

УДК 621.311.1

Ответственный редактор Стороженко Т.А.

Рецензент Бадмаев Ю.Ч. – главный инженер проектного отдела ЭЛСИ

Баташов А.И.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ. ТРЕБОВАНИЯ, ТЕМАТИКА, ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ, ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ, РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ, ОФОРМЛЕНИЕ ПРОЕКТА И ЗАЩИТА.: МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ для студентов специальности 140205 “Электроэнергетические системы и сети”./ВСГТУ- Улан-Удэ, 2005.- 75 с.

В методических указаниях даются рекомендации по выбору темы дипломного проекта, постановки задачи, сбору исходных данных и методике выполнения основной части дипломного проектирования, оформления проекта, подготовке и проведения защиты выпускной квалификационной работы для студентов специальности “Электроэнергетические системы и сети”

Ключевые слова: Электроэнергетические системы и сети, дипломное проектирование, выбор темы, методика выполнения, оформление, защита

©Баташов А.И., 2005 г.
©ВСГТУ, 2005 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	3
ПРЕДИСЛОВИЕ.....	5
1.ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ О ДИПЛОМНОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ.....	6
1.1.ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	6
1.2.ТРЕБОВАНИЯ К ДИПЛОМНЫМ ПРОЕКТАМ.....	7
2.ТЕМАТИКА И СТРУКТУРА ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА.....	8
2.1.ТЕМА И ОБЪЕКТЫ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА.....	8
2.2.СТРУКТУРА ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА.....	9
2.3.ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТЫ НАД ДИПЛОМНЫМ ПРОЕКТОМ.....	13
3.ИЗУЧЕНИЕ ЛИТЕРАТУРЫ И СБОР ИСХОДНЫХ ДАННЫХ.....	13
4.АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ.....	14
5.ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ, ПРЕДПРИЯТИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И РАЙОНОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	16
5.1.ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	17
5.2.ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	23
5.3.РАЗМЕЩЕНИЕ И СХЕМЫ ПРИСОЕДИНЕНИЯ К СЕТИ Понижающих ПОДСТАНЦИЙ.....	26
5.4.ПРИМЕНЕНИЕ СХЕМ ПОДСТАНЦИЙ В СЕТЯХ РАЗЛИЧНОГО НАПРЯЖЕНИЯ.....	27
5.5.ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ.....	33
ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ.....	33
5.6.ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ.....	37
5.6.1.ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДНИКОВ ПО ЭКОНОМИЧЕСКИМ ТОКОВЫМ ИНТЕРВАЛАМ.....	37
5.6.2.ПРОВЕРКА ПО УСЛОВИЯМ КОРОНЫ.....	43
5.6.3.ПРОВЕРКА ПО УСЛОВИЯМ НАГРЕВА В ПОСПЕАВАРИЙНОМ РЕЖИМЕ.....	43
5.6.4.ПРОВЕРКА ПО ДОПУСТИМЫМ ПОТЕРЯМ И ОТКЛОНЕНИЯМ НАПРЯЖЕНИЯ	44
6.РАСЧЕТЫ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	45
6.1.ЗАДАЧИ РАСЧЕТА И РАСЧЕТНЫЕ РЕЖИМЫ.....	45
6.2.СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ СЕТЕЙ И ЕЕ ПАРАМЕТРЫ.....	47
6.3.РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕМЕНТОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ.....	48
6.4.ФОРМУЛЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ.....	49

6.4.1. ФОРМУЛЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ	49
ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ	49
6.4.2. ФОРМУЛЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ	53
ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ	53
6.4.3. ФОРМУЛЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ НАГРУЗКИ	53
6.5. ВЫПОЛНЕНИЕ РАСЧЕТОВ РЕЖИМОВ	54
7. ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И КАЧЕСТВА	
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	55
8. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ	55
9. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО УЛУЧШЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА И	
ПОВЫШЕНИЮ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	56
10. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ	57
11. ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И ОБНОВЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ФОНДОВ	
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	58
12. УЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	62
13. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ И СИСТЕМ	
АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ	64
14. ОФОРМЛЕНИЕ И ЗАЩИТА ПРОЕКТА	65
14.1. ОБЩИЕ ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ ПРОЕКТА	65
14.2. ЗАЩИТА ПРОЕКТА	66
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	68
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ФОРМА ЗАДАНИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ ВКР	72
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ФОРМА ТИТУЛЬНОГО ЛИСТА ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ К ВКР	
	74
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ПРИМЕР АННОТАЦИИ ВКР	75

ПРЕДИСЛОВИЕ

Методические указания предназначены студентам 4 и 5 курсов специальности 140205 “ Электроэнергетические системы и сети” для помощи в выборе темы дипломного проектирования, сборе исходных данных, формировании структуры и организации эффективной работы над основными разделами проекта. Имеющийся, далеко не полный список литературы, призван дать студенту основное направление работы.

Указания охватывают продолжительный период работы студента. На первом этапе основное внимание уделено выбору объекта проектирования, уточнению темы проекта, формированию задания на проектирование и сбору исходных данных на базе требований предъявляемых к данным работам.

Подробно разъясняются формы выпускной квалификационной работы. Студенту в соответствии с его возможностями и уровнем подготовки предлагается выбрать наиболее подходящую форму выпускной квалификационной работы

Далее основное внимание уделяется выполнению в форме дипломного проекта, как наиболее широко распространенного. Данные рекомендации могут быть легко распространены и на дипломный проект в форме опытно-конструкторской и научно-исследовательской разработки.

Основная часть содержит рекомендации по проектированию электрических сетей энергосистем, предприятий электрических сетей и районов электрических сетей. Студент в соответствии с поставленной задачей разрабатывает соответствующие разделы.

Необходимое внимание уделено и оформлению проекта, процедурам, предшествующим защите проекта, а также требованиям, предъявляемым к докладу студента при защите выпускной квалификационной работе.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ О ДИПЛОМНОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ

1.1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Дипломное проектирование является завершающим этапом обучения в университете.

Целью дипломного проектирования является подготовка выпускной квалификационной работы (ВКР), защита которой дает основание о присвоении студенту соответствующей квалификации.

В соответствии с [1,46] ВКР выполняется для студентов специальности Электроэнергетические системы и сети: в форме **дипломного проекта (ДП) или дипломной работы (ДР)**.

Согласно [46] ДП - самостоятельная комплексная работа выпускника, состоящая из теоретических; экспериментальных исследований, расчетов, демонстрационных чертежей и расчетно-пояснительной записки с обоснованием технико-экономической целесообразности проектирования (разработки) и расчетно-конструкторскими (расчетно-аналитическими) данными.

В каждом ДП реализация поставленных задач (анализ, расчеты, конструкторские, программные разработки, технологическое и организационное проектирование и др.) сопровождается экономической оценкой принятых проектных⁴ решений и прогнозированием последствий от них (технических, технологических, экологических, социальных, правовых и др.)

В ВКР с опытно-конструкторскими и научно-исследовательскими разработками (**ДПНИУ**) могут быть включены структурные составляющие, что и в обычном ДП в описанном выше смысле, но содержание и удельный вес отдельных его разделов (частей) могут существенно отличаться от таковых в обычном ДП, в том числе и в графической части, и освещать в той мере, какой они касаются рассматриваемого объекта (изделия, процесса, опытного образца) и его исследования (включая теорию и технику эксперимента, анализ полученных результатов, проектирование установки, стенда, макета по результатам исследований и др.).

Также согласно [46] ДР представляет собой законченное самостоятельное исследование (разработку) или анализ (решение) какой-либо актуальной проблемы (практической задачи) в области избранной специальности и содержит систематизированные данные о выполненной научно-исследовательской работе, описание процесса или результаты научно-технического исследования

(экспериментальной или теоретической направленности) или состояние актуальной научно-технической, экономической, социальной и т.п. проблемы.

ДР предполагает достаточную теоретическую разработку темы с выбором направлений исследования, расчетами, анализом экспериментов, наблюдений и опросов, литературных и других источников информации по исследуемому вопросу (проблеме), обобщение и оценку результатов исследований, разработку рекомендаций и исходных данных по конкретному использованию результатов исследований, а также оценку технико-экономической эффективности внедрения (при невозможности определения последней указывается народнохозяйственная, научная, социальная значимость выполненной работы).

ДР должна содержать также расчетно-графическую часть (схемы, графики, таблицы, формулы и т.п.).

При выполнении ДР теоретического или экспериментального характера необходимо иметь в виду, что ДР содержательно и предметно должна соответствовать профессиональной образовательной программе специальности, требованиям ее ГОС ВПО и подчеркивать достаточный уровень подготовленности выпускника на инновационную деятельность и системные действия по объектам и видам будущей работы выпускника, как и при выполнении ДП или (ДПНИУ);

В дальнейшем речь будет идти, в основном, о ДП и ДПНИУ. Лицам, выполняющим ДР следует обратиться к соответствующей литературе.

1.2.ТРЕБОВАНИЯ К ДИПЛОМНЫМ ПРОЕКТАМ

В дипломном проектировании должны быть в полной мере реализованы такие требования, как [1, 46]:

- - разработка проектов электроэнергетических установок различного назначения, определение состава оборудования и его параметров, схем электроэнергетических объектов;
- расчет схем и элементов основного оборудования, вторичных цепей, устройств защиты и автоматики электроэнергетических объектов;
- разработка электроэнергетического оборудования;
- определение оптимальных производственно-технологических режимов работы объектов электроэнергетики;
- разработка методик экспериментальных исследований;

- проведение экспериментальных исследований, обработка результатов эксперимента;
- разработка новых методов и технических средств испытаний параметров технологических процессов и изделий;
- поддержание и изменение режимов работы объектов энергетики;
- ведение оперативной технической документации, связанной с эксплуатацией оборудования;
- обеспечение соблюдения всех заданных параметров технологического процесса и качества вырабатываемой продукции;
- проведение профилактических испытаний оборудования.
- организация работы и координация деятельности производственного коллектива;
- контроль за соблюдением производственной и трудовой дисциплины, требований безопасности жизнедеятельности;
- проведение мероприятий по экологической безопасности предприятия.

Время, отводимое на подготовку дипломного проекта (работы), составляет не менее шестнадцати недель.

2. ТЕМАТИКА И СТРУКТУРА ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

2.1. ТЕМА И ОБЪЕКТЫ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

Подготовку к дипломному проектированию рекомендуется начинать уже на 4 курсе с выбора руководителя проекта, с которым необходимо определить предполагаемую тематику проекта и согласовать ее с выпускающей кафедрой.

Далее в процессе летней практики начать сбор материалов, которые будут уточняться и дополняться вплоть до начала дипломного проектирования.

К выбору темы следует подходить очень ответственно. Хорошая тема позволяет раскрыть творческий потенциал студента, способствовать глубокому осмыслению полученных знаний, развить его творческие возможности и окончательно сформировать в нем инженерное мышление.

Тема должна быть актуальной и отражать текущие потребности электроэнергетики.

Объектами проекта могут быть:

- район электрических сетей;
- предприятие электрических сетей;
- отдельная энергосистема;
- крупная узловая подстанция;
- электростанция;
- системообразующие линии электропередачи;
- а также любой другой объект, проектируя или исследуя который можно реализовать цели, заданные в [1, 46].

2.2. СТРУКТУРА ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

После выбора объекта проектирования начинается работа над структурой проекта в соответствии с поставленными задачами. При всем многообразии решаемых задач имеются общие элементы для всех ДП. Для большинства проектов кафедры ЭСПП и СХ рекомендует следующую структуру:

- Введение.
- Основной раздел
 - Обязательная часть раздела
 - Вариативная часть раздела
- Экономическая эффективность рассматриваемых в проекте решений
- Выбор и проверка электрооборудования одной из узловых подстанций сети
- Выбор защит и устройств автоматики элементов электрической сети
- Безопасность жизнедеятельности
- Обеспечение жизнедеятельности в чрезвычайных ситуациях
- Экология
- Заключение
- Список использованных источников информации
- Приложения

На кафедре за предшествующий период уже сложилось примерное содержание обязательной и вариативной частей проекта.

Таблица 2.1.Содержание обязательной части дипломного проекта

№ по порядку	Содержание раздела	Объем, недели	Кто консультирует
1	Анализ существующей схемы	1	Руководитель
2	Постановка задачи, формирование структуры проекта и варианты его реализации	0,5	Руководитель и консультант по экономической части
3	Определение параметров схемы замещения рассматриваемых вариантов	0,5	Руководитель
4	Расчеты режимов	1	Руководитель
5	Регулирование напряжения	1	Руководитель
6	Мероприятия по снижению потерь мощности и энергии	1	Руководитель
7	Выбор и проверка оборудования	1	Консультант по данному разделу
8	Экономическая эффективность рассматриваемых вариантов проекта	1	Консультант по экономической части
9	Защита и автоматика элементов сети:	2	Консультант по релейной защите и автоматике
10	Нормоконтроль	0,5	Консультант по нормоконтролю
11	Экология	0,5	Консультант по экологии
12	Раздел техники безопасности	1	Консультант по технике безопасности
Всего по обязательной части		11	

Примерный перечень вопросов для включения в вариативную часть дипломного проекта, определяемую руководителем проекта

- Прогнозирование нагрузки.
- Баланс реактивных мощностей.
- Вопрос повышения надежности электрических сетей и систем.
- Разработка электропередачи новых типов.

- Оптимизация развития сетей.
- Оптимизация режимов.
- Исследование распределения напряжений и токов ЛЭП с учетом волновых параметров.
- Моделирование параметров ЛЭП в условиях высших гармоник.
- Расчеты реакторов для выравнивания напряжений в режиме малых нагрузок.
- Определение мощности и места установки УПК
- Повышение пропускной способности ЛЭП
- Определение предельной мощности ЛЭП в зависимости от угла настройки
- План производства работы по переустройству ЛЭП.
- Разработка переходов через реку.
- Более детальная разработка вопросов противоаварийной автоматики.
- Исследование возможности использования микропроцессорных устройств РЗ на подстанции.
- Разработка программных модулей по расчету РЗ линий.
- Исследование влияния переходных процессов в линиях связи на функционирование быстродействующих защит.
- Анализ суточных графиков нагрузки энергосистемы.
- Построение суточных графиков активной и реактивной нагрузок.
- Построение годового графика по продолжительности нагрузки.
- Определение характеристик графиков нагрузки.
- Составление балансов активной мощности, выбор числа агрегатов на станции.
- Построение расходных характеристик станций. Экономичное распределения активной нагрузки между станциями.
- Составление балансов реактивной мощности и выбор компенсирующих устройств.
- Расчет параметров и характеристик заданных режимов.
- Разработка мероприятий по оперативному регулированию частоты, реактивной мощности и напряжения.
- Вопросы устойчивости.

При необходимости в этот список могут быть внесены свои вопросы в соответствии с поставленной задачей. При выборе вариативной части проекта

рекомендуется также пользоваться материалами, изложенными в таких периодических изданиях, как журналы:

- «Электричество»,
- «Электроэнергетические системы»,
- - «Электрические станции»,
- - «Энергетик»,
- - «Известия вузов. Энергетика»,
- - «Электротехника». Реферативный журнал,
- - «Энергетика». Реферативный журнал,
- - «Электро»,
- «Электрика»,
- - «Охрана окружающей среды». Реферативный журнал,
- - «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии». Реферативный журнал,
- - «Промышленная энергетика»,
- -«Возобновляемая энергия». Ежеквартальный информационный бюллетень,
- «Water Power & Dam Construction»,
- «Electrical Power and Energy Systems»,
- «Electra»,
- «Elektrie»,
- «IEEE Transactions. Power systems»
- и другие.

Время, отводимое на данный раздел, не должно превышать 3 недели.

Руководитель вправе изменить как обязательную, так и вариативную часть проекта, естественно согласовав эти вопросы с заведующим кафедрой, так как не все проекты могут укладываться в предлагаемую схему, а кроме того задачи, решаемые в разных проектах, могут быть весьма разнообразны.

2.3. ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТЫ НАД ДИПЛОМНЫМ ПРОЕКТОМ

Как указывалось выше, подготовку к работе над будущим проектом, рекомендуется начинать на 4 курсе. При этом удастся более эффективно использовать практику после 4 курса.

