	$Q_{нк\,2}$, квар	$Q_{нк}$, квар	γ

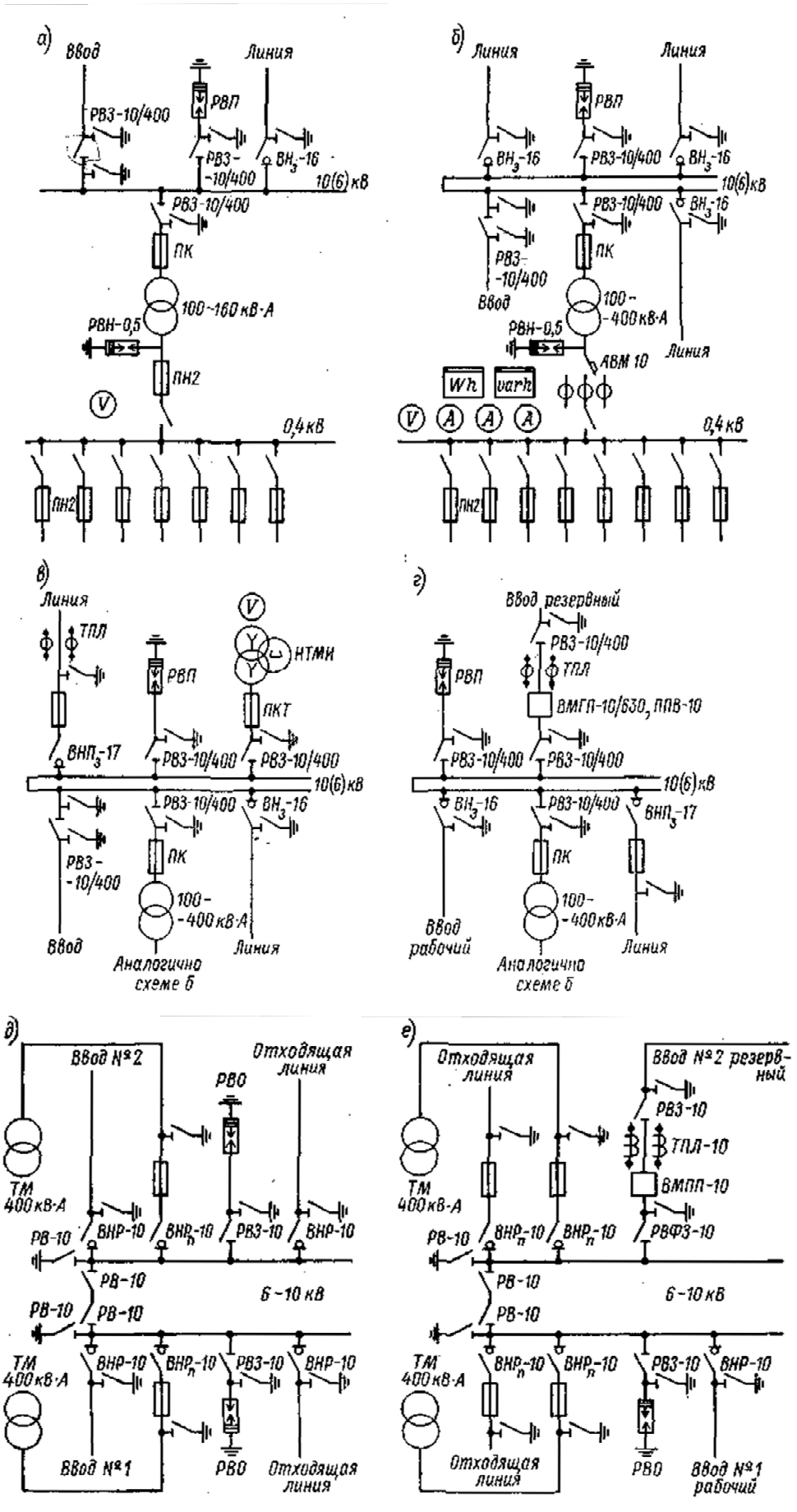
3.5. Выбор схемы и конструкции ТП

В данном разделе необходимо обосновать выбор типа трансформаторной подстанции (КТП, КТПГ, КТПБ, мачтовая ТП (КТПК) и т.д.) и привести её принципиальную электрическую схему.

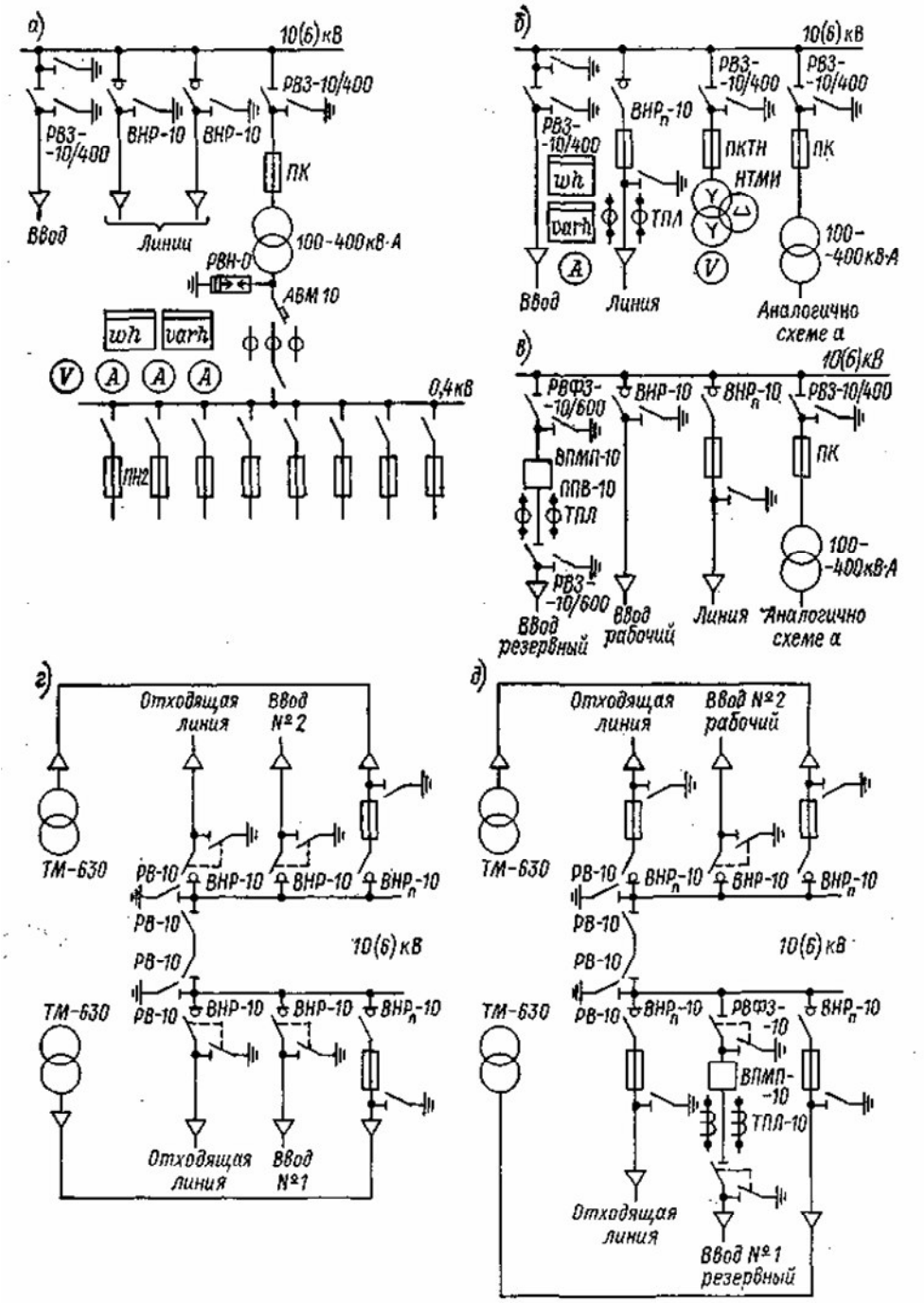
Типовые трансформаторные подстанции ТП 6—10/0,38 кВ единой серии для городских электрических сетей предназначены для районов с обычными геологическими условиями. Маркировка ТП определяется числом кабельных или воздушных линий, числом и мощностью устанавливаемых трансформаторов, наличием секционирования шин. Например, тип В-42-400 м4 обозначает ТП с четырьмя (воздушными вводами, двумя трансформаторами мощностью до 400 кВА, с секционированными шинами 6—10 кВ. Буква «м» означает модернизацию ТП, а цифра 4 — порядковый номер модернизации. Тип КСК предусматривает установку комплектной конденсаторной батареи.

При этом ТП на два трансформатора с секционированными шинами РУ 6—10 кВ могут использоваться для сетей, выполненных по многолучевой схеме с АВР при напряжении 0,38 кВ; при установке на резервном вводе 6—10 кВ выключателя ВВ/TEL-10 предусматривается АВР при напряжении 6—10 кВ; отходящая линия 6—10 кВ с выключателем нагрузки ВНП и трансформаторами тока может использоваться для питания самостоятельного потребителя и т. д. В ТП типа КСК для компенсации реактивной мощности сети 6— 10кВ может быть установлен один комплект конденсаторной установки мощностью до 900 квар. На низкой стороне трансформатора и между секциями шин устанавливаются автоматы, которые выбираются по длительно допустимому току, протекающему через аппарат, затем осуществляется их проверка на динамическую стойкость и по чувствительности. В ТП при необходимости может быть установлена панель уличного освещения.

Схемы электрических соединений типовых ТП с воздушными вводами приведены на рис. а-е.



Схемы электрических соединений типовых ТП с кабельными вводами приведены на рис. а-д.



Трансформаторные подстанции с воздушными вводами размещаются в отдельно стоящем двухэтажном здании. Силовые трансформаторы и щит низшего напряжения расположены в отдельных помещениях на первом этаже, а РУ 6-10 кВ - на втором. ТП с кабельными вводами размещаются в одноэтажном здании. Силовые трансформаторы РУ 6-10 кВ и щит 0,38 кВ расположены в отдельных помещениях. Сборные шины РУ 6-10 кВ выполняются одинарными, несекционированными или секционированными двумя разъединителями; РУ 6-10 кВ комплектуется из камер серии КСО и КРУ; на вводе трансформатора в качестве распределительного устройства с низкой стороны принимается щит одностороннего обслуживания типа ЩО-2000.

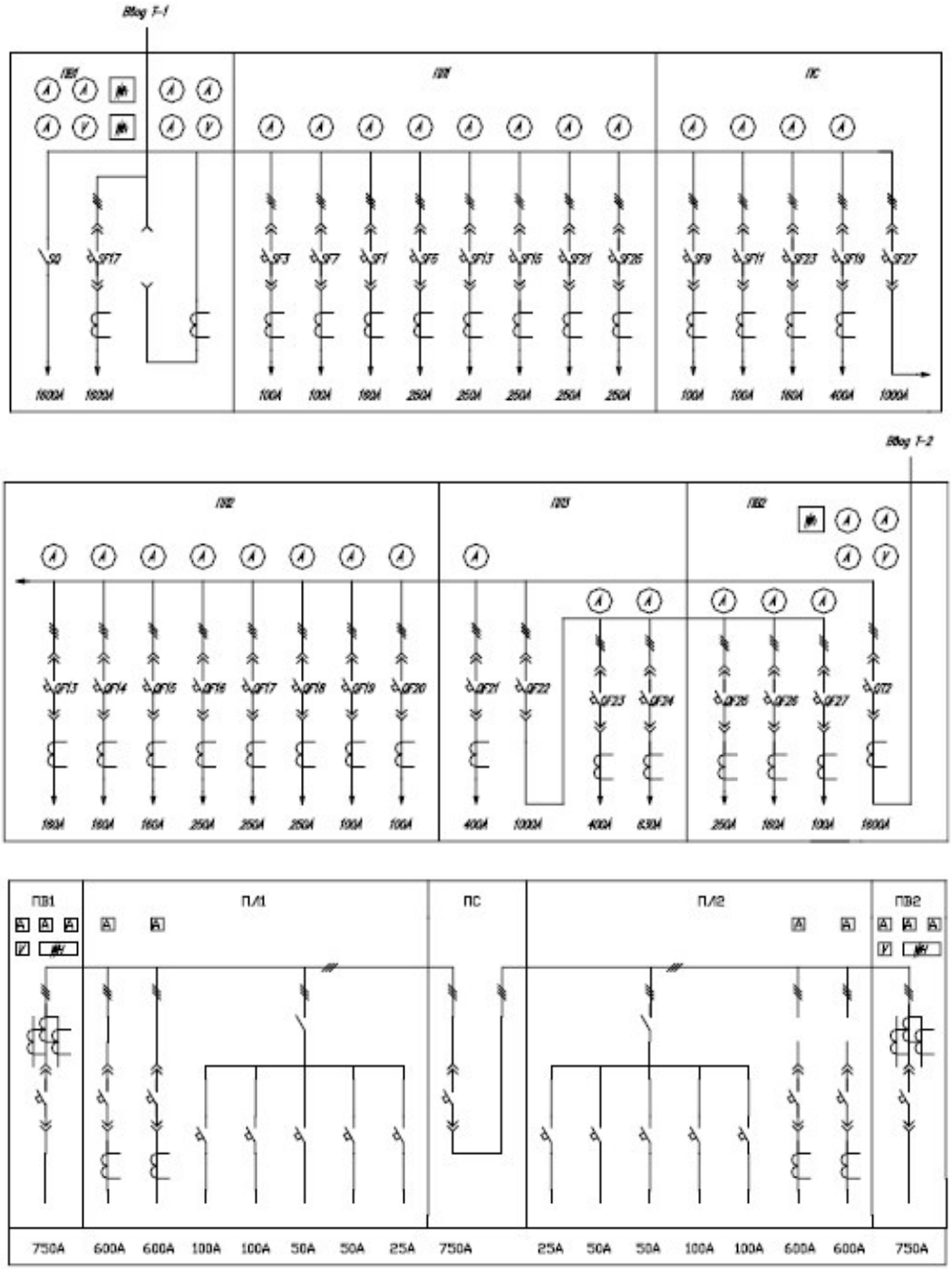


Рисунок – Типовые схемы НКУ

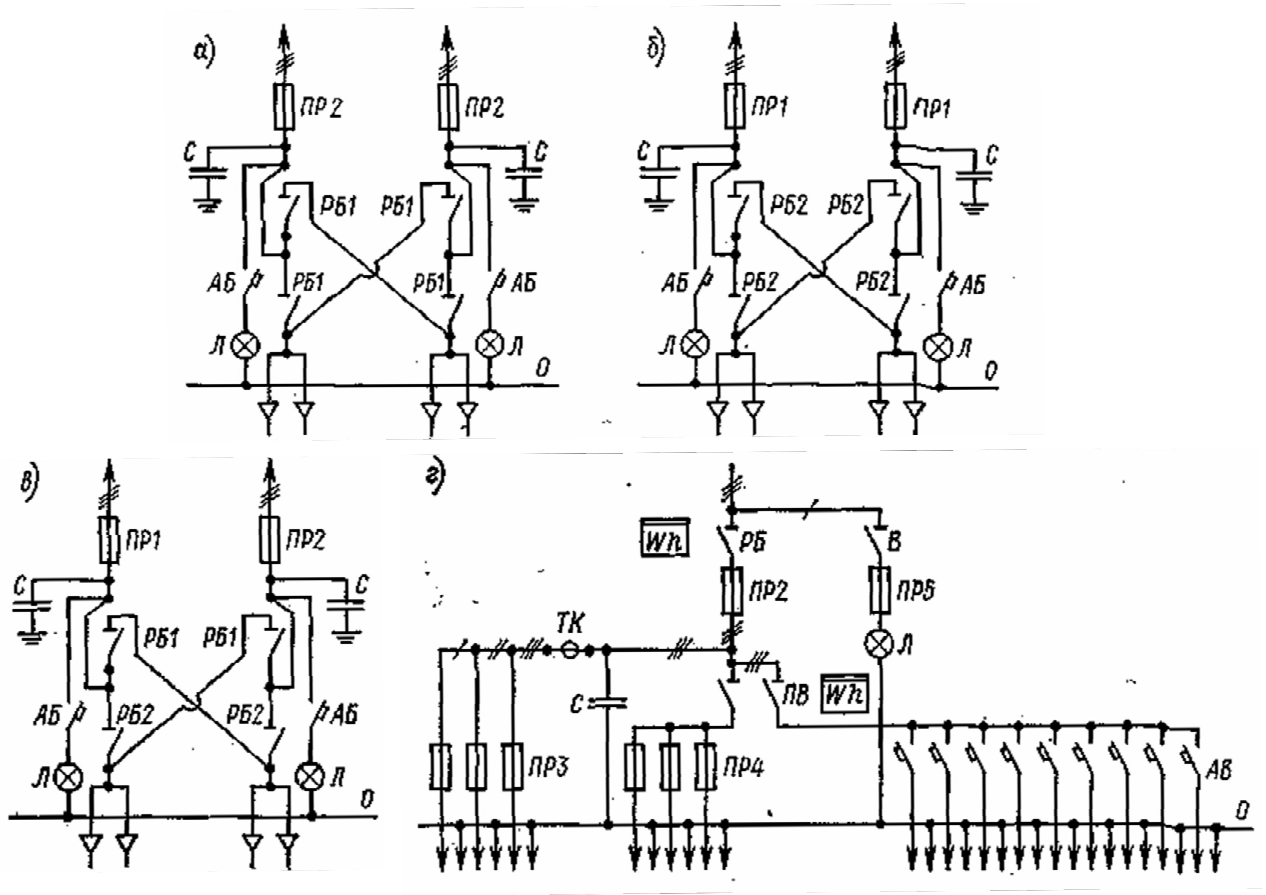
Комплектные трансформаторные подстанции заводского изготовления предусматриваются как внутренней (КТП), так и наружной (КТПН) установки. Для городских условий наиболее приемлемой является подстанция типа КТПГ и КТПБ. Конструкция подстанции допускает ее присоединение к воздушным и кабельным сетям. Для электроснабжения сельских потребителей непосредственно возле центров потребления электроэнергии сооружают трансформаторные пункты или комплектные трансформаторные подстанции на 35,6-10/0,38-0,22кВ. Для потребителей I категории сельскохозяйственного района при использовании однотрансформаторной подстанции необходимо произвести выбор дизельной электростанции (приложения 1 таблицы 44).

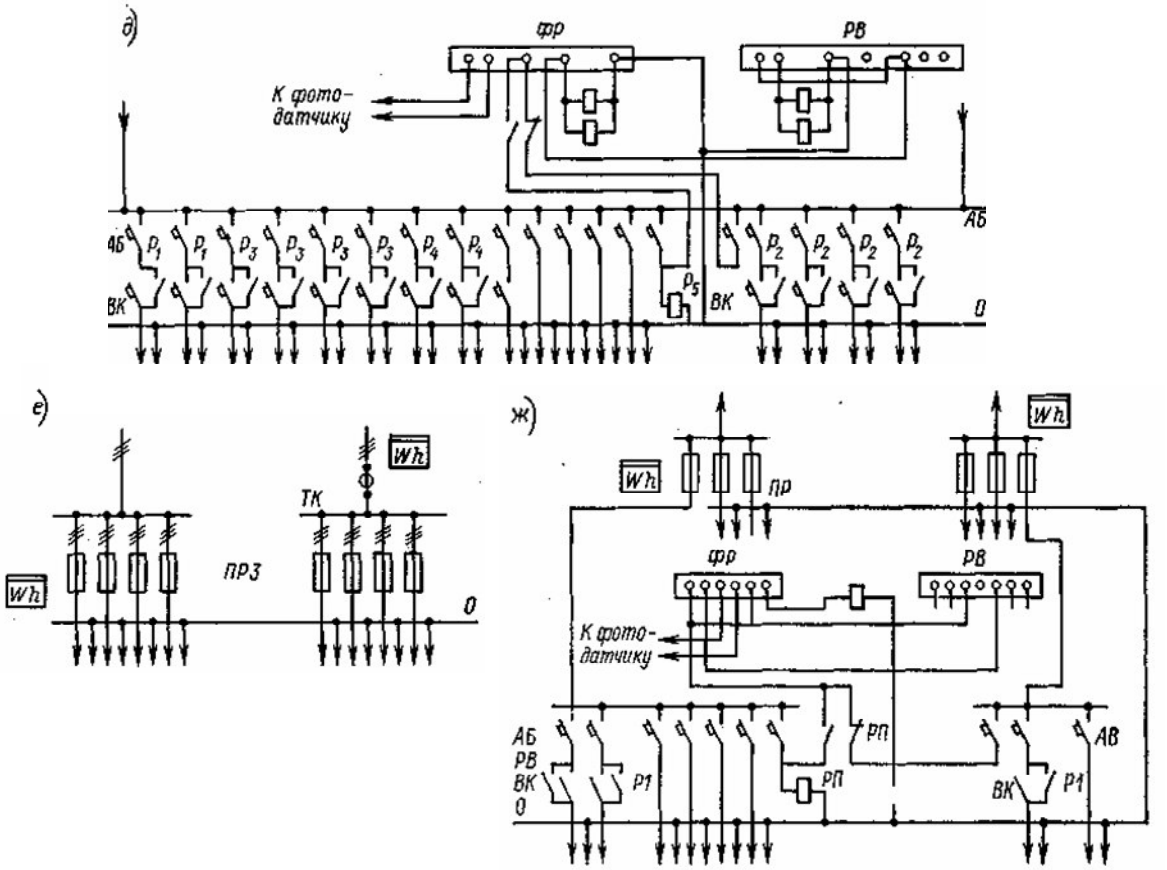
Обычно мощности трансформаторных пунктов не очень значительны, и иногда их размещают на деревянных мачтовых конструкциях. Комплектные трансформаторные подстанции устанавливают на специальных железобетонных опорах.

Трансформаторные пункты при использовании дерева монтируют на АП-образных опорах. Они имеют невысокую стоимость, и их сооружают в короткий срок, причем для их сооружения используют местные строительные материалы.

Комплектные подстанции киоскового типа полностью изготавливают на заводах, а на месте установки их только монтируют на соответствующих железобетонных опорах или фундаментах. Эксплуатация таких трансформаторных пунктов и комплектных подстанций очень проста, что обусловило их широкое применение в сельской энергетике. Их применяют также на окраинах городов, а иногда и в качестве цеховых пунктов электроснабжения на заводах и фабриках. На этих подстанциях имеется вся необходимая аппаратура для присоединения к линии 35, 6-10 кВ (разъединитель, вентильные разрядники, предохранители), силовой трансформатор мощностью от 25 до 630 кВА и распределительное устройство сети 0,38/0,22 кВ, смонтированное в герметизированном металлическом ящике. На конструкции ПС крепят необходимое число изоляторов для отходящих воздушных линий 0,38/0,22кВ.

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домах повышенной этажности используются вводно-распределительные и распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ (см. рис.).





Для приема и распределения электроэнергии в сетях напряжением до 660 В применяются силовые сборки ШР-11. Сборки выполняются на пять и восемь отходящих линий с защитой их предохранителями. Размер сборки 1650 х 550 х 350 мм при пяти и 1650 х 750 х Х 350 мм при восьми отходящих линиях.

3.6. Определение потерь мощности и энергии в сетях 0,38 кВ

Правильный выбор электрооборудования, определение рациональных режимов его работы, выбор самого экономичного способа повышения коэффициента мощности дают возможность снизить потери мощности и энергии в сети и тем самым определить наиболее экономичный режим в процессе эксплуатации.

Потери мощности в линии определяются по формуле,

$$\Delta P = 3I^2 \cdot r_o \cdot L \cdot 10^{-3},$$

где I – расчётный ток участка, А; r_o – удельное активное сопротивление участка, Ом/км; L – длина участка, км.

Энергии, теряемая на участке линии, определяется по формуле,

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau,$$

где τ - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле,

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_м}{10000}\right)^2 \cdot 8760,$$

где $T_м$ – число часов использования максимума нагрузки, (приложение1 таблица 10), час.

Результаты расчётов заносятся в таблицу.

Участок сети	I, А	r_o, Ом/км	L, км	ΔР, кВт	$T_м$, час	τ, час	ΔW, кВтч
Итого:							

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях, в процентах от потребляемой определяется по формуле,

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{отп}} \cdot 100\%,\ \Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{отп} \cdot T_м} \cdot 100\%,$$

Потери мощности и энергии в сети не должны превышать 10%.

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле,

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{х.х} + \beta^2 \cdot \Delta P_{к.з},$$

где $\Delta P_{х.х}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт (таблица 28 приложения 1); $\Delta P_{к.з}$ – потери в меди трансформатора, кВт (таблица 28 приложения 1); β - коэффициент загрузки трансформатора.

Потери энергии в трансформаторе определяются по формуле,

$$\Delta W_{тр} = \Delta P_{х.х} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{к.з} \cdot \tau.$$

3.7. Определение потерь напряжения

Допустимая потеря напряжения в сети 0,38 кВ определяется для правильного выбора сечения проводов (кабелей) линии 0,38 кВ.

В режиме минимальной нагрузки проверяется отклонение напряжения, у ближайшего потребителя, которое не должно превышать +5%. В максимальном режиме отклонение напряжения у наиболее удалённого потребителя должно быть не более минус 5%. На районной подстанции (на примере ПС 35/10 кВ) осуществляется режим встречного регулирования δU^{100}=6%; δU^{25}=2%.

В минимальном режиме определяется регулируемая надбавка трансформатора

$$V_{рег} \le 5 - \delta U_ш^{25} + \Delta U_{Л35}^{25} + \Delta U_{тр}^{25} - V_к,$$

где $\delta U_ш^{25}$ - надбавка на шинах РТП в минимальном режиме, %; $\Delta U_{Л35}^{25}$ - потеря напряжения в линии 35 кВ в минимальном режиме, %; $\Delta U_{тр}^{25}$ - потеря напряжения в трансформаторе в минимальном режиме, %; $V_п$ - конструктивная надбавка трансформатора, %.

Допустимая потеря напряжения в линии 0,38 кВ в максимальном режиме определяется по формуле $\Delta U_{доп} = \delta U_ш^{100} - \Delta U_{Л35}^{100} - \Delta U_{тр}^{100} + V_к + V_{рег} - (-5)$.

<u>Пример расчета потерь напряжения и потерь мощности в сети 0,4 кВ</u>

Участки принимаются для последовательной цепи от источника до расчетной точки (см. рис. Определение ЦЭН).

Линия №1 ТП6 – 197: $\Delta U_р = \frac{0{,}3}{0{,}38}(5 \times 0{,}197 + 5 \times 0{,}0866) = 1{,}12$ В,

$\Delta U_{д.а} = 7{,}03 - 1{,}12 = 5{,}91$ В, $F = \frac{11050 \times 197 + 6000 \times 86{,}6}{32 \times 5{,}91 \times 380} = 37{,}5$ мм^2.

Принимается алюминиевый провод сечением 50 мм^2 марки А-50.

$$\Delta U_ф = \frac{11{,}05 \times 0{,}576 + 5 \times 0{,}33}{0{,}38} \times 0{,}197 + \frac{6 \times 0{,}576 + 5 \times 0{,}33}{0{,}38} \times 0{,}0866 = 5{,}32 \text{ В},$$

$$\Delta U\%_ф = \frac{5{,}32}{380} \times 100\% = 1{,}4\%.$$

Линия №2 ТП6 – 501: $\Delta U_p = \frac{0,3}{0,38}(18 \times 0,075286) = 1,07$ В,

$\Delta U_{\partial.а} = 7,03 - 1,07 = 5,96$ В, $F = \frac{22900 \times 75,286 + 7000 \times 183,6}{32 \times 5,96 \times 380} = 41,5$ мм^2.

Принимается алюминиевый провод сечением 50 мм^2 марки А-50.

$$\Delta U_ф = \frac{22,9 \times 0,576 + 18 \times 0,33}{0,38} \times 0,075286 + \frac{7 \times 0,576 +}{0,38} \times 0,1836 = 5,7 \text{ В},$$

$$\Delta U\%_ф = \frac{5,74}{380} \times 100\% = 1,51\%.$$

Линия №3 ТП6 – Н.п.: Участок ТП6 – 335. Для повышения пропускной способности линии и уменьшения сечения проводов у потребителя №335, имеющего большую реактивную мощность устанавливается поперечная емкостная компенсация. Определяется мощность БК $Q_{к.у.} = P_p \cdot (tg\varphi - tg\varphi_{опт.})$, где P_p – расчетная мощность, кВт; $tg\varphi_{опт.}, tg\varphi$ – соответственно оптимальный коэффициент и коэффициент реактивной мощности до компенсации.

Расчетная реактивная мощность после установки поперечной компенсации определяется по формуле $Q_p = Q_{р.дк.} - Q_{к.у.}$, где $Q_{р.дк.}$ – расчетная реактивная мощность до компенсации.

$$cos\varphi = \frac{150}{186} = 0,806 \Rightarrow tg\varphi = 0,773; \quad Q_{к.у.} = 150 \times (0,773 - 0,33) = 60,45 \text{ квар}.$$

К установке принимается комплектная конденсаторная установка типа УКМ58-0,4-100-33 1/3УЗ, мощностью 100 квар. $Q_p = 110 - 100 = 10$ квар.

Суммарная реактивная мощность на участке сети ТП6 – 335 после компенсации составит $Q_p = 32,24 + 6 = 38,24$ квар,

$$\Delta U_p = \frac{0,06}{0,38}(38,24 \times 0,118343 + 32,24 \times 0,057723) = 0,294 \text{ В},$$

$\Delta U_{\partial.а} = 7,03 - 0,294 = 6,736$ В, $F = \frac{250000 \times 118,343 + 81220 \times 57,23}{32 \times 6,73 \times 380} = 352,9$ мм^2.

Принимаются два кабеля с алюминиевыми жилами 4×240 мм^2 марки АВВГ.

$$\Delta U_ф = \frac{102,5 \times 0,12 + 19,12 \times 0,06}{0,38} \times 0,118343 = 4,19 \text{ В}, \quad \Delta U\%_ф = \frac{4,19}{380} \times 100\% = 1,1\%.$$

Участок 335 – Н.п.: $\Delta U_\partial = 7,03 - 4,19 = 2,84$ В,

$$\Delta U_p = \frac{0,06}{0,38}(32,24 \times 0,057723) = 0,03 \text{ В}, \quad \Delta U_{\partial.а} = 2,84 - 0,03 = 2,81 \text{В},$$

$$F = \frac{81220 \times 57,723}{32 \times 2,81 \times 380} = 132,7 \text{ мм}^2.$$

Принимаются кабель с алюминиевыми жилами 4×150 мм^2 марки АВВГ.

$$\Delta U_ф = \frac{81,22 \times 0,194 + 33,24 \times 0,06}{0,38} \times 0,057723 = 2,69 \text{ В}, \quad \Delta U\%_ф = \frac{2,69}{380} \times 100\% = 0,71\%.$$

Суммарные потери напряжения на участке ТП6 – Н.п. составят

$\Delta U_ф = 4,19 + 2,69 = 6,88$ В, $\Delta U\%_ф = 1,1 + 0,71 = 1,81\%$.

Линия №4 ТП6 – 343. Для повышения пропускной способности линии и уменьшения сечения проводов у потребителей №191 и №343, имеющих большую реактивную мощность устанавливается поперечная емкостная компенсация. Для потребителя №191 расчётная мощность конденсаторной установки составит $Q_{к.у.} = 22 \times (0{,}91 - 0{,}33) = 12{,}76$ квар. К установке принимается комплектная конденсаторная установка ККУ-0,4-20У3 мощностью 20 квар. Реактивная мощность потребителя №191 после компенсации составит $Q_p = 0$ квар.

Для потребителя №343 расчётная мощность конденсаторной установки составит $Q_{к.у.} = 23 \times (1{,}69 - 0{,}33) = 19{,}3$ квар. К установке принимается комплектная конденсаторная установка ККУ-0,4-25У3 мощностью 25 квар. Реактивная мощность потребителя №191 после компенсации составит $Q_p = 2$ квар.

$$\Delta U_p = \frac{0{,}06}{0{,}38}(2 \times 0{,}2872 + 2 \times 0{,}3792) = 0{,}206 \text{ В}, \quad \Delta U_{д.а} = 7{,}03 - 0{,}206 = 6{,}824 \text{ В},$$

$$F = \frac{38250 \times 287{,}2 + 23000 \times 379{,}2}{32 \times 6{,}824 \times 380} = 237{,}5 \text{ мм}^2.$$

Принимаются кабель с алюминиевыми жилами 4×240 мм^2 марки АВВГ.

$$\Delta U_ф = \frac{38{,}25 \times 0{,}12 + 2 \times 0{,}06}{0{,}38} \times 0{,}2872 + \frac{23 \times 0{,}12 + 2 \times 0{,}03}{0{,}38} \times 0{,}3792 = 6{,}33 \text{ В},$$

$$\Delta U\%_ф = \frac{6{,}33}{380} \times 100\% = 1{,}67\%.$$

Таблица - Потери напряжения на элементах сети

Элемент сети	Отклонение напряжения, %	
	при 100% нагрузке	при 25% нагрузке
Шины 35 кВ	+5	+2
Линия 35 кВ	-1,12	-0,28
Трансформатор 35/0,4 кВ: потери напряжения надбавка конструктивная надбавка регулируемая	 -7,03 +5 0	 -1,76 +5 0
Линия 0,38 кВ	-1,81	-
Потребитель	+0,04	+4,96
Допустимое отклонение напряжения	-5	+5

Потери мощности и энергии в линиях 0,38 кВ представлены в таблице.

Таблица - Потери мощности и энергии в сети 0,38 кВ

Участок сети	S, кВА	P, кВт	I, А	r_o, Ом/км	L, км	ΔP, кВт	$T_м$, час	τ, час	ΔW, кВтч
ТП6-501	12,1	11,05	18,4	0,576	0,197	0,115	1700	757	87,11
501-197	7,8	6	11,9	0,576	0,0866	0,021	1300	565	11,88
ТП6-312	29,1	22,9	44,2	0,576	0,07529	0,254	2200	1037	263,62
312-501	7	7	10,6	0,576	0,1836	0,036	1300	565	20,28
ТП6-355	202,4	165	307,5	0,06	0,11834	2,014	3200	1727	3478,71
355-Н.п.	26,7	24,35	40,6	0,194	0,05772	0,055	2200	1037	57,31
ТП6-191	55,3	38,25	84,0	0,12	0,2872	0,730	2200	1037	756,61
191-343	35,5	23	53,9	0,12	0,3792	0,397	2200	1037	411,68
Итого					1,38495	3,622			5087,2

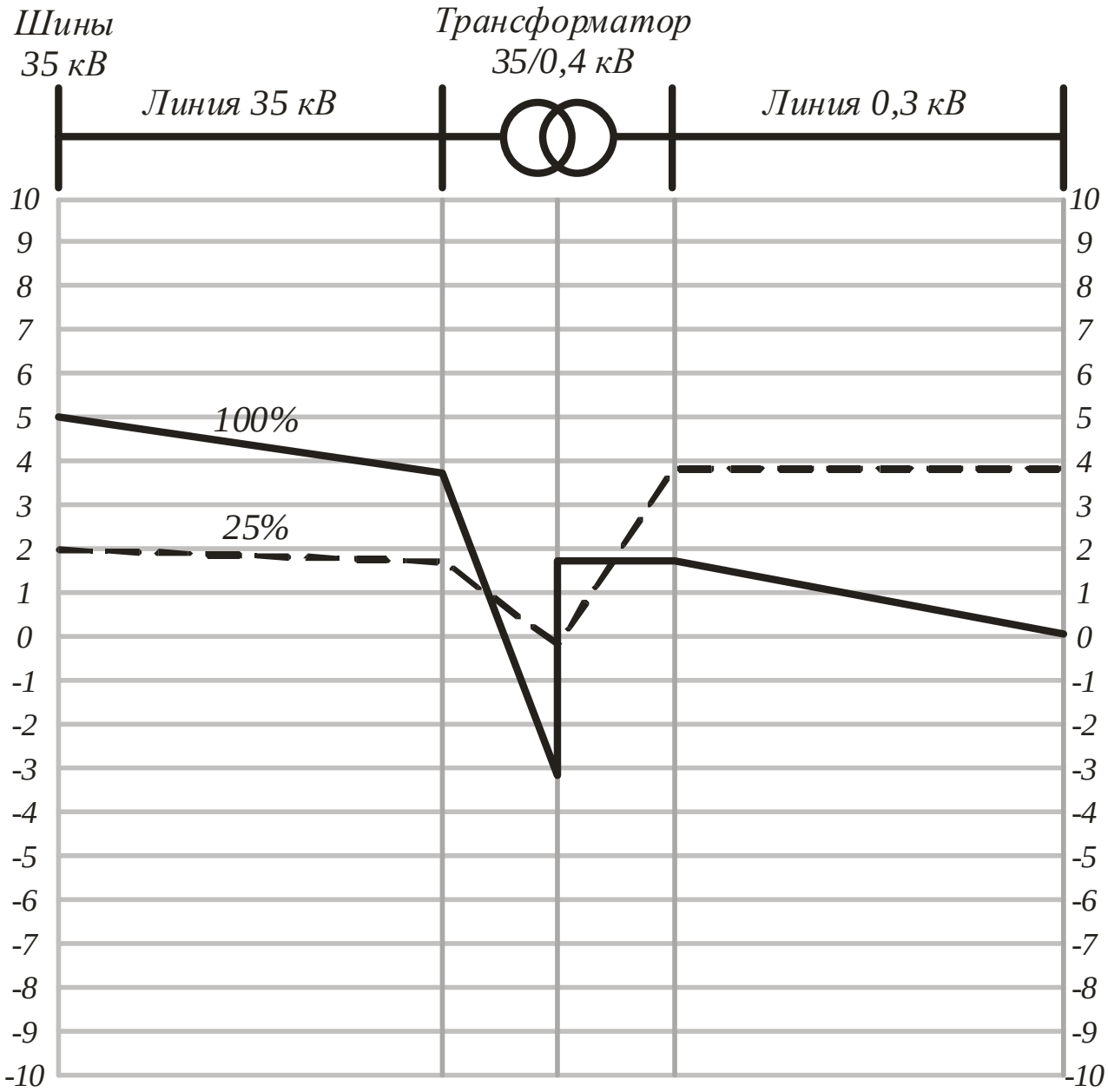


Рис. - Диаграмма отклонения напряжения

1.8 . Расчет сети на потерю напряжения при пуске электродвигателя

Когда в сети работают короткозамкнутые асинхронные электродвигатели большой мощности, то после того, как сеть рассчитана по допустимым отклонения напряжения, её проверяют на кратковременные колебания напряжения при пуске электродвигателей. Известно, что пусковой ток асинхронного короткозамкнутого электродвигателя в 4…7 раз больше его номинального значения. Вследствие этого потеря напряжения в сети при пуске может в несколько раз превышать потерю напряжения на двигателе будет значительно ниже, чем в обычном режиме.

Однако в большинстве случаев электродвигатели запускают не слишком часто (несколько раз в час), продолжительность разбега двигателя невелика – до 10 с.

При пуске электродвигателей допускаются значительно большие понижения напряжения, чем при нормальной работе. Требуется только чтобы пусковой момент двигателя, был достаточен для преодоления момента сопротивления и, следовательно, двигатель мог нормально развернуться.

Потребитель №__(мельница) имеет привод с электродвигателем 4А__.

Паспортные данные электродвигателя

$P_{ном}$=_____ *кВт* $\cos\varphi_{ном}$=_____ *КПД*=_____

λ_{max}=_____ λ_{min}=_____ $\lambda_{пуск}$=_____

$\lambda_{кр}$=_____ $R_{к.п}$=_____ $X_{к.п}$=_____

$S_к$=_____% $s_к$=_____% $\lambda_{тр}$=_____

Допустимое отклонение напряжения на зажимах двигателя определяются по формуле,

$$\delta U_{доп.д} = -\left(1 - \sqrt{\frac{\lambda_{тр} + 0{,}25}{\lambda_{пуск}}}\right) \cdot 100\%.$$

Параметры сети от подстанции до места установки электродвигателя определяются по формулам,

$$r_л = r_о \cdot L,\ x_л = x_о \cdot L,$$

Фактическое отклонение напряжения на зажимах электродвигателя определяется по формуле,

$$\delta U_{д.пус.ф.} = \delta U_{д.д.пуск} - \Delta U_{тр.пуск} + \Delta U_{Л0{,}38пуск.},$$

где $\delta U_{д.д.пуск}$ - отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска, %; $\Delta U_{тр.пуск}$ - потери напряжения в трансформаторе при пуске электродвигателя, %; $\Delta U_{Л.0,38\ пуск}$ – потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске электродвигателя, %.

Потеря напряжения в трансформаторе при пуске электродвигателя определяется по формуле,

$$\Delta U_{тр.пуск} = \frac{P_{д.пуск} \cdot \left(U_а\% + U_р\% \cdot tg\varphi_{пуск}\right)}{S_{ном}},$$

Мощность двигателя при пуске определяется по формуле,

$$P_{д.пуск} = \frac{P_{ном} \cdot \kappa_I \cdot \cos\varphi_{пуск} \cdot \left(\frac{\lambda_{тр} + 0{,}25}{\lambda_{пуск}}\right)}{\eta_{ном} \cdot \cos\varphi_{ном}},$$

где K_I – кратность пускового тока.

Коэффициент реактивной мощности при пуске определяется по формуле,

$$tg\varphi_{пуск} = \frac{X_{к.п}}{R_{к.п}}.$$

Потеря напряжения в линии 0,38 кВ при пуске определяется,

$$\Delta U_{Л0,38пуск} = \frac{P_{д.пуск} \cdot 10^3 \cdot \left(r_л + x_л \cdot tg\varphi_{пуск}\right)}{U^2_{ном}} \cdot 100\%.$$

Заключением об успешности пуска электродвигателя является условие,

$$\delta U_{доп.д} > \delta U_{д.пуск.фак.}.$$

Пример расчета силовой сети 0,4 кВ

Для примера приведем расчеты для выбора сечения кабеля наиболее загруженной группы потребителей, питаемых от ТП153А. При нормальном, двухстороннем питании по головному участка протекает ток $I_{расч}$=215А.

Выбираем кабель сечением 95 мм^2 с длительно допустимым током 250А, но в послеаварийном режиме максимальный ток головного участка будет равен $I_{расч}$=430 А.

По условиям допустимой перегрузки по кабелю в послеаварийном режиме длительно может протекать ток в 1.3 раза больше допустимого, однако для выбранного сечения кабеля это будет недостаточно. поэтому к установке принимается кабель сечением 150мм^2 с длительно допустимым током равным 345А.

$$I_{расч} = 430 \le 1,3 \cdot I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 = 1,3 \cdot 345 \cdot 1,0 \cdot 1,0 = 449 A,$$

где $I_{доп}$ - длительно допустимый по условиям нагрева ток кабеля; K_1 - поправочный коэффициент, определяемый условиями прокладки кабеля и зависящий от температуры окружающей среды, принят 1; K_2 - поправочный коэффициент проводов и кабеля, прокладываемых в коробах.

Окончательно по условия нагрева в послеаварийном режиме выбираем кабель сечением 150 мм^2.

Сечение питающих линий осветительной сети дома принимается равным 2,5мм^2 из-за незначительной нагрузки $I_{pmax} \approx 0,43A$ на каждой отходящей линии устанавливается автомат типа ВА-51. В каждой квартире предусмотрена штепсельная розетка на 10 А для включения некоторых бытовых приборов.

Присоединение этих розеток к ВРУ осуществляется отдельным проводом марки АПВ-3(1х25). Кроме того в доме предусматривается фотодатчик для автоматического включения освещения лестничных клеток и холлов дома.

На каждом этаже установлен щиток типа ЩУЭ-4. Щиток совмещенный (этажного и квартирного распределения) с пакетными или автоматическими выключателями.

Групповая квартирная электрическая сеть предназначена для осветительных и бытовых электроприемников в квартире. Число таких линий для каждой квартиры определяют в зависимости от электрической нагрузки, числа комнат, наличия электрических плит и т.д.

Линии освещения квартир выделяют в отдельную группу с аппаратами защиты – автоматами.

Линии штепсельных розеток для питания переносных электроприборов и светильников также выделяются в особую группу, защищенную автоматами. Удобство такой схемы электроснабжения квартиры заключается в том, что при аварийном отключении одной группы другая остается под напряжением.

В связи с тем, что дом оборудован стационарными электрическим плитами предусматривается отдельная групповая линия для подключения только электроплит. В такие квартиры вводится не менее трех групповых линий (для питания освещения, штепсельных розеток, электроплит). Групповые линии электроснабжения квартир выполняются разомкнутыми.

Однако при увеличении мощности бытовых приборов целесообразно применять кольцевую замкнутую штепсельную групповую линию с одним защитным аппаратом, что

позволяет обеспечить нормируемую величину напряжения на зажимах электроприемников в квартирах. Принципиальная схема групповой сети представлена на рис.

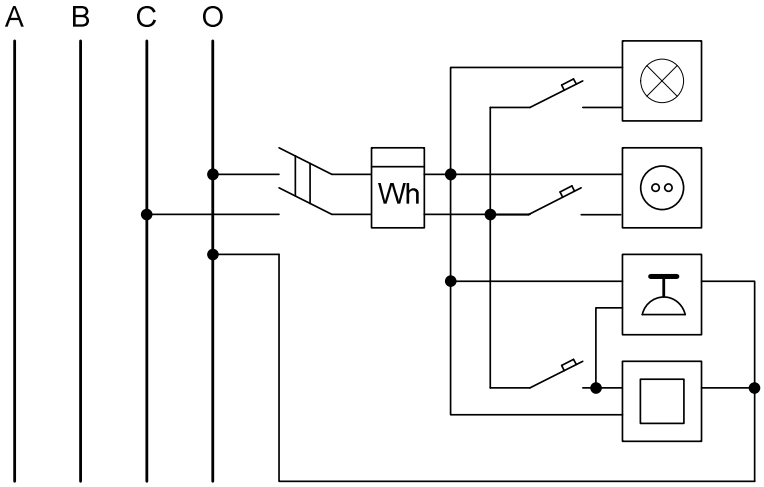


Рисунок - Принципиальная схема групповой сети

Ответвление в квартиру от стояка питающей сети имеет двухполюсный пакетный выключатель.

Однофазный счетчик, рассчитанный на номинальный ток 10А служит для учета расхода электроэнергии всеми приборами квартиры, включая электроплиты.

Автоматические выключатели, представленные в схеме, являются наиболее надежными аппаратами защиты, чем предохранители. Номинальный ток расцепителя автоматических выключателей для защиты участков электросетей принимается равный 50А для линий от этажных лестничных щитков к квартирным групповым щиткам жилых домов с электроплитами мощностью 5,6-8кВт.

Для заземления корпуса стационарной электроплиты и к розетке рассчитанной на 10А, на кухне от стояка прокладываются отдельные заземляющие провода.

Канализация проводников электрической энергии внутри дома осуществляется в поливинилхлоридных трубах и в каналах строительных конструкций. Стояки питающих сетей квартир прокладываются по лестничным клеткам. Групповые скрытые электропроводки прокладываются по кратчайшему прямому направлению.

Линии групповой и распределительных сетей выполнены проводом марки АПВ сечением 2,5мм^2.

Таким образом, произведен выбор низковольтного оборудования и проводников, определены сечения питающих линий жилого дома, составляющие 25мм^2, сеть выполнена проводом марки АПВ. На вводе дома установлено ВРУ-В-2 для приема и распределения электроэнергии; на каждом этаже – этажные щитки типа ЩУЭ-4. Для защиты линий от к.з. устанавливаются автоматические выключатели, как наиболее надежные и простые, удобные в обращении.

Пример выбора осветительной сети 0,4 кВ

Важным условием при проектировании осветительных сетей является обеспечение у ламп необходимого уровня напряжения. Для этих целей выполняют расчет осветительной сети по потере напряжения. Полагая минимально допустимое напряжение $\Delta U_{\min}$ у наиболее удаленных ламп, можно определить величину располагаемых потерь напряжения в сети.

В качестве примера рассмотрим осветительные сети многоквартирного жилого дома, питаемые от шин 0,4 кВ ТП153А.

Для лестничных стояков 72 квартирного дома выбираем кабель 25 мм^2 по токовой нагрузке 95 А, длина кабеля 25 м:

Выбранное сечение кабельных линий необходимо проверять по допустимой потере напряжения на зажимах потребителя.

$$\Delta U = \frac{P_1 \cdot l_1 + P_2 \cdot l_2 + ...}{c \cdot S},$$

где $P_i \cdot l_i$ - моменты нагрузок, кВт·м.

Значения коэффициента *c* зависит от напряжения и удельного сопротивления: *c* - 7.8 для сети 220 в; *c* - 46 для сети 380 в.

Рассчитаем потерю напряжения для наиболее нагруженной группы:

$$\Delta U = \frac{P_1 \cdot l_1 + P_2 \cdot l_2 + ...}{c \cdot S} = \frac{115 \cdot 150 + 15.4 \cdot 75}{46 \cdot 185} = 2.18\%.$$

$$\Delta U = \frac{P_1 \cdot l_1 + P_2 \cdot l_2 + ...}{c \cdot S} = \frac{12.7 \cdot 2.5 + 12.7 \cdot 22.5}{46 \cdot 25} = 0.56\%$$

Отводы от этажных щитков выполнены проводом 4 мм^2, расчетную нагрузку возьмем для одной квартиры возьмем равной 2 кВт. Тогда потеря напряжения до квартирного щитка составит:

$$\Delta U = \frac{P_1 \cdot l_1 + P_2 \cdot l_2 + ...}{c \cdot S} = \frac{2.0 \cdot 10}{7.8 \cdot 4} = 0.64\%$$

Внутри квартиры проводку выполняют алюминиевым проводом АППВ сечением 2.5мм^2. Нагрузку квартиры принимаем 2 кВт и разнесем ее по проводам длиной 5 и 10 м.

В этом случае потери напряжения составляют:

$$\Delta U = \frac{P_1 \cdot l_1 + P_2 \cdot l_2 + ...}{c \cdot S} = \frac{1 \cdot 5 + 1 \cdot 10}{7.8 \cdot 2.5} = 0.77\%$$

Потерю напряжения надо рассчитывать от ТП до самого удаленного потребителя. При этом режиме потеря напряжения в осветительной сети квартиры должна составлять не более 2.5% (ГОСТ 13109-97).

Полагая напряжение трансформатора U_{xx}=1.05$U_{Н0М}$, получим, что суммарная потеря напряжения не должна превышать ΔU =7.5%.

Потеря напряжения от трансформатора до электроприемника составит:

$$\Delta U_T = \Delta U_i - \left(\Delta U_{КЛ} + \Delta U_{СТ} + \Delta U_{ЭТ} + \Delta U_{КВ}\right),$$

где U_T - потеря напряжения в трансформаторе; ΔU_i - суммарная потеря напряжения; $\Delta U_{КЛ}$ - потеря в кабельной сети; $\Delta U_{СТ}$ - потеря напряжения в лестничном стояке; $\Delta U_{ЭТ}$ - потеря в проводе от этажного до квартирного щитка; $\Delta U_{КВ}$ - потеря напряжения в квартире.

В соответствии с приведенными расчетами допустимая потеря в трансформаторе:

$$\Delta U_T = 7,5 - \left(2,18 + 0,56 + 0,64 + 0,77\right) = 3,34\%.$$

Вычислим действительные потери в трансформаторе мощностью 400 кВА:

$$\Delta U_T = K_З \cdot \cos\varphi (u_a + u_p \cdot tg\varphi_{ср}),$$

где $K_З$ - коэффициент загрузки трансформатора; $\cos\varphi, tg\varphi_{ср}$ - коэффициент мощности на шинах ТП; u_a, u_p - активная и реактивная составляющие напряжения КЗ.

$$u_a = \frac{u_{КЗ} \cdot \Delta P_{КЗ}}{S_{НОМ}} = \frac{5,5 \cdot 4,8}{400} = 0,066\%,$$

где $u_{КЗ}, \Delta P_{КЗ}$ - напряжение и потери короткого замыкания по /9/.

Реактивная составляющие напряжения короткого замыкания:

$$u_p = \sqrt{u_{K3}^2 - u_a^2} = \sqrt{5.5^2 - 0.066^2} = 5.49\%.$$

Окончательно потери в трансформаторе:

$$\Delta U_T = 0.75 \cdot 0.85\left(0.066 + 5.49 \cdot 0.62\right) = 2.21\%.$$

Полученная величина меньше допустимого падения напряжения в кабеле:

$$\Delta U_{доп} = 3,34 \geq 2,21 = \Delta U_T.$$

Пример разработки схемы электроснабжения жилого дома

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домах используются вводно-распределительные и распределительные панели типа ВРУ шкафного исполнения одностороннего обслуживания.

Вводные и водно-распределительные устройства устанавливаются в зданиях в местах ввода питающих сетей. Они состоят из элементов вводной и распределительной частей. ВРУ является комплексным электротехническим устройством заводского изготовления и поставляется отдельными блоками (шкафами) со всеми соединительными проводами между ними.

Рассмотрим схему электроснабжения жилого пятиэтажного четырехсекционного дома. Схема ВРУ жилого дома предусматривает раздельное питание квартир от одного ввода и освещение общедомовых помещений от другого ввода. Т.к. в данном доме применяются стационарные электрические плиты мощностью 5,8 кВт, на вводных щитках устанавливаются приборы контроля токовых нагрузок и напряжения. Амперметры ставятся во всех трех фазах каждого ввода для выявления ассиметрии нагрузок по фазам. Для защиты от помех, действующих на радиоприемники, служат емкостные фильтры из конденсаторов типа КЗ-0,5 емкостью 0,5 на каждую фазу. Конденсаторный фильтр снабжен встроенным предохранителем.

Типовой шкаф ВРУ представляет собой металлическую конструкцию: высота 1700, ширина 800, глубина 500 мм. Питающие кабельные линии в шкаф вводятся снизу и присоединяются к вводным зажимам переключателей. Зажимы рассчитаны на присоединения четырех кабелей сечением до 150 мм^2. ВРУ располагаются в специальных закрытых помещениях, доступ к которым посторонним лицам запрещен. Для рассматриваемого дома на вводе питающей линии устанавливается ВРУ типа ВРУ-В2.

Выполним расчет питающей четырехпроводной линии этого дома, в котором располагается 80 квартир, оборудованные электрическим плитами, напряжение сети принимается равным 380/220В. Сеть выполнена радиальными линиями, защита которых выполняется автоматическими выключателями типа ВА. На каждом этаже дома располагается по четыре квартиры общей площадью по 45 м^2 . Провода проложены в трубах и каналах строительных помещений. Остальные исходные данные приведены на рис.

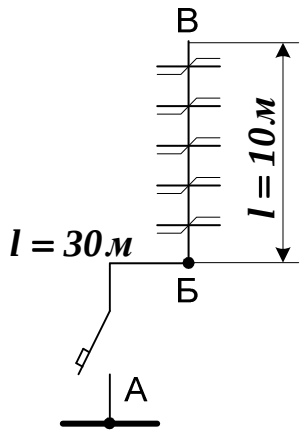


Рисунок - Схема питания стояков дома

1. Определяется расчетная нагрузка на стояке по формуле $P_{кв} = P_{кв.уд} \cdot n$:

$$P_{кв} = 1,9 \cdot 20 = 38 кВт.$$

2. Расчетный ток в линии при cos φ=0.98

$$I_р = \frac{P_{кв}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,98} = 59\,A.$$

3. К установке на линии принимаются автоматические выключатели типа ВА-51-31, $I_{ном\,АВ} = 100\,A$, $I_{ном\,рас} = 63\,A$. Выбранный выключатель проверяется по условию: $\frac{I_{рас} \cdot 100}{I_д} \le 125$; $\frac{63 \cdot 100}{70} = 98 < 125$.

4. По условию допустимого нагрева выбираются предварительно сечение провода марки АПВ 4(1х25), $I_д = 70\,A$. Поправки на температуру окружающей среды не вводятся, т.е. температура в доме не превышает 25 С.

5. Проверка принятого сечения на соответствие характеристикам защитных аппаратов. С учетом того, что линии защищаются от перегрузки, следует, что $К_з$ =1, тогда по условию: $I_{доп\,акн} \ge I_{з.а} \frac{K_з}{K_п}$,

где $I_{з.а.} = I_{рас}$ - ток срабатывания защитного аппарата, А; $K_з$ – кратность допустимого тока проводника по отношению к соответствующему току защитного аппарата; $K_п$ – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды.

$$I_{доп\,лин} \ge 63 \cdot 1 / 1 = 63\,A.$$

Таким образом, сечение проводника удовлетворяет условию соответствия току защитного аппарата.

6. Производится расчет линии по потере напряжения: $\Delta U = \frac{M_a}{C \cdot S}$,

где M_a – активный момент линии, равный произведению активной нагрузки линии на ее длину; C – коэффициент, зависящий от материала проводника (равен 46 для алюминия); S – сечение проводника, мм.

$$\Delta U_{АВ} = \frac{30 \cdot 38}{46 \cdot 25} = 1\%; \quad \Delta U_{БВ} = \frac{10 \cdot 38}{46 \cdot 25} = 0,3\%.$$

Потеря напряжения в линиях не превышает допустимой $U_{АВ} = 1 + 0,3 = 1,3\%$.

Результаты расчета сводятся в табл.

Таблица – Расчет внутридомовой питающей сети

№ питающих линий	Расчетная нагрузка, кВт	Расчетный ток А	Приведенная длина м	Момент кВт·м	Потеря напряжения %	Тип автомата
1	38	59	30	1140	1	ВА-51-31
2	38	59	36	1368	1,2	ВА-51-31
3	38	59	12	456	0,4	ВА-51-31
4	38	59	12	456	0,4	ВА-51-31

Пример расчета наружного электрического освещения

Электрическое освещение улиц и дорог выполняется следующими различными способами в зависимости от типов применяемых источников света и светильников, геометрического размещение их относительно освещаемой территории и высоты установки, интенсивности движения автотранспорта, светотехнических характеристик дорожных покрытий.

В большинстве случаев, в городах применяется усовершенствованное покрытие дорог - асфальтобетон. По характеру светоотражения эти дорожные покрытия подразделяются на

гладкие (покрытия с пониженным содержанием щебня, имеющие среднюю высоту выступающих частей, менее 0,5 мм) и шероховатые (имеющие высоту выступающих частей более 0,5 мм).

Затраты на обеспечение нормируемых значений яркости во многом определяются принятой схемой расположения светильников относительно освещаемой улицы или площади. В зависимости от ширины проезжей части улицы, могут применяться различные схемы расположения светильников: однорядное (b < 12 м), двухрядная (b ≤ 18 м) шахматная, двухрядная прямоугольная (b < 32 м), двухрядная по оси улицы (b < 12 м в каждом направлении) и т.д., где b - ширина проезжей части.

Для дорог и улиц применяется однорядное расположение светильников. Светильники устанавливаются на консолях опор наружного освещения или на тросе. В сетях наружного освещения применяются железобетонные опоры.

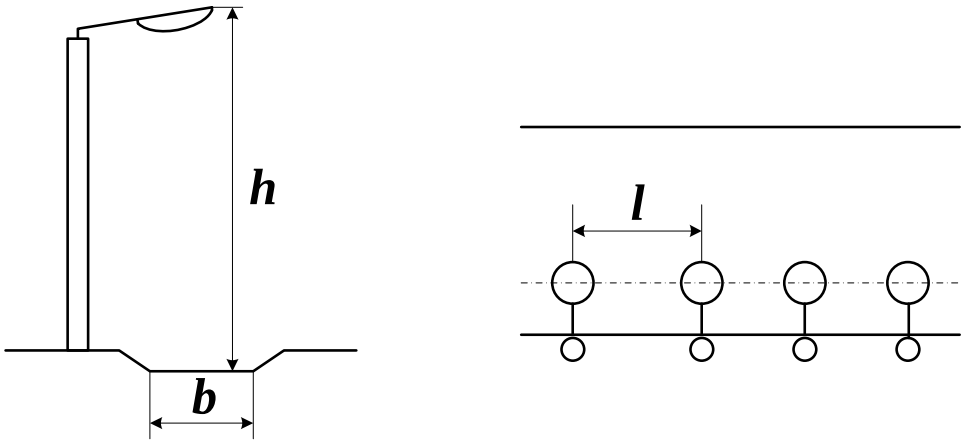


Рисунок - Схема однорядного расположения светильников наружного освещения

Задача расчета наружного освещения состоит в определении расстояния между светильниками – шага светильников. Светотехнический расчет ведется методом коэффициента использования светового потока.

Исходными данными для расчета являются: наружная яркость покрытия, типы светильников и лампы, ширина улицы или дороги, высота установки светильника, коэффициент использования светильников.

Независимо от расчетного шага светильников, отношение расстояния между светильниками к высоте их установки и дорог всех категорий должно быть не более чем пять к одному (5:1) при односторонней схеме расположения светильников.

Для определения шага расстановки светильников предварительно находится световой поток, необходимый для создания заданной яркости покрытия: $\boldsymbol{\Phi = LK_з\,\pi\,/n_L}$,

где $\boldsymbol{L}$ – нормируемая яркость покрытия, кд/м^2 , $\boldsymbol{K_з}$ – коэффициент запала; $\boldsymbol{n_L}$ – коэффициент использования.

По найденному световому потоку и световому потоку лампы, которую предполагается установить, определяется расстояние между светильниками.

Для наружного освещения дорог улиц и площадей рекомендуется применять высокоэкономичные источники света высокого давления: натриевые лампы ДНаТ, лампы ДРИ и ДРЛ. Коэффициент запаса в светотехнических расчетах наружного освещения при использовании светильников принимается равным 1,3 при лампах накаливания и 1,5 при газоразрядных лампах.

При следующих исходных данных: b = 10м; h = 9м – высота подвеса светильников; L= 0,5 кд/м^2, предварительно выбрав светильники типа ЖКУ08-150-001-УХЛ1 с натриевой лампой ДНаТ на 150 Вт и приняв однорядную схему размещения светильников, находится световой поток.

Коэффициент использования светильников определяется в зависимости от соотношения b/h =10/9 =1,1: $\Phi = \frac{0,4 \cdot 1,5 \cdot 3,14}{0,072} = 26,2 \text{ мм} / \text{м}^2$.

Лампа ДНаТ на 150 Вт имеет световой поток 25000 лм. При однорядном расположении светильников, площадь, которую могут осветить эти лампы равна: $S = \frac{25000}{26,2} = 954 \text{м}^2$.

При ширине улицы 10м шаг светильников: $l = \frac{954}{10} = 95,4 \text{м}$.

Наименьшее допустимое сечение кабелей по термической стойкости равно 16 мм^2. Нагрев проводников вызывается прохождением по ним тока I, величина которого определяется по формуле: $I = \frac{P_1}{U_\phi \cos\varphi}$,

где P_1 - активная мощность нагрузки (включая потери в пускорегулирующей аппаратуре газоразрядных ламп) одной, двух или трех фаз, кВт; $\cos\varphi$ - коэффициент мощности нагрузки, равный 0,8 для газоразрядных ламп; U_ϕ - фазное напряжение сети.

По полученному значению тока выбираем марку и сечение кабеля

$$I = \frac{4750}{220 \cdot 0,8} = 27 A.$$

Для полученного тока наименьшее допустимое сечение кабеля составляет 25мм^2, а марка кабеля ААШв.

Таким образом, от трансформаторной подстанции к начальной опоре подведен кабель, через который передается энергия необходимая для наружного освещения территории.

Энергия между опорами передается по кабельным линиям марки ААШв.

4. Проектирование высоковольтного электроснабжения

4.1. Расчет электрических нагрузок в сети высокого напряжения

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10(6) кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети (ЦП, РП, линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок). Коэффициент мощности для линий 10(6) кВ в период максимума нагрузки принимается равным 0,92 (коэффициент реактивной мощности 0,43).

Расчетные нагрузки на шинах 10(6) кВ ЦП определяются с учетом несовпадения максимумов нагрузок потребителей городских распределительных сетей и сетей промышленных предприятий (питающихся от ЦП по самостоятельным линиям) путем умножения суммы их расчетных нагрузок на коэффициент совмещения максимумов.

При отношении расчетной нагрузки промпредприятий к суммарной нагрузке городской сети менее 0,2 коэффициент совмещения для утреннего и вечернего максимумов следует принимать равным 1. Если это отношение более 4, коэффициент совмещения для утреннего максимума следует принимать равным 1; для вечернего максимума, если все предприятия односменные - 0,25, если двух-, трехсменные - 0,65.

Нагрузки определяются для каждого участка сети. Если расчётные нагрузки отличаются по величине не более чем в четыре раза, то их суммирование ведётся методом коэффициента одновремённости по формулам,

$$\boldsymbol{P_p = \kappa_o \cdot \sum_{i=1}^{n} P} ,$$

$$\boldsymbol{Qp = \kappa_o \cdot \sum_{i=1}^{n} Q} ,$$

где κ_o – коэффициент одновремённости, (приложение 1 таблица 4, таблица 5).

В противном случае суммирование нагрузок ведется методом надбавок по формулам,

$$\boldsymbol{P_p = P_{max} + \sum_{i=1}^{n} \Delta P_i} \ ,$$

$$\boldsymbol{Q_p = Q_{max} + \sum_{i=1}^{n} \Delta Q_i} \ ,$$

где $P_{\max}$; $Q_{\max}$ – наибольшие из суммируемых нагрузок, кВт, квар, ΔP_i; ΔQ_i – надбавки от i-х нагрузок, кВт, квар (приложение1 таблица 7).

Результаты расчетов сводятся в таблицу.

Номер участка	$P_д$, *кВт*	$Q_д$, *квар*	$S_д$, *кВА*	$P_в$, *кВт*	$Q_в$, *квар*	$S_в$, *кВА*

4.2. Выбор места расположения подстанции. Определение величины высокого напряжения

Распределительные, как и потребительские трансформаторные подстанции следует располагать в месте, которое максимально приближено к центру электрических нагрузок.

Координаты центра электрических нагрузок определяются аналогично сети 0,38 кВ.

Координаты потребителей приводятся в таблицу.

x						
y						

Если рекомендуемое в задание место расположение трансформаторной подстанции имеет координаты, которые удалены от центра электрических нагрузок, то тогда трансформаторную подстанцию необходимо перенести в вершину квадрата, которая располагается ближе всего к центру электрических нагрузок.

Выбор места расположения РП должен производиться с учетом размещения ТП, потерь напряжения в линиях 6—10 кВ, условий застройки района и т. д. Следует стремиться к расположению РП вблизи границы питаемого нм участка сети, углубляясь в район обслуживания на 10—15 % его протяженности, с целью уменьшения обратных потоков энергии в линиях распределительной сети 6—10 кВ и лишнего расхода проводникового металла.

Технико-экономические расчеты показывают целесообразность отказа от сооружения РП, т.е. осуществления непосредственного питания ТП от ЦП.

Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет, как на технико-экономические показатели, так и на технические характеристики.

Так, например, при повышении напряжения снижаются потери мощности и электроэнергии, но увеличиваются капитальные вложения в сооружения сети. Сеть меньшего номинального напряжения требует меньших капитальных вложений, но приводит к большим эксплуатационным затратам из-за роста потерь мощности и электроэнергии и, кроме того, обладает меньшей пропускной способностью.

Из перечисленного выше очевидна важность правильного выбора номинального напряжения сети при ее проектировании.

Номинальное напряжение сети можно предварительно определить по известной передаваемой мощности и длине линии. Существует несколько формул: формула Стилла – для линий длиной до 250 км и передаваемой мощностью не больше 60 МВт; формула Залесского – для линий длиной до 1000 км при передаче больших мощностей; формула Илларионова, которая даст удовлетворительные результаты для всех уровней напряжения 35-1150 кВ.

Для выбора уровней номинального напряжения принята формула Стилла:

$$U_{опт} = 4,34 \cdot \sqrt{L_{эк} + 16 P_1 \cdot 10^{-3}},$$

где $L_{эк}$ – эквивалентная длина линии, км, P_1 – расчётная мощность на головном участке, кВт.

Эквивалентная длина участка определяется по формуле,

$$L_{эк} = L_1 + \sum_{i=1}^{n} L_i \cdot \frac{P_i}{P_1},$$

где L_i – длина i-го участка линии, км; P_i – мощность i-го участка линии, кВт.

Выбранное по оценочным формулам номинальное напряжение проверяют по номограмме и по таблице пропускной способности линий.

Пример расчета

Координаты потребителей сети высокого напряжения

x	9,0	7,0	8,0	3,0	4,5	8,0
y	7,5	5,5	1,0	9,0	9,0	2,0

$$x = \frac{174,4 \times 9 + 767,7 \times 7 + 364,4 \times 8 + 124,5 \times 3 + 2278,8 \times 4,5 + 271,4 \times 8}{174,4 + 767,7 + 364,4 + 124,5 + 2278,8 + 271,4} = 5,84$$

$$y = \frac{174,4 \times 7,5 + 767,7 \times 5,5 + 364,4 \times 1 + 124,5 \times 9 + 2278,8 \times 9 + 271,4 \times 2}{174,4 + 767,7 + 364,4 + 124,5 + 2278,8 + 271,4} = 6,6$$

Районная трансформаторная подстанция устанавливается в точке С. Конфигурация сети высокого напряжения приведена на рис.

Эквивалентная длина составит

$$L_{эк} = 2{,}69 + 2{,}83\frac{1239{,}8}{2941{,}7} + 3{,}64\frac{452{,}5}{2941{,}7} + 1\frac{582{,}5}{2941{,}7} + 4{,}74\frac{1704{,}7}{2941{,}7} + 1{,}5\frac{97{,}7}{2941{,}7} = 7{,}438$$

$$U_{опт} = 4{,}34\sqrt{7{,}438 + 16 \times 2941{,}7 \times 0{,}001} = 32 \text{ кВ}.$$

Принимается ближайшее стандартное напряжение 35 кВ.

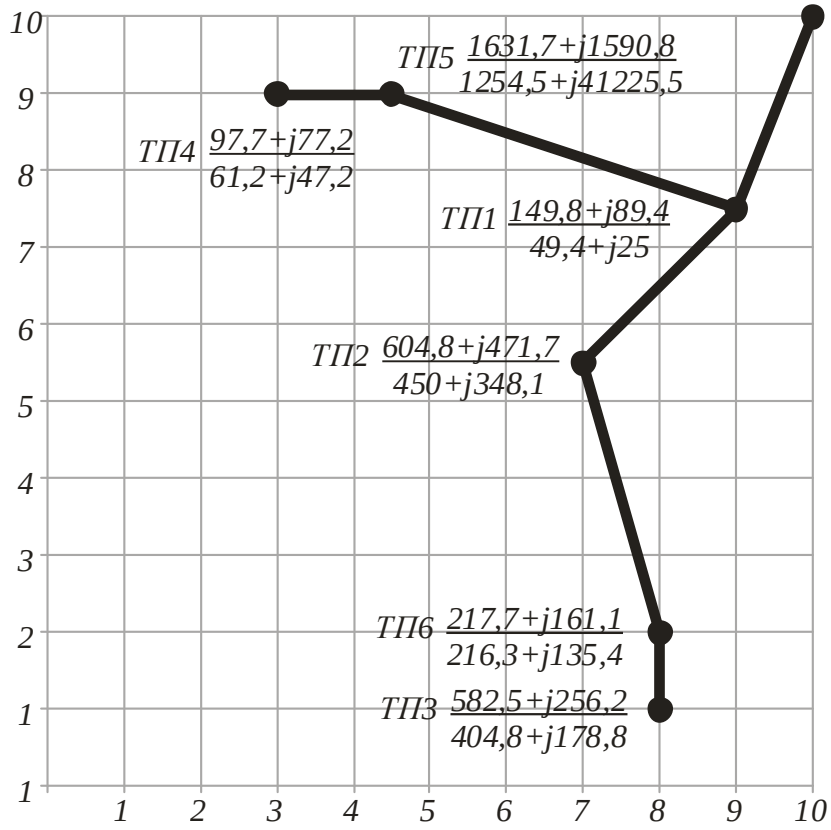


Рис. Конфигурация сети высокого напряжения.

4.3. Проверка необходимости КРМ на шинах РП (городской ПС). (Выбор числа и мощности силовых трансформаторов)

Для предварительной оценки реактивной мощности в сети и выбора компенсирующих устройств применяется следующая методика:

1) Энергосистема задает экономически целесообразное значение $tg\varphi_{эк}$ для шин 6-10 кВ понизительных подстанций, питающих потребителей в максимальных и минимальных режимах энергосистемы. Экономически целесообразный $tg\varphi_{эк}$ в режиме максимальных нагрузок ЭС равен: для 220 кВ -0,4; для 110 кВ - 0,3; для 35 кВ - 0,24. В режиме минимальных нагрузок $tg\varphi_{эк}$ принимается равным 0,7 при отсутствии в сети компенсирующих устройств.

2) Исходя из вышесказанного мощность компенсирующих устройств для подстанции можно определить следующим образом:

$$Q_{ку\Sigma} = Q_p - Q_э, + \Delta Q_T,$$

где $Q_э$ - экономически целесообразная реактивная мощность, генерируемая ЭС в режиме максимальных (минимальных) нагрузок, квар; Q_p - мощность нагрузки в режиме максимума, квар; ΔQ_T - потери реактивной мощности в силовых трансформаторах ТП, квар.

Полученная мощность $Q_{ку}$ округляется до значения, соответствующего номинальной мощности компенсирующих устройств.

После выбора КУ осуществляется определение нескомпенсированной реактивной мощности и проводятся балансовые расчеты,

$$Q_{неск} = Q_p - Q_{ку\ факт.},$$

где $Q_{ку\ факт}$ - мощность компенсирующих устройств подстанции, квар.

В таблице приводится ориентировочная потребность в реактивной мощности по подстанции.

Таблица – Ориентировочная потребность в реактивной мощности по ПС

№№ п.п.	Наименование ПС	Промышленные и приравненные к ним потребители			Жилые и общественные здания			Итого по ПС		
		активная нагрузка, МВт	tgφ	реактивная нагрузка, МВАр	активная нагрузка, МВт	tgφ	Реактивная нагрузка, МВАр	активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, МВАр	tgφ

Согласно ГОСТ-14.209-85 мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции.

Количество силовых трансформаторов, планируемых к установке на проектируемой подстанции, в первую очередь определяется категорийностью потребителей по надежности электроснабжения. При наличии потребителей первой категории их количество должно быть в соответствии с рекомендациями ПУЭ не менее двух. Наиболее часто на подстанциях устанавливают два трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

На двухтрансформаторных подстанциях в первые годы эксплуатации, пока нагрузка не достигла расчетной, возможна установка одного трансформатора. В течение этого периода необходимо обеспечить резервирование электроснабжения потребителей по сетям среднего или низшего напряжения. В дальнейшем, при увеличении нагрузки до расчетной устанавливается второй трансформатор. Если при установке одного трансформатора обеспечить резервирование по сетям НН нельзя или полная расчетная нагрузка ПС

ожидается раньше, чем через 3 года после ввода ее в эксплуатацию, то ПС сооружается сразу с двумя трансформаторами.

Мощность трансформаторов выбирается по условиям:

при установке одного трансформатора - $S_{ном} \geq S_{max}$;

при установке двух трансформаторов - $S_{ном} \geq 0.7 S_{max}$;

при установке *n* трансформаторов - $S_{ном} \geq 0.7 \frac{S_{max}}{n-1}$,

где S_{max} - наибольшая нагрузка подстанции на расчетный период 5 лет.

Трансформаторы, выбранные по двум последним условиям, обеспечивают питание всех потребителей в нормальном режиме при оптимальной загрузке трансформаторов 0,6-0,7 $S_{ном}$. При аварии или выводе одного из трансформаторов в ремонт оставшийся в работе трансформатор должен обеспечивать питание потребителей с допустимой длительной перегрузкой не более 40% от его номинальной мощности или с перегрузкой, определяемой из условий температурного режима трансформаторов. В некоторых случаях из-за невозможности обеспечить условия допустимой перегрузки трансформаторов разрешается их разгрузка за счет отключения всех или части потребителей третьей категории средствами автоматической разгрузки или эксплуатационным персоналом.

Последовательность расчета

1. Предварительно определяется расчетная мощность силового трансформатора.

$$S_{T\ расч} \geq \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{N_T \cdot \beta_T},$$

где β_T и N_T – соответственно коэффициент загрузки трансформатора (для двухтрансформаторных подстанций $\beta_T=0,7$; для однотрансформаторных $\beta_T=0,8 \div 0,85$) и количество трансформаторов; $Q_{неск}$ – реактивная мощность, передаваемая через трансформатор в сеть низкого напряжения (переток реактивной мощности из сети высокого напряжения).
2. По справочным данным выбирается силовой трансформатор с номинальной мощностью $S_{T\ ном}$ ближайшей к найденной экономической мощности.
3. Принятый к установке на подстанции силовой трансформатор проверяется по условию допустимой 40% перегрузки в послеаварийном режиме

$$\beta_{T\ п/а} = \frac{S_p}{S_{T\ ном}} \leq 1,4.$$

4. Если коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме превышает допустимый, тогда для выполнения данного условия необходима разгрузка трансформатора за счет отключения всех или части потребителей III категории

$$\beta_{T\ п/а} = \frac{S_p - S_{III}}{S_{T\ ном}} \leq 1,4.$$

5. Если и после отключения потребителей III категории условие допустимой перегрузки трансформаторов на соблюдается, необходимо выбрать трансформатор с большей номинальной мощностью.

таким образом в соответствии с условиями выбора работы трансформатора проводится выбор трансформаторов на подстанции.

В табл. приводятся характеристики трансформаторов подстанций.

Таблица - Характеристики трансформаторов

Характеристика трансформатора	Номинальная мощность	Номинальное напряжение	Напряжение короткого замыкания

	трансформатора	вн	сн	нн	вн-сн	вн-нн	сн-нн
Подстанция	МВА	кВ			%		

Продолжение таблицы

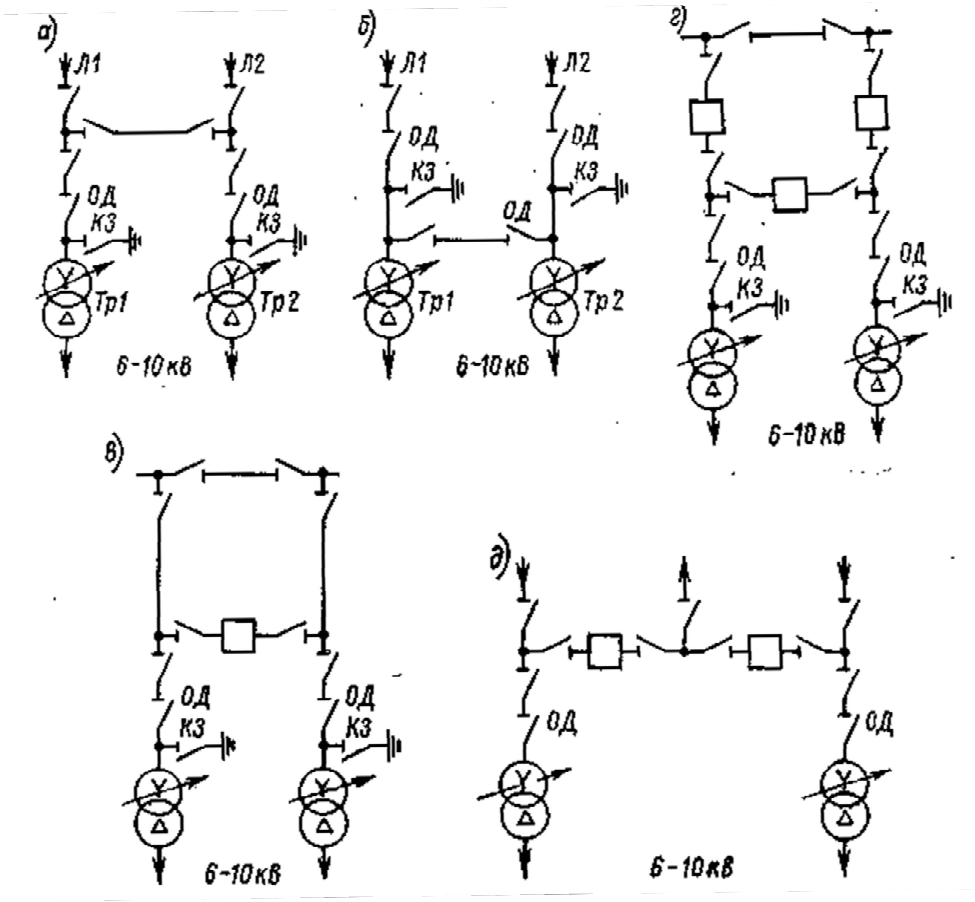
Характеристика трансформатора	Ток х.х.	Активные потери		Сопротивления					
				активные			реактивные		
		х.х.	к.з.	вн	сн	нн	вн-сн	вн-нн	сн-нн
Подстанция	%	кВт	кВт	Ом			Ом		

4.4. Выбор схемы и сечений питающих и распределительных линий

Питающие сети 35-220 кВ

Городские питающие сети напряжением 35-220 кВ выполнены в основном по схеме глубокого ввода. В ней наиболее полно выражена связь между различными элементами системы электроснабжения. Такой зависимости в других схемах не наблюдается, так как выбор схемы и параметров отдельных элементов системы может производиться в определенной мере независимо друг от друга. Например, наличие развитого распределительного устройства первичного напряжения позволяет решать вопросы резервирования в электроснабжающей сети и трансформаторов на подстанции разными путями. Наличие РУ вторичного напряжения обеспечивает полную самостоятельность в решении вопросов построения распределительных сетей независимо от особенностей подстанций и т. д. В системе глубокого ввода, выполненного по схеме блока линия — трансформатор, два элемента: линия и трансформатор — составляют одно целое. Дополнительная связь линий 35-220 кВ через разъединители или выключатель в «мостике» предусматривается на подстанции с целью увеличения оперативной гибкости схемы глубокого ввода. Наличие связи следует оценивать во избежание необоснованных вложений в систему электроснабжения.

