

НЕФТЕЮГАНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ КОЛЛЕДЖ
(филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования «Югорский государственный университет»

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ
КУРСОВОГО ПРОЕКТА**

МДК 03.01. Внешнее электроснабжение промышленных и гражданских зданий
ПМ.03 Организация и выполнение работ по монтажу и наладке электрических сетей

специальность

08.02.09 Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования промышленных и
гражданских зданий

Нефтеюганск

2021

РАССМОТРЕНО

Предметной (цикловой)

Комиссией СТД

Протокол № 4 от 17.12.2020

Председатель ПЦК

 И.А. Шарипова

УТВЕРЖДЕНО

заседанием методсовета

Протокол № 3 от 21.01.2021

Председатель методсовета

 Н.И. Савватеева

СОГЛАСОВАНО

Зам. директора по УВР

 О.В.Гарбар

Организация -разработчик:

Нефтеюганский индустриальный колледж
(филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ»

Составитель:

Е.А. Королькова - преподаватель НИК (филиала)
ФГБОУ ВО «ЮГУ»

Содержание

	стр.
Пояснительная записка	4
I. Общие положения.....	5
1.1 Цель курсового проекта.....	5
1.2 Организация руководства курсового проекта.....	5
1.3 Тематика курсовых проектов.....	6
II. Содержание курсового проекта.....	7
2.1 Содержание пояснительной записки	7
2.2 Содержание разделов курсового проекта	7
III. Оформление пояснительной записки	24
3.1 Состав пояснительной записки	24
3.2 Общие требования к тексту пояснительной записки	24
IV. Защита курсового проекта	31
V. Оформление графической части.....	33
5.1 Состав графической части	33
5.2 Общие положения	34
Рекомендуемая литература для написания курсового проекта	35
Приложение А Пример оформления обложки на курсовой проект	36
Приложение Б Пример оформления титульного листа на курсовой проект	37
Приложение В Пример оформления задания на курсовой проект.....	38
Приложение Д. Пример оформления разделительного лист	40
Приложение Е. Расчетные данные для ВЛ со сталеалюминиевыми проводами.....	41
Приложение Ж. Расчетные данные для трансформаторов.....	42
Приложение З. Типовые схемы.....	50
Приложение И. Допустимый длительный ток для неизолированных проводов по ГОСТ 839-80.....	54

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Методические указания по выполнению курсового проекта (далее Методические указания) составлены в соответствии с ФГОС СПО по специальности 08.02.09 Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования промышленных и гражданских зданий и в соответствии с рабочей программой профессионального модуля ПМ.03 Организация и выполнение работ по монтажу и наладке электрических сетей.

Методические указания содержат общие положения, сведения по структуре и содержанию курсового проекта, требования к его оформлению, сведения для руководителя проекта, указания по подготовке и защите проекта, критерии оценки, примерную тематику работ. Предназначены для обучающихся очной и заочной форм обучения среднего профессионального образования.

Курсовой проект является самостоятельной, творческой работой обучающихся и выполняется на основе знаний и умений, полученных при освоении профессионального модуля. Работа над курсовым проектом способствует решению следующих задач:

- систематизация, закрепление и расширение теоретических знаний, полученных в процессе обучения;
- привитие навыков самостоятельной работы по подбору литературы, работы с каталогами, изучение научной литературы, периодических изданий, справочных и статистических источников по интересующей проблеме;
- умение самостоятельно систематизировать и излагать знания, полученные в процессе изучения литературы, делать обоснованные выводы;
- привитие навыков научно-исследовательской работы, умение критически оценивать различные пути решения изучаемой темы, использование анализа и самостоятельных выводов по решению проблемы.

В результате выполнения курсового проекта обучающимся должен быть разработан наиболее совершенный и экономичный вариант электрической сети с учетом перспективного развития нагрузок, обеспечивающий бесперебойность электроснабжения потребителей электроэнергией требуемого качества, удобство и безопасность эксплуатации оборудования сети, гибкость схемы.

При выполнении учебного проекта предусматривается рассмотрение следующих вопросов:

- Определение мощности нагрузок;
- Выбор схем электрических сетей;
- Расчет потокораспределения;
- Выбор номинальных напряжений на участках сети;
- Выбор и проверка сечений проводников;
- Выбор трансформаторов;
- Расчет потерь мощности и потерь электроэнергии;
- Составление баланса активной и реактивной мощностей;

Написание курсового проекта – это подготовительная ступень к написанию выпускной квалификационной работы, а также важные формы самостоятельной работы, и одновременно, проверки знаний обучающихся.

Курсовой проект должен быть выполнен обучающимся строго в соответствии со сроком, установленным учебным планом.

Основной целью методических указаний является оказание методической помощи обучающимся в написании, оформлении и защите курсового проекта. Это поможет внести планомерность в работу обучающихся и позволит стимулировать творческий подход к разработке темы курсового проекта с максимальным проявлением инициативы в рамках четко определенных общих требований к содержанию и объему всех разделов работы, методики их выполнения, к оформлению пояснительной записки графической части работы.

I ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Цели курсового проектирования

Подготовка курсового проекта направлена на освоение обучающимися особенностей применения приобретенного в рамках освоения профессионального модуля практического опыта, умений и знаний в решении комплексных задач, связанных с его сферой профессиональной деятельности.

Выполнение обучающимися курсового проекта проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений по общепрофессиональным и специальным дисциплинам;
- углубления теоретических знаний в соответствии с заданной темой;
- формирования умений применять теоретические знания при решении поставленных вопросов;
- формирования умений использовать справочную, нормативную и правовую документацию;
- развития творческой инициативы, самостоятельности, ответственности и организованности.

Обучающийся должен обладать общими и профессиональными компетенциями, соответствующими виду деятельности: Организация и выполнение работ по монтажу и наладке электрических сетей.

ОК 1. Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес.

ОК 2. Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество.

ОК 3. Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность.

ОК 4. Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития.

ОК 5. Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности.

ОК 6. Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями.

ОК 7. Брать на себя ответственность за работу членов команды (подчиненных), за результат выполнения заданий.

ОК 8. Самостоятельно определять задачи профессионального и личностного развития, заниматься самообразованием, осознанно планировать повышение квалификации.