Далее в начале 5 года обучения на первой неделе последнего семестра теоретического обучения кафедра знакомит студентов с перечнем мероприятий по итоговой государственной аттестацией.

Согласно [1, 46] время выполнения проекта составляет 16 недель, из них 14 недель отводится непосредственно работе над проектом и его оформлением, а остальные 2 недели отведены на:

- **Прохождение нормоконтроля.**
- **Утверждение заведующим кафедрой**
- **Получение рецензии.**
- **Подготовка к защите.**

14 недель распределяются в соответствии с календарным планом, разработанным на кафедре и уточненным непосредственным руководителем проекта с учетом особенностей рассматриваемой темы. При этом в качестве ориентира могут рассматриваться временные рамки таб. 2.1.

3. ИЗУЧЕНИЕ ЛИТЕРАТУРЫ И СБОР ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

На данном этапе студенту предлагается сделать обзор литературы по избранной теме, включая новинки как учебной, нормативной и периодической печати. Это поможет более ясно представить объем и сложность предстоящей задачи и способствует целенаправленному сбору исходных данных.

От достоверности и полноты исходных данных зависит как достоверность полученных результатов, так и возможность их использования в реальной практике. Поэтому к данному вопросу следует относиться очень серьезно, поскольку он требует достаточно много времени и объем требуемого материала в значительной мере определяется темой проекта. Здесь решающее слово принадлежит руководителю.

Ниже будет приведен примерный перечень исходных данных для проектов развития районов электрических сетей и подобных ему объектов:

- карта- схема рассматриваемого района в необходимом масштабе;
- нормальная схема рассматриваемой сети;
- сведения о допустимых и предельных нагрузках линий и трансформаторов;
- сведения о климатических условиях (максимальные и минимальные температуры, районы по ветровым нагрузкам и гололеду, характер грунта и т.д.)
;
- данные зимних и летних контрольных замеров;
- динамика изменения нагрузки;
- детальные схемы одной из подстанций с обозначением типов всего установленного оборудования, включая такие данные как год установки, классы точности измерительных приборов и т.д.;
- баланс электрической энергии за выбранный месяц по данной подстанции;
- сведения об уровнях напряжения в контрольных точках рассматриваемой сети с указанием типов и характеристик средств регулирования напряжения, а также законов регулирования напряжения;
- сведения об источниках питания;
- информация о перспективах развития рассматриваемого района.

Естественно, что этот перечень в соответствии с решаемой задачей, может быть изменен по согласованию с руководителем

4.АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ

Начальным этапом любого проекта является анализ существующей схемы. При этом рассматриваются следующие вопросы:

- существующая схема сети, ее состояние, марка и сечение провода, ее физический износ;
- способность схемы удовлетворять требованиям надежности, экономичности и безопасности;
- существующее оборудование подстанции, его физическое состояние, возможность использования данного оборудования в дальнейшем;

- обеспеченность сети средствами регулирования режима (устройствами регулирования под напряжением на трансформаторах и автотрансформаторах, регулируемые и нерегулируемые шунтирующие реакторы, синхронные компенсаторы и конденсаторные батареи, статические источники реактивной мощности и т.д.)
- загрузка линий и трансформаторов в летние и зимние дни контрольных замеров, а также в другие периоды с учетом климатических факторов;
- уровни напряжений в рассматриваемых точках сети, насколько они отвечают требованиям эксплуатации данного класса напряжений и требованиям, предъявляемым к напряжениям нижерасположенных сетей. На данном этапе их следует сравнить с предельными напряжениями.
- В качестве верхней границы напряжения можно принять соответственно уровень наибольшего рабочего напряжения электрооборудования и наибольшего длительно допускаемого рабочего напряжения в электрической сети. В соответствии с ГОСТ 721-77 и ГОСТ 1516.1-76, ГОСТ 1516.3-96 уровень этого напряжения не должен превышать величины 126,252,363,525,787 для соответствующих классов напряжения (110,220,330,500,750 кВ).
- В качестве нижней границы принимается наименьший допустимый уровень напряжения по условиям обеспечения устойчивости. Он определяется нормируемыми запасами, установленными "Руководящими указаниями по устойчивости энергосистем". Например, по условиям обеспечения 15 % запаса по напряжению в нормальных и утяжеленных режимах работы наименьший допустимый уровень напряжения на шинах подстанций составляет 463 кВ в сетях 500 кВ и 181 кВ в сетях 220 кВ.
- Далее их необходимо сравнить с планируемыми значениями в контрольных точках, а также с требуемыми уровнями напряжений, рассчитанных в соответствии с законами регулирования;
- Необходимо также рассмотреть структуру потерь (потери в линиях от нагрузки, потери в трансформаторах, потери в шунтах) отдельно по номинальным напряжениям. Построить графики, иллюстрирующие потери по линиям и трансформаторам. Определить наиболее и наименее загруженную линию и трансформатор.
- Выполнить анализ нагрузок по узлам, рассмотреть также и их графики;
- Проанализировать баланс электроэнергии на выбранной подстанции
- Сделать соответствующие выводы.

- Проиллюстрировать данные выводы необходимыми графиками, таблицами и диаграммами.

5.ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ, ПРЕДПРИЯТИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И РАЙОНОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Задачами проектирования развития электрических сетей являются [2,3.4,5,6]:

- выбор напряжения и схемы сетей;
- определение мест размещения новых подстанций;
- определение числа и мощности трансформаторов и автотрансформаторов на подстанциях;
- предварительный выбор схем электрических соединений электростанций и подстанций;
- расчеты режимов;
- определение сечений проводов линий электропередачи;
- выбор способа регулирования и распределения мощностей в сетях;
- определение типа, мощности и размещения компенсирующих устройств;
- определение объема капиталовложений и очередности сооружения сетевых объектов.

Проектирование развития электрических сетей ЭЭС осуществляется в иерархической последовательности. На уровне проектирования ЭС обосновывается развитие системообразующих связей ЕЭС, включающих в себя межсистемные связи между ОЭС и наиболее важные магистрали внутри отдельных ОЭС, загрузка которых определяется режимом работы ЕЭС в целом.

На уровне объединенных ЭЭС осуществляется обоснование развития системообразующих связей ОЭС, включающих сети для выдачи мощности крупных межрайонных электростанций, межсистемные связи между ЭЭС и наиболее важные внутренние связи энергосистем, загрузка которых определяется режимом работы ОЭС в целом.

На уровне районных ЭЭС осуществляется обоснование развития остальной части основных сетей энергосистем, а также распределительных сетей напряжением 110 кВ и выше.

Более подробная разработка распределительных сетей ведется при выполнении схем развития сетей сельских районов, городов, отдельных сетевых районов крупных ЭЭС, а также схем внешнего электроснабжения электрифицированных участков железных дорог, магистральных нефтепроводов и газопроводов, отдельных энергоемких объектов народного хозяйства и др.

5.1. ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Выбор схемы и параметров сетей производится на перспективу 5—10 лет [2,3,7,8,9]. При решении вопроса целесообразности введения высшего напряжения в сетях следует рассматривать период, соответствующий полному использованию пропускной способности линий более высокого напряжения.

При проектировании основных сетей ЭЭС следует обеспечивать:

- требуемую пропускную способность и надежность;
- экономичность развития и функционирования сети с учетом рационального сочетания сооружаемых электрических сетей с действующими установками при обеспечении оптимальных уровней токов КЗ и потерь энергии;
- возможность сохранения принятых решений по развитию сети при небольших отклонениях балансов мощности узлов от планируемых;
- возможность выполнения релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики.

Схема и параметры основных сетей ЭЭС должны удовлетворять следующим требованиям к суммарной пропускной способности и надежности в каждом рассматриваемом сечении этих сетей:

а) передача расчетных длительных потоков мощности должна обеспечиваться при полной схеме сети и, как правило, при отключении одного из элементов сети (одной цепи линии электропередачи или одного трансформатора) при нормативных уровнях напряжения и запасах устойчивости.

В процессе роста нагрузки сети допускается неполное резервирование отдельных узлов, дефицит которых, образующийся после отключения любого одного из элементов сети, в длительных режимах (с учетом использования резервных источников) не превышает 500 МВт при резервировании узлов, питающихся на напряжении 750 кВ, 300 МВт — на 500 кВ, 200 МВт — 330 кВ и 100 МВт — на 220 кВ (при условии сохранения питания наиболее ответственных потребителей).

При последующем росте нагрузки таких узлов сооружение линий или ПС, рассчитанных на полное резервирование питания узла в длительных режимах, является обязательным;

б) передача расчетных максимальных потоков мощности должна обеспечиваться при полной схеме сети при нормативных уровнях напряжения и запаса устойчивости.

В случаях, когда потоки мощности в каком-то сечении основной сети за пределами расчетного года уменьшаются, требования к их пропускной способности и надежности могут быть временно снижены (на 1—3 года).

Целесообразность усиления основной сети при временном увеличении расчетного потока должна быть обоснована экономически путем сопоставления затрат на усиление сети с достигаемым при этом снижением математического ожидания ущерба от недоотпуска энергии за весь период.

Между двумя узлами основной сети по одной трассе следует сооружать, как правило, не более двух линий электропередачи одного напряжения. При необходимости дополнительного усиления сети следует рассматривать целесообразность сооружения линий по другим направлениям или выполнение электропередачи на более высоком напряжении.

При выборе схемы присоединения электростанций и ПС к основной сети ЭЭС все большее значение приобретает «системный фактор», т.е. одновременное сохранение или обеспечение необходимой надежности и живучести основной сети в целом. Схемы присоединения крупных электростанций должны обеспечивать возможность выдачи к узловым пунктам основной сети всей располагаемой мощности станции (за вычетом нагрузки собственных нужд и выдачи мощности в распределительную сеть) в любой период суток или года при работе всех отходящих линий. При отключении одной из отходящих линий, как правило, должна быть обеспечена выдача всей мощности станции в часы максимальной нагрузки системы. В отдельных случаях в указанном режиме допускается ограничение выдачи Мощности в основную сеть в размерах, не превышающих мощности наиболее крупного блока. Схема присоединения к энергосистеме крупной АЭС должна обеспечивать на всех стадиях сооружения выдачу полной введенной мощности и сохранение устойчивости ее работы в ЭЭС без воздействия системной противоаварийной автоматики при отключении любой отходящей линии или трансформатора связи.

При проектировании распределительных сетей ЭЭС следует обеспечивать:

- комплексное электроснабжение всех потребителей в зоне действия электрических сетей независимо от их ведомственной принадлежности;

- максимальное использование существующих сетей с учетом их возможной реконструкции;
- надежность электроснабжения электроприемников в соответствии с ПУЭ при обеспечении нормируемого качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97;
- возможность сохранения принятых решений по развитию сети при небольших отклонениях нагрузок от планируемых;
- экономичность развития и функционирования сети при обеспечении оптимальных токов КЗ и потерь энергии;
- возможность выполнения релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики.

Проектирование распределительной сети энергосистем осуществляется с учетом следующего [47]:

- в районах с малым охватом территории сетями при близких значениях технико-экономических показателей вариантов развития сети рекомендуется отдавать предпочтение сооружению ВЛ по новым трассам;
- в крупных городах и промышленных районах с большой концентрированной нагрузкой по одной трассе может предусматриваться строительство двух и более ВЛ;
- при прохождении ВЛ по территории городов, промышленных районов, на подходах к электростанциям ПС, в стесненных условиях, лесных массивах и т. д. ВЛ рекомендуется выполнять на двух цепных опорах. При этом подвеска одной цепи рекомендуется в случае, когда необходимость ввода второй цепи возникает в срок более трех лет после ввода первой, а также когда отключение первой цепи на время проведения работ по подвеске второй допустимо по условиям электроснабжения. Допускается подвеска на одних опорах ВЛ разных классов напряжений;
- при питании ПС с потребителями первой категории применение двух одно цепных ВЛ вместо одной двухцепной допускается при наличии обоснований.

При развитии распределительных сетей отдельных номинальных напряжений необходимо учитывать следующие рекомендации.

При напряжении сети 220—330 кВ:

- использовать в сети одно- и двух цепные ВЛ 220—330 кВ;

- при питании ПС по одноцепной ВЛ с двухсторонним питанием общее число промежуточных ПС не должно превышать трех, а длина такой ВЛ, как правило, не должно быть больше 250 км;
- присоединять к двухцепной ВЛ 220 кВ с двухсторонним питанием до пяти промежуточных ПС. При этом присоединение ПС рекомендуется принимать по схеме «мостик» или блочной схеме (от одной или двух ВЛ 220 кВ);
- проектировать сеть 220—330 кВ внешнего электроснабжения крупных и крупнейших городов с использованием принципа кольцевой конфигурации. В системе электроснабжения таких городов рекомендуется предусматривать сооружение не менее двух ПС 220—330 кВ, через которые осуществляется связь с сетью энергосистемы, а питающие ВЛ рекомендуется прокладывать по разным трассам. При присоединении сети крупных и крупнейших городов к энергосистеме рекомендуется обеспечивать минимальные транзитные перетоки мощности через городскую сеть. Общее количество и пропускная способность линий, связывающих сети таких городов с энергосистемой, рекомендуется выбирать с учетом обеспечения питания городских потребителей без ограничений при отключении двухцепной питающей ВЛ 220 кВ;
- выполнять, как правило, ПС 220—330 кВ двух трансформаторными. При большой концентрации нагрузок ПС 330 кВ могут выполняться с установкой трех-четырёх трансформаторов. Установка на ПС одного трансформатора допускается временно при обеспечении резервирования потребителей.

При напряжении сети 110 кВ:

- не допускать сооружения новых протяженных ВЛ 110 кВ параллельно существующим ВЛ 220 кВ;
- использовать в качестве источников питания сети 110 кВ ПС 220—330/110 кВ, имеющие независимые питающие линии, и шины 110 кВ электростанций;
- обеспечивать двухстороннее питание ПС, присоединенных к одно цепной ВЛ 110 кВ. Длина такой ВЛ, как правило, не должна быть более 120 км, а количество присоединяемых промежуточных ПС — более трех [47]. Присоединение к такой ВЛ двух трансформаторных ПС рекомендуется по схеме «мостик». При одно трансформаторной ПС (первый этап развития двух трансформаторной ПС) присоединение к линии осуществляется по блочной схеме. Допускается присоединение ПС к одноцепной тупиковой ВЛ 110 кВ только на первом этапе

развития сети. При этом резервирование ответственных потребителей должно быть обеспечено по сети вторичного напряжения;

- осуществлять применение двух цепных ВЛ с двухсторонним питанием в системах электроснабжения крупных городов, а также в схемах внешнего электроснабжения потребителей транспортных систем (электрифицированные участки железных дорог, продуктопроводов и т.п.). К таким ВЛ рекомендуется присоединение не более пяти промежуточных ПС, с чередованием ПС по схеме «мостик» и блочной схеме;
- применять двух цепные тупиковые ВЛ в схемах электроснабжения крупных городов, промышленных узлов, промышленных предприятий и т. п. с присоединением к такой ВЛ до двух ПС 110 кВ. При этом потребители первой категории таких ПС должны резервироваться по сети вторичного напряжения. К двум одно цепным тупиковым ВЛ может быть присоединено до трех ПС.

При напряжении сети 35 кВ:

- не допускать сооружения новых протяженных ВЛ 35 кВ параллельно существующим ВЛ 110 кВ и не сооружать новые ВЛ 35 кВ протяженностью свыше 80 км;
- оценивать целесообразность сооружения новых ВЛ 35 кВ в габаритах 110 кВ;
- рассматривать возможность перевода существующих ВЛ 35 кВ на напряжение 110 кВ;
- использовать преимущественно одно цепные ВЛ 35 кВ с питанием от разных ПС 110-220 кВ или разных секций (систем шин) одной ПС.

Трасса ВЛ выбирается по возможности кратчайшей с учетом условий отчуждения земли, вырубки просек, комплексного использования охранной зоны и приближения к дорогам и существующим ВЛ, а также профиля местности.