Ниже приведены схемы городских подстанций глубоких вводов.



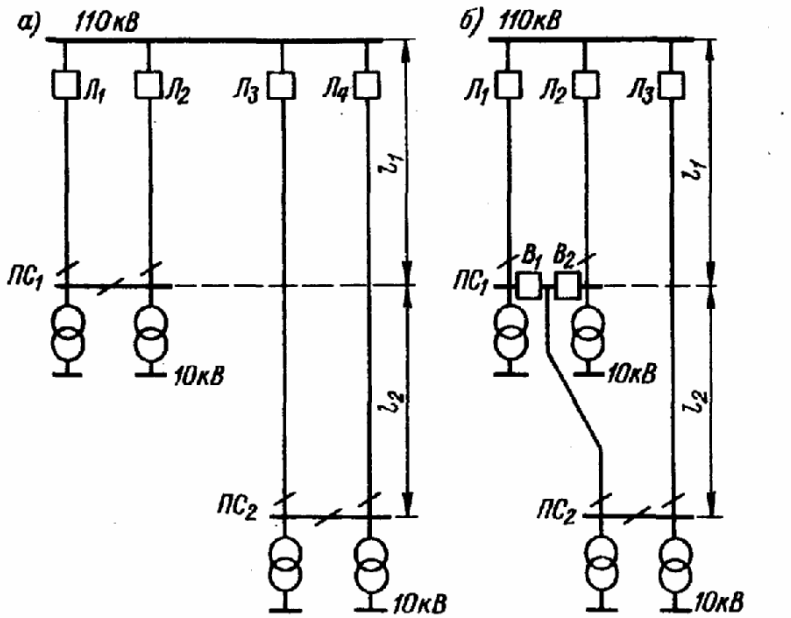
а – блок с неавтоматизированной перемычкой; б – то же, с автоматизированной перемычкой; в – мостик с выключателем в перемычке; г – то же, с выключателями на линиях; д – мостик с присоединением дополнительной линии.

Рисунок - Схемы подстанций глубокого ввода

При совпадении трасс прокладки питающих линий 35—220 кВ питание подстанций глубокого ввода от ЦП возможно осуществлять по одному из нижеприведенных вариантов.

В этом случае подстанция ПС2 выполняется по схеме рис.а, подстанция ПС1 — по схеме рис.д. В последнем случае на перемычке между блоками 35—220 кВ устанавливаются два выключателя, к которым присоединяется отходящая к ПС2 линия 35—220 кВ. С помощью указанных выключателей обеспечивается параллельная работа линий Л1 и Л2 и их селективное отключение при повреждении.

Рассмотрим режим работы питающих линий и надежность электроснабжения для указанного варианта схемы. Линии Л1 и Л2 в нормальном режиме работают параллельно. По этим линиям осуществляется питание трансформаторов Tpl и Тр2, установленных на ПС1, и Тр3 на ПС2, а по линии Л3 — питание Тр4 на ПС2. При повреждении линии Л1 и Л2 отключаются выключатели Bl, В2 и трансформатор Тр3, а также соответствующий трансформатор Tpl или Тр2. В указанном режиме снижается надежность питания обеих подстанций. При повреждении линии Л4 отключаются оба выключатели Bl, В2 и трансформатор Тр3.

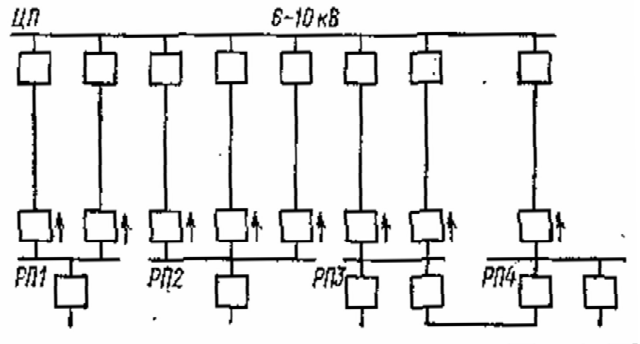


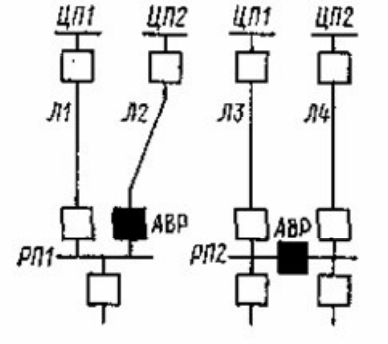
Вариант, представленный на рис. а, предусматривает питание каждой подстанции самостоятельными линиями, при этом подстанция выполняется по упрощенной схеме. В результате усложнения схемы ПС1 из-за установки на подстанции двух выключателей питание ПС1 и ПС2 можно осуществить совместно по варианту рис. б, ПС2 исполняется по упрощенной схеме. Как видно из рис. б, длина питающей сети 110 кВ сокращается.

Питающие и распределительные сети 6-10 кВ

К питающим и распределительным сетям предъявляются следующие основные требования: сеть должна обеспечивать установленный уровень надежности электроснабжения потребителей; стоимость сооружения сети как и последующие ежегодные затраты на ее эксплуатацию должны находиться в оптимальных пределах; во всех режимах работы сети должно обеспечиваться требуемое качество энергии; сеть должна иметь простую схему, быть удобной в эксплуатации и безопасной для обслуживающего персонала. Учитывая простоту и надежность схемы, удовлетворительные технико-экономические показатели сетей, выполненных по петлевой схеме, а также определенные традиции, петлевые схемы рекомендуются в качестве основных. Они относятся к группе схем имеющих многочисленный опыт эксплуатации, применение схем не требует каких-либо технико-экономических обоснований. Широкое распространение этих схем закрепляется, в определенной мере, существующей практикой проектирования городских сетей.

Питающие сети 6—10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятий, а также для питания городской распределительной сети общего пользования. В последнем случае согласно РД наличие таких сетей необходимо обосновать в каждом конкретном случае.





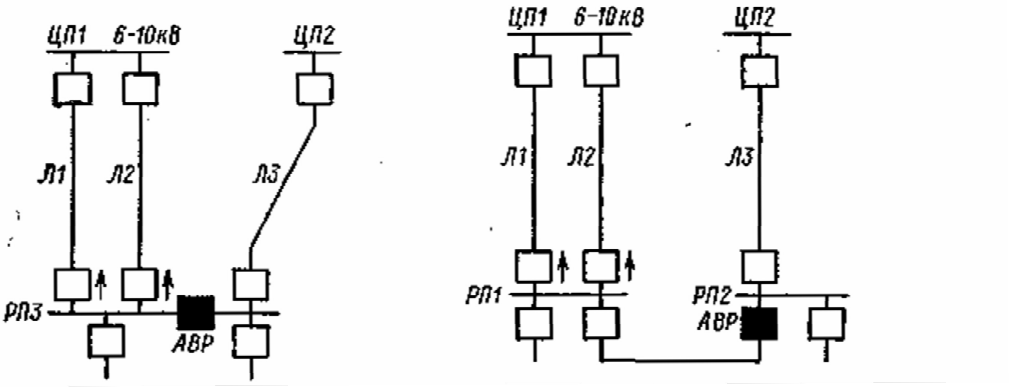
Схемы питающей сети 6-10 кВ

с параллельной работой линий с раздельной работой линий

Питающие сети 6—10 кВ во всех случаях сооружаются по схемам с автоматическим резервированием вводов в РП. Сечения питающей и резервной линий выбираются на полную расчетную нагрузку РП. Для экономии линейных ячеек в РУ 6—10 кВ ЦП сечения питающих линий принимаются, как правило, максимальными (185—240 мм^2 — для кабелей с алюминиевыми жилами). Если указанное сечение линий превышает необходимое по расчетной нагрузке потребителя, то РП используется для совместного питания группы потребителей. Схемы питающих сетей различаются по режиму их работы. На рис.а приведены схемы с параллельной работой питающих линий. Для избирательной защиты линий на их приемных концах устанавливается, как правило, максимальная направленная защита (обозначена стрелкой) и питание РП производится от одного источника. Последнее ограничивает применение сетей только для питания электроприемников второй и третьей категорий.

Схемы питающих сетей б—10 кВ с раздельной работой линей указаны на рис. б. В данном случае возможно питание РП от разных источников, что позволяет использовать сети для питания электроприемников первой категории. Автоматическое резервирование предусматривается путем установки АВР на резервной линии или на межсекционном выключателе — АВР двухстороннего действия. Для сетей с раздельной работой питающих линий отмечается худшее использование пропускной способности линий и увеличенное значение потерь энергии.

Комбинированные схемы питающих сетей 6—10 кВ, представленные на рис., являются типовыми для распределительных сетей крупных и крупнейших городов. В них сочетаются преимущества параллельной и раздельной работы питающих линий.



Основные принципы построения распределительных сетей напряжением 6—10 кВ достаточно хорошо известны. Эти сети предназначаются для электроснабжения коммунально-бытовых и мелких промышленных потребителей города. В их состав включаются также сети 6—10 кВ, составляющие систему электроснабжения средних и крупных промышленных предприятий, расположенных на территории города.

В соответствии с РД для отечественных городов выполнение таких сетей регламентировано по так называемому принципу петлевой схемы (имеется в виду двустороннее питание каждой ТП по сети 6—10 кВ).

В отечественных условиях решение вопросов автоматизации распределительных сетей пошло по пути выполнения сетей по так называемой многолучевой схеме с устройствами АВР при напряжении 6—10 кВ или 0,38 кВ. При этом практика сооружения таких сетей показала, что их стоимость значительно превышает значения, регламентированные РД.

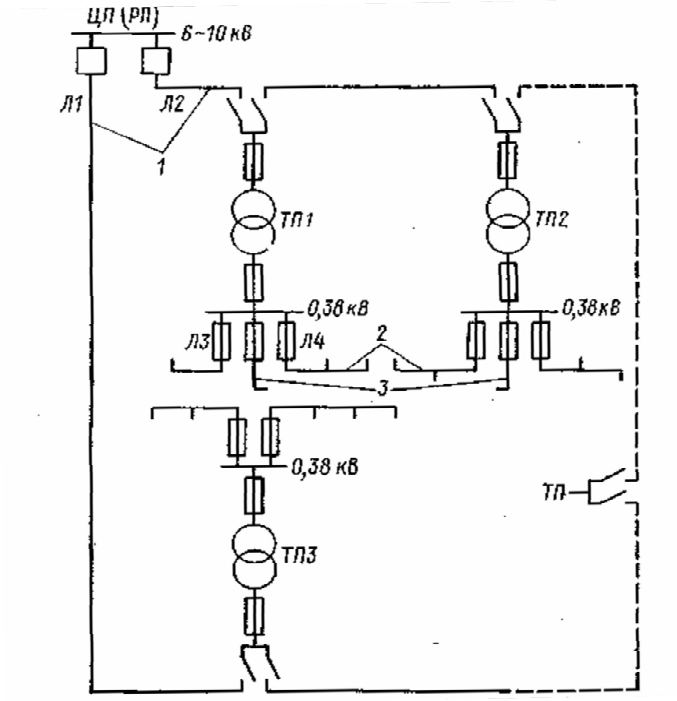
Присоединение ТП к распределительной линии 6—10 кВ с помощью ответвлений исключает необходимость РУ 6—10 кВ в ТП. Поэтому за рубежом в замкнутых сетях применяются КТПН, выполненные в виде одного аппарата. При этом кабель 6—10 кВ заходит непосредственно в бак трансформатора и на баке, кроме того, устанавливается РУ напряжением 0,38 кВ. Такие комплектные аппараты коренным образом решают вопросы безопасности обслуживающего персонала (РУ 6—10 кВ в ТП отсутствует), а также

эксплуатации распределительной сети. В частности, при наличии рассматриваемых КТПН никаких ремонтных работ на месте их установки не производится. При возникновении повреждений производится замена блока с поврежденным элементом или замена целиком КТПН. Стоимость эксплуатации сетей значительно снижается.

Отечественные городские сети выполняются по двухзвенному принципу, т. е. распределительные сети 6—10 кВ дополняются промежуточным звеном, так называемыми питающими сетями того же напряжения. Если использование питающих сетей 6—10 кВ в системах электроснабжения крупных общественно-коммунальных объектов и промышленных предприятий является неизбежным и диктуется значением электрической нагрузки этих потребителей, то для распределительных сетей общего назначения введение указанного промежуточного звена нецелесообразно. В зарубежной практике питающие сети 6—10 кВ не применяются.

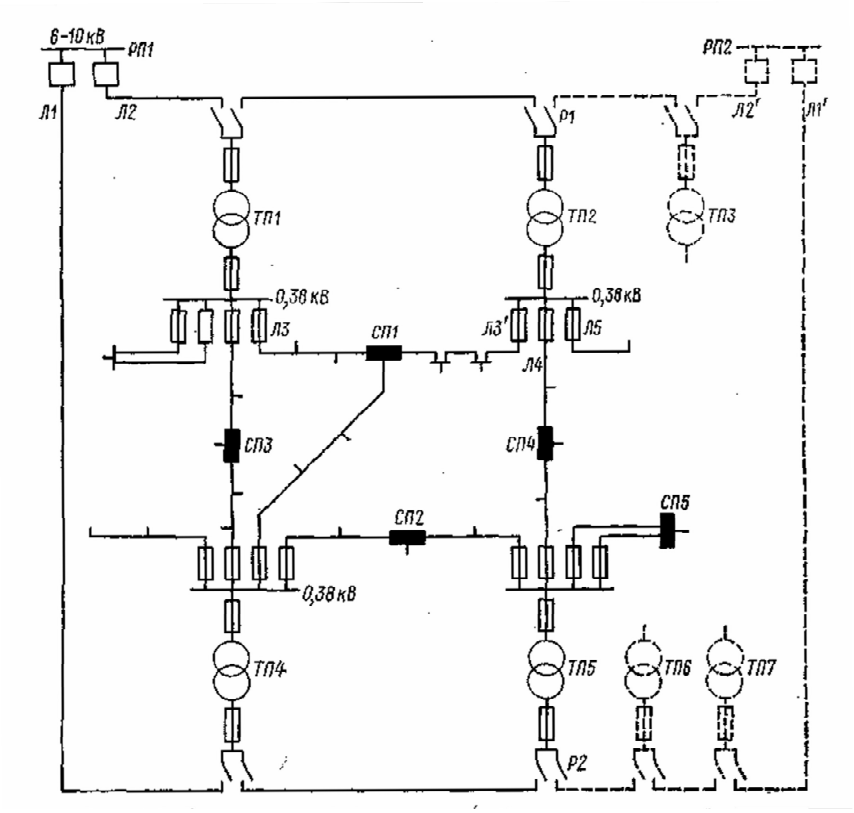
Схема построения городской распределительной сети определяет способ коммутации ее линий' условия резервирования ее отдельных элементов, расчетные режимы работы сети, особенности конструктивного выполнения ТП и используемых средств защиты и автоматики. Ниже отмечены особенности наиболее распространенных способов построения распределительных сетей.

На рис. показана сеть 0,38 кВ с распределительными линиями одностороннего питания в сочетании с петлевыми линиями 6—10 кВ, которые в нормальном режиме разомкнуты вблизи точки токораздела. Сечение петлевых линий выбирается по условию двухстороннего питания ТП в послеаварийном режиме при повреждении головного участка линии.

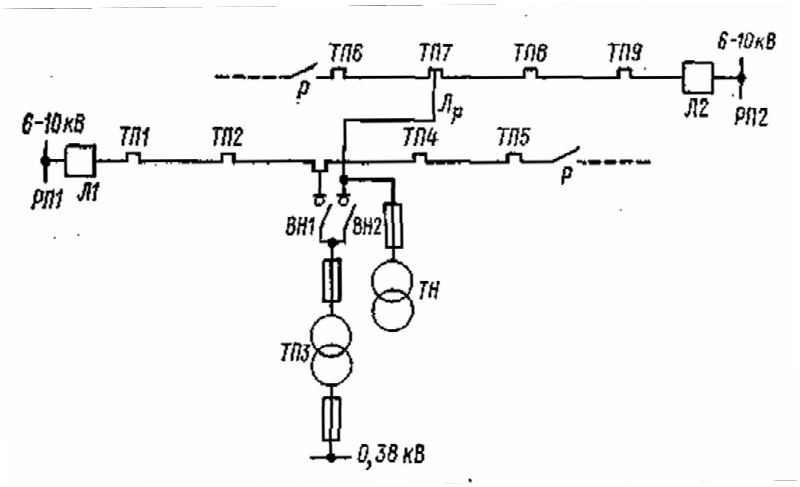


При выполнении сети 6—10 кВ воздушными линиями допустимо использовать линии 6—10 кВ с односторонним питанием ТП. Рассматриваемая схема применяется для электроснабжения приемников третьей категории.

Петлевая сеть включает в себя петлевые и радиальные линии 0,38 кВ в сочетании с петлевыми линиями 6—10 кВ. Как отмечалось, петлевые линии работают с их разделом ($Р_1$ $Р_2$) и сечения линии определяются возможностью двухстороннего питания ТП или вводов; связанных с линиями 0,38 кВ (СП1, СП2, СП3, СП4, СП5).



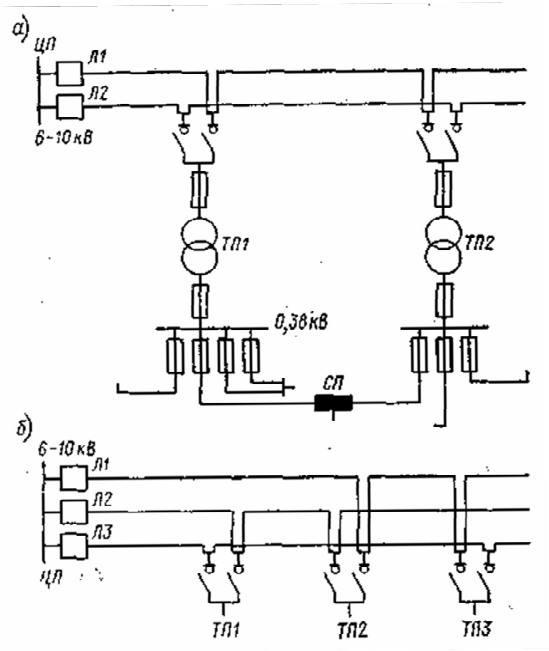
При наличии в петлевой сети дополнительных связей между линиями 6—10 кВ возможна выборочная автоматизация питания потребителей. Этот пример показан на рис. Здесь автоматизация питания ТПЗ производится путем установки устройства АВР при напряжении 6—10 кВ. Резервной связью, на которой предусмотрено АВР с использованием выключателей нагрузки, является линия ТП-7—ТПЗ. Схема используется в системах электроснабжения электроприемников второй категории.



Согласно РД создавать городские распределительные сети возможно по схемам, предусматривающим автоматизацию питания всех потребителей при условии, что приведенные затраты автоматизированной сети не превышают 5% затрат сети, выполненной по петлевой схеме. Наиболее распространенной является многолучевая схема сети с устройствами АВР при напряжении 6—10 кВ или 0,38 кВ.

Многолучевая схема с АВР при напряжении 6—10 кВ предусматривает сочетание взаиморезервирующих линий 6—10 кВ с линиями 0,38 кВ одно- и двухстороннего литания.

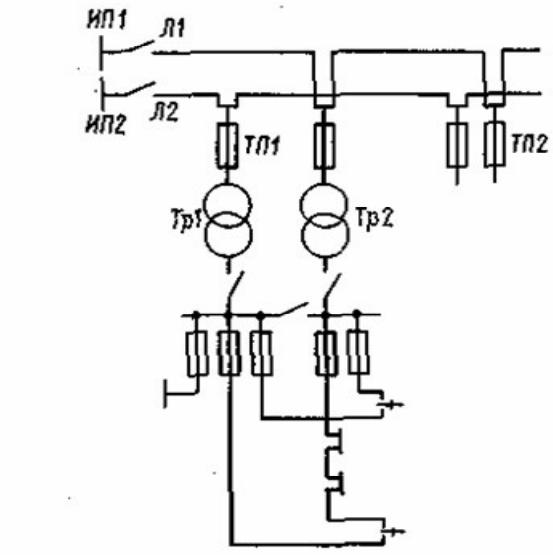
При этом в ТП устанавливается трансформатор и устройство АВР (рис.).



Построение сети 6—-10 кВ, указанное на рис. а, выполнено по так называемому двулучевому варианту. Обычно применяется многолучевой вариант построения, так как при этом увеличивается использование пропускной способности линии б—10 кВ (рис. б).

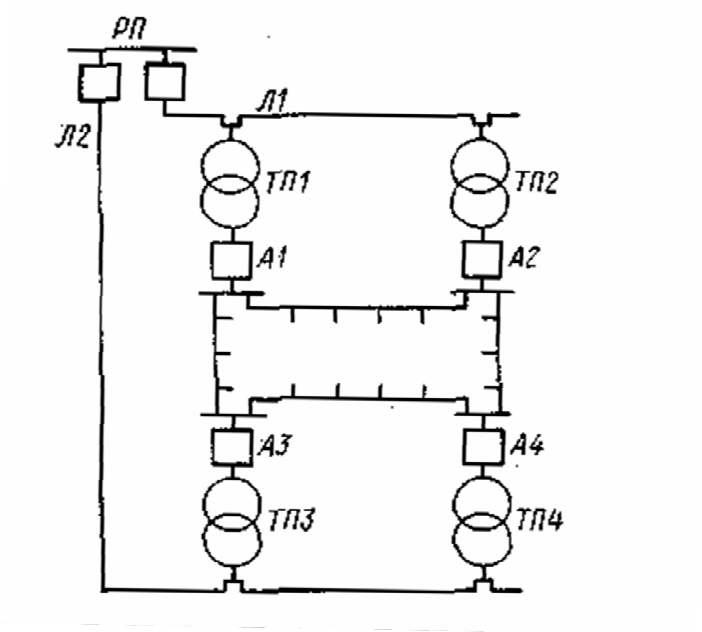
Далее на рис. показано построение сети по двухлучевой схеме с устройствами АВР при напряжении 0,38 кВ.

Здесь предусматривается установка в каждой ТП двух трансформаторов. Сеть 0,38 кВ выполняется в зависимости от категории электроприемников.

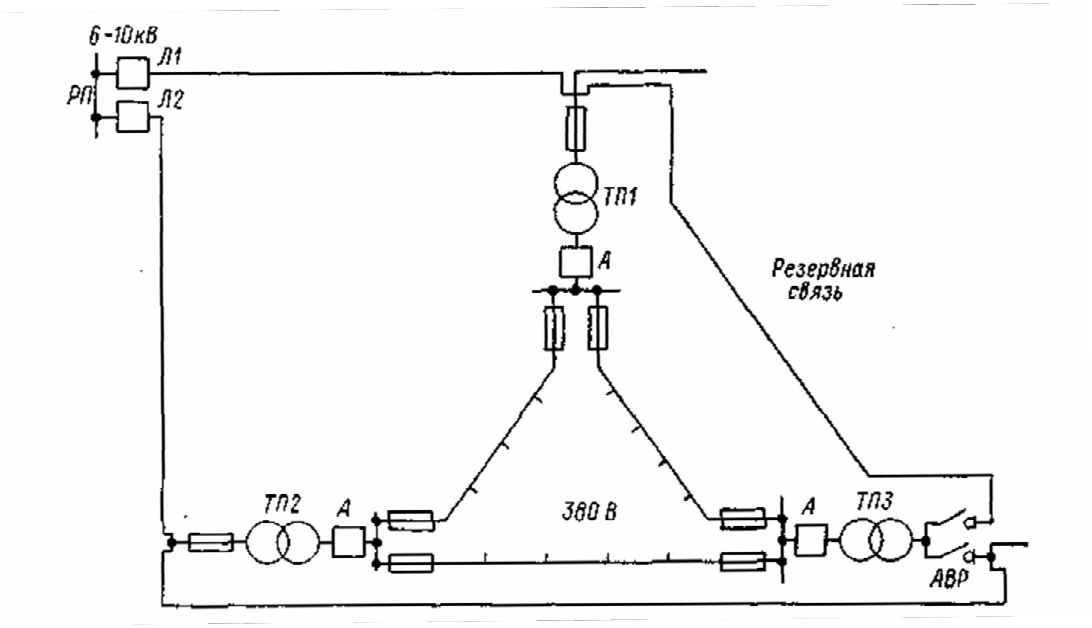


К полностью автоматизированным схемам относятся замкнутые сети низкого напряжения, представляющие собой сочетание радиальных линий 6—10 кВ с замкнутой сетью 0,38 кВ и резервированием всех элементов сети через замкнутую сеть. Для осуществления селективной защиты предусматривается установка так называемых автоматов обратной мощности на стороне вторичного напряжения трансформаторов в ТП и предохранителей на отходящих от ТП линиях замкнутой сети 0,38 кВ.

Упрощенный вариант замкнутой сети представлен на рис.

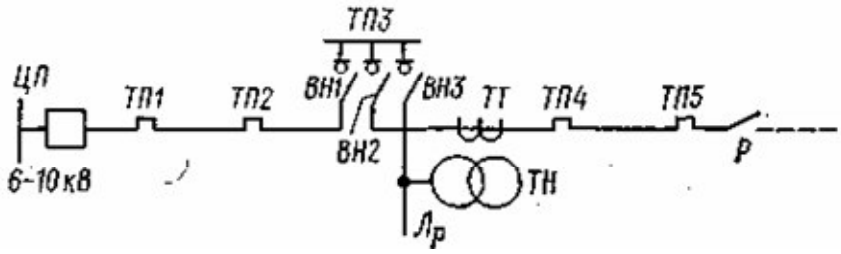


В городах встречаются потребители относительно крупной мощности, для питания которых предусматриваются самостоятельные ТП с установкой одного или двух трансформаторов. Резервирование питания таких потребителей через замкнутую сеть 0,38 кВ может оказаться нецелесообразным. В таких случаях можно сочетать замкнутую сеть 0,38 кВ с устройствами АВР при напряжении 6—10 кВ в ТП с сосредоточенными нагрузками. Принцип построения такой сети показан на рис.



Устройство АВР, установленное в ТП3, базируется на применении выключателя ВН-16 и работает по признаку появления в ТП3 обратного потока мощности, протекающей через автомат А. Использование данной модификации сети весьма эффективно при внедрении замкнутой схемы в действующих сетях. Область использования — электроприемники второй категории.

В петлевых сетях возможно применение схемы с устройством автоматического избирательного резервирования (АИР). См. рис.



Устройство АИР базируется на применении ВН-16, работает по признаку исчезновения в ТП3 напряжения. Порядок его работы определяется местом повреждения распределительной линии 6-10кВ. При ее повреждении на участке от ЦП до ТП3 (с АИР) линия отключается, в ТП3 отключается ВН1 и включается ВН3, питание ТП3, а также ТП4 и ТП5 переключаются на резервную линию $Л_2$. При повреждении линии за ТП3, в точке К2, и при ее отключении в ТП3 отключается ВН2 и включается ВН3, в результате чего питание ТП3, а также ТП1 и ТП2 переключаются на резервную линию $Л_р$. Использование АИР расширяет возможности автоматики и увеличивает зону бесперебойного электроснабжения потребителей по сравнению с АВР.

Выбор сечения проводов и жил кабелей

Выбор пропускной способности линий и мощности трансформаторов производится по экономическим и техническим требованиям на основании установленного распределения суммарной нагрузки. При расчете сети учитываются нормальный и послеаварийные режимы ее работы. Нормальным называется режим надежного энергоснабжения, при котором все элементы сети находятся в работе и распределение нагрузки соответствует наивыгоднейшие условиям передачи энергии. Послеаварийные режимы соответствуют состоянию, когда в сети по тем или иным причинам отсутствует один или несколько элементов. Выбранные параметры сети должны удовлетворять условиям работы в указанных режимах. Согласно ПУЭ при рассмотрении послеаварийных режимов не учитывается совпадение внезапных и ремонтных отключений нескольких участков сети или линий электропередачи. В послеаварийных режимах сети, как правило, должны рассчитываться на полную нагрузку потребителей с учетом перегрузочной способности оборудования. Выбор параметров допускается производить с учетом отключения менее ответственных электроприемников.

Сечения линий выбирают, как правило, по экономической плотности тока с учетом нормального режима. Выбранное экономическое сечение проверяют по допустимым значениям плотности тока нагрева и отклонения напряжения в нормальном и послеаварийном режимах, по условиям термической стойкости, коронирования и механической прочности. Принимается наибольшее сечение, удовлетворяющее всем перечисленным условиям.

Выбор сечения проводов и жил кабелей по экономической плотности тока

Нормированные значения экономической плотности тока приведены в ПУЭ.

Расчёт сечения проводов сети высокого напряжения производится по экономической плотности тока,

$$F_э = \frac{I_{расч}}{j_э},$$

где $I_{расч}$ - расчетный ток линии в нормальном режиме, А; $j_э$ — нормированное значение экономической плотности тока, А/мм^2.

Максимальный ток участка линии высокого напряжения определяется по формуле,

$$I_{мах} = \frac{S_р}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

где $S_р$ – полная расчетная мощность, кВА, $U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

Если имеется возможность определить рост нагрузки по этапам расчетного периода, то экономическое сечение

$$F_э = \alpha \frac{I_{расч5}}{j_э},$$

где $I_{расч5}$ - расчетный ток линии в нормальном режиме на пятом году ее работы.

В свою очередь, коэффициент

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25\left(i_1 + 0,3\right)^2 + 0,35\left(i_{нб} + 0,1\right)^2},$$

где $i_1 = \frac{I_{расч}}{I_{расч5}}$ - отношение расчетного тока первого года эксплуатации к току пятого года; $i_{нб} = \frac{I_{расч_{нб}}}{I_{расч5}}$ - наибольший расчетный ток за пределами пятого года эксплуатации, отнесенный к току пятого года.

При отсутствии данных о перспективной нагрузке линии допускается, как исключение принимать, $\alpha = 1$.

Выбору сечений по экономической плотности тока не подлежат сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1000 В при числе часов использования максимума нагрузки до 4000— 5000 ч; ответвления к отдельным электроприемникам напряжением до 1000 В, а также осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий, проверенные по допустимым потерям напряжения; сборные шины электроустановок всех напряжений; сети временных сооружений, а также устройства с малым сроком службы (3—5 лет).

При выборе сечения ВЛ по экономической плотности тока необходимо учитывать, что увеличение числа линий или цепей сверх необходимого по условиям надежности электроснабжения в целях обеспечения экономической плотности тока должно производиться только на основе технико-экономического расчета. При этом во избежание увеличения числа линий или цепей допускается превышение (вплоть до двухкратного значения) нормативных значений.

Для линии одинакового сечения с распределенной нагрузкой по сравнению с линией с сосредоточенной нагрузкой расчетная плотность тока на головном участке линии умножается на коэффициент распределения нагрузки

$$k = \sqrt{\frac{I_1^2 L}{I_1^2 l_1 + I_2^2 l_2 + ... + I_n^2 l_n}},$$

где $I_1, I_2, ..., I_n$ - нагрузки отдельных участков линии; $l_1, l_2, ..., l_n$ - длины отдельных участков линии; L — полная длина линии.

Выбор сечений проводов и жил кабелей по нагреву

Сечения проводников любого назначения должны удовлетворять условиям допустимого нагрева в нормальных и послеаварийных режимах работы, а также в период ремонта. При проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока, представляющий собой наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети.

Одним из основных методов выбора сечений воздушных линий электропередачи является метод выбора сечения по расчетной токовой нагрузки линии I_p^{max} *(А),* которая определяется по выражению

$$I_p^{max} = I_{нб} \cdot \alpha_i \alpha_m ,$$

где $I_{нб}$ - ток в линии в часы максимума нагрузки энергосистемы, А; α_i - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по сетям, α_i =1,1; α_m - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки, α_m=1,2.

По таблице экономических токовых интервалов для проектируемой линии выбирается сечение.

Выбранные сечения проверяются по нагреву длительно допустимым током $\boldsymbol{I_{р\ п/ав} \le I_{дл.доп}}$ и для 10 кВ линий – по допустимой потере напряжения.

Таким образом, при выборе сечения линий основными критериями являются: метод расчетной токовой нагрузки; длительно допустимый ток; условия образования короны для воздушной линии; климатические условия.

При выборе сечения кабелей по нагреву токами нагрузки следует руководствоваться данными, регламентирующие длительные расчетные нагрузки для кабелей всех типов, при различных условиях их прокладки, а также количество параллельно уложенных кабелей. В условиях города кабельные линии могут пересекать водные пространства, идти вдоль улиц в земляных траншеях, располагаться в подвалах и т.д. В таких условиях допустимая токовая нагрузка на кабель должна определяться по участку с наихудшими тепловыми условиями, если длина такого участка превышает 10м.

Сечение КЛ выбирается по расчетному длительно допустимому току с последующей проверкой на термическую стойкость к токам к.з. Длительно допустимый ток в нормальном режиме:

$$\boldsymbol{I_д \ge I_р = \frac{S}{\sqrt{3}U}},$$

где $\boldsymbol{S}$ – суммарная нагрузка кабеля, кВА; $\boldsymbol{U}$ – напряжение сети, кВ.

Допустимые длительные токовые нагрузки и мощности для неизолированных проводов приведены в ПУЭ при допустимой температуре их нагрева 70°С и температуре окружающего воздуха 25°С. При отклонении температуры воздуха от 25°С могут быть применены поправочные коэффициенты, приведенные также в ПУЭ. Допустимые длительности мощности рассчитаны при среднем эксплуатационном напряжении, превышающем номинальное *(U* = 1,05) на 5 %, и cos φ = 0,9.

При выборе сечений кабелей по нагреву токами нагрузки следует руководствоваться данными ПУЭ, которые регламентируют длительные расчетные нагрузки для кабелей всех типов при различных условиях их прокладки. Наибольшая длительно допустимая рабочая температура на жилах силовых кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией принята равной 65°С при температуре окружающего воздуха 25°С и земли 15°С. Длительно допустимые температуры для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией составляют

Номинальное напряжение, кВ	<3	6	10	20; 35
Температура, °С	80	65	60	50

Длительно допустимые токи для кабелей разных марок, проложенных в воде, в земле и воздухе, приведены в ПУЭ.

Длительно допустимые нагрузки на кабели, проложенные в земле, определены для условий прокладки в траншее на глубине 0,7—1,0 м не более одного кабеля при температуре земли 15°С и удельном тепловом сопротивлении земли 120 Ом-К/Вт.

В условиях города кабельные линии могут пересекать водные пространства (прокладка в воде), идти вдоль улиц в земляной траншее (прокладка в земле), располагаться в подвалах (прокладка на воздухе). В таких случаях допустимая токовая нагрузка на кабель $I_{доп}$ должна определяться по участку с наихудшими тепловыми условиями, если длина такого участка превышает 10 м. Проверяемое сечение кабеля удовлетворяет условиям нагрева для нормального режима работы сети, если соблюдается соотношение $\boldsymbol{I_{доп} > I_{макс}}$, где $\boldsymbol{I_{макс}}$ — расчетная токовая нагрузка линии в нормальном режиме.

Допустимая нагрузка на кабель $I_{доп}$ определяется $I_{ДОП.Н}K_{П}$, где $I_{ДОП.Н}$ — допустимая длительная токовая нагрузка при нормальных условиях прокладки, А; $K_{П}$ — коэффициент, учитывающий изменения условий прокладки по отношению к нормальным условиям и определяемый произведением поправочных коэффициентов, т.е. $K_{П} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot ... \cdot K_n$, где K_1 — учитывает фактическую температуру окружающей среды; $\hat{E}_2$ — число кабелей, проложенных в траншее, и их загрузку; K_3 — фактическое значение удельного теплового сопротивления почвы; K_4 — прокладку кабеля в блоках; K_5 — увеличение нагрузки на кабель в послеаварийном режиме; K_6 — кабели, работающие не под номинальным напряжением.

Поправочные коэффициенты, учитывающие отклонение температуры окружающей среды по отношению к нормальным условиям, приведены в табл. ПУЭ. Расчетная температура почвы на глубине прокладки кабельных линий, а также температура воздуха соответствующая самому жаркому месяцу года для различных городов страны, также приведена в ПУЭ.

Поправочные коэффициенты при условии прокладки в общей траншее более одного кабеля, при прокладке кабеля в грунте с тепловым сопротивлением, отличным от 120 Ом-К/Вт, принимаются по ПУЭ. При этом резервные кабели не учитываются.

При определении длительно допустимых нагрузок для кабельных линий, проложенных в земле в трубах (длиной более 10 м), исходная допустимая нагрузка, взятая равной нагрузке для кабелей, проложенных в воздухе, должна быть пересчитана с расчетной температуры воздуха (25°С) на расчетную температуру грунта 15°С согласно данным ПУЭ. Пересчитанная исходная нагрузка принимается с поправками на температуру грунта.

Расчетные коэффициенты при прокладке кабеля в блоке принимаются согласно ПУЭ и учитывают конфигурацию блока, месторасположение кабеля в блоке, сечение кабеля, его напряжение и число параллельных блоков.

В связи с переводом действующих кабельных сетей на повышенное напряжение в сетях бывают случаи, когда кабель работает при напряжении, отличном от его номинального (конструктивного) напряжения. Расчет допустимой нагрузки таких кабелей следует производить с учетом коэффициентов, приведенных в табл. ПУЭ.

Кабельные линии напряжением до 10 кВ с пропитанной бумажной изоляцией допускают систематические и аварийные перегрузки, значение которых в зависимости от условий прокладки, срока службы кабеля и предшествующего режима приведены в табл. ПУЭ. При этом допускается на время ликвидации аварийного режима кратковременная перегрузка до 130 % на время максимумов продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение пяти суток, если в нормальном длительном режиме работы наибольшая нагрузка не превышала 80 % длительно допустимого тока по нагреву.

Для кабелей напряжением 6 кВ и 110 кВ с пластмассовой изоляцией допустимая перегрузка составляет 120%, для маслонаполненных кабелей напряжением 110 и 220 кВ — 140% при тех же условиях. Перегрузка кабельных линий напряжением 20—35 кВ не допускается.

Требования к нормальным нагрузкам и послеаварийным перегрузкам относятся как к кабелям, так и к установленным на них соединительным и концевым муфтам и концевым заделкам.

При использовании свинцовой оболочки трехжильных кабелей 1 кВ в качестве четвертой жилы допустимая нагрузка оболочки должна соответствовать табл. ПУЭ.

При определении сечения ленточной брони введен коэффициент 0,5, учитывающий возможное разрушение брони. При одновременном использовании в качестве нулевого провода свинцовой оболочки и брони допустимая нагрузка суммируется.

Расчёт сечения проводов проводится для одного участка сети, расчет сечения проводов на остальных участках ведутся аналогично, и результаты расчётов сводятся в таблицу.

Участок сети	$S_р$, кВА	$P_р$, кВт	$I_р$, А	$T_м$, час	$j_{эк.}$, А/мм^2	$F_{эк}$, мм^2	Марка провода

Проверка сечения по допустимой потере напряжения

Если сечение проводов вдоль линии постоянно, нагрузка линии активная и реактивная и учитывается активное и реактивное сопротивление линии, то сечение проводов, рассчитываемое по допустимой потере напряжения,

$$F = \frac{\sum_{m=1}^{n} P_m L_m}{\gamma \cdot \Delta U_a \cdot U_н} = \frac{\sum_{m=1}^{n} p_m l_m}{\gamma \cdot \Delta U_a \cdot U_н},$$

где P_m — активная мощность на участке m линии; p_m — активная мощность в ответвлении в точке m линии; L_m —длина линии на участке m; l_m —длина линии от ЦП до точки m; γ — удельная проводимость проводников; $U_н$ —номинальное напряжение линии; ΔU_a — активная составляющая потери напряжения, $\Delta U_a = U_{доп} - \Delta U_p$ Здесь $\Delta U_{доп}$ —допустимые потери напряжения; ΔU_P — составляющая потери напряжения от реактивной мощности в реактивном сопротивлении линии.

В свою очередь, $\Delta U_p = \frac{x_{ср}}{U_н} \sum_{m=1}^{n} Q_m L_m = \frac{x_{ср}}{U_н} \sum_{m=1}^{n} q_m l_m$,

где $x_{ср}$ — среднее значение индуктивного сопротивления линии, принимаемое по табл.; Q_m — реактивная мощность на участке m линии; q_m — то же в ответвлении в точке m линии.

Выбор сечений линий и проверка их сечений по допустимой потере напряжения непосредственно связаны с определением потери напряжения в линии. При этом имеются в виду известные значения нагрузки линии и ее параметры (например, экономическое сечение линии).

Для определения потери напряжения в линиях с односторонним питанием могут быть использованы следующие расчетные выражения:

1. Передается активная и реактивная мощность, cos φ отдельных нагрузок различны. Сечения проводников линий различны на отдельных участках m

$$\Delta U = \frac{1}{U_н}\left(\sum^{n} P_m r_m + \sum^{n} Q_m x_m\right) = \frac{1}{U_н}\left(\sum^{n} p_m R_m + \sum^{n} q_m X_m\right),$$

где r_m, x_m — активное и реактивное сопротивление на участке m; R_m, X_m — то же от точки питания до точки m.

2. То же, но сечения проводников линий равны по всей длине

$$\Delta U = \frac{1}{U_н}\left(r_0 \sum^{n} P_m l_m + x_0 \sum^{n} Q_m l_m\right) = \frac{1}{U_н}\left(r_0 \sum^{n} p_m L_m + x_0 \sum^{n} q_m L_m\right),$$

где r_0, x_0 — активное и реактивное сопротивление на единицу длины линии.

3. То же, но cosφ отдельных нагрузок равны

$$\Delta U = \frac{1}{U_н}(r_0 \cos\varphi + x_0 \sin\varphi) \sum^{n} P_m l_m =$$

$$= \frac{1}{U_н}(r_0 \cos\varphi + x_0 \sin\varphi) \sum^{n} p_m L_m.$$

4. Учитывается только активное сопротивление проводников, сечения различны:

$$\Delta U = \frac{1}{U_н}\sum^{n} P_m r_m = \frac{1}{U_н}\sum^{n} p_m R_m.$$

5. То же, но при одной нагрузке в конце линии:

$$\Delta U = Pl/\gamma F U_н = pL/\gamma F U_н.$$

6. То же, но при равномерно распределенной нагрузке общей величиной p на длине l:

$$\Delta U = pl/2\gamma F U_н.$$

Дополнительно отметим, что без учета индуктивного сопротивления могут рассчитываться сети напряжением до 10 кВ, для которых cosφ = 1, и сети, линии которых выполнены проводами и кабелями, если их сечения не превосходят данных табл. ПУЭ.

Для практического применения расчетные формулы могут быть преобразованы. В частности, при выборе сечения линий без учета индуктивного сопротивления сечения при заданной потере напряжения

$$F = A_1 M_a/\Delta U_{доп},$$

где $\Delta U_{доп}$ — допустимые потери напряжения в линии, В или %; $M_a = \Sigma P_m l_m = \Sigma p_m L_m$ — сумма произведений активных нагрузок линии на длину; A_1 — коэффициент, зависящий от принятых единиц измерений.

В свою очередь, при заданном сечении линии потери напряжения

$$\Delta U = A_1 M_a/F.$$

Значения A_x при принятых единицах измерения указаны в табл. ПУЭ. При этом напряжение сети измеряется в киловольтах, удельная проводимость — в м/Ом-мм^2.

Потери напряжения при заданном сечении проводов линии с учетом индуктивного сопротивления при разных коэффициентах мощности нагрузок линии

$$\Delta U = A_2 (r M_a + x M_p)$$

При одинаковом коэффициенте мощности

$$\Delta U = A_2 (r \cos\varphi + x \sin\varphi) M,$$

где r, x — активное и индуктивное сопротивление на 1 км линии, Ом; M_p — сумма моментов реактивных нагрузок; M — то же, полных нагрузок; A_2 —коэффициент, зависящий от принятых единиц измерений.

При выборе сечения линии по заданному значению потерь напряжения с учетом индуктивного сопротивления определяются значения составляющей потери напряжения:

$$\Delta U_a = \Delta U_{доп} - A_2 x_0 M_p.$$

В дальнейшем расчет производится по формуле

$$F = A_1 M_a/\Delta U_a.$$

По окончании расчета значение потерь напряжения проверяется по одной из точных формул с учетом фактической индуктивности линии. Для упрощения расчетов в табл. ПУЭ приведены удельные потери напряжения. Потери напряжения в линии при заданном сечении

$\Delta U = \Delta U M_3$, где M_3 — сумма произведений активных нагрузок на длину участков линии, кВт-м или в МВт-км; ΔUa — табличное значение удельных потерь напряжения, в процентах на 1 кВт-м, 1 кВт-км или 1 МВт-км.

При выборе сечения линии по заданному значению потерь напряжения определяется расчетное значение удельных потерь напряжения

$$\Delta U_{тб\,1} \leqslant \Delta U_{доп}/M_a,$$

и по соответствующей таблице подбирается сечение провода с ближайшим меньшим значением удельных потерь напряжения.

4.5 Определение конструктивных параметров электрической сети

Для электроснабжения новых застроек городов в качестве питающих линий все чаще используют кабели, прокладываемые как в траншеях, так и в кабельных конструкциях. Дело в том, что опоры, к которым крепятся воздушные линии электропередачи загромождают территорию застроек, воздушные линии постоянно подвержены влиянию атмосферных изменений: ветрам, дождю (снегу), грозам и т.д.

Кроме того кабельные линии более надежны по сравнению с воздушными линиями и не влекут за собой дополнительных затрат на строительство опор и дальнейшее обслуживание воздушных линий, изоляторов и арматуры.

В настоящее время компанией АББ Москабель освоено производство кабелей 10-110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ). Основные преимущества – пропускная способность на 20-30% больше, чем для кабелей с бумажной изоляцией, высокий ток термической устойчивости при к.з., повреждаемость в 3-50 раз ниже, чем кабеля с бумажно-пропитанной изоляцией, возможность прокладки на трассах без ограничения разности уровней.

Кроме того выпускаются кабели, бронированные алюминиевыми круглыми или плоскими проволоками, а также стальными лентами, что позволяет использовать их при значительных растягивающих усилиях. Применение таких кабелей в дальнейшем, при улучшении финансовой ситуации, позволить уменьшить сечения новых кабельных линий и резко сократить повреждаемость.

При выборе конструкции воздушных линий в настоящее время целесообразно выполнять их на напряжение 0,4-38 кВ с самонесущими изолированными проводами (СИП), а на напряжение 110-220 кВ по-прежнему с голыми алюминиевыми проводами марки АС.

Таким образом выбор конструкции ЛЭП проводится в следующем порядке (см. табл.).

Кабельная линия	Воздушная линия
Вид изоляции кабеля	Марка и сечение провода
Минимальное сечение	Профиль трассы
Марка и сечение кабеля	Вид опоры и допустимый пролет
Количество параллельно проложенных кабелей	Район по гололеду и ветровым нагрузкам
Условия прокладки	Тип анкерной и промежуточной опоры
Поправочные коэффициенты	Пролеты на участках линии
Соединительные и концевые муфты	Изоляторы, линейная арматура
Концевые заделки	Грозотрос

4.6. Определение потерь высокого напряжения в сети (трансформаторе)

Потери напряжения на участках линии высокого напряжения в вольтах определяются по формуле,

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_o + Q \cdot x_o}{U_{ном}} \cdot L ,$$

где P – активная мощность участка, кВт, Q – реактивная мощность участка, квар, r_o – удельное активное сопротивление провода, Ом/км (таблица 18 приложения 1); x_o – удельное реактивное сопротивление провода, Ом/км (таблица 19 приложения 1), L – длина участка, км.

Потеря напряжения на участке сети на участке сети высокого напряжения в процентах от номинального, определяется по формуле,

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\% ,$$

Результаты расчетов сводятся в таблицу.

Участок сети	Марка провода	P, кВт	r_o, Ом/км	Q, квар	x_o, Ом/км	L, км	ΔU, В	ΔU,%

Потери напряжения в трансформаторе определяются по формуле,

$$\Delta U_{тр} = \frac{S_{\max}}{S_{тр}} \cdot (U_a\% \cdot \cos\varphi + U_p\% \cdot \sin\varphi) ,$$

где $S_{\max}$ – расчётная мощность, кВА; $S_{тр}$ – мощность трансформатора, кВА; U_a – активная составляющая напряжения короткого замыкания, %; U_p – реактивная составляющая напряжения короткого замыкания, %.

Активная составляющая напряжения короткого замыкания определяется по формуле,

$$U_a = \frac{\Delta P_{к.з}}{S_{тр}} \cdot 100\% ,$$

где $\Delta P_{к.з.}$ –потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт.

Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания определяется по формуле,

$$U_p\% = \sqrt{U_{к.з}^2\% - U_a^2\%} ,$$

где $U_{к.з.}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Коэффициент мощности определяется по формуле,

$$\cos\varphi = \frac{P_p}{S_p} ,$$

где P_p –расчётная активная мощность, кВт; S_p – расчетная полная мощность, кВА.

Регулирование напряжения — это автоматическое или любое преднамеренное изменение режима напряжения в целях обеспечения требуемого уровня или повышения экономичности всей системы электроснабжения, включая производственные механизмы. Изменение режима напряжения осуществляется путем разовых мероприятий, воздействующих на величину напряжения. Вопросы регулирование напряжения следует разрабатывать совместно с вопросами компенсации реактивной мощности, рассматривая при этом баланс и распределение реактивной мощности, выбор источников реактивной мощности и т. д. Критерием правильности выбора устройства регулирования и средств компенсации является минимум приведенных затрат при условии выполнения в сети всех технических условий, в том числе качественного напряжения.

Для сравнения действительного отклонения напряжения с допустимым все элементы сети в совокупности проверяют на допустимые отклонения напряжения с учетом режима напряжений на шинах ЦП при максимальных и минимальных нагрузках.

Установившееся отклонение напряжения, $\delta U_У$ на зажимах ЭП или в точке сети равно:

$$\delta U_У = \delta U_{ЦП} + \sum_{i=1}^{n} \delta U_{дi} - \sum_{k=1}^{m} \delta U_К ,$$

где $\delta U_{ЦП}$ – отклонение напряжения на шинах ЦП;

$\delta U_{д\,i}$ – добавка напряжения, создаваемая i–м средством регулирования;

n – количество средств регулирования между ЦП и ЭП;

m – количество узлов;

$\delta U_К$ – относительное падение напряжения между ЦП и ЭП или расчетной точкой на k-м участке.

Величина напряжения может изменяться регулированием напряжения генераторов или при помощи трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). На подстанциях возможна установка синхронных компенсаторов или управляемых статических конденсаторов. На ЦП могут предусматриваться и вольтодобавочные устройства, создающие дополнительную добавку напряжения $U_{доб}$. К ним относятся регулируемые автотрансформаторы и вольтодобавочные трансформаторы. Эти способы регулирования приводят к изменению режима напряжения у всех присоединенных к ЦП электроприемников, поэтому они относятся к разряду централизованных средств регулирования напряжения.

На шинах ЦП осуществляется так называемое встречное регулирование, при котором величина и знак добавки напряжения изменяются в соответствии с изменением режима напряжения в сети. В частности, в периоды снижения суммарной нагрузки ЦП на 30 % и ниже от наибольшего ее значения напряжение на шинах поддерживается на уровне номинального напряжения сети, а в период максимума превышает его не менее чем на 5 %.

Как правило, для рационально построенной городской распределительной сети применение встречного регулирования напряжения на ЦП является исчерпывающим мероприятием по обеспечению нормированных отклонений напряжения у большинства потребителей. Поэтому на всех подстанциях, питающих распределительную сеть, должны устанавливаться трансформаторы с РПН. В действующих сетях с трансформаторами без РПН возможна установка в ЦП линейных регуляторов с РПН. Устройства РПН действуют, как правило, автоматически и позволяют осуществлять ступенчатое регулирование напряжения без отключения нагрузки.

Если централизованное регулирование не обеспечивает качественного напряжения, то дополнительно используются средства местного регулирования напряжения.

В частности, возможно перераспределение потока реактивной мощности путем установки у потребителей устройств, генерирующих или потребляющих реактивную мощность Q, или за счет изменения реактивного сопротивления цепи с помощью специального компенсирующего устройства X_c.

В первом случае предусматривается установка регулируемых статических конденсаторов, включаемых параллельно в сеть, или использование синхронных двигателей у потребителей.

Во втором случае используются регулируемые статические конденсаторы, включаемые в сеть последовательно. Они находят преимущественное применение в воздушных сетях.

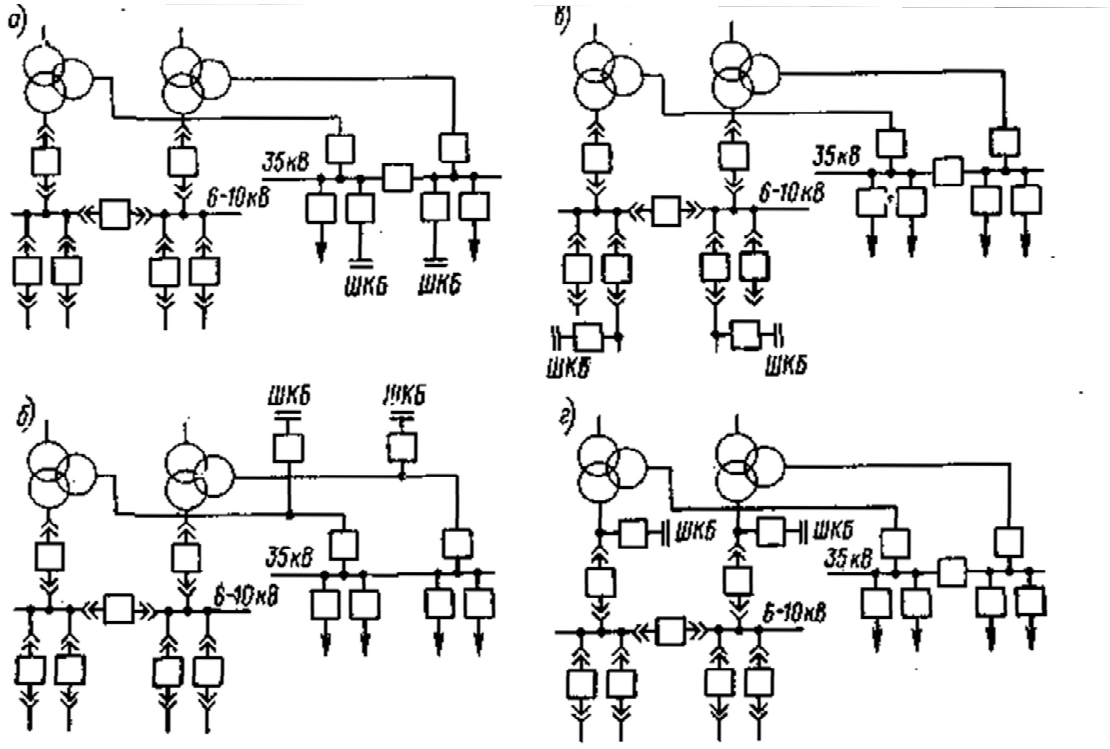
Статические конденсаторы, включаемые в сеть параллельно для обеспечения требуемого напряжения и компенсации реактивной мощности, могут устанавливаться в сети и у потребителей и должны быть оборудованы автоматическими регуляторами.

Эффективность установки конденсаторов увеличивается с приближением места их расположения к источнику реактивной мощности. Необходимая мощность батареи конденсаторов (БК) для повышения напряжения на 1 % в конце линии с реактивным сопротивлением *X* равна

$$Q_{БК} = \frac{100U^2_{ном}}{X}.$$

Для линий электропередачи выпускаются блоки шунтовых батарей конденсаторов БК. Подстанции оснащаются шунтовыми конденсаторными батареями (ШКБ).

Схемы присоединения ШКБ приведены на рис.



Принципиальные схемы присоединения конденсаторных батарей типа ШКБ на подстанциях: *а* — к сборным шинам РУ 35 кВ; *б* — до выключателя ввода 35 кВ трансформатора; *в* — к сборным шинам РУ 6—10 кВ; *г* — до выключателя ввода 6—10 кВ трансформатора

Из средств, изменяющих режим напряжения и используемых для сезонного регулирования напряжения, отметим ответвления на стороне высокого напряжения понижающих трансформаторов, которые переключаются без возбуждения (ПБВ), т. е. при отключенном положении трансформатора. При таком переключении изменяется коэффициент трансформации трансформатора. Использование ответвлений позволяет регулировать вторичное напряжение трансформаторов за счет добавок напряжения.

Для выбора требуемого ответвления обмотки трансформатора определяют расчетную добавку трансформатора.

Сеть, сечения линий которой выбраны в соответствии с заданной потерей напряжения, может не удовлетворять требованиям, предъявляемым к качеству напряжения. В связи с этим следует производить расчет отклонений напряжения на отдельных участках сети, учитывая как потери напряжения в сети, так и изменения напряжения, вызванные его регулированием.

Определим возможный диапазон d изменения напряжения у потребителя. Наименьшее напряжение у потребителя будет в том случае, если в центре питания будет наименьшее допустимое напряжение $U_{ЦП}^{НМ}$ при режиме наибольших нагрузок (наибольшие потери напряжения в сети $\Delta U_{ЦП-П}^{НБ}$), а распределительные трансформаторы создают наименьшую добавку $\Delta U_{ДОБ}^{НМ}$:

$$U_{П}^{НМ} = U_{ЦП}^{НМ} - \Delta U_{ЦП-П}^{НБ} + \Delta U_{ДОБ}^{НМ}.$$

Наибольшее напряжение у потребителя будет при противоположных условиях:

$$U_{П}^{НБ} = U_{ЦП}^{НБ} - \Delta U_{ЦП-П}^{НМ} + \Delta U_{ДОБ}^{НБ}.$$

Находим диапазон изменения напряжения, d

$$d = U_{П}^{НБ} - U_{П}^{НМ} = U_{ЦП}^{НБ} - U_{ЦП}^{НМ} + (\Delta U_{ЦП-П}^{НБ} - \Delta U_{ЦП-П}^{НМ}) + (U_{ДОБ}^{НБ} - U_{ДОБ}^{НМ}) .$$

Для обеспечения допустимых отклонений напряжения у потребителя необходимо соблюдение условий

$$d < U_{MAX} - U_{MIN};$$

$$U_{П}^{НБ} \le U_{MAX}; \quad U_{П}^{НМ} \ge U_{MIN} ,$$

где U_{MAX} и U_{MIN} – интервал допустимых значений напряжения.

Данное условие означает, что диапазон d должен входить в область допустимых значений U_{MAX} и U_{MIN}.

Данное условие должно выполняться у любого потребителя: как ближайшего, так и самого удаленного, как при сезонном, так и суточном изменении нагрузки. Отсюда – характерными ЭП сети являются ближайший и наиболее удаленный от узла сети ЭП, а также ЭП с графиками электрических нагрузок, резко отличающимися от общего графика электрических нагрузок.

Требуемые отклонения напряжения необходимо проверять на совместимость в характерных режимах нагрузки ЦП по условию:

$$\delta U_{В} \ge \delta U_{Н},$$

где $\delta U_{Н}$ – наименьший из всех пределов отклонений напряжения ($\delta U_{У}$), определяемый в режиме наибольшей нагрузки;

$\delta U_{В}$ – наибольший из всех пределов отклонения напряжения, определяемый в режиме наименьшей нагрузки.

Если это условие не соблюдается в каком-либо режиме суточной нагрузки, то необходимо использовать ответвления соответствующего распределительного трансформатора, местное регулирование напряжения для уменьшения падения напряжения в сети.

Предельно допустимые отклонения напряжения на шинах ЦП для каждого характерного потребителя определяются следующим образом:

$$\delta U_{В(Н)ЦП} = \delta U_{В(Н)} + \delta U_{С} - E_{ДОБ} \pm 0{,}5,$$

где $\delta U_{В(Н)ЦП}$ – верхний (нижний) предел отклонения напряжения в ЦП, %;

$\delta U_{В(Н)}$ – верхний (нижний) предел отклонения напряжения, затребованный характерным потребителем, %;

$\delta U_{С}$ – ожидаемые потери напряжения в сетях энергоснабжающей организации, %;

$E_Д$ – добавка напряжения, создаваемая средствами местного регулирования напряжения энергоснабжающей организации.

При проверке условий совместимости необходимо определять верхний и нижний пределы диапазона регулирования напряжения в центре питания в характерных режимах его нагрузки рассматриваемого сезонного периода:

$$\delta U_{В(Н)ЦП} = 0,5 \cdot (\delta U_{ВЦПMAX(MIN)} - \delta U_{НЦПMAX(MIN)}),$$

где ***max*** и ***min*** относятся к наибольшему и наименьшему режимам нагрузки.

Расчет установившегося отклонения напряжения $\delta U_У$ производится без учета зоны нечувствительности регулирующего устройства в ЦП для двух предельных режимов: наибольших и наименьших нагрузок и для двух электроприемников: ближайшего и наиболее удаленного в электрическом отношении, причем потери напряжения учитываются во всех элементах сети.

Нижний предел допустимого отклонения напряжения $\delta U_{ДОП}$ на шинах 6-10 кВ понизительных распределительных подстанций определяется в режиме максимальных нагрузок для наиболее удаленных электродвигателей напряжением выше 1 кВ и электроприемников напряжением 0,4 кВ с учетом наименьшего коэффициента трансформации на подстанции, питающей наиболее удаленный ЭП:

$$\delta U'_{ЦП_Н} = (0,05 \cdot U_{НОМ} + \Delta U_{\sum}) \cdot k_{ТР} + \Delta U'_{10(6)кВ};$$

$$\delta U''_{ЦП_Н} = 0,05 \cdot U_{НОМ} + \Delta U,$$

где $0,05U_{НОМ}$ – допустимое понижение напряжения на зажимах наиболее удаленного ЭП;

ΔU_{Σ} – потери напряжения в сети 0,4 кВ и на ТП;

$k_{ТР}$ – наименьший коэффициент трансформации ТП 10(6)/0,4 кВ, питающей наиболее удаленный ЭП;

$\Delta U'_{10(6)кВ}$ – суммарные потери напряжения в сети 10(6) кВ;

ΔU – суммарные потери напряжения в различных элементах сети: в линиях низкого напряжения, в распределительных трансформаторах, в линиях 10(6) кВ.

Если неизвестны данные о сети 0,4 кВ, то напряжение на шинах удаленных ТП должно быть не ниже $U_{НОМ}$ ($\delta U_У=0$), тогда

$$\delta U_{ЦП_Н} = \Delta U_{ТП} \cdot k_{ТР} + \Delta U_{10(6)кВ}.$$

Из двух вышеприведенных значений выбирается большее.

Верхний предел $\delta U_{ДОП}$ на шинах понизительной распределительной подстанции (ПРП) в режиме минимальных нагрузок определяется для двигателя высокого напряжения и ЭП напряжением 0,4 кВ, расположенных в наиболее близкой точке к шинам ПРП. При этом на ТП, питающей ближайший ЭП, коэффициент трансформации следует принять наибольшим, а потери напряжения в элементе сети определяются только для режима наименьших нагрузок:

$$\delta U'_{ЦП_В} = (0,05U_{НОМ} + \Delta U_{ТП}) \cdot k_{ТР} + \Delta U_{10(6)кВ};$$

$$\delta U''_{ЦП_В} = 0,05U_{НОМ} + \Delta U,$$

где $\Delta U_{ТП}$ – потеря напряжения в трансформаторе ТП.

Из двух значений $\delta U_{ЦП_В}$ выбирается меньшее. Если полученный диапазон допустимых отклонений напряжения на шинах подстанции $\delta U_{ЦП_Н} \le \delta U_{ЦП} \le \delta U_{ЦП_В}$ меньше регулировочного диапазона на тех же шинах, то для обеспечения требуемого режима достаточно автоматического регулирования трансформатора под нагрузкой.

При питании от ЦРП необходимо определять расчетные значения напряжения на шинах 10 (6) кВ регулируемых силовых трансформаторов ПРП в режиме максимальной

нагрузки предприятия, совпадающем по времени с минимальным напряжением U_{min} энергосистемы на шинах высшего напряжения ИП; минимальной нагрузки, совпадающем по времени с максимальным напряжением в энергосистеме на шинах ИП:

$$\delta U_{ИП_в} = (U_{CMAX} - \Delta U'_{ВЛ} - \Delta U'_{ПРП}) \cdot \frac{1}{k_{TP}};$$

$$\delta U_{ИП_н} = (U_{CMIN} - \Delta U''_{ВЛ} - \Delta U''_{ПРП}) \cdot \frac{1}{k_{TP}},$$

где $U_{CMAX\ (MIN)}$ – максимальное (минимальное) напряжение на шинах ИП;

$\Delta U'^{('')}_{ВЛ}$ – потери напряжения в питающей линии в режиме минимальных (максимальных) нагрузок;

$\Delta U'^{('')}_{ПРП}$ – потери напряжения в трансформаторах ПРП;

k_{TP} – коэффициент трансформации трансформаторов.

Если отклонения напряжения на шинах ИП выходят за пределы регулируемого диапазона $E_{ИП}$ на этих же шинах, то необходимо применять дополнительные средства регулирования напряжения.

Правильный выбор электрооборудования, определение рациональных режимов его работы, выбор самого экономичного способа повышения коэффициента мощности дают возможность снизить потери мощности и энергии в сети и тем самым определить наиболее экономичный режим в процессе эксплуатации.

4.6. Определение потерь мощности и энергии в сети (трансформаторе)

Правильный выбор электрооборудования, определение рациональных режимов его работы, выбор самого экономичного способа повышения коэффициента мощности дают возможность снизить потери мощности и энергии в сети и тем самым определить наиболее экономичный режим в процессе эксплуатации.

Потери мощности в линии определяются по формуле,

$$\Delta P = 3I^2 \cdot r_O \cdot L \cdot 10^{-3},$$

где I – расчётный ток участка, А; r_o – удельное активное сопротивление участка, Ом/км; L – длина участка, км.

Энергии, теряемая на участке линии, определяется по формуле,

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau,$$

где τ - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле,

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_м}{10000}\right)^2 \cdot 8760,$$

где $T_м$ – число часов использования максимума нагрузки, (приложение1 таблица 10), час.

Результаты расчётов заносятся в таблицу.

Участок сети	I, А	r_o, Ом/км	L, км	ΔP, кВт	$T_м$, час	τ,час	ΔW,кВтч
Итого:							

Потеря мощности и энергии, теряемые в высоковольтных линиях, в процентах от потребляемой определяется по формуле,

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{отп}} \cdot 100\%,$$

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{отп} \cdot T_м} \cdot 100\%,$$

Потери мощности и энергии в высоковольтной сети не должны превышать 10%.

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле,

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{х.х} + \beta^2 \cdot \Delta P_{к.з},$$

где $\Delta P_{х.х}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт (таблица 28 приложения 1; $\Delta P_{к.з}$ – потери в меди трансформатора, кВт (таблица 28 приложения 1; β - коэффициент загрузки трансформатора.

Потери энергии в трансформаторе определяются по формуле,

$$\Delta W_{тр} = \Delta P_{х.х} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{к.з} \cdot \tau,$$

4.8. Выбор схемы и конструкции РП (городской ПС)

В связи с тем что вариант электроснабжения с большим числом подстанций определяется разницей в затратах на сети, увеличение стоимостных показателей ПС всегда будет приводить к рациональности варианта с более мощными ПС. С уменьшением соотношения первичного и вторичного напряжения городской ПС ее наивыгоднейшая мощность уменьшается.

Подстанции рекомендуется выполнять по простейшим схемам, без силовых выключателей на вводах, без сборных шин на стороне высшего напряжения или с одной системой шин и т. п. Двойная система шин допускается при наличии обоснования в каждом отдельном случае. Установка выключателей на вводах допускается при необходимости аварийного переключения вводов или параллельной их работе, а также на вводах крупных узловых и транзитных подстанций.

При выборе площадки подстанции следует руководствоваться общими требованиями «Норм технологического проектирования подстанций 35—750 кВ». В городских условиях необходима увязка подстанции с архитектурой района, обеспечение доставки тяжеловесного оборудования от места его разгрузки до площади ПС по улицам и проездам, а также необходимо учитывать вредное воздействие промышленного шума от подстанции.

Подстанции глубокого ввода напряжением 110 кВ и выше с трансформаторами 25 МВА и более, размещаемые непосредственно на селитебной территории, следует предусматривать закрытого типа. Минимальные расстояния от закрытых ПС 110 кВ и выше до жилых и культурно-бытовых зданий при трансформаторах мощностью 63 МВА составляют 30 м, мощностью 125 МВА — 50 м и мощностью 200 МВА — 70 м.

Наиболее распространенные в настоящее время схемы подстанций глубокого ввода со стороны первичного напряжения показаны на рис.

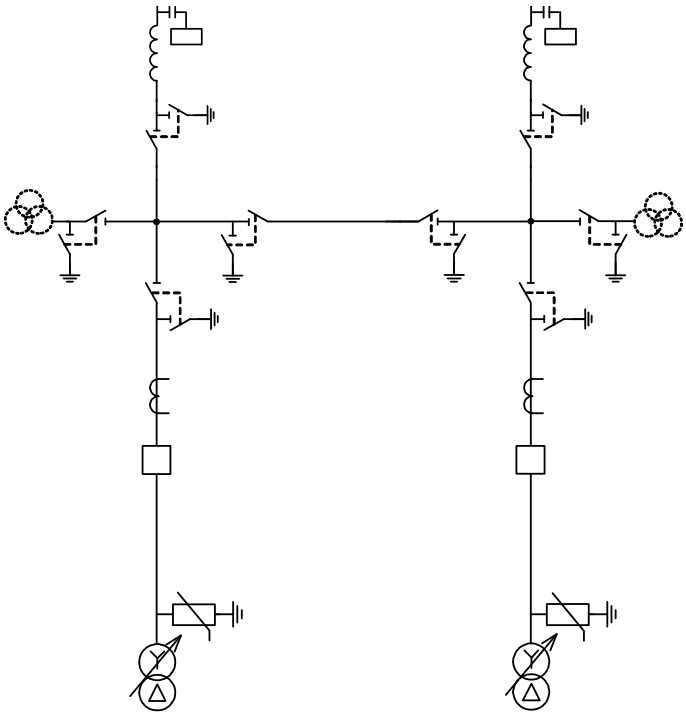


Рисунок - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий

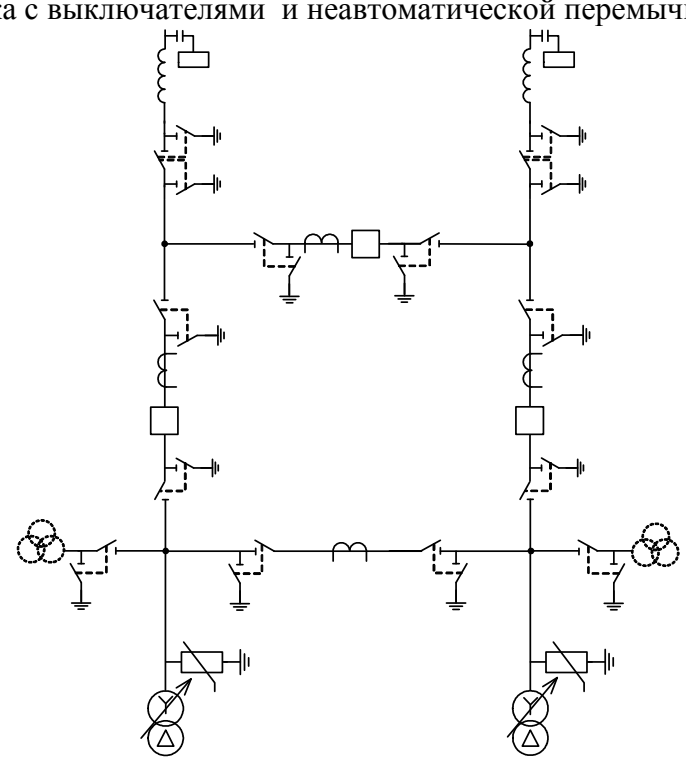
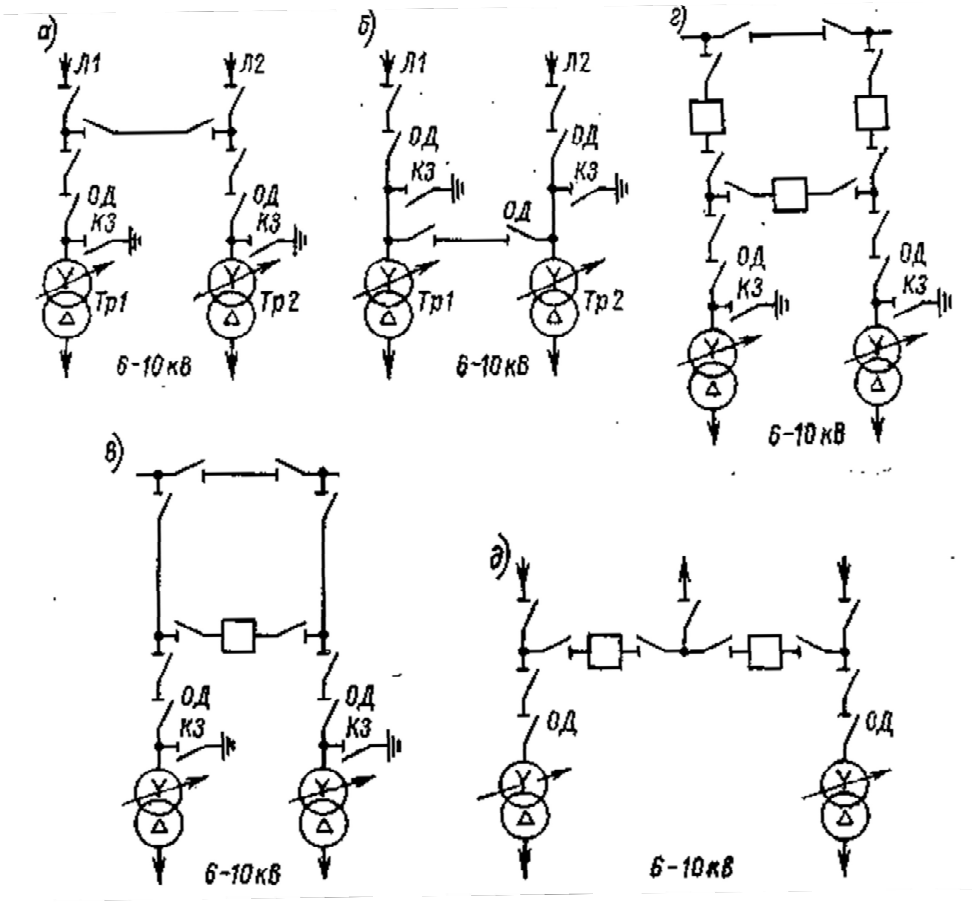


Рисунок - «Мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»

Ниже приведены дополнительные схемы городских подстанций глубоких вводов.



а – блок с неавтоматизированной перемычкой; б – то же, с автоматизированной перемычкой; в – мостик с выключателем в перемычке; г – то же, с выключателями на линиях; д – мостик с присоединением дополнительной линии.

Рисунок - Схемы подстанций глубокого ввода

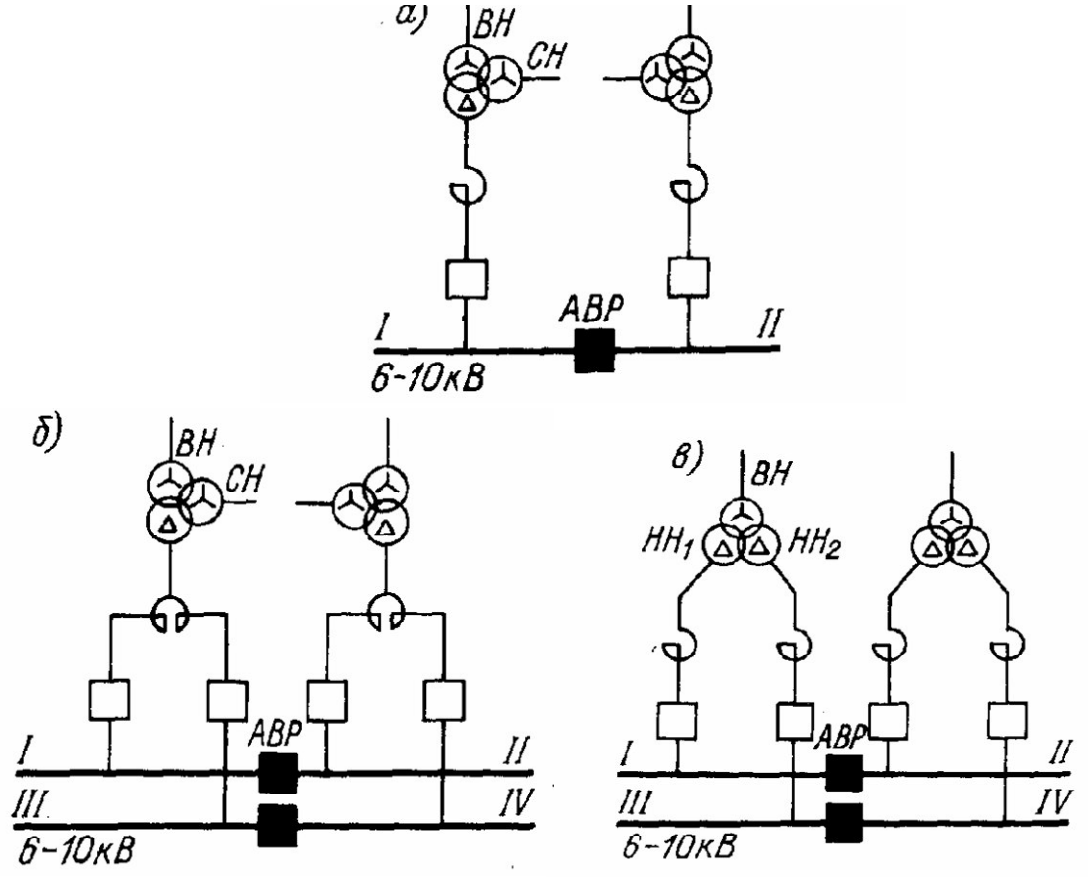
При необходимости автоматического восстановления питания трансформатора любого из блоков, при отключении его питающей линии ПС может выполняться по схеме с автоматизированной перемычкой (рис.б). Автоматическое устройство двухстороннего действия осуществляется с использованием отделителя, установленного на перемычке. Схема имеет ограничение, в частности, присоединение трансформатора Тр2 к линии Л1 (рис.б) невозможно, если трансформатор Tpl и линия Л2 находятся в отключенном состоянии.

На (рис.г,д) представлены мостиковые схемы, в которых наряду с короткозамыкателями и отделителями используются силовые выключатели. Такие схемы применяются в том случае, когда через шины 35—220 кВ подстанции осуществляется транзит энергии и на шинах предусматривается секционирование питающей линии 35— 220 кВ.

Схема (рис.в) предусматривает установку выключателя на перемычке между блоками и отделителей с короткозамыкателями в цепях трансформаторов. Схема применяется при пониженных требованиях к надежности электроснабжения потребителей, так как восстановление питания при повреждении различных сетевых элементов осуществляется действиями обслуживающего персонала.

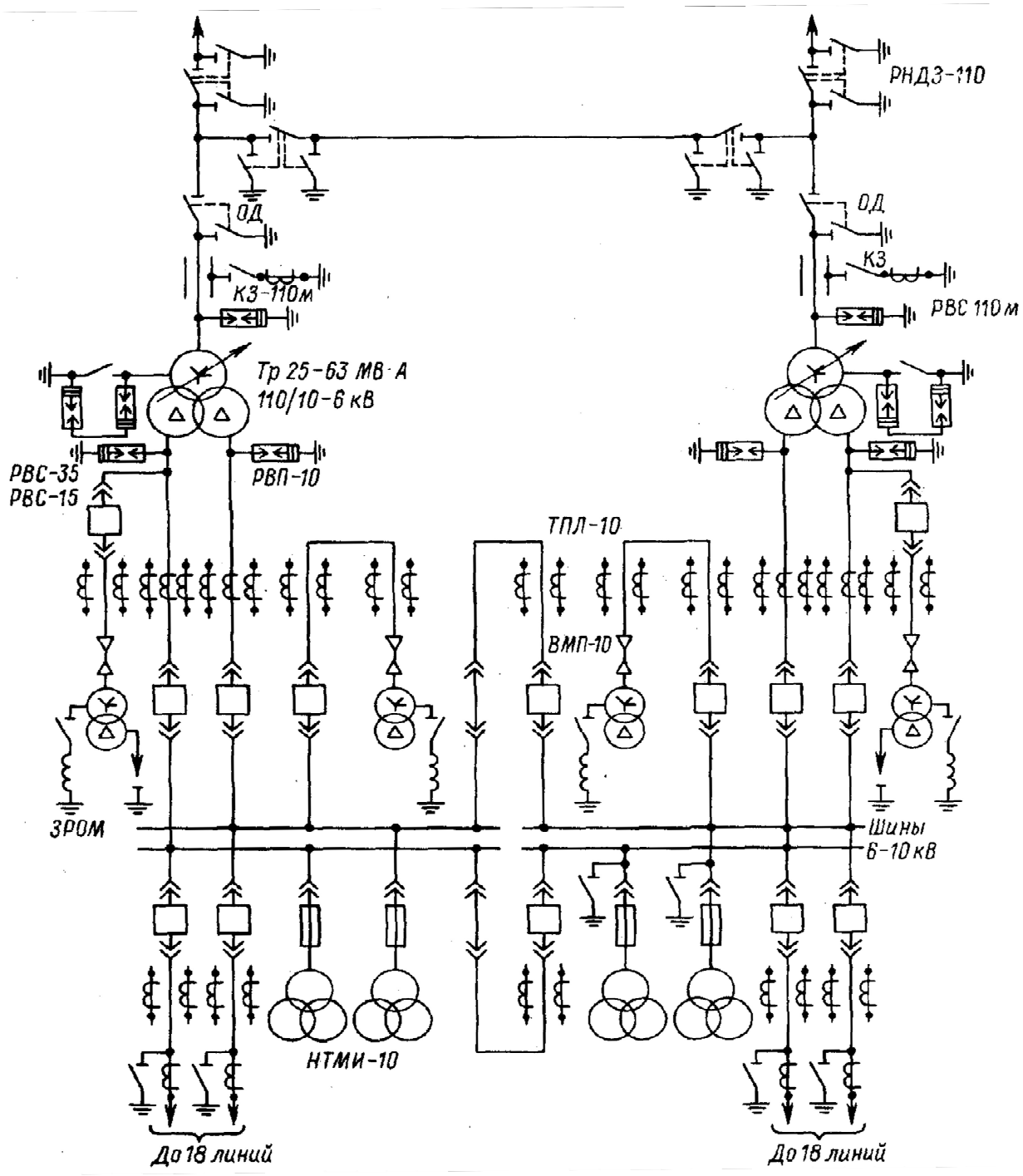
Схема (рис.г) с тремя выключателями применяется в случае присоединения подстанции к линии 35—220 кВ с двухсторонним питанием, оборудованной устройством ОАПВ. Восстановление питания потребителей производится автоматически с помощью средств автоматики, вид и расстановка которых определяется режимом работы питающей линии 35—220 кВ.