ОК 9. Ориентироваться в условиях частой смены технологий в профессиональной деятельности.

ПК 3.1. Организовывать и производить монтаж воздушных и кабельных линий с соблюдением технологической последовательности.

ПК 3.2. Организовывать и производить наладку и испытания устройств воздушных и кабельных линий.

ПК 3.3. Участвовать в проектировании электрических сетей.

1.2 Организация руководства курсовым проектом

В соответствии с учебным планом курсовой проект выполняется на 4 курсе. Обучающимся очной и заочной форм обучения перед прохождением практики по профилю специальности предлагается перечень тем для курсового проектирования.

После выбора места практики и темы проекта обучающийся должен получить консультацию и задание у руководителя проекта относительно содержания, порядка сбора материала, необходимой литературы и т.д.

За время практики обучающийся должен собрать полноценный фактический материал по теме проекта.

Рекомендуется следующий общий порядок выполнения проекта:

1. Подбор необходимого фактического материала и изучение рекомендуемой литературы по теме с конспектированием отдельных положений, составлением списка использованных первоисточников.

2. Выполнение расчетно-пояснительной части проекта в последовательности, указанной в задании руководителем проекта.

3. Оформление расчетно-пояснительной записки и графической части проекта.

Над проектом обучающийся должен работать систематически, самостоятельно, изучая лекции, техническую литературу и промысловый материал.

При подготовке проекта обучающийся обязан неоднократно проконсультироваться по всем вопросам, представить работу в черновом варианте.

После внесения соответствующих исправлений, проект, по решению руководителя, выполняется в чистовом варианте и представляется на окончательную проверку. Если проект удовлетворяет предъявляемым к нему требованиям, он допускается к защите.

1.3 Тематика курсовых проектов

Тематика курсовых проектов должна соответствовать содержанию междисциплинарного курса МДК.03.01. Внешнее электроснабжение.

Примерные темы курсовых проектов

1. Электроснабжение района электрических сетей №1, БЭО-1 (Юганский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
2. Электроснабжение района электрических сетей №2, БЭО-1 (Юганский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
3. Электроснабжение района электрических сетей №3, БЭО-1 (Юганский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
4. Электроснабжение района электрических сетей №4, БЭО-1 (Юганский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
5. Электроснабжение района электрических сетей №5, БЭО-1 (Юганский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
6. Электроснабжение района электрических сетей №1, БЭО-2 (Пойковский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
7. Электроснабжение района электрических сетей №2, БЭО-2 (Пойковский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
8. Электроснабжение района электрических сетей №3, БЭО-2 (Пойковский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
9. Электроснабжение района электрических сетей №3МБ, БЭО-2 (Пойковский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
10. Электроснабжение района электрических сетей №4, БЭО-2 (Пойковский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
11. Электроснабжение района электрических сетей №5, БЭО-2 (Пойковский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».

12. Электроснабжение района электрических сетей №1, БЭО-3 (Мамонтовский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
13. Электроснабжение района электрических сетей №2, БЭО-3 (Мамонтовский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
14. Электроснабжение района электрических сетей №3, БЭО-3 (Мамонтовский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
15. Электроснабжение района электрических сетей №4, БЭО-3 (Мамонтовский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
16. Электроснабжение района электрических сетей №5, БЭО-3 (Мамонтовский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
17. Электроснабжение района электрических сетей №1, БЭО-4 (Майский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
18. Электроснабжение района электрических сетей №2, БЭО-4 (Майский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
19. Электроснабжение района электрических сетей №3, БЭО-4 (Майский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
20. Электроснабжение района электрических сетей №4, БЭО-4 (Майский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
21. Электроснабжение района электрических сетей №5, БЭО-4 (Майский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
22. Электроснабжение района электрических сетей №1, БЭО-5 (Приобский регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
23. Электроснабжение района электрических сетей №1, БЭО-5 (Приобский регион, правый берег) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
24. Электроснабжение района электрических сетей №2, БЭО-5 (Приобский регион, правый берег) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
25. Электроснабжение района электрических сетей №3, БЭО-5 (Приобский регион, правый берег) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
26. Электроснабжение района электрических сетей №1, БЭО-6 (Приобский регион, левый берег) ООО «РН-Юганскнефтегаз».
27. Электроснабжение района электрических сетей №2, БЭО-6 (Приобский регион, левый берег) ООО «РН-Юганскнефтегаз».

II. СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

2.1 Содержание пояснительной записки

Разделы курсового проекта:

Введение

I. Расчетная часть курсовой работы

1.1 Определение мощности нагрузок

1.2 Выбор схемы электроснабжения

1.3 Предварительный расчет потокораспределения

1.4 Выбор номинального напряжения на участках цепи

1.5 Выбор сечения проводников

1.6 Выбор трансформатора

1.7 Расчет потерь мощности и потерь электроэнергии

1.8 Составление баланса мощностей электрической цепи

1.9 Расчет компенсатора реактивной мощности

Заключение

2.2 Содержание разделов курсового проекта

Введение и заключение не выделяются номером раздела, но названия выносятся самостоятельным заголовком на разделительном листе, как и названия разделов.

Примерное содержание пояснительной записки следующее:

Введение

Обосновывается актуальность и практическая значимость выбранной темы, методы ее решения, значение для данного оборудования. Формулируются цель и задачи.

I. Расчетная часть курсовой работы

1.1 Определение мощности нагрузок

В задании на проектирование информация о нагрузках задается в виде активной мощности, соответствующей режиму максимальной нагрузки, коэффициент мощности и число часов использования максимума нагрузки.

Учитывая, что при проектировании электрические расчеты для намеченных вариантов схем электрических сетей (см. «Выбор схем электрических сетей») производятся для режима наибольших нагрузок, следует вычислить для каждой нагрузки такие параметры как, реактивную (Q_{\max}) и полную (S_{\max}) мощности режима максимальных нагрузок.

Пример. Определение составляющих мощностей.

Для приведенного примера задания можно определить все составляющие мощности нагрузки (генерации) по выражениям:

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = \frac{45}{0.789} = 57,03 \text{ МВА,}$$
$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = \sqrt{57,03^2 - 45^2} = 35 \text{ Мвар.}$$

Пример расчета приведен только для первой подстанции, для остальных результатов расчета помещены в таблицу 1.