Протяженность намечаемых ВЛ при отсутствии более точных данных может быть принята на 20—25 % больше воздушной прямой (большее значение относится к территориям с высокой плотностью застройки, развитой сетью дорог и инженерных коммуникаций, интенсивной хозяйственной деятельностью). В районах городской и промышленной застройки, а также в других сложных случаях длину ВЛ следует принимать с учетом конкретных условий.

Вблизи промышленных предприятий трассы ВЛ, как правило, располагаются вне зон действия ветра преобладающего направления от источников загрязнения.

На железобетонных опорах сооружаются двух цепные ВЛ до 220 кВ включительно. При этом анкерные и угловые опоры выполняются из металла. В последние 10-15 лет строительство ВЛ 500 кВ на железобетонных опорах составляло около 40 % общего ввода новых ВЛ. На ВЛ 750—1150 кВ используются металлические опоры. В условиях, когда доставка железобетонных опор на трассу ВЛ затруднена, рекомендуется использовать металлические опоры.

На ВЛ напряжением 35 кВ и выше рекомендуется применять сталеалюминиевые провода. Использование алюминиевых проводов и проводов из алюминиевого сплава обосновывается расчетами. На больших переходах через водные пространства (ущелья) при наличии технической целесообразности в качестве проводов могут применяться стальные канаты.

Срок службы сталеалюминиевых и медных проводов составляет 45 лет, проводов марки АЖ и АН — 25 лет.

В последние годы на ВЛ 6—10—35 кВ получили распространение самонесущие изолированные провода (СИП). Последняя конструкция такого провода - СИП-3. Это одножильный самонесущий провод с защитным покровом. Жила выполнена из алюминиевого сплава высокой прочности или из сталеалюминия.

Рекомендуемая область применения проводов различных марок приведена в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Рекомендуемая область применения проводов различных марок

Область применения	Марка провода	Номинальное сечение, мм ²	Отношение сечений алюминиевой части провода к сечению стального сердечника
Районы с толщиной стенки гололеда до 20 мм	АС АЖ	До 185, 240 и более 120-185	6-6,25 7,71-8,04
Районы с толщиной стенки гололеда более 20 мм	АС	До 95 120-400 500 и более	6,4, 29-4,39 7,71-8,04
На побережье морей, соленых озер, в районах засоленных песков, в промышленных районах, где сталеалюминиевые провода разрушаются	АСК, АСКС, АСКП	120-300	6,11-6,25

Сети сельскохозяйственного назначения напряжением до 10кВ	А Ж	50-240 50-185	-
---	-----	------------------	---

При развитии основных и распределительных сетей должны учитываться требования охраны окружающей среды.

5.2.ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Выбор номинальных напряжений линий электропередачи и ПС производится в проекте по схеме развития электрической сети в целом. При проектировании конкретных объектов; как правило, номинальные напряжения указываются в числе исходных данных в задании на проектирование. Области применения отдельных номинальных напряжений электрических сетей, установленных действующим стандартом, регламентированы по технико-экономическим соображениям [2,3.4,5,6].

Технико-экономическое сравнение по выбору напряжения участка сети должно производиться путем сопоставления вариантов в пределах шкалы, принятой в данной объединенной энергетической системе.

Номинальное напряжение можно приближенно оценить одним из следующих способов:

- по кривым, характеризующим области применения сетей разных номинальных напряжений [3,4,5]. Эти кривые характеризуют границы равной экономичности линий с двумя соседними напряжениями;
- по эмпирическим выражениям, определяющим наиболее выгодное напряжение при соответствующих сочетаниях активной мощности и длины линии[3,4,5];
- по таблицам пропускной способности и дальности передачи линий [3,4,5].

Выбор наиболее выгодного напряжения может быть предварительно произведен по формуле Г.А.Илларионова:

$$U_{ном} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}$$

где L — длина линии, км.;

P — передаваемая мощность, МВт.

Формула дает удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений переменного тока в диапазоне напряжений 35—1150 кВ.

На приведенном ниже графике по формуле Г.А.Илларионова построены кривые, позволяющие найти сочетания длины линии и передаваемой активной мощности при номинальных напряжениях 110, 220 и 500 кВ соответственно.

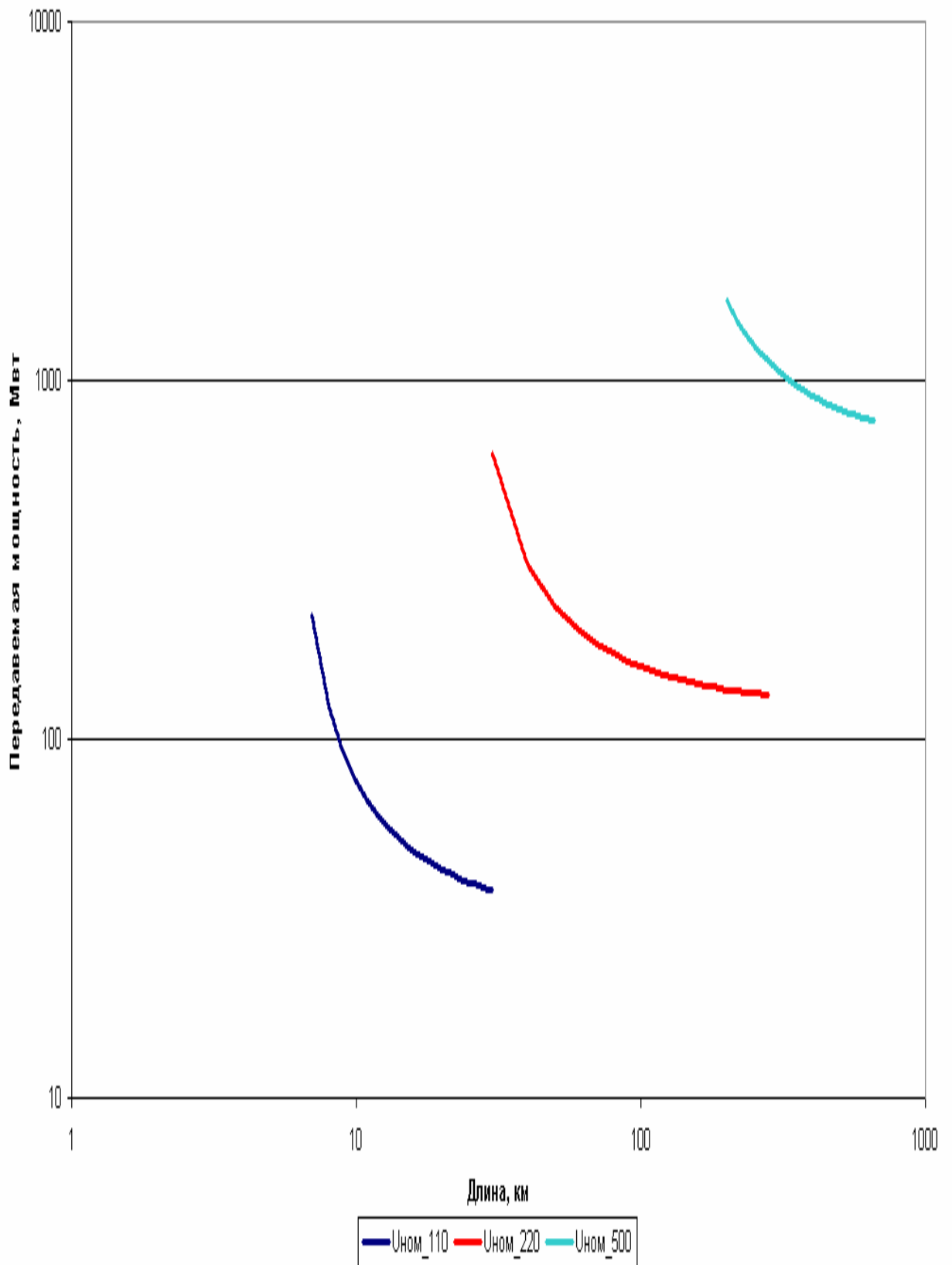


Рис.5.1. Рекомендуемые значения активной мощности и длин линии, полученные по формуле Г.А.Илларионова при номинальных напряжениях 110, 220 и 500 кВ соответственно.

По таблице 5.2. [3] возможно также приближенно оценить номинальное напряжение при заданных значениях мощности и длины линии.

Таблица 5.2 . Пропускная способность электропередачи 110—1150 кВ

Напряжение линии, кВ	Натуральная мощность, МВт, при волновом сопротивлении, Ом			Передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Длина передачи, км
	400	300—314	250—275		
110	30	—	—	25—50	50—150
220	120	160	—	100—200	150—250
330	270	350	—	300—400	200—300
500	600	—	900	700—900	800—1200
750	—	—	2100	1800—2200	1200—2000
1150	—	—	5200	4000—6000	2500—3000

Возможно использование и таблицы 5.3 [3].

Таблица 5.3. Пропускная способность и дальность передачи линий 35—1150 кВ

Напряжение линии, кВ	Сечение провода, мм ²	Передаваемая мощность, МВт		Длина ЛЭП, км	
		Натуральная	При плотности тока 1,1 А/мм ²	Предельная длина при КПД=0,9	Средняя длина между соседними ПС
35	70-150	3	4-10	25	8
110	70-240	30	13-45	80	25
220	240-400	135	90-150	400	100
330	2*240-2*400	360	270-450	700	130
500	3*300-3*500	900	770-1300	1200	280
750	5*300-5*500	2100	1500-2000	2200	300
1150	8*300-8*500	3200	4000-6000	3000	-

5.3. РАЗМЕЩЕНИЕ И СХЕМЫ ПРИСОЕДИНЕНИЯ К СЕТИ ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ

Место размещения ПС выбирается вблизи центра электрических нагрузок, автомобильных дорог и железнодорожных станций для подвоза тяжеловесного оборудования и материалов, населенных пунктов, в которых возможно размещение жилых домов эксплуатационного персонала, существующих инженерных сетей (водопровода, канализации, связи и др.).

ПС должна располагаться, как правило [3,5,7,8]:

- на непригодных для сельскохозяйственного использования землях (расположение на орошаемых, осушенных и пахотных землях допускается)

только в исключительных случаях при наличии технико-экономических обоснований);

- на незаселенной или занятой кустарниками и малоценными насаждениями территории; по возможности вне зон интенсивных природных (морское побережье, засоленная почва и др.) и промышленных загрязнений;
- на незатопляемых местах и участках, не подверженных размывам, оползням, обвалам, осыпям, камнепадам, лавинам и др.;
- на площадках, рельеф которых не требует трудоемких и больших планировочных работ, дорогостоящих оснований и фундаментов зданий и сооружений;
- на безопасном расстоянии от складов взрывчатых и горюче смазочных материалов, нефтепроводов, газопроводов, радиостанций, телевышек, каменных карьеров, разрабатываемых с помощью взрывов, определяемом соответствующими нормами и правилами.

Важным требованием при размещении ПС является обеспечение удобных заходов ВЛ.

Главная схема электрических соединений ПС выбирается на основании схемы развития ЭЭС или схемы электроснабжения района и должна [3,8]:

- обеспечивать требуемую надежность электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников и возможность транзита мощности через ПС в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах;
- учитывать перспективу развития ПС;
- допускать возможность постепенного расширения РУ всех напряжений;
- учитывать требования противоаварийной автоматики;
- обеспечивать возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения смежных присоединений;
- обеспечивать наглядность, простоту, экономичность и автоматичность восстановления питания потребителей в послеаварийной ситуации (осуществляется средствами автоматики без вмешательства персонала).

5.4. ПРИМЕНЕНИЕ СХЕМ ПОДСТАНЦИЙ В СЕТЯХ РАЗЛИЧНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

При проектировании схемы подстанции на стороне высокого напряжения рекомендуется пользоваться следующими рекомендациями [3,7,8], приведенными в табл.5.4.

Таблица 5.4. Схемы подстанций и области их применения

	Наименование схемы	35 кВ	110 кВ	220 кВ	500 кВ	750 кВ
1	Блок (линия - трансформатор) с разъединителем	+	+	+	-	-
2	Блок (линия - трансформатор) с выключателем	+	+	+	-	-
3	Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	-	+	+	-	-
4	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	-	+	+	-	-
5	Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	-	+	-	-	-
6	Мостик с выключателем в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	+	+	+	-	-
7	Мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора	+	+	+	-	-
8	Заход-выход	-	+	+	-	-
9	Четырехугольник	-	+	+	+	+
10	Одна секционированная система шин	+	-	-	-	-
11	Одна секционированная система шин с обходной	-	+	+	-	-
12	Две не секционированные системы шин с обходной	-	+	-	-	-
13	Две секционированные системы шин с обходной	-	+	+	-	-
14	Трансформаторы – шины с присоединением линий через два выключателя (до четырех линий при 330 – 500 кВ и трёх при 750 кВ)	-	-	-	+	+
15	Трансформаторы – шины с полуторным присоединением линий (до шести линий)	-	-	-	+	+
16	Полуторная схема (восемь и более присоединений)	-	-	-	+	+

В [47] также даются рекомендации по использованию типовых схем РУ 35-750 кВ, которые приведены на рис. 5.2.

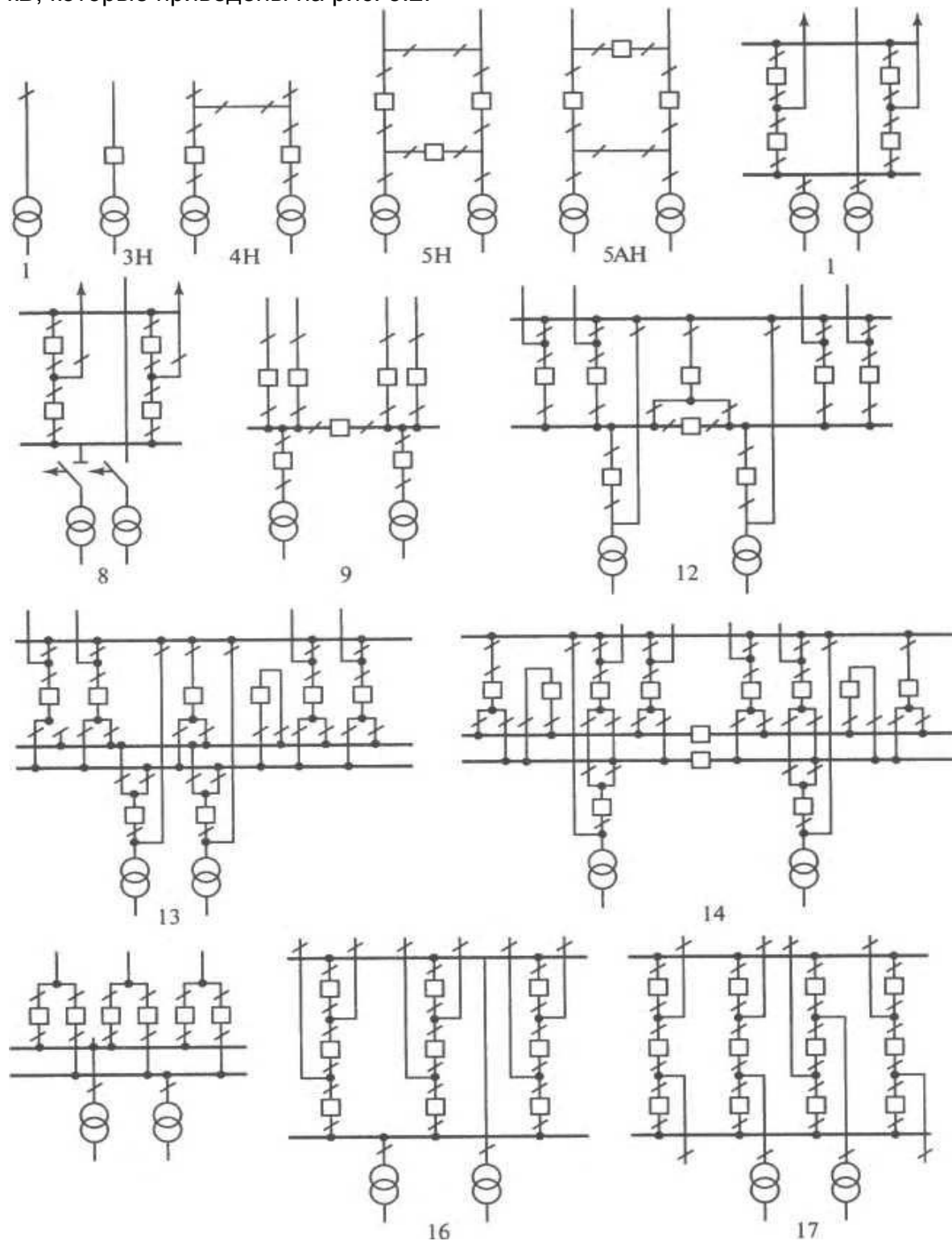


Рис. 5.2. Типовые схемы РУ 35-750 кВ. Цифры соответствуют номерам типовых схем согласно табл. 5.5.