На рис. приведены принципиальные схемы возможного выполнения понижающих подстанций.

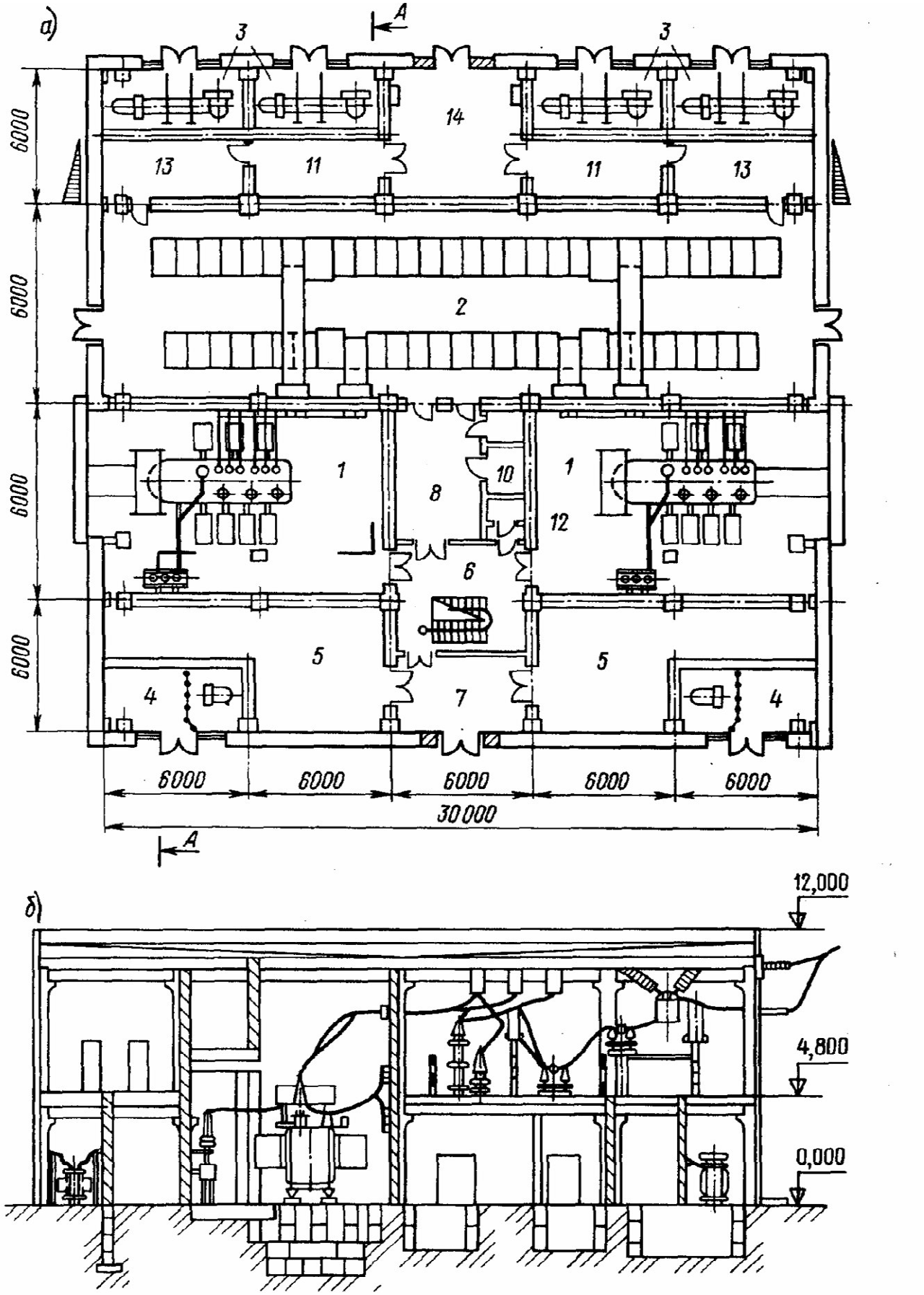


Из рис. видно, что на подстанциях применяются не только групповые, но и одинарные, и сдвоенные реакторы. При выборе схемы подстанции учитываются также параметры выпускаемого электрооборудования, в частности пропускная способность шкафов КРУ (2500 А), которые устанавливаются на вводных ячейках РУ 6—10 кВ подстанций. По этой причине одинарные реакторы устанавливаются тогда, когда нагрузка одного ввода РУ 6—10 кВ в аварийном режиме не превышает отмеченную пропускную способность шкафа КРУ (рис.а). Если последнее условие не выполняется или не обеспечивается необходимый уровень напряжения на шинах 6—10 кВ при одинарном реакторе, предусматривается установка сдвоенных реакторов (рис.б). При мощности трансформаторов 63 и 80 МВ А может возникнуть необходимость использования трансформаторов с расщепленными обмотками в сочетании со сдвоенными реакторами. В этом случае РУ 6—10 кВ имеет восемь секций.

Рассмотрим особенности одного из типов подстанции 110/6—10 кВ института «Энергосетьпроект», принципиальная схема электрических соединений, план и размеры которой даны ниже на рис.



Все оборудование подстанции размещается в закрытом помещении. Подстанция допускает присоединение воздушных или кабельных линий 110 кВ.



Разрез (*а*) и план на отметке 0,0 (*б*) закрытой подстанции 110/10 кВ

Как видно из рис., при напряжении 110 кВ принята упрощенная схема коммутации, состоящая из двух блоков линия — трансформатор, отделителей и короткозамыкателей. С помощью отделителей предусмотрена также связь между блоками. Наличие связи позволяет автоматизировать питание подстанции при напряжении 110 кВ. Например, при отключении любой из линий 110 кВ происходит отключение соответствующего блока и последующее автоматическое восстановление питания трансформатора, связанного с поврежденной линией 110 кВ. Возможно взаимное автоматическое резервирование линий 110 кВ при установке на подстанции только одного трансформатора.

При напряжении 6-10 кВ предусматривается одиночная, секционированная выключателями система шин. Число отходящих линий принимается 24, 32 или 36 в зависимости от мощности трансформатора. На подстанции могут устанавливаться трансформаторы с расщепленными обмотками или двухобмоточные трансформаторы со сдвоенными реакторами. Предусмотрены автоматическое регулирование напряжения под нагрузкой, телесигнализация положения и телеуправление выключателями, телеизмерение напряжения 6-10 кВ по вызову, аварийно-предупредительная телесигнализация, автоматическое управление охлаждением трансформаторов и т. д.

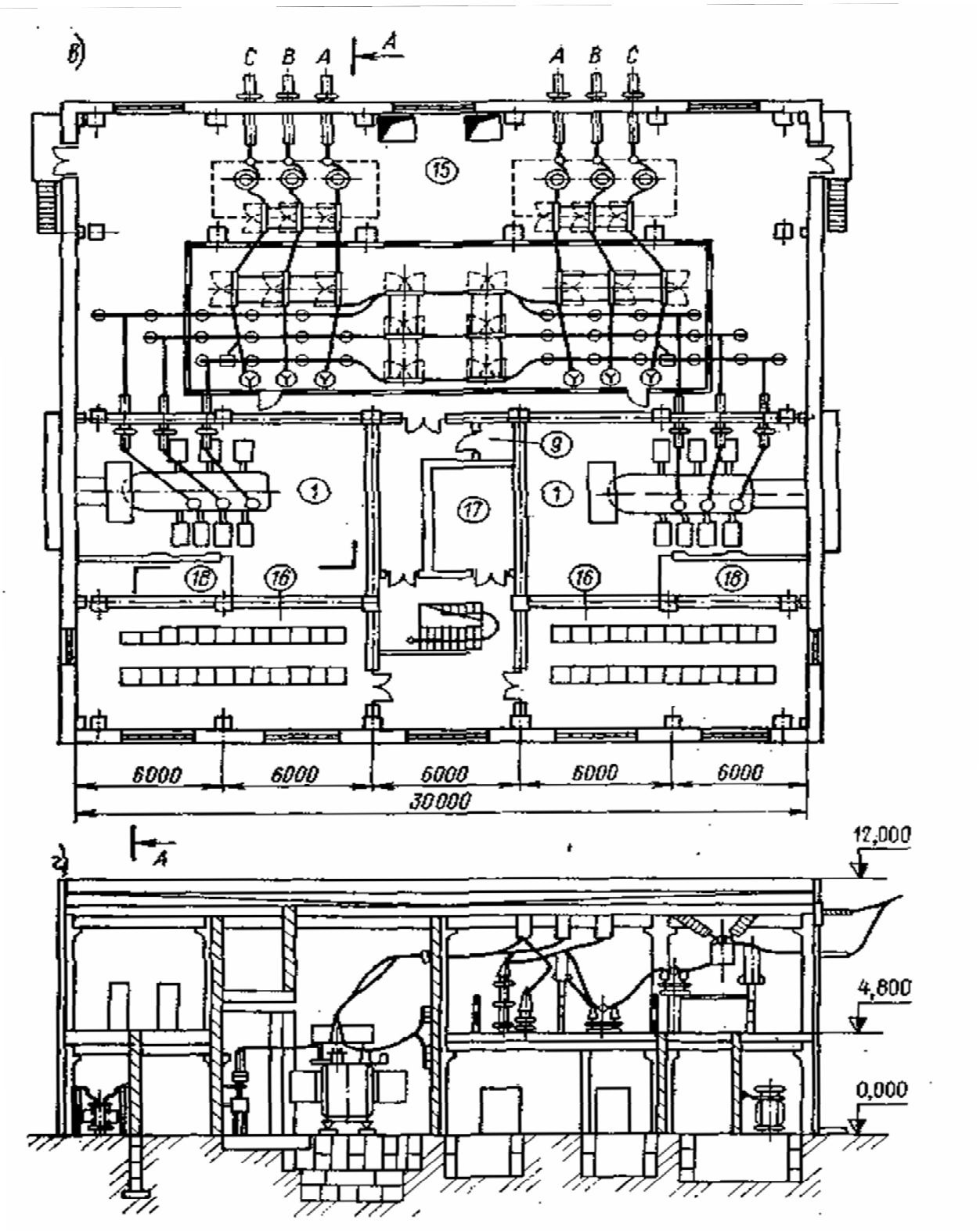
Все элементы подстанции размещаются в одном двухэтажном здании размером 30х30 м (рис.). На втором этаже находится РУ 110 кВ и пункт управления, на первом этаже — РУ 6-10 кВ, трансформаторы собственных нужд и дугогасящие трансформаторы, камеры реакторов (при их установке) и помещение для ремонтного персонала.

Здание подстанции общим объемом 9180 м^8 сооружается из сборного железобетона или кирпича.

Отечественной промышленностью в настоящее время освоен выпуск комплектных трансформаторных подстанций (КТБП) напряжением 110—220/10 и 110—220/35/10 кВ, которые на место сооружения поставляются в виде отдельных блоков заводского изготовления. Максимальная мощность трансформаторов КТБП составляет 40 МВ А.

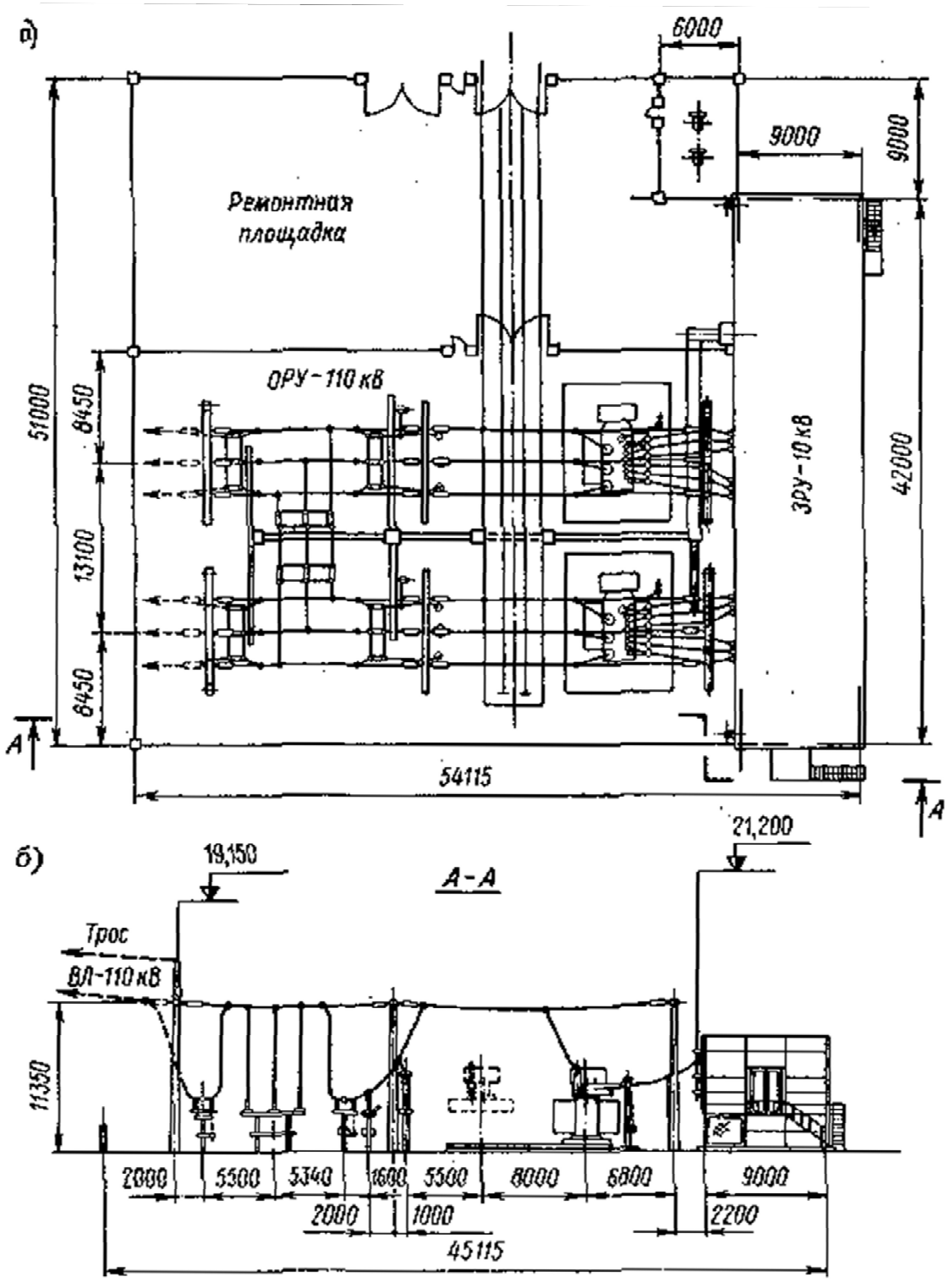
Сетка схем первичных соединений напряжением 110—220 кВ достаточно разнообразна: РУ 6—10 кВ выполняется в виде одинарной, секционированной выключателем системы шин с использованием комплектных камер КРУН; ОРУ 110 и 220 кВ выполняется из отдельных блоков, в которых установлено необходимое оборудование.

В районах с многоэтажной застройкой подстанции глубокого ввода 35—220 кВ следует сооружать закрытого типа, которые требуют минимальной территории. На подстанции глубокого ввода, как отмечалось, не возлагаются функции коммутационных узлов сети высокого напряжения, что определяет использование для них упрощенных схем электрических соединений. Сооружение ПС закрытого типа с развитым РУ высокого напряжения следует предусматривать в исключительных случаях, при большом числе отходящих кабельных линий 35—110 кВ.



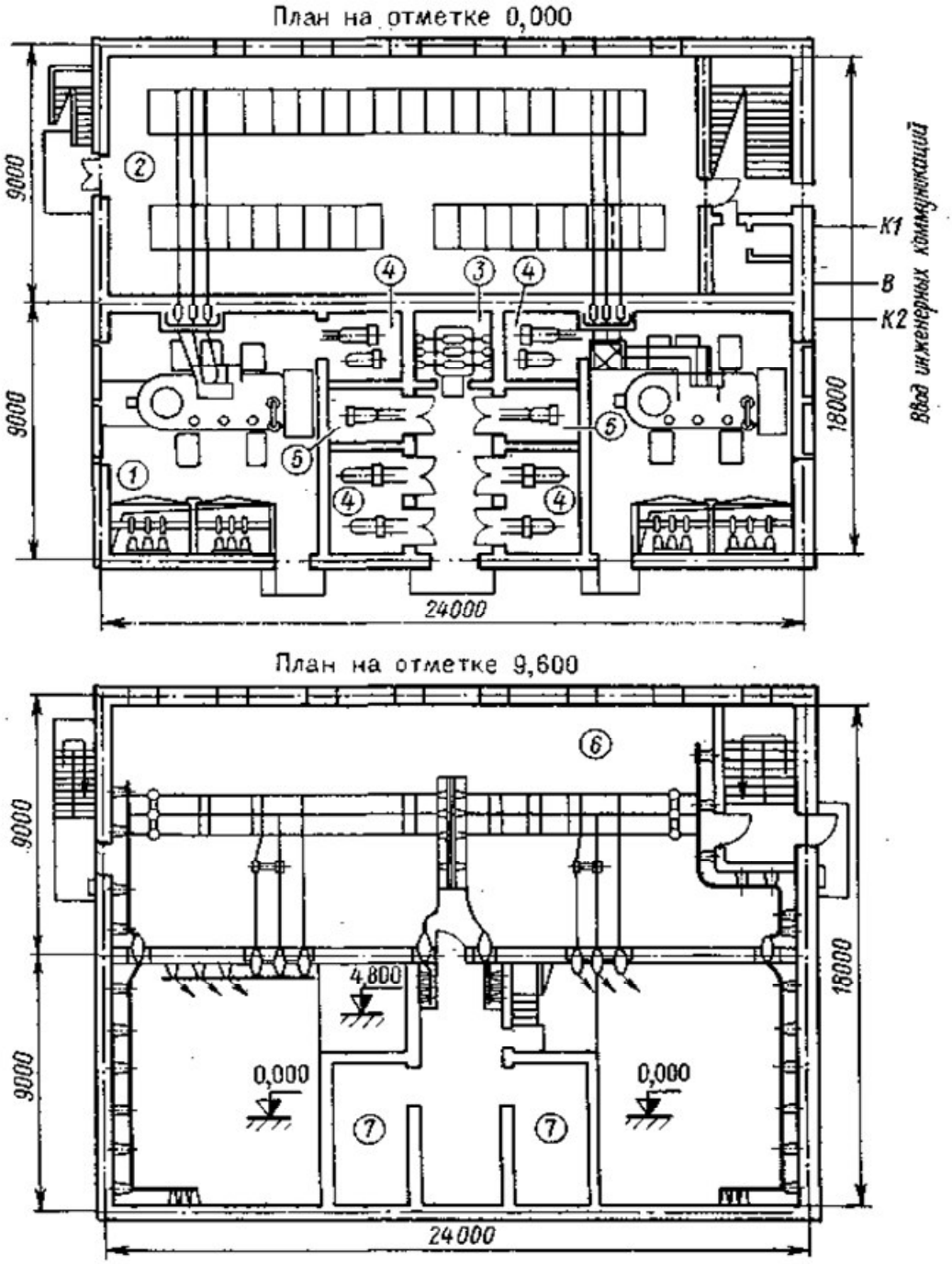
Институтом «Электропроект» разработана так называемая единая серия подстанций 35—110/6—10 кВ, предназначенных для электроснабжения промышленных предприятий.

Серия содержит 25 типов подстанций. Схемы электрических соединений подстанций аналогичны рассмотренным выше без выключателей напряжением 35—110 кВ, с возможностью установки двух трансформаторов мощностью 63 МВА.



План (*а*) и разрез (*б*) подстанции 110/10 кВ единой серии

Распределительное устройство РУ 6—10 кВ закрытое, комплектуется из камер КРУ внутренней установки; РУ 35—110 кВ выполняется открытым, тип оборудования выбирается в зависимости от загрязненности атмосферы. Трансформаторы устанавливаются открыто. Размер площадки подстанции с двумя трансформаторами 63 МВ А составляет 2438 м^2, общая стоимость 456 тыс. руб. Отсюда следует, что подстанции глубокого ввода являются сложными устройствами.

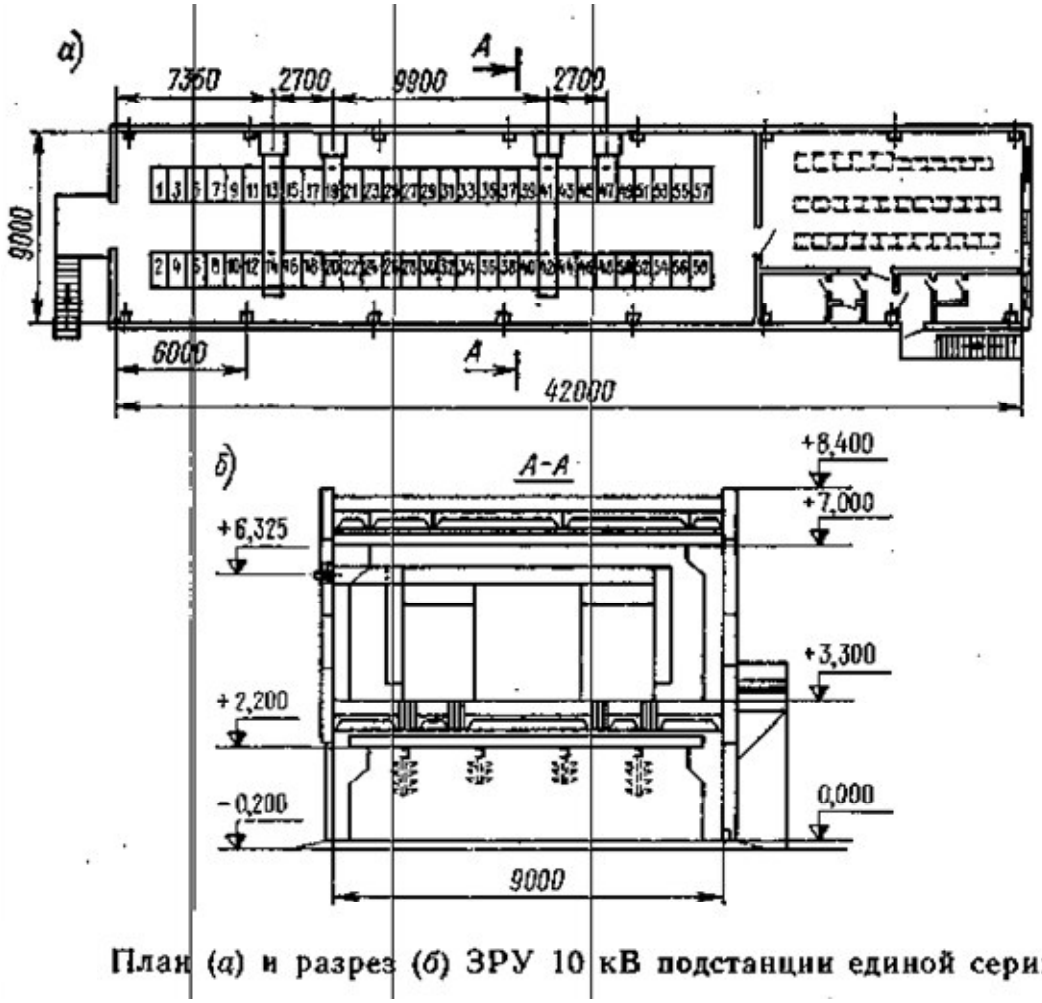


Планы закрытой подстанции 35/10 (6) кВ

— трансформатора; *2* — камер КРУ — 10 кВ; *3* — выключателя 35 кВ; *4* — заземляющего реактора; *5* — трансформатора СН; *6* — ЗРУ 35 кВ; *7* — вентиляторная камера

Обращает внимание значительная стоимость, особенно подстанций закрытого типа.

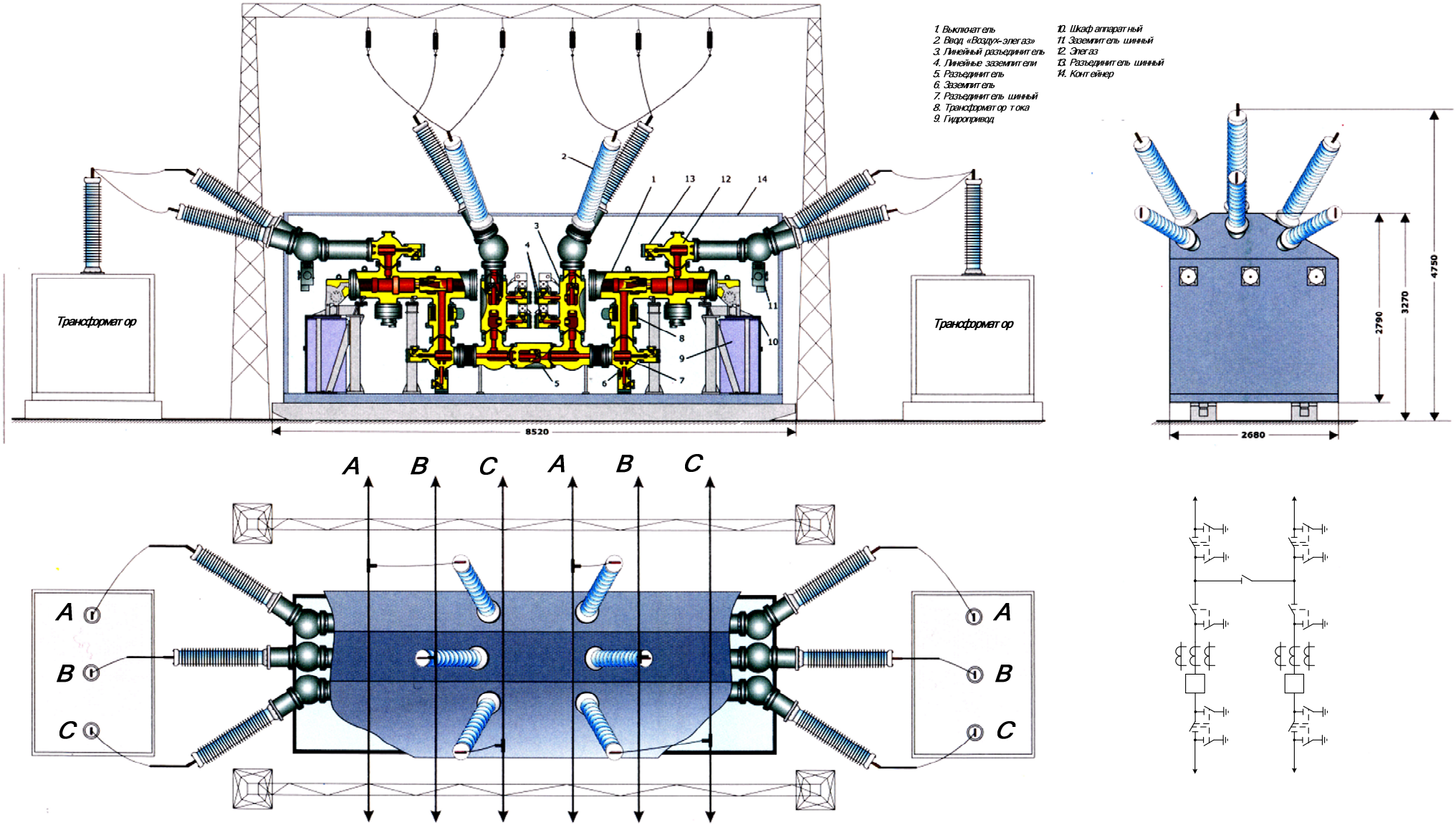
Представляется, что разработка специального оборудования для таких подстанций, использование имеющихся возможностей их упрощения за счет полного отказа от РУ 110—220 кВ позволяет уменьшить их габариты и снизить стоимость, а следовательно, реализовать экономические преимущества, заложенные в системе глубоких вводов.



План (*а*) и разрез (*б*) ЗРУ 10 кВ подстанции единой серии

В этой связи представляет значительный интерес опыт зарубежных стран, где рассматриваемые подстанции глубокого ввода имеют широкое применение. При их выполнении отмечается все большее использование оборудования с элегазом, всемерное упрощение распределительных устройств, вплоть до глухого присоединения кабельных линий высокого напряжения к трансформаторам и непосредственным вводом в кожух последних. В некоторых случаях градостроительные соображения вынуждают рассматриваемые подстанции размещать под землей. Такое решение встречается в практике зарубежных стран из-за высокой стоимости земельных участков, особенно в крупных городах. В последние годы в РФ также освоен выпуск специальных герметичных распределительных устройств, в качестве изолирующей и дугогасящей среды для которых используется элегаз (шестифтористая сера). Опыт зарубежных стран, где оборудование с элегазовым наполнением получило широкое распространение, показывает, что при наличии такого оборудования габариты подстанций сокращаются в несколько раз.

Заводы РФ в настоящее время освоили производство элегазовых ячеек КРУЭ (марка ЯЭ-110 (220) и ЯГК 110), что не исключает применение ячеек КРУЭ при компоновке ПС глубокого ввода, РУ 110—220 кВ которые, как указано, выполняются по упрощенным схемам.



Ячейка ЯГК-110 исполнения «Контейнер»

Распределительные пункты 6—10 кВ

Основные характеристики типовых РП 6-10 кВ разработаны институтом Гипрокоммунэнерго. Распределительные пункты используются в районах с расчетной температурой наружного воздуха до - 40°С, давлением ветра до 26,5 Па, давлением снежного покрова до 98 Па.

Схемы электрических соединений РП с двумя трансформаторами мощностью до 630 кВА приведены на рис. ниже. Имеется модификация РП с одним трансформатором указанной мощности. По числу питающих линий и режиму их работы схемы РП предусматривают: схема 1 — питание РП по двум линиям, работающим параллельно (рис. *а);* схема 2 — две линии, одна из которых рабочая, вторая— находится в режиме АВР (рис. *б);* схема 3 —две линии, взаимо-резервирующиеся путем установки АВР на междусекционном выклю- линия, резервируемая с помощью первых двух путем установки АРВ на междусекционном выключателе (рис. *в*).

В маркировке РП первая цифра определяет число питающих линий, буквой «К» и «В» обозначается кабельное или воздушное исполнение вводов. Цифрой перед буквой «Т» обозначается число устанавливаемых в РП трансформаторов 6—10/0,38 кВ. Буква «Д» указывает на размещение в РП диспетчерского пункта, а буква «М» — модернизацию проекта.

Например, тип II РПК-1Т-Д означает, что РП имеет два питающих ввода и предназначен для использования в кабельных сетях, имеет один трансформатор 6—10/0,38 кВ, помещение РП совмещено с диспетчерским пунктом. При напряжении 6—10 кВ РП предусмотрена одна разделенная на две секции система сборных шин. В РП типа III РПК-2Т одна из секций 6—10 кВ разделена разъединителем на две полусекции.

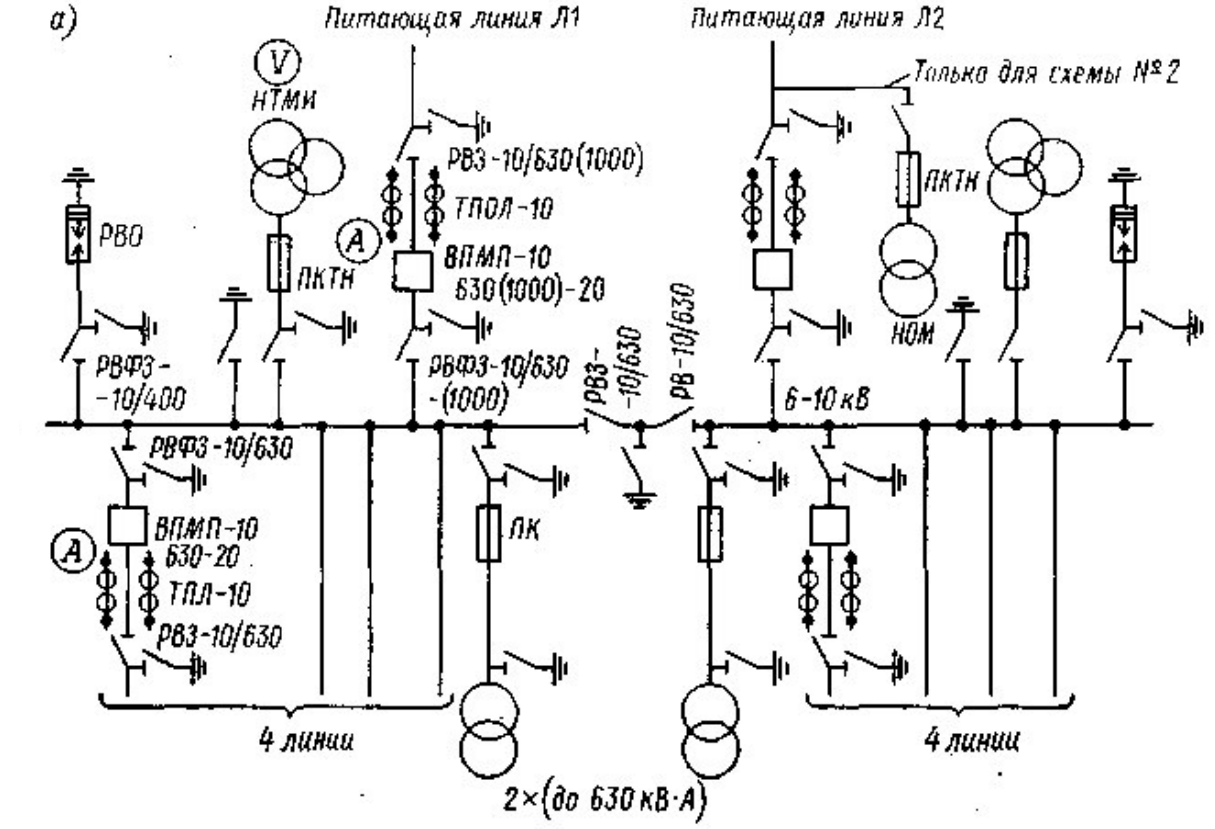
Оборудование РП размещается в одноэтажном (кабельные вводы) или двухэтажном (воздушные) отдельно стоящем здании. Силовые трансформаторы, РУ 6—10 кВ и щит 0,38 кВ расположены в отдельных помещениях (рис. *г*), РУ 6—10 кВ комплектуются из камер КСО и ячеек КРУ, щит 0,38 кВ — из панелей типа ЩО-2000. На линиях 6—10 кВ предусмотрена установка вакуумных выключателей типа ВВ/TEL-10.

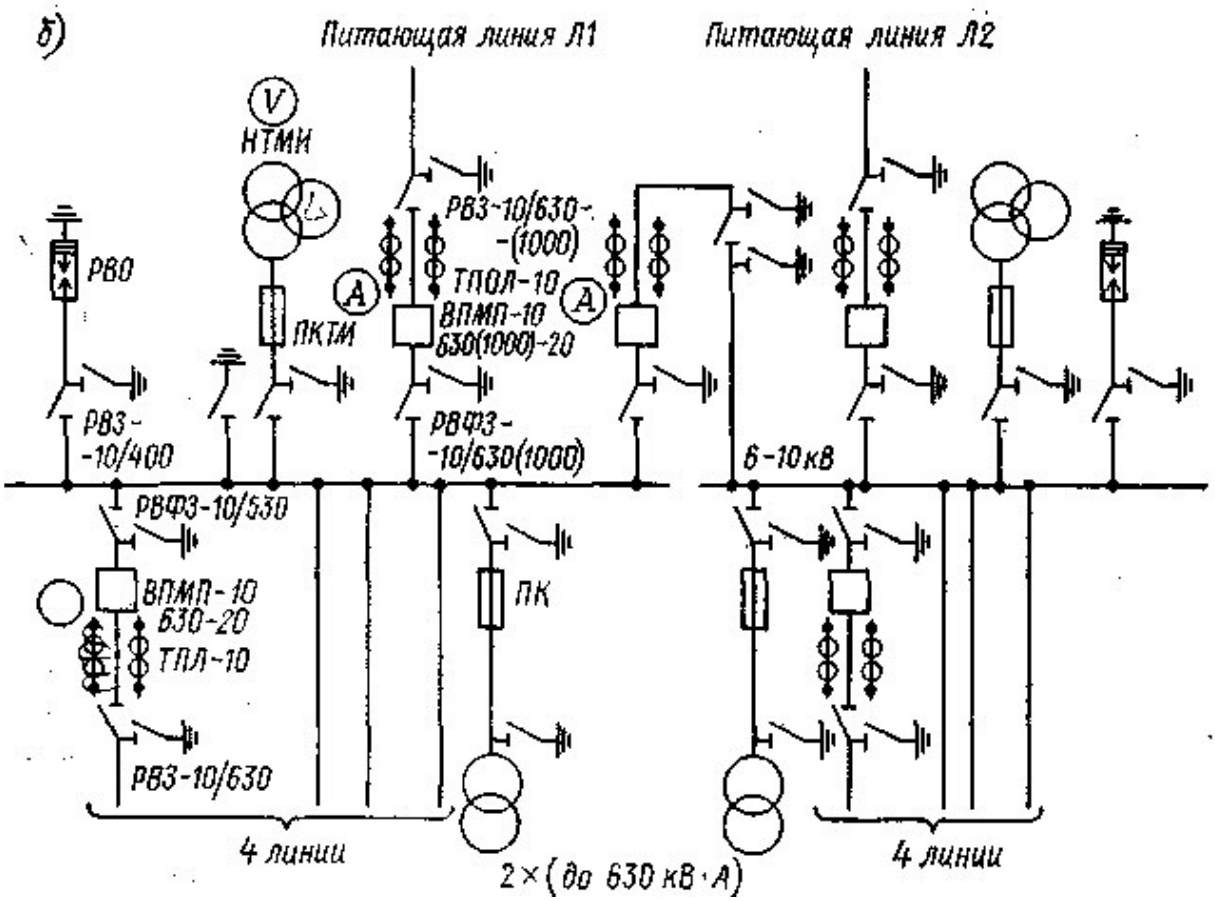
Релейная защита работает на оперативном переменном токе. Распределительный пункт может использоваться в телемеханизированных сетях.

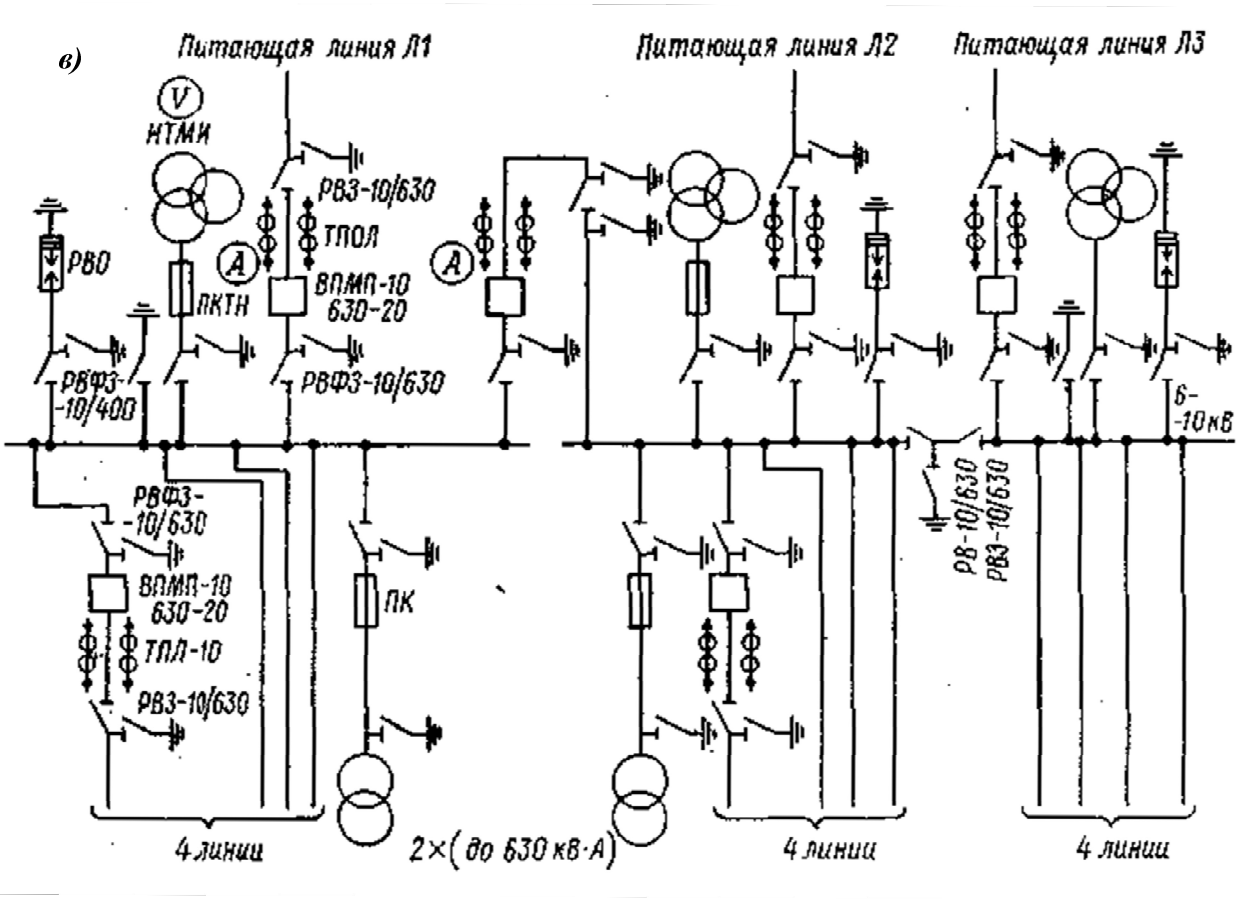
В РП, имеющем диспетчерский пункт, предусматривается устройство водопровода, канализации и электрического отопления. Вентиляция помещения принята естественная, приточновытяжная.

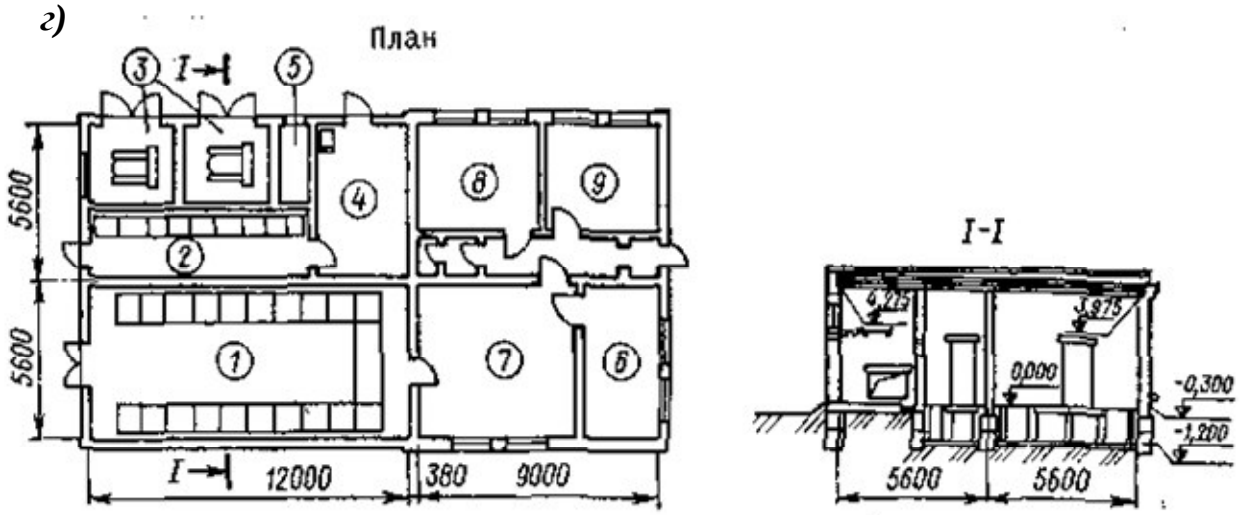
Строительные конструкции РП выполнены из железобетона и кирпича. Кровля — четырехслойная, рубероидная, утепленная. Полы — цементно-песчаные по бетонной подготовке.

Двери и ворота выполнены из дерева.


а)
Питающая линия Л1
Питающая линия Л2
Только для схемы №2
НТМИ
РВО
ПКТН
РВЗ-10/630(1000)
ТПОЛ-10
ВПМП-10
630(1000)-20
РВФЗ-
-10/400
РВФЗ-10/630
-(1000)
РВЗ-
-10/630
РВ-10/630
ПКТН
НОМ
6-10 кВ
РВФЗ-10/630
ВПМП-10
630-20
ТПЛ-10
РВЗ-10/630
ЛК
4 линии
4 линии
2×(до 630 кВ·А)


б)
Питающая линия Л1
Питающая линия Л2
НТМИ
РВО
ПКТМ
РВЗ-10/630-
-(1000)
ТПОЛ-10
ВПМП-10
630(1000)-20
РВЗ-
-10/400
РВФЗ-
-10/630(1000)
6-10 кВ
РВФЗ-10/630
ВПМП-10
630-20
ТПЛ-10
РВЗ-10/630
ЛК
4 линии
4 линии
2×(до 630 кВ·А)





План и разрез РП 6—10 с кабельными вводами, двумя трансформаторами и диспетчерским пунктом (ПРПК—2$Т_м$ —Д)

1 — РУ 6—10 кВ; *2* — РУ 0,38 кВ; *3* — трансформатор; *4* — собственные нужды; *5* — венткамера; *6* — аппаратная; *7* — диспетчерская; *8* и *9* — помещения для обслуживания персонала

Комплектные распределительные устройства

Комплектные распределительные устройства 6—10 кВ делятся на комплектные стационарные РУ одностороннего обслуживания (камеры КСО) и комплектные РУ, имеющие тележки (камеры КРУ).

Камеры КСО рассчитаны для работы при температуре от -20 до +35°С (исполнение УЗ); высоте над уровнем моря не более 1000 м; в невзрывоопасной среде, не содержащей то ко проводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию. Принципиальные схемы первичных соединений элементов РУ из камер КСО приведены в справочнике Г.Н. Ополева. Схемы и подстанции электроснабжения.

Основные технические данные КСО: номинальный ток первичных цепей 400, 630 и 1000 А; номинальный ток отключения камер с выключателями нагрузки и предохранителями 20 кА и 12 кА; ток включения выключателя — 20 кА (действующее значение) и 51 кА (амплитуда); номинальный ток сборных шин 630 и 1000 А; габаритные размеры: ширина 1000 мм, глубина по основанию 1200 мм, высота со сборными шинами 2870 мм; масса камер: с выключателями 650—900 кг, с выключателями нагрузки 550 кг, с трансформаторами напряжения 600—750 кг. Аппаратура, применяемая для первичных соединений: выключатели вакуумного типа, выключатели нагрузки ВНПз, трансформаторы тока ТОЛ-10, ТЛК-10, ТПЛ-10 и ТПОЛ-10, разъединители типа РВЗ, трансформаторы напряжения типов НОМ, НАМИ.

В схеме первичных соединений камер КСО с выключателями нагрузки содержатся выключатели нагрузки, разъединители, трансформаторы тока шин напряжения, разрядники. Камеры предназначены для работы в сухих отапливаемых и неотапливаемых помещениях, на высоте не более 1000 м над уровнем моря, при температуре окружающего воздуха от -5 до + 35°С и относительной влажности до 70%, при отсутствии химически активных и взрывоопасных газов и паров, а также токопроводящей пыли.

Основные технические характеристики камер КСО: номинальный ток 400, 600 А; устойчивость сборных шин и отпаек от них при сквозных токах короткого замыкания (амплитудное значение) — 30 кА, четырехсекундный ток — 10 кА; габаритные размеры камер (в миллиметрах): высота со сборными шинами — 1*000, ширина по фасаду — 1000, глубина — 1000.

Характеристики КРУН наружной установки серии Самарского завода. Первичные соединения шкафов КРУН выполняются по следующим схемам:

А. Шкафы вводные, линейные и секционные с выключателем (ток отключения 20 или 31,5 кА):

ввод или линия с двумя трансформаторами тока (ТТ), с устройством автоматического включения заземляющего разъединителя (АВЗР), номинальный ток шкафов 630, 1000 и 1600 А;

ввод с двумя или тремя ТТ с устройством и без устройства АВЗР, номинальный ток шкафов 630, 1000 и 1600 А;

ввод или линия с двумя ТТ и трансформатором напряжения (ТН) с устройством АВЗР, номинальный ток 630 и 1000 А;

кабельный ввод и воздушный вывод с двумя ТТ, номинальный ток 630 А;

кабельный ввод с двумя или тремя ТТ без устройства АВЗР, номинальный ток 630, 1000 и 1600 А;

кабельный ввод с двумя ТТ без устройства АВЗР, номинальный ток 630. 1000 и 1600 А;

секционный выключатель или отделитель номинальный ток 630, 1000 и 1600 А;

Б. Шкафы с общеподстанционным оборудованием, напряжением 6 или 10 кВ (ток динамической стойкости 51 или 81 кА):

трансформатор собственных нужд (СН);

трансформатор СН с ОПН;

шкаф с тремя ТН с заземляющим разъединителем или ОПН;

шкаф с тремя ТН, заземляющим разъединителем (или ОПН) и выводом для трансформатора СН; шкаф ТН с воздушным вводом; шкаф с одним или двумя ТН;

шкаф с тремя конденсаторами и заземляющим разъединителем; шкаф высокочастотной связи и телемеханики.

Нормальная работа камер обеспечивается при следующих условиях: высота над уровнем моря до 1000 м; при среднесуточной расчетной температуре не выше + 35 °С и не ниже — 40 °С (иногда - 45 °С); скорость ветра до 15 м/с при толщине стенки гололеда до 20 мм, при отсутствии гололедообразования скорость ветра до 40 м/с.

Основные характеристики: номинальное напряжение —10 кВ; номинальный ток первичных цепей 630, 1000, 1600 А; сборных шин 1000, 1600, 2000 и 3200 А; номинальный ток отключения встроенного в ячейку выключателя — 31,5 кА; габаритные размеры КРУ: высота 3120, глубина 3045 и ширина 750 мм. КРУН имеет коридор для обслуживания. Стоимость камер: линейной — 3,4, вводной и секционной — 3,6 тыс. руб. КРУ имеет утепленный коридор управления.

В последние годы начат выпуск ячеек КРУ с элегазовой изоляцией на напряжение 110 и 220 кВ.

Номинальный ток сборных шин 1600, отводов 1250 А. Ток отключения выключателя 40 кА, электродинамическая стойкость 125 кА для напряжения 110 кВ и 100 кА для напряжения 220 кВ, полное время отключения выключателя 0,065, включения 0,08 с.

Масса ячейки КРУЭ при напряжении 110 кВ равна 8,3—15,2 т, 220 кВ — 8,6—65 т. Ячейки предназначены для работы в помещении, находящемся на высоте над уровнем моря до 1000 м, в окружающей среде, не содержащей химически активных и взрывоопасных примесей.

Высокая стоимость ячеек КРУЭ определяет область их применения в случаях, когда решающим является размер площадки для подстанции.

5. Расчет токов КЗ

По электрической сети и электрооборудованию в нормальном режиме работы протекают токи, допустимые для данной установки. При нарушении электрической плотности изоляции проводов или оборудования в электрической сети внезапно возникает аварийный режим короткого замыкания, вызывающий резкое увеличение токов, которые достигают огромных значений. Значительные по величине токи короткого замыкания представляют большую опасность для элементов электрической сети и оборудования, так как они вызывают чрезмерный нагрев токоведущих частей и создают большие механические усилия. При выборе оборудования необходимо учесть эти два фактора для конкретной точки сети. Для расчёта и согласования релейной защиты также требуются токи короткого замыкания.

Таким образом, расчёт токов короткого замыкания (к.з.) производится для выбора и проверки коммутационного оборудования и кабельных линий на термическую и динамическую стойкость к действию токов к.з., а также для выбора уставок РЗА и токовых катушек автоматических выключателей, а также проверки их чувствительности, а именно:

а) проверка элементов системы электроснабжения на динамическую устойчивость (расчет ударного тока к.з. $\boldsymbol{i_{y\partial}}$ и наибольшего значения тока к.з. за первый момент времени $\boldsymbol{I_y}$);
б) проверки элементов электрической сети на термическую устойчивость токам короткого замыкания (расчет действующего значения установившегося тока к.з. $\boldsymbol{I_\infty}$);
в) проверки выключателей по отключающей способности (расчет действующего значения периодической $\boldsymbol{I_{nt}}$ и апериодической $\boldsymbol{I_{at}}$ составляющих тока короткого замыкания в заданный момент времени, обычно соответствующий времени расхождения контактов рассматриваемого выключателя).

Задачей расчёта токов к.з. является определение действующего значения периодической составляющей тока в начальный и заданный моменты времени, установившегося тока к.з. и мгновенного значения тока ударного тока к.з.

Для расчётов токов короткого замыкания составляется расчётная схема и схема замещения. Токи короткого замыкания определяются методом относительных базисных или именованных величин.

Расчетный вид короткого замыкания - трехфазное короткое замыкание, по которому проверяется электродинамическая устойчивость выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

В результате расчета токов короткого замыкания необходимо было выявить следующие их значения:

$I_{П0}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени;

i_{ao} – апериодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени;

$I_{Пt}$ – ток короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя;

i_{at} – апериодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя;

I_∞ – установившийся ток короткого замыкания;

i_y – ударный ток короткого замыкания;

I_y – действующее значение тока короткого замыкания за первый период после момента короткого замыкания.

Расчёт токов короткого замыкания в высоковольтной сети.

Токи короткого замыкания в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительной подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удалённой ТП и на шинах высокого напряжения расчётной ТП.

За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн.}$=1,05$U_{ном.}$. Ток трёхфазного короткого замыкания определяется по формуле,

$$I_к^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{E_*^{//}}{Z_{*\Sigma}} \cdot I_б,$$

где Z – полное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом.

$$Z = \sqrt{\left(\sum x_л + x_{сист}\right)^2 + \left(\sum r_л\right)^2},$$

где $\sum r_Л$ - активное сопротивление провода до точки короткого замыкания; $\sum x_Л$ - реактивное сопротивление провода до точки короткого замыкания; $\sum x_{сист}$ - реактивное сопротивление системы.

$$x_Л = x_0 \cdot l = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2}; \quad r_Л = r_0 \cdot l = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2}; \quad x_{сист} = \frac{U_{осн}^2}{S_к} = \frac{S_б}{S_к},$$

где $S_к$ – мощность короткого замыкания на шинах высокого напряжения, МВА.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле,

$$I_к^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_к^{(3)}.$$

Ударный ток определяется по формуле,

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot к_{уд} \cdot I_к^{(3)}.$$

где $к_{уд}$ – ударный коэффициент, который определяется по формуле,

$$к_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}},$$

где T_a – постоянная времени затухания, определяется по формуле,

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r}.$$

Расчёт токов короткого замыкания в сети 0,38кВ.

В сетях напряжением до 1 кВ, где мощность понижающего трансформатора невелика (большое сопротивление), считают питающую систему источником бесконечной мощности. При этом расчетная схема включает трансформаторы, шины, кабели представляемые активными и индуктивными сопротивлениями. В расчетах учитывают сопротивления контактов, определяемые по справочной литературе.

Токи короткого замыкания в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии.

За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн.}$=1,05$U_{ном.}$.

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях рекомендуется определять по:

$$I_{П0} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3}\sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}}.$$

Полное сопротивление участка сети определяется по формуле,

$$z = \sqrt{\left(x_{тр} + x_{л}\right)^2 + \left(r_{тр} + r_{л}\right)^2},$$

где $x_{тр}$ – реактивное сопротивление трансформатора, Ом; $r_{тр}$ – активное сопротивление трансформатора, Ом.

Реактивное сопротивление трансформатора определяется по формуле,

$$x_{тр} = \frac{U_{к.р.}\% \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3,$$

где $U_{к.р.}\%$ - реактивная составляющая тока короткого замыкания, %; $S_{ном.}$ – мощность трансформатора 35/0,4 кВ·А.

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле,

$$r_{тр} = \frac{U_{к.а.}\% \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3,$$

где $U_{к.а.}\%$ - активная составляющая тока короткого замыкания, %.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле,

$$I_{к}^{(1)} = \frac{1{,}05 \cdot U_{ф}}{z_{п} + \frac{z_{тр}}{3}},$$

где $\frac{z_{тр}}{3}$ - полное сопротивление трансформатора току короткого замыкания на корпус, Ом, (таблица 29 приложение 1); $z_{п}$ - полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, Ом.

$$z_{п} = \sqrt{\left(r_{ф} + r_{N}\right)^2 + \left(x_{ф} + x_{N}\right)^2},$$

где $r_{ф}$ - активное сопротивление фазного провода, Ом; r_{N} - активное сопротивление нулевого провода, Ом; $x_{ф}$ - реактивное сопротивление фазного провода, Ом; x_{N} - реактивное сопротивление нулевого провода, Ом.

Результаты расчётов токов короткого замыкания заносятся в таблицу.

Точка к.з.	$r_{л}$, Ом	$x_{л}$, *Ом*	*z,Ом*	$z_{п}$, *Ом*	T_a	$к_{уд}$	$I^{(3)}$, *кА*	$I^{(2)}$, *кА*	$I^{(1)}$, *кА*	$i_{уд}$, *кА*

Пример расчета токов КЗ на шинах городской подстанции

Порядок расчета следующий:

1. Составляем расчётную схему, на которой указывается источник питания, трансформаторы и кабельные линии.

2. Составляем схему замещения

3. Намечаем точки короткого замыкания К1, К2, К3.

4. За расчетные точки КЗ принимаются шины 10кВ ПС «Сетевая» и проектируемой РПТ «Сетевая», и питаемых от него ТП 10/0,4 кВ.

Пример расчета приведен ниже.

Параметры системы: $S_{КЗ}$=100 МВА; U_C=110кВ.

$$X_C = U_C^2 / S_{КЗ} = 110^2 / 100 = 121\ Ом .$$

Воздушные линии: минимальное сечение ВЛ-110, допустимое по условиям коронирования F=70мм^2 ; X_0=0,39 Ом/км; L=25 км; $X_Л$=4,875 Ом.

Трансформаторы: S_T=10МВА; U_H=115/10 кВ; $u_к$=10,5%.

Приближенно выберем сечение по экономической плотности тока

$$I_Л = S_{расч} / 2\sqrt{3} \cdot U_H = 5563 / \sqrt{3} \cdot 10.5 = 153.1\ A;\ F = I_Л / j_Э = 153{,}1 / 1{,}1 = 139.2\ мм^2 .$$

Выбираем два кабеля сечением 150 мм^2. Xo=0,079 Ом/км, Ro=0,196 Ом/км, L=5 км, X=0,395 Ом, R=0,980 Ом.

Выбор базисных величин и расчет параметров схемы замещения

Выбираем базисные значения величин напряжения $U_б$ и мощности $S_б$ $U_б$=115кВ, $S_б$=100МВА.

Рассчитаем базисные ток и сопротивление:

$$I_б = S_б / \sqrt{3} \cdot U_б = 100 / \sqrt{3} \cdot 115 = 0{,}503\ кА;\ X_б = U_б^2 / S_б = 115^2 / 100 = 132.3\ Ом .$$

Определим сопротивление отдельных элементов расчётной схемы в относительных единицах:

Система $X_{C*} = X_C / X_б = 121 / 132{,}3 = 0.916\ о.е.$

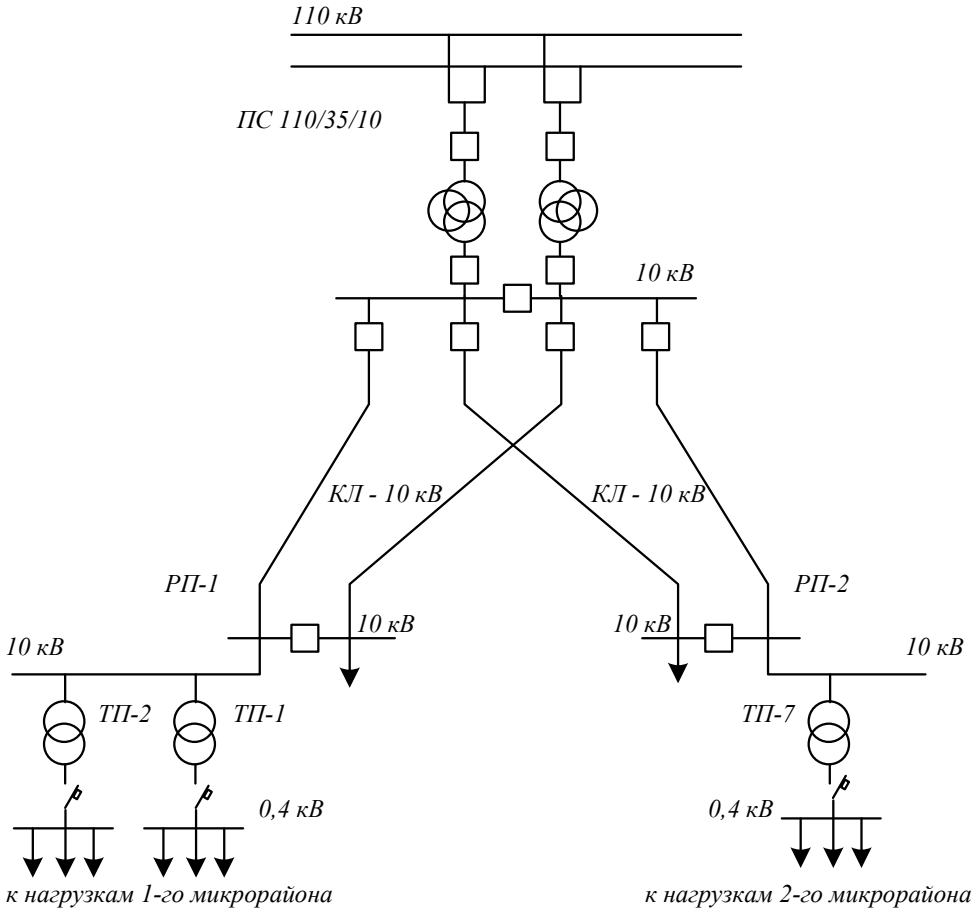
ЛЭП $X_{Л*} = X_Л / X_б = 4{,}875 / 132{,}3 = 0.037\ о.е.$

Трансформатор $X_{T*} = \dfrac{u_{к\%} \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном}} = \dfrac{0{,}105 \cdot 100}{10} = 1.05\ о.е.$

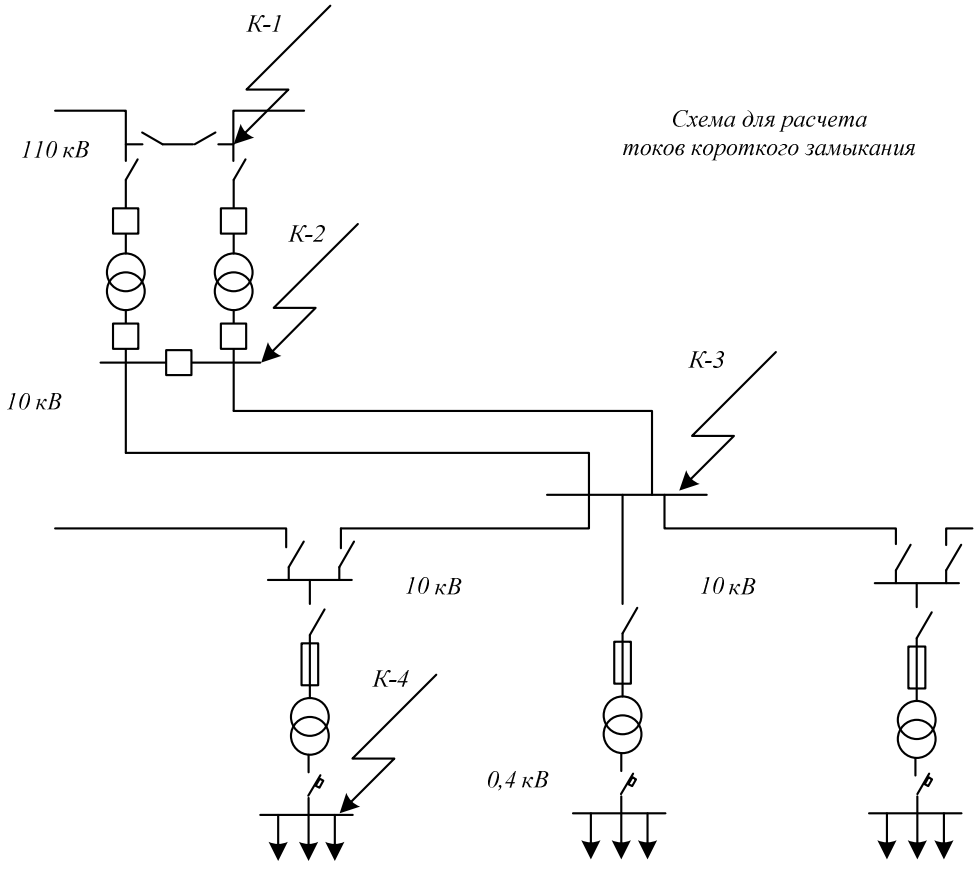
Определим результирующее сопротивление

$X_{рез*}=Xc+Xл=0.916+0.037=0.953$ о.е.

Вариант схемы электроснабжения



Расчетная схема и схема замещения



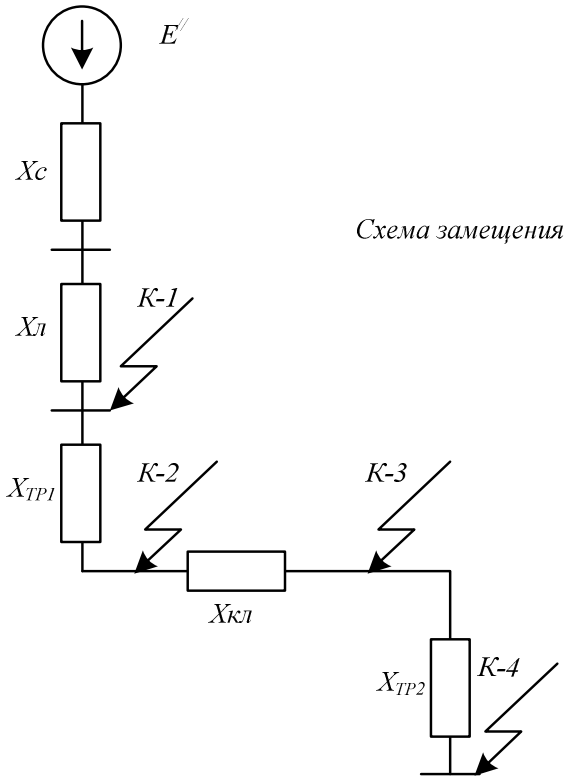


Схема замещения

Определяем токи к.з. в первой расчетной точке К1.

Вычисляется периодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$I_{П0} = \frac{E''_*}{X_{*рез}} I_б = \frac{1,0}{0,953} \cdot 0.503 = 527\ А,$$

где ***E"*** - сверхпереходная ЭДС, для точки 1 она равна 1.

Определим ударный ток

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot к_{уд} \cdot I^{(3)}_{П0} = 1,4 \cdot 1,8 \cdot 0,527 = 1,328\ кА.$$

Здесь ударный коэффициент $К_у$=1.8.

Для расчета токов к.з. за трансформатором на напряжении 10 кВ, точка К2, вычислим базисные ток и сопротивление на этой ступени напряжения:

$$I_б = S_б / \sqrt{3} \cdot U_б = 100 / \sqrt{3} \cdot 10,5 = 5,5\ кА;$$

$$X_б = U^2_б / S_б = 10,5^2 / 100 = 1,1\ Ом$$

Вычислим результирующее сопротивление до точки К2

$X_{*рез}=Xс+Xвл+Xт=0,91+0,.037+1,05=1,997$ *о.е.*

Определим значения токов к.з. для точки К2

$$I_{П0} = \frac{E''_*}{X_{*рез}} I_б = \frac{1,0}{1,997} \cdot 5,5 = 2,75\ кА,$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot к_{уд} \cdot I^{(3)}_{П0} = 1,4 \cdot 1,7 \cdot 2,75 = 6,6\ кА.$$

Здесь ударный коэффициент Ку=1.7.

Пример расчета токов КЗ на шинах 10 кВ РП

Сопротивление кабеля длиной L=5 км равно $X=0{,}395$ Ом, $R=0{,}980$ Ом. Приведем его к базисным относительным единицам: $X_*=X/X_{баз}=0.359$; $R_*=0.89$, когда сопротивления одного порядка то считать можно по полному сопротивлению $Z=\sqrt{x^2+r^2}=0{,}96$ Ом.

Вычислим результирующее сопротивление до точки КЗ, учитывая два параллельно проложенных кабеля:

$$X_{*рез}=Xc+Xл+Xm+z/2=0.91+0.037+1{,}05+0.48=2.477 о.е.$$

Значения токов к.з. определим по тем же формулам.

Для точки КЗ

$$I_{П0}=\frac{E_*^{//}}{X_{*рез}}I_б=\frac{1{,}0}{2{,}47}\cdot 5{,}5=2{,}23\ кА,$$

$$i_{уд}=\sqrt{2}\cdot к_{уд}\cdot I_{П0}^{(3)}=1{,}4\cdot 1{,}4\cdot 2{,}23=4{,}36\ кА.$$

Здесь ударный коэффициент Ку=1.4.

Для проверки чувствительности релейной защиты следует рассчитать ток короткого замыкания на шинах самого удаленного ТП, расчетная схема для этого случая приведена на рис.

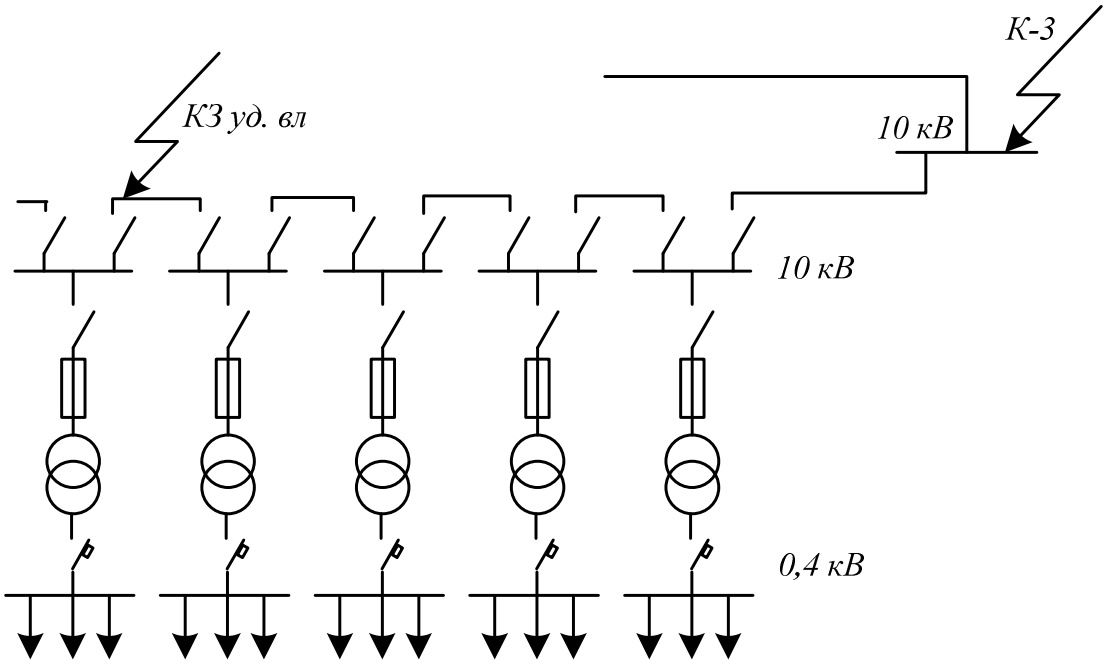


Рис. Расчетная схема для сети 10 кВ

Расстояние до удаленного ТП составляет L=5 ·0.2=1 км, сопротивление кабеля в относительных единицах: $z_{уд}=0{,}192$ о.е.

Вычислим результирующее сопротивление до точки удаленного КЗ:

$$x_{*рез}=x_{*с}+x_{*л}+x_{*т}+z_*/2+z_{*уд}=0{,}91+0{,}037+1{,}05+0{,}48+0{,}192=2{,}669 о.е.$$

Значения токов к.з. для точки $КЗ_{уд}$:

$$I_{П0}=\frac{E_*^{//}}{X_{*рез}}I_б=\frac{1{,}0}{2{,}67}\cdot 5{,}5=2{,}06\ кА,\ i_{уд}=\sqrt{2}\cdot к_{уд}\cdot I_{П0}^{(3)}=1{,}4\cdot 1{,}4\cdot 2{,}06=4{,}04\ кА.$$

Пример расчета токов КЗ в сети 0,4 кВ

В точке К4 рассматриваем короткое замыкание на шинах трансформатора. Сопротивления трансформатора, приведенные к 400В определяем по справочникам: $X_т$=3,4 мОм, $R_Т$=13,5 мОм.

Эквивалентное переходное сопротивление для распределительных щитов ТП принимаем равным $R_П$=15,0 мОм, тогда значения тока короткого замыкания составит: $I_{П0}$=10,14 кА , $i_{уд}$ = 18,15 кА.

Определение токов однофазного короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора электрооборудования, аппаратов, шин, кабелей и средств релейной защиты и автоматики. При этом необходимо знать максимальный ток короткого замыкания в месте повреждения, как правило, это ток трехфазного КЗ, а в некоторых случаях, в сети с заземленной нейтралью - однофазного КЗ. При расчете определяют периодическую составляющую тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет апериодической составляющей производят приближенно, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе. Для решения большинства практических задач расчет ведут с рядом упрощений. Для расчета однофазного КЗ необходимо составить схему замещения, она отличается отсутствием источников ЭДС. Сопротивление нулевой последовательности генератора в 2-2.5 раза меньше, чем прямой. Активное сопротивление нулевой последовательности для кабелей и шин практически увеличивают в 10 раз, реактивное кабелей больше в 4 раза, шин в 10.

Начальное значение тока однофазного замыкания от системы вычисляется по формуле:

$$I_{П0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_{ср.ном}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}.$$

Схема замещения для расчета токов однофазного короткого замыкания приведена на рис. Значения эквивалентных сопротивлений нулевой последовательности, приведенных к напряжению 0.4 кВ для трансформатора, шин, трансформаторов тока и кабеля определяем по справочнику. Затем, поэтапно, сворачиваем схему замещения, как это показано на рис.

Величину тока в токе К5 вычислим:

$$I_{П0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{59} = 11,76 кА.$$

В точке К6 эта же величина определяется как:

$$I_{П0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{92,78} = 7,46 кА.$$

Поскольку величина однофазного тока КЗ оказалась больше трехфазного (10,14 кА), то вычисляют ток и в остальных расчетных точках. Значение ударного коэффициента определяют по табл., в зависимости от отношения X/R, для трансформатора эта величина чуть меньше 4, а для проводов квартирной проводки индуктивным сопротивлением пренебрегают.

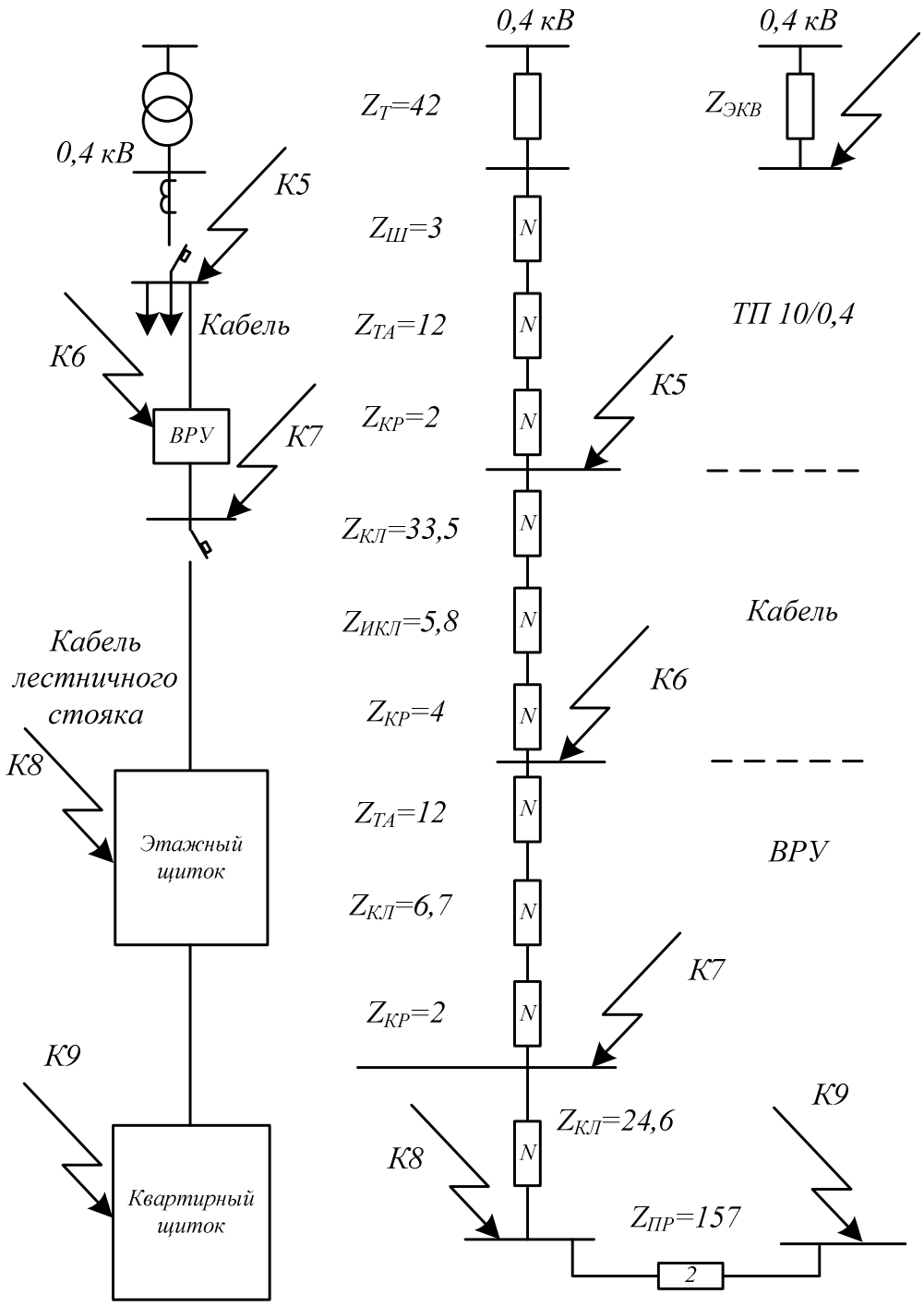


Рис. Схемы замещения для расчета токов однофазного КЗ.

Расчетные значения токов приведены в табл.

№ точки КЗ	Напряжение сети, кВ	Периодический ток, кА	Ударный ток, кА	Ударный коэффициент
5	0,4	11,76	15,3	1,3
6	0,4	7,46	9,7	1,3
7	0,4	6,92	8,3	1,2
8	0,4	5,5	6,6	1,2
9	0,4	2,45	2,45	1,0

6. Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ

Проверка кабеля на термическую стойкость

Проверим выбранный нами питающий ВРУ кабель на термическую стойкость при коротком замыкании.

Допустимая температура кабеля 65°С, длительно допустимый ток 345А. Предельная температура жилы кабеля при КЗ 200°С, при токе трехфазного короткого замыкания $I_{ПО}$=10.14 кА.

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места короткого замыкания:

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{\omega R_\Sigma} = 0.013 \text{ с.}$$

Вычислим тепловой импульс:

$$B_K = I_{ПО}^2 \left[t_{ОТКЛ} + T_a \left(1 - e^{-\frac{2t_{ОТКЛ}}{T_a}} \right) \right] = 10,14^2 \left[0,1 + 0,013 \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0,1}{0,013}} \right) \right] = 10,2 кА^2 \cdot с,$$

где $t_{ОТКЛ}$ =0,1 сек - время к.з. по срабатыванию предохранителей.

Минимальное сечение кабеля по условиям термической стойкости определяем как:

$$S_{ТЕРМ} = \sqrt{\frac{B_K}{C_T}} = \sqrt{\frac{10,2 \cdot 10^3}{94}} = 10,4 \text{ мм}^2.$$

где $C_T = 94 \frac{А^2 \cdot с}{мм^2}$ - коэффициент взятый для алюминиевых кабелей.

$$S = 70 мм^2 > S_{ТЕРМ} = 10,4 мм^2.$$

Это означает, что выбранный нами кабель проходит по термической стойкости.

7. Выбор и проверка электрических аппаратов

В данном разделе необходимо выбрать место установки и тип коммутационных и защитных аппаратов. Согласно ПУЭ электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую устойчивости.

Для выбора и проверки электрических аппаратов высокого напряжением целесообразно составить таблицу, куда вносятся исходные данные места установки аппарата и его каталожные данные.