Таблица 1. Нагрузки подстанций

№ подстанции	1	2	3	4
Q, Мвар	35	15	15	10
\dot{S} , МВА	45+j35	25+j15	30+j15	15+j10

1.2 Выбор схемы электроснабжения

Схемы электроснабжения потребителей зависят от удаленности источников энергии, общей схемы электроснабжения данного района, территориального размещения потребителей и их мощности, требований, предъявляемых к надежности, и т.п.

Выбор схемы электрической сети производится одновременно с выбором напряжения на перспективу 5-10 лет и заключается в определении размещения подстанций, связей между ними и предварительной разработке принципиальных схем подстанций.

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечивать необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество электроэнергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации, возможность дальнейшего развития сети и подключения к ней новых потребителей. Кроме того, схема должна быть достаточно простой в управлении и обеспечивать

возможность проведения плановых ремонтов оборудования электрических станций, подстанций и линий электропередачи без ограничения потребителей энергии. Конфигурация сети определяется взаимным расположением элементов, составляющих сеть (электрических станций, подстанций, распределительных пунктов, линий электропередачи). При построении схемы сети необходимо учитывать требования по электроснабжению потребителей различной категории надежности.

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, при котором для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов сети (по радиальному, замкнутому и смешанному типам) и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший. При этом нецелесообразно рассматривать варианты, имеющие радиальные участки с перетоком мощности в сторону источника питания.

Составление наиболее целесообразных вариантов схемы является практически сложной задачей, решение которой существенно зависит от искусства проектировщика, т.е. его инженерного опыта и интуиции.

Схема сети в значительной степени влияет и на схемы районных подстанций, т.е. и на стоимость оборудования и на затраты, по которым выполняется экономическое сопоставление вариантов сети. Следовательно, для каждого варианта схемы сети нужно наметить и схемы подстанций, подключенных к сети.

При выборе схемы подстанции следует учитывать число присоединений, требования надежности электроснабжения потребителей и обеспечения пропускания через подстанцию перетоков мощности по межсистемным и магистральным линиям, перспективы развития нагрузок. Схемы подстанций должны предусматривать возможность их постепенного расширения и учитывать требования необходимой релейной защиты и автоматики. Число и вид коммутационных аппаратов следует выбирать так, чтобы был возможен поочередный ремонт отдельных элементов подстанции без отключения соседних присоединений. Необходимо стремиться к максимальному упрощению схемы подстанции. Прежде всего, следует избегать применения большого числа выключателей на стороне высшего напряжения подстанции, так как их стоимость весьма высока.

В соответствии с [5] главная схема электрических соединений подстанции выбирается с использованием типовых схем РУ 35-750 кВ. Нетиповая главная схема может применяться только при наличии технико-экономических обоснований. Обычно нетиповые схемы применяются при реконструкции действующих подстанций.

Рекомендации по применению типовых схем РУ 35-750 кВ даны в справочнике [3].

В курсовом проекте выбор схемы подстанций осуществляется без подробного обоснования.

Пример. Схема проектируемой сети.

Для приведенного задания примем к рассмотрению смешанную сеть, вид которой изображен на рис. 1. Для данной конфигурации сети в дальнейшем будут рассматриваться все примеры расчетов курсового проекта.

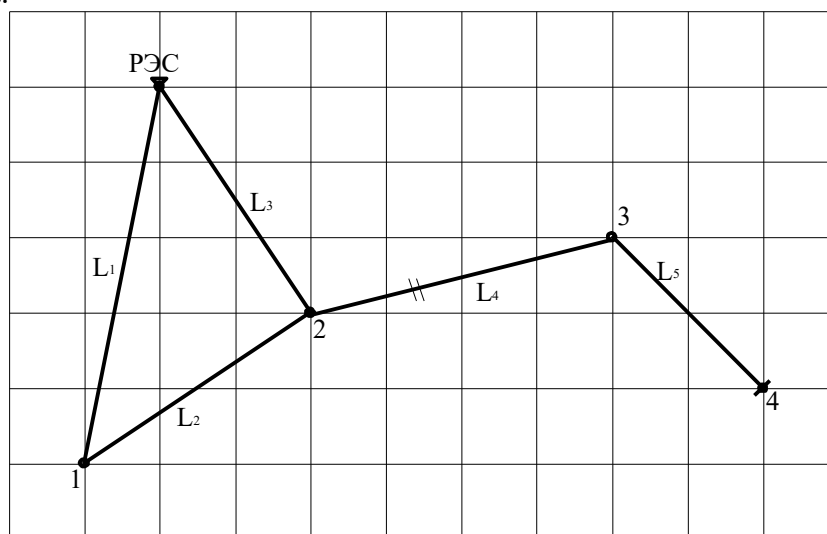


Рисунок 1. Смешанная сеть

1.2 Предварительный расчет потокораспределения

Для определения номинальных напряжений сети и сечений проводов участков сети, номинальных мощностей трансформаторов подстанций, проверки выбранного оборудования нужно приближенно оценить потокораспределение в сети. Приближенный расчет потокораспределения в каждом из намеченных вариантов выполняется при следующих допущениях:

-Расчеты ведутся не по действительным рабочим напряжениям в узлах сети, а по номинальному напряжению (при этом не учитываются потери мощности в элементах сети и зарядные мощности линий);

-Замкнутые участки сети предполагаются выполненными однородными линиями, что позволяет находить потокораспределение в сети по длинам линий;

-Непрямолинейность трасс линий учитывается коэффициентом непрямолинейности;

-Распределение нагрузки между трансформаторами двухтрансформаторных подстанций принимается одинаковым, хотя секционные (шиносоединительные) выключатели на стороне НН этих подстанций предполагаются в нормальном режиме отключенными.

На участках разомкнутой сети потокораспределение находится путем применения первого закона Кирхгофа для каждого узла схемы. При этом расчет целесообразно начинать с наиболее удаленного участка.