Таблица 5.5. Типовые схемы РУ 35—750 кВ

Номер типовой схемы по рис. 5.2.	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия применения
		Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяемых линий	
1	Блок (линия — трансформатор) с разъединителем	35—330	ВН	1	1. Тупиковые ПС, питаемые линией без ответвлений 2. Охват трансформатора линейной защитой со стороны питающего конца или передача телеотключающего импульса
3Н	Блок (линия — трансформатор) с выключателем	35—220	ВН	1	1. Тупиковые и ответвительные ПС
4Н	Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий	35—220	ВН	2	1. Тупиковые и ответвительные ПС. 2. Недопустимость применения отделителей.
5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной переключкой со стороны линий	35—220	ВН	2	1. Проходные ПС. 2. Мощность трансформаторов до 63 МВ*А
5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переключкой со стороны трансформаторов	35—220	ВН	2	1. Проходные ПС 2. Мощность трансформаторов до 63 МВ*А
7	Четырехугольник	220—750	ВН	2	На напряжении 220 кВ — при мощности трансформаторов 125 МВ*А и более
8	Расширенный четырехугольник	220	ВН	4	1. Отсутствие перспективы увеличения количества линий. 2. Наличие двух ВЛ, не имеющих ОАПВ
9	Одна секционированная система шин	35	ВН, СН, НН	3 и более	—

12	Одна секционированная система шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателями	110—220	ВН, СН	3 и более	Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию
13	Две не секционированные системы шин	110—220	ВН, СН	3—13	При невыполнении условий для применения схемы 12
14	Две секционированные системы шин с обходной	110—220	СН	Более 13	1. При невыполнении условий для применения схемы 12. 2. На 220 кВ при 3-4 трансформаторах по 125 МВ*А и более при общем числе присоединений 12 и более. 3. При необходимости деления сети для снижения токов КЗ
15	Трансформаторы — шины с присоединением линий через два выключателя	330—750	ВН, СН	330-500 кВ - 4; 750 кВ— 3	1. Отсутствие перспективы увеличения количества ВЛ 2. На 330 кВ — при невыполнении условий для применения схемы S
16	Трансформаторы — шины с полупорным присоединением линий	330—750	ВН, СН	5—6	—
17	Полупорная схема	330—750	ВН, СН	6 и более	—

Примечание. Количество присоединений равно количеству линий плюс два трансформатора (за исключением схем 1 и 3Н, предусматривающих установку одного трансформатора).

Ранее широко применявшиеся схемы с отделителями и короткозамкательями следует при реконструкции заменять на схемы с выключателями. Такие схемы в таблице 5.4. имеют индекс Н.

Блочные схемы 1, 3Н являются, как правило, первым этапом двух трансформаторной ПС с конечной схемой «сдвоенный блок без перемычки».

Схема 1 применяется в условиях загрязненной атмосферы, где целесообразна установка минимума коммутационной аппаратуры, или для ПС 330 кВ, питаемых по двум коротким ВЛ. Сдвоенная схема 3Н применяется вместо схемы 4Н в условиях стесненной площадки.

Мастиковые схемы 5, 5Н и 5АН находят широкое применение в сетях 110-220 кВ. На первом этапе в зависимости от схемы сети возможна схема укрупненного блока (два трансформатора и одна ВЛ) либо установка одного трансформатора; в последнем случае количество выключателей определяется необходимостью.

Схема четырехугольников. Схема 7 применяется на напряжении 220 кВ при невозможности использования схем 5Н или 5АН, а на напряжении 330-750 кВ - для всех ПС, присоединенных к сети по двум ВЛ. На первом этапе при одном АТ устанавливается три выключателя.

Схема 8 может применяться для узловых ПС 220 кВ (при трех -четырех ВЛ). При этом присоединение АТ должно осуществляться к более коротким ВЛ, не имеющим ОАПВ. Схема применима также при двух ВЛ и необходимости установки четырех АТ.

Схемы с одной и двумя системами шин. Схема 35-9 используется, как правило, на стороне СН и НН ПС 110-330 кВ.

При рассмотрении области применения схем 12-14 следует руководствоваться «Общими техническими требованиями к подстанциям 330-750 кВ нового поколения» (ОАО «ФСК ЕЭС», 2004 г.), согласно которым для РУ 220 кВ, как правило, применяются одинарные секционированные системы шин. Двойные и обходные системы шин применяются только при специальном обосновании, в частности, в недостаточно надежных и нерезервированных электрических сетях.

Схема 110-12 используется на стороне ВН узловых ПС в сети 110 кВ (как правило, 4ВЛ), схемы П0-12и220-12-на стороне СНПС220(330)/110/ НН кВ и 500/110/НН кВ.

Ограничением для применения схемы 12 и замены ее схемой 13 является присоединение к каждой секции шин ПС более одной радиальной ВЛ. Однако, как следует из п. 4.2, сохранение радиальных ВЛ в течение длительного времени маловероятно. Тем не менее, вне зависимости от типовых рекомендаций, по требованиям эксплуатационных организаций на стороне СН ПС 220 (330, 500) кВ схема 13 находит более широкое применение, чем схема 12.

Схема 14 имеет значительно меньшую область применения, так как с учетом мощности используемых АТ и пропускной способности ВЛ 110-220 кВ количество присоединений на СН 110 и 220 кВ не должно превышать 15, что иллюстрируется приведенными ниже данными:

Напряжение ПС, кВ	Количество и мощность АТ, МВА	Максимальная расчетная нагрузка, МВА	Количество присоединений
220(330)/110/НН	2x200	280	10-12
500/220/НН	2x501	700	5-8

Схемы трансформаторы - шины и с полутора выключателями на присоединение 15-17 применяются для РУ ВН подстанций 330-750 кВ и РУ СН ПС 750/330 и 1150/500 кВ. Схемы 16-17 для напряжений 330-500 кВ применяются, как правило, на стороне СН. При четырех АТ (схемы 15, 16) или числе линий больше шести (схемы 16,17), а также по условиям устойчивости системы проверяется необходимость секционирования шин.

Возможно также использование типовых унифицированных подстанций 110 – 220 кВ [47].

5.5.ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ

В процессе дипломного проектирования возможно также и решение следующих задач:

- Выбор количества и мощности трансформаторов и автотрансформаторов на вновь вводимой подстанции;
- Проверка возможности использования существующих трансформаторов и автотрансформаторов в данное время и в перспективе с учетом роста нагрузок.

Выбор количества трансформаторов (автотрансформаторов) зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанций потребителей и является, таким образом, технико-экономической задачей.

На подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше, как правило, устанавливаются автотрансформаторы, обладающие рядом преимуществ по сравнению с трансформаторами (меньшие масса, стоимость и потери энергии при той же мощности).

В практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов [3,5,7,8].

Применение одно трансформаторных подстанций допускается:

- в качестве первого этапа сооружения двух трансформаторной подстанции при постепенном росте нагрузок. При этом на период работы одного трансформатора должно быть обеспечено резервирование электроснабжения потребителей по сетям вторичного напряжения;
- при дроблении подстанций для питания узла с сосредоточенной нагрузкой и схеме сети низкого напряжения, обеспечивающей резервирование каждой из одно трансформаторных подстанций;
- для питания неответственных потребителей, допускающих перерыв электроснабжения на время, достаточное для замены поврежденного трансформатора (например, насосные станции орошения земель).

Установка на подстанциях более двух трансформаторов (автотрансформаторов) применяется в следующих случаях:

- на подстанциях промышленных предприятий, если необходимо выделить по режиму работы толчковые нагрузки (электропечи и т. п.);
- если по технико-экономическим соображениям целесообразно использование на подстанции двух средних напряжений;
- если для покрытия нагрузки недостаточно предельной мощности двух автотрансформаторов по существующей шкале (например, 250 МВ-А);
- если вариант групп из двух спаренных трехфазных автотрансформаторов имеет технико-экономические преимущества по сравнению с группами из однофазных автотрансформаторов.

В трех последних случаях два автотрансформатора, как правило, подключаются на стороне ВН под общий выключатель.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузке пятого года эксплуатации подстанции, считая с года ввода первого трансформатора.

При отсутствии подробной информации о графиках нагрузки допускается упрощенный выбор трансформаторов, в котором при отсутствии резервирования по

сетям вторичного напряжения мощность каждого из двух установленных трансформаторов выбирается по двум условиям:

по загрузке в нормальном режиме:

$$S_{Тном} \geq \frac{S_{МАХ}}{2} = 0,5 * S_{МАХ} ,$$

по перегрузке в послеаварийном режиме:

$$S_{Тном} \geq \frac{S_{МАХ} * K_{12}}{K_{ПЕР}} ,$$

где $S_{Тном}$ — номинальная мощность трансформаторов; $S_{мах}$ — максимальная нагрузка подстанции в нормальном режиме; $K_{пер}$ — допустимый коэффициент перегрузки трансформаторов в аварийных режимах (по ГОСТ 14209-85).

Согласно стандарту в аварийных случаях трансформаторы допускают в течение не более 5 суток перегрузку в 1,4 номинальной мощности на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки. Поэтому для двух трансформаторной подстанции при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения мощность каждого трансформатора принимается равной $0,7 S_{МАХ}$. При наличии резервирования мощность каждого трансформатора должна быть равной $0,7 S_{АВ}$, но не менее $S_{МАХ}/2$.

Мощность одно трансформаторной подстанции определяется максимальной загрузкой трансформатора в нормальном режиме (до 100 %). При проектировании нескольких взаимно резервируемых одно трансформаторных подстанций мощность трансформаторов на них должна выбираться таким образом, чтобы в послеаварийном режиме с учетом указанной выше перегрузки обеспечивалось резервирование наиболее мощной из подстанций.

При наличии перспективных графиков нагрузки проектируемых подстанций мощность трансформаторов может быть уменьшена за счет учета их допустимой систематической перегрузки [10].

При установке на подстанции одной группы однофазных трансформаторов предусматривается одна резервная фаза.

Увеличение мощности одно трансформаторных подстанций осуществляется, как правило, путем установки второго трансформатора, двух трансформаторных — заменой трансформаторов более мощными.

При выборе автотрансформаторов решаются две специфические задачи:

1. выбор напряжения третичной обмотки (35 или 10 кВ)

2. проверка загрузки общей обмотки.

Выбор напряжения третичной обмотки определяется следующими факторами:

- наличием вблизи площадки подстанции достаточно крупного потребителя, электроснабжение которого целесообразно осуществлять на напряжении 10 кВ;
- необходимостью и целесообразностью установки на подстанции источников реактивной мощности, присоединяемых на напряжении 10 кВ;
- целесообразностью установки на подстанции статических источников реактивной мощности напряжением 35 кВ.

В условиях, когда возможны перетоки мощности из сети СН и ВН в сеть НН, и в случаях присоединения к обмотке НН синхронных компенсаторов или статических источников реактивной мощности требуется проверка загрузки общей обмотки автотрансформатора, которая может быть выполнена по формуле [3,5,10]

$$S_{\text{ОБЩЕЙ}} = \alpha \cdot S_{\text{ВН}} + S_{\text{СН}} \leq \alpha \cdot S_{\text{НОМ}},$$

где $S_{\text{ОБЩЕЙ}}$ — мощность общей обмотки; $S_{\text{ВН}}$ $S_{\text{СН}}$ — соответственно мощности обмотки ВН и СН; $S_{\text{НОМ}}$ — номинальная мощность АТ; $\alpha = (U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}) / U_{\text{ВН}}$ — коэффициент выгоды АТ.

Трансформаторы - (автотрансформаторы) принимаются со встроенным регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Установка отдельных последовательных регулировочных трансформаторов допускается:

- при отсутствии соответствующих трансформаторов (автотрансформаторов) с РПН,
- при питании потребителей от третичных обмоток автотрансформаторов.

При выборе мощности на существующей подстанции необходимо учитывать следующие факторы:

- заполнение суточного графика нагрузки;
- продолжительность максимума нагрузки;
- летние недогрузки трансформаторов;
- зимние температуры воздуха;
- перегрузочные способности трансформаторов в зависимости от систем охлаждения.

При разработке данного вопроса следует обратиться к [10].

5.6. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Критерием для выбора сечения проводников воздушных линий является минимум приведенных затрат. В практике проектирования линий выбор сечения проводников производится не сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям.

В дипломном проекте сечение рекомендуется выбирать по экономическим токовым интервалам каждой марки провода для ВЛ разных напряжений. При этом в зависимости от принципов, закладываемых при унификации опор, зона одних марок проводов расширяется, других — сокращается [3,5,6,9,11].

Сечение проводников, выбранное по нормированным значениям экономических токовых интервалов, далее проверяется:

- на соответствие условиям короны на линии;
- по допустимой длительной токовой нагрузке;
- потерям и отклонениям напряжения;
- по термической стойкости при токах КЗ;
- по допустимому уровню радиопомех.

5.6.1. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДНИКОВ ПО ЭКОНОМИЧЕСКИМ ТОКОВЫМ ИНТЕРВАЛАМ

Суммарное сечение проводников ВЛ принимается по табл. 43.4, 43.5 [3,11] в зависимости от расчетного тока I_p , номинального напряжения, материала опор, числа цепей воздушной линии, района по гололеду и региона страны.

Расчетными для выбора экономического сечения проводов являются:

- для линий основной сети - расчетные длительные потоки мощности;
- для линий распределительной сети — совмещенный максимум нагрузки подстанций, присоединенных к данной линии, при прохождении максимума энергосистемы.

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети.

Значение I_p определяется по выражению

$$I_p = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T,$$

где I_5 — ток линии на пятом году ее эксплуатации; α_i — коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации.

Введение коэффициента α_i учитывает фактор разновременности затрат в технико-экономических расчетах.

Расчетное выражение для α_i имеет вид:

$$\alpha_i = \sqrt{\sum_{t=1}^N \frac{t^2 - t_{t-1}^2}{(1 + E_{НП})^{t-1}}}$$

где $E_{НП}$ — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат, равный 0,08; $i_t = I_t / I_5$ — отношение тока ВЛ t -го года к току пятого года эксплуатации; T — последний год расчетного периода.

Для ВЛ 500—750 кВ продолжительность расчетного периода рекомендуется принимать не менее 10 лет.

Формула для определения α_i используется при наличии информации об изменении нагрузки по годам эксплуатации. При известной нагрузке ВЛ 330—750 кВ только по этапам (первый, пятый, десятый годы эксплуатации) α_i определяется по выражению

$$\alpha_i = \sqrt{0,15 + 0,13 * (i_1 + 0,3)^2 + 0,55 * (i_{10} + 0,07)^2},$$

где i_1 и i_{10} — расчетные токи ВЛ соответственно первого и десятого года эксплуатации, отнесенные к току пятого года.

При пользовании формулой i_{10} принимается не более 2, а для ВЛ 330, 500—750 кВ длиной более 200 и 500 км соответственно — не более 1.