Выбор и проверка электрических аппаратов на РП

Выбор и проверка выключателей

Нагрузка РПТ «Сетевая» в послеаварийном режиме составляет $S_{потр} = 8,568$ МВА.

Ток на вводе РПТ «Сетевая» в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$I_{п/а} = \frac{S_{РПТ}}{\sqrt{3} U_{ном}} = \frac{8,568}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,495 \text{ кА}.$$

Выбираются вакуумные выключатели типа ВВ/Tel-10-20/630У2. При этом производятся следующие расчеты.

Проводится проверка по термической стойкости выключателя при КЗ.

$$Вк = I_{п.о}^2 \cdot (t_{отк} + Та) = 2,23^2 (1,285 + 0,06) = 6,39 \ кА^2 \cdot с,$$

где $t_{откл}$ – время отключения КЗ, $t_{откл} = t_в + t_{рз} = 0,025 + 1,2 = 1,225$ с.

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.отк} \cdot \beta_н = 1,41 \cdot 20 \cdot 0,6 = 16,92 \ кА,$$

где βн - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя βн = 0,60.

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ составляет $i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\frac{0.025}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 2,23 \cdot e^{-\frac{0.025}{0,06}} = 2,06 \ кА.$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_к \le B_{к.в} = I^2_{тер} \cdot t_{отк} = 400 \cdot 3 = 1200 \quad кА^2с.$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных представлено в таблице. По данным сравнения утверждается марка выключателя ВВ/Tel-10/20/1000У2.

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/Tel-10-20/630У2	
$U_р$=10 кВ	$U_Н$= 10 кВ	$U_Н \ge U_р$
$I_{РМАХ}$ = 0,495кА	$I_Н$=0,63 кА	$I_Н \ge I_{РМАХ}$
$i_{УД}$ = 4,36кА	$i_{ДИН}$ = 51 кА	$i_{ДИН} \ge i_{УД}$
$B_К$ = 6,39 кА^{2}с	$B_{К.В}$ = 1200 кА^{2}с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \ge B_К$
$I_{ПО}$ = 2,23 кА	$I_{ДИН}$ = 32 кА	$I_{ДИН} \ge I_{ПО}$
$I_{П0}$= 2,23 кА	$I_{ОТКЛ}$ = 20 кА	$I_{ОТКЛ} \ge I_{П0}$
$i_{а\tau}$= 2,06 кА	$i_{А.НОМ}$ = 16.92 кА	$i_{А.НОМ} \ge i_{а\tau}$
$I_{ПО}$ = 2,23 кА	$I_{вкл}$ = 20 кА	$I_{вкл} \ge I_{ПО}$

Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Выбор трансформаторов тока производится: по напряжению установки $U_{уст} \le U_{ном}$, по длительному току $I_{max} \le I_{ном}$.

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна их которых предназначается для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по конструкции и классу точности, проверяют по электродинамической стойкости, по термической стойкости, а также по сопротивлению вторичной нагрузки:

$$Z_2 \le Z_{2ном},$$

где Z_2 – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Выбор трансформаторов тока по вторичной нагрузке.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к.$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2},$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами, ВА; I_2 – вторичный номинальный ток прибора, А.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов. Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{приб} + r_{пр} + r_к \le Z_{2ном}, \text{ откуда } r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_к .$$

Зная $r_{пр}$ можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}},$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, ρ = 0,0283; $l_{расч}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, м.

При включении схемы соединения измерительных трансформаторов тока и приборов в одну фазу

$$l_{расч} = 2l,$$

где l – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов, м; при включении схемы в неполную звезду $l_{расч} = \sqrt{3}l$, при включении схемы в полную звезду $l_{расч} = l$.

Согласно ПУЭ по условию сечение не должно быть меньше 4 мм^2 для алюминиевых жил, при этом сечение больше 6 мм^2 обычно не применяется.

Так как почти все трансформаторы тока и трансформаторы напряжения подключены к расчетным счетчикам, то выбираем для всех измерительных приборов класс точности 0,5.

На вводе устанавливается шинный трансформатор тока марки ТПШЛ – 10/1000 с двумя сердечниками. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства, пропускаемые при монтаже через окно трансформатора – внутреннюю полость проходного изолятора.

Нагрузка приборов, подключенных к ТТ, приведена в таблице.

Таблица 28 – Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока

Наименование прибора	Цепь	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 10 кВ	Э-335	0,5	–	0,5
Варметр		Д-335	0,5	–	0,5
Ваттметр		Д-335	0,5	–	0,5
Счетчик АЭ		ЦЭ	1,5	–	1,5
Счетчик РЭ		ЦЭ	1,5	–	1,5
Итого:			4,5	–	4,5
Амперметр	Секционный выключатель 10 кВ	Э-335	0,5	–	0,5
Итого:			0,5	–	0,5

Общее сопротивление приборов для трансформатора на вводе 10 кВ:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{4,5}{25} = 0,18 \ \ Ом,$$

где $S_{ПРИБ}$ – мощность, потребляемая приборами; I_2 – вторичный номинальный ток прибора, I_2 = 5 А.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 0,4 - 0,18 - 0,1 = 0.12\ Ом,$$

где r_K - сопротивление контактов (r_K = 0,1 Ом).

Определяется сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,12} = 2,35\ мм^2,$$

где l – длина соединительных проводов (l = 10 м); ρ – удельное сопротивление материала провода, для алюминия: ρ = 0,0283Ом/м;

Выбирается провод марки АКРВГ с сечением 2,5 мм^2. Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0283 \cdot 10}{2,5} = 0.1132\ Ом.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$r_{НАГР} = Z_{НАГР}$ = 0,1132+0,12+0,1=0,3332 Ом.

На термическую и динамическую устойчивость шинные трансформаторы тока не проверяются, так как они определяются устойчивостью шин, проходящих через трансформатор тока.

На вводе трансформатор тока марки ТПШЛ – 10/1000 проходит по установленным параметрам (см. таблицу).

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_Н$ = 10 кВ	$U_Н$ = 10 кВ	$U_Р \le U_Н$
$I_Н$ = 1000А	$I_Р$ = 495 А	$I_Р \le I_Н$
$Z_Н$ = 0,4 Ом	$Z_{Нр}$ =0,3332 Ом	$Z_{Нр} \le Z_Н$

Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по классу напряжения, классу точности и вторичной нагрузке $S_{2\Sigma} \le S_{НОМ}$, где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности; $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\Sigma S_{приб} \cdot \cos\varphi_{приб}\right)^2 + \left(\Sigma S_{приб} \cdot \sin\varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}.$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\ расч}$.

Приближенно, без учета схемы включения приборов, $S_{2,расч}$ можно определить по выражению: $S_{2\Sigma} \le S_{доп}$.

Выбираем трансформатор НАМИ–10-95 УХЛ2 антиферрорезонансный трехфазный трансформатор напряжения, устойчивый как к феррорезонансу, так и к длительным

однофазным замыканиям на землю. Отличается тем, что имеет симметричную схему соединения обмоток, не требует включения дополнительных резисторов в схему и специальных реле для определения наличия феррорезонанса и переключения схемы соединения обмоток.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице.

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр (сборные шины)	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик ватт-часов (трансформатор СН)	ЦЭ	3 Вт	2	0,38	0,925	1	2,28	5,55
Счетчик ватт-часов	ЦЭ	3 Вт	2	0,38	0,925	2	4,56	11,1
Счетчик вольт-ампер-часов (2 линии 10 кВ к потребителям)	ЦЭ	3 Вт	2	0,38	0,925	2	4,56	11,1
Итого:							16,4	27,75

Полная вторичная нагрузка трансформатора напряжения составляет:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2_{\text{приб}} + Q^2_{\text{приб}}} = \sqrt{16,4^2 + 27,75^2} = 32,23\,\text{ВА}.$$

Выбор ограничителей перенапряжения

Основным средством снижения перенапряжения на изоляции электрооборудования КРУ являются нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН). Применение ОПН в конструкциях РУ дает следующие возможности: сокращаются изоляционные промежутки фаза – земля и фаза – фаза и функционально зависящие от них остальные ремонтно-эксплуатационные промежутки; сокращается занимаемая ОПН площадь и объем его фундамента по сравнению с площадью и фундаментом, требуемыми для вентильных разрядников. Все это позволяет уменьшить шаг ячеек, а следовательно, и габаритные размеры РУ.

ОПН обладают лучшими техническими характеристиками, чем разрядники. Имеют высокую эксплуатационную надежность, простоту и малую трудоемкость монтажа, а также малую стоимость сооружения.

Выбирается нелинейный ограничитель напряжения марки ОПН - 10У, изготовленный на предприятии «Электрокерамика» г. Санкт-Петербург, характеристики которого представлены в таблице.

Тип ограничителя	Uc, кВ	$U_{30/60}$, кВ, при токе, кА[1)]			$U_{8/20}$, кВ, при токе, кА[1)]			$U_{1/4}$	Допустимые напряжения, кВ		
		0,25	0,5	1	3	5	40		0,1 с	1 с	60 с
ОПН – 10У	10,5	24,8	25,3	26,2	28	29,6	38	35	6,25	15,6	14,3

Выбор шинных конструкций

В закрытых РУ 6 –10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 – 10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля укладываются на опорных фарфоровых изоляторах на ребро или плашмя. Прямоугольные шины удобны в монтаже, к ним легко присоединять плоские контакты аппаратов. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

Максимальные размеры однополосных алюминиевых шин по условиям прочности равны 120 х 10 мм, их предельная нагрузка составляет 2,07 кА. При больших нагрузках применяют двухполосные и трехполосные шины, что позволяет увеличить нагрузку.

Выбор сечений шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитывается не только нормальный режим, но и послеаварийный.

Сечения шины выбираются по длительно допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах:

$$I_{n/a} = \frac{S_{РПТ}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{8,568}{\sqrt{3}\cdot 10} = 0,495 \text{ кА}.$$

Принимается шина прямоугольного сечения алюминиевая 40 х 5 мм^2, с номинальным допустимым током 540 А. На рисунке 7 показано горизонтальное расположение шин на опорных изоляторах плашмя.

Проверка шины на термическую стойкость производится, исходя из данных для точки КЗ К – 2 в таблице:

$$I_{п.о.} = 2,23 \text{ кА};\ i_у = 4,36 \text{ кА}.$$

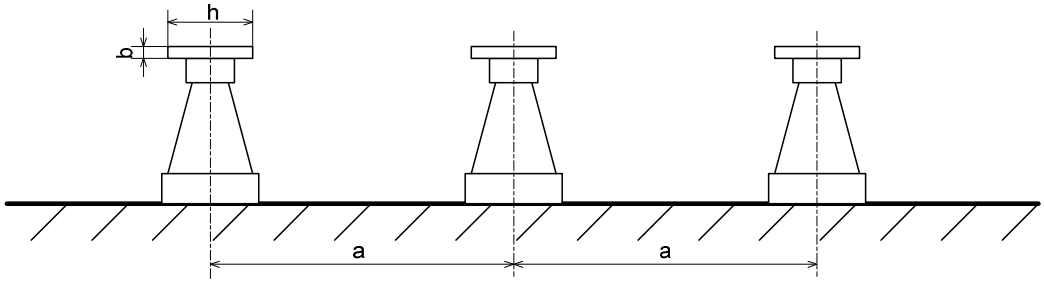


Рисунок – Расположение шин на опорных изоляторах

Тепловой импульс тока КЗ:

$$Вк = I_{п.о}^2 \cdot (t_{отк} + Та) = 2,23^2 (1,285 + 0,06) = 6,39 \ \ кА^2 \cdot с,$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{Вк}}{c} = \frac{\sqrt{6,39}\cdot 10^3}{95} = 26,6 \ \ мм^2,$$

что меньше выбранного сечения 200 мм^2, следовательно шины термически устойчивы (коэффициент С принят 95 для алюминия).

Проверка сборных шин на механическую прочность.

Расчеты, связанные с механическим резонансом, являются достаточно приближенными. Для запаса надежности необходимо, чтобы собственная частота шины отстояла по возможности дальше от одинарного и двойного значения частоты тока шины. Обычно принимают $30 \text{ Гц} > f_c > 200 \text{ Гц}$.

Если частота собственных колебаний шины находится за этими пределами, то механический резонанс не возникает.

При проектировании РПТ «Сетевая» необходимо определить частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{0,95^2} \cdot \sqrt{\frac{2,66}{2}} = 221,3 \text{ Гц},$$

где l - длина пролета между изоляторами, м; J - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см^4 (для шин,

расположенных плашмя: $J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,5 \cdot 4^3}{12} = 2,66$ см^4); q - поперечное сечение шины, см^2 ($q = b \cdot h = 0,5 \cdot 4 = 2$ см^2).

Так как частота собственных колебаний шин больше 200 Гц, следовательно, механический резонанс будет исключен.

Наибольшее электродинамическое усилие возникает при трехфазном КЗ, поэтому в расчетах учитывается ударный ток трехфазного КЗ. Наибольшее удельное усилие определяется по формуле:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4,36^2}{0,3} \cdot 10^{-7} = 10,9 \ \ Н;$$

где а = 0,3 м – расстояние между фазами.

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{10,9 \cdot 0,95^2}{10} = 0,984 \ \ Н/м;$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами (l = 0,95 м).

Напряжение в материале шин, возникающие при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{0,984}{6} = 0,164 \ \ МПа;$$

где W – момент сопротивления при горизонтальном расположении.

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,5 \cdot 4^2}{6} = 1,33 \ см^3.$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин определяется:

$$\sigma_{доп} \le 0,7 \cdot \sigma_{разр} = 0,7 \cdot 130 = 91 \ МПа \ ,$$

где $\sigma_{разр}$ - разрушающее напряжение, МПа, для алюминиевого сплава АДО равное 130 МПа.

Условие $\sigma_{расч} \le \sigma_{доп}$ соблюдается, следовательно, выбранные шины механически прочны.

Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы для шинных конструкций выбираются по номинальному напряжению и по допускаемой механической нагрузке, которая должна быть больше 60 % разрушающей нагрузки на изгиб:

$F_{доп} \le 0,6 \cdot F_{разр}$.

Выбираются опорные изоляторы марки ИО –10 –3,75УЗ с параметрами:

$U_{ном}$=10 кВ, $F_{разр}$ =3750 Н.

При горизонтальном расположении изоляторов всех фаз максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по выражению:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot k_h \cdot 10^{-7} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4,36^2}{0,3} \cdot 10^{-7} = 10,93 \ \ Н.$$

Допускаемая механическая нагрузка на головку изолятора:

$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 3750 = 2250$ Н.

Условие механической прочности $F_{доп} \ge F_{расч}$ удовлетворяется.

Таким образом, изолятор ИО – 10 – 3,75УЗ выбран верно.

Выбор и проверка высоковольтной и низковольтной аппаратуры на ТП

Для защиты трансформатора с высокой стороны устанавливается предохранители FU1 – FU3.

Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию,

$$I_{ном.пл.вс.} = \frac{2 \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}.$$

Номинальный ток плавкой вставки округляется до ближайшего большего стандартного значения.

Шины 0,4 кВ подключаются к трансформатору через выключатель SF, типа Р2315.

Трансформаторы тока ТА1 – ТА3 типа ТК-20 предусматриваются для питания счетчика активной энергии.

Линия уличного освещения защищается предохранителем FU4, типа НПН-2, управление уличным освещением осуществляется при помощи магнитного пускателя типа ПМЛ.

Выбор автоматических выключателей на отходящих линиях производится исходя из следующих условий,

1. $I_{ном.т.р.} \geq \kappa_{с.з} \cdot I_{расч}$, где $\kappa_{с.з.}$=1,
2. $I_{пред} \geq I^{(3)}_{к.max}$,
3. $\frac{I^{(2)}_{к.min}}{I_{эм.р}} \geq 1,25$,
4. $\frac{I^{(1)}_{к.min}}{I_{эм.р}} \geq 1,25$.

При защите отходящих линий предохранителями должны соблюдаться следующие условия,

1. $\frac{I^{(1)}_{к}}{I_{п.вс}} \geq 3$,
2. $I_{п.вс.} \geq \kappa_{н} \cdot I_{ном.}$ $K_н$ = при постоянной нагрузке,
   $K_н$ = 1,6 – 2,5 при наличии двигателей.

Разъединитель QS1 выбирается по тем же условиям, что и разъединитель питающей линии: тип РНДЗ-10/1000; номинальный ток 1000 А; номинальное напряжение 10 кВ; амплитуда сквозного тока 70 кА; ток термической стойкости 25 кА

Для защиты трансформатора с высокой стороны устанавливаются предохраните FU1 – FU3. Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию

$$I_{пл.вс} = \frac{2 \times S_{тр}}{\sqrt{3} \times U_{ном}} = \frac{2 \times 250}{\sqrt{3} \times 10} = 29\,А.$$

Принимается предохранители типа ПК-10 с током плавкой вставки 30А.

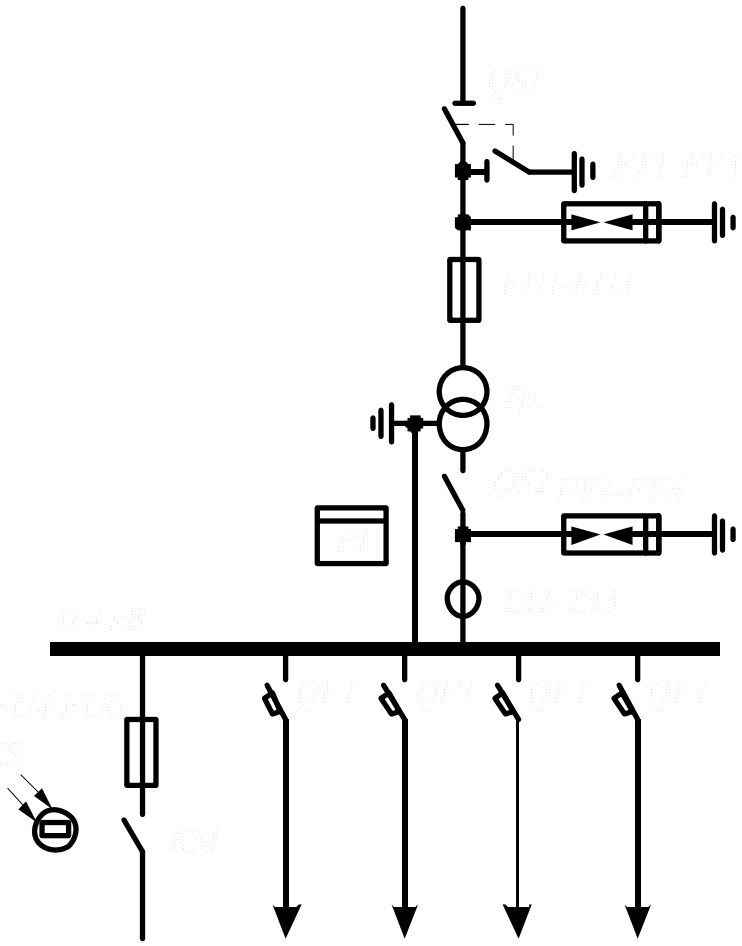


Рис. Однолинейная принципиальная схема ТП.

Шины 0,4 кВ подключаются к трансформатору через рубильник QS2 типа Р2315 с номинальным током 600А.

Трансформаторы тока ТА1-ТА3 типа ТК20 служат для питания счётчика активной энергии СА4-И672.

Линия уличного освещения защищается предохранителями FU4-FU6, типа НПН-2 с номинальным током плавкой вставки 16А, управление уличным освещением осуществляется магнитным пускателем КМ типа ПМЛ.

Выбор автоматических выключателей на отходящих линиях производится исходя из условий 1-4. Рассмотрим на примере линии №1.

Линия №1 Максимальный ток – 18,4А, ударный ток – 2,024кА, двухфазный ток короткого замыкания – 870А, однофазный ток короткого замыкания – 465А. К установке принимается автоматический выключатель А3114 с номинальным током 100А, током теплового расцепителя 20А, током электромагнитного расцепителя $10I_н$, и током динамической стойкости 15 кА.

1. 20А>18,4А; 2. 15кА>2,024кА; 3. $\frac{870}{200} = 4{,}35$; 4. $\frac{465}{200} = 2{,}33$,

Следовательно, выбранный автоматический выключатель удовлетворяет всем условиям.

Пример выбора автоматических выключателей для защиты стояков и силовой нагрузки распределительного щита ВРУ жилого дома (см. стр.215)

Для защиты стояков и силовой нагрузки распределительного щита ВРУ выбирают автоматические воздушные выключатели. Для рассматриваемого примера это автомат серии А3000. Тип - трехполюсный А3130. Номинальный ток $I_{НОМ}$=95А. Номинальное напряжение $U_{НОМ}$=380 В. Отключающая способность $I_{П0}$=6.9кА<$I_{ОТКЛ.КЗ}$= 4÷10$I_{ОТКЛ.НОМ}$, кА.

Для защиты от перегрузки уставку теплового расцепителя выбирают:

1.2·$I_{НОМ}$= 1.2·95=114 А.

Проверяем на соответствие выбранному сечению кабеля для АВРГ(3х25):

$$K = \frac{I_T}{I_{дл.доп}} = \frac{114}{115} = 0,99 < 1.$$

Токовую отсечку настраиваем по пусковому току наиболее мощного двигателя - это насос 37 кВт, $I_{пуск} = 374A : 1,2 \cdot I_{пуск} = 1,2 \cdot 374 \le I_{отс} = 450A$.

Для вводной панели ВРУ выбираем еще переключатель ПКП-160/380.

В этажных щитках, на отходящих линиях устанавливаем однофазные автоматические выключатели серии АЕ-2036-20Р, с предельным током отключения 3.0 кА.

Расчетный ток трехкомнатной квартиры не превышает 13.5А, значит установка теплового расцепителя на 16А допустима.

Отсечка имеет ток срабатывания $I_{отс} = 7 \cdot 16 = 112A$.

Проверка по отключающей способности $I_{отс} = 112 < I_{ПО} = 2,45кА$.

Проверим на соответствие выбранному сечению провода для АППВ-2.5 мм^2:

$$K = \frac{I_T}{I_{дл.доп}} = \frac{16}{19} = 0,84 < 1.$$

Для квартирных щитков выбираем однофазные автоматические выключатели серии АЕ-1000, с предельным током отключения 2.5 кА.

Номинальный ток 25А, ток уставки теплового расцепителя 15 А соответствует сечению провода АППВ-2.5мм^2: $K = \frac{I_T}{I_{дл.доп}} = \frac{15}{19} = 0,78 < 1.$

Токовая отсечка имеет ток срабатывания $I_{отс} = 7 \cdot 15 = 105A$.

Проверка автоматических выключателей по чувствительности к токам однофазного КЗ

Проверка выполняется с использованием формулы

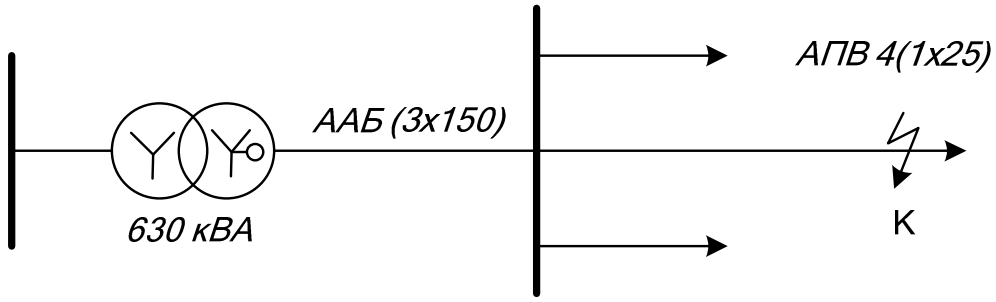
$$\boldsymbol{I_k^{(1)} = \frac{1}{\sum_1^n \frac{K' \Delta U_a}{100 \cdot I_{p\,max}} + \frac{z_T'}{3U_\phi}}},$$

где $\boldsymbol{K'}$ - коэффициент, зависящий от $\boldsymbol{\cos\varphi}$ и от сечения проводника; $\boldsymbol{\Delta U_a}$ - активная составляющая потери напряжения, %; $\boldsymbol{z_T'}$ - полное сопротивление трансформатора; $\boldsymbol{U_\phi}$ - фазное напряжение сети.

$$\boldsymbol{\Delta U_a = \frac{I_{p\,max} \cdot r_{\phi o} \cdot L \cdot \cos\varphi \cdot 100}{U_\phi}},$$

$\boldsymbol{L}$ - длина участка линии, км; $\boldsymbol{r_{\phi o}}$ - активное сопротивление 1 км фазного провода, Ом/км.

Схема замещения для расчета представлена на рис.



$$\Delta U_{a1} = \frac{289.3 \cdot 0.206 \cdot 0.07 \cdot 0.98 \cdot 100}{220} = 1.86\%;\ \Delta U_{a2} = \frac{59 \cdot 1.14 \cdot 0.04 \cdot 0.98 \cdot 100}{220} = 1.2\%.$$

Значение $\frac{z'_T}{3U_\phi}$ принимается в зависимости от мощности трансформатора и соединения его обмоток. Тогда $I_k^{(1)} = \frac{1}{\frac{6.67 \cdot 1.86}{100 \cdot 289.3} + \frac{2.67 \cdot 1.2}{100 \cdot 59} + 0.19 \cdot 10^{-3}} = 861A$.

Проверка автоматов производится по условию $\frac{I_k^{(1)}}{I_{расц}} \geq 3$. $\frac{861}{63} = 13,7 \geq 3$.

Таким образом, при возникновении однофазного к.з. в конце линии автомат почувствует его и отключит линию.

Квартирные автоматы, через которые включаются розетки целесообразно оборудовать устройством защитного отключения. УЗО представляет собой дифференциальное реле, срабатывающее когда ток в фазном и нулевом проводах различаются более чем на 30 мА. Эти устройства с другими уставками используют для контроля изоляции и повышения пожарной безопасности.

Выбор предохранителей и рубильников

Рубильники применяют для отключения силовых цепей с созданием видимого разрыва. Кроме рубильников для коммутаций силовых цепей используют пакетные выключатели.

Предохранители защищают двигатели и другие установки от коротких замыканий, в ряде случаев удобно использовать совмещенные рубильник с предохранителем.

Для вводного щита ВРУ2-11 применяют совмещенные аппараты РПП-11, напряжением до 500В и на номинальный ток 250А с предохранителями ПР2-250, на 200 А, с предельным током отключения 11 кА.

$$I_{НОМ} = 200A > I_{пр.доп} = 190A;\ I_{ОТКЛ} = 11кА > I_{ОП} = 7,46 > 3I_{ПЛ.ВСТ} = 0,6кА.$$

Проверка по пусковому току выполняется:

$$1,2 \cdot I_{пуск} = 1,2 \cdot 374 = 450 \leq I_{ПЛ.ВСТ} = 600A.$$

Предохранители ПР2-15 на токи 6-10-15 А с предельным током отключения 8 кА можно установить в этажных щитках.

$$I_{ОТКЛ} = 8кА > I_{ОП} = 2,45 > 3I_{ПЛ.ВСТ} = 45A.$$

Проверка на соответствие выбранному сечению кабеля для АППВ-4 мм^2

$$K = \frac{I_T}{I_{дл.доп}} = \frac{15}{46} = 0,33 < 1.$$

$$K_ч = \frac{I_к^{(1)}}{I_{рас}} \geq 3,$$

где $I_к^{(1)}$ - ток однофазного к.з. на шинах ТП, А; $I_{рас}$ - номинальный ток расцепителя автоматического выключателя, А.

Для ТП расчет приводится ниже

$$I_{рас.max} = \frac{496}{\sqrt{3 \cdot 0,4}} = 716\,А \quad при\ I_{номАВ} = 800\,А.$$

Кратность срабатывания пр к.з. равна 4, тогда $\frac{11760}{4 \cdot 800} = 3,7 > 3.$ Условие выполняется:

На межсекционном автоматическом выключателе

$$I_{р\,max} = 358\,А, \quad I_{номАВ} = 400\,А; \quad \frac{11760}{8 \cdot 400} = 3,7 > 3.$$

Аналогично производится выбор автоматов для остальных ТП, на которые выбираются автоматы тех же марок, что и рассмотренные. Если от ТП питаются жилые дома повышенной этажности или, например, насосная станция (промышленная нагрузка), необходимо выключатели на этих ТП проверить по пиковому току.

$$I_{ср\,эл} \geq I_{пик} \cdot к,$$

где $к$ = 1,25 – кратность тока, $I_{пик}$ - максимальный кратковременный пиковый ток, А.

$I_{пик}$ рассчитывается при пуске насоса и двигателей лифтов при нормальной работе остальных электроприемников $I_{пик} = I_{р\,max} + (K_п - 1) I_{max\,ном}$,

где $K_п$ - коэффициент пуска двигателей насоса; $I_{max\,ном}$ - номинальный максимальный ток линии, питающей наибольшую нагрузку, А.

Ток срабатывания выключателя $I_{ср.эл} = 10\ I_{рам}$.

Производится проверка для автоматов:

$$I_п = 496 + (5-1) \cdot 374 = 1992\ А; \ I_{ср\,эл} = 4 \cdot 800 = 3200\ А.$$

Проверка условия 1): $3200\ А \geq 1992 \cdot 1,25 = 2490\ А$.

Защита отходящих линий осуществляется автоматами серии ВА-52. Если установки аппаратов защиты по отношению к длительно допустимым токовым нагрузкам проводников, выбранные по расчетному току линии имеют кратность 125, допускается не делать расчетную проверку защиты на кратность к токам к.з., т.е. должно соблюдаться условие:

$$\frac{I_{рас} \cdot 100}{I_д} \leq 125,$$

где $I_{рас.}$ - номинальный ток расцепителя автоматического выключателя, $I_д$ - номинальный длительно-допустимый ток линии, на которой устанавливается автомат, А.

Для линии 1 рассматриваемой ТП выбор представлен ниже.

$I_{р\,max} = 157,3\ А, \quad I_д = 165\ А$.

По этому току выбирается выключатель типа ВА-52-35,

$I_{ном\,АВ} = 160\,А$, $I_{ном\,рас} = 160\,А$.

Проверка по условию: $\frac{160 \cdot 100}{165} = 97 < 125$.

Проверку защиты на кратность к токам к.з. проводить не требуется. Для линии Л2 отходящей от ТП кратность токов не удовлетворяет условию, поэтому делается проверка на кратность к токам к.з. по выражениям:

$$K \cdot I_{рас} \le I_{к}^{(3)}.$$

Поскольку $10 \cdot 160 = 1600\,A < 10140\,A$, то условие выполняется.

На отходящих линиях устанавливается трансформатор тока типа ТЗЛ.

Применение устройств защитного отключения

При разработке специальной части проекта посвященной вопросам низковольтного электроснабжения жилого района и жилых домов предложено использовать устройства защитного отключения (УЗО).

В настоящий момент на российском рынке представлены УЗО отечественного производства, в частности, УЗО20, АСТРО УЗО, УЗО20-ВАД1, ВК32 и ВК34,РСФТУ, а также зарубежного – «Merlin-Gerin», F&G, «Schrack», AEG, ABB, «Pontadetek» и др.

В основу всех устройств защитного отключения положен принцип использования в качестве датчика так называемого дифференциального трансформатора тока (ДТТ), выходной сигнал которого приблизительно пропорционален разности (дифференциалу) токов в первичных проводниках трансформатора.

Ток утечки в землю в защищаемой зоне является для ДТТ дифференциальным током, вызывающим появление выходного сигнала, поэтому в некоторых описаниях УЗО дифференциальный трансформатор тока называют датчиком тока утечки (ДТУ).

Выбор средств защиты в значительной мере зависит от системы заземления сети. Предусмотрены три системы заземления сетей:

TN – нейтраль источника заземлена, а корпуса электроприемников занулены;

TT – нейтраль источника и корпуса электроприемников заземлены, причем заземления могут быть разделены;

IT – нейтраль источника изолирована, а корпус электроприемников заземлены.

Выше отмечалось, что в основе всех УЗО-Д лежит способ выделения тока утечки в землю с помощью ДТТ (ДТУ), поэтому защитные возможности всех УЗО-Д на базе ВДТ и АВДТ мало чем отличаются друг от друга. Так, номинальные значения отключающего дифференциального тока IΔ в соответствии с требованиями стандартов для разных исполнений УЗО-Д составляют 10,30,100,300,500 мА.

По номинальным токам нагрузки уставки тепловой защиты АВДТ выбирают из ряда 10,16,20,25,32,40,50,63 А.

При этом защита человека определяется значением отключающего дифференциального тока, а защита электроустановки от сверхтока – значением уставки тепловой защиты.

Широко распространенные УЗО-Д предназначены главным образом для защиты от электропоражений при косвенном прикосновении, т.е. при прикосновении к металлическим корпусам электроприборов, оказавшихся по каким-либо причинам под напряжением. Широкое применение УЗО-Д в ряде стран позволило многократно снизить там электротравматизм.

Однако анализ влияния УЗО-Д на электротравматизм показывает, что не при всех аварийных ситуациях, в результате которых может появится напряжение на корпусах электроприборов и произойти электропоражение людей, УЗО-Д осуществляют отключение.

Таким образом, можно констатировать, что даже в объеме прямого назначения УЗО-Д не в полной мере выполняет свои прямые функции.

Зануление, как защита от поражения электрическим током

Для надежного автоматического отключения участка сети, на котором произошло замыкание, используется зануление электроприемников.

Занулением называют соединение металлических корпусов электроприемников с нейтралью питающего трансформатора посредством нулевого провода. Благодаря занулению любое замыкание на корпус превращается в короткое замыкание и поэтому аварийный участок сразу же отключается автоматом. Расчет зануления, т.е. расчетную проверку эффективности его действия, выполняют при проектировании новой подстанции или ее реконструкции. Расчетная проверка зануления сводится к проверке, обеспечивающей надежное и достаточно быстрое отключение защитой от коротких однофазных замыканий данного участка электропроводки, воздушной линии или отдельного электроприемника при коротком металлическом замыкании одной фазы на зануленные части в конце рассматриваемого защищаемого участка.

О надежности и быстроте срабатывания защиты от коротких однофазных замыканий, как составной части защитного мероприятия - зануления, судят по отношению тока короткого металлического замыкания (однофазного) в конце рассматриваемого участка проводки – Iк, к току, характеризующему защиту этого участка. Например, номинальному току теплового расцепителя автоматического выключателя - I н.т.р.

Согласно ПУЭ в обычных помещениях или на открытом воздухе должны быть соблюдены соотношения:

$I_к^{(1)} / I_{н.т.р.} \geq 3,$

где $I_к^{(1)}$ – ток короткого однофазного замыкания, который вычисляется по формуле: $I^1_к = U_{н.ф.} / (Z_{ф.н.} + Z_т^1 / 3)$,

где Uн.ф.- номинальное фазное напряжение сети; Zф.н.- сопротивление цепи проводов «фаза – нуль», для проводов из цветного металла :

$$Z_{ф.н.} = \sqrt{[(R_{ф.у.} + R_{н.у.}) + r_к]^2 + (X_{п.у.} * l)^2} ,$$

где l – длина линии, в км; Rф.у., Rн.у. – активные удельные сопротивления фазного нулевого провода, Ом / км; Хп.у. – индуктивное удельное сопротивление петли “фаза – нуль“, Ом/км; его можно принимать приближенно равным 0,6 Ом/км для воздушных линий; 0,15 Ом / км для кабелей; Rx – суммарное сопротивление контактов в линии, зависящие от ее длины; для линии длиной до 500 м Rк = 0,025 Ом; Zт/3 – сопротивление фазы питающего трансформатора току однофазного короткого замыкания, которое определяется по таблицам.

Для схемы соединения обмоток силового трансформатора напряжением 10/0,4 кВ «звезда – зигзаг с нулем» Zт / 3 определяется как 7,5/Sн.т., где Sн.т.– номинальная мощность трансформатора.

Ниже приводится расчет зануления для бытовой электроплиты «DE LUX». Для защиты электроплит от коротких замыканий на корпус, на электрическом щитке установлен автоматический выключатель с номинальным током 25 А. Выключатель установлен на кабельной линии сечением 6 мм^2. Для расчета возьмем возможную наибольшую длину кабеля от электроплиты до электрического щитка L=10 метров.

Установленная мощность трехконфорочной плиты «DE LUX» 5,8 кВт, а рабочий ток $I_{р.}$ = 8,8 А.

При мощности трансформатора $S_{нтр}$ = 100 кВА , $Z_{тр}$ /3 = 0,075 Ом.

Активные удельные сопротивления фазного и нулевого проводов равны $R_{фу} = R_{ну}$ =5,17 Ом/км.

Определяется сопротивление цепи проводов «фаза-нуль»:

$Z_{ф.н} = \sqrt{(0.01 \cdot (5.17 + 5.17) + 0.025)^2 + (0.15 + 0.01)^2}$ =0,124 Ом.

Определяется однофазный ток короткого замыкания:

$I_к^1$ = 220/ (0,124+0,075) =1081, 6 А.

Проверяется выполнение соотношения для рассчитанного тока:

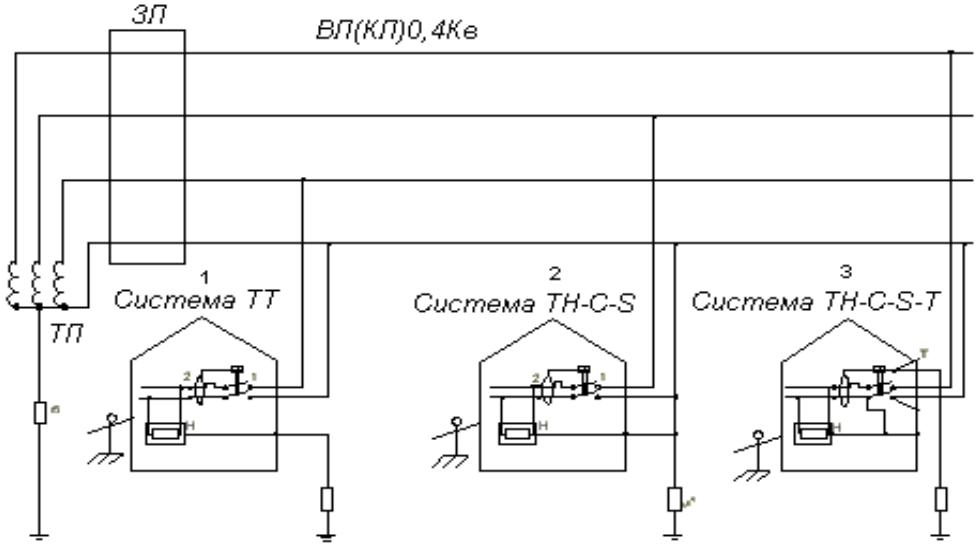
$I_к^1 / I_{нв}$ = 1081, 6/25 =43, 3≥3.

Соотношение соблюдается, из чего следует, что электроплита надежно занулена, то есть обеспечивается быстрое и надежное срабатывание защиты от коротких однофазных замыканий.

Электробезопасность мобильных зданий и сооружений

При рассмотрении раздела низковольтного электроснабжения жилого района, в состав потребителей которого входят торговые точки, необходимо решать вопросы их электробезопасности. В последние годы широкое распространение получили мобильные конструкции (здания) из металла или с металлическим каркасом для обеспечения уличной торговли и бытового обслуживания населения (регламентируемые ГОСТ Р 50669-94), к которым, в частности, относятся торговые павильоны, киоски, палатки, кафе, фургоны, боксовые гаражи и т.д. Анализ опыта эксплуатации таких зданий позволил выявить частые случаи тяжелого электротравматизма, обусловленные в основном замыканиями токоведущих проводников на металлоконструкции зданий и недостаточным применением современных электрозащитных технических мер. Согласно указанному стандарту электробезопасность в таких зданиях должна обеспечиваться системой ТТ+УЗО-Д или сокращенно – системой ТТ. Практика подключения металлических киосков к электрической сети показывает, что инспекторы управлений Госэнергонадзора с недоверием относятся к системе ТТ и предпочитают ей традиционное присоединение по схеме TN-C-S, т.е. зануление корпуса металлического здания и соединенных с ним корпусов электроприборов. С учетом изложенного выше можно поставить вопрос о возможности применения трех альтернативных систем (ТТ, TN-C-S, TN-C-S-T). Сравнение трех систем защиты показывает, что наибольшую защищенность обеспечивает система TN-C-S-T, применение которой представляется наиболее перспективным.

На рис. показаны варианты применения трех альтернативных систем электроснабжения и обеспечения электробезопасности данных зданий.



ТП - трансформаторная подстанция;

ЗЛ - защитное заземление на ТП ($r_з \leq 4$ Ом);

$R_{п.з}$ - повторное заземление; $R_{в.з}$ - вспомогательное заземление;

АВДТ - автоматический выключатель дифференциального тока (I_m,I_Δ);

ВКЗ2 - двухполюсный выключатель с комбинированной защитой (I_m,I_Δ,U_N,U_m);

Н- нагрузка.

Рисунок - Три альтернативные системы электроснабжения и электробезопасности металлических зданий

8. Релейная защита и автоматика

Релейная защита и автоматика в городских электрических сетях должна выполняться с учетом требований ПУЭ. Устройства релейной защиты и автоматики в городских

распределительных сетях должны, как правило, выполняться на переменном оперативном токе и, в обоснованных случаях, на выпрямленном токе. Эти устройства должны выполняться по наиболее простым и надежным схемам с минимальным количеством аппаратуры.

Питающие сети 10(6) кВ должны выполняться с учетом автоматического резервирования линий в РП. При параллельной работе питающих линий на приемных концах должна применяться максимальная токовая направленная защита. Для защиты радиальных линий 10(6) кВ с односторонним питанием от многофазных замыканий должна предусматриваться максимальная токовая защита. На воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях, как правило, должна устанавливаться двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой должна выполняться в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с выдержкой времени.

Устройство АПВ, как правило, должно предусматриваться на воздушных и смешанных линиях. На секционных выключателях РП 10(6) кВ должна устанавливаться максимальная токовая защита с ускорением действия защиты при АВР. При необходимости сокращения выдержек времени в сети допускается предусматривать на секционном выключателе защиту, вводимую на время действия АВР. При наличии в ячейках РУ 10(6) кВ дуговой защиты устройство АВР должно быть выполнено с блокировкой, предотвращающей включение секционного выключателя на секцию, имеющую внутреннее повреждение.

Для защиты трансформаторов в ТП со стороны 10(6) кВ следует, как правило, применять предохранители при условии обеспечения селективности их работы с защитами смежных элементов. При параллельной работе трансформаторов через сеть 0,38 кВ в точках токораздела петлевых линий следует устанавливать предохранители с номинальным током на одну-две ступени меньше в зависимости от значения тока КЗ, чем номинальный ток головных предохранителей петлевых линий в ТП. При двухлучевых (многолучевых) схемах сетей с АВР на напряжении 0,38 кВ или 10(6) кВ параллельная работа трансформаторов через сеть 0,38 кВ не допускается.

На линиях 10(6) кВ рекомендуется предусматривать указатели протекания токов короткого замыкания. Защита линий выше 1 кВ до 35 кВ от замыканий на землю, как правило, должна выполняться с действием на сигнал.

Для защиты элементов сетей напряжением до 1 кВ рекомендуется применять закрытые плавкие предохранители. Если защита линий до 1 кВ и трансформаторов ТП находятся в ведении одной организации, то защиту трансформаторов со стороны низшего напряжения допускается не предусматривать. В тех случаях, когда при защите линий до 1 кВ от междуфазных КЗ не выполняется требование предыдущего пункта рекомендуется предусматривать специальную защиту, обеспечивающую отключение линии при однофазном КЗ.

Защита и автоматические устройства городских распределительных сетей

Предохранители напряжением до 1000 В выпускаются на номинальные токи менее 1000 А и предназначаются для защиты электрических установок напряжением до 660 В от токов короткого замыкания и недопустимых токовых перегрузок. Разрывная способность предохранителей характеризуется предельным отключаемым током короткого замыкания, равным эффективному значению периодической составляющей тока (в первый период протекания тока). Предохранители типа ПН-2 (предохранители с наполнителем) различаются по номинальным токам предохранителя и плавкой вставки. Предохранители типа ПР-2 (предохранители с разборным патроном без наполнителя) различаются по габаритным размерам, номинальным напряжениям, токам предохранителя и плавкой вставки.

Предохранители напряжением выше 1000 В типа ПТК (предохранители кварцевые) с заполнением кварцевым песком предназначаются для защиты от замыкания.

В каталогах указываются зависимости средних значений времени плавления вставок предохранителей и значений времени гашения дуги от протекающего тока, которые используются для определения времени работы предохранителей. Полное время отключения токов

большой кратности составляет 0,005—0,007 с, т. е. предохранители являются токоограничивающими.

В зависимости от напряжения наименьший ток отключения превосходит в 2—7 раз номинальный ток плавкой вставки. На большие номинальные токи предохранители комплектуются из двух или четырех патронов. Предохранителе можно применять только в сетях с напряжением, соответствующим номинальному напряжению предохранителя. Для защиты трансформаторов напряжения используются предохранители типа ПКН, обладающие неограниченной отключающей способностью.

Выключатели и автоматические воздушные (автоматы) серии АВМ предназначены для работы в электрических силовых установках напряжением 660 В и служат для автоматического размыкания цепей редко возникающих коротких замыканиях и допустимых перегрузках, также для нечастых коммутаций тех же цепей при нормальных условиях работы. Автоматы изготовляются для общего и специального применения, а также для стационарной и выдвижной установки. В зависимости от типа используемого при вода автоматы выпускаются с ручным и рычажным приводом, а также с дистанционным электромеханическим приводом.

Автоматы могут иметь два или три максимальных расцепителя: максимальный расцепитель с обратнозависимой от тока выдержкой времени при перегрузках (с часовым механизмом), расцепитель мгновенного срабатывания и с независимой оттока выдержкой времени при коротких замыканиях. Уставки выдержки времени при коротких замыканиях составляют 0,25 и 0,4 сек или 0,4 и 0,6 сек. Выдержка времени при наименьшей уставке тока на шкале перегрузок не менее 10 с, допускается уменьшение времени срабатывания при перегрузках, автоматы могут иметь добавочный расцепитель (независимый или минимального напряжения). Независимый расцепитель предназначен для дистанционного отключения автомата. Расцепитель минимального напряжения отключает автомат при снижении напряжения до 30% номинального и ниже. Собственное время отключения автоматов составляет 0,06—0,095 сек. Пусковая мощность (максимальная) катушки независимого расцепителя минимального напряжения составляет 50 В-А, а пусковой ток двигателя переменного тока электромагнитного привода —35 А,

Автоматы с ручным и рычажным приводом имеют коммутатор на четыре цепи с двумя замыкающими и двумя размыкающими вспомогательными контактами, с электромагнитным приводом — на шесть цепей по три вспомогательных контакта, соответственно.

Выключатели автоматические воздушные серии А-37 (установочные автоматы). Предназначены для нечастых (до шести включений в час) оперативных включений и отключений электрических цепей и защиты электрических установок при перегрузках и коротких замыканиях, а также при недопустимых снижениях напряжения. Применяются в электроустановках жилых и общественных зданий.

Номинальный ток автомата определяется номинальным током расцепителя. Тепловой расцепитель срабатывает с обратно зависимости от тока выдержкой времени. Электромагнитный расцепитель срабатывает без выдержки времени. Расцепители максимального тока изготавливаются с нерегулируемыми уставками на ток и время срабатывания. Автоматы могут дополняться независимым расцепителем для дистанционного отключения, расцепителем минимального напряжения, имеют набор контактов для управления.

Электромагнитные контакторы серии КТ предназначены для дистанционного включения и отключения силовых цепей. Применяются также в устройствах автоматического включения резервного питания в сетях напряжением до 1000 В. Контактор не может быть использован для защиты электроустановок при нарушении нормального режима.

Защита трансформаторов и сетей напряжением до 1000 В

Выбор номинальных характеристик предохранителей и автоматов для защиты элементов сетей напряжением до 1000 В производится в соответствии с расчетной нагрузкой защищаемого элемента.

Защита трансформаторов. Для обеспечения избирательной работы предохранителей, используемых для защиты трансформаторов, необходимо, чтобы полное наибольшее время перегорания предохранителя напряжением до 1000 В было всегда меньше наименьшего времени перегорания предохранителя, установленного со стороны напряжения выше 1000 В.

Для защиты линии напряжением до 1000 В номинальный ток плавкой вставки $I_в$ должен удовлетворять условию $I_в > I_{макс}$, где $I_{макс}$ - расчетный ток нагрузки защищаемой линии. Выбранный Iв необходимо проверить по условию послеаварийного режима линии, защиты линии от однофазных замыканий, избирательности предохранителя по отношению к другим степеням защиты. Параметры предохранителя учитываются также при проверке кабельных линий напряжением до 1000 В на термическую стойкость.

В послеаварийном режиме должно выполняться условие $I_в$>Iмакс.а, где Iмакс.а — нагрузка линии в послеаварийном режиме. При этом необходимо учитывать, что плавкая вставка не перегорает при токе, равном (1,2-1,6) $I_в$, в течение 3 ч, а расчетное время максимума нагрузки составляет 30 мин. С учетом этого рассматриваемое условие записывается $I_В \geq I_{макс.а} / (1,2 \div 1,6)$.

Защита сетей напряжением до 1000 В от однофазных замыканий. В четырехпроводных сетях до 1000 В с глухим заземлением нейтрали с целью обеспечения автоматического отключения поврежденного участка заземляющие проводники должны быть выбраны так, чтобы при замыкании на землю или нулевой провод соблюдалось условие: $I_В \leq I_{КЗ}^{(1)} / 3$, где $I_в$ — номинальный ток плавкой вставки, А; $I_{КЗ}^{(1)}$ — минимальный ток однофазного короткого замыкания, определяемый полным сопротивлением петли проводов фаза — нуль до места повреждения, А.

Приближенно $I_{КЗ}^{(1)} \approx U_Ф / (Z_П + Z_Т / 3)$, где $U_{ô}$ — фазное напряжение сети, В; $Z_Т$ — полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус, Ом; $Z_П$ — полное сопротивление цепи фаза — нуль, Ом. Расчет полного сопротивления цепи фаза—нуль производится по формуле

$$Z_П = \sqrt{(r_Ф + r_Н + r_А)^2 + (x_Ф + x_Н + x_А)^2},$$

где $r_Ф$ и $x_Ф$ - активное и внутреннее индуктивное сопротивление фазного провода, соответственно, Ом; $r_Н$ и $x_Н$ - то же для нулевого (защитного или рабочего) проводника. Ом; $r_А$ — активное сопротивление переходных контактов цепи фаза — нуль, Ом; $x_А$ — внешнее индуктивное сопротивление цепи фаза — нуль, Ом. При этом учитываются сопротивления болтовых соединений на шинах и шин, зажимов на вводах и выводах аппаратов, разъемных контактов аппаратов, элементов сети напряжением выше 1000 В, контакта в месте короткого замыкания. Сопротивление контакта вместе к. з. может приниматься до 0,015 Ом.

Условия избирательной работы предохранителей. При расстановке предохранителей их избирательная работа определяется с помощью защитных характеристик. При использовании предохранителей типа ПН-2 учитываются следующие условия. При протекании тока к. з. через два последовательно установленных предохранителя с номинальными токами $I_{вб}$ и $I_{вм}$, причем $I_{вб} > I_{вн}$, избирательную работу предохранителей будем иметь при условии $t_{ср_Б} > t_{ср_М}$, где $t_{ср_Б}$ и $t_{ср_М}$ - фактическое время перегорания предохранителей $I_{вб}$ и $I_{вм}$, соответственно, определяемое из их характеристик. При этом

должны быть учтены разбросы характеристик, определяемые допусками, установленными при изготовлении вставок, старением вставок во время работы и т. д.

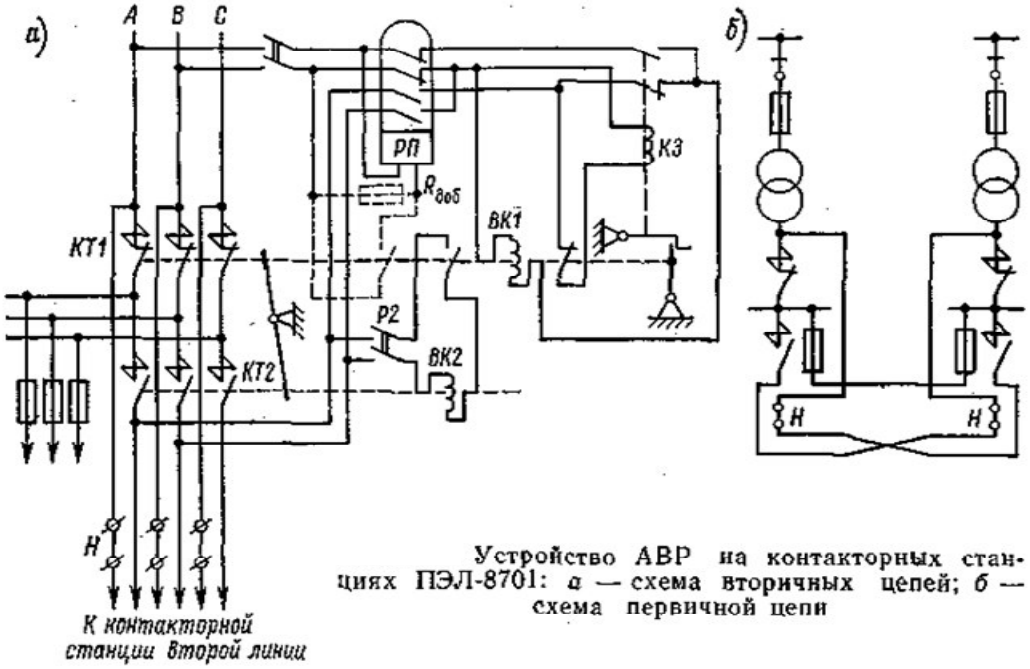
Особенности защиты замкнутых сетей напряжением до 1000 В определяются распределением токов к.з., которые изменяются по значению и направлению в зависимости от места повреждения. Избирательная защита трансформатора обеспечивается установкой на стороне напряжения до 1000В автомата обратного потока мощности (сочетание воздушного автоматического выключателя с элементом, реагирующим на изменение направления потока мощности). В качестве последнего используется реле обратной мощности типа ПРОМ, выполненное на полупроводниках. Защита действует на электромагнит отключения автомата трансформатора. Блок задержки формирует токовременную характеристику реле, обеспечивающую селективность срабатывания реле и предохранителя ПН-2 замкнутой сети.

Проверка избирательности предохранителей П1, П2 и П3, а также предохранителей, устанавливаемых в узлах замкнутой сети напряжением до 1000 В при повреждении ее элементов может производиться по характерной зоны селективности предохранителей ПН-2, построенные для наиболее распространенных плавких вставок.

Автоматические устройства в сети напряжением до 1000 В

Контакторные станции. Для устройства АВР напряжением до 1000 В применяются контакторные станции типов ПЭХ-8701, ПЭЛ-8701 и ПЭВ-8701. В зависимости от напряжения вторичной коммутации станции имеют обозначение: 51А1 на 127 В, 52А2 на 220 В и 53АЗ на 380 В. На станциях ПЭХ и ПЭЛ в качестве контактора основного питания используется контактор КТ-4035 на 600 А, на станциях ПЭВ — контактор КТВ-4035 Б с устройством магнитного гашения дуги. Станции имеют электромеханическую защелку.

Устройство АВР напряжением до 1000В. Для АВР в ТП устанавливаются две контакторные станции. Схема первичных сетей ТП с устройством АВР и принципиальная схема станции ПЭЛ-8701 приведены на рис.



Устройство АВР на контакторных станциях ПЭЛ-8701: *а* — схема вторичных цепей; *б* — схема первичной цепи

Устройство АВР работает следующим образом. В нормальном режиме контактор основного питания КТ1 включен я удерживается защелкой. Контактор резервного питания КТ2 отключен. При исчезновении напряжения реле РП (вспомогательный контактор КТ2-0202) обесточивается, его верхние контакты размыкаются, нижние - замыкаются, в результате подается напряжение резервного питания на втягивающую катушку ВКI контактора КТ1 и на катушку защелки КЗ. Контактор КТ1 удерживается во включенном положении и дает возможность катушке защелки КЗ произвести расщепление контактора с защелкой. При этом размыкается вспомогательный контакт защелки и втягивающая катушка ВКI контактора КТ1 обесточивается, Контактор КТ1 отключается, размыкаются

вспомогательные контакты в цепи катушки защелки, чем снимается напряжение с последней. Вместе с этим замыкаются вспомогательные контакты в цепи втягивающей катушки ВК2 контактора резервного питания КТ2 к последний выключается. При восстановлении напряжения основного питания работает реле РП и подает напряжение на втягивающую катушку ВК1 контактора основного питания КТ1. Нижние контакты реле РП замыкаются и снимают питание с втягивающей катушки ВК2 контактора резервного питания КТ2. В результате контактор КТ2 отключается, а контактор КТ1 включается и становится на защелку, которая запирает контактор КТ2 под действием собственной массы. Для увеличения термической стойкости катушек реле РП рекомендуется включать добавочное сопротивление Rдоб по схеме, указанной на рис. штриховой линией. Добавочное сопротивление ПЭ-50 равно 160 Ом при напряжении 220 В и 500 Ом — при напряжении 380 В. В последнее время выпускаются контакторные станции ПДУ-8301 с контакторами типа КТ-6063 на ток 1000 А.

Автоматические устройства распределительной сети 6-10 кВ

Автоматические устройства распределительных сетей 6—10 кВ базируются на использовании двух выключателей нагрузки: один — заводской конструкции, устанавливаемый на линии основного питания, другой — переделанный, устанавливаемый на линии резервного питания.

Выключатели нагрузки с ручным приводом предназначены для включения и отключения отдельных участков электрических цепей высокого напряжения при токах нагрузки, а также для защиты сетей от токов короткого замыкания. В последнем случае последовательно подключаются предохранители типа ПКТ. Выключатель нагрузки обозначается ВНРп-10. Для ручного управления применяют привод ПР-17, для дистанционного отключения — привод ПРА-17. Существует модификация ВНРп-10 с устройством для подачи команды на отключающий электромагнит при перегорании предохранителя ПКТ.

Изменение в конструкции выключателя нагрузки заключается в перестановке отключающих пружин на траверсе, в результате чего достигается возможность автоматического включения. Предельный ток включения определяется стойкостью выключателя при сквозных к. з.

Устройство автоматического включения резерва.

Принципиальная схема АВР при напряжении 6—10 кВ указана на рис.

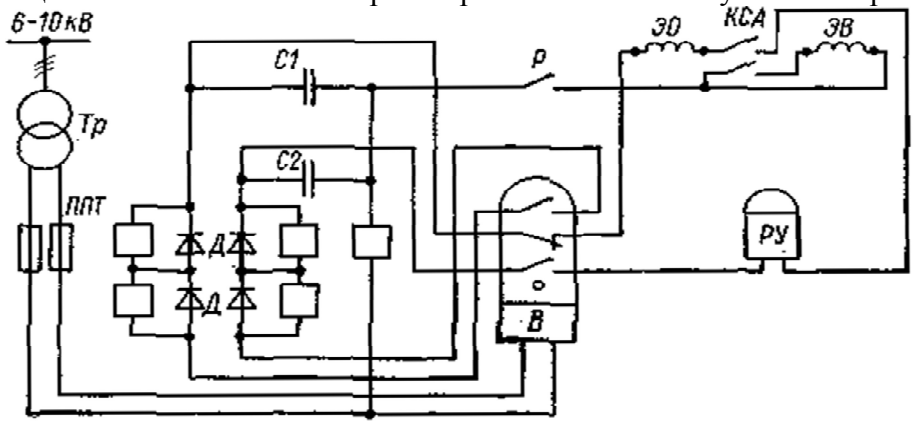


Схема АВР с использованием выпрямленного напряжения

Выключатель ВНР-10 заводской конструкции 1, предельный — 2. Работа АВР производится по фактору исчезновения напряжения на линии основного питания 6-10 кВ. Контроль наличия напряжения на шинах ТП осуществляет реле времени (ЭВ-225), присоединенное к трансформатору Тр. Источником оперативного тока является однофазный трансформатор НОМ, присоединенный к линии резервного питания 6-10 кВ. При исчезновении напряжения на шинах ТП реле В с установленной выдержкой времени замы-

кает контакт и подает оперативный ток на отключающую катушку ЭО выключателя нагрузки 1, который отключается. После этого создается цепь на включение ВН 2. Выдержка времени $t_{АВР} \approx t_{Л} + (0,5 \div 0,7)$, где $t_л$ — выдержка времени релейной защиты в головном участке линии 6—10 кВ основного питания. Схема АВР не учитывает возможность повреждения сборных шин 6—10 кВ ТП, что допускается действующими правилами. Устройство может применяться только при наличии разомкнутых сетей до 1000 В.

На рис. а представлена схема АВР для сети напряжением 6—10 кВ для случая параллельной работы трансформаторов через замкнутую сеть напряжением до 1000 В. В нем дополнительно устанавливаются предохранители ПК на линии 6—10 кВ основного питания, автомат А и комплект направленной защиты (реле М) на стороне напряжения до 1000 В трансформатора.

Работа АВР производится по фактору появления в элементах сетей обратного потока мощности и автоматического включения выключателя нагрузки линии 6—10 кВ резервного питания на место повреждения. В частности, при повреждении линии 6—10 кВ основного питания направление потока энергии через трансформатор Тр изменяется на обратное, реле мощности М замыкает свои контакты; включается выключатель ВН2 линии резервного питания, предохранитель ПК1 перегорает и выключатель ВН1 отключается. В результате ТП отделяется от повредившейся линии И переключается на резервную линию 6—10 кВ. При повреждении трансформатора Тр перегорает предохранитель ПК2, реле мощности М и времени В с выдержкой времени 1,0—1,5 с дают команду на отключение автомата А.

Устройство автоматического избирательного резервирования (АИР). Принципиальная схема устройства АИР при напряжении 6-10 кВ приведена на рис. б. Выключатель нагрузки ВН1 — заводской конструкции, выключатель ВН2 - переделанный. В цепи отходящей линии 2 предусматривается элемент, реагирующий на протекание токов к. з. (ТТ и токовое реле Т). Устройство АИР работает по исчезновению напряжения на линии 6-10 кВ основного питания. При ее повреждении схема работает аналогично устройству АВР. Выключатель ВНЗ остается во включенном положении. В случае повреждения отходящей линии 2 токовое реле Т возбуждает промежуточное реле, в результате чего отключается отходящая линия 2 и включается линия резервного питания 3. Выключатель ВН1 линии 1 остается во включенном положении. В схему введено тепловое реле Т на случай возникновения на отходящей линии 2 сквозных к. з., возможных при повреждении на стороне вторичного напряжения трансформаторов в ТП. Время действия Т составляет 20-40 с.

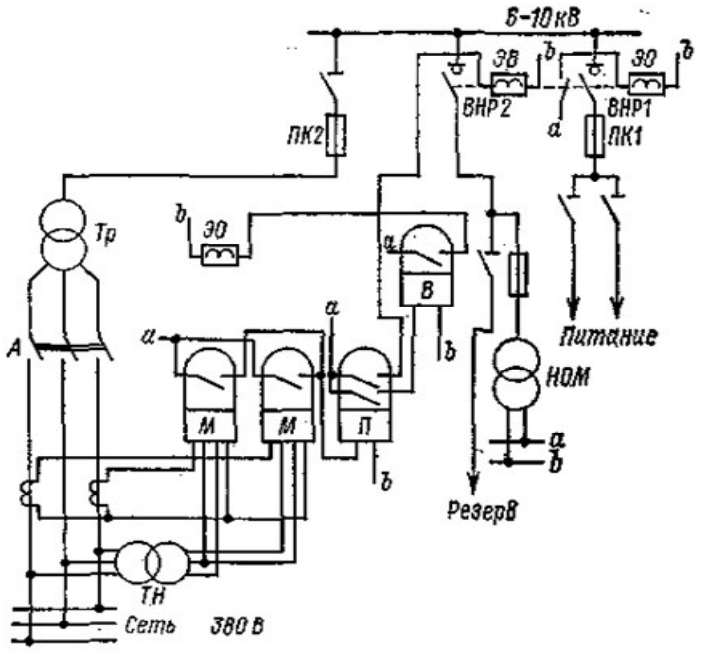


Схема ТП и устройства АВР при наличии параллельной работы трансформаторов через сеть 0,38 кВ

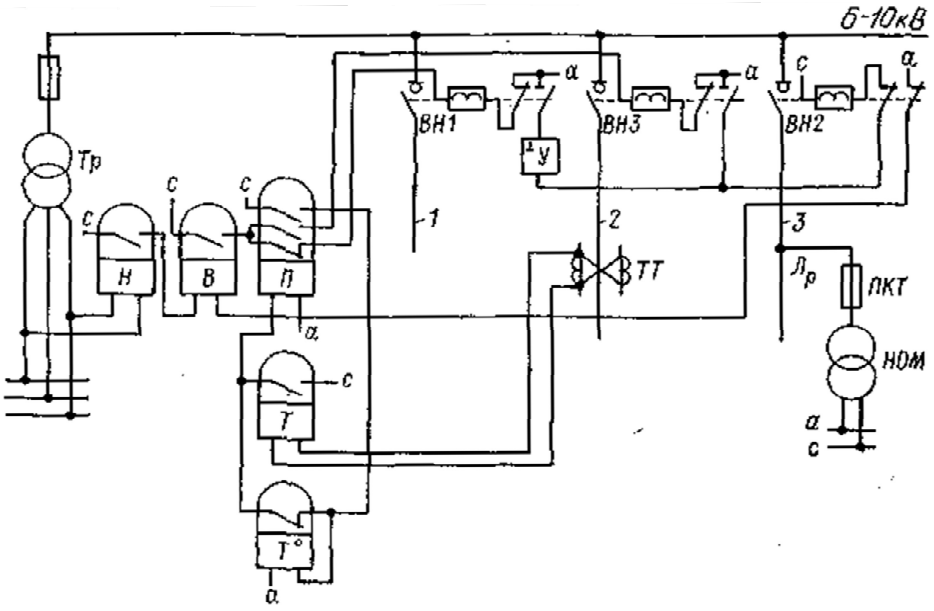


Схема устройства АИР

1 — питающая линия; *2* — отходящая линия; *3* — резервная линия

Расчёт уставок релейной защиты

Согласно ПУЭ на отходящих линиях высокого напряжения городской системы электроснабжения устанавливают двухступенчатую токовую защиту, включающую в себя токовую отсечку и максимальную токовую защиту с выдержкой времени, т.е. защиту I и II ступеней.

В этом случае основной защитой является токовая отсечка, а максимальная токовая защита является резервной.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты определяется по условию отстройки от максимального рабочего тока линии,

$$I_{с.з.}^{МТЗ} = \frac{\kappa_{отс} \cdot \kappa_{с.з} \cdot I_{р}}{\kappa_{в}},$$

где $\kappa_{отс}$ - коэффициент отстройки; $\kappa_{С.З}$ - коэффициент самозапуска, $\kappa_{С.З.} = 1{,}1$;

$\kappa_{в}$ - коэффициент возврата.

Ток срабатывания реле определяется по формуле,

$$I_{с.р.}^{МТЗ} = \frac{\kappa_{сх} \cdot I_{с.з.}^{МТЗ}}{\kappa_{т.т}},$$

где $\kappa_{сх}$ - коэффициент схемы; $\kappa_{т.т}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока.

Коэффициент чувствительности определяется через минимальный ток короткого замыкания в конце защищаемой линии.

Значение коэффициента чувствительности в основной зоне должно быть не менее 1,5,

$$\kappa_{ч} = \frac{I_{К\,мин}^{(2)}}{I_{с.з.}^{МТЗ}}.$$

Токовая отсечка рассчитывается по максимальному значению тока короткого замыкания в конце защищаемой линии,

$$I_{с.р.}^{МТО} = \kappa_{отс} \cdot I_{К\,мах}^{(2)}.$$

Ток срабатывания реле определяется по формуле,

$$I_{с.р}^{МТО} = \frac{\kappa_{отс} \cdot \kappa_{сх} \cdot I_{К2}^{(3)}}{\kappa_{т.т}}.$$

Коэффициент чувствительности определяется через минимальный ток короткого замыкания в месте установки защиты.

Коэффициент чувствительности для токовой отсечки должен быть не менее двух и определяется через ток к.з. протекающий через реле при повреждении в конце защищаемой линии

$$\kappa_{ч} = \frac{I_{К1}^{(2)} \cdot \kappa_{сх.}}{I_{уст.} \cdot \kappa_{т.т.}}.$$

9. Согласование защит, карта селективности

Для согласования действия защит необходимо построить карту селективности, которая представляет собой, построенные в координатах время ток, графики зависимости времени срабатывания защитных аппаратов от тока приведённого к одной ступени напряжения. Построение выполняется в логарифмическом масштабе.

Порядок построения:

1. Наносится характеристика автоматического выключателя с максимальным током теплового расцепителя, приведённого к выбранной ступени напряжения, на карту селективности по точкам

t, c											
κ											
$I_{ср}$, A											
$I = I_{ср} \cdot \kappa_{тр.}$											

2. Далее наносится характеристика предохранителя ПК с номинальным током плавкой вставки по точкам

t, c					
$I_{ср}$, A					

3. Откладывается ток трехфазного короткого замыкания на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, приведенный к выбранной ступени напряжения, получается точка А из которой видно через какое время сработает предохранитель ПК после короткого замыкания на шинах 0,38 кВ в случае отказа автомата.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты определяется по условию отстройки от максимального рабочего тока линии

$$I_{с.з}^{III} = \frac{\kappa_{отс} \times \kappa_{с.з.} \times I_{р}}{\kappa_{в}},$$

где $\kappa_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$\kappa_{с.з}$ – коэффициент самозапуска, $\kappa_{с.з}$= 1,1;

$\kappa_{в}$ – коэффициент возврата.

В качестве исполнительного механизма МТЗ принимается электромагнитное реле с независимой характеристикой РТ-40.

$$I_{с.з}^{III} = \frac{1{,}2 \times 1{,}1 \times 62{,}8}{0{,}85} = 97{,}53\,\text{А}$$

Ток срабатывания реле определяется по формуле

$$I_{с.р}^{III} = \frac{\kappa_{сх} \times I_{с.з}^{III}}{\kappa_{т.т}},$$

где $\kappa_{сх}$ – коэффициент схемы (для неполной звезды $\kappa_{сх}$ = 1);

$\kappa_{т.т}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{с.р}^{III} = \frac{1 \times 97{,}53}{8{,}13} = 8{,}13\,\text{А}.$$

Коэффициент чувствительности определяется через минимальный ток короткого замыкания в конце защищаемой линии.

$$\kappa_{ч} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{с.з.}^{III}}$$

Значение коэффициента чувствительности в основной зоне должно быть не менее 1,5

$$\kappa_{ч} = \frac{1286}{97,53} = 13,2$$

Токовая отсечка рассчитывается по максимальному значению тока короткого замыкания в конце защищаемой линии

$$I_{с.з}^{I} = \frac{\kappa_{отс} \times I_{K2}^{(3)}}{\kappa_{в}}.$$

$$I_{с.з}^{I} = \frac{1,2 \times 1486}{0,85} = 2097,9 \text{ А}.$$

$$I_{с.р}^{I} = \frac{\kappa_{сх} \times I_{с.з}^{I}}{\kappa_{т.т}}$$

$$I_{с.р}^{I} = \frac{1 \times 2097}{12} = 174,8 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности определяется через минимальный ток короткого замыкания в месте установки защиты. Коэффициент чувствительности для токовой отсечки должен быть не менее 1,2.

$$\kappa_{ч} = \frac{I_{K1}^{(2)}}{I_{с.з}^{I}}; \qquad \kappa_{ч} = \frac{2654}{2097,9} = 1,2.$$

Для согласования действия защит необходимо построить карту селективности, которая представляет собой построенные в координатах время ток, графики зависимости времени срабатывания защитных аппаратов от тока, приведенного к одной ступени напряжения. Построение выполняется в логарифмическом масштабе.

Порядок построения

1. Наносится характеристика автоматического выключателя с максимальным током теплового расцепителя, приведенного к выбранной ступени напряжения, на карту селективности по точкам.

t, с	100		20		10		6		4		3	
к	3	3	3	4	3,2	6	3,6	8,8	4,5	8,8	6	8,8
$I_{ср}$, А	1200	1200	1200	1600	1280	2400	1440	3520	1800	3520	2400	3520
$I=I_{ср}\kappa_{тр}$	13	13	13	17,4	13,9	26,1	15,6	38,2	19,5	38,2	26,1	38,2

2. Далее наносится характеристика предохранителя ПК-105 с номинальным током плавкой вставки 30А по точкам

t, с	20	4	0,2	0,06	0,01
$I_{ср}$, А	30	40	70	100	180

3. Откладывается ток трехфазного короткого замыкания на шинах 0,4кВ расчетной ТП-6, приведенный к ступени напряжения 35 кВ равный 59,7А, получается точка А, из которой видно, что, через 0,62 секунды сработает предохранитель ПК после короткого замыкания на шинах 0,4 кВ в случае отказа автомата.

Карта селективности представлена на рис.

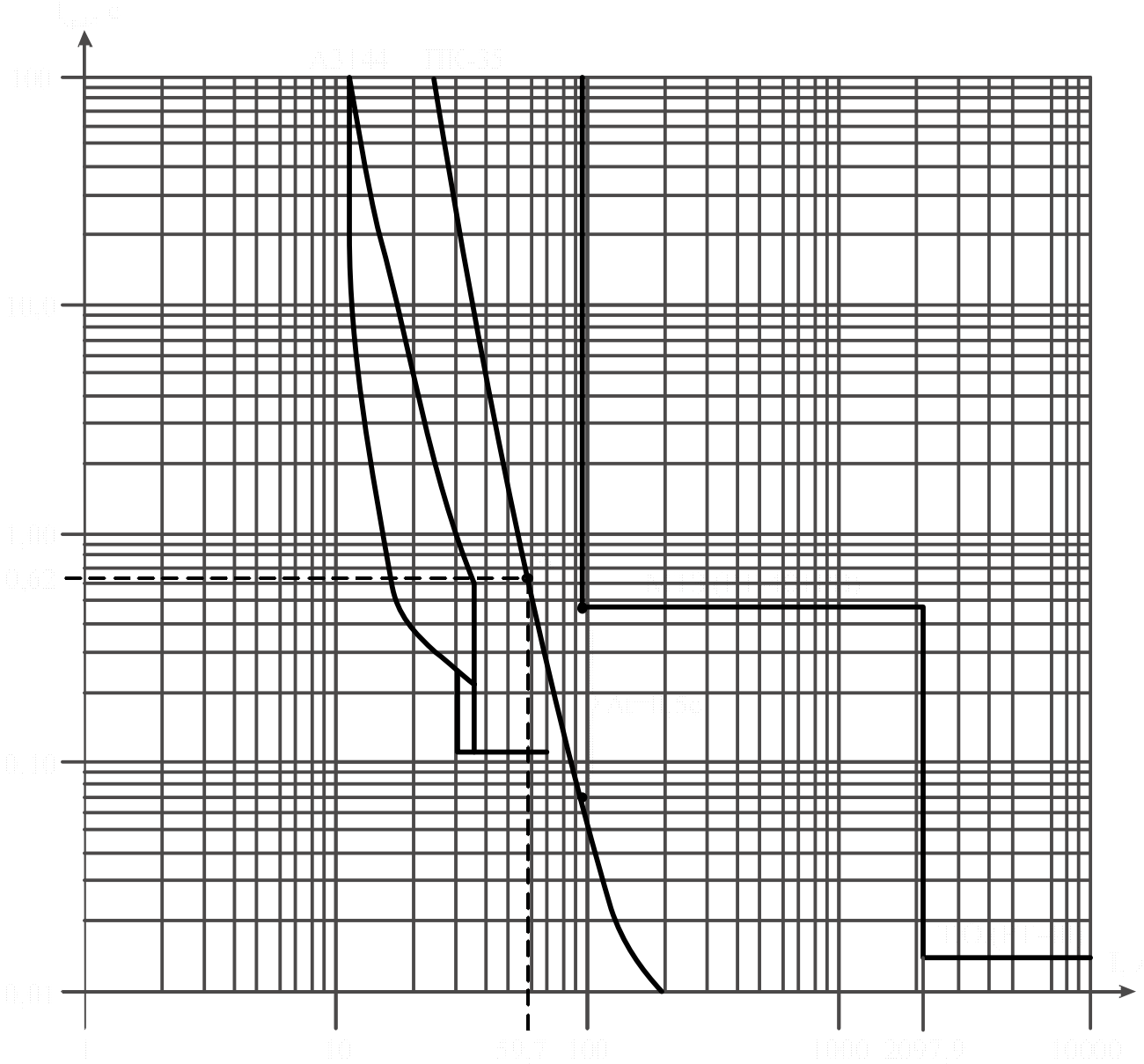


Рис. Карта селективности

10. Расчет контура заземления подстанции

Сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединена нейтрали трансформатора, должно быть не более 4 Ом при номинальном напряжении 380 В. Это сопротивление должно быть обеспечено с учётом заземлителей нулевого провода ВЛ-0,38 кВ при количестве отходящих линий не менее двух. При этом сопротивление заземлителя, расположенного в непосредственной близости от нейтрали трансформатора, т.е. на ТП, и сопротивление повторного заземлителя не должны быть более 30 Ом. Сопротивление заземлителей нулевого рабочего провода каждой ВЛ-0,38 кВ должно быть не более 10 Ом.

В городских и сельских сетях в качестве заземлений рекомендуется применять угловую сталь. Сопротивление одного электрода из угловой стали, погруженного вертикально с вершиной на поверхности земли, определяется по формуле

$$R_c = \frac{0,366}{l_c} \cdot \rho \cdot lg \frac{4 \cdot l_c}{0,95 \cdot b_{уг}},$$

где $b_{уг}$ - ширина полки уголка, м; ρ - удельное сопротивление грунта, Ом·м; l_c - длина стержня, м.

Предварительное число стержней одиночного повторного заземления нулевого рабочего провода, которое нужно выполнить на концах ВЛ длиной более 200 м и на в водах от ВЛ к электроустановкам подлежащим занулению определяется по формуле,

$$n_{од} = \frac{R_c}{30}.$$

Число стержней на ТП без учёта взаимного экранирования,

$$n_{т.п.} = \frac{R_c}{R_{т.п.}}.$$

Зная $n_{ОД}, l_{ОД}$ и a - расстояние между стержнями, по приложению П.1 определяется коэффициент взаимного экранирования η_c.

Тогда результирующее сопротивление стержневых заземлителей на ТП определяется по формуле,

$$R_c^{/} = \frac{R_c}{n_{т.п.} \cdot \eta_c}.$$

Сопротивление соединительной полосы $в_п$=___мм, длиной l=____м, пролуженной на глубине h=___м с учетом коэффициента экранирования η_c, определяется по формуле,

$$R_n^{/} = \frac{0,366}{l \cdot \eta_c} \cdot \rho \cdot lg \frac{2 \cdot l^2}{l \cdot \eta_n}.$$

Расчётное сопротивление заземляющего устройства одиночного повторного заземлителя на ВЛ-0,38 кВ не должно превышать 30 Ом,

$$R_{од} = \frac{R_c^{/} \cdot R_n^{/}}{R_c^{/} + R_n^{/}}.$$

Если на одной линии ВЛ-0,38 кВ имеется n одиночных повторных заземлителей, то сопротивление заземлителей нулевого рабочего провода не должно превышать 10 Ом,

$$R_{з.в.л.} = \frac{R_{од}}{n}.$$

Тогда при количестве отходящих линий ВЛ-0,38 кВ k сопротивление нейтрали трансформатора ТП не должно превышать 4 Ом,

$$R_з = \frac{\frac{R_{з.в.л}}{k} \cdot R_{од}}{\frac{R_{з.в.л}}{k} + R_{од}} s .$$

Рассмотрим пример расчета для ТП с/х района.

Сопротивление одного электрода из угловой стали, погруженного вертикально с вершиной на поверхности земли, определяется по формуле

$$R_c = \frac{0{,}366}{3} \times 104 \times \lg \frac{4 \times 3}{0{,}95 \times 0{,}0045} = 43{,}8 \text{ Ом}$$

Предварительное число стержней одиночного повторного заземления нулевого рабочего провода, которое нужно выполнить на концах ВЛ длиной более 200 м и на вводах от ВЛ к электроустановкам, подлежащим занулению, определяется по формуле

$$n_{од} = \frac{43{,}8}{30} = 1{,}5 .$$

Число стержней на ТП без учета взаимного экранирования

$$n_{т.п} = \frac{43{,}8}{4} = 11 .$$

Зная $n_{од}$, $l_{од}$ и a – расстояние между стержнями, по приложению П.1 определяется коэффициент взаимного экранирования η_c.