В замкнутой сети (сети с двусторонним питанием) для головных участков потокораспределение находится с помощью формулы правила моментов, которая при условии однородности линии имеет вид:

$$\dot{S}_\Gamma = \frac{\sum_{i=1}^m \dot{S}_i L_{ij}}{\sum_{n=1}^t L_n}, \quad (1)$$

где: \dot{S}_Γ – полная мощность, протекающая по головному участку сети;

\dot{S}_i – полная мощность подстанций;

L_{ij} – расстояние от i -ой подстанции до противоположного (от рассматриваемого головного участка) источника питания сети;

L_n – длина n -го участка сети;

m – количество нагрузок;

t – количество линий, связывающих источники питания.

На остальных участках сети потокораспределение определяется по первому закону Кирхгофа. В результате этого расчета становится известной точка потокораздела.

Для уменьшения вероятности неверного определения потокораспределения рекомендуется мощности на обоих головных участках сети определять по правилу моментов и проводить следующую проверку:

$$\dot{S}_{\Gamma 1} + \dot{S}_{\Gamma 2} = \sum_{i=1}^n \dot{S}_i. \quad (2)$$

Приближенное распределение мощностей в каждом варианте сети необходимо рассчитывать для нормального и послеаварийных режимов максимальных нагрузок..

Расчетные схемы режима максимальных нагрузок являются исходными для определения сечений проводов, выбора трансформаторов и другого оборудования сети, а схемы послеаварийных режимов служат для проверки принятых сечений по нагреву, определения наибольших потерь

напряжения, проверки нагрузочной способности трансформаторов. При рассмотрении послеаварийных режимов наложение аварий не рассматривается.

Пример. Предварительный расчет потокораспределения

Для проведения расчета, прежде всего по заданному плану расположения источников и потребителей и масштабу определяются длины линий, проектируемой сети. Для рассматриваемого примера длины линий приведены в таблице 2.

Таблица 2. Длины линий

№ линии	1	2	3	4	5
План, см	5,5	4	4	4	3
Реально, км	110	80	80	80	60

Для случая смешанной сети расчет потокораспределения рекомендуется начинать с разомкнутых участков и определения эквивалентной нагрузки для узлов от которых эти линии отходят. Для рассматриваемой схемы такими линиями являются линии L4 и L5. Потоки мощности в этих линиях могут быть определены по первому закону Кирхгофа. При наличии источников питания с заданной мощностью их можно рассматривать как нагрузку с отрицательным знаком. С учетом всего сказанного:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{л5} &= \dot{S}_4 = 15 + j10 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{л4} &= \dot{S}_3 - \dot{S}_{л5} = 15 + j5 \text{ МВА};\end{aligned}$$

Эквивалентная мощность нагрузки второго узла в этом случае определяется из выражения:

$$\dot{S}_{2Э} = \dot{S}_2 + \dot{S}_{л4} = 40 + j20 \text{ МВА};$$

С учетом эквивалентирования расчетная схема примет вид, представленный на рис 2.

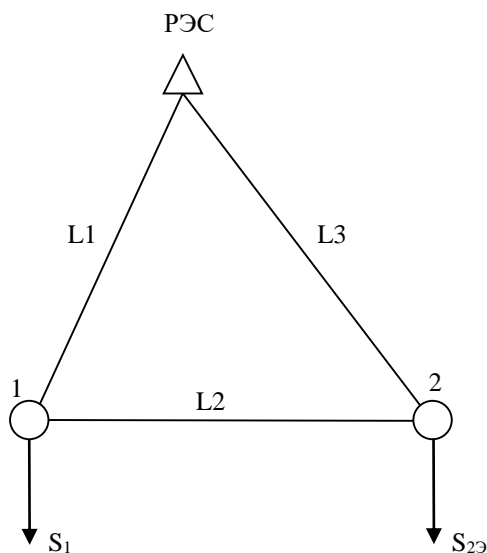


Рисунок 2. Расчетная схема сети с учетом эквивалентирования.

Потокораспределения для кольцевого участка сети определяется по правилу моментов (головные участки) и первому закону Кирхгофа. Выражения для определения потоков мощностей для головных участков данной схемы (линии L1 и L3) будут иметь следующий вид:

$$\dot{S}_{n1} = \frac{\dot{S}_1 \cdot (I_2 + I_3) + \dot{S}_{23} \cdot I_3}{I_1 + I_2 + I_3} = \frac{(45 + j35) \cdot 160 + (40 + j20) \cdot 80}{110 + 80 + 80} = 38,5 + j26,67 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{n3} = \frac{\dot{S}_{23} \cdot (I_2 + I_1) + \dot{S}_1 \cdot I_1}{I_1 + I_2 + I_3} = \frac{(40 + j20) \cdot 190 + (45 + j35) \cdot 110}{270} = 46,5 + j28,33 \text{ МВА}.$$

Для того чтобы исключить возможность ошибочного расчета потоков мощности на головных участках необходимо сделать проверку исходя из условия, что мощность, выдаваемая в сеть источником питания должна быть равна суммарной мощности потребления. Для рассматриваемой схемы это условие будет иметь следующий вид:

$$\dot{S}_{n1} + \dot{S}_{n3} = \dot{S}_1 + \dot{S}_{23};$$

$$(38,5 + j26,67) + (46,5 + j28,33) = (40 + j20) + (45 + j35) = 85 + j55 \text{ МВА}.$$

Переток мощности, по второй линии, исходя из первого закона Кирхгофа и заданного направления определится из выражения:

$$\dot{S}_{n2} = \dot{S}_{n3} - \dot{S}_{23} = (46,5 + j28,33) - (40 + j20) = 6,5 + j8,33 \text{ МВА}.$$

Результаты расчета потоков распределения целесообразно оформлять в виде расчетных схем с указанием на них численных значений мощностей потребителей, а также направлений и величин мощностей на каждом участке сети (рис.3).