Для ВЛ 110—220 кВ принимается $\alpha_i = 1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

α_T — коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_{\max} и ее значение в максимуме электроэнергетической системы (определяется коэффициентом K_m). Значение принимается равным отношению нагрузки линии в час максимума нагрузки энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линии. Усредненные значения коэффициента α_T принимаются по данным табл. 5.6. [3]:

Таблица 5.6.. Усредненные значения коэффициента α_T для ВЛ 110—750 кВ

Напряжение линии, кВ	Км	Т _{max} , час					
		2000	3000	4000	5000	6000	Более 6000
110-330	1,0	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,3
	0,8	0,8	0,9	1,0	1,2	1,4	1,6
	0,6	1,0	1,1	1,3	1,5	1,8	2,2
500-750	1,0	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1
	0,8	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2	1,4
	0,6	0,8	0,9	1,1	1,4	1,6	1,5

Для линий с максимумом нагрузки летом или в часы снижения нагрузки ЭЭС (при $K \leq 0,5$) значение I_5 соответствует максимальному току ВЛ, а коэффициент α_T принимается по следующим данным:

Таблица 5.7. Усредненные значения α_T

Регион	При $T_{max} \leq 300$ ч	При $T_{max} \leq 3000$ ч
Европейская часть России	0,3	0,4
Сибирь	0,5	0,7
Дальний Восток	0,2	0,3

При пользовании нормированными значениями экономических токовых интервалов необходимо иметь в виду следующее. Приведенные значения относятся только к проектируемым линиям и не являются критерием экономичности нагрузки существующих линий. На таких линиях по сравнению с прокладкой дополнительных линий или заменой проводов большими сечениями допускается плотность тока до 2 А/мм^2 .

При расчетном токе одной цепи, превышающем верхнюю границу использования максимального сечения проводников ВЛ, следует рассматривать варианты усиления сети.

Для линий с промежуточными отборами мощности выбор сечения производится по расчетной нагрузке соответствующего участка. При этом для смежных участков допускается принимать одинаковое сечение (по более протяженному участку), если их нагрузки находятся в соседних экономических интервалах.

Сечение проводов ВЛ на ответвлениях длиной до 2 км, сооружаемых одновременно с основной линией, принимается таким же, как на основной.

При выполнении заходов действующих ВЛ на ПС (электростанции) сечение проводника выбирается по экономическим токовым интервалам. Как правило, выбранное сечение должно быть не меньше, чем на основной линии.

Для ВЛ напряжением 110 и 220 кВ основной сети, сооружаемых на территории крупнейших городов, как правило, рекомендуется применять сечения проводников 240 и 400 мм соответственно.

Для сборных шин электроустановок всех напряжений, сетей временных сооружений со сроком службы 3—5 лет, а также специальных переходов выбор сечения по экономическим токовым интервалам не производится.

Кроме табличной формы существуют и различные варианты графической интерпретации метода экономических интервалов.

В представленных ниже таблицах и графиках показана реализация данного метода [3,11], применяемая в практике проектирования на кафедре ЭСПП и СХ.

Таблица 5.8. Исходные данные для расчета интервалов экономических нагрузок.

Определение интервалов экономических нагрузок Файл Интервалы экономических нагрузок.xls						
Таблица 1.1. Исходные данные						
Провода сталеалюминиевые сечением, мм²						
Тип опор	Опоры стальные одноцепные 1 район по гололеду					
Сечение	АС70/11	АС95/16	АС120/19	АС150/24	АС185/29	АС240/32
Ко табл,руб	14,5	14,8	15,6	16	17,4	18,7
Ко,руб/км	17,4	17,76	18,72	19,2	20,88	22,44
	гАС70/11	гАС95/16	гАС120/19	гАС150/24	гАС185/29	гАС240/32
Ro, Ом/км	0,428	0,306	0,249	0,198	0,162	0,12
Tmax	Км	τ max	α м	Зо',руб/(кВт*ч)	Ен	ал
5000	1	4592	1	0,01275	0,12	0,028
Uном	COS φ	Кзон				
110	0,9	1,2				

Таблица 5.9. Результаты расчета интервалов экономических нагрузок.

Таблица 1.2. Интервалы экономических нагрузок						
Удельные приведенные затраты определяются по формуле						
$Зо=(Ен+ал)*Ко+P^2*Ro*t\ max*3o'/(COS\ f^2*Uном^2)$						
Результата расчета приведенных затрат при изменении P от 2 до 62 Мвт, тыс.руб/км для Uном=110 кВ при COS φ =0,9						
Марка провода/ P, Мвт	АС70/11	АС95/16	АС120/19	АС150/24	АС185/29	АС240/32
2	2,59	2,64	2,78	2,85	3,09	3,32
7	2,70	2,72	2,84	2,90	3,14	3,36
12	2,94	2,89	2,98	3,01	3,23	3,42
17	3,31	3,16	3,20	3,18	3,37	3,53
22	3,81	3,51	3,49	3,41	3,56	3,67
27	4,44	3,96	3,85	3,70	3,80	3,84
32	5,19	4,50	4,29	4,05	4,08	4,06
37	6,08	5,13	4,81	4,46	4,42	4,30
42	7,09	5,85	5,39	4,93	4,80	4,59
47	8,22	6,67	6,06	5,45	5,23	4,90
52	9,49	7,57	6,79	6,04	5,71	5,26
57	10,88	8,57	7,60	6,68	6,23	5,65
62	12,40	9,66	8,49	7,39	6,81	6,08
67	14,05	10,83	9,45	8,15	7,43	6,54
72	15,83	12,10	10,48	8,97	8,11	7,04
77	17,73	13,47	11,59	9,85	8,83	7,57

Рис.1.Интервалы экономических нагрузок одноцепной линии

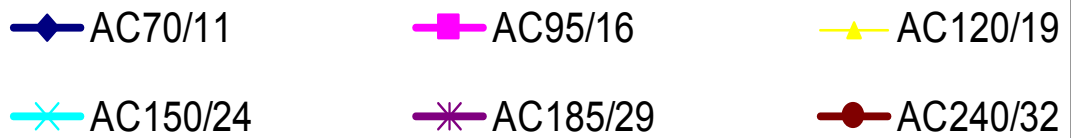
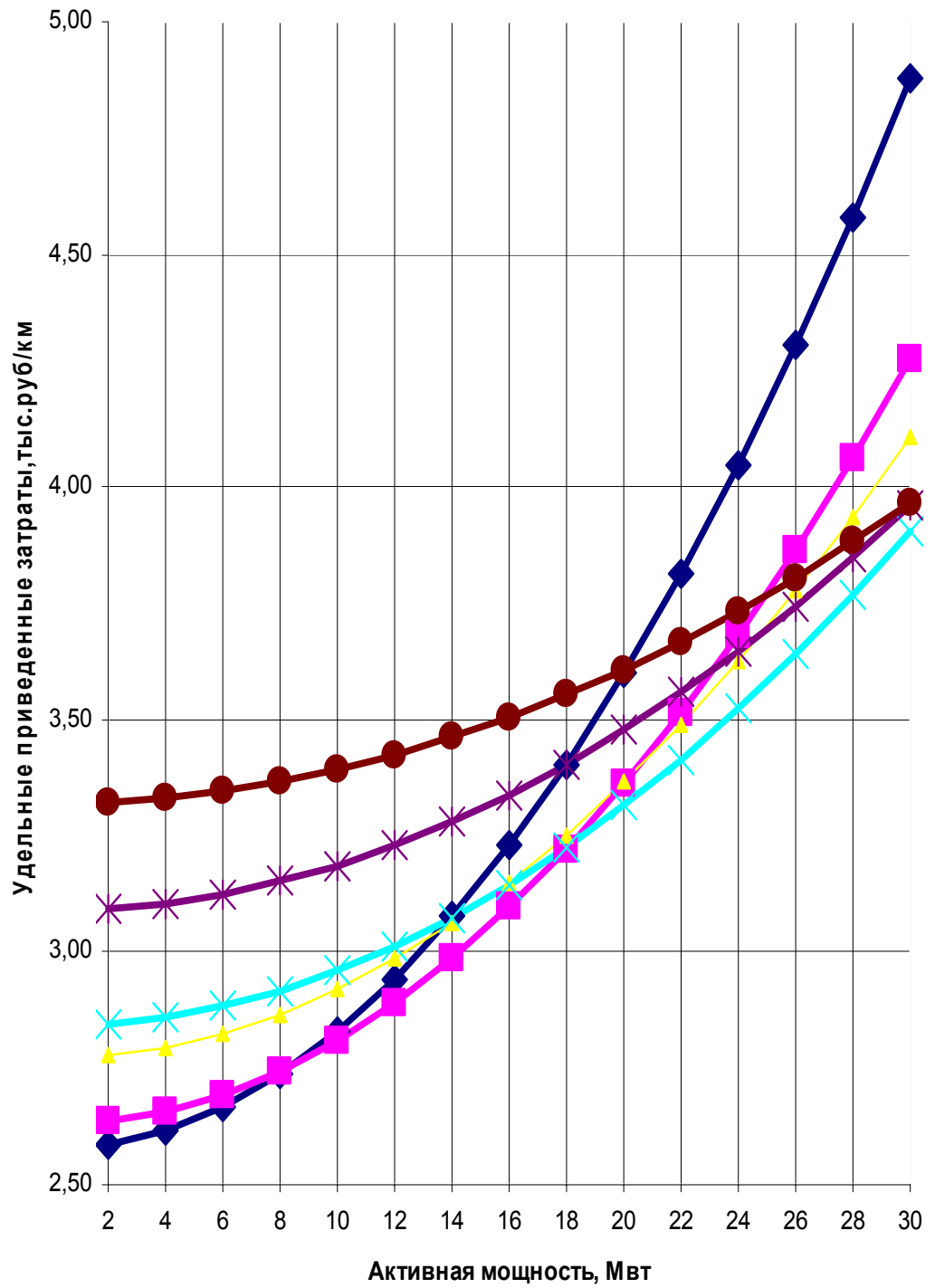


Рис 5.3. Интервалы экономических нагрузок

5.6.2. ПРОВЕРКА ПО УСЛОВИЯМ КОРОНЫ

Проверка по условиям короны проводится для ВЛ напряжением 35 кВ и выше, прокладываемых по трассам с отметками выше 1000 м над уровнем моря [3,12,13]. При более низких отметках проверка по условиям короны и уровню радиопомех не производится, если количество проводников в фазе и их диаметр равны или больше значений, приведенных в табл.5.10.

Таблица 5.10. Минимальные сечения и диаметры проводников по условиям короны

Уном, кВ	Число проводов в фазе, шт.	Диаметр проводника, мм ²	Сечение сталеалюминиевого проводника, мм ²
110	1	11,4	70/11
150	1	15,2	120/19
220	1	21,6	240/39
330	2	21,6	240/39
330	3	17,1	150/24
500	3	24,0	300/39, 300/66
750	4	29,1	400/93
750	5	22,4	240/56

Данные для ВЛ 330 кВ соответствуют расстояниям между проводниками в фазе 400—600 мм. Увеличение числа проводников в фазе и расстояния между ними в фазе сверх указанных значений допускается только при наличии технико-экономических обоснований.

5.6.3. ПРОВЕРКА ПО УСЛОВИЯМ НАГРЕВА В ПОСПЕАВАРИЙНОМ РЕЖИМЕ

Условие проверки по допустимой токовой нагрузке:

$$I_{PH} \leq I_{доп}$$

где I_{PH} - расчетный ток для проверки проводников и кабелей по нагреву, являющийся средней токовой нагрузкой за 0,5 ч (расчетными режимами могут быть нормальные или аварийные режимы, а также периоды ремонтов других элементов сети, возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин и т.п.);

$I_{\text{доп}}$ — допустимый длительный ток нагрузки с учетом поправочных коэффициентов на условия прокладки и температуру окружающей среды[5, 12].

Таблица 5.11. Поправочные коэффициенты на температуру воздуха для неизолированных проводов

Расчетная температура воздуха, °С	Нормируемая температура провода, °С	Поправочные коэффициенты при температуре воздуха, °С											
		-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
25	70	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

5.6.4. ПРОВЕРКА ПО ДОПУСТИМЫМ ПОТЕРЯМ И ОТКЛОНЕНИЯМ НАПРЯЖЕНИЯ

Такой проверке не подлежат линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше, так как повышение уровня напряжения увеличением сечения проводников таких линий по сравнению с применением трансформаторов с РПН или средств компенсации реактивной мощности экономически не оправдывается[3,5]. Проектируемая сеть 6—10—20 кВ подлежит проверке на максимальную потерю напряжения от центра питания до удаленной ПС. Допустимые потери напряжения в сети устанавливаются с учетом расчета сети НН на допустимые отклонения напряжения[14,15]. Увеличение сечения проводников на питающих линиях 6 -10 - 20 кВ по условиям потери напряжения допускается при наличии технико-экономического обоснования по сравнению с применением на отдельных удаленных ПС трансформаторов с РПН. Сеть 6—10 кВ, идущая к приемникам электроэнергии этого напряжения, проверяется на допустимые отклонения напряжения.

Сети напряжением до 1000 В подлежат проверке на допустимые отклонения напряжения у потребителей. Отклонения напряжения для этих сетей являются определяющими при выборе сечения проводников. В расчетах городских сетей до 1000 В допускается исходить из заданной допустимой потери напряжения от шин НН трансформаторной подстанции (ТП) до наиболее удаленного электроприемника, считая ее равной 5—6 %. При этом доля потери напряжения, приходящаяся на внутридомовые

магистрала и групповую сеть квартир, может приниматься в пределах 1—2,5 % в зависимости от этажности жилых домов.

6. РАСЧЕТЫ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

6.1. ЗАДАЧИ РАСЧЕТА И РАСЧЕТНЫЕ РЕЖИМЫ

Расчеты режимов электрических сетей выполняются для определения: [2,3,4,5,6,9,11]

- загрузки элементов сети, соответствия пропускной способности сети ожидаемым потоком мощности;
- сечений проводов и мощностей трансформаторов и автотрансформаторов;
- уровня напряжения в узлах и элементах сети и мероприятий, обеспечивающих поддержание напряжения в допустимых пределах;
- потерь мощности и электроэнергии для оценки экономичности работы сети и эффективности способов снижения потерь;
- уровня токов КЗ, соответствия существующей или намечаемой к установке аппаратуры ожидаемым токам КЗ, мероприятий по ограничению токов КЗ;
- пропускной способности сети по условиям устойчивости;
- интегральных показателей условий работы сети в целом за длительный период (например, год) — передаваемой энергии, средних значений отдельных параметров режима (напряжения в узлах, загрузки трансформаторов, плотности тока в линиях электропередачи и т. п.) или диапазона изменений значения какого-либо параметра для расчетных элементов сети и др.

При анализе ожидаемых в перспективе установившихся режимов следует различать расчетные длительные (регулярные) потоки мощности по сети, которые могут иметь место в нормальных режимах работы энергосистем, и расчетные максимальные (нерегулярные) потоки, определяемые случайными отклонениями от нормальных режимов.

Расчетные длительные потоки мощности (“балансовые” или “режимные”) определяются характером изменений потребления и выработки электроэнергии в разрезе суток и года, имеют достаточно большую длительность (1000 ч и более) и

связаны с передачей электроэнергии, а при реверсивных потоках мощности соответственно с обменом электроэнергией.

Характер изменения потоков активной мощности определяется тремя основными факторами:

- графиками нагрузки отдельных узлов;
- режимами работы генерирующих источников;
- условиями обмена мощностью рассматриваемой энергосистемы с соседними.

В общем случае потоки активной мощности по сети энергосистемы являются сложной функцией всех трех перечисленных факторов. Лишь условно для выбора характерных режимов и их анализа в сложной сети можно выделять отдельные участки, для которых влияние одного фактора будет преобладающим:

- сеть, питающую близкие по режиму потребления узлы;
- линии выдачи мощности электростанций;
- межсистемные связи.

На формирование потоков реактивной мощности кроме факторов, определяющих потоки активной мощности, значительное влияние оказывают потери реактивной мощности в сети и зарядная мощность линий напряжением 220 кВ и выше.