Тогда результирующее сопротивление стержневых заземлителей на ТП определяется по формуле

$$R_c^{/} = \frac{43{,}8}{11 \times 0{,}6} = 6{,}34 \text{ Ом.}$$

Сопротивление соединительной полосы $в_п$ = 40мм, длиной l = 33 м, проложенной на глубине h = 0,5м с учетом коэффициента экранирования η_c определяется по формуле

$$R_п^{/} = \frac{0{,}366}{33 \times 0{,}6} \times 104 \times \lg \frac{2 \times 33^2}{33 \times 0{,}6} = 2{,}92 \text{ Ом,}$$

расчетное сопротивление заземляющего устройства одиночного повторного заземлителя на ВЛ-0,38 кВ не должно превышать 30 Ом.

$$R_{од} = \frac{43{,}8 \times 2{,}92}{43{,}8 + 2{,}92} = 2{,}74 \text{ Ом.}$$

Если на одной линии ВЛ-0,38 кВ имеется n одиночных повторных заземлителей, то сопротивление заземлителей нулевого рабочего провода не должно превышать 10 Ом

$$R_{з.в.л} = \frac{2{,}74}{2} = 1{,}4 \text{ Ом.}$$

Тогда при количестве отходящих линий ВЛ-0,38 кВ сопротивление нейтрали трансформатора ТП не должно превышать 4 Ом

$$R_з = \frac{\frac{1{,}4}{2} \times 2{,}74}{\frac{1{,}4}{2} + 2{,}74} = 0{,}56 \text{ Ом.}$$

11. Расчет емкостных токов замыкания на землю и выбор ДГР

Городские сети 6—35 кВ работают без глухого заземления нейтрали и относятся к сетям с малым током замыкания на землю. Уменьшение тока замыкания на землю с целью предупреждения перехода однофазных замыканий в многофазные, а также для ограничения перенапряжений в сетях, работающих с изолированной нейтралью, достигается установкой дугогасящих реакторов.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах: в сетях напряжением 10(6) - 20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ - более 10 А; в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях, при напряжении 6 кВ - более 30 А; при напряжении 20 кВ - более 15 А. При токах замыкания на землю более 50 А рекомендуется применение не менее двух заземляющих дугогасящих реакторов. На подстанциях напряжением 110 (35) кВ и выше при необходимости компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях напряжением 10 (6) — 20 кВ следует также предусматривать установку заземляющих дугогасящих реакторов.

Выбор мощности реактора производится в зависимости от параметров рассматриваемой сети и режима работы ее отдельных участков. Мощность реактора выбирается по значению полного емкостного тока замыкания на землю сети и округляется до ближайшего стандартного значения. Как правило, мощность реактора выбирается по суммарному емкостному току сети, питающейся от данной секции РУ. Если емкостный ток секции меньше допустимого, а суммарный ток двух секций превышает допустимое значение, на подстанции устанавливается одна дугогасящая катушка, которая присоединяется к секции с большим током замыкания на землю. Мощность реактора выбирается по суммарному емкостному току сети обеих секций.

Мощность реактора определяется произведением ее номинального тока на фазное напряжение сети. Для настройки реактора в соответствии с величиной емкостного тока сети его главная обмотка выполняется с ответвлением. Реактор имеет также сигнальную обмотку, к выводам которой подключается регистрирующий вольтметр для измерения напряжения на катушке во время ее работы.

Промышленность в настоящее время выпускает два вида заземляющих дугогасящих реакторов: со ступенчатым регулированием тока (марка РЗДСОМ-380/6-10) и с плавным регулированием тока (марка РЗДПОМ-380/6-10). Мощность реакторов 115— 1520 кВА. В электрических сетях встречаются самонастраивающиеся реакторы, настройка которых производится автоматически в зависимости от емкостного тока сети.

Присоединение дугогасящего реактора производится к нейтрали заземляющего трансформатора. В связи с этим используются, как правило, трансформаторы 6-10/0,23 кВ со схемой соединений Y/Δ. Если напряжение сети собственных нужд подстанции равно 0,23кВ, то заземляющие трансфор-маторы могут использоваться для компенсации емкостных токов и сети собственных нужд при соответствующем выборе мощности трансформатора.

Схемы присоединения компенсирующих устройств и трансформатора собственных нужд на подстанции определяются местными условиями.

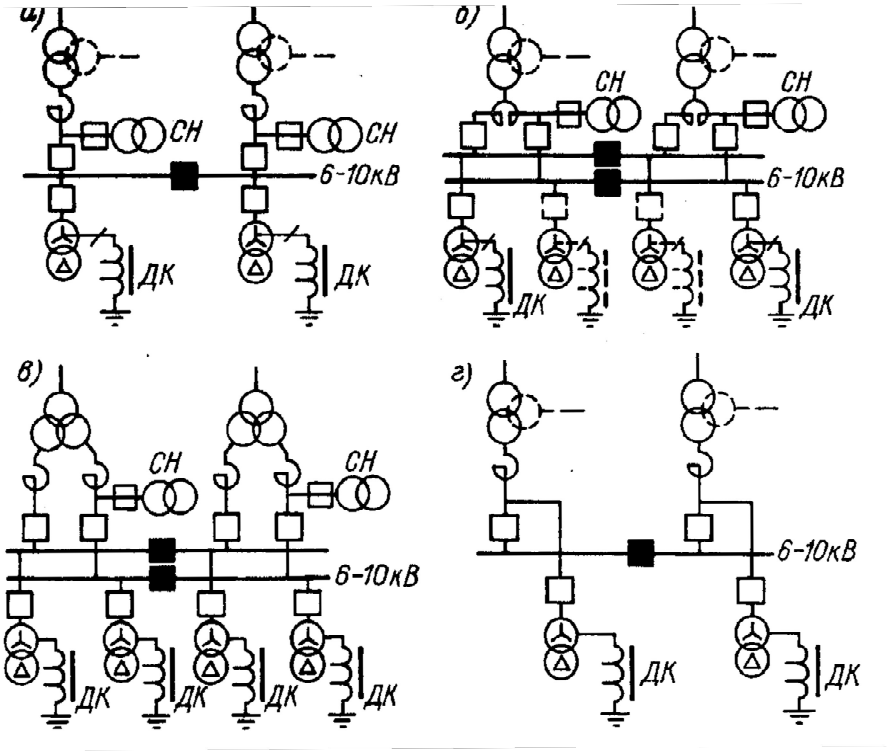
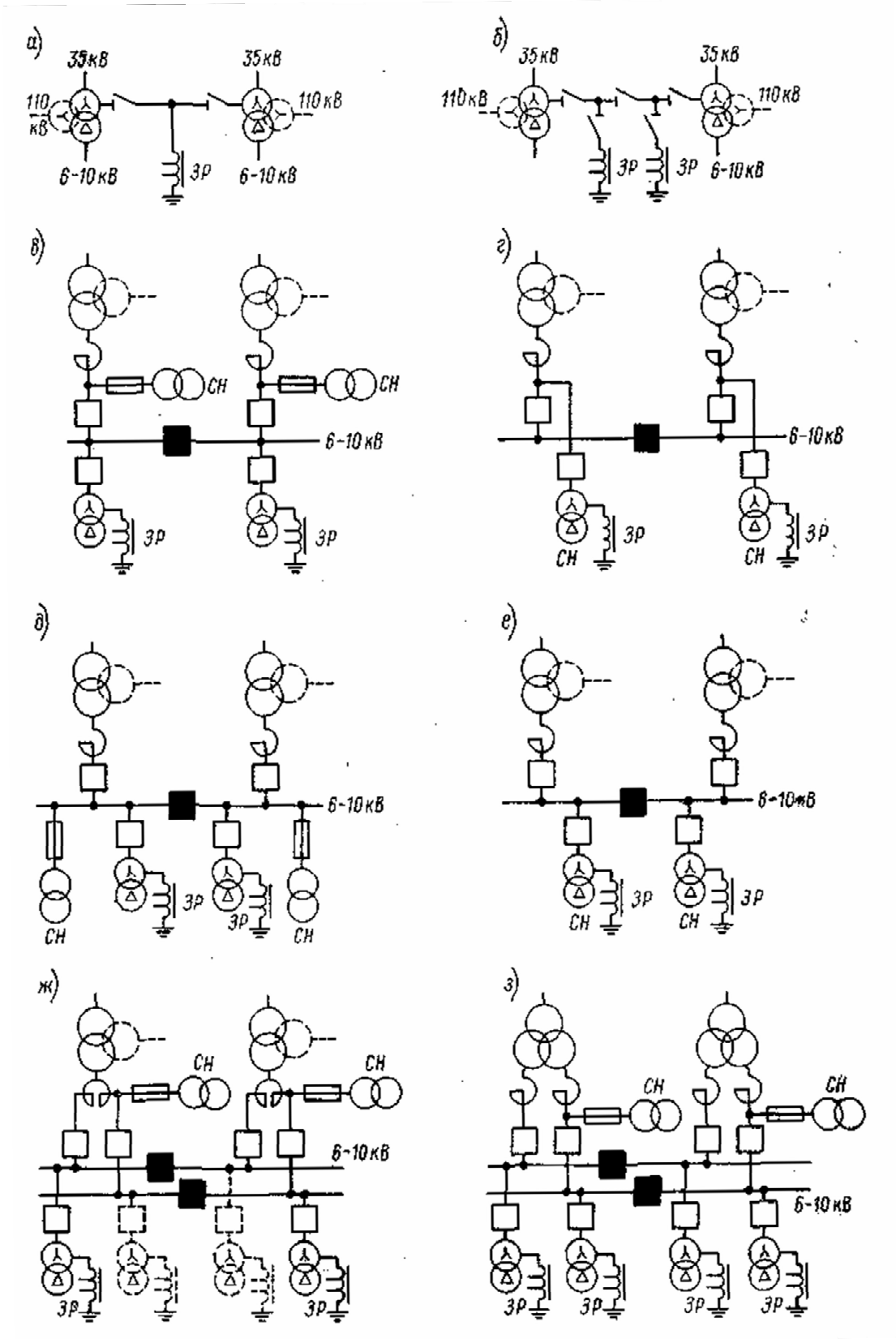


Схема на рис. а применяется на подстанциях, где для релейной защиты используется переменный оперативный ток. В этом случае предусматривается установка заземляющего трансформатора с дугогасящей катушкой, а также самостоятельного трансформатора собственных нужд, который присоединяется на вводе заземляющего трансформатора до его выключателя. Следует отметить, что дугогасящее устройство во всех случаях присоединяется к РУ 6-10 кВ с помощью выключателя мощности. Если на рассматриваемой подстанции компенсирующее устройство и трансформатор собственных нужд совмещаются, то заземляющий трансформатор устанавливается вместо трансформатора собственных нужд и включается аналогичным образом (рис.в).

Схема на рис. б применяется на подстанции с переменным оперативным током. Штриховыми линиями показаны вторые комплекты компенсирующих устройств, необходимость которых определяется размерами распределительной сети 6-10 кВ. Если на подстанциях используется постоянный оперативный ток, то трансформаторы собственных нужд присоединяются непосредственно к секциям РУ 6-10 кВ.


а)
35кВ
35кВ
110 кВ
110кВ
6-10кВ
ЗР
6-10кВ
б)
35кВ
35кВ
110кВ
110кВ
ЗР
ЗР
6-10кВ
в)
СН
СН
6-10кВ
ЗР
ЗР
г)
6-10кВ
ЗР
ЗР
СН
СН
д)
6-10кВ
СН
ЗР
ЗР
СН
е)
6-10кВ
ЗР
ЗР
СН
СН
ж)
СН
СН
6-10кВ
ЗР
ЗР
з)
СН
СН
6-10кВ
ЗР
ЗР
ЗР
ЗР

Схемы, представленные на рис. *а, б,* применяются на подстанциях с трехобмоточными трансформаторами 110-220/35/6-10 кВ для компенсации емкостного тока в сети 35 кВ. В схеме на рис. *а* один из разъединителей разомкнут, в схеме на рис. б разомкнут разъединитель перемычки (или одной нейтрали). На подстанциях с переменным оперативным током с установкой заземляющего трансформатора для присоединения ДК используется схема, приведенная на рис. *в.* Она позволяет сохранить качество компенсации при переходе с раздельной работы секций шин РУ 6—10 кВ на параллельную. Схема на рис. *г* используется при установке общих трансформаторов для компенсации и собственных нужд, и последние следует выполнить напряжением 220 В. Недостатком этой схемы является отключение одной дугогасящей катушки при ремонте ввода и параллельной работе секций. Схемы на рис. *д,е* применяются на подстанциях с постоянным оперативным током, схема *ж* — при наличии сдвоенных реакторов, схема з — при наличии трансформаторов с расщепленными обмотками. Штриховыми линиями показаны вторые комплекты устройств, необходимость которых определяется расчетом.

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением.

$$I_c = \frac{KU_л \ell_K}{10},$$

где *К* – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошиновок относительно земли, К = 1.25 – 1.35; ℓ_K – суммарная длина кабельных линий.

Активная составляющая тока замыкания на землю составляет 5 – 6% ёмкостного тока сети.

Для воздушных участков сети.

$$I_C = \frac{U_л \ell_B}{350},$$

где ℓ_B – суммарная длина воздушных ЛЭП.

В таблице приводятся расчетные и предельно допустимые значения токов замыкания на землю для всех ПС, питающих рассматриваемый район.

№№ п.п	Наименование ПС	Суммарная протяжённость линий 10кВ гор.сетей, км		Ток замыкания на землю, А		Тип установленных реакторов и пределы регулирования	Тип рекомендуемых к установке реакторов и пределы регулирования
		кабельных	воздушных	расчетный	предельно допустимый		
1.	«Сетевая» - 1-я секция - 2-я секция	 45,0 48,1	 -	 47,3 20,2	 10 10	 ЗРОМ 300/10 ЗРОМ 300/10	-

12. Определение себестоимости распределения электроэнергии

Эта себестоимость складывается из отчислений на амортизацию и текущий ремонт соответствующих звеньев передающего устройства, стоимости потерь электроэнергии в этих звеньях и расходов на их обслуживание и эксплуатацию. Чтобы определить стоимость ежегодных отчислений на амортизацию и текущий ремонт необходимо вычислить стоимость сооружений,

$$\boldsymbol{K = K_{т.п} + K_{0,38} + K_{ЭС}},$$

где $K_{т.п}$ - стоимость КТП; $K_{0,38}$ - стоимость сооружения линий 0,38 кВ; $K_{ЭС}$ -стоимость резервной электростанции.

Отчисления от капиталовложений определяются по формуле,

$$\boldsymbol{K^{/} = K \cdot E_{н}},$$

где $E_{Н}$ - нормативный коэффициент эффективности, $E_{Н} = 0{,}12$.

Издержки на амортизацию вычисляются по формуле,

$$\boldsymbol{И_{а} = K_{т.п.} \cdot p_{а} + K_{0,38} \cdot p_{а}},$$

где $p_{а}$ = 0,064 и $p_{а}$=0,05 - нормативы амортизационных отчислений от капитальных затрат для ТП и ВЛ.

Стоимость обслуживания линий 0,38 кВ и трансформаторной подстанции,

$$\boldsymbol{И_{экс} = \gamma \cdot \sum n},$$

где γ - стоимость одной условной единицы, $\gamma = 35$ руб; $\sum n$ - количество условных единиц.

Количество условных единиц определяется по формуле,

$$\boldsymbol{\sum n = 2{,}4 \cdot l_{0,38} + 2{,}5},$$

Стоимость потерь энергии в трансформаторе и ВЛ-0,38 кВ определяются по формуле,

$$\boldsymbol{И_{пот} = C_{о} \cdot (\Delta W_{тр} + \Delta W_{0,38})},$$

где $C_{о}$ - стоимость 1 кВтч потерянной энергии, $C_{О} = 5$ коп; $\Delta W_{тр}$ - потери энергии в трансформаторе, кВтч; $\Delta W_{0,38}$ - потери энергии в линиях 0,38 кВ, кВтч.

Общая стоимость потерь определяется по формуле,

$$\boldsymbol{И = И_{а} + И_{экс} + И_{пот}}.$$

Стоимость 1 кВтч отпущенного потребителю от шин высокого напряжения ТП-6 определяется по формуле,

$$\boldsymbol{C_{0,38} = \frac{K^{/} + И}{W_{отп}} \cdot 10^{5}}.$$

Ниже приводится пример расчета для сельской ТП.

Чтобы определить стоимость ежегодных отчислений на амортизацию и текущий ремонт, необходимо вычислить стоимость сооружений

$$K = 3890 + 3550 \times 0{,}543 + 4950 \times 0{,}967 = 10604{,}3 \text{ руб.}$$

Отчисления от капиталовложений определяются по формуле

$$K^{/} = 10604{,}3 \times 0{,}12 = 1272{,}5 \text{ руб.}$$

Издержки на амортизацию вычисляются по формуле

$$И_{а} = 3890 \times 0{,}064 + 6714{,}3 \times 0{,}05 = 584{,}7 \text{ руб.}$$

Стоимость обслуживания линий 0,38 кВ и трансформаторной подстанции

$$И_{экс} = \gamma \times \sum n$$

где γ – стоимость одной условной единицы, γ = 35 руб; n – количество условных единиц.

Количество условных единиц определяется по формуле

$\Sigma\sum n = 2{,}4 \times 1{,}385 + 2{,}5 = 5{,}8$,

$И_{экс} = 35 \times 5{,}8 = 203$ руб.

Стоимость потерь энергии в трансформаторе и ВЛ-0,38 кВ определяются по формуле

$И_{пот} = 0{,}05 \times (22283 + 5087{,}2) = 1368{,}5$ руб.

Общая стоимость потерь определяется по формуле

$И = 584{,}7 + 203 + 1368{,}5 = 2156{,}2$ руб.

Стоимость 1 кВтч отпущенного потребителю от шин высокого напряжения ТП6 определяется по формуле

$$C_{0,38} = \frac{K^{/} + И}{W_{отп}} \times 10^5 = 4{,}92 \text{ коп.}$$

Заключение

В заключение приводится краткая характеристика разработанной системы электроснабжения жилого района (сельскохозяйственного района с малой плотностью нагрузок) с точки зрения надежности и эффективности электроснабжения потребителей качественной электроэнергией.

Дается оценка экономичности принятых решений ,и приводятся основные технико-экономические показатели и характеристики курсового проекта.

Графическая часть курсового проекта

Курсовой проект разрабатывается в соответствии с заданием и сопровождается графической частью (2 листа формата А-1). Чертежи, графики, схемы должны соответствовать требованиям ЕСКД.

Графическая часть в соответствии с заданием преподавателя может быть представлена: планом жилого района с расстановкой ТП; схемой электроснабжения района напряжением 6(10)-20 кВ; низковольтной схемой электроснабжения района; схемой электроснабжения жилого дома, предприятия, фермы и т.д.

Объект	Назначение объекта	Район
1	Административное здание с офисами и производственными цехами	ул. Богдана Хмельницкого – ул. Тенистая
2	Магазин, шиномонтаж, автозаправочная станция	ул. Богдана Хмельницкого – ул. Тенистая
3	Гостиница	ул. Тополиная – ул. Островского
4	Многоквартирный жилой дом	ул. Тополиная – ул. Островского
5	Многоквартирный жилой дом	ул. Шименовского – ул. Островского
6	Торговая база	ул. Шевченко – ул. Литейная
7	Торговая база, административно-бытовой комплекс, торгово -гостиничный комплекс	ул. Шевченко – ул. Литейная
8	Жилье дома усадебного типа	ул. Пионерская – ул. Тенистая
9	Многоквартирный жилой дом	ул. 50 лет Октября – ул. Звездная
10	Многоквартирный жилой дом	ул. Шевченко – ул. Высокая
11	Многоквартирный жилой дом	ул. Ломоносова – ул. Калинина
12	Многоквартирный жилой дом	ул. Шевченко – ул. Ломоносова
13	Многоквартирный жилой дом	ул. Шевченко – ул. Забурхановская
14	Многоквартирный жилой комплекс	ул. Пионерская – ул. Ломоносова
15	Многоквартирный жилой комплекс	ул. 50 лет Октября – ул. Ломоносова
16	Многоквартирный жилой комплекс	ул. 50 лет Октября – ул. Ломоносова
17	Многоквартирный жилой дом	ул. Богдана Хмельницкого – ул. Октябрьская
18	Жилье дома, офисы, магазины	ул. Октябрьская – ул. Пионерская
19	Жилье дома, офисы, магазины	ул. 50 лет Октября – ул. Октябрьская
20	Многоквартирный жилой комплекс	ул. Октябрь ская – ул. Островского
21	Многоквартирный жилой комплекс	ул. Кузнечная – ул. Октябрьская
22	Кафе и административное здание с офисами и производственными помещениями	ул. Пионерская – ул. Красноармейская
23	Многоквартирный жилой комплекс с магазином, учебный корпус МАП	ул. 50 лет Октября – ул. Октябрьская
24	Многоквартирный жилой комплекс, автозаправочная станция	ул. Шименовского – ул. Октябрьская
25	Столовая и аптека	ул. Калинина – ул. Горького
26	Многоквартирный жилой комплекс, торговый центр	ул. Шевченко – ул. Горького
27	Торговый центр и автостоянки	ул. Красноармейская – ул. Пионерская
28	Многоквартирный жилой дом	ул. 50 лет Октября – ул. Красноармейская

100.000.00.000 Пт

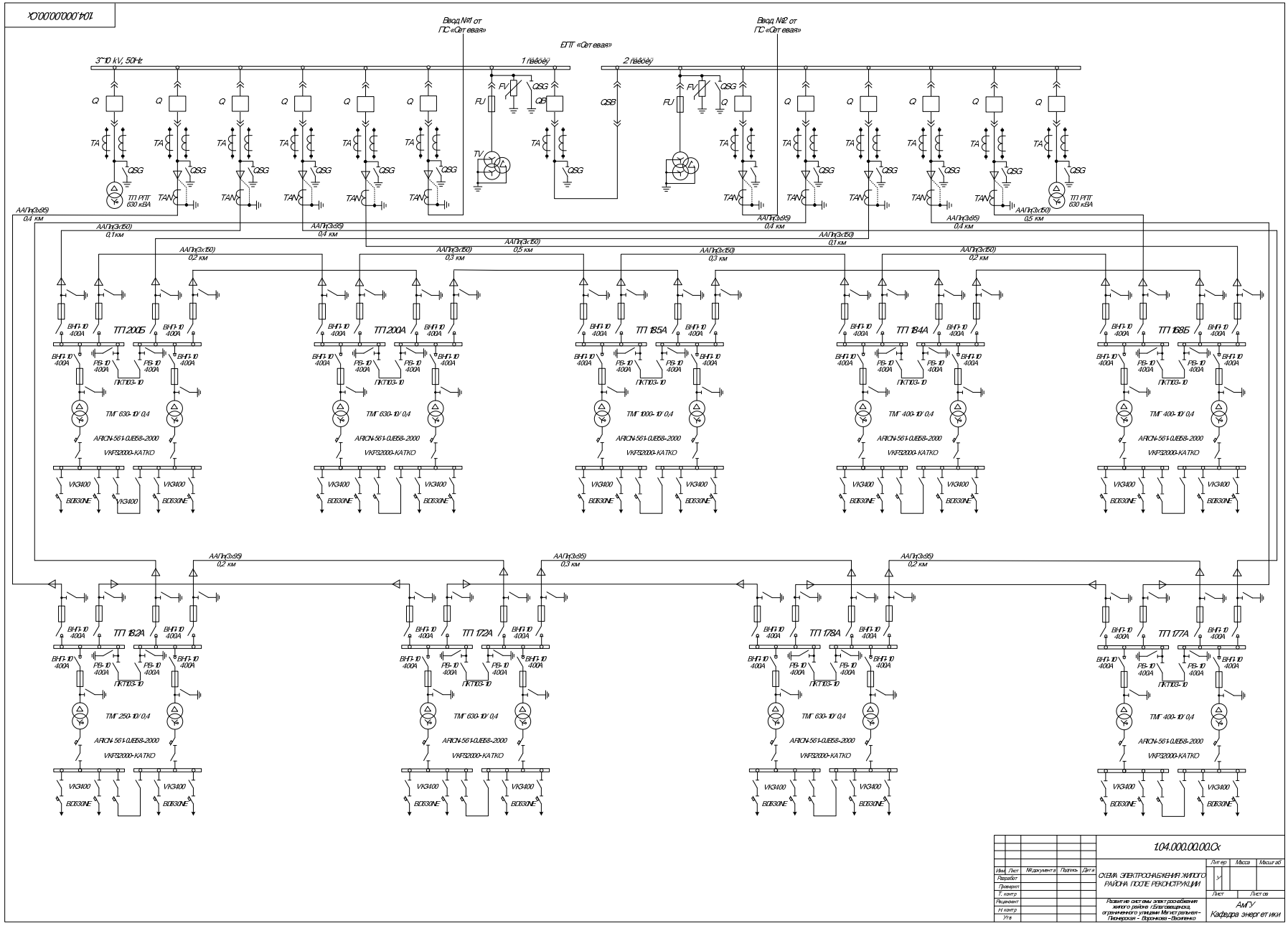
Изм.	Лист	№ докумен.	Подп.	Дата
Разраб.				
Провер.				
Т.контр.				
Реценз.				
Н.контр.				
Утверд.				

ПЛАН ЖИТОГО РАЙОНА

Литера	Масса	Масштаб
Лист		Листов

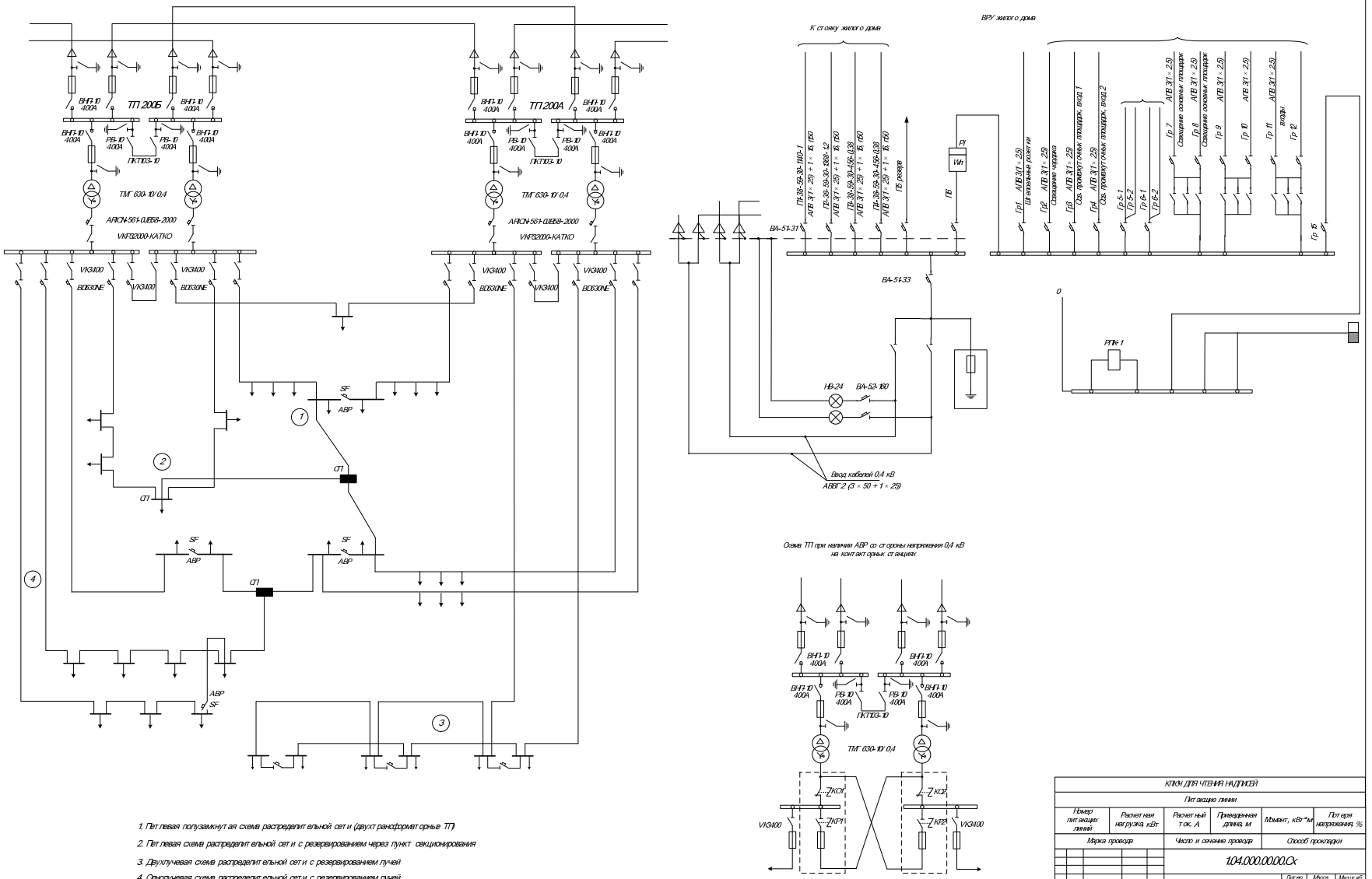
Развитие системы электроснабжения жилого района г.Благовещенск, ограниченного улицами Калинина-Горького-Тепличная-Магистральная

АМГУ
Кафедра энергетики


1.04.000.00.000.Ox
Ввод №1 от ГПС «Светлая»
Ввод №2 от ГПС «Светлая»
ЕПТ «Светлая»
3~10 kV, 50Hz
1 секция
2 секция
ТП 2005
ТП 1200А
ТП 185А
ТП 184А
ТП 168Б
ТП 182А
ТП 172А
ТП 178А
ТП 177А
ТМГ 630-10/0,4
ТМГ 1000-10/0,4
ТМГ 400-10/0,4
ТМГ 250-10/0,4
ARICN-561-0UE58-2000
VKP32000-KATKO
ВНП-10 400А
РВЗ-10 400А
ПКП03-10
VK3400
BD630NE
1.04.000.00.000.Ox
Схема электроснабжения жилого района после реконструкции
Развитие системы электроснабжения жилого района г.Благовещенска, ограниченного улицами Магистральная - Пионерская - Воронкова - Весенняя
АмГУ
Кафедра энергетики

104.000.00.00.Сх

Принципы построения распределительной сети 0,4 кВ (при двухтрансформаторных ТП)



1. Петлевая полузамкнутая схема распределительной сети (двухтрансформаторные ТП)
2. Петлевая схема распределительной сети с резервированием через пункт секционирования
3. Двухлучевая схема распределительной сети с резервированием лучей
4. Однолучевая схема распределительной сети с резервированием лучей

КЛЮЧ ДЛЯ ЧТЕНИЯ НАДПИСЕЙ					
Питающие линии					
Номер питающих линий	Расчетная нагрузка, кВт	Расчетный ток, А	Приведенная длина, м	Момент, кВт*м	Потеря напряжения, %
Марка проводов		Число и сечение проводов		Способ прокладки	

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата			
Разработ.							
Проверил							
Т. контр.							
Рецензент							
Н. контр.							
Утв.							

104.000.00.00.Сх

НЕБЕСПЕРЕБОЙНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Литер	Масса	Масштаб
У		
Лист	Листов	

Развитие системы электроснабжения жилого района (Благовещенска, ограниченного улицами Калинина-Горького-Театральная-Магистральная)

АмГУ
Кафедра энергетики

5. Самостоятельная работа студентов

Самостоятельная работа студента включает в себя изучение лекционного материала и дополнительной литературы по дисциплине при подготовке к практическим занятиям, а также задания, закрепляющие изученный материал и являющиеся основой для выполнения курсового проекта.

В качестве заданий на самостоятельную работу студент получает вариант комплексного задания по разработке системы электроснабжения жилого района города (сельскохозяйственного района с малой плотностью нагрузок) и в домашних условиях подготавливает последовательную разработку предложенных там вопросов.

Контроль степени усвояемости материала осуществляется еженедельно в ходе выполнения курсового проектирования.

При этом каждый студент имеет возможность реализации полученных знаний в учебных программных комплексах, разработанных кафедрой энергетики: "ZAPUSK", "CURSE2", "KRNET", "Механическая часть ВЛ", "Расчет электрической сети", а также программных комплексах других ВУЗов, ориентированных на преподавателей, студентов и людей, занимающихся самоподготовкой в области электроснабжения, таких как Elsnab 8 версия - "Электроснабжение сельскохозяйственных потребителей" и ACPE – Account of the course project on electro supply - Программа для автоматизации расчетов курсового проекта по электроснабжению сельских населенных пунктов.

Эти программы защищены авторскими правами, сертифицированы и являются бесплатными при использовании в некоммерческих целях.

Также, в ряде случаев, целесообразно использование промышленных программно-вычислительных комплексов, таких как: ПВК "SDO-6", "ТКЗ", "RASTR" и пакета автоматизации математических расчетов «MathCad».

Дополнительный контроль усвоения материала осуществляется на каждой лекции, для этого предусмотрен 5 минутный опрос студентов по ранее (и самостоятельно) изученному теоретическому материалу.

На контрольных точках курсового проектирования предусмотрена сдача отдельных частей теоретического материала и комплексного задания.

Объем и формы контроля самостоятельной работы отличаются для студентов дневной и заочной (в том числе сокращенной) форм обучения и приведены ниже в таблице графика выполнения самостоятельной работы студентов.

Задания для самостоятельной работы студентов.

В процессе изучения дисциплины (после каждого практического занятия) студенты последовательно разрабатывают предложенные в задании вопросы и защищают их согласно графику, указанному в учебно-методической (технологической) карте дисциплины. На последнем практическом занятии студенты защищают комплексное задание целиком, с его анализом и оценкой принятых инженерных решений.

График самостоятельной работы студентов

Номер недели	Номер темы	Вопросы, изучаемые на лекции	Занятия (номера)		Используемые нагляд. и метод. пособия	Самостоятельная работа студентов		Формы контроля
			практич. (семин.)	лабор.		содерж.	часы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	Современное состояние энергетики и тенденции ее развития. Перспективы развития электроэнергетики на Дальнем Востоке. Города как потребители электрической энергии. Классификация и структура городов. Характеристики планировки городов. Условия пользования электрической энергией и порядок присоединения новых и дополнительных мощностей. Напряжения систем электроснабжения. Общая характеристика систем электроснабжения городов. Основные термины и определения	1		В.А. Козлов. Электроснабжение городов			блиц-опрос
2	2	Графики нагрузок городских потребителей (ГЭН) и уровни электропотребления. Учет электроэнергии и расчеты за нее			РД 34.20.185-94	Графики нагрузок городских потребителей	2	блиц-опрос
3	2,3	Общие положения расчета нагрузок. Расчетные электрические нагрузки элементов системы электроснабжения. Расчет нагрузки бытовых потребителей. Расчет нагрузки общественно-коммунальных потребителей. Расчет нагрузки промышленных потребителей. Расчет нагрузки элементов системы электроснабжения. Основные положения технико-экономических расчетов. Технико-экономические показатели ЛЭП. Технико-экономические показатели трансформаторов. Оптимальные параметры	2		Ю.В. Мясоедов, Н.В.Савина, А.Н.Козлов Автоматизация в курсовом и дипломном проектировании	Расчет электрических нагрузок	4	блиц-опрос

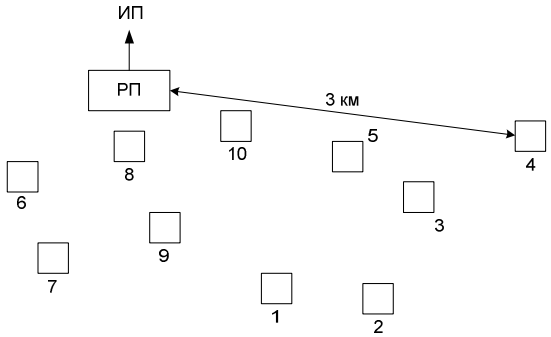
		глубокого ввода						
4	3	Технико-экономические показатели распределительных сетей. Оптимизация параметров и анализ технико-экономических показателей. Оптимизация уровня электрификации быта			Наумов И.В. Мультимедиа учебник «Электроснабжение сельского хозяйства»	Технико-экономические расчеты в системах электроснабжения городов	2	контрольная работа
5	4	Стандартные напряжения. Исходные положения выбора напряжения ЛЭП. Рациональная дальность передачи при напряжении 6-10 кВ в системе электроснабжения. Выбор напряжения распределительных сетей. Выбор числа ступеней трансформации напряжения. Перевод действующих сетей на повышенное напряжение. Обеспечение качества напряжения.	3		В.А. Козлов, Н.И. Билин, Д.Л. Файбисович. Справочник по проектированию электроснабжения городов		2	блиц-опрос
6	5	Основные определения. Требования к надежности электроснабжения городских потребителей. Общие требования к построению системы электроснабжения города. Структура системы электроснабжения города и электроснабжающие сети.			Тренажер городской распределительной электрической сети			блиц-опрос
7	5,6	Схемы построения питающих сетей 6-10 кВ. Основные принципы построения городской распределительной сети. Характеристика расчетных режимов. Выбор сечения проводов и жил кабелей по экономической плотности тока. Выбор сечения проводов и жил кабелей по нагреву. Выбор сечения проводов и жил кабелей по допустимой потере напряжения.	4		Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов	Выбор сечения проводов (кабелей).	2	защита индивидуальных домашних заданий
8	6	Потери напряжения в трансформаторах. Потери мощности и энергии в сетях.			Наумов И.В. Мультимедиа учебник «Электроснабжение сельского	Расчет допустимой потери напряжения	2	блиц-опрос

					хозяйства»			
9	7	Исходные положения. Классификация электроприемников. Расчет надежности. Критерии и оптимизация надежности. Примеры расчета надежности. Оптимизация надежности в условиях неопределенности.	5		Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии	Потери напряжения , мощности и энергии в сетях в трансформаторах.	2	контрольная работа
10	8	Воздушные линии электропередачи. Определения и общие требования. Марки проводов и область применения. Опоры и арматура. Выбор трассы. Кабельные линии электропередачи Определения и общие требования. Марки кабелей и область применения силовых кабелей. Арматура силовых кабелей. Прокладка кабельных линий в земле, в кабельных сооружениях.			Лазерные пленки к проектоскопу по теме «Конструкция ВЛ и КЛ» -18 штук		2	блиц-опрос
11	9	Определения и основные требования к расположению подстанций в городских условиях. Силовые трансформаторы. Заземляющие устройства. Защита от шума. Упрощенные схемы понижающих подстанций. Подстанции 35-110-220 кВ.	6		Презентации, слайды, технические характеристик, каталоги по электрическому оборудованию, типовые проекты ТП и РП. ОАО «ПО Элтехника» (Санкт-Петербург), ОАО «Чебоксарский электроаппаратный завод», ОАО «Ангарский электроаппаратный завод» - 3 компакт диска			блиц-опрос, коллоквиум
12	9,10	Распределительные пункты 6-10 кВ. Комплектные распределительные устройства. Трансформаторные			Презентации, слайды, технические характеристик, каталоги по	Выбор электрических аппаратов	2	блиц-опрос

		подстанции 6-10/0,38 кВ. Выключатели, выключатели нагрузки, предохранители и автоматические выключатели. Защита трансформаторов и сетей напряжением до 1000 В.			электрическому оборудованию, типовые проекты ТП и РП. ОАО «ПО Элтехника» (Санкт-Петербург), ОАО «Чебок-сарский электроаппарат ный завод», ОАО «Ангарский электроаппарат ный завод» - 3 компакт диска			
13	10	Автоматические устройства в сети напряжением до 1000 В. Автоматические устройства распределительной сети 6-10 кВ.	7		Мохов В.Б., Бирило И.А. Методические указания к курсовому проектировани ю. «Районная электрическая сеть»	Выбор устройств РЗА в городских сетях	2	защита индивидуа льных домашних заданий
14	11,1 2	Требования к качеству напряжения. Регулирование и изменение напряжения. Ограничение токов короткого замыкания. Режим нейтрали и компенсация емкостных токов замыкания на землю. Перевод действующих кабельных сетей на повышенное напряжение. Основные требования к системе электроснабжения города. Идеальная система электроснабжения города. Особенности электроснабжения отдельных потребителей. Система электроснабжения Москвы, Санкт-Петербурга, Благовещенска, Пекина, Берлина, Гамбурга, Лондона, Парижа			Тренажер городской распределительн ой электрической сети , Электронная схема г.Благовещенск а	Комплексное задание	2	комплексн ое задание

ЗАДАНИЕ N 1

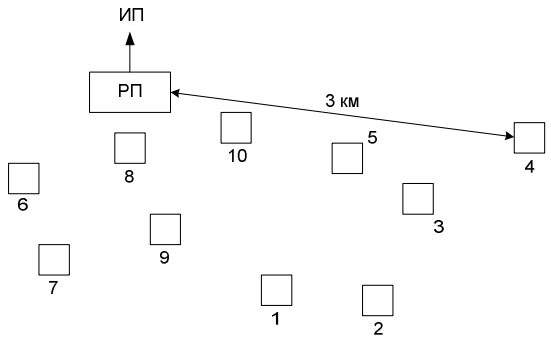
При развитии системы электроснабжения города к существующей РП необходимо подключить вновь вводимые ТП в количестве 10 штук. Из них от пяти ТП (ТП 6 – ТП 10) питаются коммунально-бытовые потребители II и III категории по надежности, от остальных ТП – III категории. Расположение ТП показано на рисунке 1. Номинальная мощность трансформаторов ТП следующая: ТП 1,4,9 – 250 кВА; ТП 2,3,10 – 630 кВА; ТП 6-8 – 400 кВА. РП необходимо запитать от городской понизительной подстанции, расположенной на расстоянии 3 км. Мощность КЗ на шинах 10 кВ городской понизительной подстанции350 МВА.



6) К ТП –5 подключается школа на 900 учащихся и квартальная отопительная котельная с удельной тепловой нагрузкой 50 Гкал/ч с теплоносителем водой. Рассчитать электрические нагрузки распределительных линий 0,4 кВ. Разработать схему низковольтного электроснабжения от ТП – 5 с выбором и проверкой соответствующих элементов (с учетом ВРУ).
7) Выбрать число и мощность трансформаторов на ТП – 5. Выбрать схему и конструкцию ВРУ.
8) Рассчитать токи короткого замыкания на вводе распределительного устройства котельной, расположенной в 500 м от ТП – 5.
9) В линии, питающей ТП – 5 вблизи от ТП - 5, произошло трехфазное короткое замыкание. Какая защита его отключит? Принцип ее работы. Действия персонала с соблюдением правил техники безопасности в этом случае.
10) Каким образом осуществляется учет электроэнергии в рассматриваемом задании? Виды коммерческих потерь, характерных для рассматриваемого случая.

ЗАДАНИЕ N 2

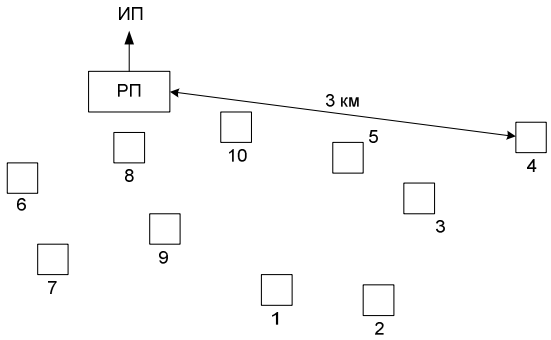
При развитии системы электроснабжения города к существующей РП необходимо подключить вновь вводимые ТП в количестве 10 штук. Из них от пяти ТП (ТП 1 – ТП 5) питаются коммунально-бытовые потребители II и III категории по надежности, от остальных ТП – III категории. Расположение ТП показано на рисунке 1. Номинальная мощность трансформаторов ТП следующая: ТП 1,4 – 250 кВА; ТП 2,3 – 630 кВА; ТП 6-10 – 400 кВА. РП необходимо запитать от городской понизительной подстанции, расположенной на расстоянии 5 км. Мощность КЗ на шинах 10 кВ городской понизительной подстанции 300 МВА.



1) К ТП – 5 предусматривается подключение следующих потребителей: двух-подъездного девятиэтажного дома с электропищеприготовлением с количеством квартир 72 и встроенным двухэтажным торговым центром общей площадью 1000 м^2 и трех пятиэтажных четырехподъездных домов с электропищеприготовлением и количеством квартир 60 и 80 соответственно. В шестидесятиквартирный дом встроена поликлиника районного значения. Рассчитать электрические нагрузки распределительных линий 0,4 кВ. Выбрать и проверить их сечения.
2) Рассчитать электрические нагрузки ТП, выбрать силовые трансформаторы и тип ТП. Разработать подробную однолинейную схему ТП.
3) Выбрать и проверить защитный аппарат на вводе НН ТП – 5, его конструктивное исполнение.
4) В линии, питающей ТП – 5, произошло однофазное замыкание на землю вблизи ТП – 5. Какие защиты и на каких присоединениях зафиксируют это повреждение? При какой величине тока замыкания на землю допускается оставлять в работе линию.
5) Определить потери электроэнергии в трансформаторах ТП – 5.

ЗАДАНИЕ N 3

При развитии системы электроснабжения города к существующей РП необходимо подключить вновь вводимые ТП в количестве 10 штук. Из них от пяти ТП (ТП 1 – ТП 5) питаются коммунально-бытовые потребители II и III категории по надежности, от остальных ТП – III категории. Расположение ТП показано на рисунке 1. Номинальная мощность трансформаторов ТП следующая: ТП 1,4 – 400 кВА; ТП 2,3 – 630 кВА; ТП 6-10 – 250 кВА. РП необходимо запитать от городской понизительной подстанции, расположенной на расстоянии 2 км. Мощность КЗ на шинах 10 кВ городской понизительной подстанции290 МВА.

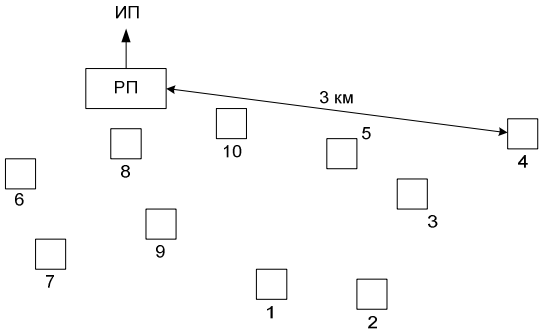


1) ТП – 5 предусмотрена для питания наружного освещения трех улиц суммарной протяженностью 3,5 км с шириной проезжей части 20 м и зоны отдыха площадью 110 м ×110 м. Рассчитать систему уличного освещения методом коэффициента использования по яркости. Рассчитать электрические нагрузки на стороне НН и ВН ТП.
2) Разработать схему электрической сети 10 кВ от РП. Выбрать и проверить сечение линий на участке сети, включающем ТП – 5.
3) Рассчитать режим на участке сети, включающем ТП – 5.
4) Выбрать и проверить выключатель на отходящем присоединении от РП к ТП – 5.
5) Какие защиты установлены на трансформаторе ТП – 5? От каких повреждений они работают? Принцип действия основной защиты.

ЗАДАНИЕ N 4

При развитии системы электроснабжения города к существующей РП необходимо подключить вновь вводимые ТП в количестве 10 штук. Из них от пяти ТП (ТП 1 – ТП 5) питаются коммунально-бытовые потребители II и III категории по надежности, от остальных ТП – III категории. Расположение ТП показано на рисунке 1. Номинальная мощность трансформаторов ТП следующая: ТП 1,4 – 400 кВА; ТП 2,3 – 630 кВА; ТП 6-10 – 250 кВА.

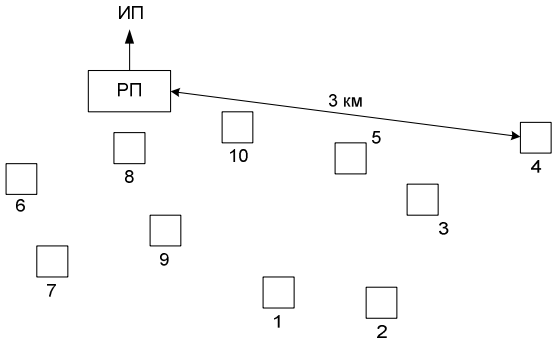
РП необходимо запитать от городской понизительной подстанции, расположенной на расстоянии 3 км. Мощность КЗ на шинах 10 кВ городской понизительной подстанции350 МВА.



1) Расчетная нагрузка ТП – 5 на напряжение 0,4 кВ равна 400 кВт. Дома, питаемые от ТП – 5 имеют газовые плиты. Выбрать силовые трансформаторы на ТП – 5. Приняв двухлучевую схему электроснабжения, выбрать и проверить сечение линий на участках лучевой схемы, включающей ТП – 5, используя ее в качестве автоматического секционирующего пункта.
2) Разработать однолинейную схему ТП – 5, выбрать и проверить секционирующие коммутационные аппараты.
3) Рассчитать режим в разработанной схеме электрической сети. Выбрать номер ответвления РПН, установленного на трансформаторе городской распределительной подстанции.
4) Описать порядок выбора и проверки трансформатора тока на присоединении, питающем участок сети с ТП – 5.
5) Произошло двухфазное КЗ в линии недалеко от ТП – 5. Какие защиты и на каких элементах зафиксируют повреждение. Какая защита должна сработать первой и на какой выключатель подается команда на отключение?

ЗАДАНИЕ N 5

При развитии системы электроснабжения города к существующей РП необходимо подключить вновь вводимые ТП в количестве 10 штук. Из них от пяти ТП (ТП 1 – ТП 5) питаются коммунально-бытовые потребители II и III категории по надежности, от остальных ТП – III категории. Расположение ТП показано на рисунке 1. Номинальная мощность трансформаторов ТП следующая: ТП 1,4 – 400 кВА; ТП 2,5 – 630 кВА; ТП 3,6-10 – 250 кВА. РП необходимо запитать от городской понизительной подстанции, расположенной на расстоянии 3 км. Мощность КЗ на шинах 10 кВ городской понизительной подстанции 350 МВА.

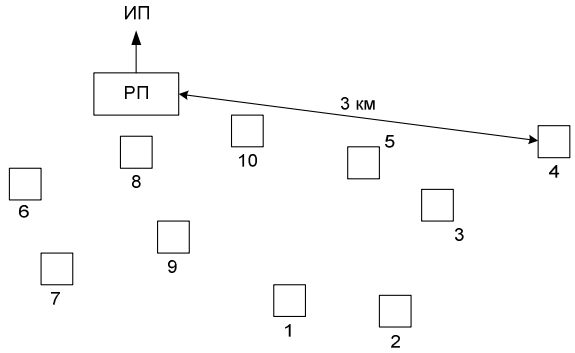


1) Приняв лучевую схему подключения ТП 3,5,10 от которых получает питание частный сектор, выбрать и проверить линии при загрузке трансформаторов равный 0,8 номинальной мощности. Привести принцип и схему автоматической работы системы уличного освещения.

2) Разработать подробную однолинейную схему РП, учитывая, что кроме вновь подключаемых ТП на ней 8 отходящих присоединений. ТП 10 принять совмещенной с РП. На ТП – 5 установлены 2 трансформатора по 630 кВА.
3) Скомпоновать РП и показать ее план.
4) Конструкция и эксплуатация СИП. Область их применения.
5) Какие виды автоматики необходимо применить на РП, ТП? Их назначение, принцип работы.

ЗАДАНИЕ N 6

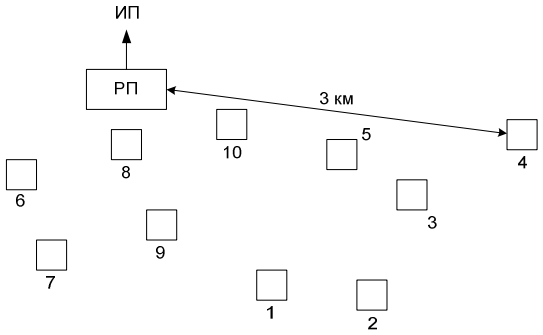
При развитии системы электроснабжения города к существующей РП необходимо подключить вновь вводимые ТП в количестве 10 штук. Из них от пяти ТП (ТП 1 – ТП 5) питаются коммунально-бытовые потребители II и III категории по надежности, от остальных ТП – III категории. Расположение ТП показано на рисунке 1. Номинальная мощность трансформаторов ТП следующая: ТП 1,4 – 400 кВА; ТП 2,3 – 630 кВА; ТП 6-10 – 250 кВА. РП необходимо запитать от городской понизительной подстанции, расположенной на расстоянии 3 км. Мощность КЗ на шинах 10 кВ городской понизительной подстанции 350 МВА.



1) Разработать систему внешнего электроснабжения РП, рассчитав предварительно нагрузки с учетом того, что на ТП – 5 установлен трансформатор мощностью 400 кВА. В качестве суммарной расчетной нагрузки существующих ТП принять P_P=2400 кВт; Q_P=1000 кВар. Число отходящих присоединений к существующим ТП при петлевой схеме электроснабжения равно 6.
2) Выбрать питающие линии, проверить их, рассмотреть условия прокладки.
3) Рассчитать режим в схеме внешнего электроснабжения и обеспечить напряжение на шинах РП в пределах 10 – 10,3 кВ. Будет ли в этом случае выполнено требование ГОСТ 13109 – 97 по отклонению напряжения на шинах 0,4 кВ ТП – 5 ?
4) Выбрать и проверить трансформатор напряжения на РП. Показать его на схеме. Каким аппаратом необходимо его защищать и от каких повреждений? Как выбрать этот аппарат?
5) Какие защиты и от каких повреждений необходимо установить на секционном выключателе РП. Выбрать уставки.

ЗАДАНИЕ N 7

При развитии системы электроснабжения города к существующей РП необходимо подключить вновь вводимые ТП в количестве 10 штук. Из них от пяти ТП (ТП 1 – ТП 5) питаются коммунально-бытовые потребители II и III категории по надежности, от остальных ТП – III категории. Расположение ТП показано на рисунке 1. Номинальная мощность трансформаторов ТП следующая: ТП 1,4 – 400 кВА; ТП 2,3,5– 630 кВА; ТП 6-10 – 250 кВА. РП необходимо запитать от городской понизительной подстанции, расположенной на расстоянии 3 км. Мощность КЗ на шинах 10 кВ городской понизительной подстанции 330 МВА.



1) Рассчитать электрические нагрузки городской распределительной подстанции (ГРП) при подключении ТП 1 –10, учитывая, что существующая нагрузка равна 18 МВт и 8 Мвар. Выбрать силовые трансформаторы ГРП. ГРП – транзитная подстанция, получает питание по кольцевой сети напряжением 35 кВ. Рассмотреть целесообразность ее перевода на более высокий уровень напряжения при подключении новых ТП. Районная подстанция энергосистемы с уровнями напряжения 220/110/35 кВ расположена в 18 км от ГРП.
2) Разработать однолинейную схему ГРП при 6 отходящих присоединениях на секцию шин 10 кВ, учитывая тот факт, что она останется транзитной подстанцией, если возникнет целесообразность ее перевода на более высокий уровень напряжения.
3) Выбрать питающие ГРП линии, учитывая, что переток мощности по ним без учета нагрузки ГРП составит 12+j7 МВА. Конструктивное исполнение данных линий.
4) Какое оборудование необходимо включить в нейтраль силового трансформатора ГРП и с какой целью. Выбрать его и описать конструкцию.
5) Какие защиты необходимо установить на ГРП, от каких повреждений. Описать принцип действия основных защит силового трансформатора.

ЗАДАНИЕ N 8

План расположения городских подстанций потребителей I, II и III категорий по надежности показан на рис. 1. Сеть расположена на Дальнем Востоке. Характеристики графиков нагрузки подстанций даны в таблице 1.

План расположения подстанций.

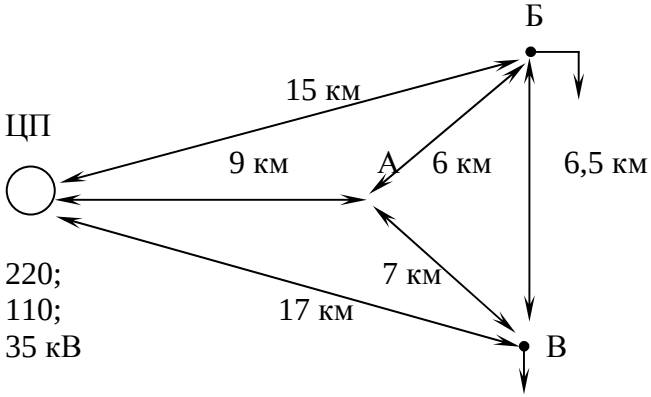


Таблица 1. Характеристики графиков нагрузки подстанций.

Наименование п/ст.	Рср, МВт	Qср, Мвар	Кф	Км
А	8	2	1,1	1,2
Б	15	7	1,15	1,2
В	11	3	1,05	1,1

1. Выбрать вариант конфигурации сети с наименьшими потерями мощности.
2. Решить вопросы компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в сети.
3. Разработать однолинейную схему городской подстанции В.
4. Выбрать трансформаторы напряжения на ПС В.
5. На ВЛ, связывающей центр питания с подстанцией произошло несимметричное КЗ. Составить схему замещения и привести алгоритм расчета тока КЗ в этом случае. Какая защита его отключит? Как выбрать уставки данной защиты?

ЗАДАНИЕ N 9

Источниками питания городской электрической сети являются подстанция питающей сети напряжением 220/110/35 кВ и ТЭЦ. Три генератора мощностью 60 МВт подключены к ОРУ-110 кВ. Расположение источников питания и подстанций районной электрической сети показано на рис. 1. Нагрузки подстанций приведены в табл. 1.

План расположения подстанций и ИП

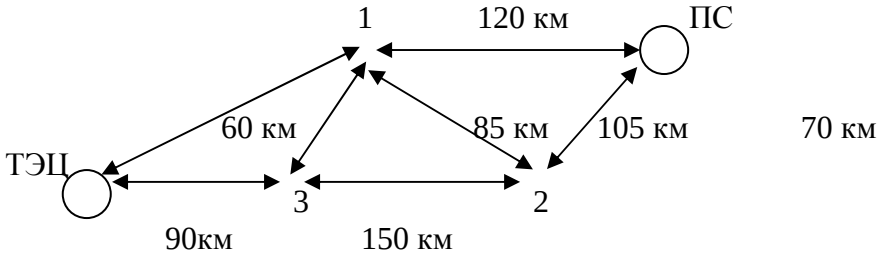


Таблица 1. Нагрузки подстанций и категорийность ЭП

Наименование подстанций	Рср МВт	Qср Мвар	Рмах МВт	Qмах Мвар	Категорийность ЭП		
					I	II	III
1	20	12	25	14	10	70	20
2	13	9	20	10	20	50	30
3	25	18	30	20	25	55	20

Разработать городскую электрическую сеть, решив при этом следующие вопросы:

1. Выбрать схему эл. сети, номинальное напряжение и сечения линий, предусмотрев установку на ПС 3 трехобмоточного трансформатора.
2. Разработать однолинейную схему подстанции 3. Напряжение СН трансформатора принять на ступень ниже напряжения ВН, НН – 10 кВ. Выбрать тип и мощность трансформаторов.
3. Выбрать и проверить вводной выключатель СН на подстанции 3. Подстанция питающей сети относится к системе неограниченной мощности.
4. Какие виды релейной защиты и от каких повреждений необходимо установить на силовом трансформаторе подстанции 3? Принцип действия ДЗТ.
5. Какие способы регулирования напряжения необходимо применить в данной сети, чтобы поддержать напряжение на шинах 10 кВ подстанций 1, 2, 3 в пределах, заданных ГОСТом на качество эл. энергии?

ЗАДАНИЕ N 10

Структурная схема сети приведена на рис 1.

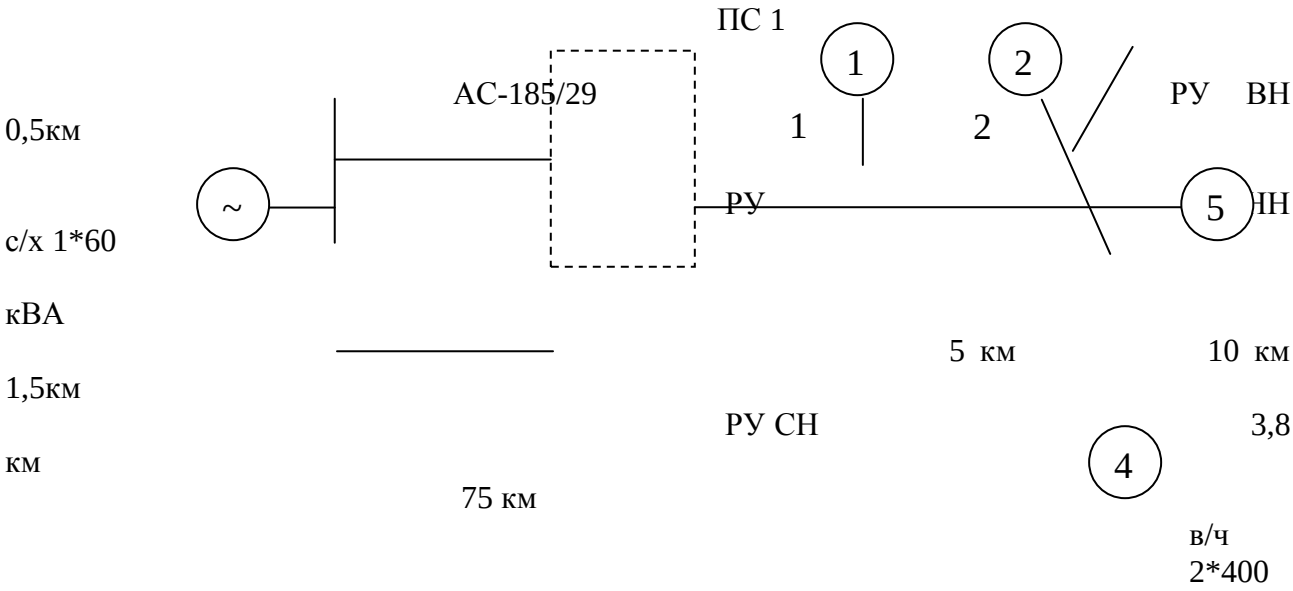
1*100кВА 2*250 кВА

2*250 кВА

с/х Аэропорт

ж/д

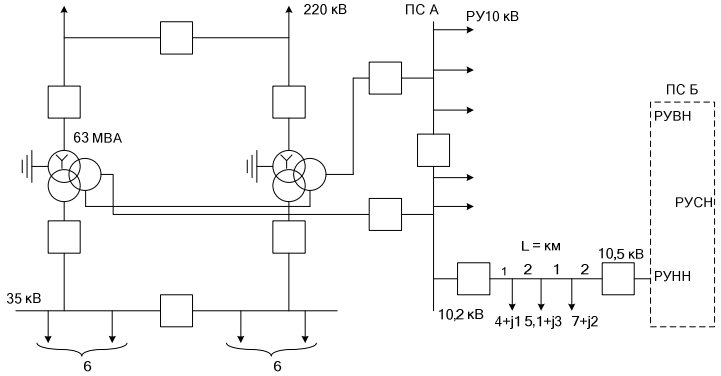
3



1. Выбрать сечение ВЛ 10 кВ, приведенной на рисунке.
2. Разработать однолинейную схему электрической сети, показав при этом однолинейную схему электроснабжения нагрузок 10 кВ, приведенных на рис. 1.
3. Выбрать и проверить выключатель линии 10 кВ, питающей указанную на рис. нагрузку, если на ПС 1 установлены два СТ мощностью 40 МВА каждый.
4. Выбрать методы и средства регулирования напряжения в местной эл. сети, а также номер отпайки РПН трансформатора ПС 1 для поддержания напряжения на шинах 10,5 кВ. Нагрузка СН равна 35 + j 10 МВА.
5. Выбрать уставки релейной защиты ВЛ 10 кВ, питающей рассматриваемую нагрузку.

ЗАДАНИЕ N 11

При реконструкции эл. сети 10 кВ к существующей подстанции А предусматривается дополнительное подключение четырех присоединений. При этом суммарная длина сети 10 кВ будет 50 км. Схема сети после реконструкции приведена на рис. 1. Нагрузка дана в МВА.



1) Произвести расчет режима в сети 10 кВ.

2) Нужна ли компенсация емкостных токов в сети 10 кВ после ее реконструкции? Если да , то выбрать мощность компенсирующих устройств..

3) Выбрать и проверить выключатель нагрузки на ТП, приняв ток КЗ на стороне ВН трансформатора равный 10 кА.

4) Произошло двухфазное КЗ в линии 10 кВ. Какие защиты и на каких элементах сети зафиксируют повреждение? Какая защита должна сработать первой и на какой выключатель подается команда на отключение?

5) Как зафиксировать замыкание на землю одной фазы линии 10 кВ. Действия оперативного персонала с соблюдением правил ТБ в данном случае.

6. Методические указания по выполнению домашних заданий и контрольных работ

Выполнение домашних заданий и контрольных работ предусматривает использование учебно-методического пособия Ю.В. Мясоедова «Методические рекомендации по выполнению курсового проекта «Проектирование системы электроснабжения жилого района города (сельскохозяйственного района с малой плотностью нагрузок)» и учебно-методического комплекса по дисциплине «Электроснабжение городов». В случае выполнения студентами заданий посвященных проектированию сельскохозяйственного района с малой плотностью нагрузок рекомендуется использовать мультимедиа учебник под редакцией Наумова И.В. «Электроснабжение сельского хозяйства» (Иркутская государственная сельскохозяйственная академия, 2005) и методические указания к курсовому и дипломному проектированию «Электроснабжение сельского хозяйства» авторов Коваленко В.В., Ивашина А.В., Нагорный А.В., Кравцов А.В.(Ставропольский государственный аграрный университет, 2004).

В данных методических разработках представлены все необходимые методические указания в области проектирования городской (сельской) системы электроснабжения и проверочные задания по дисциплине. Представленная в этих разработках последовательность реализации вопросов, посвященных рассмотрению проектируемой системы электроснабжения, а также приведенные примеры ее расчетов соответствуют стадийности выполнения курсового проекта и комплексного задания по дисциплине.

Следует помнить о том, что при изучении отдельных теоретических вопросов курса используются знания, полученные в ранее изученных дисциплинах.

Поэтому для закрепления полученных ранее знаний и практической их привязки к изучаемому курсу целесообразно использовать следующие методические разработки:

1. Мохов В.Б., Бирило И.А. Методические указания к курсовому проектированию «Районная электрическая сеть» - Благовещенск, 1993.
2. Ю.В. Мясоедов, Н.В.Савина, А.Н.Козлов. Автоматизация в курсовом и дипломном проектировании. Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2000.
3. Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. Электрические сети в примерах и расчетах. Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 1999.
4. Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. Проектирование электрической части электростанций и подстанций. Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2002.
5. Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. Электрическая часть станций и подстанций. Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.

7. Перечень программных продуктов, реально используемых в практике деятельности выпускников

В процессе обучения студенты используют промышленные разработки необходимые для последующей их реализации в практической деятельности:

1. Учебные программные комплексы для ПЭВМ, разработанные кафедрой энергетики: "ZAPUSK", "CURSE2", "KRNET", "TKZ3000", "Механическая часть ВЛ", "Расчет электрической сети", а также программные комплексы других ВУЗов, ориентированные на преподавателей, студентов и людей, занимающихся самоподготовкой в области электроснабжения, такие как Elsnab8 "Электроснабжение сельскохозяйственных потребителей" и ACPE – Account of the course project on electro supply. Программа для автоматизации расчетов курсового проекта по электроснабжению сельских населенных пунктов. Эти программы защищены авторскими правами, сертифицированы и являются бесплатными при использовании в некоммерческих целях.
2. Промышленные программно-вычислительные комплексы: "SDO-6", "RASTR".
3. Пакет автоматизации математических расчетов «MathCad».

Основными компьютерными программами для выполнения курсового проекта являются:

1. Программа расчета для PC "ZAPUSK" – Расчеты систем электроснабжения.

Программа разработана в Приазовском государственном техническом университете и Амурском государственном университете. Авторы программного комплекса: Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Подгорный А.А.

Программа позволяет произвести расчет мощности трехфазных и однофазных электрических нагрузок силовой и осветительной сети, определить координаты центра электрических нагрузок, осуществить технико-экономическое сравнение вариантов распределительной сети.

В программе предусмотрена возможность выполнить расчёты токов трехфазного и однофазного к.з.

2. Программа расчета для PC Elsnab8 "Электроснабжение сельскохозяйственных потребителей".

Программа разработана в Ставропольском государственном аграрном университете. Авторы программного комплекса: Лысаков А.А., Коноплёв Е.В., Нагорный А.В., Ивашин А.В.

Данный программный комплекс предназначен для расчета сельскохозяйственных сетей ВН и НН и расчета электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

Программа позволяет произвести расчет высоковольтных сельскохозяйственных сетей с трансформаторными подстанциями и соответственно с их потребителями, а так же представлен расчет низковольтной сети трансформаторной подстанции с низковольтными потребителями. Программа рекомендуется для внедрения в учебный процесс на факультетах электрификации и автоматизации, а так же на любых других, имеющих дисциплину "Электроснабжение".

Программа запатентована (Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2006612738 "Электроснабжение сельского хозяйства") и скоро намечается ее выход под грифом УМО.

3. ACPE – Account of the course project on electro supply. Программа для автоматизации расчетов курсового проекта по электроснабжению сельских населенных пунктов.

Программа разработана в Иркутской государственной сельскохозяйственной академии. Авторы программного комплекса: Наумов И.В., Шпак Д.А., Лыткин А.А.

Программа позволяет произвести расчет мощности нагрузки жилых домов, определить координаты места установки ТП, выполнить расчёт электрических нагрузок,

осуществить выбор сечений проводов ВЛ, провести проверку сети на допустимые колебания напряжения при пуске двигателя.

В программе предусмотрена возможность выполнить расчёты токов трехфазного и однофазного к.з. и на их основе произвести расчёт заземляющего устройства.

8. Методические указания по применению современных информационных технологий

1. Презентации, слайды, технические характеристик, каталоги по электрическому оборудованию, типовые проекты ТП и РП. ОАО «ПО Элтехника» (Санкт-Петербург), ОАО «Чебоксарский электроаппаратный завод», ОАО «Ангарский электроаппаратный завод» - 3 компакт диска.
2. Электронные схема системы электроснабжения и план города Благовещенска.
3. Схемы, таблицы, рисунки под медиакомплекс;
4. Лазерные пленки к проектоскопу по теме «Конструкция ВЛ и КЛ» - 18 штук.
5. Тренажер городской распределительной электрической сети.
6. Плакаты по оборудованию.
7. Комплект индивидуальных заданий по дисциплине.
8. Ю.В. Мясоедов. Электронный учебник «Электроснабжение городов».
1. Наумов И.В. Мультимедиа учебник «Электроснабжение сельского хозяйства». Иркутская государственная сельскохозяйственная академия. 2005.
2. Тренажер городской распределительной электрической сети.
4. Учебные и промышленные программно-вычислительные комплексы "ZAPUSK", "CURSE2", "Расчет электрической сети", "Механическая часть ВЛ", "KRNET", "TKZ3000", "Elsnab8", "ACPE", SDO-6", "RASTR", а также пакет автоматизации математических расчетов «MathCad».

9. Методические указания по организации межсессионного контроля знаний студентов

В процессе изучения дисциплины предусмотрены следующие виды промежуточного контроля знаний студентов:

пятиминутный блиц-опрос опрос студентов на каждой лекции по пройденному материалу;

выполнение 4 контрольных работ по рассмотренным темам;

проведение 2 коллоквиумов по лекционному материалу;

студенты, не посещающие лекционные и практические занятия, представляют рефераты по пропущенным темам;

выполнение индивидуальных домашних заданий с последующей их защитой;

комплексные задания по разработке системы электроснабжения района города.

Блиц – опрос проводится в начале каждой лекции в течение 5 минут, вопросы, выносимые на опрос, формулируются из материала лекции, при этом на лекциях для студентов указывается по каким разделам лекционного материала будет проводиться опрос и формулируются сами вопросы.

Контрольные работы предусматриваются по следующим темам:

расчет характеристик и показателей графиков электрических нагрузок городских потребителей;

расчет электрических нагрузок и выбор сечения проводов (кабелей);

расчет потерь напряжения, мощности и энергии в электрических сетях и трансформаторах;

выбор электрических аппаратов и устройств РЗА в городских сетях.

Коллоквиумы включают в себя вопросы посвященные ранее изученным разделам в других дисциплинах, таким как «конструктивное исполнение городских воздушных и кабельных линий»; «выбор электрических аппаратов на подстанции», «регулирование напряжения и выбор регулировочных ответвлений трансформатора», «выбор уставок РЗА». Вопросы на коллоквиумы представлены следующим списком:

1. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГП и ПГВ.
2. Регулирующий эффект нагрузки.
3. Потребление реактивной мощности.
4. Выбор компенсирующих устройств.
5. Выбор сечения проводов и жил кабелей по экономической плотности тока.
6. Выбор сечения проводов и жил кабелей по нагреву.
7. Падение и потеря напряжения.
8. Определение наибольшей потери напряжения.
9. Выбор сечения проводов и жил кабелей по допустимой потере напряжения.
10. Выбор сечений воздушных и кабельных линий 0,4 и 6-10 кВ.
11. Выбор оборудования на напряжение до 1 кВ.
12. Проверка выбранных сечений линий до 1 кВ.
13. Выбор оборудования на напряжение 6-10 кВ.
14. Проверка выбранных сечений линий выше 1 кВ.
15. Защита элементов системы электроснабжения на напряжение до 1 кВ.
16. Защита элементов системы электроснабжения на напряжение выше 1 кВ.
17. Выключатели нагрузки, предохранители и автоматические выключатели.
18. Регулирование напряжения в городских сетях.
19. Автоматика в городских электрических сетях 0,4 кВ.
20. Автоматика в городских электрических сетях 10 кВ.
21. Выбор напряжения распределительных сетей. Выбор числа ступеней трансформации напряжения.
22. Перевод действующих сетей на повышенное напряжение.
23. Обеспечение качества напряжения.

Рефераты по пропущенным темам выполняются студентами из следующего перечня:

1. Общие положения расчета нагрузок. Расчетные электрические нагрузки элементов системы электроснабжения.
2. Определение расчетных электрических нагрузок на ступенях СЭГ.
3. Регулирующий эффект нагрузки и компенсация реактивной мощности.
4. Основные принципы построения городской распределительной сети.
5. Выбор источников питания. Обеспечение качества напряжения.
6. Схема электроснабжения жилого дома.
7. Определения и основные требования к расположению подстанций в городских условиях.
8. Расчет токов короткого замыкания в сетях до 1 кВ.
9. Расчет токов короткого замыкания в сетях выше 1 кВ.
10. Ограничение токов короткого замыкания.
11. Защита элементов системы электроснабжения на напряжение до 1 кВ.
12. Защита элементов системы электроснабжения на напряжение выше 1
13. Режим нейтрали и компенсация емкостных токов замыкания на землю.
14. Регулирование напряжения в городских сетях.
15. Автоматика в городских электрических сетях.
16. Условия пользования электроэнергией и порядок присоединения новых и дополнительных мощностей. Учет электроэнергии и расчеты за нее.
17. Технико-экономические расчеты и выбор оптимальных параметров

системы электроснабжения.

18. Оптимизация параметров и анализ технико-экономических показателей.
19. Оптимизация уровня электрификации быта.
20. Перевод действующих сетей на повышенное напряжение.
21. Требования к надежности электроснабжения городских потребителей.
22. Идеальная система электроснабжения города.
23. Особенности электроснабжения отдельных потребителей.

10. Фонд тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний по дисциплине

Фонд тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний по дисциплине входит составной частью в фонд тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний по специальности 140211 – Электроснабжение, утвержденный УМО по образованию в области энергетики и электротехники.

Контрольные экзаменационные задания (КЭЗ) представлены либо как единая ситуационная задача, требующая построения алгоритма решения в виде последовательно описываемых этапов, каждый из которых характеризует технологическую или (и) конструктивную проблему, либо состоят из отдельных вопросов, составленных таким образом, чтобы выбор охватываемых ими проблем обеспечивал проверку умений по тем базовым и специальным дисциплинам, которые формируют профессиональный уровень выпускника (т.е. несут в себе информацию, непосредственно связанную с обобщенными задачами профессиональной деятельности будущих специалистов).

Ответы на вопросы контрольных заданий обязательно требуют от экзаменуемых использования знаний и умений по дисциплине. Вопросы КЭЗ не имеют рецептурно-справочный характер. Во всех случаях в КЭЗ нет вопросов, не соответствующих хотя бы одному из требований к знаниям и умениям студентов.

Все КЭЗ индивидуальны и повторяющихся вопросов нет. При этом вопросы составлены так, чтобы трудоемкость требуемых конкретных ответов всех КЭЗ была приблизительно одинакова. Вопросы имеют как качественный, так и количественный характера (в виде задач).

Задачи для решения четко сформулированы, имеют совершенно определенную физическую и инженерную основу. Они имеют однозначный ответ, получение которого не требует громоздких вычислений. В тексте задач нет сведений справочного характера и подсказок о теоретических принципах решения, поскольку именно они должны быть самостоятельно найдены экзаменуемым.

Результаты ответа на контрольное задание определяются дифференцированно (по 4-х балльной системе): оценками «отлично», «хорошо», «удовлетворительно», «неудовлетворительно», которые объявляются в тот же день.

Оценка «отлично» выставляется студенту при условии решения всех заданий с использованием современных методов расчета, нормативных и организационных документов, проявившему инженерный и творческий подход к поставленным задачам и обоснованность принятых решений.

Оценка «хорошо» выставляется студенту при условии решения 80% заданий с использованием современных методов расчета, нормативных и организационных документов, использовавшему стандартные и типовые инженерные решения и обосновавшему принятые решения с технико-экономической точки зрения.

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту при условии решения не менее 50% заданий с использованием современных методов расчета, нормативных и организационных документов, использовавшему стандартные и типовые инженерные решения.

В случае несоблюдения вышеуказанных критериев студенту выставляется оценка «неудовлетворительно».

Критерии оценки должны быть единообразны по всем вопросам контрольных заданий, а их основополагающим принципом при ответе на качественный вопрос должно быть четкое соответствие анализа физической и инженерной картины рассматриваемого процесса или устройства (а, также, при необходимости, их математического описания) требованиям ГОС в рамках регламентированных видов профессиональной деятельности.

При ответе на количественный вопрос (задачу) ответ считается полноценным, если получено не только правильное численное значение искомого параметра, но и приведено

решение с обоснованием выбора расчетных зависимостей (форму) и правомочности их применения, а также даны ссылки на необходимые сведения, заимствованные из справочников и других источников.

Ответы на вопросы качественного характера не должны сводиться к простому пересказу той, или иной главы учебника. Конкретный ответ на такой вопрос должен требовать от экзаменуемого некоторого анализа и синтеза известных ему положений, вытекающих из изучения базовых и специальных дисциплин.

В качестве примера подробно приведены варианты различных типов тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний по дисциплине «Электроснабжение городов», остальные находятся в фонде специальности 140211 – Электроснабжение, находящемся в учебно-методическом кабинете кафедры энергетики.

Примеры контрольных экзаменационных заданий

Каждое задание содержит комплекс вопросов, позволяющих оценить подготовку студента по данной дисциплине в соответствии с требованиями оценочных и диагностических средств по специальности 140211 – Электроснабжение.

При этом задания могут быть теоретического и расчетного плана, а также иметь комплексный характер.

Ниже приведены варианты различных типов тестовых и контрольных заданий.

Теоретические контрольные задания

Контрольное задание № 1

1. Определение расчетных нагрузок промышленных предприятий.
2. Критерии и расчеты качества напряжения при резкопеременной электрической нагрузке.
3. Требования к надежности электроснабжения электроприемников I-III категории (по ПУЭ).
4. Схемы электроснабжения (0,4-10 кВ) коммунально-бытовых потребителей.

Контрольное задание № 2

1. Определение расчетных электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей.
2. Средства компенсации реактивных нагрузок и их применение в электроснабжении промышленных потребителей.
3. Режимы нейтрали электрических сетей 0,4-10 кВ.
4. Определение убытков от недоотпуска электроэнергии потребителям I-III категории (по ПУЭ).

Контрольное задание № 3

1. Определение допустимых токов для изолированных проводников (например, кабелей).
2. Оценка качества напряжения по несинусоидальности и причины необходимости их ограничений.
3. Применение двухмагистральных автоматизированных электросетей 0,4-10 кВ в электроснабжении промышленных и коммунально-бытовых потребителей.
4. Выбор экономических мощностей трансформаторов 10/0,4 кВ с учетом технических ограничений.

Контрольное задание № 4

1. Выбор рабочих ответвлений трансформаторов 10/0,4 кВ по условиям допустимых отклонений напряжения у промышленных и коммунально-бытовых электроприемников.
2. Применение петлевых неавтоматизированных электросетей 0,4-10 кВ в системах электроснабжения.
3. Выбор установленной мощности понижающих трансформаторов 35-220/6-10 кВ главных понижающих подстанций промышленных и городских потребителей.
4. Определение расчетных электрических нагрузок групп электроприемников с резкопеременной нагрузкой.

Комплексные контрольные задания

Контрольное задание № 1

При реконструкции одного из цехов молокозавода, питаемого от шин существующей КТП с трансформаторами 2х1600 кВА, возникла необходимость в подключении 5 двигателей с техническими характеристиками, приведенными в табл. Помещение, где устанавливаются двигатели, не взрыво- и не пожароопасно; температура воздуха 26^{o} С. Режим работы двигателей исключает возможность длительных перегрузок, условия пуска - легкие. Возможность одновременного пуска исключается. Двигатели подключаются к шинам РП, расстояние до которого от двигателей указано в табл.

Тип двигателя	Uном, В	Номин. мощн., кВт	Кратность пускового тока	кпд, %	cosφ	К-во	Росстояние от АД до распред. пункта, м
А03-355S-12У3	380	75	6	91,5	0,77	2	25
А2-81-4	380	40	5,9	90,5	0,83	2	18
А2-72-6	380	22	5,6	88	0,8	1	10

Распределительный пункт можно запитать от существующей КТП, расположенной на расстоянии 270 м, с нагрузкой Рр=1200кВт, Qр=750квар, либо от проектируемой КТП с трансформатором 1000кВА, расположенной на расстоянии 540 м с расчетной нагрузкой Рр=500кВт, Qр=230квар. Разработать схему электроснабжения двигателей, решив следующие вопросы:

1) Разработать схему электроснабжения двигателей и определить возможность их подключения к трансформаторным подстанциям. Свое решение обосновать технически и экономически. При этом оценить надежность предлагаемого варианта схемы электроснабжения;

2) Выбрать распределительный пункт и питающий его проводник, а также защитный аппарат на вводе РП, согласовав его уставки с уставками вводного защитного аппарата на шинах КТП, приняв в расчетах величину минимального тока однофазного к.з. на шинах КТП 1,8 кА;

3) При условии, что существующая КТП подключена к шинам 10 кВ городской понизительной подстанции, расположенной на расстоянии 4 км, выбрать сечение питающих ее линий и проверить их по допустимой потере напряжения и по термической стойкости к токам К.З. Рассмотреть условия прокладки питающих КТП линий. На ПГВ установлены 2 силовых трансформатора мощностью 40 МВА. Ток К.З. на стороне 110 кВ ПГВ принять равным 11 КА;

4) Рассчитать уставки релейной защиты линии, питающей существующую КТП. Какие виды основных защит установлены на силовых трансформаторах ГПП и от каких повреждений;

5) Описать конструкцию изоляции принятой линии, питающей существующую КТП. Каким образом осуществляется монтаж заданной линии?