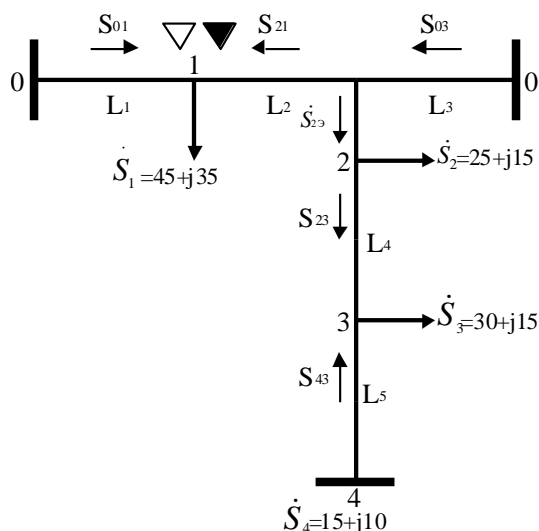


Рисунок 3. Распределение потоков мощностей в нормальном режиме

Рассмотрим теперь возможные послеаварийные режимы. Результаты этих расчетов будут использоваться ниже при выборе сечений проводников. Следует заметить, что при отключении любой линии в кольце перетоки мощности по линиям 4 и 5 не изменяются. Перетоки по линиям, образующим кольцо, будут изменяться при отключении любой линии в кольце и отключении линий 4 или 5.

Обрыв любой линии в кольце приводит к возникновению разомкнутой сети, следовательно, мощности определяются по первому закону Кирхгофа. Результаты расчета приведены ниже.

1) Обрыв линии 1.

$$\dot{S}_{n2} = \dot{S}_1 = 45 + j35 \text{ МВА}.$$

$$\dot{S}_{n3} = \dot{S}_1 + \dot{S}_{23} = 85 + j55 \text{ МВА}.$$

2) Обрыв линии 3.

$$\dot{S}_{n2} = \dot{S}_{23} = 40 + j20 \text{ МВА}.$$

$$\dot{S}_{n1} = \dot{S}_1 + \dot{S}_{23} = 85 + j55 \text{ МВА}.$$

- 3) Обрыв линии L₅.
 $\dot{S}_{л4} = \dot{S}_3 = 30 + j15 \text{ МВА}$.

При обрыве линии 5 расчет мощностей в кольце не рассмотрен, так как для линий, образующих кольцо, этот режим получается "легче", чем при обрыве линий 1 или 3.

Обрыв линии 2 и одной цепи линии 4 не рассматриваются как заведомо более "легкие" режимы.

1.3 Выбор номинального напряжений на участках сети

Напряжение сети зависит от мощности нагрузок и их удаленности от источника питания. Выбор напряжения сети определяется, главным образом, экономическими факторами. С ростом номинального напряжения сети увеличиваются капитальные затраты на ее сооружение, но за счет снижения потерь энергии уменьшаются годовые эксплуатационные расходы.

Предварительный выбор напряжения сети может быть произведен на основе опыта проектирования и эксплуатации электрических сетей. Для ориентировки при выборе рабочего напряжения ЛЭП можно воспользоваться либо областями применения электрических сетей разных номинальных напряжений, либо данными о пропускной способности и дальности передачи линий, либо эмпирическими формулами:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}}, \quad (3)$$

$$U = 16\sqrt[4]{PL} \quad (4)$$

где L - длина линии, км;

P - передаваемая по линии мощность, МВт.

Формула (3) дает удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений от 35 до 1150 кВ.

Кольцевые участки сети проектируются, как правило, на одно номинальное напряжение во избежание увеличения потерь энергии за счет уравнивающих токов.

Критериями приемлемости намеченных номинальных напряжений участков сети могут служить сечения сталеалюминиевых проводов и наибольшие потери напряжения в нормальных и послеаварийных режимах работы линий. Для линий 35 кВ обычно используют провода сечением 35-150 мм², линий 110 кВ - 70-240 мм²; линий 150 кВ - 120-300 мм²; линий 220 кВ - 240-400 мм².

Превышение указанных сечений или превышение наибольших потерь напряжения свыше допустимых 10-15 % свидетельствует о заниженном номинальном напряжении. Если же сечения проводов, определенные по экономической плотности тока, оказываются меньше указанных значений, а наибольшие потери напряжения не превышают 2-3 %, то это свидетельствует о завышении номинального напряжения сети.

Пример. Выбор номинальных напряжений.

Определим экономическое напряжение для линий по формуле (3). Так для линии 1

$$U_{\text{эк,л1}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{110} + \frac{2500}{38,5}}} = 120 \text{ кВ.}$$

Для остальных линий расчет сведем в таблицу.

Таблица 3. Выбор номинальных напряжений

Линия	L,(км)	S,(МВА)	S	U _{эк} ,(кВ)	U _{ст} ,(кВ)
L ₁	110	38,5+j26,67	46,8	120	220

L ₂	80	6,5+j8,33	10,56	50,6	220
L ₃	80	46,5+j28,33	54,45	129	220
L ₄	80	15+j5	15,8	54,3	110
L ₅	60	15+j10	18,03	75,6	110

Так как для линий, образующих кольцо, рекомендуется применять одинаковый класс напряжения, то для линий 1, 2, 3 выбирается напряжение 220 кВ, а для линий 4, 5, - 110 кВ.

1.4 Выбор сечения проводников

Выбор сечений проводников проектируемой сети производится с учетом экономических характеристик, условий нагрева в нормальном и послеаварийных режимах, допустимых потерь напряжения в нормальных и послеаварийных режимах, механической прочности (проводов ВЛЭП), образования короны, термической устойчивости к токам короткого замыкания (ТКЗ).

Из всех, полученных по этим условиям значений, выбирается наибольшее сечение.

Вопросы механической прочности проводов воздушных линий и их устойчивости при коротких замыканиях рассматриваются в специальных курсах и при учебном проектировании электрической сети их, как правило, не рассматривают.

Сечения проводов должны быть выбраны таким образом, чтобы они соответствовали наименьшим приведенным затратам, т.е. оптимальному соотношению между капитальными затратами на сооружение линий сети и расходами на ее эксплуатацию, в существенной степени определяемыми потерями энергии. Применительно к районным сетям напряжением 35-220 кВ эта задача решается упрощенно и сечение проводов подсчитывают по экономической плотности тока. Согласно [4] экономическая плотность тока выбирается в зависимости от материала проводника, конструктивного выполнения ЛЭП и времени использования максимальной нагрузки (T_{max}).