Для выявления наибольших значений расчетных длительных потоков мощности, как правило, достаточно ограничиться рассмотрением следующих характерных режимов:

- **максимальных нагрузок в зимние сутки (обычно 18—19 ч рабочего дня в середине недели последней декады декабря), когда возникают потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии и наиболее полным использованием мощности электростанций;**
- **дневного снижения нагрузки в зимние сутки (12—14 ч), когда возникают потоки мощности, связанные с остановом пиковых электростанций при относительно небольшом снижении нагрузок (10—15%) по сравнению с максимальными нагрузками;**
- **минимальных нагрузок в зимние сутки (1—3 ч ночи), когда возникают потоки мощности, связанные с появлением местных избытков мощности в районе расположения электростанций с недостаточной регулировочной способностью (АЭС, угольные ТЭС и др.) и дефицитов мощности в районах, где расположены глубоко разгружаемые или аккумулирующие электростанции;**

- **максимальных нагрузок летних суток (20—22 ч), когда возникают потоки, связанные с проведением капитальных ремонтов на электростанциях.**

Для получения экономических характеристик работы сети на какой-либо период времени необходимо рассмотрение и следующих режимов:

- режима минимальных нагрузок воскресных и праздничных летних дней, характеризующего условия работы сети при наименьших в течение года нагрузках;
- режимов наиболее полного использования возможности выработки электроэнергии на атомных электростанциях, на отдельных гидроэлектростанциях или каскадах в целом в период паводка;
- режимов повышенного использования тепловых электростанций, сжигающих недефицитные виды топлива с ограничением выработки электроэнергии на топливе, баланс которого складывается напряженно, и т. п.

Для выявления максимальных значений нерегулярных потоков мощности необходимо в первую очередь рассмотреть послеаварийные режимы, возникающие при:

- отключениях наиболее загруженных линий, трансформаторов и автотрансформаторов;
- аварийном выходе в отдельном узле (районе) значительной генерирующей мощности;
- необходимости мобилизации расположенного в данном узле (районе) свободного аварийного резерва для передачи его в другие части системы.

Иногда возникает необходимость в рассмотрении особых режимов, например режима одностороннего включения линии электропередачи для оценки повышений напряжений на отключенном конце линии.

6.2. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ СЕТЕЙ И ЕЕ ПАРАМЕТРЫ

Схема замещения (в общем виде) является упрощенной (приближенной) логической или математической моделью, составляемой так чтобы происходящие в ней процессы или установившийся в ней режим, соответствовали какой либо стороне сложного явления в природе, или в оригинале.

Схемой замещения называют схему электроэнергетической системы или сети, которая эквивалентна данной электрической схеме и адекватно отражает процессы, происходящие в ней. В схеме замещения реальные элементы сети (физические устройства) заменяются идеализированными элементами (активными сопротивлениями, емкостями, индуктивностями, идеальными трансформаторами, задающими токами и мощностями).

Схему замещения можно представить в виде графа состоящего из узлов и соединяющих их ветвей.

Под *узлом* понимается набор соединенных элементов одного класса напряжения, имеющих сопротивление равное нулю либо близкое к нулю, которым для данного вида расчета можно пренебречь.

Ветвью называют участок электрической цепи, соединяющий два последовательно соединенных узла и имеющий ненулевое сопротивление. Ветви могут соединять узлы разных классов.

Линии электропередачи на схеме замещения представлены в виде П-образной схемы с продольным сопротивлением и поперечной проводимостью.

На схеме замещения двух обмоточные трансформаторы представлены в виде Г-образной схемы с продольным сопротивлением и коэффициентом трансформации, а потери холостого хода – шунтом.

Автотрансформаторы и трех обмоточные трансформаторы представлены в виде многолучевой звезды. Центр многолучевой звезды является узлом, а лучи - ветвями.

6.3. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕМЕНТОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

Параметры линий, трансформаторов и компенсирующих устройств рассчитываются по каталожным и паспортным данным [3,5,6,16].

Основные справочные данные находятся также в файле Справочные материалы вариант 2005 -2006 года.xls, располагаемого на сервере ВЦ кафедры ЭСПП и СХ.

Каталожные данные и параметры для линий электропередачи:

- номинальное напряжение;

- длина линии;
- удельное активное сопротивление;
- удельное реактивное сопротивление;
- удельная проводимость линии.

Каталожные данные для трансформаторов:

- номинальная мощность;
- номинальное напряжение обмоток высшего и низшего напряжений (для трех обмоточных трансформаторов и автотрансформаторов высшего, низшего и среднего напряжения);
- активные потери холостого хода;
- ток холостого хода;
- напряжение короткого замыкания (для трех обмоточных трансформаторов и автотрансформаторов напряжение короткого замыкания высокого, низкого и среднего напряжения).

По этим данным можно определить все параметры схемы замещения трансформаторов (сопротивления и проводимости), а также потери мощности в нем.

Каталожные данные для шунтирующих реакторов:

- номинальное напряжение;
- номинальный ток;
- номинальная мощность;
- напряжение КЗ (для шунтирующих реакторов трансформаторного типа);
- потери активной мощности (потери холостого и потери короткого замыкания – для управляемых шунтирующих реакторов);
- диапазон регулирования мощности.

6.4. ФОРМУЛЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

6.4.1. ФОРМУЛЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Активное сопротивление проводов и кабелей определяется материалом токоведущих жил и их сечениями.

Сопротивление одного километра провода, Ом.

$$R_0 = \frac{\rho}{F} = \frac{l}{\gamma * F} = \frac{1000}{\gamma * F}$$

где F - сечение провода, γ - удельная продольная проводимость проводника (См/м), l - длина проводника.

Индуктивное сопротивление одной фазы линии трехфазного тока, отнесенное к одному километру линии, Ом/км.

$$X_0 = 0,1445 * \lg \frac{D_{CP}}{r} + 0,0157.$$

Среднегеометрическое расстояние между проводами одноцепной трехфазной линии:

$$D_{CP} = \sqrt[3]{D_{12} * D_{13} * D_{23}}$$

где D_{12}, D_{13}, D_{23} - расстояния между проводами отдельных фаз.

Емкостная проводимость одной фазы линии трехфазного тока, отнесенная к одному километру линии, См/км.

$$B_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{CP}}{r}} * 10^{-6}$$

Удельные потери мощности на корону в соответствии с определяются по приведенной ниже таблице. При этом к периодам хорошей погоды (для целей расчета потерь на корону) относят погоду с влажностью менее 100 % и гололед; к периодам влажной погоды – дождь, мокрый снег, туман[17].

Таблица 6.1. Удельные потери мощности на корону.

Напряжение ВЛ, тип опоры, число и сечение проводов в фазе	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Потери мощности на корону, кВт/км, при погоде:			
		хорошая	сухой снег	влажная	изморозь
750-5x240	1200	3,9	15,5	55,0	115,0
750-4x600	2400	4,6	17,5	65,0	130,0
500-3x400	1200	2,4	9,1	30,2	79,2
500-8x300	2400	0,1	0,5	1,5	4,5
330-2x400	800	0,8	3,3	11,0	33,5
220ст-1x300	300	0,3	1,5	5,4	16,5
220ст/2-1x300	300	0,6	2,8	10,0	30,7
220жб-1x300	300	0,4	2,0	8,1	24,5
220жб/2-1x300	300	0,8	3,7	13,3	40,9
220-3x500	1500	0,02	0,05	0,27	0,98
154-1x185	185	0,12	0,35	1,20	4,20
154/2-1x185	185	0,17	0,51	1,74	6,12
110ст-1x120	120	0,013	0,04	0,17	0,69
110ст/2-1x120	120	0,015	0,05	0,25	0,93
110жб-1x120	120	0,018	0,06	0,30	1,10
110жб/2-1x120	120	0,020	0,07	0,35	1,21

- Примечания:** 1. Вариант 500-8x300 соответствует линии 500 кВ, построенной в габаритах 1150 кВ, вариант 220-3x500– линии 220 кВ, построенной в габаритах 500 кВ.
2. Варианты 220/2-1x300, 154/2-1x185 и 110/2-1x120 соответствуют двух цепным линиям. Потери во всех случаях приведены в расчете на одну цепь.
3. Индексы «ст» и «жб» обозначают стальные и железобетонные опоры.

Активное сопротивление линии определяется как

$$R = R_0 * L,$$

где R_0 - удельное активное сопротивление линии (**Файл Справочные материалы вариант 2005-2006 учебного года – лист Параметры ВЛ**),

L - длина линии в километрах.

В ряде случаев следует учитывать и влияние температуры окружающей среды на активное сопротивление по формуле

$$R_0 = R_{20} * (1 + 0,004 * (\theta - 20)),$$

Где R_{20} - активное сопротивление кабеля при температуре $\theta = 20$ °С.

Реактивное сопротивление:

$$X = X_0 * L,$$

где X_0 - удельное реактивное сопротивление линии (**Файл Справочные материалы вариант 2005-2006 учебного года лист Параметры ВЛ**), L - длина линии в километрах.

Емкостная проводимость:

$$B = B_0 * L,$$

где B_0 удельная емкостная проводимость линии, определенная по справочным данным (**Файл Справочные материалы вариант 2005-2006 учебного года лист Параметры ВЛ**), либо по формулам, L - длина линии в километрах.

Потери мощности на корону задаются либо в виде постоянной мощности узла, либо в виде активной проводимости в зависимости от поставленной задачи.

В ряде случаев [18,19] целесообразно представление линии в виде: симметричного пассивного четырехполюсника; собственными и взаимными проводимостями.

Коэффициенты A , B , C , D определяются по выражениям

$$A := \cosh(\gamma \cdot L),$$

$$B := Z_B \cdot \sinh(\gamma \cdot L),$$

$$C := \frac{\sinh(\gamma \cdot L)}{Z_B},$$

$$D := A,$$

где коэффициент распространения γ и волновое сопротивление Z_B определяются по выражениям:

$$\gamma := \sqrt{Z_0 \cdot Y_0}$$

$$Z_B := \sqrt{\frac{Z_0}{Y_0}}$$

6.4.2. ФОРМУЛЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Для расчета параметров схемы замещения трансформаторов используются известные выражения, приведенные в таблице 6.2.

Таблица 6.2. Формулы для расчета параметров схемы замещения трансформаторов

Тип трансформатора	Активное сопротивление	Реактивное сопротивление	Коэффициент трансформации
Двух обмоточные трансформаторы	$R_T = \frac{\Delta P_K * U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}$	$Z_T = \frac{u_K \% * U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}^2}$	$K_T = \frac{U_B}{U_H}$
Трех обмоточные трансформаторы	$R_{T.B} = \frac{\Delta P_{K.B} * U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}$	$Z_{T.B} = \frac{u_{K.B} \% * U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}^2}$	$K_{T.B} = \frac{U_B}{U_B}$
Автотрансформаторы	$R_{T.C} = \frac{\Delta P_{K.C} * U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}$	$Z_{T.C} = \frac{u_{K.C} \% * U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}^2}$	$K_{T.C} = \frac{U_B}{U_C}$
	$R_{T.H} = \frac{\Delta P_{K.H} * U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}$	$Z_{T.H} = \frac{u_{K.H} \% * U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}^2}$	$K_{T.H} = \frac{U_B}{U_H}$

Индуктивное сопротивление определяется по выражению:

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2}$$

Реактивное сопротивление средней стороны трансформатора обычно меньше или равно нулю, т.к. $U_{K.C} \leq 0$. Можно также воспользоваться файлом **Справочные материалы вариант 2005-2006 учебного года лист Параметры трансформаторов и АТ.**

6.4.3. ФОРМУЛЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ НАГРУЗКИ

Нагрузка в расчетах представляется в виде постоянной активной и реактивной мощностей, либо в виде статических характеристик нагрузок со следующими коэффициентами

Статическая характеристика 1 для напряжения 110 кВ

$$P(V) = P_{НОМ} * (0,83 - 0,3 * (\frac{V}{V_{НОМ}}) + 0,47 * \frac{V^2}{V_{НОМ}^2})$$

$$Q(V) = Q_{НОМ} * (3,7 - 7 * (\frac{V}{V_{НОМ}}) + 4,3 * \frac{V^2}{V_{НОМ}^2}) \text{ если } 0,815 \leq \frac{V}{V_{НОМ}} \leq 1,2$$

$$Q(V) = Q_{НОМ} * (0,721 + 0,158 * (\frac{V}{V_{НОМ}})) \text{если } \frac{V}{V_{НОМ}} < 0,815$$

$$Q(V) = Q_{НОМ} * 1,49 \text{если } \frac{V}{V_{НОМ}} > 1,2$$

Статическая характеристика 2 для напряжения 35 кВ

$$P(V) = P_{НОМ} * (0,83 - 0,3 * (\frac{V}{V_{НОМ}}) + 0,47 * \frac{V^2}{V_{НОМ}^2})$$

$$Q(V) = Q_{НОМ} * (4,9 - 10,1 * (\frac{V}{V_{НОМ}}) + 6,2 * \frac{V^2}{V_{НОМ}^2}) \text{если } 0,815 \leq \frac{V}{V_{НОМ}} \leq 1,2$$

$$Q(V) = Q_{НОМ} * (0,657 + 0,158 * (\frac{V}{V_{НОМ}})) \text{если } \frac{V}{V_{НОМ}} < 0,815$$

$$Q(V) = Q_{НОМ} * 1,708 \text{если } \frac{V}{V_{НОМ}} > 1,2$$

Коэффициенты для статических характеристик нагрузок, отображающих различные промышленные узлы нагрузки, приведены в [2,3,5]

6.5. ВЫПОЛНЕНИЕ РАСЧЕТОВ РЕЖИМОВ

В зависимости от стоящей перед дипломантом задачи и осуществляется выбор программы, с помощью которой и решается задача расчета режима. Это могут быть и промышленные программы (RASTR, АНАРЭС и прочих), где реализованы алгоритмы расчета нормального режима.

Дипломант должен кратко описать программу, ее возможности, реализуемую математическую модель и в максимальной степени отобразить проведенные расчеты [2,4,6,11,20,21,22,]. Для иллюстрации расчетов следует использовать как возможности самой программы, так и графические и другие средства широко используемых программных продуктов.

Далее в методических указаниях рассматриваются отдельные вопросы, решаемые как в процессе проектирования, так в эксплуатационной практике. Подразумевается, что дипломант знаком с постановкой данного вопроса, методикой его решения. Многие темы повторяются в разных разделах, что сделано для того, чтобы студент реализовал системный подход к решению данного вопроса

7. ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Обеспечение надежности электроснабжения и качества электроэнергии [3,5,7,8,11,14,15,23] осуществляется путем:

- выполнения расчетов режимов работы энергосистем;
- определения максимально допустимых перетоков мощности в сечениях и по линиям электропередачи с учетом допустимой токовой нагрузки;
- определения и задания уровней напряжения в контрольных пунктах;
- управления режимом работы системы и обеспечение согласованных параметров режима работы оборудования;
- выбора параметров настройки устройств противоаварийной автоматики;
- анализа надежности функционирования энергосистемы;
- определения рисков снижения надежности функционирования энергосистемы и разработка мероприятий по их минимизации и устранению;
- разработки мероприятий по обеспечению качества электроэнергии в рассматриваемой схеме;
- рассмотрение и согласование схем электрических сетей в части надежности работы энергосистемы в целом.

8. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

При управлении режимом работы рассматриваемой схемы должны быть обеспечены:

- Соответствие уровней напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей с учетом допустимых эксплуатационных повышений напряжения промышленной частоты на электрооборудовании [13,24,25,26]
- Необходимый запас устойчивости энергосистем [27,28];
- Минимум потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем с учетом соблюдения первых двух условий [29,30];
- Требования к качеству электрической энергии.

Наибольшие рабочие напряжения, определенные ГОСТ, являются длительно допустимыми и определяются условиями работы изоляции электрооборудования [31].

Минимально допустимые напряжения определяются условиями сохранения устойчивости энергосистемы и узлов нагрузки [20,30,32].