6) Проверить соответствие отклонений напряжения ГОСТ 13109-97 на зажимах первого АД.

7) Какие правила техники безопасности необходимо соблюдать при обслуживании данных двигателей?

Контрольное задание № 2

От городской понизительной станции № 5 необходимо запитать микрорайон. Планируемая расчетная нагрузка без учета микрорайона на шинах 10 кВ подстанции № 5 составляет 23 МВт; tgφ=0.4, число линейных отходящих присоединений равно 20.

Поверхностная плотность нагрузки микрорайона равна 3 МВт/км^2. Нагрузка равномерно распределена по территории микрорайона. Городская понизительная подстанция расположена на северной границе микрорайона и углублена в район обслуживания на 10% его длины.

Электроснабжающая сеть города и границы микрорайона показаны на рис. 1.

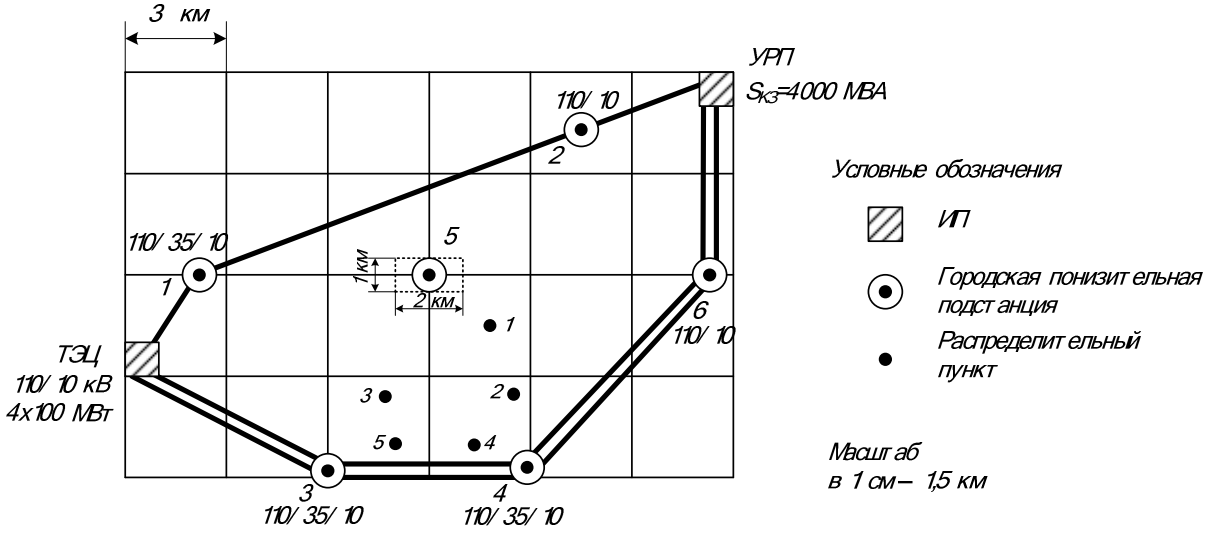


Рис.1

Подстанции 1, 3, 4 соединены в кольцо на напряжении 35 кВ. Нагрузки РП приведены в таблице 1.

Таблица 1.

Номер РП	Расчетная мощность, МВт	% промышленной нагрузки	% потребителей I категории
1	4	-	-
2	8	30	-
3	10	50	12 (есть ОГ)
4	12	60	10
5	6	-	2 (есть ОГ)

От РП 1 получают питание десять ТП, схема расположения которых, приведена на рис.2.

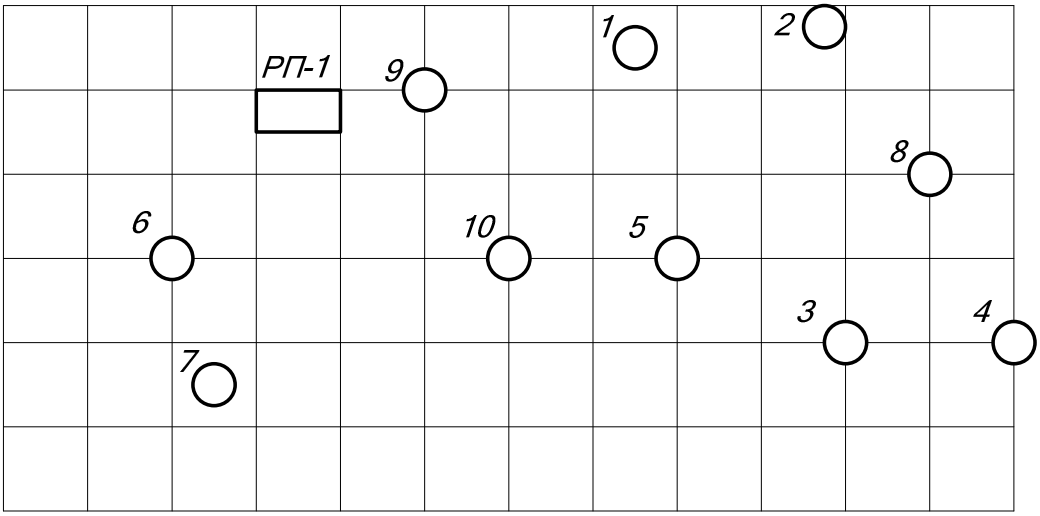


Рис.2

Из них от ТП 1, 2, 8, 4, 9 питаются потребители II и III категории, от остальных ТП – III категории. Номинальная мощность трансформаторов ТП следующая:
- ТП 1, 2, 8 – 630 кВА;
- ТП 3, 4, 5 – 400 кВА;
- ТП 6, 7, 10 – 250 кВА.

1) К ТП-9 подключается школа на 800 учащихся и квартальная отопительная котельная с удельной тепловой нагрузкой 80 Гкл/ч с теплоносителем водой. Рассчитать электрические нагрузки распределительных линий 0,4 кВ. Разработать схему низковольтного электроснабжения от ТП-9 с выбором и проверкой соответствующих элементов и оценить ее надежность.

2) Выбрать число и мощность трансформаторов на ТП-9. Конструктивное исполнение принятой ТП. Выбрать схему и конструкцию ВРУ.

3) Рассчитав токи КЗ на шинах ТП-9, выбрать и проверить защитный аппарат на вводе НН ТП, его конструктивное исполнение.

4) Конструкция изоляции принятого трансформатора на ТП-9. Условия ее эксплуатации.

5) Разработать релейную защиту линии, питающей ТП-9. Определить уставки.

6) Отдача оперативной команды по вводу в ремонт линии, питающей ТП-9 при ее аварийном отключении, с обеспечением резервирования потребителей данной линии. Допустимые перегрузки кабельных линий при различных режимах работы сети.

7) Организационные мероприятия по обеспечению безопасного производства работ на данной линии.

Тестовые контрольные задания

Контрольное задание № 1

1. ГЛУХОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ НЕЙТРАЛИ ПРИМЕНЯЕТСЯ В:
   а) трехфазных сетях 6-35 кВ
   б) трехфазных сетях постоянного тока
   в) в сетях 110 кВ и выше, в 4-х проводных сетях 380/220 В, 3-х фазных сетях постоянного тока.
2. ПЛАВКИЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛИ СЛУЖАТ ДЛЯ:
   а) защиты внутрицеховых сетей от токов КЗ
   б) дистанционного управления АД
   в) коммутации силовой цепи.
3. ОТКЛОНЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ У ЭП ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ:
   а) ±U% = [(Uфак - Uном)]/Uном] • 100%
   б) ±U% = [(Uном - Umin)]/Uном] • 100%
   б) ±U% = [(Umах - Uном)]/Uном] • 100%
4. РЕЖИМ НАСТРОЙКИ ДУГОГАСЯЩИХ КАТУШЕК В НЕЙТРАЛИ ХАРАКТЕРИЗУЕТСЯ:
   а) степенью расстройки, степенью настройки
   б) коэффициентом успокоения резонансно-заземленной сети
   в) напряжением смещения нейтрали.
5. НОМИНАЛЬНЫЙ ТОК ПЛАВКОЙ ВСТАВКИ ПРЕДОХРАНИТЕЛЯ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ КАК:
   а) для одиночного ЭП Іном.вст. ≥ Ір
      для одиночного ЭД Іном.вст. ≥ І пуск./α
   б) для одиночного ЭП Іном.вст.≥ Іном.эп
      для одиночного ЭД Іном.вст. ≥ І лик./α
   в) для одиночного ЭП Іном.вст.≥ Іном.эн
      для одиночного ЭД Іном.вст. ≥ І пуск./α
6. ПРИ ПРОКЛАДКЕ КАБЕЛЕЙ ДО 10 КВ В ЗЕМЛЕ РЕКОМЕНДУЕТСЯ В ОДНОЙ ТРАНШЕЕ ПРОКЛАДЫВАТЬ:
   а) не более 6 силовых кабелей
   б) не более 10 силовых кабелей
   в) не более 12 силовых кабелей
7. НОМИНАЛЬНАЯ АКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ ЭП ПОВТОРНО-КРАТКОВРЕМЕННОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ЭТО:
   а) мощность за наиболее загруженную смену
   б) паспортная мощность, приведенная к длительному режиму работы
   в) максимальная мощность за 30-минутный максимум.
8. РЕЖИМАМИ НАСТРОЙКИ ДУГОГАСЯЩИХ КАТЕШЕК В СЕТИ С РЕЗОНАНСНО-ЗАЗЕМЛЕННЫМИ НЕЙТРАЛЯМИ ЯВЛЯЮТСЯ:
   а) резонансный
   б) недокомпенсации, резонасный
   в) резонансный, недокомпенсации, перекомпенсации.
9. РАСЧЕТНАЯ НАГРУЗКА ЭМПИРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ КАК:
   а) Рр = Кс. Руст.
   б) Рр = Рсрт + bdсрт
   в) Рр = Кр. Рср
10. НОМИНАЛЬНЫМ ТОКОМ ПЛАВКОЙ ВСТАВКИ НАЗЫВАЮТ:
   а) номинальный ток, при котором плавкая вставка предохранителя еще не перегорает
   б) ток, которой может длительно проходить через их, не вызывая расплавления металла вставки или сильного нагрева

в) ток КЗ, протекающий через предохранитель.

11. ПОТЕРЯ НАПРЯЖЕНИЯ МЕЖДУ НАПРЯЖЕНИЕМ ИСТ. ПИТАНИЯ U1 И НАПРЯЖЕНИЕМ В МЕСТЕ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ЭП К СЕТИ U2 ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ:

а) $\Delta U\% = [(U_{ном} - U2)]/U1] \cdot 100\%$

б) $\Delta U\% = [(U1 - U2)]/U_{ном}] \cdot 100\%$

б) $\Delta U\% = [(U1 - U_{ном})]/U2] \cdot 100\%$

12. ПРЕДНАМЕРЕННОЕ СОЕДИНЕНИЕ С ЗАЗЕМЛЯЮЩИМ УСТРОЙСТВОМ КАКОЙ ЛИБО ТОЧКИ ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ЭУ, НЕОБХОДИМОЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕЕ РАБОТЫ, НАЗЫВАЮТ:

а) рабочим заземлением

б) защитным заземлением

в) заземлением нейтрали.

13. РАССТОЯНИЕ МЕЖДУ ДВУМЯ ПАРАЛЛЕЛЬНО ИДУЩИМИ ТРАНШЕЯМИ С КАБЕЛЯМИ 35 КВ:

а) 1,5 м

б) 1 м

в) 0,5 м

14. ПРИ ВЫБОРЕ ЗАЩИТНЫХ АППАРАТОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ЭД ДО 1 КВ УЧИТЫВАЕТСЯ КОЭФФИЦИЕНТ α, ЗАВИСЯЩИЙ ОТ УСЛОВИЙ И ДЛИТЕЛЬНОСТИ ПУСКА ЭД И РАВНЫЙ:

а) α = 2,5 для легких пусков с tпуска = до 2,5с

α = 1,6 для тяжелых пусков с tпуска = > 2,5с

б) α = 3,5 для легких пусков с tпуска до 3,5с

α = 2,5 для тяжелых пусков с tпуска > 3,5с

в) a = 1,6 для легких пусков с tпуска до 1,6с

a = 2,5 для тяжелых пусков с tпуска > 1,6

15. ЕСЛИ КОЭФФИЦИЕНТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ КЗ ≤ 1,4, ТО ТАКОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ НЕЙТРАЛИ НАЗЫВАЮТ:

а) изолированным

б) эффективным

в) компенсированным

16. НАПРЯЖЕНИЕ ФАЗ ОТНОСИТЕЛЬНО ЗЕМЛИ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ КЗ В ЭФФЕКТИВНО-ЗАЗЕМЛЕННЫХ СЕТЯХ НЕ ПРЕВЫШАЮТ:

а) 1,4 Uф
б) 1,73 Uф
в) 1,9 Uф

17. КОЭФФИЦИЕНТОМ СПРОСА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НАЗЫВАЕТСЯ ОТНОШЕНИЕ:

а) $\frac{P_{СР.М}}{P_{НОМ}}$

б) $\frac{P_{Р}}{P_{НОМ}}$

в) $\frac{P_{МАХ}}{P_{НОМ}}$

18. ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫМ ТОКОМ ПО НАГРЕВУ НАЗЫВАЮТ:

а) длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается наибольшая длительно допустимая температура нагрева проводника
б) минимальный ток в нормальном режиме длительно протекающий по проводнику
в) ток, протекающий в проводнике в после аварийном режиме.

19. КОЭФФИЦИЕНТ УСПОКОЕНИЯ РЕЗОНАСНО-ЗАЗЕМЛЕННОЙ СЕТИ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ КАК:

а) $d = -\frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_A + C_B + C_C}$

б) $d = -\frac{W(C_A + C_B + C_C) - \frac{1}{WL_H}}{W(C_A + C_B + C_C)} \cdot 100$

в) $d = -\frac{3G + \frac{1}{R_H}}{W(C_A + C_B + C_C)} \cdot 100$

20. НОМИНАЛЬНАЯ АКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ ЭП ДЛИТЕЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ЭТО:

а) мощность за наиболее загруженную смену
б) мощность, указанная в тех. паспорте ЭП
в) средняя мощность ЭП.

Вопросы к экзамену

1. Понятия: система электроснабжения, электрическая станция и подстанция, электрическая сеть.
2. Классификация и структура городов. Характеристики планировки городов.
3. Города как потребители электрической энергии.
4. Классификация городских потребителей электроэнергии.
5. Общие требования к построению системы электроснабжения города.
6. Структура системы электроснабжения города и электроснабжающая сеть.
7. Напряжения систем электроснабжения. Общая характеристика систем электроснабжения городов. Основные термины и определения.
8. Графики нагрузок городских потребителей (ГЭН) и уровни электропотребления.
9. Показатели графика электрических нагрузок.
10. Общие положения расчета нагрузок. Расчетные электрические нагрузки элементов системы электроснабжения.
11. Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей.
12. Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей.
13. Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений.
14. Расчет электрических нагрузок промышленных потребителей.
15. Расчет электрических нагрузок элементов системы электроснабжения.
16. Определение электрических нагрузок распределительных линий 0,4 кВ.
17. Расчет нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП.
18. Выбор числа и мощности трансформаторов ТП.
19. Определение электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ.
20. Расчет нагрузок на шинах 10 кВ РП, ГП и ПГВ.
21. Определение расчетных электрических нагрузок на различных ступенях СЭГ.
22. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГП и ПГВ.
23. Регулирующий эффект нагрузки.
24. Потребление реактивной мощности.
25. Выбор компенсирующих устройств.
26. Выбор сечения проводов и жил кабелей по экономической плотности тока.
27. Выбор сечения проводов и жил кабелей по нагреву.
28. Падение и потеря напряжения.
29. Определение наибольшей потери напряжения.
30. Выбор сечения проводов и жил кабелей по допустимой потере напряжения.
31. Классификация городских электрических сетей.
32. Городские электрические сети, пример.
33. Питающие сети, пример.
34. Схемы построения питающих сетей 0,4 и 6-10 кВ.
35. Выбор схемы питающих сетей 0,4 и 6-10 кВ.
36. Распределительные сети, пример.
37. Основные принципы построения городской распределительной сети.
38. Выбор схем распределительной сети 0,4 кВ.
39. Построение схем распределительной сети 6-10 кВ.
40. Выбор сечений воздушных и кабельных линий 0,4 и 6-10 кВ.
41. Выбор сечений воздушных и кабельных линий 0,4 кВ.
42. Выбор схемы электроснабжения города.
43. Выбор источников питания.

44. ВРУ жилого дома до 5 этажей.
45. ВРУ жилого дома до 9 этажей.
46. ВРУ жилого дома свыше 9 этажей.
47. Схема электроснабжения жилого дома.
48. Выбор схемы и конструкции ТП.
49. Выбор схемы и конструкции РП.
50. Конструктивное исполнение и схемы соединений ГП и ПГВ 35-220 кВ.
51. Способы присоединения подстанций к электрической сети.
52. Схемы электрических соединений подстанций.
53. Определения и основные требования к расположению подстанций в городских условиях.
54. Упрощенные схемы понижающих подстанций.
55. Подстанции 35-110-220 кВ.
56. Распределительные пункты 6-10 кВ.
57. Комплектные распределительные устройства.
58. Трансформаторные подстанции 6-10/0,38 кВ.
59. Расчет токов короткого замыкания в сетях до 1 кВ.
60. Выбор оборудования на напряжение до 1 кВ.
61. Проверка выбранных сечений линий до 1 кВ.
62. Расчет токов короткого замыкания в сетях выше 1 кВ.
63. Выбор оборудования на напряжение 6-10 кВ.
64. Проверка выбранных сечений линий выше 1 кВ.
65. Ограничение токов короткого замыкания.
66. Защита элементов системы электроснабжения на напряжение до 1 кВ.
67. Защита элементов системы электроснабжения на напряжение выше 1
68. Выключатели, выключатели нагрузки, предохранители и автоматические выключатели.
69. Емкостные токи в системах с различными режимами нейтрали.
70. Режим нейтрали и компенсация емкостных токов замыкания на землю.
71. Регулирование напряжения в городских сетях.
72. Пункт секционирования 0,4 кВ. Назначение, устройство, схема, характеристика.
73. Пункт секционирования 6-10 кВ. Назначение, устройство, схема, характеристика.
74. Автоматика в городских электрических сетях 0,4 кВ.
75. Автоматика в городских электрических сетях 10 кВ.
76. Условия пользования электрической энергией и порядок присоединения новых и дополнительных мощностей.
77. Учет электроэнергии и расчеты за нее.
78. Технико-экономические расчеты и выбор оптимальных параметров системы электроснабжения.
79. Оптимизация параметров и анализ технико-экономических показателей.
80. Оптимизация уровня электрификации быта.
81. Рациональная дальность передачи при напряжении 6-10 кВ в системе электроснабжения.
82. Выбор напряжения распределительных сетей. Выбор числа ступеней трансформации напряжения.
83. Перевод действующих сетей на повышенное напряжение.
84. Обеспечение качества напряжения.
85. Требования к надежности электроснабжения городских потребителей.
86. Идеальная система электроснабжения города.
87. Особенности электроснабжения отдельных потребителей.

Список использованной литературы

1. Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. Электрическая часть станций и подстанций. Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.
2. Г.Н. Ополева. Схемы и подстанции электроснабжения / Справочник. – М.: ФОРУМ - ИНФРА-М. 2006.
3. Наумов И.В., Подъячих С.В., Шпак Д.А., Борщенко К.А. Мультимедийный учебник "Электроснабжение сельского хозяйства". ИрГСХА, 2005.
4. Коваленко В.В., Ивашина А.В., Нагорный А.В., Кравцов А.В. Электроснабжение сельского хозяйства. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию. – СтГАУ, АГРУС, 2004.
5. ГОСТ 28249-93(2003). Короткие замыкания в электроустановках переменного напряжения до 1 кВ. – М.: Изд-во меж. гос. стандарт, 2003.
6. Правила устройства электроустановок. - 7-е изд. перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2003.
7. Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. Проектирование электрической части электростанций и подстанций. Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2002.
8. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: Мастерство, 2002.
9. С.Л. Кужеков, С.В. Гончаров. Городские электрические сети.: Учеб. пособие для спец. 100400. - Ростов-на-Дону, 2001. 256 с.
10. РМ-2696-01 Временная инструкция по расчету электрических нагрузок жилых зданий. правительство Москвы. Москомархитектура. – 2001.
11. ГОСТ Р 51732-2001. Устройства вводно-распределительные для жилых и общественных зданий, 2001.
12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.: Изд-во ЭНАС. – 2000.
13. Ю.В. Мясоедов, Н.В.Савина, А.Н.Козлов Автоматизация в курсовом и дипломном проектировании. Благовещенск, 2000.
14. Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. Электрические сети в примерах и расчетах: Учебное пособие, изд. АмГУ 1999, 238 с.
15. ГОСТ 13109-97. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения. М.: Изд-во стандартов. 1998.
16. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей.
17. Инструкция о составе, порядке разработки, согласовании и утверждении градостроительной документации. М.: Госстрой РФ, 1994.
18. Мохов В.Б., Бирило И.А. Методические указания к курсовому проектированию. «Районная электрическая сеть» - Благовещенск, 1993.
19. ГОСТ Р 50270-92. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. - М.: Изд-во стандартов, 1993.
20. ГОСТ Р 50254-92. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия токов короткого замыкания. — М.: Изд-во стандартов, 1993.
21. ГОСТ 29176-91. Короткие замыкания в электроустановках. Методика расчета в электроустановках постоянного тока. - М.: Изд-во стандартов, 1992.
22. СНиП 2.07.01-89. Планировка и застройка городских и сельских поселений. М.: Стройиздат. 1991.
23. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Минтопэнерго РФ. М.: Энергосетьпроект, 1991.
24. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991.

25. Справочник по проектированию электроснабжения. / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
26. Электрооборудование жилых и общественных зданий. Нормы проектирования. ВСН 59-88 / Госкомархитектуры. М.: Стройиздат, 1990.
27. Будзко И.А. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: Агропромиздат, 1990.
28. Каганов И.П. Курсовое и дипломное проектирование. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Агропромиздат, 1990.
29. Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения. НТПС-88.
30. ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. - М.: Изд-во стандартов, 1988.
31. В.А. Козлов. Электроснабжение городов. Л.: Энергоатомиздат, 1988.
32. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий. Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
33. В.А. Козлов, Билик Н.И., Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электроснабжения городов. Л.: Энергоатомиздат, 1986.
34. ГОСТ 26522-85. Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения. — М.: Изд-во стандартов, 1985.
35. Андреев В.А. Релейная защита, автоматика и в системах электроснабжения: учебное пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1985.
36. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – 3-е изд.. перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат, 1985.
37. Федосеев А.М. Релейная защиты электроэнергетических систем. Релейная защита сетей: Учеб. Пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
38. СН 541-82. Инструкция по проектированию наружного освещения городов, поселков и сельских населенных пунктов, 1983.
39. В.А. Козлов. Городские распределительные электрические сети. Л.: Энергоиздат, 1982.
40. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. / Под ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1981.
41. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства. / Под ред. В.Ю. Гессен, Ф.М. Ихтейман, С.Ф. Симоновский, Г.Н. Катович, -М.: Колос, 1981.
42. Левин М.С., Мурадян А.Б., Серых Н.Н. Качество электроэнергии в сетях сельских районов. – М.: Колос, 1975.

Приложение 1

Таблица 1. Электрические нагрузки производственных, общественных и коммунально-бытовых потребителей

Наименование объекта.	Номер шифра.	Дневной максимум.		Вечерний максимум.	
		$P_{Д,}$ кВт	$Q_Д$, квар	$P_{В,}$ кВт	$Q_В$, квар
Животноводческие комплексы и фермы.					
Откорм свиней на: 4000	1	75	65	45	40
6000	2	120	105	65	60
8000	3	185	170	105	90
10000	4	240	210	120	105
Выращивание и откорм свиней на: 3000	5	105	90	65	60
4000	6	120	105	90	80
6000	7	150	150	105	90
8000	8	185	165	120	105
10000	9	300	260	150	120
12000	10	420	430	310	320
24000	11	560	570	420	430
54000	12	700	715	520	530
108000	13	1250	1280	900	920
Откорм свиней с электрообогревом молодняка на: 3000	14	185	80	145	65
4000	15	220	95	185	80
6000	16	280	120	230	100
8000	17	370	160	270	115
10000	18	550	235	370	160
12000	19	735	310	460	195
Репродукторная свиноферма на: 200 маток	20	65	55	35	25
400	21	90	80	50	40
Производство молока 200 коров	22	35	30	25	20
400	23	105	90	105	90
600	24	140	125	140	125
800	25	165	145	165	145
1000	26	180	160	180	160
1200	27	220	195	220	195
1600	28	300	265	300	265
2000	29	375	330	375	330
Выращивание и откорм КРС 5000 голов	30	300	265	260	230
10000	31	450	400	340	300
Площадка по откорму КРС на: 1000 голов	32	40	35	25	20
2000	33	75	65	45	40
3000	34	120	105	60	50

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта.	Номер шифра.	Дневной максимум.		Вечерний максимум.	
		$P_{Д,}$ кВт	$Q_Д$, квар	$P_{В,}$ кВт	$Q_В$, квар
Площадка по откорму КРС на: 4000 голов	35	140	125	75	65
6000	36	155	140	90	80
10000	37	175	150	110	95
20000	38	270	240	190	170
30000	39	335	300	225	200
Выращивание нетелей на: 3000 скотомест	40	320	240	200	170
6000	41	480	360	320	240
Птицефабрика по производству яиц на: 200тыс. кур-несушек	42	1350	1000	1350	1000
400тыс. кур-несушек	43	1850	1400	1850	1400
Птицефабрика мясного направления на: 250тыс. бройлеров	44	230	100	230	100
500тыс. бройлеров	45	400	170	400	170
Птицеферма на: 10тыс. кур-несушек	46	55	40	55	40
20тыс. кур-несушек	47	110	80	110	80
30тыс. кур-несушек	48	150	115	150	115
40тыс. кур-несушек	49	180	135	180	135
50тыс. кур-несушек	50	280	210	280	210
Птицефабрика мясного направления на: 250 тыс. индюшек	51	1450	900	1450	900
500 тыс. индюшек	52	2050	1250	2050	1250
1000 тыс. индюшек	53	2500	1550	2500	1550
Птицефабрика на 500 тыс. гусят в год	54	3210	2000	3210	2000
Птицеферма выращивания и откорма индюшат, тыс./год: 50 (без инкубаторов)	55	110	80	110	80
100 (с инкубаторами)	56	395	290	395	290
Птицеферма на 125тыс. гусят-бройлеров с родительским стадом.	57	800	640	800	640
Птицеферма на 125тыс. гусят-бройлеров без родительского стада.	58	170	135	170	135
Ферма выращивания уток на: 12тыс. утят	59	35	25	35	25
15тыс. утят	60	45	20	45	20
30тыс. утят	61	75	30	75	30
65тыс. утят	62	90	38	90	38
125тыс. утят	63	95	40	95	40

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта.	Номер шифра.	Дневной максимум.		Вечерний максимум.	
		$P_{Д,}$ кВт	$Q_Д$, квар	$P_{В,}$ кВт	$Q_В$, квар
Овцеводческая ферма с полным оборотом стада на: 2400 овцематок	64	145	110	145	110
3000	65	165	125	165	125
5000	66	240	180	240	180
Овцеводческие племенные фермы на 5000 маток	67	370	260	370	260
10000	68	630	450	630	450
Овцеферма мясомолочного направления на 5000 овец	69	3	2	15	12
10000	70	10	3	20	5
15000	71	13	4	25	7
Кроликоферма (содержание в открытых шедах) на 1200 маток	72	60	45	60	45
2400	73	135	100	135	100
Звероферма (песцовая, лисья, соболиная) на 1500-18000 самок	74	10	5	10	5
Кумысная ферма на 50 кобылиц	75	20	10	25	12
100	76	25	15	30	15
150	77	35	20	40	20
Животноводство и птицеводство.					
Коровник без механизации процессов на 100 коров	100	4	-	4	-
200	101	6	-	6	-
То же, с электроводонагревателем на 100 коров	102	10	-	10	-
200	103	18	-	18	-
Коровник привязного содержания механизированной уборкой навоза на 100 коров	104	4	4	4	4
200	105	6	6	6	6
То же, с электроводонагревателем на 100 коров	106	9	8	9	8
200	107	15	13	15	13
Коровник привязного содержания с механизированным доением, уборкой навоза и электроводонагревателем на 100 коров	108	10	8	10	8
200	109	17	13	17	13
400	110	45	33	45	33

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта.	Номер шифра.	Дневной максимум.		Вечерний максимум.	
		Рд, кВт	Qд, квар	Рв, кВт	Qв, квар
Коровник без привязного содержания на: 400 коров	111	5	-	5	-
600 коров	112	7	-	7	-
Помещение для ремонтного и откормочного молодняка на: 170-180 голов	113	1	-	3	-
240-260 голов	114	3	-	5	-
Тоже с механизированной уборкой навоза на: 170-180 голов	115	4	3	7	5
240-260 голов	116	5	4	8	6
300-330 голов	117	7	6	13	9
Телятник с родильным отделением на: 120 телят	118	5	3	8	5
230 телят	119	6	4	10	6
340 телят	120	7	5	12	8
Родильное отделение с профилакторием на: 48 мест	121	20	15	20	15
72 места	122	27	20	27	20
96 мест	123	30	22	30	22
Родильное отделение на: 48 мест	124	6	-	6	-
96 мест	125	12	-	12	-
144 места	126	20	-	20	-
Летний лагерь КРС на: 200 коров	127	12	10	12	10
400 коров	128	15	13	15	12
Тоже с молочным блоком на: 200 коров	129	13	12	14	12
400	130	18	17	19	17
Летний лагерь молодняка КРС на 400-500 голов	131	1	-	5	-
Кормоцех фермы КРС на 800-1000 голов	132	50	45	50	45
Молочный блок при коровнике на 3т/сутки	133	15	15	15	15
6т/сутки	134	20	20	20	20
Кормоприготовительная при коровнике	135	6	5	6	5
Свинарник маточник 50 маток	136	2	-	2	-
То же, с навозоуборочным транспортёром	137	3	3	5	5
То же, с теплогенератором	138	6	5	10	6
То же, с электрообогревом	139	28	12	28	8
Свинарник-маточник на 100 маток (подвесная дорога)	140	4	-	7	-

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта.	Номер шифра.	Дневной максимум.		Вечерний максимум.	
		Рд, кВт	Qд, квар	Рв, кВт	Qв, квар
Свинарник-маточник на 100 маток с транспортёром	141	5	4	5	4
То же, с теплогенератором	142	8	6	8	6
То же, с электрообогревом	143	55	25	55	15
Свинарник откормочник на 1000-1200 голов	144	2	-	6	-
То же с навозоуборочным транспортёром	145	6	5	9	8
Кормоцех для свинофермы на 100 маток и 1000 или 2000 голов откорма	146	26	23	10	7
Кормоцех для свинофермы на 200 маток и 2000 голов откорма, или на 3000голов откорма	147	37	33	15	10
Кормоцех для свинофермы на 300 маток и 3000 голов откорма, или на 6000голов откорма	148	45	40	15	10
Кормоцех на 12000 откорма свиней	149	65	55	20	15
Птичник на 6-9тыс. цыплят	150	25	10	25	7
15-20тыс.	151	30	15	30	10
на 7тыс. молодняка	152	10	5	10	4
10-12 тыс.	153	20	5	20	5
На 5-6тыс. кур	154	20	10	20	10
8тыс. кур	155	25	12	25	12
Птичник с клеточными батареями на 10-15тыс. кур-несушек	156	10	5	15	10
20тыс.	157	12	7	20	13
Кормоцех птицефермы на 25-30тыс. кур	158	25	20	10	7
Навесы для выращивания 4-8тыс. утят или 2-4тыс. гусят	159	1	-	2	-
Птичник на 3тыс. утят	160	20	15	10	5
5тыс.	161	40	30	20	10
Птичник на 2тыс. индеек маточного стада	162	25	20	10	5
Цех для выращивания индюшат на 14тыс. голов	163	70	35	30	15
Птичник для выращивания 3300 гусят-бройлеров	164	25	20	15	10
6300 гусят-бройлеров	165	45	40	25	20
Инкубаторий на 2 инкубатора	166	20	-	20	-
4 инкубатора	167	30	-	30	-
6 инкубаторов	168	60	-	60	-

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта.	Номер шифра.	Дневной максимум.		Вечерний максимум.	
		Рд, кВт	Qд, квар	Рв, кВт	Qв, квар
Инкубаторий на 10 инкубаторов	169	80	-	80	-
Овчарня на 800-1000 овцематок	170	1	-	5	-
Овчарня на 1000 голов молодняка	171	2	-	4	-
Конюшня	172	3	-	3	-
Оборудование для прессования кормов ОПК-2,0	173	150	130	150	130
ОПК-3,0	174	210	180	210	180
ОПК-3,0У	175	135	120	135	120
ОПК-5,0	176	330	290	330	290
Оборудование для гранулирования травяной муки ОГМ-0,8А	177	50	45	50	45
ОГМ-1,5	178	85	80	85	80
Оборудование для гранулирования комбикормов ОГК-3	179	55	50	55	50
ОГК-6	180	70	65	70	65
Агрегат для приготовления травяной муки АВМ-0,65	181	80	70	80	70
АВМ-1,5А	182	185	170	185	170
АВМ-3,0	183	360	330	360	330
АВМ-5,0	184	605	560	605	560
Пункт приготовления травяной муки на базе двух агрегатов АВМ-0,65	185	590	550	590	550
на базе агрегата АВМ-1,5А	186	300	270	300	270
Дробилка кормов ДБ-5-1	187	40	35	-	-
КМД-2	188	30	25	-	-
Измельчитель грубых кормов ИГК-30Б	189	30	25	-	-
ИРТ-165	190	150	130	-	-
«Волгарь-5»	191	22	20	-	-
«Волгарь-15»	192	40	35	-	-
Комбикормовый завод производительностью 6 т/сутки	193	650	575	650	575
Комбикормовый цех производительностью 10-15 т/смену	194	65	60	65	60
30 т/смену	195	120	105	120	105
50 т/смену	196	190	160	190	160
Убойно-санитарный пункт	197	6	5	2	2
Ветеринарный пункт	198	1	-	1	-
Ветеренарно-фельдшерский пункт	199	3	-	3	-

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта.	Номер шифра.	Дневной максимум.		Вечерний максимум.	
		Рд, кВт	Qд, квар	Рв, кВт	Qв, квар
Пункт искусственного осеменения	200	2	-	-	-
Участковая ветеринарная лечебница	201	20	10	10	4
Растениеводство, подсобное хозяйство.					
Комплект машин и оборудования зерноочистительного агрегата ЗАВ-20	300	25	25	26	23
То же, с семяочистительным отделением	301	55	55	57	52
Комплект машин и оборудования зерноочистительного агрегата ЗАВ-40	302	35	35	36	32
То же, с семяочистительным отделением	303	65	65	66	64
Комплект машин и оборудования зерноочистительного агрегата ЗАР-5	304	30	30	32	30
Комплект машин и оборудования зерноочистительного-сушильного комплекса КЗС-10Б	305	65	60	65	60
КЗС-20Б	306	100	95	100	95
КЗС-20Ш	307	160	150	160	150
КЗС-40	308	190	175	190	175
КЗР-5	309	250	235	250	235
Пункт послеуборочной обработки зерна кукурузы в початках производительностью 10 т/час	310	120	100	120	100
Зернохранилище с передвижными механизмами ёмкостью 500 т	311	10	10	5	3
1000-2000 т	312	20	18	10	5
То же, с ленточным транспортёром ёмкостью 1000 т	313	25	25	10	5
Овощекартофелехранилище на 300-600 т	314	5	3	2	-
1000 т	315	6	4	2	-
То же, с отопительно-вентиля-ционной установкой на 500-600 т	316	20	15	20	15
1000 т	317	36	25	36	25
Холодильник для хранения фруктов ёмкостью 50 т	318	8	6	8	6
250 т	319	35	25	35	25
350 т	320	65	50	65	50
700 т	321	95	70	95	70

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта.	Номер шифра.	Дневной максимум.		Вечерний максимум.	
		Рд, кВт	Qд, квар	Рв, кВт	Qв, квар
Семенохранилище ёмкостью 1000 т	322	80	60	80	60
2500 т	323	95	70	95	70
Склад рассыпных и гранулированных кормов ёмкостью 200 т	324	20	12	1	-
360 т	325	30	18	5	-
520 т	326	35	22	10	5
Склад концкормов с дробилкой ДКУ-1	327	15	13	1	-
ДКУ-2	328	25	23	1	-
Склад минеральных удобрений	329	12	4	1	-
Склад ядохимикатов ёмкостью до 2000 т	330	5	4	1	-
Склад нефтепродуктов ёмкостью до 300 $м^3$	331	5	4	2	-
Цех виноделия производительностью 50-100 тыс.дал/год	332	80	60	80	60
Цех овощных и фруктовых консервов производительностью 1 млн. у.б. в год	333	100	75	100	75
3 млн. у.б. в год	334	125	95	125	95
То же, с солением и квашением 1 млн. у.б. 300 т	335	150	110	150	110
3 млн. у.б. 500 т	336	180	155	180	155
Цех по переработке 50 т солений и 130 т капусты	337	40	45	40	45
Кумысный цех на1-2тыс. л/сутки	338	12	10	12	10
Кузница	339	5	-	1	-
Плотницкая	340	10	8	1	-
Столярный цех	341	15	10	1	-
Столярный цех с пилорамой ЛРМ-79	342	16	18	2	-
Р-65	343	23	27	2	-
Мельница с жерновым поставом 5/4	344	5	4	1	-
6/4	345	8	6	1	-
7/4	346	10	8	1	-
8/4	347	17	13	1	-
Мельница вальцовая производительностью 6 т/сутки	348	15	10	1	-
25 т/сутки	349	35	25	2	-
Крупорушка	350	12	10	1	-
Просорушка	351	2	2	1	-

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта.	Номер шифра.	Дневной максимум.		Вечерний максимум.	
		Рд, кВт	Qд, квар	Рв, кВт	Qв, квар
Гречерушка	352	3	2	1	-
Приёмный пункт молокозавода мощностью 10 т/смену	354	45	40	45	40
30 т/смену	355	65	60	65	60
Хлебопекарня производительностью 3 т/сутки	356	5	4	5	4
5,5 т/сутки	357	15	13	15	13
11 т/сутки	358	25	23	25	23
Пункт первичной обработки льна	359	15	13	1	-
Мяльно-трепальный цех 4 т/смену	360	30	25	3	-
8 т/смену	361	60	55	4	-
Хмелесушка с воздухоподогревателем	362	10	7	10	7
Камерная	363	55	40	55	40
Сенажная башня	364	10	8	-	-
Установка вентиляционная для досушивания сена	365	120	90	120	90
Хлопкозаготовительный пункт с сушильно-очистительным цехом	366	380	290	405	250
Картофелесортировальный пункт	367	5	4	-	-
Кирпичный завод на 1-1,5 млн. кирпича в год	368	20	17	6	4
3 млн. кирпича в год	369	30	25	8	6
Тёплая стоянка для тракторов	370	5	3	2	-
Пункт технического обслуживания машин и оборудования на фермах	371	10	7	5	4
Материально-технический склад	372	3	2	1	-
Мастерская пункта технического обслуживания в бригаде на 10-20 тракторов	373	15	12	5	4
30-40 тракторов	374	20	18	10	8
Гараж с профилакторием на 10 автомашин	375	20	18	10	8
25 автомашин	376	30	25	15	12
60 автомашин	377	45	40	20	16
Картофелесортировальный пункт 30 т/час на оборудовании ГДР	378	80	70	50	40
Центральная ремонтная мастерская на 25 тракторов	379	45	40	25	20
50-100 тракторов	380	60	50	30	25

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта.	Номер шифра.	Дневной максимум.		Вечерний максимум.	
		Рд, кВт	Qд, квар	Рв, кВт	Qв, квар
Центральная ремонтная мастерская на 150-200 тракторов	381	90	80	45	40
Пожарное депо на 1-2 автомашины	382	4	3	4	3
Котельная с котлами КВ-300М или Д721	383	5	4	5	4
Котельная с двумя котлами «Универсал-6» для отопления и горячего водоснабжения	384	15	10	15	10
Котельная с двумя котлами «Универсал-6» для пароснабжения	385	7	5	7	5
Котельная с 4 котлами «Универсал-6» для отопления и горячего водоснабжения	386	28	20	28	20
Котельная с 4 котлами «Универсал-6» для пароснабжения	387	18	13	18	13
Насосные станции для оросительных систем	388	55	50	55	50
То же	389	100	90	100	90
То же	390	200	170	200	170
То же	391	280	210	280	210
То же	392	400	300	400	300
Общественные учереждения и коммунально-бытовые потребители.					
Начальная школа на 40 учащихся	500	5	-	2	-
80 учащихся	501	7	-	2	-
160 учащихся	502	11	-	4	-
Общеобразовательная школа с мастерской на 190 учащихся	503	14	7	20	10
320 учащихся	504	20	10	40	20
То же с электроплитой на 480-540 учащихся	505	40	20	42	20
То же с электроплитой на 480-540 учащихся	506	25	12	50	25
То же с электроплитой	507	45	23	50	25
Спальный корпус школы на 50 мест	508	5	-	8	-
80 мест	509	8	-	15	-
Столовая школы-интерната	510	9	4	5	-
Мастерские при сельской школе	511	7	5	2	-
Детские ясли сад на 25 мест	512	4	-	3	-
50 мест	513	9	5	6	-
90 мест	514	12	6	8	4

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта.	Номер шифра.	Дневной максимум.		Вечерний максимум.	
		Рд, кВт	Qд, квар	Рв, кВт	Qв, квар
Детские ясли сад с электроплитой на 50 мест	515	18	5	12	4
90 мест	516	23	7	14	4
140 мест	517	30	9	20	6
Административное здание (контора колхоза совхоза) на 15-25 рабочих мест	518	15	10	8	-
35-50 рабочих мест	519	25	18	10	-
70 рабочих мест	520	35	25	15	-
Сельский совет с отделением связи	521	7	3	3	-
Сельский радиотрансляционный узел с аппаратурой 1,25 кВт	522	6	3	6	3
2,5 кВт	523	8	4	8	4
Приёмный телевизионный пункт «Экран» с ретранслятором РЦТА	524	5	3	5	3
Клуб со зрительным залом на 150-200 мест	525	3	1,5	10	6
300-400 мест	526	6	3	18	10
Дом культуры со зрительным залом на 150-200 мест	527	5	3	14	8
300-400 мест	528	10	6	32	20
400-600 мест	529	10	6	50	30
Бригадный дом	530	2	-	5	-
То же, с залом на 100 мест	531	4	-	7	-
Дом животновода на 12-18 мест	532	3	-	5	-
Сельская поликлиника на 150 посещений в смену	533	15	8	30	20
Сельская участковая больница на 50 коек	534	50	35	50	35
Сельская амбулатория на 3 врачебных должности	535	10	3	10	3
Фельдшерско-акушерский пункт	536	4	-	4	-
Столовая с на 25 мест	537	5	3	2	-
35-50 мест	538	9	4	3	-
75-100 мест	539	12	6	4	-
Столовая с электронагревательным оборудованием на 35 мест	540	20	10	10	4
50 мест	541	35	15	15	5
75 мест	542	35	15	15	5
100 мест	543	58	30	35	15

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта.	Номер шифра.	Дневной максимум.		Вечерний максимум.	
		Рд, кВт	Qд, квар	Рв, кВт	Qв, квар
Столовая с электронагревательным оборудованием и с электроплитой на 35 мест	544	35	15	15	5
50 мест	545	50	20	20	10
75 мест	546	55	25	22	10
100 мест	547	70	35	45	20
Общежитие на 24 места	548	4	-	12	4
Торговый центр для посёлков с населением на 2 тыс. жителей (столовая, магазин, гостиница, комбинат бытового обслуживания)	549	40	30	25	15
Магазин на 2 рабочих места, смешанный ассортимент	550	2	-	4	-
на 4 места, продовольственный	551	10	5	10	5
промтоварный	552	6	-	6	-
Смешанный ассортимент на 6-10 мест	553	4	-	4	-
продовольственный	554	10	5	10	5
промтоварный	555	3	-	3	-
Комбинат бытового обслуживания на 6 рабочих мест	556	3	2	1	-
10 рабочих мест	557	5	3	2	-
25 рабочих мест	558	15	10	5	-
Баня на 5 мест	559	3	2	3	-
10 мест	560	7	2	7	2
20 мест	561	8	5	8	5
Прачечная производительностью 0,125 т белья/смену	562	10	6	10	6
0,25 т белья/смену	563	13	8	13	8
0,5 т белья/смену	564	20	13	20	13
1,0 т белья/смену	565	25	15	25	15
Сельский жилой дом (квартира) с плитой на газе, жидком или твёрдом топливе	601	0,3	0,15	1,0	0,4
То же	602	0,5	0,24	1,5	0,6
То же	603	0,7	0,32	2,0	0,75
То же	604	0,9	0,4	2,5	0,9
То же	605	1,1	0,47	3,0	1,05
То же	606	1,3	0,52	3,5	1,17
То же	607	1,5	0,6	4,0	1,32
То же	608	2,0	0,72	5,0	1,45
Жилой дом с электроплитой	609	3,5	1,15	6,0	1,5

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта.	Номер шифра.	Дневной максимум.		Вечерний максимум.	
		Рд, кВт	Qд, квар	Рв, кВт	Qв, квар
Жилой дом с электроплитой и электроводонагревателем	610	4,5	1,5	7,5	1,87
То же	612	1,1	1,84	2,5	1,6
То же	613	1,3	0,92	3,0	1,75
То же	614	1,5	1,0	3,5	1,9
То же	615	1,7	1,07	4,0	2,05
То же	616	1,9	1,12	4,5	2,17
То же	617	2,1	1,2	5,0	2,32
То же	618	2,6	1,32	6,0	2,45
Жилой дом с электроплитой и кондиционером	619	4,1	1,75	7,0	2,5
Жилой дом с электроплитой, водонагревателем и кондиционером	620	5,1	2,1	8,5	2,87
Наружное освещение с лампами накаливания	651	0	0	Рм	0
Наружное освещение с люминесцентными лампами	652	0	0	Рм	0,5·Рм

Таблица 2. Нормы нагрузок уличного освещения

Характеристика улицы.	Нормы средней освещённости, лк.	Рекомендуемые светильники.	Удельная мощность , Вт/м
Поселковые улицы с асфальтобетонным и переходными типами покрытий, при ширине проезжей части: 5-7 м.	4	СЗПР-250	4,5-6,5
9-12 м.	4	РКУ-250	6,0-8,0
5-7 м.	4	СПО-500	11,0
9-12 м.	4	НСУ-200	13,0
Поселковые дороги и улицы с покрытием простейшего типа, при ширине проезжей части: 5-7 м.	2	СПО-200 НСУ-200	5,5 5,5
9-12 м.	2	НКУ-200	7,0
Улицы и дороги местного значения и пешеходные дорожки шириной: 5-7 м.	1	СПО-200	3,0
9-12 м.	1	НКУ-200	4,4

Таблица 3. Коэффициенты одновремённости для суммирования электрических нагрузок в сетях 0,38 кВ

Наименование потребителей.	Количество потребителей.										
	1	2	5	7	10	15	20	50	100	200	500
Жилые дома с нагрузкой на вводе: до 2,2 кВт.	0,76	0,66	0,55	0,49	0,44	0,40	0,37	0,30	0,26	0,24	0,22
свыше 2,2 кВт.	0,75	0,64	0,53	0,47	0,42	0,37	0,34	0,27	0,24	0,20	0,19
То же, с электроплитами и водонагревателями.	0,73	0,62	0,50	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12
Производственные потребители.	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,47	0,40	0,35	0,30

Таблица 4. Коэффициенты одновремённости для суммирования электрических нагрузок в сетях 6-20 кВ

Количество Т.П.	2	3	5	10	20	≤25
Коэффициент одновремённости, $к_о$	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

Таблица 5. Коэффициенты одновремённости для суммирования электрических нагрузок в сетях 35-110 кВ

Количество подстанций 110-35/10 или линий 35, 110 кВ.	2	3	≤4
Коэффициент одновремённости.	0,97	0,95	0,9

Таблица 6. Суммирование нагрузок в сетях 0,38 кВ

P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP
0,2	+0,2	26	+16,4	66	+42,5	142	+102	222	+168
0,3	+0,2	27	+18-7	67	+45,9	144	+103	224	+169
0,4	+0,3	28	+17,7	68	+46,6	146	+105	226	+171
0,5	+0,3	29	+18,4	69	+47,3	148	+106	228	+172
0,6	+0,4	30	+19	70	+48	150	+108	230	+174
0,8	+0,5	31	+19,7	72	+49,4	152	+110	232	+176
1	+0,6	32	+20,4	74	+50,2	154	+111	234	+177
1,5	+0,9	33	+21,2	76	+52,2	156	+113	236	+179
2	+1,2	34	+22	78	53,6	158	+114	238	+180
2,5	+1,5	35	+22,8	80	+55	160	+116	240	+182
3	+1,8	36	+23,5	82	+56,4	162	+117	242	+184
3,5	+2,1	37	+24,2	84	+57,8	164	+119	244	+185
4	+2,4	38	+25	86	+59,2	166	+120	246	+187
4,5	+2,7	39	+25,8	88	+60,6	168	+122	248	+188
5	+3	40	+26,5	90	+62	170	+123	250	+190
5,5	+3,3	41	+27,2	92	+63,4	172	+124	252	+192
6	+3,6	42	+28	94	+64,8	174	+126	254	+193
6,5	+3,9	43	+28,8	96	+66,2	176	+127	256	+195
7	+4,2	44	+29,5	98	+67,6	178	+129	258	+196
7,5	+4,5	45	+30,2	100	+69	180	+130	260	+198
8	+4,8	46	+31	102	+70	182	+132	262	+200
8,5	+5,1	47	+31,8	104	+72	184	+134	264	+201
9	+5,4	48	+32,5	106	+73	186	+136	266	+203
9,5	+5,7	49	+33,2	108	+75	188	+138	268	+204
10	+6	50	+34	110	+76	190	+140	270	+206
11	+6,7	51	+34,7	112	+78	192	+142	272	+208
12	+7,3	52	+35,4	114	+80	194	+144	274	+209
13	+7,9	53	+36,1	116	+81	196	+146	276	+211
14	+8,5	54	+36,8	118	+82	198	+148	278	+212
15	+9,2	55	+37,5	120	+84	200	+150	280	+214
16	+9,8	56	+38,2	122	+86	202	+152	282	+216
17	+10,5	57	+38,9	124	+87	204	+153	284	+217
18	+11,2	58	39,6	126	+89	206	+155	286	+219
19	+11,8	59	40,3	128	+90	208	+156	288	+220
20	+12,5	60	+41	130	+92	210	+158	290	+222
21	+13,1	61	+41,7	132	+94	222	+160	292	+224
22	+13,8	62	+42,4	134	+95	214	+161	294	+225
23	+14,4	63	+43,1	136	+97	216	+163	296	+227
24	+15	64	+43,8	138	+98	218	+164	298	+228

25	+15,7	65	+44,5	140	+100	220	+166	300	+230

Таблица 7. Суммирование нагрузок в сетях 6-35 кВ

P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP
1	+0,6	41	+29,2	130	+98	460	+365	860	+704
2	+1,2	42	+30	135	+102	470	+374	870	+713
3	+1,88	43	+30,8	140	+106	480	+382	880	+722
4	+2,5	44	+31,6	145	+110	490	+391	890	+731
5	+3,1	45	+32,4	150	+115	500	+400	900	+740
6	+3,7	46	+33,2	155	+119	510	+408	910	+749
7	+4,3	47	+34	160	+123	520	+416	920	+758
8	+5	48	+34,8	165	+127	530	+424	930	+767
9	+5,6	49	+35,6	170	+131	540	+432	940	+776
10	+6,3	50	+36,5	175	+135	550	+440	950	+785
11	+7	52	+38	180	+139	560	+448	960	+794
12	+7,7	54	+39,5	185	+143	570	+456	970	+803
13	+8,4	56	+41	190	+147	580	+465	980	+812
14	+9	58	+42	195	+151	590	+474	990	+821
15	+9,7	60	+44	200	+155	600	+483	1000	+830
16	+10,4	62	+45,6	210	+162	610	+492	1020	+847
17	+11	64	+47,2	220	+170	620	+500	1040	+865
18	+11,6	66	+48,8	230	+178	630	+508	1060	882
19	+12,3	68	+50,4	240	+187	640	+517	1080	+900
20	+13	70	+52	250	+194	650	+525	1100	+918
21	+13,7	72	+53,5	260	+204	660	+534	1120	+935
22	+14,4	74	+55	270	+212	670	+543	1140	953
23	+15,1	76	+56,5	280	+220	680	+552	1160	+970
24	+15,8	78	+58	290	+228	690	+561	1180	+987
25	+16,5	80	+59,5	300	+235	700	+570	1200	+1005
26	+17,2	82	+61	310	+243	710	+578	1220	+1022
27	+18	84	+62,5	320	+251	720	+586	1240	+1040
28	+18,8	86	+64	330	+259	730	+594	1260	+1057
29	+19,6	88	+65,5	340	+267	740	+602	1280	+1075
30	+20,4	90	+67	350	+275	750	+610	1300	+1093
31	+21,2	92	+68,5	360	+2883	760	+618	1320	+1110
32	+22	94	+70	370	+291	770	+626	1340	+1128
33	+22,8	96	+71,5	380	+299	780	+634	1360	+1146
34	+23,6	98	+73	390	+307	790	+642	1380	+1164
35	+24,4	100	+74,5	400	+315	800	+650	1400	+1182
36	+25,2	105	+78	410	+232	810	+659	1420	+1200
37	+26	110	+82	420	+332	820	+668	1440	+1218
38	26,8	115	+86	430	+340	830	+676	1460	+1235
39	27,6	120	+90	440	+348	840	+686	1480	+1252
40	+28,4	125	+94	450	+357	850	+695	1500	+1270

Таблица 8. Коэффициенты роста нагрузок трансформаторной подстанции

Вид потребителей.	Расчётный год.			
	5	7	10*	12*
Коммунально-бытовые.	1,2	1,3	1,8	2

Производственные.	1,3	1,4	2,1	2,4
Смешанные не сельскохозяйственные.	1,3	1,4	2	2,2

Таблица 9. Коэффициенты сезонности сельскохозяйственных потребителей

Вид потребителей.	Сезон			
	Зима.	Весна.	Лето.	Осень.
Традиционные потребители.	1	0,8	0,7	0,9
Орошение.	0-0,1	0,3-0,5	1	0,2-0,5
Закрытый грунт на электрообогреве.	0,3	1	0	0
Осенне-летние потребители.	0,2	0	1	1

Таблица 10. Зависимость годового числа использования максимума от расчётной нагрузки

Расчётная нагрузка, кВт.	Число часов использования максимума ($T_м$) при характере нагрузки.		
	коммунально-бытовая.	производственная.	смешенная.
до 10	900	1100	1300
10-20	1200	1500	1700
20-50	1600	2000	2200
50-100	2000	2500	2800
100-250	2350	2700	3200
свыше 250	2600	2800	3400

Таблица 11. Экономическая плотность тока

Провода, кабели.	Продолжительность использования максимума нагрузки, ч/год.		
	1000-3000	3000-5000	5000-8700
Голые провода и шины, медные.	2,5	2,1	1,8
То же, алюминиевые.	1,3/1,5	1,1/1,4	1,0/1,3
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией, медными жилами.	3,0	2,5	2,0
То же, с алюминиевыми жилами.	1,6/1,8	1,4/1,6	1,2/1,5
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с медными жилами.	3,5	3,1	2,7
То же, с алюминиевыми жилами.	1,9/2,2	1,7/2,0	1,6/1,9

Таблица 12. Минимально допустимое сечение или диаметры проводов для различных участков ВЛ-0,38 кВ.

Провода.	Сечение, мм^2 или диаметр, мм		
	Магистральные участки ВЛ.	Ответвления к вводам в здание в пролётах,	
		до 10 м	Более 10 м до 25 м
Алюминиевые и из алюминиевого сплава.	16	16	16
Сталеалюминевые и биметаллические.	10	∅3	∅4
Стальные многопроволочные.	25	25	25
Стальные однопроволочные.	∅4	∅3	∅4
Самонесущие провода.	-	4	6

Таблица 13. Область применения проводов в зависимости от конкретных условий трассы ВЛ-0,38 кВ.

Марка провода	Область применения.	Дополнительные условия.
А и АН сечением: 16-25 мм^2	Повсеместно, за исключением пролётов пересечений с линиями связи, железными дорогами, трамвайными и троллейбусными линиями, судоходными реками и каналами.	1. Применение проводов в III, IV и особом районах по гололёду не допускается. 2. См. примечание 2 к таблице.
А и АН сечением: 16-25 мм^2 АС сечением 16/2,7 мм^2	Повсеместно, за исключением пролётов пересечений с железными дорогами и судоходными реками и каналами Применение провода АС сечением 16/2,7 мм^2 при пересечении проводов линий связи не допускается.	1. Применение проводов марки А и АН сечением 35 мм^2 вIV и особом районах по гололёду не рекомендуется. 2. См. примечание 2 к таблице.
А и АН сечением: 70-120 мм^2	Повсеместно.	1. См. примечание 2 к таблице.
АС сечением:25/4,2; 35/6,2; 50/8; 70/11 мм^2 АЖ сечением: 25-120 мм^2	На участках трассы, где по условиям обеспечения повышенной механической прочности ВЛ не могут, применены алюминиевые провода эквивалентных сечений (переходы через ответственные инженерные сооружения, гололёдные районы III, IV и выше и т.п.).	1. См. примечание 2 к таблице.
ПСО-3	Только на ответвлениях к вводам в здания.	1. Применение проводов на магистральных участках ВЛ не допускается. 2. См. примечание 2 к таблице.
ПСО-4, ПСО-5	На ВЛ малой протяжённости с небольшими электрическими нагрузками при отсутствии пересечений с инженерными сооружениями.	1. Допускается пересечение с ВЛ до 1000 В на перекрёстных опорах. 2. См. примечание 1 к таблице.
ПС-25 – ПС-95	Повсеместно на ВЛ где электрическим расчётом сети и соответствующими технико-экономическими расчётами установлена целесообразность применения этих проводов, за исключением пролётов пересечения с железными дорогами.	1. См. примечание 1 к таблице.

Таблица 14. Минимально допустимые сечения проводов вл напряжением выше 1000 В

Характеристика ВЛ.	Номинальное сечение, мм^2, провода марки		
	А, АКП, АН	А, АСК, АСКС	ПС
ВЛ без пересечений в районах с толщиной стенки гололёда до: 10мм	35	25	25
15мм и более	50	35	25
Пролёты пересечения с судоходными			

реками и каналами при толщине стенки гололёда до: 10мм	70	25	25
15мм и более	70	35	25
Пересечения с железными дорогами, подземными трубопроводами и канатными дорогами при любой толщине стенки гололёда.	70	35	не допускается.
Пересечения с линиями связи.	70	35	25
Прочие инженерные сооружения и естественные препятствия.	то же, что и на ВЛ без пересечений.		

Таблица 15. Таблицы интервалов экономических нагрузок для основных и дополнительных сечений проводов ВЛ-0,38 кВ

Интервал мощности, кВА.	Марка и сечение основных проводов.	Расчётная нагрузка, кВА	Марка и сечение дополнительного провода.	μ	Превышение приведенных затрат, %
Гололёд 5мм.					
0-3,1	А-16+А-16	1	2А-16+А16 3А-16+А16 3А-25+А-25	2,7 4,5 5,5	3,7 3,25 11
		2	2А-16+А16 3А-16+А16 3А-25+А-25	0,02 0,6 1,05	0,07 3,15 5,45
		3	2А-16+А16 3А-16+А16 3А-25+А-25	0,02 0,6 1,05	0,07 3,15 5,45
3,1-5,6	2А-16+А-16	3,5	3А-16+А16 3А-25+А-25 3А-35+А-35 А-16+А-16	1,7 2,4 6,1 0,3	2,6 4,75 13,2 1,35
		4,5	3А-16+А16 3А-25+А-25 3А-35+А-35 А-16+А-16	0,75 1,3 4,1 0,85	1,4 3,2 11,35 4,35
3,1-5,6	2А-16+А-16	5,5	3А-16+А16 3А-25+А-25 3А-35+А-35 А-16+А-16	0,01 0,45 2,8 1,3	0,02 1,35 9,05 9,7
5,6-8	3А-16+А-16	6	3А-25+А-25 3А-35+А35 2А-16+А-16	1,6 8,1 -0,3	1,1 8,7 0,75
		7	3А-25+А-25 3А-35+А35 2А-16+А-16	0,75 6,3 0,9	0,6 7,8 2,55
		8	3А-25+А-25 3А-35+А35 2А-16+А-16	0 4,95 -1,3	0 6,75 4,5
8-20,5	3А-25+А-25	9	3А-35+А-35 3А-50+А-50 3А-16+А-16	12,2 17,3 -0,95	6,25 15,1 0,5
		12	3А-35+А-35 3А-50+А-50 3А-16+А-16	7,4 10,9 -2,5	5,0 12,9 0,5
		15	3А-35+А-35 3А-50+А-50 3А-16+А-16	4,35 6,8 -4,4	3,35 9,65 3,15
		18	3А-35+А-35 3А-50+А-50	1,7 4,0	1,55 6,3
9-20,5	3А-25+А-25	21	3А-35+А-35 3А-50+А-50	0 0,55	0 2,8

Продолжение таблицы 15

20,5-26,4	3А-50+А-35	28	3А-35+А-35	-1,05	0,95
		32	3А-35+А-35	-3,0	3,2
		35	3А-35+А-35	-4,07	4,7
Гололёд 10мм					
0-3,1	2А-16+А-16	3,5	2А-16+А-16 3А-16+А-16 6А-25+А-25	3,25 5,0 8,5	4,445 9,15 16,9
		4,5	2А-16+А-16 3А-16+А-16 6А-25+А-25	1,05 2,0 3,88	2,75 7,15 14,7
		5,5	2А-16+А-16 3А-16+А-16 6А-25+А-25	0,15 0,75 2,0	0,5 4,05 11,1
3,5-5,8	2А-16+А-16	3,5	3А-16+А-16 3А-25+А-25 3А-35+А-35 А-16+А-16	2,0 5,1 10,5 -0,2	3,0 9,85 23 0,9
		4,5	3А-16+А-16 3А-25+А-25 3А-35+А-35 А-16+А-16	0,95 3,4 7,75 -0,75	1,85 8,2 21 4,2
3,5-5,8	2А-16+А-16	5,5	3А-16+А-16 3А-25+А-25 3А-35+А-35 А-16+А-16	0,2 2,2 5,75 -1,2	0,45 6,8 18,5 8,15
5,8-13,5	3А-16+А-16	7	3А-25+А-25 3А-35+А-35 3А-50+А-50 2А-16+А-16	6,3 13,6 17,1- 0,85	5,0 16,626,0 3,1
		9	3А-25+А-25 3А-35+А-35 3А-50+А-50 2А-16+А-16	3,7 9,35 12,0 -1,75	3,7 14,3 22,9 7,75
		11	3А-25+А-25 3А-35+А-35 3А-50+А-50 2А-16+А-16	1,85 6,4 8,6 -2,5	2,15 11,6 19,3 13,1
		13	3А-25+А-25 3А-35+А-35 3А-50+А-50 2А-16+А-16	0,4 4,25 6,05 -3,2	0,5 8,75 15,4 19,2

Продолжение таблицы 15

13,5-25,4	3А-25+А-25	14	3А-35+А-35 3А-50+А-50 3А-16+А-16	9,8 10,8 -0,3	7,6 13,7 0,4
		16	3А-35+А-35 3А-50+А-50 3А-16+А-16	7,35 2 -1,45	6,35 11,6 2,25
		188	3А-35+А-35 3А-50+А-50 3А-16+А-16	5,35 6,1 -2,5	5,05 9,25 4,25
		20	3А-35+А-35 3А-50+А-50 3А-16+А-16	3,65 4,25 -3,5	3,7 6,9 6,3
		22	3А-35+А-35 3А-50+А-50 3А-16+А-16	2,1 2,6 -4,35	2,3 4,4 8,25
		24	3А-35+А-35 3А-50+А-50 3А-16+А-16	0,9 1,15 -5,25	1,0 2,0 10
Свыше 25,4	3А-50+А-50	26	3А-35+А-35 3А-25+А-25	-0,3 -0,1	0 0,5
		29	3А-35+А-35 3А-25+А-25	-0,1 -0,3	0,9 2,0
		32	3А-35+А-35 3А-25+А-25	-3,7 -4,5	3,15 7,25
		35	3А-35+А-35 3А-25+А-25	-5,8 -8,0	5,7 11,5
Гололёд 15мм.					
0-6,6	3А-25+А-25	1	2А-25+А-25 3А-25+А-25 3А-35+А-35	13,7 21,7 31	10,6 22,5 34,1
		2	2А-25+А-25 3А-25+А-25 3А-35+А-35	6,35 10,4 15,3	9,7 21,3 33,1
		3	2А-25+А-25 3А-25+А-25 3А-35+А-35	3,7 6,45 9,75	8,25 19,2 30,7
		4	2А-25+А-25 3А-25+А-25 3А-35+А-35	2,2 4,25 6,7	6,35 16,4 27,5

Продолжение таблицы 15

		5	2А-25+А-25 3А-25+А-25 3А-35+А-35	1,15 2,8 4,75	4,0 13 23,55
		6	2А-25+А-25 3А-25+А-25 3А-35+А-35	0,35 1,7 3,35	1,4 9,25 19,15
6-11,8	2А-25+А-25	7	2А-25+А-25 3А-25+А-25 3А-35+А-35 А-25+А-25	4,3 8,5 11,9 -0,3	6,65 16,05 12,65 1,45
		8	2А-25+А-25 3А-25+А-25 3А-35+А-35 А-25+А-25	3,15 6,85 9,88 -0,9	5,45 14,45 23,7 4,6
		9	2А-25+А-25 3А-25+А-25 3А-35+А-35 А-25+А-25	2,2 5,45 88,1 -1,45	4,15 12,7 21,5 8,1
		10	2А-25+А-25 3А-25+А-25 3А-35+А-35 А-25+А-25	13,5 4,2 6,65 -1,95	2,8 10,65 19,2 11,8
		11	2А-25+А-25 3А-25+А-25 3А-35+А-35 А-25+А-25	0,6 3,25 5,4 -2,4	1,6 8,85 16,8 15,65
11,8-25,1	3А-25+А-25	12	3А-35+А-35 3А-50+А-50 2А-25+А-25	13,1 15,4 -0,1	7,0 14,5 0,2
		14	3А-35+А-35 3А-50+А-50 2А-25+А-25	10 11,9 -1,3	6,1 12,8 3,45
11,88-25,1	3А-25+А-25	16	3А-35+А-35 3А-50+А-50 2А-25+А-25	7,6 9,25 -2,4	5,1 11 7,05
		18	3А-35+А-35 3А-50+А-50 2А-25+А-25	5,5 7,0 -3,35	4,05 9,0 10,8
		20	3А-35+А-35 3А-50+А-50 2А-25+А-25	3,7 5,05 -4,25	2,95 7,0 14,7

Продолжение таблицы 15

		22	3А-35+А-35 3А-50+А-50 2А-25+А-25	2,1 3,3 -5,1	1,75 4,85 18,85
		24	3А-35+А-35 3А-50+А-50 2А-25+А-25	0,7 1,8 -6,0	0,6 2,75 23
25,1-28,4	3А-35+А-35	25,5	3А-50+А-50 3А-25+А-25	3,4 0,7	2,25 0,7
		26	3А-50+А-50 3А-25+А-25	1,65 -0,6	1,15 0,55
		28	3А-50+А-50 3А-25+А-25	0,2 -1,8	0,15 1,7
Свыше 28,4	3А-50+А-50	30	3А-35+А-35	-1,0	0,8
		32	3А-35+А-35	-2,3	1,8
		34	3А-35+А-35	-3,4	2,75
		36	3А-35+А-35	-4,65	3,75
Гололёд 20мм.					
0-4,4	А-25+А-25	1	2А-25+А-25 3А-25+А-25 3А-35+А-35	6,45 1,6 23	4,15 16,3 21,3
		2	2А-25+А-25 3А-25+А-25 3А-35+А-35	2,7 8,9 11,1	3,5 15,5 20,2
		3	2А-25+А-25 3А-25+А-25 3А-35+А-35	1,25 5,4 7,3	2,4 13,65 18,4
		4	2А-25+А-25 3А-25+А-25 3А-35+А-35	0,35 3,45 4,6	0,9 11,3 15,85
4,4-13,0	2А-25+А-25	5	3А-25+А-25 3А-35+А-35 3А-50+А-50 А-25+А-25	9,45 11,25 15,4 -0,35	9,7 14,05 22 0,95
		7	3А-25+А-25 3А-35+А-35 3А-50+А-50 А-25+А-25	5,65 6,95 9,85 -1,4	7,85 11,75 19,2 5,65
4,4-13,0	2А-25+А-25	9	3А-25+А-25 3А-35+А-35 3А-50+А-50 А-25+А-25	3,2 4,2 6,5 -2,25	5,55 8,885 15,65 11,5

Продолжение таблицы 15

		11	3А-25+А-25 3А-35+А-35 3А-50+А-50 А-25+А-25	1,45 2,25 4,1 -3,05	2,9 5,5 11,6 18,25
		13	3А-25+А-25 3А-35+А-35 3А-50+А-50 А-25+А-25	0 0,7 2,25 -3,85	0 1,85 7,15 25,6
13,0-17,7	3А-25+А-25	14	3А-35+А-35 3А-50+А-50 2А-25+А-25	2,8 6,75 -0,65	1,5 6,45 1,5
		15	3А-35+А-35 3А-50+А-50 2А-25+А-25	1,9 5,6 -1,25	1,1 5,7 3,2
		16	3А-35+А-35 3А-50+А-50 2А-25+А-25	1,2 4,65 -1,8	0,7 5,0 4,8
		17	3А-35+А-35 3А-50+А-50 2А-25+А-25	0,55 3,75 -2,4	0,35 4,2 6,75
17,7-26,4	3А-35+А-35	18	3А-50+А-50 3А-25+А-25	6,8 -0,2	3,5 0,1
		20	3А-50+А-50 3А-25+А-25	4,95 -1,35	2,7 1,0
		22	3А-50+А-50 3А-25+А-25	3,2 -2,45	1,9 1,95
		24	3А-50+А-50 3А-25+А-25	1,7 -3,5	1,05 2,9
		26	3А-50+А-50 3А-25+А-25	0,4 -4,5	0,25 4,1
Свыше 26,4	3А-50+А-50	28	3А-35+А-35	-1,05	0,75
		30	3А-35+А-35	-2,5	1,8
		32	3А-35+А-35	-3,85	2,58
		34	3А-35+А-35	-4,65	3,5

Таблица 16. Таблицы интервалов экономически нагрузок для основных и дополнительных проводов при длине ВЛ-10 кв до 25 км

Интервал экономических нагрузок, кВА.	Рекомендуемый провод для данного интервала.	Возможные варианты внутри интервала		Превышение затрат, %
		мощность, кВА	марка и сечение провода.	

Деревянные опоры. ($в$=5мм; $q_н$=27,35кг/м^2)				
0-80	ПСО-5	0-80	ПС-25	10
		15-80	АС-16	10
		60-80	А-25	10,6
		65-80	АС-25	10-6,4
80-225	АС-16	80-225	А-25	6-0
		80-225	АСС-25	6,4-1,7
		115-225	А-35	10-4
		80-117	ПС-25	0-10
225-400	А-25	225-400	А-35	4,8-0
		225-400	АС-35	6,6-3,5
		225-400	А-50	10-4
		225-400	АС-25	1,7-2,8
		225-400	АС-16	0-8,4
400-525	А-35	400-525	А-50	4-0
		400-525	АСС-50	6,3-2,5
		400-525	А-70	10-7,9
		400-525	АС-35	3,5-2,3
		400-525	А-25	0-4
		400-525	АС-25	2,3-7
525-815	А-50	525-815	А-70	7,9-0
		741-815	А-95	10-6,88
		525-815	АС-50	2,5-2
		525-815	А-35	0-7,8
		525-815	АСС-35	2,3-7,7
		525-682	А-25	4-10
		525-576	АС-25	7-10
815-1200	А-70	815-1200	А-95	6,8-0
		815-1200	А-50	0-7,8
		815-1200	АС-50	2-9,8
		815-869	А-35	7,8-10
		815-883	АС-35	7,7-10
Свыше 1200	А-95	1200-1800	А-70	0-10
Деревянные опоры на железобетонных приставках ($в$=5мм; $q_н$=27,35кг/м^2)				
0-75	ПСО-5	0-75	ПС-25	88-1
		10-75	АС-16	10-1,9
		0-75	А-25	10-0
75-385	А-25	365-385	АС-35	10-8,8
		75-385	А-35	6-0
		230-385	А-50	10-2,5
		75-322	АС-16	1,9-10
		75-150	ПС-25	1-10

Продолжение таблицы 16

Интервал экономических нагрузок, кВА.	Рекомендуемый провод для данного интервала.	Возможные варианты внутри интервала		Превышение затрат, %
		мощность, кВА	марка и сечение провода.	

385-485	А-35	365-485 442-485 385-485 385-485	А-50 А-70 АС-35 А-25	2,5-0 10-7,9 9,2-7,9 0-3,3
485-800	А-50	485-800 679-800 485-800 485-800	А-70 А-95 АС-50 А-35	7,5-0 10-4,5 8,6-7,2 0-8,3
800-1075	А-70	800-1075 800-1075 800-972	А-95 А-50 АС-50	1,5-0 0-5,5 7,2-10
Свыше 1075	А-95	1075-1713	А-70	0-10
Железобетонные опоры ($в$=5мм; $q_н$=27,35кг/м^2)				
0-60	ПСО-5	0-60	ПС-25	6-0
690-140	ПС-25	60-140 60-140	АС-25 АС-16	8,88-0 6,6-0
140-440	АС-25	3388-440 164-440 202-440 244-440 324-440	А-25 А-35 АС-35 А-50 АС-50	10-8,3 10-1 10-1,2 10-0 10-3
440-750	А-50	440-750 698-750 440-750 440-5888 440-750	А-70 А-95 АС-35 АС-25 АС-50	5,6-0 10-8 1,2-7 0-10 3-2,7
750-1225	А-70	750-1225 750-1225 750-1072 750-817	А-95 А-50 АС-50 АС-35	8-0 0-9,8 2,7-10 7-0
Свыше1225	А-95	1225-1876	А-70	0-10
Деревянные опоры ($в$=10мм; $q_н$=27,35кг/м^2)				
0-50	ПСО-5	0-50	ПС-25	5-0
50-180	ПС-25	80-180 96-180 115-180 125-180 124-180	АС-16 АС-25 А-25 АС-35 А-35	10-0 10-1,5 10-1,2 10-0,8 10-0,7
180-270	АС-16	180-270 180-270 180-270 180-270 180-270 180-242	АС-25 А-25 А-35 АСС-35 А-50 ПС-25	1,5-0,5 1,2-0 0,7-0,1 0,8-0 9,6-5 0-10

Продолжение таблицы 16

Интервал экономических нагрузок, кВА.	Рекомендуемый провод для данного интервала.	Возможные варианты внутри интервала		Превышение затрат, %
		мощность, кВА	марка и сечение провода.	

270-600	АС-35	270-600 415-600 470-600 270-600 270-570 270-543 270-363	А-50 АС-50 А-70 А35 А-25 АС-25 АС-16	5-0 10-3,88 10-4,2 0,1-1,8 0-10 0,5-10 0-10
600-780	А-50	600-780 600-780 714-780 600-780 600-780	АС-50 А-70 А-95 А-35 АС-35	3,8-4,8 44,2-0 10-7,4 1,88-6,2 0-3,4
780--1185	А-70	780-1185 780-1185 7880-1079 780-948 780-8588	А-95 А-50 АС-50 АС-35 А-35	7,4-0 0-7,7 4,8-10 3,4-10 6,2-10
Свыше 11885	А-95	1185-1853 1185-1250	А-70 А-50	0-10 7,7-10
Деревянные опоры на железобетонных приставках ($в$=10мм; $q_н$=27,35кг/м^2)				
0-55	ПСО-5	0-55	П-25	4-0
55-175	ПС-25	88-175 88-175 113-175 116-175 120-175	АС-16 АС-25 А-25 АС-35 А-35	10-1,1 10-0 10-1,7 10-1,4 10-1,7
175-250	АС-25	175-250 175-250 175-250 175-250 175-250 175-205	А-25 АС-35 А-35 А-50 АС-16 ПС-25	1,7-1,4 1,4-0 1,9-0,4 9,2-6,6 1,1-3,5 0-5
250-640	АС-35	250-640 250-640 401-640 436-640 250-557 250-544 250-350	А-35 А-50 АС-50 А-70 А-25 АС-25 АС-16	0,4-2,3 6,6-0 10-4,8 10-2,3 1,4-10 0-10 3,5-10
640-750	А-50	640-750 640-750 640-750 640-750 640-750	АС-50 АС-70 А-95 АС-35 А-35	4,8-4,6 2,3-0 10-7,3 0-2,2 2,3-5

Продолжение таблицы 16

Интервал экономических нагрузок, кВА.	Рекомендуемый провод для данного интервала.	Возможные варианты внутри интервала		Превышение затрат, %
		мощность, кВА	марка и сечение провода.	

750-1185	А-70	750-1185 750-1185 750-1070 750-953 750-865	А-95 А-50 АС-50 АС-35 А-35	7,3-0 0-8 4,6-10 2,2-10 5-10
Свыше 1185	А-95	1185-1889 1185-1245	А-70 А-50	0-10 8-10
Железобетонные опоры ($в$=10мм; $q_н$=27,35кг/м^2)				
0-210	ПС-25	153-210 138-210 199-210 196-210 158-210 191-210 165-210	АС-16 АС-25 А-25 А-35 АС-35 А-50 АС-50	10-2,8 10-0 10-8,1 10-7,4 10-1,3 10-6,3 10-2
210-270	АС-25	210-270 210-270 210-270 210-270 210-270 210-270 210-270 210-270	А-25 АС-35 А-35 АС-50 А-50 А-70 А16 ПС-25	8,1-7,9 1,3-0,3 7,4-6,4 2-0 6,8-4,6 10-8 2,8-1,7 0-10
270-825	АСС-50	270-285 270-285 270-285 270-285 270-555 270-508 270-335 270-351	А-50 А-70 А-95 АС-35 А-35 АС-25 А-25 АС-16	4,6-4,5 8-0 10-1,9 0,3-7,6 6,4-10 0-10 7,9-10 4,7-10
825-980	А-70	825-980 825-980 825-980	А-95 А-50 АС-50	1,9-0 4,5-7,2 0-4,4
Свыше 980	А-95	980-1792 980-1112 980-1172	А-70 А-50 АС-50	0-10 7,2-10 4,4-10
Деревянные опоры ($в$=10мм; $q_н$=45,55кг/м^2)				
0-80	ПСО-5	0-80	ПС-25	7-0
80-170	ПС-25	86-170 86-170 112-170 117-170 134-170	АС-16 АС-25 А-25 АС-35 А-35	10-0,9 10-0 10-1,8 10-1,6 10-4,8

Продолжение таблицы 16

Интервал экономических нагрузок, кВА.	Рекомендуемый провод для данного интервала.	Возможные варианты внутри интервала		Превышение затрат, %
		мощность, кВА	марка и сечение провода.	

170-250	АС-25	170-250 170-250 170-250 170-250 170-250	А-25 А-35 АС-35 А-50 АС-16	1,8-1,7 4,8-3 1,6-0 9,5-6,5 0,9-3,7
250-585	АС-35	250-285 250-285 250-285		
585-780	А-50	585-780 585-780 717-780 585-780 585-780	АС-50 А-70 А-95 АС-35 А-35	3,7-3,2 4,2-0 10-7,6 0-3,7 3,7-8,4
780-1200	А-70	780-1200 780-1200 780-1143 780-882 780-937	А-95 А-50 АС-50 А-35 АС-35	7,6-0 0-8,1 3,2-10 8,4-10 3,7-10
Свыше 1200	А-95	1200-1835 120-1257	А-70 А-50	0-10 8,1-10
Деревянные опоры на железобетонных приставках ($в$=10мм; $q_н$=45,55кг/м^2)				
0-85	ПСО-5	0-85	ПС-25	6,7-0
85-175	ПС-25	85-175 85-175 112-175 94-175 122-75	АС-16 АС-25 А-25 АС-35 А-35	9,2-0,8 8,7-0 10-2,2 10-1 10-2,7
175-215	АС-25	175-215 175-215 175-215 175-215 175-215 175-215	А-25 А-35 АС-35 А-50 АС-16 ПС-35	2,2-1,7 2,7-2,1 1-0 7,4-6 0,8-2,9 0-7,1
215-585	АС-35	215-585 215-585 215-585 396-585 215-509 215-537 215-330	А-35 А-50 АС-50 А-70 А-25 АС-25 АС-16	2,1-4,1 6-0 9,8-3,4 10-3,3 1,7-10 0-10 2,9-10
585-750	А-50	585-750 485-750 672-750 585-750 585-750	АС-50 А-70 А-85 АС-35 А-35	3,4-3 3,3-0 10-7,2 0-2,9 4,1-7,6

Продолжение таблицы 16

Интервал экономических нагрузок, кВА.	Рекомендуемый провод для данного интервала.	Возможные варианты внутри интервала		Превышение затрат, %
		мощность, кВА	марка и сечение провода.	