Экономическое сечение рассчитывают по формуле:

$$F_э = \frac{I_p}{j_э} \quad (5)$$

в которой I_p - расчетный ток нормального режима в линии при наибольших нагрузках (А), а $j_э$ - экономическая плотность тока (А/мм²). Величина тока определяется из выражения:

$$I = \frac{S^2}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n} = \frac{P^2 + Q^2}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n} \quad (6)$$

где P, Q, S- активная, реактивная, и полная мощности на участке сети в режиме наибольших нагрузок; n - количество параллельных цепей на участке сети.

Сечение, полученное по формуле (5), округляется до ближайшего стандартного, которое и проверяется по указанным выше условиям.

Проверка проводов по нагреву длительным током производится для наиболее тяжелых послеаварийных режимов работы линий (отключение одной цепи двухцепной линии, одного из питающих пунктов сети с двухсторонним питанием), путем сравнения тока этих режимов на каждом участке сети (I_p) с допустимым для соответствующей марки провода ($I_{доп}$). Провод не перегревается, если $I_p < I_{доп}$. Если на каком-либо участке сети $I_p > I_{доп}$, то необходимо увеличить сечение провода. Величины допустимых токов приведены в [4].

Для напряжения выше 110 кВ необходимо произвести проверку на корону, так как ее появление вызывает дополнительные потери активной мощности. Согласно [4] для линий напряжением 110 кВ минимальное сечение по условиям короны 70 мм², для 220 кВ – 240 мм², для линий более высокого класса напряжений применяется расщепление проводов.

Для выбранных стандартных сечений проводов ВЛ, с учетом принятых ранее допущений, следует определить параметры схем замещения каждого из участков сети.

Проверка по потерям напряжения осуществляется для нормального режима максимальных нагрузок и наиболее тяжелых послеаварийных режимов.

В приближенном расчете потери напряжения в линиях определяется по формулам:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_n} \text{ кВ}, \quad (7)$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_i} 100\%, \quad (8)$$

где P, Q – передаваемая по линии мощность, R, X – сопротивления линии.

Сопротивления линии определяются по выражениям:

$$R=r_0L, \quad X=x_0L. \quad (9)$$

где r_0, x_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км. Значения удельных сопротивлений приведены в приложении 1.

Потери напряжения на одной ступени трансформации, для электрически наиболее удаленного узла сети не должны превышать в нормальном режиме 15%, а в послеаварийном 20%.

Если сеть не проходит по потерям напряжения, то следует или увеличивать номинальное напряжение сети, или вносить конструктивные изменения в сеть.

Пример 6. Выбор сечений проводников.

Для выбора значений j_s необходимо знать величину времени использования максимальной нагрузки для каждой линии. Определение этого времени осуществляется на основании заданных значений T_{\max} для нагрузок из закона сохранения энергии. Для рассматриваемой схемы выражения для определения T_{\max} линий будут иметь следующий вид:

$$T_{\max \text{ л5}} = T_{\max \text{ з}} = 5500 \text{ часов.}$$

$$T_{\max \text{ л4}} = T_{\max \text{ з}} = 5500 \text{ часов.}$$

$$T_{\max \text{ л1}} = T_{\max \text{ л}} = 4600 \text{ часов.}$$

$$T_{\max \text{ л2}} = T_{\max \text{ л}} = 4600 \text{ часов.}$$

$$T_{\max \text{ л3}} = \frac{P_{\text{л2}} \cdot T_{\max \text{ л2}} + P_{\text{л2}} \cdot T_{\max \text{ л2}} + P_{\text{л4}} \cdot T_{\max \text{ л4}}}{P_{\text{л3}}};$$

$$T_{\max \text{ л3}} = \frac{25 \cdot 5000 + 6,5 \cdot 4600 + 15 \cdot 5500}{46,5} = 5105,4 \text{ часов.}$$

Согласно (4) для воздушных линий значение j_s , в зависимости от T_{\max} , изменяется в следующих пределах:

$$T_{\max} \leq 3000 \text{ часов} - j_{\text{эк}} = 1,3 \text{ А/мм}^2$$

$$3000 < T_{\max} \leq 5000 - j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$$

$$T_{\max} > 5000 \text{ часов} - j_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$$

Определение экономического сечения проводников рассмотрим на примере линии 3. Для этого определим рабочий ток линии.

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{л3}^2 + Q_{л3}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{нл3}} = \frac{\sqrt{46,5^2 + 28,33^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 143 \text{ A}$$

Тогда экономическое сечение проводников в соответствии с (5):

$$F_э = \frac{I_{пл3}}{j_э} = \frac{143}{1} = 143 \text{ мм}^2$$

Ближайшее стандартное сечение 150 мм², однако по условиям короны минимальное сечение проводников на напряжение 220 кВ должно быть не менее 240 мм². Выбор сечения проводников остальных линий представлен в таблице 4.

Таблица 4. Выбор сечений проводников по экономической плотности

Линия	S (MBA)	I _{раб} (A)	n	U _н (кВ)	j _{эк} (A/мм ²)	F _{эк} (мм ²)	F _{ст} (мм ²)
L ₁	46,8	123	1	220	1,1	112	240
L ₂	10,56	28	1	220	1,1	25,5	240
L ₃	54,45	143	1	220	1	143	240
L ₄	15,8	41	2	110	1	41	70
L ₅	18,03	94,6	1	110	1	94,6	95

Проверим выбранные сечения по длительно допустимому току. Чтобы выполнить эту проверку для каждой линии, на основании расчета потокораспределения, определяется наиболее "тяжелый" режим и вычисляется рабочий максимальный ток (I_{рм}). Результаты проверки приведены в таблице 5.

Таблица 5. Проверка по допустимому току

Линия	I _{доп} (A)	S _{max} (MBA)	I _{рм} (A)	Примечания
L ₁	610	85+j55	266	проходит
L ₂	610	45+j35	150	проходит
L ₃	610	85+j55	266	проходит
L ₄	265	30+j15	179	проходит
L ₅	330	15+j10	94,6	проходит

Проверка по потерям напряжения проводится для нормального режима максимальных нагрузок и послеаварийных режимов.

Для расчета потерь напряжения по формулам (7,8) необходимо определить параметры схем замещения линий по формулам (9). Результаты расчета приведены в таблице 6. Для двухцепных линий приводятся два значения параметров, для одной цепи и эквивалентные.