Регулирование напряжения должно осуществляться в контрольных пунктах, которые дипломник должен выбрать самостоятельно в зависимости от степени влияния уровня напряжения в этом пункте на устойчивость и потери электроэнергии.

Следует также провести расчеты по оптимизации установившихся режимов по реактивной мощности, по результатам которых выдается рекомендации по изменению коэффициентов трансформации на подстанциях.

Регулирование напряжения должно предусматриваться в первую очередь преимущественно средствами автоматики и телемеханики.

Дипломанту рекомендуется рассмотреть регулирование напряжения путем[26]:

- изменения режима работы генераторов электростанций по реактивной мощности;
- изменения режима работы СТК (ТКРМ) по реактивной мощности;
- изменения режима работы шунтирующих реакторов;
- изменения коэффициентов трансформации автотрансформаторов и трансформаторов;
- изменения перетоков активной мощности по отдельным воздушным линиям и сечениям;
- при неэффективности применяемых мероприятий или отсутствии регулировочного диапазона устройств управления режимом работы энергосистемы по напряжению и реактивной мощности и необходимости снижения напряжения до заданных уровней, может использоваться вывод в резерв не скомпенсированных слабо загруженных линий электропередачи.

Предлагаемые решения должны подтверждаться экономическим обоснованием. Методика подобных расчетов подробно излагается в [2,3,11,33,34,35,36].

9. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО УЛУЧШЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА И ПОВЫШЕНИЮ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Разработка данного раздела включает в себя выполнение следующих разделов[20,21,37]:

- Краткая характеристика схемы электрической сети, основных источников активной и реактивной мощности узлов потребления, а также электрических

связей энергосистемы со смежными энергосистемами и энергетическими объединениями.

- Анализ характерных режимов работы энергосистемы (максимальных, минимальных (ночных, воскресных, летних), паводковых. Использование источников реактивной мощности и средств регулирования для поддержания нормальных эксплуатационных уровней напряжения. Допустимые и фактические уровни напряжения в электрической сети. Мероприятия для улучшения напряжения. Ввод в работу новых синхронных компенсаторов и батарей статических конденсаторов.
- Устранение перегрузки отдельных элементов электрической сети. Мероприятия для повышения равномерности загрузки элементов сети и снятия перегрузки. Размыкание и секционирование электрической сети. Использование поперечного регулирования. Ввод новых линий электропередачи и трансформаторов.
- Мероприятия по снижению потерь активной мощности. Оптимизация потокораспределения в неоднородной замкнутой сети по критерию минимума потерь активной мощности.
- Распределение потоков мощности между сетями различного номинального напряжения. Эксплуатационные ограничения, препятствующие оптимизации режима по уровням напряжения в широком диапазоне. Возможности частичного устранения ограничений и расширение области оптимизации.
- Выводы и рекомендации по ведению режима.

10. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Рекомендуется рассмотреть и проанализировать материалы по следующим разделам[3,21,38,39,40,41],:

- Характеристика потребителей электроэнергии.
- Основные источники реактивной мощности: генераторы, емкости линий, синхронные компенсаторы (СК), батареи конденсаторов, синхронные двигатели.
- Баланс реактивной мощности.
- Использование источников реактивной мощности для поддержания необходимых уровней напряжения в сети.

- Специальные режимы генераторов (использование в режиме СК гидрогенераторов, а также генераторов малоэкономичных тепловых станций в летнее время; использование генераторов в режиме недовозбуждения в часы провала нагрузки и др.).
- Расчеты на ЭВМ установившихся режимов электрических сетей с целью выявления мест установки и оптимальных режимов работы компенсирующих устройств.
- Описание используемой методики расчетов и программы.
- Определение оптимальной степени компенсации реактивной мощности для питающих центров энергосистемы по условию минимума потерь активной мощности.
- Оптимальная степень компенсации для узлов, расположенных вблизи электростанций и удаленных от крупных источников реактивной мощности.
- Эффективность установки компенсирующих устройств сети, у потребителя. Основные мероприятия и рекомендации по компенсации реактивной мощности в электрической сети

11.ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И ОБНОВЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ФОНДОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

При техническом перевооружении и реконструкции выполняются мероприятия, обеспечивающие современные требования к оборудованию в соответствии с [8,12,13], а также новыми нормативно-техническими документами по мере их утверждения.

На современном этапе при задачах по присоединению новых потребителей и повышению надежности необходимо уделять внимание и совершенствованию схем сетей, повышению технико-экономических показателей и обновлению основных фондов.

При выполнении данного раздела необходимо учесть новые требования, предъявляющиеся к рассматриваемому объекту нормативными документами [7,8,12,14,47,48].

Как отмечается во многих работах, и в частности [47], старение основных фондов в электроэнергетике является серьезной проблемой. За последние 10-15 лет объем реновации основных фондов снизился в 5 раз.

Необходимость обновления основных фондов электрических сетей вызывается их физическим и моральным износом.

Амортизационный период, в течение которого за счет ежегодных отчислений на полное восстановление (реновацию) должна быть получена первоначальная стоимость объекта (простое воспроизводство), соответствует усредненным экономически целесообразным срокам службы основных фондов (с учетом морального износа); физические сроки службы объекта могут быть существенно выше.

Амортизационные периоды основных элементов электрических сетей, соответствующие нормам ежегодных отчислений на реновацию, приведены ниже[47]:

Элемент электрической сети	Амортизационный период, лет
Здание с железобетонными и металлическими каркасами со стенами из каменных материалов, блоков и панелей с площадью пола до 5000 м ²	85
Силовое электрооборудование и распределительные устройства	30
ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах	50
ВЛ 35-220 кВ на деревянных опорах	30

Как видно из приведенных данных, амортизационные периоды для ВЛ определяются по объекту в целом исходя из долговечности опор. Стандарт на провода устанавливает срок службы для наиболее употребляемых на ВЛ марок проводов (АС) — 45 лет.

По условиям физического износа ВЛ на железобетонных и стальных опорах до настоящего времени практически не ликвидировались, хотя стальные не оцинкованные опоры под воздействием атмосферных факторов подвергаются коррозии, влияние которой на их механические характеристики возрастает по мере увеличения фактического срока службы линии. Ужесточение норм по ветровым нагрузкам [9] требует дополнительных расчетов для ВЛ.

Для ПС амортизационные периоды определяются отдельно для зданий и для оборудования, что обусловлено значительно более короткими сроками физического износа и морального старения активных основных фондов (оборудования) в сравнении с пассивными (зданиями). Согласно соответствующим стандартам сроки

использования основного оборудования ПС до списания составляют не менее 25 лет. Поэтому для ПС вопрос об износе объекта в целом, как правило, не возникает. Замена оборудования должна осуществляться по мере его износа. На практике необходимость реконструкции ПС часто возникает и по условиям морального износа: необходимость изменения схемы, замены трансформаторов; при этом должно меняться изношенное оборудование.

Сущность *морального износа* состоит в том, что в результате научно-технического прогресса основные фонды технически стареют и становятся экономически все менее эффективными. Различают две формы морального износа:

первая — утрата стоимости существующих объектов из-за роста производительности труда;

вторая — обесценивание основных фондов вследствие появления более совершенного оборудования аналогичного назначения.

Поскольку первая форма не связана со снижением потребительной стоимости сетевых объектов, в условиях ускоряющегося научно-технического прогресса следует считаться только со второй формой морального износа. Экономическим сроком службы оборудования является период, в течение которого целесообразно его эксплуатировать по условиям морального износа. Обесценивающее действие морального износа может быть ослаблено с помощью технического перевооружения и реконструкции основных фондов.

Поскольку целью развития электросетей является обеспечение надежного снабжения потребителей электроэнергией высокого качества при минимальных затратах, морально изношенными объектами следует считать те, которые не удовлетворяют этим требованиям в современных условиях.

Эти объекты подлежат ***техническому перевооружению и реконструкции***, к которым относятся следующие мероприятия и виды работ[47]:

- перевод ПС на более высокое напряжение;
- замена трансформаторов ПС на более мощные;
- развитие РУ действующих ПС для дополнительных присоединений, в том числе с переходом на новую схему электрических соединений;
- замена оборудования ПС новым, соответствующим современному техническому уровню (в том числе замена выключателей в связи с ростом в сети уровня токов КЗ);
- установка на ПС источников реактивной мощности;

- автоматизация и телемеханизация ПС, замена или установка новых устройств РЗ, ПА, диспетчерского и технологического управления;
- перевод линий электропередачи на более высокое номинальное напряжение;
- подвеска второй цепи на существующих опорах линий или дополнительных проводов в фазе;
- замена проводов на новые большего сечения;
- замена дефектных проводов, тросов на новые на участках ВЛ длиной, превышающей 15 % ее общей протяженности (при меньших объемах работы выполняются в процессе капремонта);
- замена дефектных опор ВЛ на новые на участках общей длиной более 15 % протяженности ВЛ, либо при общем количестве заменяемых опор, превышающем 30 % установленных (при меньших объемах работы выполняются в процессе капремонта).

В дипломном проекте проблема технического перевооружения и реконструкции электрических сетей в связи со старением основных фондов и моральным износом может решаться по следующим направлениям:

- повышение пропускной способности участков сети путем перевода ВЛ на повышенное напряжение, замены ряда параллельных линий одной ВЛ более высокого напряжения;
- сокращение количества ступеней напряжения в электрической сети, в т. ч. перевод сетей 6 кВ на 10 кВ, 35 кВ на 110 кВ, ограничение развития сети 220 кВ за счет расширения области применения глубоких вводов 500/110 кВ;
- в условиях застройки трасс ВЛ, в особенности на селитебной территории города, замена воздушных линий на кабельные, а также демонтаж изношенных ВЛ, потерявших свое значение вследствие появления новых шунтирующих связей;
- кольцевание сети всех напряжений с целью обеспечения потребителей двухсторонним питанием;
- установка вторых трансформаторов на одно трансформаторных подстанциях с соответствующим изменением, при необходимости, схемы ПС;
- использование силовых трансформаторов 110 кВ со сниженными потерями;

- установка на ПС регулирующих устройств и источников реактивной мощности для повышения пропускной способности сети и снижения уровня потерь электроэнергии;
- реконструкция схем присоединения ПС с сокращением количества ответвительных ПС (главным образом, за счет ответвлений от одной ВЛ), выполнением заходов линий, необходимым техническим перевооружением распределительных устройств подстанций и т.п.;
- повышение коммутационной способности аппаратов и ограничение уровня токов КЗ;
- оснащение современными средствами РЗА, в т. ч. ПА, а также управления (связь, телемеханика) с учетом изменения схемы сети и научно - технического прогресса в производстве необходимой аппаратуры.

12. УЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

При техническом перевооружении и реконструкции ПС выполняются мероприятия, обеспечивающие современные требования к техническому и коммерческому учету в соответствии с Правилами устройства электроустановок и инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

При ТПВ и РК подстанций в точках коммерческого учета применяют трехфазные трехэлементные счетчики, которые включаются в каждую фазу присоединения.

Счетчики электроэнергии снабжаются числоимпульсным и (или) цифровым интерфейсом для работы в системах АСКУЭ.

Классы точности коммерческих счетчиков активной электроэнергии для различных объектов учета приведены в табл.13.1.

Таблица 13.1

Объект учета электроэнергии	Класс точности
Линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше	0,2
Трансформаторы мощностью 63 МВ-А и более	0,2(0,5)
Линии электропередачи напряжением 35-150 кВ	0,5

Линии электропередачи и вводы напряжением 6-10 кВ с присоединенной мощностью 5 МВт и выше	0,5
Прочие объекты учета	1(2)

Класс точности коммерческих счетчиков реактивной электроэнергии может выбираться на одну ступень ниже соответствующего класса точности коммерческих счетчиков активной электроэнергии.

Классы точности счетчиков технического учета активной электроэнергии для различных объектов учета приведены в табл.13.2.

Таблица 13.2

Объект учета электроэнергии	Класс точности
Линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше	0,5
Трансформаторы мощностью 10 МВ А и более	0,5
Линии электропередачи и вводы напряжением 6-10-35 кВ	1
Прочие объекты учета	2

Класс точности счетчиков технического учета реактивной электроэнергии может выбираться на одну ступень ниже соответствующего класса точности счетчиков технического учета активной электроэнергии.

Класс точности трансформаторов тока и напряжения (ТТ и ТН) для присоединения коммерческих счетчиков электроэнергии класса точности 0,2 принимается не ниже 0,2 (0,2S), для счетчиков класса точности 0,5 и 1 - не ниже 0,5 (0,5S) и для счетчиков класса точности 2 - не ниже 1,0.

Для определения класса точности ТН при нагрузках конкретной подстанции выполняется соответствующий расчет.

Для подстанции напряжением 110-220 кВ со схемами электрических соединений распределительных устройств со сборными шинами при нагрузках ТН, не удовлетворяющих условиям необходимого класса точности, определяется возможность замены действующих устройств РЗА и ПА на устройства с меньшим потреблением по цепям напряжения или установки второго ТН.

Необходимость установки второго ТН обосновывается расчетом.

На реконструируемых ПС 330-750 кВ дополнительно к ТТ в цепях выключателей при соответствующем обосновании устанавливаются ТТ в цепи ВЛ для подключения счетчиков к измерительной обмотке.

Для коммерческого учета активной и реактивной энергии на стороне ВН автотрансформатора при соответствующем обосновании предусматривается дополнительный ТТ.

Система АСКУЭ подстанций напряжением 35 кВ и выше охватывает все точки расчетного и технического учета активной и реактивной электроэнергии с целью получения полного баланса электроэнергии на объекте, включая балансы по уровням напряжения в соответствии с основными положениями по созданию системы АСКУЭ.

Исходной информацией для системы АСКУЭ являются данные, получаемые от счетчиков электрической энергии.

Сбор, обработка, хранение и выдача информации об электроэнергии на объектах осуществляется с помощью метрологических аттестованных, защищенных от несанкционированного доступа и сертифицированных для коммерческих расчетов устройств сбора и передачи данных.

Система АСКУЭ является автономной подсистемой АСУ ТП ПС и связывается с ней по линиям межмашинного обмена: процессор устройства сбора и передачи данных АСКУЭ - локально-вычислительная сеть АСУ ТП.

Информация от электросчетчиков поступает в АСКУЭ ПС в виде количества импульсов, пропорциональных величине электроэнергии или (и) в виде стандартного последовательного цифрового интерфейса RS-485.

В случае использования индукционных электросчетчиков в системе АСКУЭ последние доукомплектовываются специальными платами с датчиками импульсов.

13. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ И СИСТЕМ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

При выполнении дипломного проекта рекомендуется использовать методы проектирования, широко используемые на практике. Теория методов проектирования излагается, например в [42,43].

Многие алгоритмы и методы, используемые в проектной практике, изучаются и реализуются в процессе непрерывной компьютерной подготовки студентов специальности Электроэнергетические системы и сети. В различных курсах изучаются

также и различные программы, которые следует широко использовать при выполнении описанных выше разделов.

Рекомендуется также широко использовать и промышленные программы, применяемые в энергосистеме в различных областях.

14. ОФОРМЛЕНИЕ И ЗАЩИТА ПРОЕКТА.

При оформлении проекта следует руководствоваться рекомендациями, изложенными в [44,45,46]. В данном случае акцентируется внимание лишь на ключевых моментах. Здесь, и далее, будет применяться термин ВКР (выпускная квалификационная работа), подразумевающая и ДП, ДР и ДПНИУ [46].

14.1. ОБЩИЕ ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ ПРОЕКТА.

Общими требованиями к содержанию пояснительной записки (ПЗ) являются:

- четкость, грамотность и логическая последовательность изложения материала;
- краткость и точность формулировок;
- убедительность аргументации;
- конкретность изложения результатов.

ВКР включает текстовую (расчетно-пояснительная записка) и графическую (чертежи, схемы, рисунки и др.) части.

Текст ПЗ должен соответствовать общепринятым правилам оформления текстовых документов [45].

ПЗ может быть написана чернилами (пастой) от руки или выполнена с использованием принтера на одной стороне листа белой бумаги через полтора интервала.