751-1200	А-70	750-1200 750-1200 750-1133 750-805 750-832	А-95 А-50 АС-50 А-35 АС-35	7,2-0 0-8,3 3-10 7,6-10 2,9-10
Свыше1200	А-95	1200-1900	А-70	0-10
Железобетонные опоры ($в$=10мм; $q_н$=45,55кг/м^2)				
0-190	Пс-25	137-190 120-190 116-190 151-190	АС-16 АС-25 АС-35 АС-50	10-0,8 10-0,8 10-0 10-3,5
190-525	АС-35	190525 445-525 190-497 190-301 190-242	АС-50 А-70 АС-25 АС-16 ПС-25	3,5-0 10-7,5 0,88-10 0,88-10 0-10
525-885	АС-50	525-885 647-885 525-885 525-885	А-70 А-95 А-50 АС-35	7,5-0 10-1,5 8,3-6,3 0-6,3
885-950	А-70	885-850 885-950 885-950	А-95 А-50 АС-50	1,5-0 6,3-7,1 0-1,1
Свыше 950	А-95	950-1726 950-1058 950-1217	А-70 А-50 АС-50	0-10 7,1-10 1,1-10
Деревянные опоры ($в$=15мм; $q_н$=45,55кг/м^2)				
0-55	ПСО-5	0-55	ПС-25	4-0
55-210	ПС-25	141-210 171-210	АС-95 А-50	10-0 10-4,7
210-550	АС-35	210-550 400-550 300-550	А-50 АС-50 А-70	4,7-0 10-6,4 10-2,9
550-765	А-50	550-765 689-765 550-765 550-765	А-70 А-95 АС-95 АС-35	2,9-0 10-7,3 6,4-6 0-4,5
765-1300	А-70	765-1300 765-1283 765-955 765-896	А-95 А-50 АС-50 АС-35	7,3-0 0-10 6-10 4,5-10
Свыше 1300	А-95	1300-1936	А-70	0-10
Деревянные опоры на железобетонных приставках ($в$=15мм; $q_н$=45,55кг/м^2)				
0-200	Пс-25	105-200	Ас-35	10-0

Продолжение таблицы 16

200-620	АС-35	270-620 200-620 200-620 200-279	А-50 АС-50 А-70 П-25	10-3,5 9,2-2,2 9,8-0 0-10

620-1350	А-70	716-1350 620-1070 620-1022 620-896	А-35 АС-50 А-50 АС-35	10-0 2,2-10 3,5-10 0-10
Свыше 1350	А-95	1350-2050	А-70	0-10
Железобетонные опоры ($в$=15мм; $q_н$=45,55кг/м^2)				
0-50	ПСО-5	0-50	ПС-25	4,3-0
50-180	ПС-25	94-180 100-180	АС-35 А-50	10-0 10-2,1
180-380	АС-35	196-380 180-380 299-380 180-225	АС-50 А-50 А-70 ПС-25	10-3 2,1-0 10-5,4 0-10
380-740	А-50	380-740 380-740 504-740 380-740	АС-50 А-70 А-95 АС-35	2,8-2,7 5,6-0 10-3,5 0-5,8
740-1000	А-70	740-1000 740-1000 740-1000 740-878	А-95 А-50 АС-50 АС-35	3,5-0 0-3,9 0-6,9 5,8-10
Свыше 1000	А-95	1000-1767 1000-1186	А-70 А-50	0-10 3,9-10
Деревянные опоры ($в$=20мм; $q_н$=45,55кг/м^2)				
0-240	ПС-25	180-240	АС-35	10-0
240-600	АС-35	380-600 240-600 403-600 240-283	АС-50 А-50 А-70 ПС-25	10-4,7 6,6-0 10-2,5 0-10
600-785	А-50	600-785 600-785 600-785 600-785	АС-50 А-70 А-95 АС-35	4,7-4,4 2,5-0 10-4,9 0-2,5
785-1175	А-70	785-1175 785-1175 785-1067 785-964	А-95 А-50 АС-50 АС-35	4,9-0 0-7,78 4,4-10 2,5-10
Свыше 1175	А-95	1175-18863 1175-1224	А-70 А-50	0-10 7,7-10
Деревянные опоры на железобетонных приставках ($в$=20мм; $q_н$=45,55кг/м^2)				
0-240	ПС-25	172-240 181-240	АСС-35 АС-50	0-10 10-0,8
240-325	АС-35	240-325 240-325 240-295	АС-50 АС-70 ПС-25	0,8-0 8,3-6,7 0-10

Продолжение таблицы 16

805-1420	А-70	805-1420 805-1361 805-916	А-95 АС-50 АС-35	9,6-0 0-10 6-10
Свыше 1420	А-95	1420-2150	А-70	0-10

Таблица 17. Конструктивные и расчётные данные алюминиевых проводов.

Номинальное сечение, мм^2	Расчётные данные проводов марок А и АКП		
	Сечение, мм^2	Электрическое сопротивление по постоянному току при 20^{0}С, Ом/км	Масса провода, кг/м
16	15,9	1,8	43
25	24,9	1,14	68
35	34,3	0,83	94
50	49,5	0,576	135
70	69,2	0,412	189
95	92,4	0,308	252
120	117	0,246	321
150	148	0,194	406
185	183	0,157	502
240	239	0,12	655
300	288	0,1	794
350	246	0,083	952

Таблица 18. Конструктивные и расчётные данные сталеалюминиевых проводов

Номинальное сечение, мм^2	Расчётные данные проводов марок АС, АСКС, АСКП и АСК		
	Расчётное сечение алюминия, мм^2	Диаметр провода, мм	Электрическое сопротивление по постоянному току при 20^{0}С, Ом/км
10/1,88	106	4,5	2,695
16/2,7	16,1	5,6	1,772
25/4,2	24,9	6,9	1,146
35/6,2	36,9	8,4	0,773
50/8	48,2	9,6	0,592
70/11	68	11,4	0,42
70/72	68,4	15,4	0,42
150/19	148	16,8	0,195
150/24	149	17,1	0,194
150/34	147	17,5	0,196
185/24	187	18,9	0154
185/29	181	18,8	0,159
185/43	185	19,6	0,156
185/128	187	23,1	0,155
205/27	205	19,8	0,14
240/32	244	21,6	0,118
240/39	236	21,6	0,122
240/56	241	22,4	0,12
300/39	301	24	0,096
300/48	295	24,1	0,098
300/66	288	24,5	0,1
300/204	298	29,2	0,097
330/27	325	24,4	0,089
330/43	332	25,2	0,087
400/22	394	26,6	0,073

Таблица 19. Индуктивные сопротивления трёхфазных линий, ом/км

Сечение, мм^2	Провода в трубе.	Воздушные линии напряжением, кВ			Кабельные линии напряжением, кВ			
		До 1	6-20	35	До 1	6	10-20	35
4-6	0,1	-	-	-	0,09	-	-	-
10-25	0,09	0,41	0,41	-	0,07	0,1	0,11	-
35-70	0,08	0,33	0,38	0,42	0,07	0,08	0,09	-
95-120	0,08	03	0,35	0,4	0,06	0,08	0,0	0,12
150-240	0,08	-	-	-	0,06	0,08	0,08	0,11

Таблица 20. Допустимые длительные токовые нагрузки на голые провода при прокладке вне помещений

Марка провода.	Допустимый ток, А	Марка провода.	Допустимый ток, А	Марка провода.	Допустимый ток, А
А-16	105	А-16	105	АСО-150	450
А-25	135	АС-25	130	АСО-185	505
А-35	170	АС-35	175	АСО-240	605
А-50	215	АС-50	210	АСО-300	690
А-70	265	АС-70	265	АСО-400	825
А-95	320	АС-95	330	АСО-500	945
А-120	375	АС-120	3880		
А-150	440	АС-150	445	АСУ-120	375
А-185	500	АС-185	510	АСУ-150	450
А-240	590	АС-240	610	АСУ-185	515
А-300	680	АС-300	690	АСУ-240	610
А-400	815	АС-400	835	АСУ-300	705
А-500	980	АСС-500	945	АСУ-400	850
А-600	1070	АС-600	1050		

Таблица 21. Допустимые длительные токовые нагрузки (а) на провода, шнуры и кабели

Сечение токопроводящей жилы, мм^2.	Провода, проложенные открыто	Провод с медными жилами с резиновой изоляцией в металлических защитных обмотках и кабели с медными и алюминиевыми жилами с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной, наиритовой или резиновой оболочках, бронированные или небронированные.				
		Одножильные	Двухжильные		Трёхжильные	
		при прокладке				
		в воздухе.	в воздухе.	в земле.	в воздухе.	в земле.
0,5	11/-	-	-	-	-	-
0,75	15/-	-	-	-	-	-
1,0	17/-	-	-	-	-	-
1,5	23/-	23/-	19/-	33/-	19/-	27/-
2,5	30/24	30/23	27/21	44/34	25/19	38/29
4,0	41/32	41/31	38/29	55/42	35/27	49/38
6,0	50/39	50/38	50/38	70/55	42/32	60/46
10	80/60	80/60	70/55	105/80	55/42	90/70
16	100/75	100/75	90/70	135/105	75/60	115/90
25	140/105	140/105	115/90	175/135	95/75	150/115
35	170/130	170/130	140/105	210/160	120/90	180/140
50	215/165	215/165	175/135	265/205	145/110	225/175
70	270/210	270/210	215/165	320/245	180/140	275/210
95	330/255	325/250	260/200	385/295	220/170	330/255
120	3885/295	385/295	300/230	445/340	260/200	385/295

150	440/340	440/340	350/270	505/390	305/235	435/335
185	510/390	510/390	405/210	570/440	350/270	500/385
240	605/465	605/465	-	-	-	-

Таблица 22. Интервалы роста нагрузок для выбора трансформаторов п/ст 10/0,4 кВ с учётом экономических интервалов и допустимых систематических перегрузок без роста нагрузки с 8% динамикой роста нагрузки Центр

Вид нагрузки	Температура воздуха, ^{0}с	Номинальная мощность трансформаторов, кВА						
		25	40	63	100	160	250	400
Коммунально-бытовая нагрузка	-10	до 30 до 32	31-50 33-54	51-77 55-83	78-129 84-140	130-224 141-224	225-350	351-520 351-560
	-5				78-129 84-238	130-221 139-221	222-345	346-520 346-552
	0				78-129 84-137	130-219 138-219	220-343	344-520 344-548
	+5				78-129 84-134	130-214 135-214	215-335	336-520 33-536
Производственная нагрузка	-10	до 33 до 36	34-57 37-60	58-86 61-93	87-145 94-150	145-240 151-240	241-375	376-579 376-600
	-5							
	0							
	+5							
Смешанная нагрузка $0,2<К_{стр}\leq0,5$	-10	до 26 до 28	27-44 19-48	45-67 49-73	68-113 74-123	114-228 124-234	229-365 235-365	366-459 366-501
	-5					114-228 124-230	229-360 231-360	361-459 361-501
	0					114-228 124-229	229-358 230-358	359-459 359-501
	+5					114-224 124-224	225-350 225-350	351-459 351-501
Смешанная нагрузка $0,5<К_{стр}\leq0,8$	-10,-5, 0	до 28 до 30	29-48 31-52	49-73 53-79	74-122 880-133	123-240 134-240	241-375	376-496 376-541
	+5					123-232 134-232	238-370	364-496 364-541

Таблица 23. Интервалы роста нагрузок для выбора трансформаторов п/ст 10/0,4 кВ с учётом экономических интервалов и допустимых систематических перегрузок без роста нагрузки с 8% динамикой роста нагрузки Средняя Азия

Вид нагрузки	Температура воздуха, ^{0}с	Номинальная мощность трансформаторов, кВА						
		25	40	63	100	160	250	400
Коммунально-бытовая нагрузка	-10	до 32 до 35	33-55 36-56	56-83 57-88	84-140 89-140	141-224	225-350	351-560
	-5				88-138 84-138	139-221	222-345	346-552
	0	до 32 до 34	33-55 36-55 33-55 35-55	56-83 56-86 56-83 56-86	84-137 87-137	138-219	220-243	344-548
	+5		33-54 35-54	55-83 58-84	84-137 85-134	135-214	215-335	336-536
Производстве	-1	до 35	36-59	60-90	91-150	151-240	241-375	376-600

нная нагрузка	-5	до 37	38-60	61-95	96-150			
	0							
	+5							

Продолжение таблицы 23

Смешанная нагрузка $0,2<К_{стр}\leq 0,5$	-10	до 28 до 31	29-48	49-73	74-124	125-234 136-234	235-365	366-501 366-546
	-5					125-230 136-230	231-360	351-501 361-546
	0					125-229 136-229	230-358	359-501 359-546
	+5					125-224 136-224	225-350	351-501 351-546
Смешанная нагрузка $0,5<К_{стр}\leq 0,8$	-10,-5, 0,+5	до 30 до 32	31-51	52-70	79-131	132-240 144-240	241-375	376-529 376-576

Таблица 24. Интервалы роста нагрузок для выбора трансформаторов п/ст 10/0,4 кВ с учётом экономических интервалов и допустимых систематических перегрузок без роста нагрузки с 8% динамикой роста нагрузки сибирь

Вид нагрузки	Температура воздуха, ^{0}с	Номинальная мощность трансформаторов, кВА						
		25	40	63	100	160	250	400
Коммунально-бытовая нагрузка.	-10	до 33 до 35	34-55 36-56	56-85 57-88	86-140 89-140	141-224	225-350	351-560
	-5		34-55 36-55	56-85 56-87	86-138 88-138	139-221	222-345	346-552
	0	до 36 до 34	34-55 35-55	56-85 56-86	86-137 87-137	138-219	220-343	344-548
	+5		34-54 35-54	55-84	85-134	135-214	215-335	336-536
Производственная нагрузка	-10	до 36 до 37	34-60 38-60	61-93 61-95	94-150 96-150	151-240	241-375	376-600
	-5							
	0							
	+5							
Смешанная нагрузка $0,2<К_{стр}\leq 0,5$	-10	до 29 до 31	30-49 32-53	50-75 54-81	76-126 82-138	127-234 139-234	235-365	356-513 356-559
	-5					127-230 139-230	231-360	361-513 361-559
	0					127-229 139-229	230-258	359-513 359-559
	+5					127-224 139-224	225-350	351-513 351-559
Смешанная нагрузка $0,5<К_{стр}\leq 0,8$	-10; -5	до 31 до 33	32-52 34-56	53-80 57-87	81-135 87-147	136-240 14-240	241-375	376-545 376-595
	0; +5				81-145 87-145	136-240 146-232	233-363	364-545 364-580

Таблица 25. Интервалы роста нагрузок для выбора трансформаторов п/ст 10/0,4 кв с учётом экономических интервалов и допустимых систематических перегрузок без роста нагрузки с 8% динамикой роста нагрузки Дальний Восток

Вид нагрузки	Температура воздуха, ^{0}с	Номинальная мощность трансформаторов, кВА						
		25	40	63	100	160	250	400
Коммунально-бытовая нагрузка.	-10	до 32 до 35	33-55 36-55	56-83 57-88	86-139 89-140	140-224 141-224	225-350	351-557 351-560
	-5		33-55 36-55	56-83 56-87	84-138 88-138	139-221	222-345	346-552
	0		33-55 35-55	56-83 56-86	84-137 87-137	138-219	220-343	334-548
	+5		33-54 35-54	55-83 55-84	84-134 85-134	135-214	215-335	336-536
Производственная нагрузка	-10	до 35 до 37	33-59 38-60	69-89 61-95	90-148 96-150	149-240 151-240	241-375	375-590 376-600
	-5							
	0							
	+5							
Смешанная нагрузка $0,2<К_{стр}\leq0,5$	-10	до 29 до 31	30-48 32-52	9-74 53-79	75-123 80-134	124-234 135-234	235-365	366-495 366-540
	-5					124-230 135-229	231-360	361-495 361-540
	0					124-229 135-229	230-358	359-495 359-540
	+5					124-224 135-224	225-350	351-495 351-540
Смешанная нагрузка $0,5<К_{стр}\leq0,8$	-10; -5	до 32 до 32	31-51 33-55	52-77 56-83	78-128 84-140	129-240 141-240	241-375	376-516 376-562
	0; +5					129-232 141-232	233-363	364-515 364-562

Таблица 26. Коэффициенты допустимых систематических перегрузок трансформаторов 10/0,4 кв

№п/п	Вид нагрузки.	Среднесуточная температура воздуха, ^{0}С					
		Зимняя.				Весенняя.	
		-10	-5	0	+5	+5	+10
1	Коммунально-бытовая нагрузка.	1,4	1,38	1,37	1,34	-	-
2	Производственная нагрузка.	1,61	1,59	1,57	1,52	-	-
3	Смешанная нагрузка $0,2<К_{СТР}\leq0,5$.	1,46	1,44	1,43	1,4	-	-
4	Смешанная нагрузка $0,5<К_{СТР}\leq0,8$.	1,53	1,51	1,5	1,45	-	-
5	Птицеферма.	1,4	1,37	1,35	1,31	-	-
6	Молочно-товарная ферма.	1,57	1,54	1,52	1,48	-	-
7	Свинооткормочная ферма.	1,32	1,3	1,28	1,23	-	-
8	Мастерская по ремонту и обслуживанию сельхозтехники.	1,57	1,55	1,53	1,449	-	-
9	Теплично-парниковое хозяйство.	-	-	-	-	1,26	1,23

Таблица 27. Коэффициенты аварийных перегрузок трансформаторов 10/0,4 кв

п/	Вид нагрузки.	Среднесуточная температура воздуха, ^{0}С

		Зимняя.				Весенняя.	
		-10	-5	0	+5	+5	+10
1	Коммунально-бытовая нагрузка.	1,73	1,69	1,64	1,61	-	-
2	Производственная нагрузка.	1,75	1,69	1,64	1,63	-	-
3	Смешанная нагрузка $0,2<К_{СТР}\leq 0,5$.	1,56	1,52	1,48	1,45	-	-
4	Смешанная нагрузка $0,5<К_{СТР}\leq 0,8$.	1,65	1,6	1,56	1,54	-	-
5	Теплично-парниковое хозяйство.	-	-	-	-	1,39	1,34

Таблица 28. Характеристики трёхфазных двухобмоточных трансформаторов

Тип	Номинальная мощность кВА	Напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		Напряжение к.з. %	Ток х.х. %
		В. Н.	Н.Н.	х.х.	к.з.		
Масляные без РНН							
ТМ-25	25	6-10	0,23; 0,4	0,125	0,60	4,5	3,20
ТМ-40	40	6-10	0,23; 0,4	0,180	0,88	4,5	3,00
ТМ-63	63	6-10	0,23; 0,4	0,265	1,28	4,5	2,80
ТМ-100	100	6-10	0,23; 0,4	0,365	1,97	4,5	2,60
ТМ-160	160	6-10	0,23; 0,4	0,540	2,65	4,5	2,40
ТМ-250	250	6-10	0,23; 0,4	1,050	3,70	4,5	2,30
ТМ-400	400	6-10	0,23;0,4	1,450	5,50	4,5	2,10
ТМ-630	630	6-10	0,23; 0,4	2,270	7,60	5,5	2,00
ТМ-1000	1000	6-10	0,4	3,800	12,70	5,5	3,00
ТМ-100	100	35	0,23; 0,4	0,465	1,97	6,5	4,16
ТМ-160	160	35	0,23; 0,4	0,660	2,65	6,5	2,40
ТМ-250	250	35	0,23; 0,4	0,960	3,70	6,5	2,50
ТМ-400	400	35	0,23; 0,4	1,350	5,50	6,5	2,10
ТМ-630	630	35	0,23; 0,4	2,000	7,60	6,5	2,00

Таблица 29. Полное сопротивление трансформатора току короткого замыкания на землю

ТРАНСФОРМАТОРЫ					
Масляные			Сухие		
Мощность, кВА	Схема соединений	Ztp/3, Ом	Мощность кВА	Схема соединений	Ztp/3, Ом
100	$Y/Y_н$	0,26	160	$Δ/ Y_н$	0,050
160	$Y/Y_н$	0,160	180	$Y/ Y_н$	0,150
250	$Y/Y_н$	0,100	250	$Δ/ Y_н$	0,030
400	$Y/ Y_н$	0,060	320	$Y/ Y_н$	0,080
400	$Δ/ Y_н$	0,020	400	$Δ/ Y_н$	0,020
630	$Y/ Y_н$	0,040	560	$Y/ Y_н$	0,050
630	$Δ/ Y_н$	0,010	630	$Δ/ Y_н$	0,010
1000	$Y/ Y_н$	0,028	750	$Y/ Y_н$	0,030
1000	$Δ/ Y_н$	0,008	1000	$Δ/ Y_н$	0,008
-	-	-	1000	$Y/ Y_н Y_н$	0,020

Таблица 30. Основные данные масляных выключателей

Тип	$I_{ном.}$, кА	$I_{откл}$, кА	Предельный сквозной ток (амплитуда), кА
Маломасляные			

ВМЭ-6	0,1; 0,2	1,25; 4,0	3,2; 10
ВМГ-10	0,63; 1,0	20	52
ВМГП-10	0,63; 1,0	20	52
ВМП-10	0,63; 1,0 1,25; 1,5	20	52; 64
ВМПП-10	0,63; 1,0 1,6	20; 31,5	52; 80
ВМПЭ-10	0,63; 1,0 1,6; 3,2	20; 31,5	52; 80
МГГ-10	3,2; 4,0 5,0	45; 63	120; 170
МГ-10	5,0; 9,0	105	300
МГУ-20	6,3; 9,5	90	300
ВГМ-20	11,2	90	320
ВМП-35	0,63; 1,0	8,25	21/25
ВМПП-35	0,63; 1,0	16	41
ВМК-35-8	0,63; 1,0	8	26
ВМК-35-1/1	0,63; 1,0	16,5	45
Многообъёмные			
ВС-10-0,8	0,032	0,8	2,1
ВС-10 , 2, 5	0,063	2,5	6,5
ВП-35	0,4	5,0	16
ВТ-35	0,63; 0,8	10; 12,5	26; 31
ВТД-35	0,63; 0,8	12,5	31
ВМД-35	0,6	6,6	17,3
ВБД-35	0,6	9,9	26
МКП-35	1,0	25	63
С-35М-10	0,63	10	26
С-35-50	2,0; 3,2	50	127
У-35	2,0	40	102

Таблица 31. Характеристика предохранителей типа ПК и ПКТП

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, патрона, А	$I_{ном}$, откл., кА	$I_{пл.вст}$, кА
ПК1-3У3	3	8	40; 31,5	2; 3,2; 5; 8
	3	32	40; 31,5	10; 16; 20; 32
ПК1-6У3	6	8	40	2; 3,2; 5; 8
	6	8	20	2; 3,2; 5; 8
	6	20	40	10; 16; 20
	6	20	20	10; 16; 20
	6	32	20	32
ПК1-6У1	6	8	40	2; 3,2; 5; 8
	6	20	40	10; 16; 20
	6	32	20	32

Продолжение таблицы 31

ПК1-10УЗ	10 10 10 10 10	8 8 20 20 32	20 12,5 20 12,5 12,5	2; 3,2; 5; 8 2; 3,2; 5; 8 10; 16; 20 10; 16; 20 32
ПК1-10У1	10 10 10	8 20 32	20 20 12,5	2; 3,2; 5; 8 10; 16; 20 32
ПК1-20УЗ	20	10	12,5	2; 3,2; 5; 8; 10
ПК1-20У1	20	10	12,5	2; 3,2; 5; 8; 10
ПК1-35УЗ	35 35	8 10	8 3,2	2; 3,2; 5; 8 8
ПК2-3УЗ	3	100	40	40; 50; 80; 100
ПК2-6УЗ	6	50	31,5	32; 40; 50
ПК2-10УЗ	10	40	20	32; 40
ПК2-20УЗ	20	20	12,5	16; 20
ПК2-35УЗ	35	20	8,0	10; 16; 20
ПК3-3УЗ	3	200	40	160
ПК3-6УЗ	6	100	31,5	80; 100
ПК3-10УЗ	10	80	20	50; 80
ПК3-20УЗ	20	50	12,5	32; 40; 50
ПК3-35УЗ	35	40	8,0	32; 40
ПК4-3УЗ	3	400	40	320
ПК4-6УЗ	6	200	31,5	160; 200
ПК4-10УЗ	10	160	20	100; 160

Таблица 32. Разъединители наружной установки

Тип	Амплитуда сквозного тока, кА	Ток термической стойкости, кА	Тип провода
РЛНДА-10/200	20	8	ПРН-10М
РЛНДА-1-10/200	20	8	ПРНЗ-10
РЛНДА-10/400	25	10	ПРН-10М
РЛНДА-1-10/400	25	10	ПРНЗ-10
РЛНД-10/400	25	10	ПРН-10М
РЛНД-1-10/400	25	10	ПРНЗ-10
РЛНДА-10/630	35,5	12,5	ПРН-10
РЛНДА-1-10/630	35,5	12,5	ПРНЗ-10
РЛНД-10/630	35,5	12,5	ПРН-10
РЛНД-1-10/630	35,5	12,5	ПРНЗ-10
РОК-10К/4000	250	90	ПЧН
РОК-10К/5000	180	71	ПЧН
ЗРН-20/200	23	5	ПРНУ
ЗРН-20/400	23	5	ПРНУ
РНД(З)-35/1000	64	25	ПР-90
РНД(З)-35Б/1000	64	25	ПВН-20 (ПРН-110В)
РНД(З)-35/2000	84	31,5	ПР-У1
РНД(З)-35Б/2000	84	31,5	ПВН-20 (ПРН-110В)
РНД(З)-35/3200	128	50	ПР-90
РНД(З)-35У/1000	64	25	ПР-90
РНД(З)-35У/2000	84	31,5	ПР-90

Таблица 33. Трансформаторы тока для внутренней и наружной установок

Тип	Вариант исполнения по вторичным обмоткам	Номинальный ток, А		Ток электродинамической стойкости, кА (кратность)	Ток термической стойкости	
		первичный	вторичный		кА (кратность)	Время, с
ТЛМ-6	1/Р; 0,5Р	300; 400	5	125	25	4
		600; 800; 1000; 1500				
ТШЛ-10К	Р/Р; 0,5/Р	2000; 3000; 4000; 5000	5	-	(70)	1
ТШЛП-10К		1000; 2000				
ТЛП-10КУЗ	0,5/Р; Р/Р	10; 15; 30; 50	5	2,47; 3,7; 7,4; 14,8	0,45; 0,675; 1,35; 2,25	4
		100; 150; 200; 300; 400		74,5	14,5	
		600; 800			19; 27	
		1000; 1500			27	
ТПОЛ-10(Т)		600 800	5	(160)	(65)	1
		1000 1500		(140) (90)	(55) (36)	
ТПЛМУ-10	Р; 0,5/Р; Р/Р	10-100 10 100	5	- 3,5 35,2	- 0,52 6,25	4
		150-300 150 300		- 52 70	- 8,75 17,5	
		400		70	-	
ТПОЛ-20	Р/1; Р/Р	400	5	120	(40)	4
	Р/0,5; Р/Р	600 800 1000 1500				
ТПОЛ-35	Р/0,5; Р/Р	400	5	100	(40)	4
		600 800 1000				
		1500				

Таблица 34. Унифицированные железобетонные опоры 35 кВ

Тип	Расчетные условия			Расчетные пролёты, м		
	Провод	Район по гололёду	Угол поворота	габаритный	ветровой	весовой
На вибрированных стойках						
Промежуточная одноцепная свободностоящая ПБ35-1в, рис. 1, *а*	АС70/11	I		195	275	245
		II		165	230	205
	АС95/16	I	-	200	280	250
		II		180	250	225
	АС150/24	I		210	295	260
		II		210	295	260
То же ПБ35-3в, рис. 1, *б*	АС70/11	III		125	175	155
		IV		105	145	130
	АС95/16	III	-	140	195	175
		IV		115	160	145
	АС150/24	I		170	220	210
		IV		150	180	190
Анкерная угловая одноцепная на оттяжках на угол 60^0 УБ35-1в, рис. 1 *в*	АС70/11	I	60	-	195	290
		II	60	-	165	250
		III	60	-	125	190
		IV	60	-	105	160
	АС95/16	I	60	-	200	300
		II	60	-	180	270
		III	60	-	140	210
		IV	60	-	115	170
	АС150/24	I	60	-	210	315
		II	60	-	210	315
		III	55	-	170	225
		IV	55	-	150	225
То же трёхстоечная свободностоящая на угол 60^0 УБ35-3в, рис. 1 *г*	АС70/11	I		-	195	290
		II	60	-	165	250
		III		-	125	190
		IV		-	105	160
Промежуточная угловая одноцепная с оттяжкой ПУСБ35-1в, рис. 1 *д*	АС70/11	I	18	-	175	220
		II	18	-	155	195
		III	15	-	125	155
		IV	15	-	105	130
	АС95/16	I	12	-	180	225
		II	12	-	170	210
		III	10	-	140	175
		IV	10	-	115	145
	АС150/24	I	6	-	190	240
		II	6	-	190	240
		III	4	-	170	210
		IV	4	-	150	190

Продолжение таблицы 34

Анкерная угловая одноцепная на оттяжках повышенная на угол 60^0 УСБ35-1в, рис. 1 *е*	АС70/11	I	60	-	195	290
		II	60	-	165	250
		III	60	-	125	190
		IV	60	-	105	160
	АС95/16	I	60	-	200	300
		II	60	-	180	270
		III	60	-	140	210
		IV	60	-	115	170
	АС150/24	I	60	-	210	315
		II	60	-	210	315
		III	55	-	170	255
		IV	55	-	150	255
На центрифугированных стойках						
Промежуточная одноцепная свободностоящая ПБ35-1, рис. 1 *ж*	АС95/16	I	-	340	465	425
		II		280	390	350
	АС150/24	I		375	400	425
		II		330	400	400
То же ПБ35-3, рис. 1 *з*	АС95/16	III	-	220	300	270
		IV		185	250	225
	АС150/24	III		265	355	320
		IV		230	270	270
Промежуточная двухцепная свободностоящая ПБ35-2, рис. 1 *и*	АС95/16	I	-	275	340	320
		II		230	340	290
	АС150/24	I		265	265	330
		II		255	265	320
То же ПБ35-4, рис. 1 *к*	АС95/16	III	-	155	205	195
		IV		135	170	150
	АС150/24	III		190	200	220
		IV		165	160	190
Анкерная угловая одноцепная с оттяжкой на угол 60^0 УБ35-1, рис. 1 *а*, рис. 1 *л*	АС95/16	I	-	-	325	490
		II		-	265	400
		III		-	205	310
		IV		-	175	260
	АС150/24	I	60	-	340	510
		II		-	315	475
		III		-	255	380
		IV		-	215	320
Промежуточная угловая одноцепная с оттяжкой ПУСБ 35-1, рис. 1 *м*	АС95/16	I	35	300	300	375
		II	35	250	250	310
		III	31	205	205	255
		IV	31	175	175	220
	АС150/24	I	18	320	320	400
		II	18	295	295	370
		III	15	255	255	320
		IV	15	215	215	270

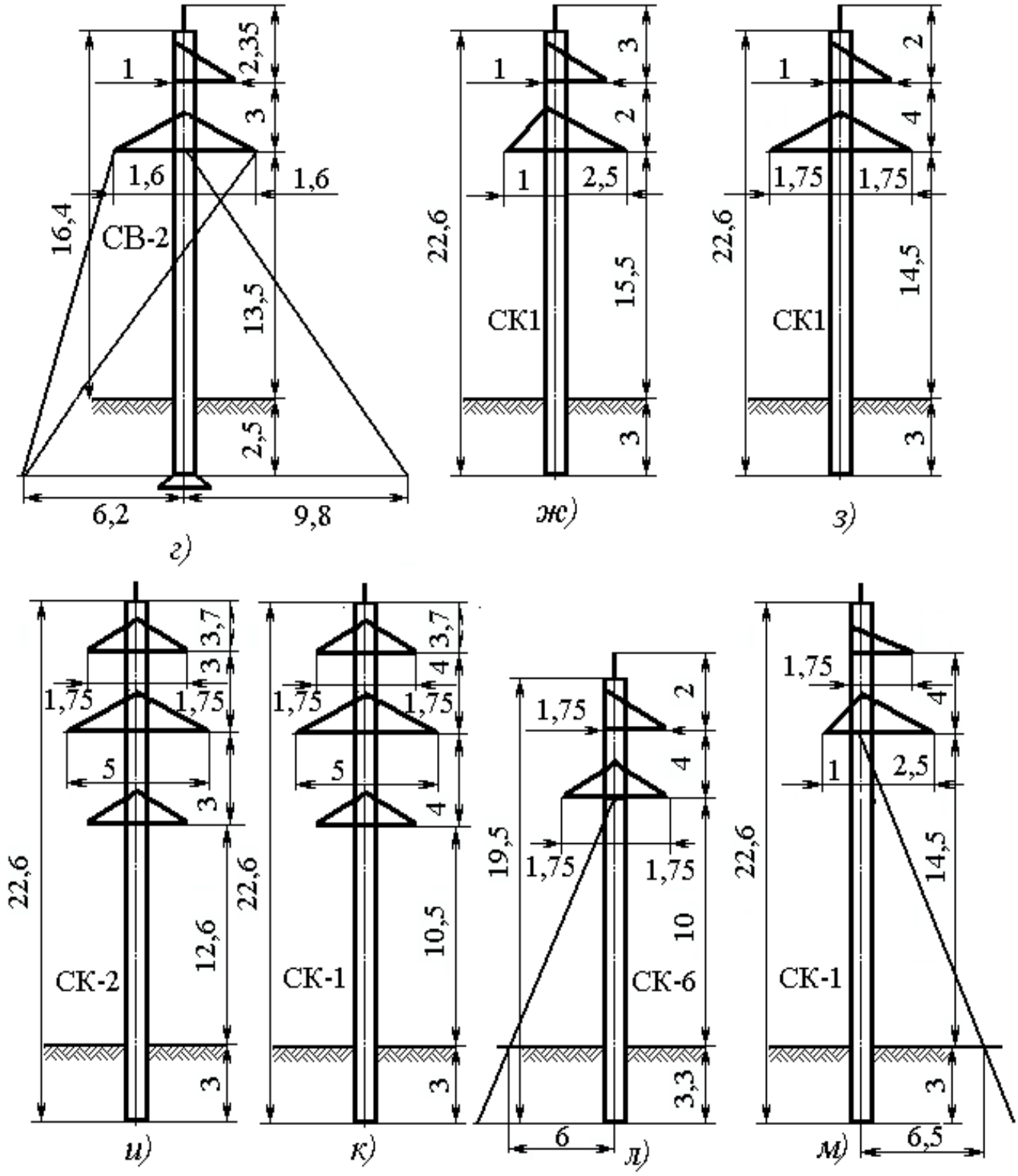


Рисунок 1 (а) - Унифицированные железобетонные опоры 10 кВ

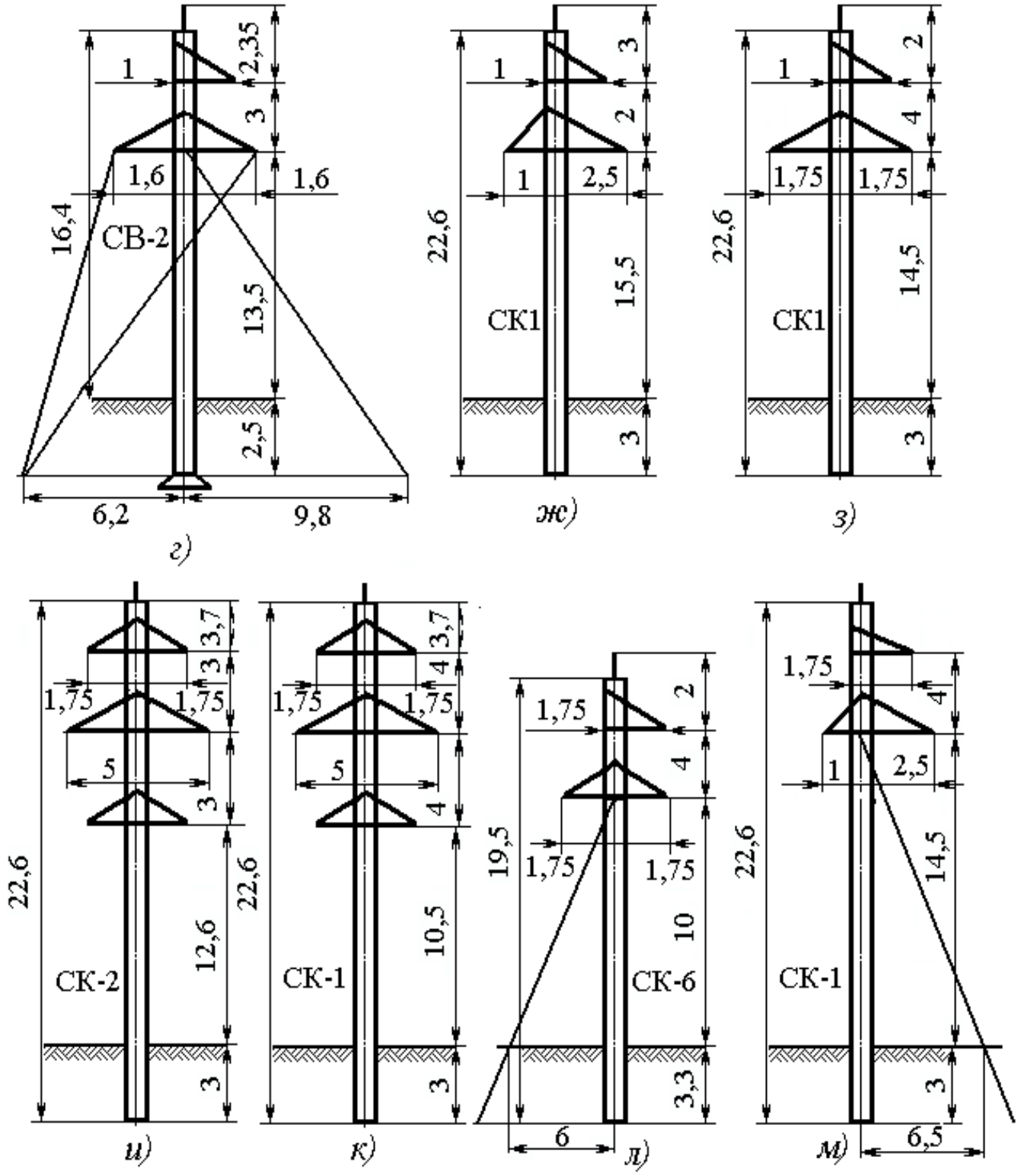


Рисунок 1 (б) - Унифицированные железобетонные опоры 10 кВ

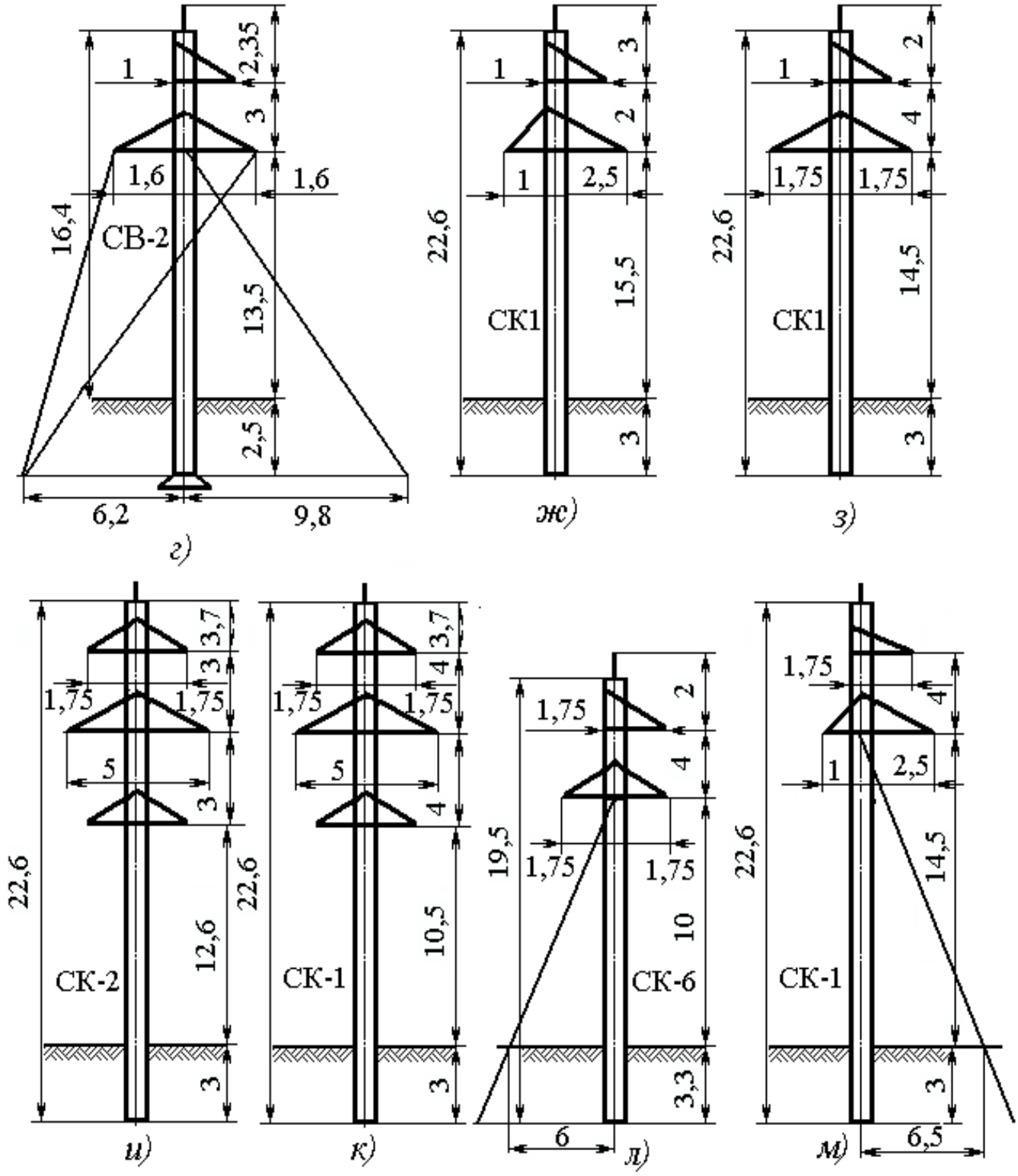


Рисунок 1 (в) - Унифицированные железобетонные опоры 35 кВ

Таблица 35. Унифицированные железобетонные опоры 6, 10 и 20 кВ

Тип опоры	Район по гололёду	Расчётные габаритные пролёты для проводов, м		
		ПСО5, ПС50	АС50-АС70	А25-А120
Промежуточная для ненаселённой местности П10-1Б (П20-1Б), рис.2, *а*	I-II	145-85	150-85	135-70
То же П10-3Б (П20-3Б), рис.2, *б*	I-IV	130-50	130-50	135-55
Промежуточная для населённой местности П10-2Б (П20-2Б), рис.2, *а*	I-III	110-60	110-60	90-55
То же П10-4Б (П20-4Б), рис.2, *б*	I-IV	105-45	110-50	90-45
Угловая промежуточная опора УП10-1Б (УП20-1Б), рис.2, *в*	I-IV	-	-	-
Концевая (анкерная) на угол поворота до 7^0 К10-1Б, К10-2Б (К20-1Б, К20-2Б) рис.2, *в*	I-IV	-	-	-
Угловая анкерная на угол поворота до 60^0 УА10-1Б, УА10-2Б (УА20-1Б, УА20-2Б) рис.2, *г*	I-IV	-	-	-
Ответвительная промежуточная ОП10-1Б, ОП10-2Б, ОП10-3Б, ОП10-4Б (ОП20-1Б, ОП20-2Б, ОП20-3Б, ОП20-4Б), рис.2, *д*	I-IV	-	-	-
Ответвительная угловая промежуточная ОУП10-1Б, ОУП10-2Б (ОУП20-1Б, ОУП-20-2Б), рис.2, *е*	I-IV	-	-	-

Климатические условия, расчёт опор и проводов ВЛ 0,38 кв

Таблица 36. Ветровые нагрузки на провода и конструкции опор

Ветровой район	Нормативный скоростной напор ветра, даН/м^2					
	Застроенная местность			Незастроенная местность		
	без гололёда q_{max}	при толщине стенки гололёда, $q_г$		Без гололёда q_{max}	при толщине стенки гололёда, $q_г$	
		5-10 мм	15-20 мм		5-10 мм	15-20мм
I	16	6,75	14	27	6,75	14
II	21	8,75	14	35	8,75	14
III	27	11,25	14	45	11,25	14
IV	35	13,75	14	55	13,75	14
VI	45	17,5	17,5	-	-	-

<u>Нормативная толщина стенки гололёда принята:</u> в I и II районах по гололёду 5 мм, в III - 10 мм, в IV - 15 мм и в особом районе по гололёду - 20 мм.

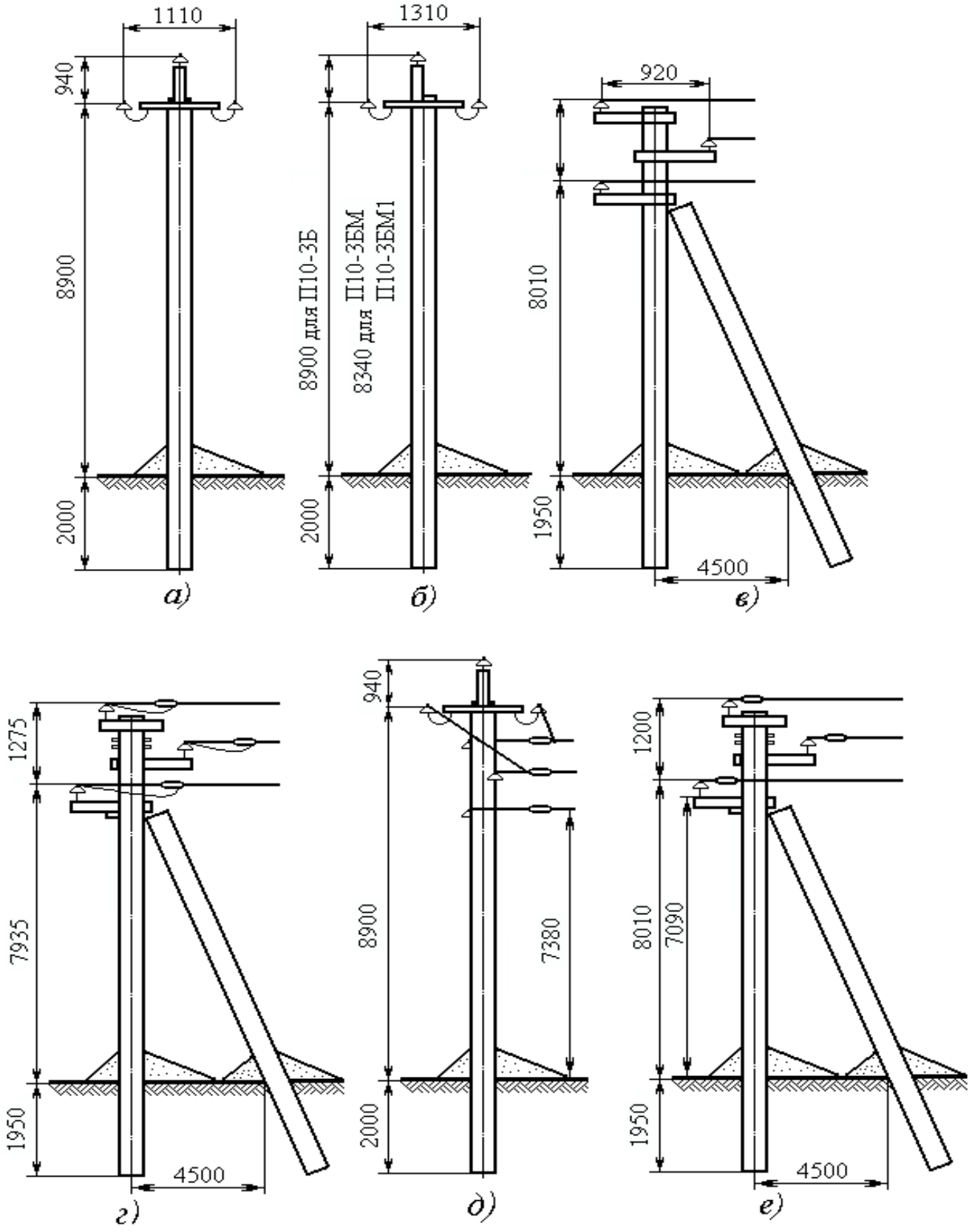


Рисунок 2 - Унифицированные железобетонные опоры 6-10, 20 кВ.

Таблица 37. Расчетные пролёты опор ВЛ 0,38 кВ - (Таблица 4, серия 3.407.1-136 железобетонные опоры ВЛ 0,38 кВ, выпуск 1 «Сельэнергопроект»)

Местность		Застроенная			
Скоростной напор ветра, даН/м^2		16, 21, 27, 35		45	
Толщина стенки гололёда, мм		5	10	5	10
Марки проводов ВЛ	Количество поводов	Пролёты, *l*, на ВЛ, м			
Ап16, Ап25, АН25	5, 4, 3	45	35	45	30
АпС16/6,2	2	45	40	30	40
Ап35,А50,АН35,АН50	5, 4, 3	40	35	40	30
АпС25/4,2, АпС35/6,2	2	45	40	45	40
А70, А95, АС50/8,0	5, 4, 3, 2	35	30	30	30

Таблица 38 - (Таблица 5, серия3.407.1-136 железобетонные опоры ВЛ 0,38 кВ, выпуск 1 «Сельэнергопроект»)

Местность		Застроенная			
Скоростной напор ветра, даН/м^2		16, 21, 27, 35		45	
Толщина стенки гололёда, мм		15	20	15	20
Марки проводов ВЛ	Количество поводов	Пролёты, *l*, на ВЛ, м			
Ап35, А50, АН25	5, 4, 3	25	-	25	-
АН50, АпС16/2,7	2	30	-	30	-
АпС25/4,2	5, 4, 3	25	20	20	20
АпС35/6,2	2	30	25	30	25
А70, А95, АС50/8,0	5, 4, 3, 2	25	20	20	20

Таблица 39 - (Таблица 6, серия3.407.1-136 железобетонные опоры ВЛ 0,38 кВ, выпуск 1 «Сельэнергопроект»)

Местность		Незастроенная			
Скоростной напор ветра, даН/м^2		27, 35, 45		55	
Толщина стенки гололёда, мм		5	10	5	10
Марки проводов ВЛ	Количество поводов	Пролёты, *l*, на ВЛ, м			
Ап16, Ап25, АН25	5, 4, 3	45	35	40	30
АпС16/2,7	2	45	40	45	40
Ап35,А50,АН35,АН50	5, 4, 3	40	35	35	30
АпС25/4,2, АпС35/6,2	2	45	40	45	40
А70, А95, АС50/8,0	5, 4, 3, 2	35	30	30	25

Таблица 40 - (Таблица 7, серия3.407.1-136 железобетонные опоры ВЛ 0,38 кВ, выпуск 1 «Сельэнергопроект»)

Местность		Незастроенная			
Скоростной напор ветра, даН/м^2		27, 35, 45		55	
Толщина стенки гололёда, мм		15	20	15	20
Марки проводов ВЛ	Количество поводов	Пролёты, *l*, на ВЛ, м			
Ап35, А50, АН25	5, 4, 3	25	-	25	-
АН50, АпС16/2,7	2	30	-	30	-
АпС25/4,2	5, 4, 3	25	20	25	20
АпС35/6,2	2	30	25	30	25
А70, А95, АС50/8,0	5, 4, 3, 2	25	20	25	20

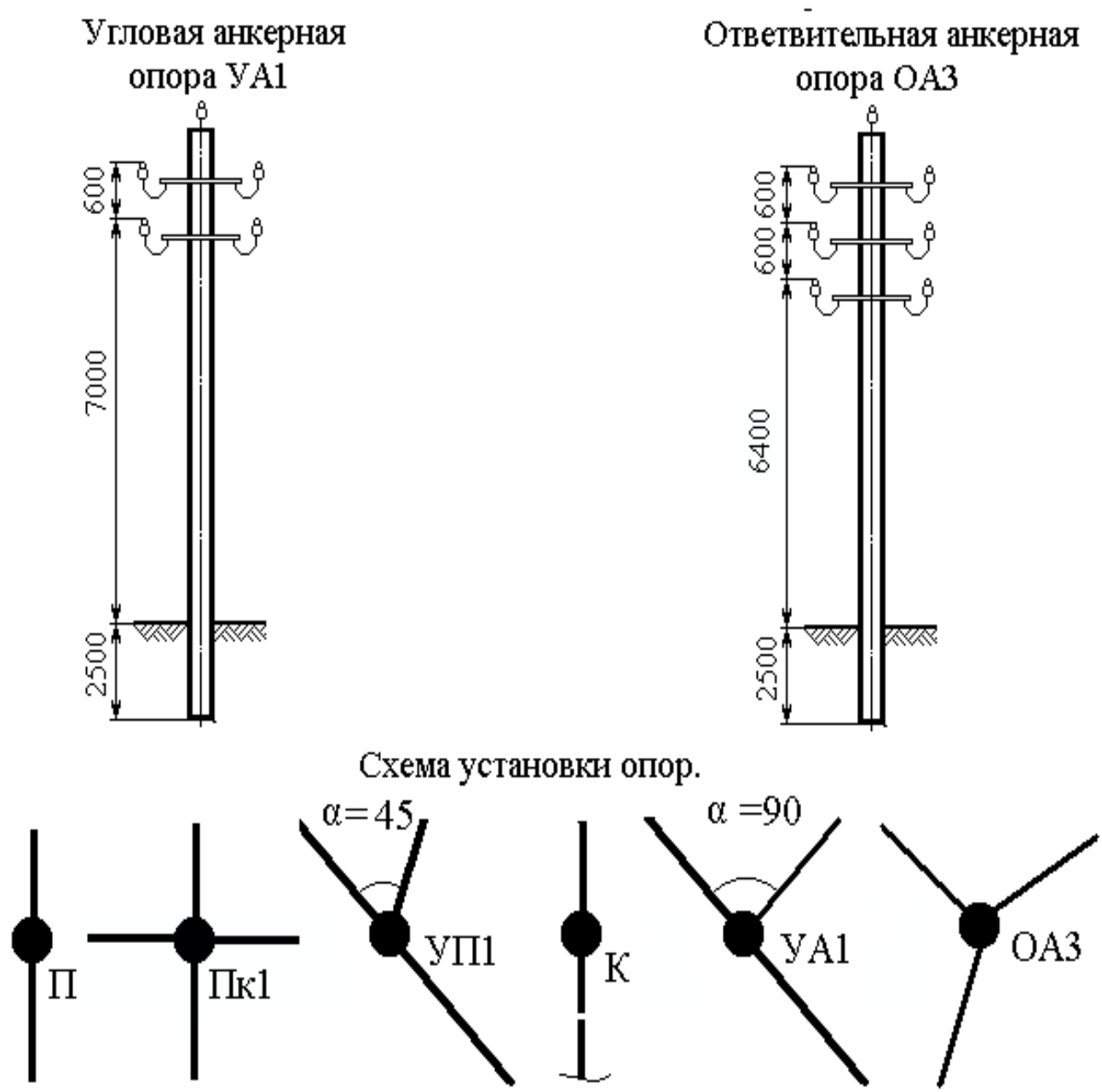


Рисунок 3 - Опоры 0,38 кВ.

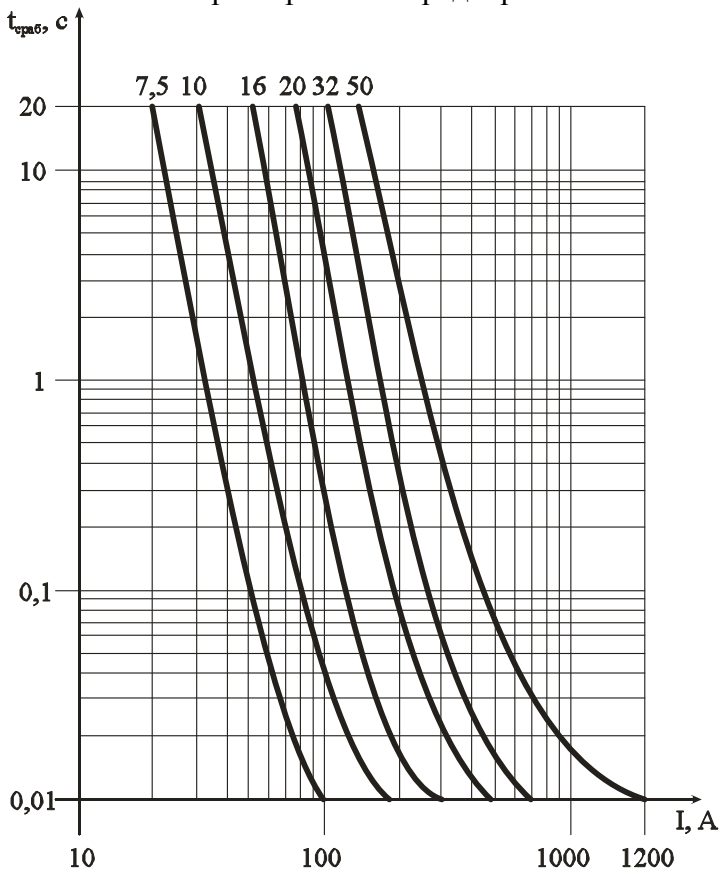
Таблица 41. Значения коэффициентов надёжности возврата и надёжности согласования для токовых реле

Наименование коэффициента	Обозначение коэффициента	Тип реле			
		РТВ	РТ-85	РТ-40	ВСР-102
Надёжности	$К_Н$	1,3	1,2	1,2	1,4
Возврата	$К_В$	0,7	0,8	0,85	0,8
Надёжности согласования	$К_{Н.С.}$	1,5	1,3	1,2	1,5
Наименование коэффициента	Обозначение коэффициента	Тип реле			
		РТВ	РТ-85	РТ-40	ВСР-102
Расчётный коэффициент	β	2-3 для РТВ V-VI	3	-	1,3

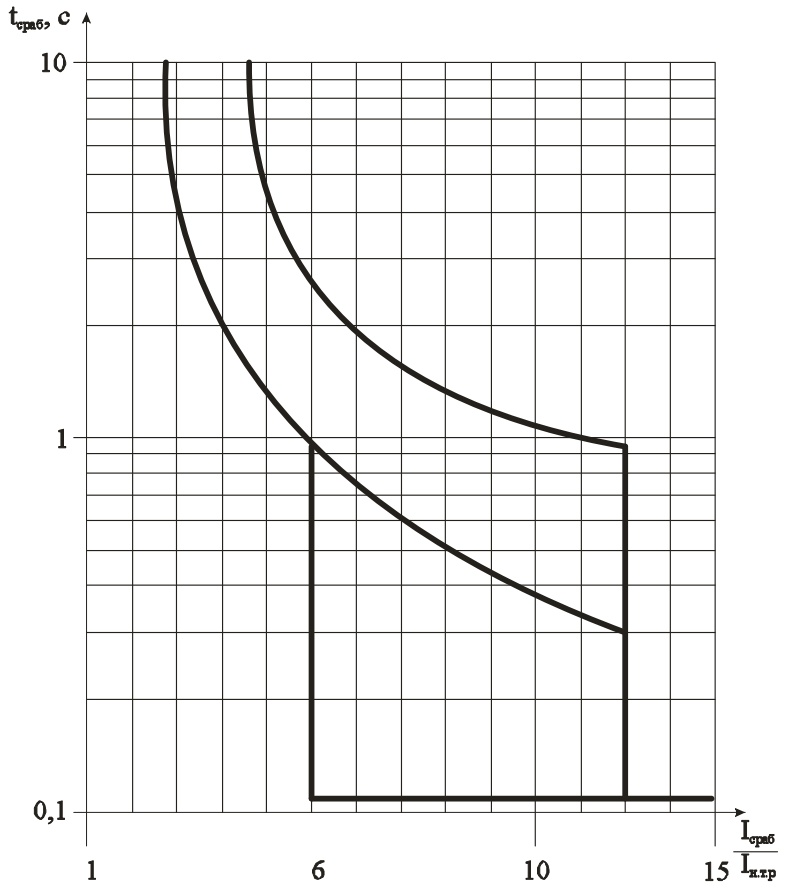
Таблица 42. Технические характеристики автоматических выключателей

Тип автомата	Номинальный ток автомата, А.	Число полюсов	Вид расцепителя.	Номинальный ток расцепителя, А.	Обозначение типа	Отсечка.
АП-50	50	3	Комбинированный	1,6 2,5 4 6,4 10 16 25 40 50	Ап-50-3МТ	11 $I_{ном.}$
А3160	50	3	Тепловой	15 20 25 30 40 50	А3163	-
А3110	100	3	Комбинированный	15 20 30 40 50 60 80 100	А3114/1	10 $I_{ном}$
А3120	100	3	Комбинированный	15 20 25 30 40 50 60 80 100	А3124	430 600 800
А3130	200	3	Комбинированный	120 150 200	А3134	7 $I_{ном}$
А3140	600	3	Комбинированный	250 300 400 500 600	А3144	7 $I_{ном}$
АЕ2030	25	3	Комбинированный	0,6 0,8 1 1,25 1,6 2 2,5 3,2 4 5 6 8 10 12,5 16 20 25	АЕ2036	12 $I_{ном}$
АЕ2040	63	3	Комбинированный	10 12,5 16 20 25 32 40 50 63	АЕ2046	12 $I_{ном}$
АЕ2050	100	3	Комбинированный	16 20 25 32 40 50 63 80 100	АЕ2056	12 $I_{ном}$
А3710	160	3	Комбинированный	16 20 25 32 40 50 63 80 100 125 160	А3716ф	1600
А3720	250	3	Комбинированный	160 200 250	А3726ф	2500
А3730	400	3	Комбинированный	250 320 400	А3736ф	4000
А3740	630	3	Комбинированный	400 500 630	А3746ф	6300

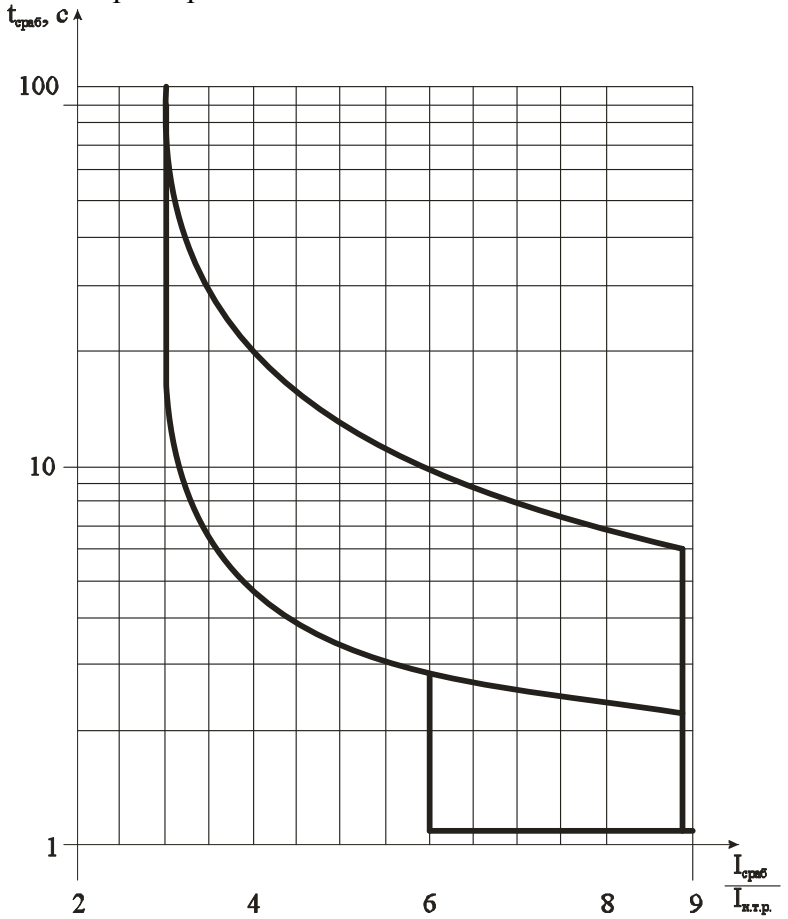
Время-токовые характеристики предохранителей типа ПК



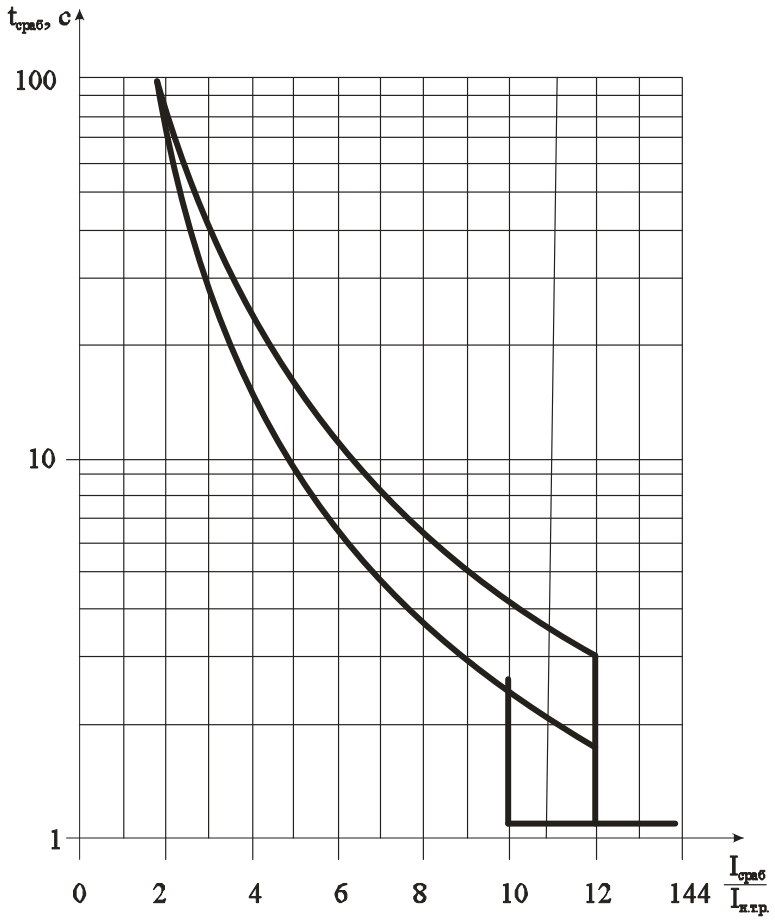
Время-токовая характеристика автоматических выключателей А3114, А3124

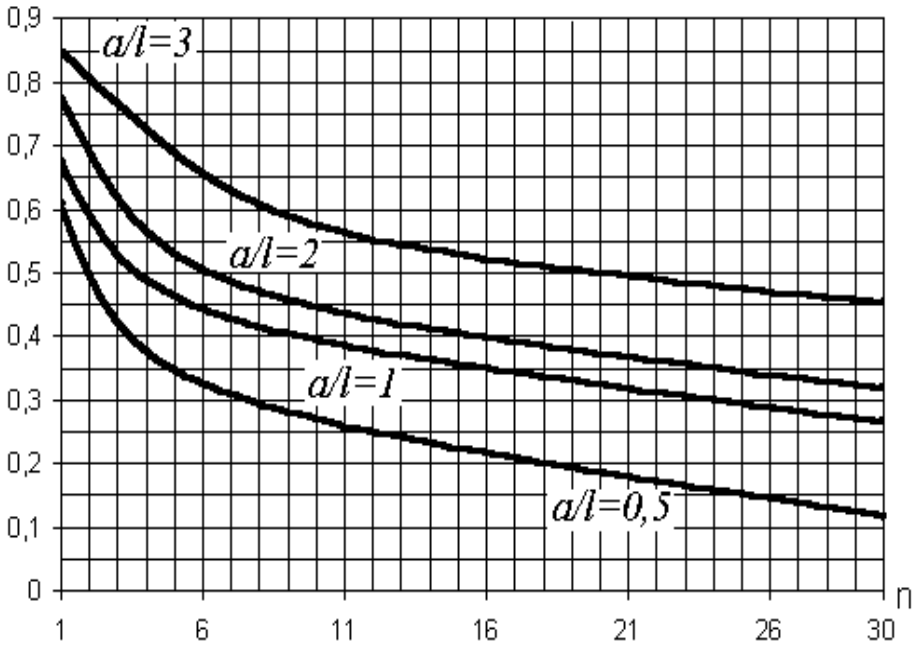


Время-токовая характеристика автоматических выключателей А3134 А3144

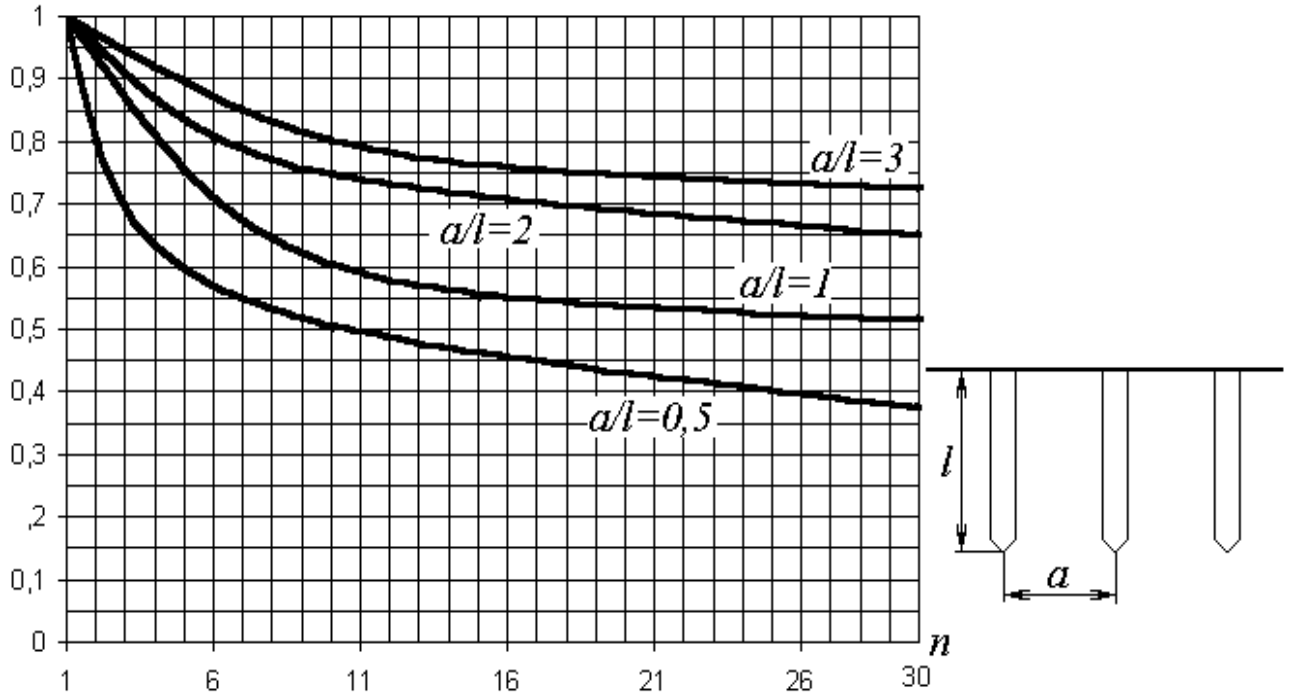


Время – токовая характеристика автоматических выключателей АЕ-2000





Коэффициент экранирования соединительной полосы.



Коэффициент взаимного экрпанирования вертикальных стержней.

Таблица 43. Моменты сопротивления трогания некоторых сельскохозяйственных машин

Рабочая машина.	Место установки.	Момент сопротивления трогания.
Вентиляторы.	Детские ясли сад; школа; дом культуры; столовая; комбинат бытового обслуживания; птичник; теплица; зернохранилище.	0,2÷0,3
Компрессоры	Продовольственный магазин; гараж; мастерская по ремонту тракторов; холодильник.	1,0
Поршневой насос	Баня.	1,0
Транспортёры	Свинарник; коровник.	1,2
Дробилки	Кормоцех.	0,12
Жерновой постав	Мельница	1,75

Таблица 44. Технические характеристики передвижных ДЭС

Тип электростанции.	Мощность, кВт.	Тип агрегата.	Тип двигателя.	Тип генератора.
Неавтоматизированные.				

ЭСД-10Т/400М	10	АД-10Т/400М	4Ч-8,5/П	ДГС-81-4/М201
ЭСД-16Т/400М	16	АД-16Т/18	4Ч-8,5/П	О-62/М201
ЭСД-20МТ/400М	20	АД-20МТ/400	ДП-20	ЕССС-81-4/М201
ЭСД-30Т/400М2	30	АД-30Т/400М	ЯАЗ-М240Г	ДГФ-82-4Б
ЭСД-60Т/400М2	50	АД-50Т/400М	1Д6-100АД	ДГСС-92-4/М201
ЭСД-75Т/400М2	75	АД-75Т/400М	1Д6-150АД	ПС-93—4М
ЭСД-100Т/400	100	У34А	1Д6-150АД	ГСФ-100М
Автоматизированные.				
ЭСДА-30Т/400	30	АД-30Т/400М	СМД-ПВ	ДТФ-82-4Б
Тип электростанции.	Мощность, кВт.	Тип агрегата.	Тип двигателя.	Тип генератора.
ЭСДА-100Т/400	100	ДГТ-103Т	1Д-6-КС	ГСФ-100М
ЭСДА-200Т/400	200	ДГА-200Т	1Д12-К	ГСФ-200
ЭСДА-500Т/400	500	АС-816	АС-816	СГДС-11-46-4

Таблица 45. Основные технические характеристики асинхронных двигателей серии 4А

Тип	$P_{ном}$, кВт	cosφ	к.п.д.	$\lambda_{пуск}$	λ_{min}	λ_{max}	$\lambda_к$	$R_{кп}$	$X_{кп}$	$к_I$	$S_к$
Синхронная частота вращения 3000 об/мин											
4А112М2У3	7,5	0,88	0,875	2,0	1,8	2,8	2,0	0,077	0,15	7,5	17,0
4А132М2У3	11	0,90	0,88	1,7	1,5	2,8	1,7	0,068	0,12	7,5	19,0
4А160S2У3	15	0,91	0,88	1,4	1,0	2,2	1,4	0,081	0,16	7,0	12,0
4А160М2У3	18,5	0,92	0,885	1,4	1,0	2,2	1,4	0,079	0,16	7,0	12,5
4А180S2У3	22	0,91	0,885	1,4	1,1	2,5	1,4	0,065	0,15	7,5	12,5
4А180М2У3	30	0,90	0,905	1,4	1,1	2,5	1,4	0,054	0,13	7,5	12,5
4А200М2У3	37	0,89	0,90	1,4	1,0	2,5	1,4	0,060	0,16	7,5	11,5
4А200L2У3	45	0,90	0,91	1,4	1,0	2,5	1,4	0,058	0,15	7,5	11,5
4А225М2У3	55	0,92	0,91	1,4	1,2	2,5	1,4	0,055	0,16	7,5	11,0
Синхронная частота вращения 1500 об/мин											
4А132М4У3	7,5	0,86	0,875	2,2	1,7	3,0	2,2	0,088	0,15	7,5	19,5
4А132М4У3	11	0,87	0,875	2,2	1,7	3,0	2,2	0,082	0,15	7,5	19,5
4А160S4У3	15	0,88	0,885	1,4	1,0	2,3	1,4	0,085	0,15	7,0	16,0
4А160М4У3	18,5	0,88	0,895	1,4	1,0	2,3	1,4	0,079	0,14	7,0	16,0
4А180S4У3	22	0,90	0,90	1,4	1,0	2,3	1,4	0,076	0,15	6,5	14,0
4А180S4У3	30	0,89	0,91	1,4	1,0	2,3	1,4	0,064	0,13	6,5	14,0
4А200М4У3	37	0,90	0,91	1,4	1,0	2,5	1,4	0,074	0,16	7,0	10,0
4А200L24У3	45	0,90	0,92	1,4	1,0	2,5	1,4	0,059	0,16	7,0	10,0
4А225М4У3	55	0,90	0,925	1,3	1,0	2,5	1,3	0,058	0,15	7,0	10,0
Синхронная частота вращения 1000 об/мин											
4132SУ3	7,5	0,81	0,855	2,0	1,8	2,5	2,0	0,11	0,14	6,0	36,0
4А160М6У3	11	0,86	0,86	2.0	1.8	2.5	2.0	0,12	0,18	6.0	26.0
4А160S6У3	15	0,87	0,875	1.2	1.0	2.0	1.2	0,11	0,19	6.0	15.0
4А180М6У3	18,5	0,87	0,86	1.2	1.0	2.0	1.2	0,10	0,18	6.0	14.0
4А200М6У3	22	0,90	0,90	1.3	1.0	2.4	1.3	0,092	0,17	6.5	13.5
4А200L6У3	30	0,90	0,905	1.3	1.0	2.4	1.3	0,085	0,16	6.5	13.5
4А225М6У3	37	0,89	0,91	1.2	1.0	2.3	1.2	0,078	0,16	6.5	11.5
4А250S6У3	45	0,89	0,915	1.2	1.0	2.1	1.2	0,069	0,16	6.5	9.0
4А250М6У3	55	0,89	0,915	1.2	1.0	2.1	1.2	0,064	0,15	6.5	9.5

Таблица 46. Основные технические характеристики реле тока серии РТ - 40

Тип реле	Последовательное соединение катушек	Параллельное соединение катушек	Потребля мощно

	Ток срабатывания, А	Номинальный ток, А	Термическая стойкость в течении 1 с, А	Ток срабатывания, А	Номинальный ток, А	Термическая стойкость в течении 1 с, А	при то срабатыв на минимал уставке,
РТ40/0,2	0,05-0,10	0,4	90	0,1-0,2	1	90	0,2
РТ40/0,6	0,15-0,30	1,6		0,3-0,6	2,5		
РТ40/2	0,5-1	2,5		1-2	6,3	150	
РТ40/6	1,5-3	10	150	3-6	16		0,5
РТ40/10	2,5-5	16		5-10			
РТ40/20	5-10			10-20			
РТ40/50	12,5-25,0			25-50		220	0,3
РТ40/100	25-50		220	50-100			1,8
РТ40/200	50-100			100-200			8,0

Основные технические характеристики конденсаторных установок

Таблица 47 – Конденсаторные установки 0,4 кВ

Порядковый номер	Наименование	Серия, тип, марка, климатическое исполнение	Краткая техническая характеристика					Обозначение
			номинальная мощность, кВАр	номинальное напряжение, кВ	частота, Гц	количество и мощность ступеней, кВАр	масса, кг	ГОСТ, ОСТ, ТУ
1	2	3	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	5
1.	Установка конденсаторная для автоматической компенсации реактивной мощности	УКМ58-0,4-100-33 1/3 УЗ	100	0,4	50	3х33	175	ТУ16.673083-86 ИБДМ. 673510. 604ТУ
2.	-“-	УКМ58-0,4-200-33 1/3 УЗ	200	-“-	-“-	6х33	285	-“-
3.	-“-	УКМ58-0,4-268-67 УЗ	268	-“-	-“-	4х67	335	-“-
4.	-“-	УКМ59-0,4-102,5-(2х30+45,5) УЗ	102,5	-“-	-“-	2х30; 42,5	179	-“-
5.	-“-	УКМ59-0,4-265-(2х60+72,5) УЗ	265	-“-	-“-	2х72,5; 2х60	341	-“-
6.	-“-	УКМ58-0,4-200-67 УЗ	200	-“-	-“-	3х67	285	-“-
7.	-“-	УКМ58-0,4-402-67 УЗ	402	-“-	-“-	6х67	340	ТУ647РК-00213457. 013-97
8.	-“-	УКМ58-0,4-536-48 УЗ	536	-“-	-“-	8х67	340	-“-
9.	-“-	УКМ-0,4-112,5-37,5 УЗ	112,2	-“-	-“-	3х37,5	132	-“-
10.	-“-	УКМ-0,4-225-37,5	225	-“-	-“-	6х37,5	184	-“-

		УЗ						
11.	Установка конденсаторная для автоматической компенсации реактивной мощности по напряжению без защиты от перегрузки	УКН6-0,4-75 УЗ	75	-“-	-“-	-	75	ТУ16-91 ИБВЕ. 673810 001ТУ
12.	-“-	УКН-0,4-75 УЗ	75	-“-	-“-	-	85	-“-
13.	-“-	УКН9-0,4-112,5 УЗ	112,5	-“-	-“-	-	90	-“-
14.	-“-	УКН-0,4-112,5 УЗ	112,5	-“-	-“-	-	110	-“-
15.	Установка конденсаторная для автоматической компенсации реактивной мощности по напряжению с защитой от перегрузки	УКН6-0,4-75 УЗ	75	0,4	50	-	75	-“-

Продолжение таблицы 47

1	2	3	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	5
16.	-“-	УКН-0,4-75 УЗ	75	-“-	-“-	-	85	-“-
17.	-“-	УКН9-0,4-112,5 УЗ	112,5	-“-	-“-	-	90	-“-
18.	-“-	УКН-0,4-112,5 УЗ	112,5	-“-	-“-	-	11	-“-
19.	Установка конденсаторная для автоматической компенсации реактивной мощности по току без защиты от перегрузки	УКТ6-0,4-75 УЗ	75	0,4	50	-	75	ТУ16-91 ИБВЕ. 673810 001ТУ
20.	-“-	УКТ-0,4-75 УЗ	75	-“-	-“-	-	85	-“-
21.	-“-	УКТ9-0,4-112,5 УЗ	112,5	-“-	-“-	-	90	-“-
22.	-“-	УКТ-0,4-112,5 УЗ	112,5	-“-	-“-	-	110	-“-
23.	Установка конденсаторная для автоматической компенсации реактивной мощности по току с защитой от перегрузки	УКТ6-0,4-75 УЗ	75	-“-	-“-	-	75	-“-
24.	-“-	УКТ-0,4-75 УЗ	75	-“-	-“-	-	85	-“-
25.	-“-	УКТ9-0,4-112,5 УЗ	112,5	-“-	-“-	-	90	-“-
26.	-“-	УКТ-0,4-112,5 УЗ	112,5	-“-	-“-	-	110	-“-
27.	Установка конденсаторная нерегулируемая	УК9-0,4-112,5УЗ	112,5	0,4	50	-	105	ТУ 16-91 ИББЕ. 673820.00 1

28.	-“-	УК6-0,4-75 УЗ	75	-“-	-“-	-	80	-“-
29.	Установка конденсаторная для повышения коэффициента мощности эл. установок	УКЛ (П)57-10,5 (6,3)-450УЗ	450	10,5 (6,3)	50	-	430	-
30.	-“-	УКП (П)57-10,5 (6,3)-950УЗ	950	10,5 (6,3)	-“-	-	680	-
31.	-“-	УКП (П)57-10,5 (6,3)-1300УЗ	1300	10,5 (6,3)	-“-	-	940	-
32.	Установка конденсаторная для автоматической компенсации реактивной мощности	УКМ58-0,4-402-67УЗ	402	0,4	50	6х67	505	ТУ16-673. 083-86 ИБМЛ67 3510604ТУ
33.	-“-	УКМ58-0,4-536-67УЗ	536	0,4	50	8х67	635	-“-
34.	-“-	УКМ59-0,4-397,5-(3х604-72,5) УЗ	397,5	0,4	50	3х60, 3х72,5	517	-“-
35.	-“-	УКМ59-0,4-530-(3х604-72,5) УЗ	530	0,4	50	4х60, 4х72,5	650	-“-

Приложение 2

МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ
РД 34.20.185-94

Утверждена: Министерством топлива и энергетики Российской Федерации 07.07.94, Российским акционерным обществом энергетики и электрификации "ЕЭС России" 31.05.94

Инструкция вводится в действие с 01.01.95 г. взамен Инструкции по проектированию городских и поселковых электрических сетей, ВСН 97-83.