Таблица 6. Параметры схемы замещения линий

Линия	F _{ст} (мм ²)	l (км)	r ₀ (Ом/км)	x ₀ (Ом/км)	b ₀ (См/км)	R (Ом)	X (Ом)	B (См)
L ₁	240	110	0,12	0,435	2,6·10 ⁻⁶	13,2	47,85	2,86·10 ⁻⁴
L ₂	240	80	0,12	0,435	2,6·10 ⁻⁶	9,6	34,8	2,08·10 ⁻⁴
L ₃	240	80	0,12	0,435	2,6·10 ⁻⁶	9,6	34,8	2,08·10 ⁻⁴
L ₄	70	80	0,428	0,444	2,55·10 ⁻⁶	34,24	35,52	2,04·10 ⁻⁴
						17,12	17,76	4,08·10 ⁻⁴
L ₅	95	60	0,306	0,434	2,61·10 ⁻⁶	18,36	26,04	1,57·10 ⁻⁴

Рассмотрим расчет потерь напряжений в нормальном режиме для линии 1. Согласно (7,8) потери будут равны:

$$\Delta U_{л1} = \frac{P_{л1} R_{л1} + Q_{л1} X_{л1}}{U_{нл1}} = \frac{38,5 \cdot 13,2 + 26,67 \cdot 47,85}{220} = 8,15$$

$$\Delta U_{л1(\%)} = \frac{\Delta U_{л1}}{U_{нл1}} 100 = \frac{8,15}{220} 100 = 3,7 (\%).$$

Результаты расчетов по остальным линиям приведены в таблице 7 .

Таблица 7. Расчет потерь напряжений в нормальном режиме

Линия	S (МВА)	Z (Ом)	ΔU (кВ)	ΔU (%)	$U_{ном}$ (кВ)
L ₁	38,5+j26,67	13,2+j47,85	8,15	3,7	220
L ₂	6,5+j8,33	9,6+j34,8	1,6	0,73	220
L ₃	46,5+j28,33	9,6+j34,8	6,15	3	220
L ₄	15+j5	17,12+j17,76	3,14	2,9	110
L ₅	15+j10	18,36+j26,04	4,85	4,4	110

Составим формулы для проверки сети по потерям напряжения, исходя из условий, приведенных ранее. В схеме используются два уровня номинальных напряжений. Поэтому проверка проводится отдельно для двух фрагментов сети. Первый образован линиями 1,2,3, а второй линиями 4, 5. Для сетей с двухсторонним питанием (кольцевых сетей) электрически наиболее удаленными узлами, являются точки потокораздела. Для рассматриваемой схемы — это узел 1. Поэтому условия проверки для первого фрагмента будут иметь следующий вид:

$$\begin{aligned} \Delta U_{л3} + \Delta U_{л2} &< 15\% & 3,73\% < 15\% \\ \Delta U_{л1} &< 15\% & 3,7\% < 15\% \end{aligned}$$

Для второго фрагмента, исходя из направлений мощностей видно, что электрически наиболее удаленным узлом является узел 3. Поэтому условие проверки записывается следующим образом:

$$\Delta U_{л4} < 15\% \qquad 2,9\% < 15\%$$

Как видно из приведенных условий, в нормальном режиме проектируемая сеть проходит по потерям напряжения.

В качестве послеаварийных режимов рассмотрим 2 режима - обрыв линий 1 и 3. Результаты расчета представлены в таблицах 8,9.

Таблица 8. Потери напряжений при обрыве линии 1

Линия	S (МВА)	Z (Ом)	ΔU (кВ)	ΔU (%)
2	45+j35	9,6+j34,8	7,5	3,4
3	85+j55	9,6+j34,8	12,41	5,6

2) Рассмотрим обрыв линии L₃

Таблица 9. Потери напряжений при обрыве линии 3

Линия	S (МВА)	Z (Ом)	ΔU (кВ)	ΔU (%)
1	85+j55	13,2+j47,85	17,06	7,76
2	40+j20	9,6+j34,8	4,9	2,2

Для рассмотренных послеаварийных режимов, потери напряжения в линиях 4 и 5 не изменяются, по сравнению с нормальным режимом.

Условия проверки имеют следующий вид:

$$\begin{array}{ll} 1) \Delta U_{л2} + \Delta U_{л3} = 9,0\% & 9,0\% < 20\% \\ 2) \Delta U_{л1} + \Delta U_{л2} = 9,96\% & 9,96\% < 20\%. \end{array}$$

Из приведенных расчетов следует, что проектируемая питающая сеть проходит по условию потерь напряжения, как в нормальном, так и в послеаварийных режимах.

1.5 Выбор трансформаторов

При выполнении учебного проекта районной электрической сети выбор силовых трансформаторов на каждой подключенной к сети подстанции рассматривается без детальной проработки, так как он необходим, в основном, для дальнейших технико-экономических расчетов. Поэтому здесь можно ограничиться следующими указаниями для определения числа, мощности и типа трансформаторов.

Мощность трансформатора должна быть в нормальных условиях достаточной для электропитания всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, ответственные потребители (I и II категорий) должны получать электрическую энергию и при аварии одного из трансформаторов. При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность (8). Также необходимо учитывать отключение в послеаварийном режиме потребителей III категории (практически это возможно, когда эти потребители питаются по отдельным линиям распределительной сети).

На подстанции целесообразно устанавливать трехфазные трансформаторы. Группу из однофазных трансформаторов используют, если промышленность не выпускает трехфазные трансформаторы (автотрансформаторы) необходимой мощности или в связи с транспортными ограничениями. При использовании однофазных трансформаторов предусматривается установка резервной фазы.

Если подстанция питает потребителей, различных по мощности и удаленности, то необходимо иметь два вторичных напряжения. Причем, установка трехобмоточных трансформаторов экономически целесообразна, когда нагрузка на одном из вторичных напряжений составляет не менее 15 % от суммарной нагрузки подстанции. При меньшей мощности более выгодна двойная трансформация.

На районных подстанциях по условиям режима и экономичности целесообразно устанавливать трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (с РПН), а на понижающих подстанциях большой мощности (25 МВ А и более) для снижения токов короткого замыкания использовать трансформаторы с расщепленными обмотками.