Графическая часть также должна соответствовать требованиям действующих стандартов и выполняться либо от руки, либо с использованием принтера или других графических средств.

Кафедрой рекомендуется следующая последовательность расположения структурных элементов ПЗ:

- титульный лист (приложение 1);
- задание по подготовке ВКР (приложение 2);
- аннотация к ВКР;
- оглавление;
- основная часть;
- заключение;
- список использованных источников информации;
- приложения.

Подробные требования к каждому разделу изложены в [46], и кроме того, изучаются в курсе Технология проектирования.

14.2. ЗАЩИТА ПРОЕКТА.

Заключительный этап подготовки ВКР включает в себя:

- проставление студентом личной подписи на всех материалах ВКР;
- подписание соответствующих разделов консультантами;
- подписание проекта руководителем;
- оформления руководителем отзыва;
- утверждение заведующим кафедрой;
- направление на рецензию;
- формирование по дням списка на защиту;
- подготовка к защите.

Защита ВКР является публичной, в специально оборудованных аудиториях или помещениях, в торжественно деловой обстановке. На защите могут присутствовать все желающие.

Не останавливаясь на всех этапах защиты, которые детально изложены в [46] и о которых студентам расскажут в процессе подготовки, основное внимание далее уделено докладу.

Доклад студента рекомендуется строить по следующей схеме:

- название работы;
- краткий анализ состояния вопроса и постановка задачи;
- основные положения ВКР по реализации поставленных задач, результаты расчетов и их анализ;
- общие выводы.

В докладе следует отразить все разделы проекта, поясняя их соответствующими графическими материалами.

Доклад должен быть конкретным, четким и ясным в понимании.

После доклада студент отвечает на задаваемые вопросы. На них следует отвечать кратко, но суть вопроса должна быть раскрыта полностью. Далее зачитываются отзыв руководителя и рецензия. Если в рецензии имеются замечания, то студент вправе согласиться с ними, либо дать убедительные возражения по сути сделанных замечаний.

Решение об оценке знаний, умений и навыков, показанных в процессе защиты, принимается членами ГАК на закрытом заседании открытым голосованием простым большинством голосов.

Результаты голосования объявляются в тот же день после оформления протоколов.

При определении оценки защиты ВКР принимается во внимание качество выполненной работы, представленных материалов и качество ответов студента.

Решение о присвоении выпускнику квалификации инженера по специальности Электроэнергетические системы и сети и выдаче диплома государственного образца о высшем профессиональном образовании ГАК принимает при положительном результате.

Выпускнику, проявившему особые успехи в обучении и научных исследованиях, прошедшему итоговую государственную аттестацию только с отличными оценками и имеющему оценки “отлично” не менее чем по 75% всех дисциплин, вносимых в приложение к диплому, а по всем остальным дисциплинам, вносимым в это приложение, - оценки “хорошо”, решением ГАК выдается диплом с отличием.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1) ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ СТАНДАРТ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ. Направление подготовки дипломированного специалиста 650900 Электроэнергетика. Москва, 2000 г.
- 2) Электрические системы. Электрические сети: Учебник для электроэнергетических специальностей вузов. Под ред. В.А. Строева. 1998 год.
- 3) Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общей редакцией профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.-9-е изд.- М.: Издательство МЭИ, 2004. -964 с.
- 4) Идельчик В.И. Электрические системы и сети.: Учебник для вузов.- М.: Энергоатомиздат, 1989.
- 5) Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ В.В.Ершевич, А.Н.Зейлигер, Г.А.Илларионов и др.; Под ред. С.С.Рокотяна и И.М.Шапиро.- 3-е изд. перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 1985.-322 с.
- 6) Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: Учеб. пособие для студентов электроэнергетических спец. вузов, 2-е изд., перер. и доп. /В.М.Блок и др.: Под ред. В.М.Блок. -М.: Высш. шк., 1990.- 383 с.: ил.
- 7) СО 153-34.47.36-2003 Рекомендации по технологическому проектированию ВЛ 35 и выше. Утверждены приказом Минэнерго РФ №288 от 30 июня 2003 г.
- 8) СО 153-34.47.37-2003 Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Утверждены приказом Минэнерго РФ №288 от 30 июня 2003 г.
- 9) Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие.- Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002.-248 с.
- 10) ГОСТ 14209-97.(МЭК 354-91) РУКОВОДСТВО ПО НАГРУЗКЕ СИЛОВЫХ МАСЛЯНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.LOADING GUIDE FOR OIL-IMMERSED POWER TRANSFORMERS.*Дата введения 2002.01.01*
- 11) Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях: Учебное пособие для электроэнергетических специальностей вузов. Под ред. В.А. Строева. 1999 год.
- 12) Правила устройства электроустановок.7-е изд.М.,2002.

- 13) Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.
- 14) Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 1. Контроль качества электрической энергии. – М., 2000.
- 15) Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 2. Анализ качества электрической энергии. – М., 2002.
- 16) Электротехнический справочник: В 4 т. Т2. Электротехнические изделия и устройства/ Под общей редакцией профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.-9-е изд.- М.: Издательство МЭИ, 2004. -964 с.
- 17) Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005 г. № 21
- 18) Электрические системы. т. 3. Передача энергии переменным переменного и постоянного тока. Учебн. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1985 постоянным током высокого напряжения. Под ред. В.А.Веникова. Учебн. пособие для энергет. вузов. М.: Высш. школа, 1972. – 368 с.
- 19) Веников В.А., Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи. – 272 с.
- 20) Применение цифровых вычислительных машин в электроэнергетике: Учебное пособие для вузов/О.В.Щербачев, А.Н.Зейлигер, К.П.Кадомская и др.- Л.: Энергия. Ленингр.отд-е, 1980.- 240 с., ил.
- 21) Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. - М.: Энергоатомиздат, 1988.- 288 с.: ил.
- 22) А.В.Липес, С.К.Окуловский. Расчеты установившихся режимов электрических систем на ЦВМ: Учебное пособие. -Свердловск: изд. УПИ, 1986.- 88 с.
- 23) Надежность систем электроснабжения. Зорин В.В., Тисленко В.В. и др.- К. Вища школа. 1984.-199 с.
- 24) ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;
- 25) Пелисье Рене Энергетические системы/Пер. с франц.(Предисл. и ком. В.А.Веникова)- М.: Высш. школа, 1982. – 568 с.

- 26) Положения о взаимоотношениях ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в области управления режимами ЕЭС от 17.03.04 г.
- 27) Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.
- 28) Окин А.А. Противоаварийная автоматика энергосистем. М.Изд-во МЭИ, 1995.
- 29) Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. Руководство для практических расчетов. -М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.: ил.
- 30) Потери электроэнергии в электрических сетях / В.Э.Воротницкий, Ю.С.Железко, В.Н.Казанцев и др.; Под ред. В.Н.Казанцева.- М.:Энергоатомиздат,1983.-368 с., ил.
- 31) ГОСТ 1516.3 -96. Межгосударственный стандарт. Электрооборудование переменного тока на напряжение от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции. М: Издательство стандартов, 1998.
- 32) Ю.Э.Гуревич, А.А.Окин, Э.А.Хачатрян. Устойчивость эксплуатируемых энергосистем и ее обеспечение. Статическая устойчивость. Учебное пособие. М.1994 г.
- 33) Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (2-я редакция). Официальное издание.— М.: Экономика, 2000.
- 34) Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами). Официальное издание. Книга 1. Методические особенности оценки эффективности проектов в электроэнергетике. — М.. Научный центр прикладных исследований (НЦПИ), 1999.
- 35) Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами). Официальное издание. Книга 3. Практические примеры расчета эффективности инвестиционных проектов ГЭС и ЛЭП. — М.: Научный центр прикладных исследований (НЦПИ), 1999.
- 36) Бальжинов А.В., Михеева Е.В. Методические указания по выполнению экономической части дипломного проекта для студентов специальностей 100400 и 100200. – У-Удэ, 2005.
- 37) Холмский В.Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей (специальные вопросы). Учеб. пособие для вузов. М., Высш. школа, 1975.

- 38) Методы оптимизации режимов энергосистем/ Под ред. В.М. Горнштейна.- –М.: Энергоиздат, 1981.
- 39) Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах. –М .: Энергоиздат, 1981.
- 40) Баркан Я.Д. Автоматизация режимов по напряжению и реактивной мощности. М., 1984.- 160 с.
- 41) Кочкин В.И., Нечаев О.П. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС. – 248 с.:ил.
- 42) Джонс Дж. К. Методы проектирования. Пер. с англ.- 2-е изд.- М.: Мир,1986. – 326.
- 43) Автоматизация проектирования электротехнических систем и устройств: Учеб. пособие/ Д.А.Аветисян. – М.: Высш. Шк., 2005. – 511 с.
- 44) Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 1. Общие вопросы. Электротехнические материалы. / Под общей редакцией профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.-9-е изд.- М.: Издательство МЭИ, 2004. -964 с.
- 45) Иринчеев А.А.Технология проектирования: Курс лекций по дисц. “Основы проектирования”/. ВСГТУ. Улан-Удэ.2001 .
- 46) Положение об итоговой государственной аттестации выпускников ВСГТУ. №П.473.1210.06.7.01 – 2005.
- 47) Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Д.Л.Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005 – 320 с. ил.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ФОРМА ЗАДАНИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ ВКР

Министерство образования Российской Федерации
Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования

ВОСТОЧНО-СИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Электротехнический факультет

Кафедра: Электроснабжение промышленных предприятий и сельского хозяйства

Утверждаю
Зав.каф. ЭСПиСХ
к.т.н., доцент В.В. Данеев

« _____ » _____ 200__ г.

Задание

На дипломное проектирование студенту специальности «Электроэнергетические системы и сети» **641-1** группы **Убинину Виталию Николаевичу**

1. Тема проекта:

Разработка схемы внешнего электроснабжения южного варианта нефтепровода

2. Исходные данные к проекту:

1. Карта рассматриваемого района с нанесенными линиями электропередачи и подстанциями.
2. Принципиальная схема существующей сети с параметрами ЛЭП, трансформаторов и другого оборудования.
3. Сведения о перспективах развития сети на 5, 10 и 15 лет.
4. Результаты контрольных замеров за предыдущие года.
5. Уровни напряжения в контрольных точках питающей сети рассматриваемого района, а также законы регулирования напряжения в источниках питания.
6. Информация о мощностях КЗ в питающей сети.
7. Виды защит и автоматики, используемые в данной сети.

3. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень обязательных вопросов, подлежащих разработке):

Введение.

1. Постановка задачи.
2. Анализ существующей структуры питающих сетей данного района, формирование структуры проекта и варианты его реализации.
3. Определение параметров схемы замещения рассматриваемых вариантов.
4. Расчеты режимов.
5. Регулирование напряжения.
6. Экономическая эффективность рассматриваемых вариантов проекта.
7. Мероприятия по снижению потерь мощности и энергии.
8. Расчет токов КЗ в рассматриваемой электрической сети.
9. Выбор и проверка электрооборудования подстанций сети.
10. Проектирование защит и устройств автоматики элементов электрической сети.

- 11 Охрана окружающей среды.
- 12 Безопасность жизнедеятельности.
- 13 _____
- 14 _____

Заключение.

4.1 Перечень обязательного объема графического материала:

1. Карта-схема электрической сети района.
2. Принципиальные схемы рассматриваемых вариантов
3. Схема замещения и результаты расчета режимов рассматриваемых вариантов.
4. Релейная защита и автоматика .
5. Принципиальная схема электрических соединений, план и разрез подстанции.

4.2. Перечень листов вариативного графического материала:

1. _____
2. _____ Общ
й объем графической части не менее - 7 листов.

5. Консультанты по проекту

Разделы	Должность	Ф.И.О.	Подпись
Релейная защита и автоматика			
Экономическая часть			
Безопасность жизнедеятельности			
Обеспечение жизнедеятельности в чрезвычайных ситуациях			
Нормоконтроль			

6. Дата выдачи задания « _____ » _____ 200__ г.

7. Срок сдачи студентом законченного проекта « _____ » _____ 200__ г..

Руководитель проекта _____

Ф.И.О., подпись

Задание принял к исполнению « _____ » _____ 200__ г. _____
(дата и подпись студента)

Примечания: 1. Задание прилагается к дипломному проекту и вместе с ним представляется в ГАК.

2. Кроме задания студент должен получить у руководителя календарный график работы над проектом.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ФОРМА ТИТУЛЬНОГО ЛИСТА ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ К ВКР

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ

Государственное образовательное учреждение высшего профессионального
образования

«Восточно-Сибирский государственный технологический университет»
Факультет Электротехнический

Кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий и сельского
хозяйства»

Допущен к защите:
Заведующий кафедрой
_____ к.т.н., доц. Данеев В.В.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

(У.610.01.0.Э6. .05)

на тему: РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВНЕШНЕГОЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ЮЖНОГО ВАРИАНТА НЕФТЕПРОВОДА.

Исполнитель: студент очной формы обучения

Убинин Виталий Николаевич _____

Руководитель работы: _____ к.т.н., доц. Баташов А. И.

Консультанты:

Релейная защита _____ к.т.н., доц. Данеев В.В.

Безопасность жизнедеятельности _____ и.о. доц. Алексеев Р.П.

Обеспечение жизнедеятельности в
чрезвычайных ситуациях _____ и.о. доц. Алексеев Р.П.

Экономическая часть _____ к.э.н., ст. преп. Бальжинов А.В.

Нормоконтроль _____ асс. Чередов

Э.Н.

Рецензент _____

г.Улан-Удэ, 2005

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ПРИМЕР АННОТАЦИИ ВКР

АННОТАЦИЯ

УБИНИН В.Н. РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЮЖНОГО ВАРИАНТА НЕФТЕПРОВОДА.

Выпускная квалификационная работа (дипломный проект). МФ ВСГТУ, 2004. 110 с., 34 рис., 21 табл., 34 источника, 3 прил., 7 л. чертежей ф. А1.

Рассматривался участок от п. Баянгол до г. Петровск-Забайкальский, проходящий по территории Республики Бурятия. Всего на рассматриваемом участке нефтепровода располагаются 3 нефтеперекачивающие станции и три станции защиты нефтепровода. На каждой НПС устанавливается 3 насосных установки – две рабочие и одна резервная. В качестве электропривода используются асинхронные двигатели мощностью 3100÷3300 кВт на напряжении 10 кВ с коэффициентом мощности 0,9. Основное внимание было уделено питанию НПС-5.

Анализ существующей схемы показал следующее. НПС-5 расположена вблизи магистральной одноцепной ВЛ-220 кВ Гусиноозерская ГРЭС-ПС Петровск-Забайкальский. Линия имеет двухстороннее питание.

Предложено два варианта электроснабжения НПС-5:

- вариант на напряжении 110 кВ от ПС Мухор-Шибирь с установкой на ней второго автотрансформатора мощностью 63 МВА, сооружением двух одноцепных ВЛ-110 кВ протяженностью по 30 км до НПС-5 и ПС 110/10 на НПС-5;
- вариант на напряжении 220 кВ с сооружением на НПС-5 ПС 220/10 кВ подключаемую к ВЛ-220 кВ Гусиноозерская ГРЭС - Мухор-Шибирь-Петровск-Забайкальский заходом на одноцепных опорах.

Были выполнены все необходимые расчеты для обеих вариантов. Расчеты режимов выполнялись по программе RASTR. На основе технико-экономического расчета рекомендован вариант на напряжение 220 кВ.

Для данного варианта были выполнены расчеты релейной защиты и автоматики.

Пояснительная записка содержит все необходимые разделы и части, в графической части содержится информация, иллюстрирующая предлагаемые решения.

(Подпись выпускника Убина В.Н. и дата составления)

Подписано в печать 15.12.2005 г.
Формат 60x84 1/8. Усл.п.л. 9,5. Электронный вариант.
Заказ №312

Издательство ВСГТУ. г. Улан-Удэ, ул. Ключевская, 40в
Отпечатано в типографии ВСГТУ. г. Улан-Удэ, ул. Ключевская, 42

© ВСГТУ