Разработчики: Гипрокоммунэнерго (Лордкипанидзе В.Д.), РАО "ЕЭС России" (Акимкин А.Ф., Антипов К.М.), Энергосетьпроект (Файбисович Д.Л.)

Внесены Изменения и Дополнения, утвержденные Приказом Минтопэнерго РФ от 29.06.99 № 213.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Предыдущее издание Инструкции по проектированию городских и поселковых электрических сетей, ВСН 97-83, утвержденной Минэнерго СССР, выпущено в 1983 г. и частично устарело.

Настоящее третье издание Инструкции по проектированию городских электрических сетей подготовили Гипрокоммунэнерго, Энергосетьпроект и Департамент науки и техники Российского акционерного общества энергетики и электрификации "ЕЭС России".

Пересмотр действующей Инструкции по проектированию городских и поселковых электрических сетей обусловлен, в основном, изменением нормативов расчетных электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей, уточнением требований к надежности электроснабжения и схемам построения электроснабжающих и распределительных сетей.

При подготовке третьего издания учтены требования действующих государственных стандартов, строительных норм и правил, рекомендации совещаний научно-технических обществ энергетики и электрификации, а также замечания и предложения энергосистем, энергонадзоров, проектных, исследовательских, монтажных и других организаций по проекту Инструкции.

В Инструкции, с учетом происшедших изменений форм собственности, приведены некоторые рекомендации по выполнению электрических сетей до 1 кВ при коттеджном строительстве.

Настоящее издание Инструкции подготовлено по результатам рассмотрения проекта Инструкции на научно-техническом Совете Российского акционерного общества энергетики и электрификации "ЕЭС России" и отредактировано редакционной комиссией. Инструкция вводится в действие с 01.01.95 г. С введением настоящей Инструкции в действие утрачивает силу "Инструкция по проектированию городских и поселковых электрических сетей", ВСН 97-83.

Начальник Электротехнического отдела Департамента науки и техники Российского акционерного общества энергетики и электрификации “ЕЭС России” К.М. Антипов

РАЗДЕЛ 1

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Глава 1.1.

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

1.1.1. Инструкция по проектированию городских электрических сетей* распространяется на вновь сооружаемые и реконструируемые электрические сети городов (районов и микрорайонов) и поселков городского типа** до и выше 1 кВ, в том числе на электрические сети к отдельным объектам, находящимся на территории города, независимо от их ведомственной принадлежности.

Требования Инструкции не распространяются на внутренние электрические сети зданий и сооружений, а также на внутриплощадочные электрические сети предприятий, расположенных на территории города.

1.1.2. Городские электрические сети должны также удовлетворять не измененным настоящей Инструкцией требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ), соответствующих строительных норм и правил (СНиП и СН) и других нормативных документов, перечень которых дан в приложении 2.

1.1.3. К городским электрическим сетям относятся:

1.1.3.1. электроснабжающие сети напряжением 35 кВ и выше, включая кольцевые сети с понижающими подстанциями, линии и подстанции глубоких вводов;

---

* Согласована с Комитетом Российской Федерации по муниципальному хозяйству 22.09.93, Главным управлением Государственной противопожарной службы МВД РФ 22.02.94.

** Поселки городского типа согласно СНиП 2.07.01 "Планировка и застройка городских и сельских поселений" относятся к категории малых городов и в дальнейшем "электрические сети городов и поселков городского типа" именуются "электрические сети городов".

1.1.3.2. распределительные сети напряжением 6-20 кВ (см. также п.3.1.7), включая распределительные пункты (РП), трансформаторные подстанции (ТП), линии, соединяющие центры питания (ЦП) с РП и ТП, линии, соединяющие ТП между собой, питающие линии промышленных предприятий, находящихся на территории города;

1.1.3.3. распределительные сети напряжением до 1 кВ, кроме сетей промышленных предприятий этого класса напряжения.

1.1.4. Городские электрические сети должны выполняться комплексно, с увязкой между собой электроснабжающих сетей 35 кВ и выше и распределительных сетей 6-20 кВ, с учетом всех потребителей города и прилегающих к нему районов. Электрические сети должны выполняться с учетом обеспечения наибольшей экономичности, требуемой надежности электроснабжения, соблюдения установленных норм качества электроэнергии. При этом рекомендуется предусматривать совместное использование отдельных элементов системы электроснабжения для питания различных потребителей независимо от их ведомственной принадлежности.

1.1.5. Проектом должна предусматриваться возможность поэтапного развития системы электроснабжения по мере роста нагрузок в перспективе без коренного переустройства электросетевых сооружений на каждом этапе.

1.1.6. Система электроснабжения должна выполняться так, чтобы в нормальном режиме все элементы системы находились под нагрузкой с максимально возможным использованием их нагрузочной способности.

Применение резервных элементов, не несущих нагрузки в нормальном режиме, может быть допущено как исключение при наличии технико-экономических обоснований.

1.1.7. При реконструкции действующих сетей необходимо максимально использовать существующие электросетевые сооружения. Решение об их ликвидации может быть принято только при соответствующем технико-экономическом обосновании.

1.1.8. Электроустановки должны выполняться, как правило, с применением типовых проектов или решений с учетом максимального применения комплектного электротехнического оборудования заводского изготовления.

Глава1.2 .

ОБЪЕМ И СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

1.2.1. Основные решения по электроснабжению потребителей города (района) разрабатываются в концепции развития и реконструкции города, генеральном плане, проекте детальной планировки и схеме развития электрических сетей города (района).

1.2.2. В составе концепции развития города рассматриваются основные вопросы перспективного развития системы электроснабжения на расчетный срок с выделением первой очереди, выполняются расчет электрических нагрузок и их баланс, распределение нагрузок по ЦП, закрепление площадок для новых электростанций и подстанций, трасс воздушных и кабельных линий электропередачи 35 кВ и выше, размещение баз предприятий электрических сетей.

Результаты расчета электрических нагрузок должны сопоставляться со среднегодовыми темпами роста нагрузок характерных районов города, полученными из анализа их изменения за последние 5-10 лет и, при необходимости, корректироваться.

1.2.3. В объем графического материала по развитию электрических сетей 35 кВ и выше должны входить схемы электрических соединений и конфигурация сетей 35 кВ и выше на плане города в масштабе 1:25 000 (1:10 000) с указанием основных параметров элементов системы электроснабжения (нагрузок и мощности трансформаторов ЦП, напряжения, марок кабелей и сечений проводов воздушных линий электропередачи).

1.2.4. Электрические сети 10 (6) кВ разрабатываются в проекте детальной планировки с расчетом нагрузок всех потребителей и их районированием, определением количества и мощности ТП и РП на основании технических условий энергоснабжающих организаций, выдаваемых на основании утвержденной в установленном порядке схемы развития электрических сетей города (района). В объем графического материала по этим сетям должны, входить схемы электрических соединений и конфигурация сетей 10(6) кВ на плане района в масштабе 1:2000 с указанием основных параметров системы электроснабжения.

1.2.5. Схемы развития городских электрических сетей 10(6) и 35 кВ и выше разрабатываются на основе концепции развития города в увязке со схемой развития электрических сетей энергосистемы на расчетный срок до 10 лет, соответствующий, как правило, генеральному плану города.

В схеме должны рассматриваться основные направления развития сетей 35 кВ и выше на расчетный срок концепции города.

Схемы развития городских электрических сетей в первую очередь должны разрабатываться для крупных и крупнейших городов и городских агломераций.

Допускается разработка схемы развития электрических сетей 35 кВ и выше и схемы развития электрических сетей 10 (6) кВ в виде двух самостоятельных взаимоувязанных работ.

1.2.6. В схеме развития городских электрических сетей должны рассматриваться:

1.2.6.1. существующие системы электроснабжения;

1.2.6.2. электрические нагрузки на перспективу с районированием их по ЦП и источники их питания;

1.2.6.3. схемы электроснабжающих сетей районов города с определением количества, мощности, напряжения и мест расположения ЦП с учетом категории электроприемников потребителей;

1.2.6.4. схемы распределительных сетей 10(6) кВ и их параметры, а, в необходимых случаях, также сетей 0,38 кВ с учетом категорий электроприемников потребителей;

1.2.6.5. режим нейтрали сетей выше 1 до 35 кВ и компенсация токов замыкания на землю;

1.2.6.6. токи короткого замыкания;

1.2.6.7. потребность в основном оборудовании и материалах;

1.2.6.8. стоимость строительства и реконструкции сетей по укрупненным показателям;

1.2.6.9. технико-экономические показатели сетей.

1.2.7. Схемы развития сетей должны содержать рекомендации по вопросам:

1.2.7.1. регулирования напряжения;

1.2.7.2. учета электрической энергии;

1.2.7.3. компенсации реактивной мощности;

1.2.7.4. релейной защиты и автоматики сетей;

1.2.7.5. защиты от перенапряжений и заземления в сетях;

1.2.7.6. диспетчеризации и телемеханизации сетей;

1.2.7.7. организации эксплуатации сетей;

1.2.7.8. организации строительства.

1.2.8. Для крупных и крупнейших городов объем проектных проработок электрических сетей 10(6) кВ по договоренности с заказчиком допускается ограничивать питающими сетями всех потребителей города. При этом сети 10(б) кВ должны быть рассмотрены в части обеспечения питания особо важных элементов городского хозяйства в экстремальных условиях.

1.2.9. Рабочие проекты расширения и реконструкции отдельных элементов электрических сетей на конкретный срок строительства объекта должны разрабатываться на основе схем развития городских электрических сетей.

Проекты разрабатываются согласно ГОСТ 21.101-79 "Основные требования к рабочей документации".

1.2.10. Сети внешнего электроснабжения коммунальных, промышленных и прочих потребителей, расположенных в селитебной зоне городов, должны разрабатываться в составе проектов строительства или реконструкции указанных потребителей по техническим условиям энергоснабжающей организации, выдаваемым согласно утвержденной в установленном порядке схеме развития городских электрических сетей.

РАЗДЕЛ 2

РАСЧЕТНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

Глава 2.1.
РАСЧЕТНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ

2.1.1. Расчетная электрическая нагрузка* квартир $P_{кв}$ кВт, приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле

$$P_{кв} = P_{кв.\,уд.} \cdot n$$

где: $P_{кв.\,уд.}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий) по табл. 2.1.1.[1] (взамен табл. 2.1.1 РД), кВт/квартира

n - количество квартир.

---

* При определении расчетной электрической нагрузки линии или на шинах 0,4 кВ ТП должны учитываться: суммарное количество квартир (коттеджей), лифтовых установок и другого силового электрооборудования, питающегося от ТП и потери мощности в питающих линиях 0,38 кВ (см. также п.2.1.3.1 и 2.1.3.2 РД).

(Измененная редакция, Изм. 1999)

2.1.1.[1] Удельные расчетные электрические нагрузки электроприемников коттеджей принимаются по табл. 2.1.1.[1] (дополнительная табл.), кВт/коттедж.

(Введен дополнительно, Изм. 1999)

2.1.2. Расчетная электрическая нагрузка квартир и коттеджей с электрическим отоплением и электрическим водонагревом должна определяться по проекту внутреннего электрооборудования квартиры (здания), коттеджа в зависимости от параметров установленных приборов и режима их работы (определяется теплотехнической частью проекта).

(Измененная редакция, Изм. 1999)

2.1.3. Расчетная нагрузка силовых электроприемников $P_{\text{с}}$, кВт, приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле

$$P_{\text{с}} = P_{\text{п.л}} + P_{\text{ст.у}}.$$

2.1.3.1. Мощность лифтовых установок $P_{\text{р.л}}$, кВт, определяется по формуле

$$P_{\text{р.}л} = k'_{c} \sum_{1}^{n_л} P_{n_i}$$

где $k'_{\text{с}}$ - коэффициент спроса по табл. 2.1.2; $n_{\text{л}}$ - количество лифтовых установок; P_{ni} - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт.

2.1.3.2. Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств $P_{\text{ст.у}}$, кВт, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса $k_{\text{с}}$ по табл.2.1.3;

$$P_{\text{ст.у}} = k''_{c} \sum_{1}^{n} P_{\text{ст.у}} \quad .$$

Мощность резервных электродвигателей, а также электроприемников противопожарных устройств при расчете электрических нагрузок не учитывается.

2.1.4. Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников $P_{\text{р.ж.д}}$, кВт, определяется по формуле

$$P_{\text{р.ж.д}} = P_{\text{кв}} + k_{\text{у}} P_{\text{с}},$$

где $P_{\text{кв}}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт; $P_{\text{с}}$ - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт; $k_{\text{у}}$ - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников (равен 0,9).

2.1.5. Расчетные коэффициенты реактивной мощности жилых домов следует принимать по табл. 2.1.4.

2.1.6. Расчетная электрическая нагрузка жилых зданий микрорайона (квартала).

$P_{р.мр.}$, кВт, приведенная к шинам 0,4 кВ ТП ориентировочно может определяться по формуле:

$$P_{р.мр.} = P_{р.ж.зд.\ уд.}\ S \cdot 10^{-3}$$

где: $P_{р.ж.зд.уд.}$ - удельная расчетная нагрузка жилых зданий, Вт/м^2 приведена в табл. 2.1.5;
S - общая площадь жилых зданий микрорайона (квартала), м^2.

(Измененная редакция, Изм. 1999)

Таблица 2.1.1.

Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий, кВт/квартира

№№ п.п.	Потребители электроэнергии	Количество квартир													
		1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
1	Квартиры с плитами*:														
	- на природном газе	4,5	2,8	2,3	2	1,8	1,65	1,4	1,2	1,05	0,85	0,77	0,71	0,69	0,67
	- на сжиженном газе (в том числе при групповых установках) и на твердом топливе	6	3,4	2,9	2,5	2,2	2	1,8	1,4	1,3	1,08	1	0,92	0,84	0,76
	электрическими мощностью до 8,5 кВт	10	5,9	4,9	4,3	3,9	3,7	3,1	2,6	2,1	1,5	1,36	1,27	1,23	1,19
2.	Квартиры повышенной комфортности с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт **	14	8,1	6,7	5,9	5,3	4,9	4,2	3,3	2,8	1,95	1,83	1,72	1,67	1,62
	Домики на участках садоводческих товариществ	4	2,3	1,7	1,4	1,2	1,1	0,9	0,76	0,69	0,61	0,58	0,54	0,51	0,46

* в зданиях по типовым проектам

** рекомендуемые значения

Примечания: 1. Удельные расчетные нагрузки для промежуточного числа квартир определяется интерполяцией.

2. Удельные расчетные нагрузки квартир включают в себя нагрузку освещения общедомовых помещений (лестничных клеток, подполий, технических этажей, чердаков и т.д.)

3. Удельные расчетные нагрузки приведены для квартир средней общей площадью 70 м^2 (квартиры от 35 до 90 м^2) в зданиях по типовым проектам и 150 м^2 (квартиры от 100 до 300 м^2) в зданиях по индивидуальным проектам с квартирами повышенной комфортности.

4. Допускается определять расчетную электрическую нагрузку квартир повышенной комфортности по проекту внутреннего электрооборудования квартиры (здания) в зависимости от набора устанавливаемых приборов и режима их работы, характеризующегося средней вероятностью включения (коэффициентом спроса) и несовпадения хозяйственных работ в квартире.

5. Удельные расчетные нагрузки не учитывают покомнатное расселение семей в квартире.

6. Удельные расчетные нагрузки не учитывают общедомовую силовую нагрузку, осветительную и силовую нагрузку встроенных (пристроенных) помещений общественного назначения, нагрузку рекламы, а также применение в квартирах электрического отопления, электроводонагревателей и бытовых кондиционеров (для элитных квартир нагрузка кондиционеров учитывается).

7. Для определения при необходимости утреннего или дневного максимума нагрузок следует применять коэффициенты:

0,7 - для жилых зданий с электрическими плитами;

0,5 - для жилых зданий с плитами на сжиженном газе и твердом топливе.

8. Электрическую нагрузку жилых зданий в период летнего максимума нагрузок можно определить умножив приведенные в таблице нагрузки зимнего максимума на коэффициенты:

0,7 - для квартир с плитами на природном газе;

0,6 - для квартир с плитами на сжиженном газе и твердом топливе;

0,8 - для квартир с электрическими плитами.

(Измененная редакция, Изм. 1999)

Таблица 2.1.1.[1]

Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников коттеджей, кВт/коттедж

№№ п.п.	Потребители электроэнергии	Количество коттеджей									
		1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100
1.	Коттеджи с плитами на природном газе	11,5	6,5	5,4	4,7	4,3	3,9	3,3	2,6	2,1	2,0
2.	Коттеджи с плитами на природном газе и электрической сауной мощностью до 12 кВт	22,3	13,3	11,3	10,0	9,3	8,6	7,5	6,3	5,6	5,0
3.	Коттеджи с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт	14,5	8,6	7,2	6,5	5,8	5,5	4,7	3,9	3,3	2,6
4.	Коттеджи с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт и электрической сауной мощностью до 12 кВт	25,1	15,2	12,9	11,6	10,7	10,0	8,8	7,5	6,7	5,5

Примечания *. 1. Удельные расчетные нагрузки приведены для коттеджей общей площадью от 150 до 600 м^2.

2. Удельные расчетные нагрузки для коттеджей общей площадью до 150 м^2 без электрической сауны определяются по табл. 2.1.1. как для типовых квартир с плитами на природном или сжиженном газе, или электрическими плитами.

3. Удельные расчетные нагрузки не учитывают применения в коттеджах электрического отопления и электроводонагревателей.

* см. также примечание 1, 7 и 8 в табл. 2.1.1.

(Введена дополнительно, Изм. 1999)

Таблица 2.1.2.

Коэффициенты спроса лифтовых установок жилых домов k'_c

Количество лифтовых установок	Этажность жилого дома	
	до 12	более 12
2 - 3	0,8	0,9
4 - 5	0,7	0,8
6	0,65	0,75
10	0,5	0,6
20	0,4	0,5
25 и выше	0,35	0,4

Таблица 2.1.3.

Коэффициенты спроса электродвигателей санитарно-технических устройств k'_c

Количество электродвигателей	k''_c	Количество электродвигателей	k''_c
2	1 (0,8)*	15	0,65
3	0,9 (0,75)	20	0,65
5	0,8 (0,7)	30	0,6
8	0,75	50	0,55
10	0,7		

*В скобках приведены значения для электродвигателей единичной мощности свыше 30 кВт.

Таблица 2.1.4.

Расчетные коэффициенты реактивной мощности жилых домов

Потребитель электроэнергии	cos φ	tg φ
Квартиры с электрическими плитами	0,98	0,2
Квартиры с плитами на природном, газообразном или твердом топливе	0,96	0,29
Хозяйственные насосы, вентиляционные и другие санитарно-технические устройства	0,8	0,75
Лифты	0,65	1,17

Таблица 2.1.5.

Удельные расчетные электрические нагрузки, Вт/м^2, жилых зданий на шинах 0,4 кВ ТП

№№ п.п.	Этажность застройки	Здание с плитами		
		на природном газе	на сжиженном газе или твердом топливе	электрическими
1.	1-2 этажа	15,0/0,96	18,4/0,96	20,7/0,98
2.	3-5 этажей	15,8/0,96	19,3/0,96	20,8/0,98

3.	Более 5 этажей с долей квартир выше 6 этажей			
	20%	15,6/0,94	17,2/0,94	20,2/0,97
	50%	16,3/0,93	17,9/0,93	20,9/0,97
	100%	17,4/0,92	19,0/0,92	21,8/0,96
4.	Более 5 этажей с квартирами повышенной комфортности (элитными)	-	-	17,8/0,96

Примечания: 1. В таблице учтены нагрузки насосов систем отопления, горячего снабжения и подкачки воды, установленных в ЦТП, или индивидуальных в каждом здании, лифтов и наружного освещения территории микрорайонов и не учтены нагрузки электроотопления, электроводонагрева и бытовых кондиционеров воздуха.

2. Удельные нагрузки определены исходя из средней общей площади квартир 70 м^2 в зданиях по типовым проектам и 150 м^2 - для квартир повышенной комфортности (элитных) в зданиях по индивидуальным проектам и относятся к расчетному сроку концепции (схемы) развития.

3. В знаменателе приведены значения коэффициента мощности.

4. При определении электрических нагрузок в существующих или проектируемых районах со средней площадью квартир 55 м^2 величины удельных нагрузок, приведенных в табл. 2.1.5." умножаются на коэффициент 1,3.

(Измененная редакция, Изм. 1999)

2.1.7. Для районов Крайнего Севера удельные электрические нагрузки, приведенные в табл. 2.1.5, при соответствующих обоснованиях, могут быть увеличены.

2.1.8. Летний максимум электрических нагрузок при применении бытовых кондиционеров воздуха в южных зонах следует определять введением к данным табл. 2.1.5 коэффициентов:

Для застроек 1-2 этажа при расчетной температуре, °С

от 33 до 37 1 ,3

свыше 37 1,4

Для застроек 3 этажа и выше при расчетной температуре, °С

от 33 до 37 1,1

свыше 37 1,2

2.1.9. Электрические нагрузки наружного освещения улиц и площадей определяются согласно СНиП по естественному и искусственному освещению и Инструкции по проектированию наружного освещения городов, поселков и сельских населенных пунктов.

Глава 2.2

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

2.2.1. Расчетные электрические нагрузки общественных зданий (помещений) следует принимать по проектам электрооборудования этих зданий; промышленных предприятий - по проектам электроснабжения предприятий или по соответствующим аналогам.

Электрические нагрузки существующих предприятий допускается принимать по данным фактических замеров с учетом перспективного развития предприятия.

Таблица 2.2.1.

Удельные расчетные электрические нагрузки общественных зданий

№№ п.п.	Общественные здания	Единица измерения	Удельная нагрузка	Расчетные коэффициенты	
I	УЧРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ. Общеобразовательные школы:				
1.	- с электрифицированными столовыми и спортзалами	кВт/учащийся	0,25	0,95	0,38
2.	- без электрифицированных столовых и спортзалами	То же	0,17	0,92	0,43
3.	- с буфетами без спортзалов	-"-	0,17	0,92	0,43
4.	- без буфетов и спортзалов	-"-	0,15	0,92	0,43
5.	Профессионально-технические училища со столовыми	-"-	0,46	0,8-0,92	0,75-0,43
6.	Детские дошкольные учреждения	кВт/ место	0,46	0,97	0,25
II	ПРЕДПРИЯТИЯ ТОРГОВЛИ Продовольственные магазины:				
7.	- без кондиционирования воздуха	кВт/м^2 торгового зала	0,23	0,82	0,7
8.	- с кондиционированием воздуха	То же	0,25	0,8	0,75
	Непродовольственные магазины				
9.	- без кондиционирования воздуха	-"-	0,14	0,92	0,43
10.	- с кондиционированием воздуха	-"-	0,16	0,9	0,48
III	ПРЕДПРИЯТИЯ ОБЩЕСТВЕННОГО ПИТАНИЯ Полностью электрифицированные с количеством посадочных мест:				
11.	- до 400 к	кВт/мест	1,04	0,98	0,2
12.	-свыше 500 до 1000	кВт/ место	0,86	0,98	0,2
13.	-свыше 1100	То же	0,75	0,98	0,2
	Частично электрифицированные (с плитами на газообразном топливе) с количеством посадочных мест:				
14.	-до 100	-"-	0,9	0,95	0,33
15.	-свыше 100 до 400	-"-	0,81	0,95	0,33
16.	-свыше 500 до 1000	-"-	0,69	0,95	0,33
17.	-свыше 1100	-"-	0,56	0,95	0,33
IV	ПРЕДПРИЯТИЯ КОММУНАЛЬНО-БЫТОВОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ				
18.	Фабрики химчистки и прачечные самообслуживания	кВт/кг вещей	0,075	0,8	0,75
19.	Парикмахерские	кВт/рабочее место	1,5	0,97	0,25
V	УЧРЕЖДЕНИЯ КУЛЬТУРЫ И ИСКУССТВА				
	Кинотеатры и киноконцертные залы:				
20.	- без кондиционирования воздуха	кВт/место	0,12	0,95	0,33
21.	- с кондиционированием воздуха	То же	0,14	0,92	0,43
22.	Клубы	кВт/место	0,46	0,92	0,43
VI	ЗДАНИЯ ИЛИ ПОМЕЩЕНИЯ				

	УЧРЕЖДЕНИЙ УПРАВЛЕНИЯ, ПРОЕКТНЫХ И КОНСТРУКТОРСКИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, КРЕДИТНО-ФИНАНСОВЫХ УЧРЕЖДЕНИЙ И ПРЕДПРИЯТИЙ СВЯЗИ:				
23.	- без кондиционирования воздуха	кВт/м^2 общей площади	0,043	0,9	0,48
24.	- с кондиционированием воздуха	То же	0,054	0,87	0,57
VII	УЧРЕЖДЕНИЯ ОЗДОРОВИТЕЛЬНЫЕ И ОТДЫХА				
25.	Дома отдыха и пансионаты без кондиционирования воздуха	кВт/место	0,36	0,92	0,43
26.	Детские лагеря	кВт/м^2 жилых помещений	0,023	0,92	0,43
VIII	УЧРЕЖДЕНИЯ ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА				
	Гостиницы:				
27.	- без кондиционирования воздуха (без ресторанов)	кВт/место	0,34	0,9	0,48
28.	- с кондиционированием воздуха	Тоже	0,46	0,85	0,62

Примечания:

1. В удельной нагрузке п.п. 5,6 нагрузка бассейнов и спортзалов не учтена.

2. Удельная нагрузка п.п. 11-17 не зависит от наличия кондиционеров.

3. В удельной нагрузке п.п. 23 - 26 нагрузка пищеблоков не учтена. Удельную нагрузку пищеблоков следует принимать, как для предприятий общественного питания с учетом количества посадочных мест, рекомендованного СНиП для соответствующих зданий.

4. Удельную нагрузку ресторанов при гостиницах п.п. 27,28 следует принимать**,** как для предприятий общественного питания открытого типа.

5. Для предприятий общественного питания при промежуточном числе мест, удельные нагрузки определяются интерполяцией.

(Измененная редакция, Изм. 1999)

2.2.2. Укрупненные удельные нагрузки и коэффициенты мощности общественных зданий массового строительства для ориентировочных расчетов рекомендуется принимать по табл. 2.2.1.

(Измененная редакция, Изм. 1999)

Глава 2.3

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ до 1 кВ

2.3.1. Расчетная электрическая нагрузка линии до 1 кВ* при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений), $P_{\text{р.л}}$, кВт, определяется по формуле

$$P_{\text{р.л}} = P_{\text{зд.max}} + \sum_{1}^{n} k_{yi} P_{\text{зД}i} ,$$

где $P_{\text{зд.max}}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт; $P_{\text{зд}i}$, - расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт; k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприемников) по табл. 2.3.1.

Расчетная нагрузка может определяться также с использованием удельных показателей, приведенных в п. 2.2.2.

2.3.2. Укрупненная расчетная электрическая нагрузка микрорайона (квартала).

$P_{\text{р.мр.}}$, кВт, приведенная к шинам 0,4 кВ ТП определяется по формуле

$$P_{\text{р.мр.}} = (P_{\text{р.ж.зд.уд.}} + P_{\text{общ.зд.уд.}}) \cdot S \cdot 10^{-3}$$

где: $P_{\text{общ.зд.уд.}}$ - удельная нагрузка общественных зданий микрорайонного значения, принимаемая 6 Вт/м^2;

S - общая площадь жилых зданий микрорайона (квартала), м^2.

В укрупненных нагрузках общественных зданий микрорайонного значения учтены предприятия торговли и общественного питания, детские ясли-сады, школы, аптеки, раздаточные пункты молочных кухонь, приемные и ремонтные пункты, жилищно-эксплуатационные конторы (управления) и другие учреждения согласно СНиП по планировке и застройке городских и сельских поселений, а также объекты транспортного обслуживания (гаражи и открытые площадки для хранения автомашин).

Электрические нагрузки общественных зданий районного и городского значения, включая лечебные учреждения и зрелищные предприятия, определяются дополнительно согласно п.п. 2.2.1. РД и 2.2.2.

(Измененная редакция, Изм. 1999)

2.3.3. Электрические нагрузки взаиморезервируемых линий (трансформаторов) при ориентировочных расчетах допускается определять умножением суммы расчетных нагрузок линий (трансформаторов) на коэффициент 0,9.

---

* Допускается использовать для подсчета нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП.

Таблица 2.3.1.

Коэффициенты участия в максимуме нагрузки

Наименование зданий (помещений) с наибольшей расчетной нагрузкой	Жилые дома		Предприятия общественного питания		Средние учебные заведения, библиотеки	Общеобразовательные школы, профессионально-технические училища	Организации и учреждения управления, проектные и конструкторские организации, учреждения финансирования и кредитования	Предприятия торговли		Гостиницы	Парикмахерские	Дет яс са
	с электрическими плитами	с плитами на твердом или газообразном топливе	столовые	рестораны, кафе				односменные	полутора-сменные, двухсменные			
Жилые дома: с электрическими плитами	-	0,9	0,6	0,7	0,6	0,4	0,6	0,6	0,8	0,7	0,8	0
с плитами на твердом или газообразном топливе	0,9	-	0,6	0,7	0,5	0,3	0,4	0,5	0,8	0,7	0,7	0
Предприятия общественного питания (столовые, кафе и рестораны)	0,4	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0
Общеобразовательные школы, средние учебные заведения, профессионально-технические училища, библиотеки	0,5	0,4	0,8	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0
Предприятия торговли (односменные и полутора-двухсменные	0,5	0,4	0,8	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0
Организации и	0,5	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0

учреждения управления, проектные и конструкторские организации, учреждения финансирования и кредитования													
Гостиницы	0,8	0,8	0,6	0,8	0,4	0,3	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0	
Поликлиники	0,5	0,4	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0	
Ателье и комбинаты бытового обслуживания, предприятия коммунального обслуживания	0,5	0,4	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0	
Кинотеатры	0,9	0,9	0,4	0,6	0,3	0,2	0,2	0,2	0,8	0,7	0,8	0	

Глава 2.4

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ СЕТЕЙ 10(6) кВ и ЦП

2.4.1. Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10(6) кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети (ЦП, РП, линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по табл. 2.1.1. Коэффициент мощности для линий 10(6) кВ в период максимума нагрузки принимается равным 0,92 (коэффициент реактивной мощности 0,43).

2.4.2. Для реконструируемых электрических сетей в районах сохраняемой жилой застройки при отсутствии существенных изменений в степени ее электрификации (например, не предусматривается централизованный переход на электропищеприготовление) расчетные электрические нагрузки допускается принимать по фактическим данным.

2.4.3. Расчетные нагрузки на шинах 10(6) кВ ЦП определяются с учетом несовпадения максимумов нагрузок потребителей городских распределительных сетей и сетей промышленных предприятий (питающихся от ЦП по самостоятельным линиям) путем умножения суммы их расчетных нагрузок на коэффициент совмещения максимумов, принимаемый по табл. 2.4.2.

2.4.4. Для ориентировочных расчетов электрических нагрузок города (района) на расчетный срок концепция развития города рекомендуется применять укрупненные удельные показатели, приведенные в табл. 2.4.3.

(Измененная редакция, Изм. 1999)

2.4.5. Значения удельного расхода электроэнергии коммунально-бытовых потребителей на расчетный срок концепции развития города принимаются по табл. 2.4.3.

(Измененная редакция, Изм. 1999)

Таблица 2.4.1.

Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок трансформаторов ($k_у$)

Характеристика нагрузки	Количество трансформаторов				
	2	3-5	6-10	11-20	более 20
Жилая застройка (70% и более нагрузки жилых домов и до 30% нагрузки общественных зданий)	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7
Общественная застройка (70% и более нагрузки общественных зданий и до 30% нагрузки жилых домов)	0,9	0,75	0,7	0,65	0,6
Коммунально-промышленные зоны (65% и более нагрузки промышленных и общественных зданий и до 35% нагрузки жилых домов)	0,9	0,7	0,65	0,6	0,55

Примечания:

1. Если нагрузка промышленных предприятий составляет менее 30% нагрузки общественных зданий, коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов следует принимать как для общественных зданий.

2. Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок трансформаторов для промежуточных значений состава потребителей определяется интерполяцией.

Таблица 2.4.2.

Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок городских сетей и промышленных предприятий

Максимум	Отношение расчетной нагрузки предприятий к нагрузке городской

нагрузок	сети						
	0,2	0,6	1	1,5	2	3	4
Утренний	0,75 0,6	0,8 0,7	0,85 0,75	0,88 0,8	0,9 0,85	0,92 0,87	0,95 0,9
Вечерний	0,85-0,9	0,65-0,85	0,55-0,8	0,45-0,76	0,4-0,75	0,3-0,7	0,3-0,7

П р и м е ч а н и я:

1. В числителе приведены коэффициенты для жилых домов с электроплитами, в знаменателе - с плитами на газовом или твердом топливе.

2. Меньшие значения коэффициентов в период вечернего максимума нагрузок следует принимать при наличии промышленных предприятий с односменным режимом работы, большие - когда все предприятия имею двух-, трехсменный режим работы. Если режим работы предприятий смешанный, то коэффициент совмещения определяется интерполяцией пропорционально их соотношению.

3. При отношении расчетной нагрузки промпредприятий к суммарной нагрузке городской сети менее 0,2 коэффициент совмещения для утреннего и вечернего максимумов следует принимать равным 1. Если это отношение более 4, коэффициент совмещения для утреннего максимума следует принимать равным 1; для вечернего максимума, если все предприятия односменные - 0,25, если двух-, трехсменные - 0,65.

Таблица 2.4.3.

Укрупненные показатели удельной расчетной коммунально-бытовой нагрузки

№№ п.п.	Категория (группа) города	Расчетная удельная обеспеченность общей площадью, $м^2$/чел.	Город			(район)		
			с плитами на природном газе, кВт/чел.			со стационарными электрическими плитами, кВт/чел.		
			в целом по городу (району)	в том числе		в целом по городу (району)	в том числе	
				центр	микрорайон (кварталы) застройки		центр	микрорайон (кварталы) застройки
1.	Крупнейший	26,7	0,51	0,77	0,43	0,6	0,85	0,53
2.	Крупный	27,4	0,48	0,7	0,42	0,57	0,79	0,52
3.	Большой	27,8	0,46	0,62	0,41	0,55	0,72	0,51
4.	Средний	29	0,43	0,55	0,4	0,52	0,65	0,5
5.	Малый	30,1	0,41	0,51	0,39	0,5	0,62	0,49

Примечания: 1. Значения удельных электрических нагрузок приведены к шинам 10 (6) кВ ЦП.

2. При наличии в жилом фонде города (района) газовых и электрических плит удельные нагрузки определяются интерполяцией пропорционально их соотношению.

3. В тех случаях, когда фактическая обеспеченность общей площадью в городе (районе) отличается от расчетной, приведенные в таблице значения следует умножить на отношение фактической обеспеченности и расчетной.

4. Приведенные в таблице показатели учитывают нагрузки:

жилых и общественных зданий (административных, учебных, научных, лечебных, торговых, зрелищных, спортивных), коммунальных предприятий, объектов транспортного

обслуживания (гаражей и открытых площадок для хранения автомобилей), наружного освещения.

5. В таблице не учтены различные мелкопромышленные потребители (кроме перечисленных в п.4 примечания) питающиеся, как правило, по городским распределительным сетям.

Для учета этих потребителей по экспертным оценкам к показателям таблицы следует вводить следующие коэффициенты: для районов города с газовыми плитами 1,2-1,6; для районов города с электроплитами 1,1 - 1,5.

Большие значения коэффициентов относятся к центральным районам города, меньшие к микрорайонам (кварталам) жилой застройки.

6. К центральным районам города относятся сложившиеся районы со значительным сосредоточением различных административных учреждений, учебных, научных, проектных организаций, банков, фирм, предприятий торговли и сервиса, общественного питания, зрелищных предприятий и пр.

(Измененная редакция, Изм. 1999)

Таблица 2.4.4.

Укрупненные показатели расхода электроэнергии коммунально-бытовых потребителей и годового числа часов использования максимума электрической нагрузки

№№ п.п.	Категория (группа) города	Города			
		без стационарных электроплит		со стационарными электроплитами	
		удельный расход электроэнергии, кВт.ч/чел. в год	годовое число часов использования максимума электрической нагрузки	удельный расход электроэнергии, кВт.ч/чел. в год	годовое число часов использования максимума электрической нагрузки
1.	Крупнейший	2880	5650	3460	5750
2.	Крупный	2620	5450	3200	5650
3.	Большой	2480	5400	3060	5600
4.	Средний	2300	5350	2880	5550
5.	Малый	2170	5300	2750	5500

Примечания: 1. Приведенные укрупненные показатели предусматривают электропотребление жилыми и общественными зданиями, предприятиями коммунально-бытового обслуживания, объектами транспортного обслуживания, наружным освещением.

2. Приведенные данные не учитывают применения в жилых зданиях кондиционирования, электроотопления и электроводонагрева.

3. Годовое число часов использования максимума электрической нагрузки приведено к шинам 10 (6) кВ ЦП.

(Измененная редакция, Изм. 1999)

РАЗДЕЛ 3

НАПРЯЖЕНИЕ СЕТЕЙ И РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛИ

3.1.1. Напряжение городских электрических сетей выбирается с учетом концепции развития города в пределах расчетного срока и системы напряжений в энергосистеме: 35-110-220-500 кВ или 35-110-330-750 кВ.

3.1.2. Напряжение системы электроснабжения города должно выбираться с учетом наименьшего количества ступеней трансформации энергии. Для большинства городов на

ближайший период развития города наиболее целесообразной является система напряжений 35-110/10 кВ; для крупнейших и крупных городов - 500/220- 110/10 кВ или - 330/110/10 кВ.

В крупнейших и крупных городах использование напряжения 35 кВ должно быть ограничено.

3.1.3. В проектах, предусматривающих перевод сети на повышенное напряжение, новое оборудование и кабели должны приниматься на новое номинальное напряжение.

При расширении и реконструкции действующих сетей 6 кВ рекомендуется переводить их на напряжение 10 кВ с использованием установленного оборудования при соответствии его характеристик переводимому напряжению, а также кабелей 6 кВ.

3.1.4. В новых районах застройки напряжение распределительных сетей выше 1 кВ должно приниматься не ниже 10 кВ независимо от напряжения сети в существующей части города.

3.1.5. Существующие сети 6 кВ при темпах ежегодного роста нагрузок равного 5% и более в течение 10-15 расчетных лет рекомендуется переводить на напряжение 10 кВ в ближайшие 5-10 лет.

3.1.6. При использовании кабельных линий 6 кВ на напряжении 10 кВ рекомендуется предусматривать замену кабелей на кабели 10 кВ на вертикальных участках, например, вводы на подстанцию, крутонаклонные участки трассы и на участках линий с выраженными дефектами.

3.1.7. Применение напряжения 15-20 кВ в городских распределительных сетях рекомендуется рассматривать при реконструкции или расширении действующих сетей этого класса напряжения. Целесообразность применения сетей этих классов напряжения должна быть технико-экономически обоснована.

3.1.8. Городские электрические сети выше 1 кВ до 35 кВ должны выполняться трехфазными. Режим работы нейтрали и компенсация емкостного тока в этих сетях должны приниматься согласно требованиям ПУЭ.

3.1.9. Сети до 1 кВ должны выполняться с глухим заземлением нейтрали напряжением 380/220 В.

Действующие сети 220/127В необходимо, а 3х220В рекомендуется переводить на напряжение 380/220В.

3.1.10. В городских распределительных сетях следует применять трансформаторы со схемой соединения обмоток звезда-зигзаг или треугольник-звезда. Трансформаторы 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток звезда-звезда допускается применять в сетях с преобладанием трехфазных электроприемников и в сетях 6 кВ, переводимых на напряжение 10 кВ, с соответствующим переключением обмоток для возможности применения трансформаторов в сети 6 кВ.

РАЗДЕЛ 4

СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Глава 4.1

КАТЕГОРИИ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1.1. Требования к надежности электроснабжения городских потребителей должны соответствовать требованиям ПУЭ и настоящей Инструкции.

4.1.2. При рассмотрении надежности электроснабжения коммунально-бытовых потребителей к соответствующей категории следует, как правило, относить отдельные электроприемники. Допускается категорирование надежности электроснабжения для группы электроприемников.

Г р у п п а э л е к т р о п р и е м н и к о в - совокупность электроприемников, характеризующаяся одинаковыми требованиями к надежности электроснабжения, например, электроприемники операционных, родильных отделений и др. В отдельных случаях в качестве группы электроприемников могут рассматриваться потребители в целом, например, водопроводная насосная станция, здание и др.

4.1.3. Требования к надежности электроснабжения электроприемника следует относить к ближайшему вводному устройству, к которому электроприемник подключен через коммутационный аппарат.

4.1.4. Электроприемники коммунально-бытовых потребителей, как правило, не имеют в своем составе электроприемников, относящихся согласно ПУЭ к особой группе первой категории. При наличии таких электроприемников в составе городских потребителей их электроснабжение должно выполняться индивидуально с учетом требований п. 4.3.2.

При построении сети требования к надежности электроснабжения отдельных электроприемников более высокой категории недопустимо распространять на все остальные электроприемники.

4.1.5. Категорирование электроприемников уникальных зданий и сооружений (крупнейшие театры, цирки, концертные залы, дворцы спорта и др.), зданий центральных правительственных учреждений, а также требования к надежности их электроснабжения допускается определять по местным условиям.

4.1.6. К *первой категории* относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, нарушение функционирования особо важных элементов городского хозяйства (см. также п.4.1.9).

4.1.7. Ко *второй категории* относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к нарушению нормальной деятельности значительного количества городских жителей (см. также п.4.1.9).

4.1.8. К *третьей категории* относятся все остальные электроприемники, не подходящие под определение первой и второй категории.

4.1.9. Перечень основных электроприемников городских потребителей с их категорированием по надежности электроснабжения приведен в приложении 2.

4.1.10. Электроприемники первой категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников и перерыв их электроснабжения может быть допущен только на время автоматического восстановления питания.

В качестве второго независимого источника питания могут использоваться также автономные источники (аккумуляторные батареи, дизельные электростанции и др.), резервирующие связи по сети 0,38 кВ от ТП, питающихся от других независимых источников питания.

4.1.11. Электроприемники второй категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих источников.

Питание электроприемников второй категории допускается предусматривать от однотрансформаторных ТП при наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены поврежденного трансформатора за время не более одних суток.

Для электроприемников второй категории допускается резервирование в послеаварийном режиме путем прокладки временных шланговых кабельных связей на напряжении 0,38 кв.

4.1.12. Электроприемники третьей категории могут питаться от одного источника питания. Допустимы перерывы на время, необходимое для подачи временного питания, ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более чем на одни сутки.

4.1.13. Требования к надежности электроснабжения промышленных предприятий и предприятий связи, находящихся на территории города, определяются с учетом требований ПУЭ и отраслевых нормативных документов.

Глава 4.2

СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖАЮШИХ СЕТЕЙ 35 кВ И ВЫШЕ

4.2.1. Выбор оптимальной схемы электроснабжающих сетей должен производиться на основании технико-экономических расчетов с учетом размеров города, перспективы его развития, существующих электрических сетей, источников питания и других местных условий.

4.2.2. При разработке схемы электроснабжающих сетей крупных и крупнейших городов, как правило, следует предусматривать:

4.2.2.1. создание вокруг города кольцевой магистральной сети напряжением 110 кВ и выше с двухсторонним питанием и понижающими подстанциями. Кольцевая сеть должна присоединяться к подстанциям более высоких напряжений энергосистемы и городским электрическим станциям;

4.2.2.2. сооружение глубоких вводов 110 кВ и выше для питания отдельных (центральных) районов города, не охватываемых кольцевой сетью указанного напряжения. В зависимости от местных условий питание подстанций глубокого ввода может предусматриваться от разных секций одной или разных опорных подстанций, а также ответвлениями от кольцевой сети с двухсторонним питанием;

4.2.2.3. создание новой кольцевой сети по мере развития города и увеличения его электрической нагрузки и преобразование кольцевой магистральной сети, принятой на первом этапе развития, в распределительную сеть.

4.2.3. Кольцевая сеть 110 кВ и выше крупнейших городов должна быть связана по сети внешнего электроснабжения не менее чем с двумя независимыми источниками питания энергосистемы через разные опорные подстанции.

Опорные подстанции рекомендуется располагать в противоположных местах кольцевой сети. Линии связи кольцевой сети с опорными подстанциями энергосистемы во всех случаях должны сооружаться по разным трассам.

4.2.4. При построении распределительных сетей 10(6) кВ следует предусматривать возможность их использования для ограниченного взаимного резервирования нагрузки ближайших ЦП (не менее 15% нагрузки).

4.2.5. В сетях 110-220 кВ рекомендуется присоединение к одной линии электропередачи с двусторонним питанием, как правило, не более трех подстанций при условии сохранения питания потребителей при аварийном отключении любого участка линии.

4.2.6. Место сооружения подстанций 35 кВ и выше, схема электрических соединений и мощность должны определяться на основе технико-экономических расчетов с учетом нагрузки и расположения основных потребителей, развития сетей 35 кВ и выше энергосистемы и распределительных сетей 10(6) кВ города. При этом подстанции, сооружаемые для электроснабжения промышленных потребителей, рекомендуется использовать также в качестве центров питания городской распределительной сети.

4.2.7. Подстанции глубокого ввода 110-220 кВ, как правило, необходимо выполнять двухтрансформаторными по схеме блоков "линия-трансформатор". Распределительное устройство 10(6) кВ должно выполняться, как правило, с одной секционированной системой сборных шин с устройством АВР на секционном выключателе. Допускается применение однотрансформаторных подстанций, если при этом может быть обеспечена требуемая надежность электроснабжения потребителей.

4.2.8. Мощность трансформаторов подстанций глубокого ввода 110-220 кВ при установке двух трансформаторов и отсутствии резервирования по сети 10(6) кВ выбирается с учетом их загрузки в нормальном режиме на расчетный срок согласно методике, приведенной в ГОСТ 14209-85* "Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки" не более 80% номинальной мощности.

4.2.9. Мощность трансформаторов подстанций в крупных и крупнейших городах, в зависимости от территории района электроснабжения, плотности нагрузки, состава потребителей и других местных условий, рекомендуется принимать:

4.2.9.1. при питании по воздушным линиям электропередачи 110 кВ - не менее 25 МВ·А, по линиям 220 кВ - не менее 40 МВ·А;

4.2.9.2. при питании по кабельным линиям 110-220 кВ - не менее 40 МВ·А.

4.2.10. На подстанциях 110-220 кВ в первую очередь допускается установка трансформаторов меньшей мощности или одного трансформатора при условии обеспечения требований надежности электроснабжения потребителей.

4.2.11. На подстанциях 35 кВ и выше, при необходимости компенсации токов замыкания на землю в сетях 10(6) - 35 кВ, следует предусматривать установку заземляющих реакторов, преимущественно с автоматической настройкой.

4.2.12. При наличии на территории города генерирующих источников следует рассматривать выдачу мощности на генераторном напряжении, руководствуясь Нормами технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей.

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

Мероприятия по ограничению мощности короткого замыкания должны определяться на основе технико-экономических расчетов, в которых сопоставляются затраты на ограничение мощности короткого замыкания с затратами на увеличенные сечения проектируемых и замену существующих кабелей.

При необходимости ограничения мощности короткого замыкания на шинах 10(6) кВ ЦП следует рассматривать применение трансформаторов с расщепленными обмотками или установку токоограничивающих реакторов.

Глава 4.3

СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 0,38-20 кВ

4.3.1. Распределительные сети 10(6) кВ рекомендуется использовать для совместного питания городских коммунально-бытовых и промышленных потребителей. При технико-экономических обоснованиях допускается сооружение питающих сетей 10(6) кВ для самостоятельного электроснабжения отдельных крупных потребителей.

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

4.3.3. Схема распределительной сети должна выполняться с условием, чтобы секции сборных шин 10(6) кВ ЦП не включались в нормальном и послеаварийном режимах на параллельную работу через указанную сеть.

4.3.4. Нагрузочная способность линий и трансформаторов должна определяться принятым способом построения распределительной сети, расчетными режимами ее работы, с учетом перегрузочной способности оборудования и кабелей в послеаварийном режиме.

4.3.5. Целесообразность сооружения РП 10(6) кВ должна обосновываться технико-экономическим расчетом. Нагрузка РП на расчетный срок должна составлять на шинах 10 кВ не менее 7 МВт, на шинах 6 кВ - не менее 4 МВт (см. также 4.4.3).

4.3.6. Распределительные пункты 10(6) кВ следует, как правило, выполнять с одной секционированной системой сборных шин с питанием по взаимнорезервируемым линиям, подключенным к разным секциям. На секционном выключателе должно предусматриваться устройство АВР.

При соответствующих обоснованиях допускается применение других схем.

4.3.7. При петлевой, замкнутой и радиальной схемах распределительных сетей 10(6) кВ должны применяться ТП, как правило, с одним трансформатором.

4.3.8. Основным принципом построения распределительной сети 10(6) кВ для электроснабжения электроприемников первой категории является двухлучевая схема с двусторонним питанием при условии подключения взаимнорезервирующих линий 10(6) кВ к разным независимым источникам питания (см. также п. 4.3.2). При этом на шинах 0,38 кВ двухтрансформаторных ТП и непосредственно у потребителя (при наличии электроприемников первой категории) должно быть предусмотрено АВР.

Следует также рассматривать питание электроприемников первой категории по сети 0,38 кВ от разных ТП, присоединенных к разным независимым источникам. При этом необходимо предусматривать необходимые резервы в пропускной способности элементов системы в зависимости от нагрузки электроприемников первой категории.

4.3.9. Основным принципом построения распределительной сети 10(6) кВ для электроприемников второй категории является сочетание петлевых схем 10(6) кВ, обеспечивающих двухстороннее питание каждой ТП, и петлевых схем 0,38 кВ для питания, потребителей. При этом линии 0,38 кВ в петлевых схемах могут присоединяться к одной или разным ТП.

Рекомендуется параллельная работа трансформаторов на напряжении 0,38 кВ по схеме со "слабыми" связями или по полузамкнутой схеме при условии обслуживания указанных сетей 0,38 кВ электроснабжающей организацией (см. также п. 6.1.9).

Допускается применение автоматизированных схем (двухлучевых и др.) для питания электроприемников второй категории, если их применение приводит к увеличению приведенных затрат на сооружение сети не более, чем на 5%.

4.3.10. Основным принципом построения распределительной сети 10(6) кВ для электроприемников третьей категории является сочетание петлевых линий 10(6) кВ и радиальных линий 0,38 кВ к потребителям. При применении воздушных линий электропередачи для питания электроприемников третьей категории резервирование линий может не предусматриваться. При применении в сети 0,38 кВ кабельных линий должна учитываться возможность использования временных шланговых кабелей.

4.3.11. Для электроснабжения районов с электроприемниками первой и второй категории рекомендуется применение на напряжении 10(6) кВ комбинированной петлевой двухлучевой схемы с двухсторонним питанием.

4.3.12. Для жилых и общественных зданий с электрическими плитами, а также всех зданий высотой 9 этажей и более при питании от однотрансформаторных ТП следует предусматривать резервирование по сети 0,38 кВ от других ТП.

4.3.13. Согласно методике, приведенной в ГОСТ 14209-85* "Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки", допускается перегрузка трансформаторов:

4.3.13.1. для резервируемых распределительных сетей 0,38 кВ - аварийная - до 1,7-1,8 номинальной мощности;

4.3.13.2. для нерезервируемых распределительных сетей 0,38 кВ - систематическая - до 1,5 номинальной мощности.

Перегрузочная способность кабелей принимается в соответствии с ПУЭ.

Глава 4.4

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ И ПОКАЗАТЕЛИ СЕТЕЙ В НОВЫХ РАЙОНАХ

4.4.1. Технико-экономические расчеты по выбору оптимального варианта сетей следует выполнять согласно Инструкции по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства.

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

Плотность нагрузки, МВт/км^2	Мощность трансформаторов ТП, кВ·А
от 0,8 до 1,0	1х160
свыше 1,0 до 2,0	1х250
свыше 2,0 до 5,0	1х400
свыше 5,0 до 8,0	1х630

4.4.3. В районах многоэтажной застройки (9 этажей и выше) при плотности нагрузки 8 МВт/км^2 и более оптимальная нагрузка РП должна составлять: при напряжении 10 кВ - 12 МВт; при напряжении 6 кВ - 8 МВт.

Оптимальная мощность двухтрансформаторных ТП в этих районах - 2х630 кВ·А.

РАЗДЕЛ 5
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Глава 5.1
СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ

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

5.1.2. Линии до 1 кВ в сетях с глухим заземлением нейтрали должны быть проверены, согласно требованиям гл. 1.7 ПУЭ, на обеспечение надежного автоматического отключения поврежденного участка при однофазных коротких замыканиях.

5.1.3. При проверке кабельных линий по допустимому длительному току должны быть учтены поправочные коэффициенты: на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле, на допустимую перегрузку в послеаварийном режиме, фактическую температуру среды, тепловое сопротивление грунта и на отличие номинального напряжения кабеля от номинального напряжения сети.

Глава 5.2
УРОВНИ И РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

5.2.1. В городских электрических сетях должны предусматриваться технические мероприятия по обеспечению качества электрической энергии согласно требованиям ГОСТ 13109-87* "Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения".

5.2.2. В электрических сетях должны быть обеспечены отклонения напряжения у приемников электрической энергии, не превышающие ±5 % номинального напряжения сети в нормальном режиме и ±10 % в послеаварийном режиме.

5.2.3. Расчет электрических сетей на отклонение напряжения производится для режимов максимальных и минимальных нагрузок. При отсутствии необходимых данных допускается принимать нагрузку в минимальном режиме в пределах 25-30 % максимальной.

При разнородном составе потребителей следует также производить расчет сети для промежуточного уровня нагрузок в утренние и дневные часы суток.

5.2.4. Предварительный выбор сечений проводов и кабелей допускается производить исходя из средних значений предельных потерь напряжения в нормальном режиме: в сетях 10(6) кВ не более 6 %, в сетях 0,38 кВ (от ТП до вводов в здания) не более 4-6 %.

Большие значения относятся к линиям, питающим здания с меньшей потерей напряжения во внутридомовых сетях (малоэтажные и односекционные здания), меньшие значения - к линиям, питающим здания с большей потерей напряжения во внутридомовых сетях (многоэтажные многосекционные жилые здания, крупные общественные здания и учреждения).

5.2.5. На шинах напряжением 10(6) кВ ЦП должно обеспечиваться встречное автоматическое регулирование напряжения, глубина которого определяется составом потребителей и параметрами сети.

5.2.6. В отдельных случаях, когда в рационально выполненной сети с централизованным встречным регулированием напряжения на шинах ЦП не обеспечиваются нормированные отклонения напряжения, допускается применение дополнительных средств местного регулирования напряжения, в первую очередь, с помощью батарей конденсаторов.

5.2.7. Сети 0,38-10 кВ должны проверяться в соответствии с ГОСТ 13109-87* на допустимые значения размаха изменения напряжения при пуске электродвигателей, а также по условию их самозапуска.

5.2.8. Потребители, электроприемники которых ухудшают качество электрической энергии (тяговые подстанции городского транспорта, сварочные установки и др.) должны предусматривать соответствующие мероприятия по его улучшению с установкой фильтров или стабилизирующих устройств в комплексе с электроприемниками потребителей.

5.2.9. Компенсация реактивной нагрузки промышленных и приравненных к ним потребителей (согласно Правилам пользования электрической и тепловой энергией) выполняется в соответствии с действующими нормативными документами по расчетам с потребителями за компенсацию реактивной мощности и по компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий.

Компенсирующие устройства рекомендуется устанавливать непосредственно у электроприемников.

Для жилых и общественных зданий компенсация реактивной нагрузки не предусматривается.

Условия компенсации реактивной нагрузки местных и центральных тепловых пунктов, насосных, котельных и других потребителей, предназначенных для обслуживания жилых и общественных зданий, расположенных в микрорайонах, определяются Нормами проектирования электрооборудования жилых и общественных зданий.

РАЗДЕЛ 6

ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И ТЕЛЕМЕХАНИКА

6.1.1. Релейная защита и автоматика в городских электрических сетях должна выполняться с учетом требований ПУЭ.

6.1.2. Устройства релейной защиты и автоматики в городских распределительных сетях должны, как правило, выполняться на переменном оперативном токе и, в обоснованных случаях, на выпрямленном токе. Эти устройства должны выполняться по наиболее простым и надежным схемам с минимальным количеством аппаратуры.

6.1.3. Питающие сети 10(6) кВ должны выполняться с учетом автоматического резервирования линий в РП. При параллельной работе питающих линий на приемных концах должна применяться максимальная токовая направленная защита.

6.1.4. Для защиты радиальных линий 10(6) кВ с односторонним питанием от многофазных замыканий должна предусматриваться максимальная токовая защита. На воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях, как правило, должна устанавливаться

двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой должна выполняться в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с выдержкой времени.

6.1.5. Устройство АПВ, как правило, должно предусматриваться на воздушных и смешанных линиях.

6.1.6. На секционных выключателях РП 10(6) кВ должна устанавливаться максимальная токовая защита с ускорением действия защиты при АВР. При необходимости сокращения выдержек времени в сети допускается предусматривать на секционном выключателе защиту, вводимую на время действия АВР.

При наличии в ячейках РУ 10(6) кВ дуговой защиты устройство АВР должно быть выполнено с блокировкой, предотвращающей включение секционного выключателя на секцию, имеющую внутреннее повреждение.

6.1.7. Для защиты трансформаторов в ТП со стороны 10(6) кВ следует, как правило, применять предохранители при условии обеспечения селективности их работы с защитами смежных элементов.

На линиях 10(6) кВ рекомендуется предусматривать указатели протекания токов короткого замыкания.

6.1.8. Для защиты элементов сетей напряжением до 1 кВ рекомендуется применять закрытые плавкие предохранители. Если защита линий до 1 кВ и трансформаторов ТП находятся в ведении одной организации, то защиту трансформаторов со стороны низшего напряжения допускается не предусматривать.

В тех случаях, когда при защите линий до 1 кВ от междуфазных КЗ не выполняется требование п. 5.1.2 рекомендуется предусматривать специальную защиту, обеспечивающую отключение линии при однофазном КЗ.

6.1.9. При параллельной работе трансформаторов через сеть 0,38 кВ в точках токораздела петлевых линий следует устанавливать предохранители с номинальным током на одну-две ступени меньше в зависимости от значения тока КЗ, чем номинальный ток головных предохранителей петлевых линий в ТП.

6.1.10. При двухлучевых (многолучевых) схемах сетей с АВР на напряжении 0,38 кВ или 10(6) кВ параллельная работа трансформаторов через сеть 0,38 кВ не допускается.

6.1.11. Защита линий выше 1 кВ до 35 кВ от замыканий на землю, как правило, должна выполняться с действием на сигнал.

6.1.12. Телемеханизация сетей 35 кВ и выше должна выполняться согласно Руководящим указаниям по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах.

6.1.13. В распределительных сетях 10(6) кВ рекомендуется предусматривать телемеханизацию для контроля за состоянием и нагрузкой основного оборудования и линий 10(6) кВ ЦП и РП.

6.1.14. Телемеханизацию распределительных сетей рекомендуется предусматривать в следующем объеме:

6.1.14.1. телесигнализация положения основного коммутационного оборудования ЦП и РП;

6.1.14.2. телеизмерение нагрузки линий 10(6) кВ ЦП и РП и понижающих трансформаторов ЦП;

6.1.14.3. телеизмерение напряжения на шинах 10(6) кВ ЦП и РП;

6.1.14.4. аварийно-предупредительная сигнализация в минимальном объеме, но не менее двух общих сигналов: авария и неисправность;

6.1.14.5. телеуправление линейными выключателями 10(6) кВ ЦП и РП, если объем автоматизации сетей 10(6) кВ не обеспечивает необходимой надежности работы.

6.1.15. В качестве каналов связи для телемеханики рекомендуется использовать городские телефонные сети (прямые каналы или каналы, работающие через аппаратуру АТС), радиоканалы, высокочастотные и другие каналы.

6.1.16. Устройства телемеханики должны обеспечивать возможность их совместной работы с ЭВМ.

РАЗДЕЛ 7
КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ СЕТЕЙ

Глава 7.1
СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 кВ И ВЫШЕ

7.1.1. Конструктивное исполнение линий электропередачи 35 кВ и выше принимается с учетом требований ПУЭ, Норм технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше и местных условий.

7.1.2. Воздушные линии электропередачи 35-220 кВ рекомендуется выполнять двухцепными с одновременной подвеской обеих цепей.

В городах ВЛ должны размещаться в отведенных для них коридорах, как правило, за пределами селитебной территории.

Провода ВЛ 110 кВ в крупных и крупнейших городах рекомендуется принимать сечением не менее 240 мм^2.

7.1.3. В крупных и крупнейших городах при невозможности прокладки ВЛ 35 кВ и выше из-за стесненности территории либо по обоснованным градостроительным соображениям должны предусматриваться кабельные линии.

Отсутствие возможности прокладки воздушных линий электропередачи не может служить основанием для отказа от сооружения подстанций в центре электрических нагрузок.

7.1.4. Кабельные линии 35 кВ и выше следует прокладывать, как правило, под непроезжей частью улиц и площадей (в технических полосах, под тротуарами) или в разделительных полосах проезжей частиц улиц.

В существующих районах допускается прокладка кабельных линий 35 кВ и выше под проезжей частью улиц. В этом случае кабели рекомендуется прокладывать в специально предусмотренных кабельных сооружениях или в коллекторах.

7.1.5. Конструктивное исполнение подстанций 35 кВ и выше должно приниматься с учетом требований ПУЭ, Норм технологического проектирования подстанций переменного тока напряжением 35-750 кВ и местных условий.

7.1.6. Подстанции глубокого ввода 110-220 кВ с трансформаторами 25 МВ·А и более, а также пункты перехода воздушных линий 110-220 кВ в кабельные, при размещении их на селитебной территории, должны выполняться, как правило, закрытыми.

7.1.7. При размещении подстанций с развитым распределительным устройством (РУ) 110 кВ и выше в центральных районах крупных и крупнейших городов рекомендуется применять комплектные элегазовые распределительные устройства (КРУЭ).

7.1.8. Для подстанций, размещаемых на территории промышленных предприятий и предназначенных также для электроснабжения потребителей города, должны предусматриваться коридоры для захода линий электропередачи и самостоятельные подъезды к подстанциям.

7.1.9. На территории города для воздушных и кабельных линий электропередачи на подходах к подстанциям и переходным пунктам 35 кВ и выше должны предусматриваться технические коридоры и полосы. При необходимости, на подходах к этим электроустановкам для прокладки кабелей следует предусматривать кабельные сооружения.

Глава 7.2
СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,38-20 кВ

7.2.1. Линии электропередачи и подстанции должны выполняться с учетом требований ПУЭ.

7.2.2. Линии электропередачи до 20 кВ на селитебной территории городов, в районах застройки зданиями высотой 4 этажа и выше должны выполняться, как правило,

кабельными. В районах застройки зданиями высотой до 3 этажей линии электропередачи следует, как правило, выполнять воздушными.

7.2.3. Для воздушных линий электропередачи до 1 кВ рекомендуется применять изолированные провода. Для ответвлений ВЛ до 1 кВ к вводам в здания должны применяться изолированные провода.

На ВЛ рекомендуется применение самонесущих изолированных проводов.

7.2.4. Линии наружного освещения рекомендуется располагать на общих опорах с воздушными линиями электропередачи до 1 кв.

7.2.5. На воздушных линиях электропередачи 0,38-20 кВ рекомендуется применять железобетонные опоры.

Допускается совместная подвеска проводов ВЛ 0,38 и 10 кВ на общих опорах при условии обслуживания линий одной организацией.

7.2.6. В распределительных сетях 10(6) кВ кабели с алюминиевыми жилами при прокладке их в траншеях рекомендуется принимать сечением не менее 70 мм^2.

Сечение кабелей по участкам линии следует принимать с учетом изменения нагрузки участков по длине. При этом на одной линии допускается применение кабелей не более трех различных сечений.

7.2.7. Кабельные линии должны, как правило, прокладываться непосредственно в земле, в траншеях. При технико-экономических обоснованиях допускается прокладка кабельных линий до 20 кВ в каналах, блоках, коллекторах и тоннелях.

7.2.8. Взаиморезервирующие кабельные линии от ЦП до РП при прокладке их в земле рекомендуется прокладывать по разным трассам.

7.2.9. Марки применяемых кабелей должны выбираться согласно Единым техническим указаниям по выбору и применению электрических силовых кабелей.

7.2.10. Для контроля коррозии от блуждающих токов кабельных линий с металлической оболочкой и броней, прокладываемых в земле, следует предусматривать контрольные измерительные пункты.

Необходимые мероприятия по защите кабельных линий от коррозии должны предусматриваться согласно требованиям ГОСТ 9.602-89 "Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие технические требования к защите от коррозии".

7.2.11. В районах с воздушными линиями электропередачи 10(6) кВ допускается применение мачтовых подстанций.

В обоснованных случаях допускается применять встроенные в здания ТП. При размещении ТП в общественных зданиях должны соблюдаться требования Норм проектирования жилых и общественных зданий.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.
(Обязательное)

Основные определения

1. Подстанцией (ПС) называется электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных сооружений.

2. Распределительным устройством (РУ) называется электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая сборные и соединительные шины, коммутационные аппараты, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы.

3. Распределительным пунктом (РП) городской электрической сети называется распределительное устройство напряжением 10(6) кВ, предназначенное для приема электроэнергии от ЦП и передачи ее в распределительную сеть.

4. Трансформаторной подстанцией городской распределительной сети (ТП) называется подстанция, в которой электроэнергия трансформируется с высшего напряжения 10(6) кВ на низшее 0,4 кВ и распределяется на этом напряжении.

5. Центром питания (ЦП) городской сети называется электростанция или подстанция, от РУ 10(6) кВ которой электрическая энергия распределяется по сети.

6. Глубоким вводом называется система электроснабжения с приближением напряжения 110 кВ и выше к центрам нагрузок потребителей с наименьшим количеством ступеней промежуточной трансформации.

7. Опорной подстанцией называется подстанция непосредственно связанная с источниками питания энергосистемы не менее, чем двумя независимыми линиями.

8. Питающей линией называется линия, питающая РП от ЦП.

9. Распределительной линией называется линия, питающая ряд ТП от ЦП или РП, или вводы к потребителям.

10. Потребителем электрической энергии называется предприятие, организация, квартира, у которых приемники электрической энергии присоединены к электрической сети и используют электрическую энергию.

11. Приемником электрической энергии (электроприемником) называется устройство, в котором происходит преобразование электрической энергии в другой вид энергии для ее использования.

12. Расчетная электрическая нагрузка $P_{\text{р}}$ потребителя или элемента сети принимается равной ожидаемой максимальной нагрузке за 30 мин.

13. Коэффициентом спроса по нагрузке $k_{\text{с}}$ называется отношение расчетной электрической нагрузки к установленной мощности электроприемников (без учета резервных электроприемников и противопожарных устройств):

$$k_{\text{с}} = \frac{P_{\text{р}}}{P_{\text{н}}},$$

где $P_{\text{р}}$ - расчетная электрическая нагрузка, кВт; $P_{\text{н}}$ - установленная мощность электроприемников, кВт.

14. Коэффициентом совмещения максимумов (коэффициентом участия в максимуме) нагрузок электроприемников называется отношение расчетного максимума суммарной нагрузки электроприемников к сумме расчетных нагрузок электроприемников:

$$k_{\text{у}} = \frac{P_{\text{р}}}{\sum_{1}^{n} P_{\text{р}i}},$$

где $P_{\text{р}i}$ - расчетная нагрузка i-го электроприемника, кВт; $P_{\text{р}}$ - расчетный максимум суммарной нагрузки электроприемников, кВт.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
(Обязательное)

Категории электроприемников

I. *К электроприемникам первой категории относятся:*

а) электроприемники операционных и родильных блоков, отделений анастезиологии, реанимации и интенсивной терапии, кабинетов лапароскопии, бронхоскопии и ангиографии; противопожарных устройств и охранной сигнализации, эвакуационного освещения и больничных лифтов;

б) котельные, являющиеся единственным источником тепла системы теплоснабжения, обеспечивающие потребителей первой категории, не имеющих индивидуальных резервных источников тепла;

в) электродвигатели сетевых и подпиточных насосов котельных второй категории с водогрейными котлами единичной производительностью более 10 Гкал/ч;

г) электродвигатели подкачивающих и смесительных насосов в насосных, дренажных насосов дюкеров тепловых сетей;

д) объединенные хозяйственно-питьевые и производственные водопроводы в городах с числом жителей более 50 тыс.чел.: насосные станции, подающие воду непосредственно в сеть противопожарного и объединенного противопожарного водопровода; канализационные насосные станции, не допускающие перерыва или снижения подачи сточных вод, очистные сооружения канализации, не допускающие перерыва в работе;

е) электроприемники противопожарных устройств (пожарные насосы, системы подпора воздуха, дымоудаления, пожарной сигнализации и оповещения о пожаре), лифты, эвакуационное и аварийное освещение, огни сетевого ограждения в жилых зданиях и общежитиях высотой 17 этажей и более;

ж) электроприемники противопожарных устройств, лифты, охранная сигнализация общественных зданий и гостиниц высотой 17 этажей и более, гостиниц, домов отдыха, пансионатов и турбаз более чем на 1000 мест*, учреждений с количеством работающих более 2000 человек* независимо от этажности, учреждений финансирования, кредитования и государственного страхования федеративного подчинения, библиотек, книжных палат и архивов на 1000 тыс. единиц хранения и более;

_____

*) Здесь и далее дается вместимость одного здания

з) музеи и выставки федеративного значения;

и) электроприемники противопожарных устройств и охранной сигнализации музеев и выставок республиканского, краевого и областного значения;

к) электроприемники противопожарных устройств общеобразовательных школ, профессионально-технических училищ, средних специальных и высших учебных заведений при количестве учащихся более 1000 чел.;

л) электроприемники противопожарных устройств, эвакуационное и аварийное освещение крытых зрелищных и спортивных предприятий общей вместимостью 800 мест и более, детских театров, дворцов и домов пионеров со зрительными залами любой вместимости;

м) электроприемники противопожарных устройств и охранной сигнализации универсамов, торговых центров и магазинов с торговой площадью более 2000 $м^2$, а также столовых, кафе и ресторанов с числом посадочных мест свыше 500;

н) тяговые подстанции городского электротранспорта;

о) ЭВМ вычислительных центров, решающих комплекс народнохозяйственных проблем и задачи управления отдельными отраслями, а также обслуживающие технологические процессы, основные электроприемники которых относятся к первой категории;

п) центральный диспетчерский пункт городских электрических сетей, тепловых сетей, сетей газоснабжения, водопроводно-канализационного хозяйства и сетей наружного освещения;

р) пункты централизованной охраны (ПЦО);

с) центральные тепловые пункты (ЦТП) обслуживающие здания высотой 17 этажей и более, все ЦТП в зонах с зимней расчетной температурой - 40°С и ниже;

т) городской ЦП (РП) с суммарной нагрузкой более 10000 кВ·А. Все прочие электроприемники потребителей, перечисленных в подпунктах а), в), г), е), ж), и), к), л), м) относятся ко второй категории.

II. *К электроприемникам второй категории относятся:*

а) жилые дома с электроплитами за исключением одно-восьмиквартирных домов;

б) жилые дома высотой 6 этажей и выше с газовыми плитами или плитами на твердом топливе;

в) общежития вместимостью 50 человек и более;

г) здания учреждений высотой до 16 этажей с количеством работающих от 50 до 2000 человек;

д) детские учреждения;

е) медицинские учреждения, аптеки;

ж) крытые зрелищные и спортивные предприятия с количеством мест в зале от 300 до 800;

з) открытые спортивные сооружения с искусственным освещением с количеством мест 5000 и более или при наличии 20 рядов и более;

и) предприятия общественного питания с количеством посадочных мест от 100 до 500;

к) магазины с торговой площадью от 250 до 2000 $м^2$;

л) предприятия по обслуживанию городского транспорта;

м) бани с числом мест свыше 100;

н) комбинаты бытового обслуживания, хозяйственные блоки и ателье с количеством рабочих мест более 50, салоны-парикмахерские с количеством рабочих мест свыше 15;

о) химчистки и прачечные (производительностью 500 кг и более белья в смену);

п) объединенные хозяйственно-питьевые и производственные водопроводы городов и поселков с числом жителей от 5 до 50 тыс.чел. включительно; канализационные насосные станции и очистные сооружения канализации, допускающие перерывы в работе, вызванные нарушениями электроснабжения, которые могут устраняться путем оперативных переключений в электрической сети;

р) учебные заведения с количеством учащихся от 200 до 1000 чел.;

с) музеи и выставки местного значения;

т) гостиницы высотой до 16 этажей с количеством мест от 200 до 1000;

у) библиотеки, книжные палаты и архивы с фондом от 100 тыс. до 1000 тыс. единиц хранения;

ф) ЭВМ вычислительных центров, отделов и лабораторий, кроме указанных в п. I о) настоящего приложения;

х) электроприемники установок тепловых сетей - запорной арматуры при телеуправлении, подкачивающих смесителей, циркуляционных насосных систем отопления и вентиляции, насосов для зарядки и разрядки баков аккумуляторов, баков аккумуляторов для подпитки тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения, подпиточных насосов в узлах рассечки, тепловых пунктов, кроме указанных в п. I с) настоящего приложения;

ц) диспетчерские пункты жилых районов и микрорайонов, районов электрических сетей;

ч) осветительные установки городских транспортных и пешеходных тоннелей, осветительные установки улиц, дорог и площадей категории "А" в столицах республик, в городах-героях, портовых и крупнейших городах;

ш) городские ЦП (РП) и ТП с суммарной нагрузкой от 400 до 10000 кВ·А при отсутствии электроприемников, перечисленных в п.I настоящего приложения.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

(Рекомендательное)

Перечень основной нормативной документации, подлежащей использованию при проектировании городских электрических сетей

1. Правила устройства электроустановок. - 6-е изд. перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1986.

2. Правила пользования электрической и тепловой энергией. М.: Энергоиздат, 1982.

3. Руководящие указания и нормативы по проектированию развития энергосистем / Минэнерго СССР, М.: Энергосетьпроект, 1981.

4. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций, ВНТП-81. М.: Изд. ТЭП, 1981.

5. ГОСТ 13109-87. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения. М.: Изд-во стандартов. 1988 г.

6. Электрооборудование жилых и общественных зданий. Нормы проектирования. ВСН 59-88 / Госкомархитектуры. М.: Стройиздат, 1990.

7. СНиП 2.04.05-86. Отопление. Вентиляция. Кондиционирование М.: Стройиздат, 1987.

8. СНиП 2.04.07- 86. Тепловые сети. М.: Стройиздат, 1987.

9. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше. ОНТП ВЛ-78 / Минэнерго СССР. М.: Энергосетьпроект, 1978.

10. Правила охраны электрических сетей напряжением до 1000 В. М.: Энергия, 1978.

11. Правила охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 В. М.: Энергоатомиздат, 1985.

12. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Минтопэнерго РФ. М.: Энергосетьпроект, 1991.

13. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. СН 174-75. М.: Стройиздат, 1976.

14. Руководящие указания по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах. М.: Энергосетьпроект, 1991.

15. СНиП II-4-79. Естественное и искусственное освещение. М.: Стройиздат, 1980.

16. Инструкция по проектированию наружного освещения городов, поселков и сельских населенных пунктов. СН 541-82. М.: Стройиздат, 1982.

17. ГОСТ 9.602-89. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие технические требования к защите от коррозии. М.: Изд-во стандартов, 1990.

18. СНиП 2.07.01-89. Планировка и застройка городских и сельских поселений. М.: Стройиздат. 1991.

19. Инструкция о составе, порядке разработки, согласовании и утверждении градостроительной документации. М.: Госстрой РФ, 1994.

11. УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ»

а) основная литература:

3. Кудрин, Б. И. Системы электроснабжения [Текст] : учеб. пособие / Б. И. Кудрин. - М. : Академия, 2011. - 352 с. - (Высшее проф. образование. Энергетика).

4. Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения [Текст] : справ.: учеб. пособие: рек. УМО / Г. Н. Ополева. - М. : ФОРУМ : ИНФРА - М, 2006. - 480 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 473 .

3. Мясоедов Ю.В. Электрическая часть станций и подстанций [Текст] : учеб. пособие: рек. ДВ РУМЦ / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина , А. Г. Ротачева, 2007. - 192 с.

б) дополнительная литература:

10. Коробов, Г. В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст] : учеб. пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова. - 2-е изд., испр. - СПб. : Лань, 2011. - 192 с.

11. Кужеков, Станислав Лукъянович. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию [Текст] / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - 3-е изд. - Ростов н/Д : Феникс, 2009. - 493 с. : ил. - (Профессиональное мастерство). - Библиогр. : с. 480.

12. Гремяков, Андрей Андреевич. Автоматизация расчетов систем электроснабжения [Текст] : лаборатор. практикум: учеб. пособие / А. А. Гремяков. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. - 47 с. : рис., табл.

13. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию предприятий и общественных зданий [Текст] / ред. С. И. Гамазин, Б. И. Кудрин, С. А. Цырук. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2010.

14. Электротехнический справочник [Текст] : в 4 т. / Под общ. ред. В.Г. Герасимов, Под общ. ред. А.Ф. Дьяков, Под общ. ред. Н.Ф. Ильинский, Гл. ред. А.И. Попов. - 8-е изд., испр. и доп. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2002. Т. 3 : Производство, передача и

распределение электрической энергии : справочное издание. - 2002. - 964 с. : рис., табл. - Библиогр. в конце разд.- Предм. указ.: с. 961-963.

15. Балаков, Юрий Николаевич. Проектирование схем электроустановок [Текст] : учеб. пособие: доп. УМО / Ю. Н. Балаков, М. Ш. Мисриханов, А. В. Шунтов. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. - 288 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 286 .

16. Кужеков, С. Л. Городские электрические сети [Текст] : учеб. пособие / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - Ростов н/Д : МарТ, 2001. - 256 с.

17. Мясоедов, Юрий Викторович. Повышение качества электроэнергии и компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения [Текст] : [моногр.] / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 212 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 202 .

18. Электроснабжение городов [Текст] : учеб.-метод. комплекс для спец. 140211 - Электроснабжение / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Ю. В. Мясоедов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2006. - 456 с.

11. Конюхова, Е. А. Электроснабжение объектов [Текст] : учеб. пособие / Е.А.Конюхова. - М. : Мастерство, 2002. - 319 с. : рис. - Библиогр.: с. 311.

в) периодические издания (журналы):

9. Электричество;
10. Известия РАН. Энергетика;
11. Вестник ИГЭУ;
12. Вестник МЭИ;
13. Промышленная энергетика;
14. Энергетика. Сводный том;
15. IEEE Transaction on Power Systems;
16. International Journal of Electrical Power & Energy Systems.

г) программное обеспечение и Интернет-ресурсы

№	Наименование ресурса	Краткая характеристика
1	http://www.iqlib.ru	Интернет-библиотека образовательных изданий, в которой собраны электронные учебники, справочные и учебные пособия. Удобный поиск по ключевым словам, отдельным темам и отраслям знания
2	http://www.twirpx.com/files/tek/	Twirpx.com - это служба, обеспечивающая с помощью веб-интерфейса, расположенного только по адресу http://www.twirpx.com, и специализированного аппаратно-программного обеспечения хранение, накопление, передачу и обработку материалов Пользователей, представленной в электронном виде в публичный доступ. Интернет-библиотека, в которой собраны электронные учебники, справочные и учебные пособия. Удобный поиск по ключевым словам, отдельным темам и отраслям знания
3	Консультант +	Справочно-правовая система. Содержит законодательную базу, нормативно-правовое обеспечение, статьи.