Таким образом, на подстанциях, от которых питаются потребители I и II категории, устанавливаются, как правило, не менее двух силовых трансформаторов. При этом применение трех и более трансформаторов на подстанции должно быть обосновано технико-экономическими расчетами.

Требуемая номинальная мощность каждого трансформатора на двухтрансформаторной подстанции, с учетом вышеизложенного, определяется по формуле

$$S_{\text{треб}} = \frac{S_{\text{пар}}}{k_{\text{ав}}}, \quad (10)$$

где: $S_{\text{пар}}$ - наибольшая нагрузка подстанции в послеаварийном режиме (если не предусматривается отключение потребителей III категории, то $S_{\text{пар}} = S_{\text{макс}}$); $k_{\text{ав}}$ - допустимый коэффициент перегрузки трансформатора в аварийных случаях, определяемый в соответствии с ГОСТ 14209-85 (при отсутствии более подробной информации о нагрузках подстанций для региона Сибири этот коэффициент можно принимать равным 1,5).

Если вся нагрузка подстанции состоит из потребителей только III категории, на подстанции достаточно установки одного трансформатора, рассчитанного на всю подключенную в режиме максимума мощность ($S_{\text{Треб}} > S_{\text{Макс}}$). При наличии передвижного резерва трансформаторов в системе, от однострановаторных подстанций могут также питаться некоторые потребители II категории, допускающие перерывы в электроснабжении.

Определив $S_{\text{Треб}}$, выбирают ближайшее большее стандартное значение номинальной мощности трансформатора $S_{\text{ном}}$ и проверяют загрузку его в нормальном и послеаварийном режимах:

$$K_{\text{зпр}} = \frac{S_{n/cm}}{nS_{\text{т ном}}}; \quad K_{\text{зпар}} = \frac{S_{n/cm}}{(n-1)S_{\text{т ном}}},$$

где $K_{\text{зпр}}$, $K_{\text{зпар}}$ – соответственно коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах; n – количество трансформаторов на подстанции;

$S_{\text{п/ст}}$, $S_{\text{т ном}}$ – соответственно мощность подстанции и номинальная мощность трансформатора.

Для выбранных силовых трансформаторов, как ранее и для линий электропередач, следует определить параметры схем замещения подстанций. При этом, для упрощения расчетов режимов сетей потери холостого хода рекомендуется учитывать введением в схему замещения соответствующей эквивалентной нагрузки ($\Delta S_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x$). Каталожные данные трансформаторов принимаются в соответствии со справочной литературой. Для трансформаторов напряжения 35 – 220 кВ каталожные данные приведены в приложении 2.

Пример. Выбор трансформаторов для подстанций сети.

Предполагая, что потребители, запитанные от подстанций, относятся по надежности к первой и второй категории, примем к установке на всех подстанциях по два трансформатора. Допустимый коэффициент послеаварийной перегрузки примем равным 1,5.

Таким образом, формула для выбора мощности трансформатора на подстанции, с учетом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме, имеет следующий вид:

$$S_{\text{мп}} \geq \frac{S_{n/cm}}{1,5};$$

На подстанции в узле 1 необходимо установить трансформаторы, мощность которых определяется выражением

$$S_{\text{од1}} \geq \frac{\sqrt{45^2 + 35^2}}{1,5} = 38,0 \text{ МВА.}$$

По справочнику выбираем трансформатор ТРДН-40000/220.

Подстанция, установленная в узле 2, является узловой. От этой подстанции запитывается как второй потребитель, так и сеть 110 кВ, по которой получает мощность третий потребитель. Поэтому на этой подстанции должны быть установлены трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы. Мощность подстанции ($S_{\text{п/ст}}$), определяется мощностью, проходящей по обмотке высокого напряжения, которая равна $S_{2\text{э}}$. Тогда необходимая мощность трансформатора

$$S_{\text{мп2}} \geq \frac{\sqrt{40^2 + 20^2}}{1,5} = 29,8 \text{ МВА.}$$

Выбираем автотрансформатор марки АТДЦТН-63000/220/110.

Для подстанции в узле 3

$$S_{\text{мп3}} \geq \frac{\sqrt{30^2 + 15^2}}{1,5} = 22,36 \text{ МВА.}$$

Выбираем трансформатор ТРДН-25000/110.

Каталожные данные выбранных трансформаторов и параметры их схемы замещения приведены в таблице 10.

Таблица 10. Параметры схемы замещения трансформаторов

Узел	Марка	$U_{ном}$ (кВ)	R_T (Ом)	X_T (Ом)	ΔP_{xx} (кВт)	ΔQ_{xx} (квар)	Пред.рег
1	ТРДН-40000/220	$U_{вн}=230$ $U_{нн}=11/11$	5.6	158.7	50	360	$\pm 8 \times 1,5\%$
2	АТДЦТН 63000/220/110	$U_{вн}=230$ $U_{сн}=121$ $U_{нн}=11$	$R_B=1,4$ $R_C=1,4$ $R_H=2,8$	$X_B=104$ $X_C=0$ $X_H=195,6$	45	315	$\pm 6 \times 2\%$
3	ТРДН-25000/110	$U_{вн}=115$ $U_{нн}=10,5/10,5$	2,54	55,9	27	175	$\pm 9 \times 1,78\%$

1.6 Расчет потерь мощности и потерь электроэнергии

Потери мощности и потери электрической энергии рассчитываются лишь для нормального режима максимальной нагрузки. Не учет послеаварийных режимов объясняется их кратковременностью и практически малым влиянием на экономические показатели, обусловленные потерями энергии.

Величина потерь мощности (и электроэнергии) зависит от активных и реактивных сопротивлений элементов сети, в основном, линий и трансформаторов. Приближенно нагрузочные потери мощности в линии можно определить по номинальному напряжению сети:

$$\Delta S_l = \frac{S_l^2}{U_{ном}^2} (R_l + jX_l) = \frac{P_l^2 + Q_l^2}{U_{ном}^2} (R_l + jX_l) \quad (11)$$

Потери электрической энергии на участке сети определяются с использованием времени максимальных потерь по формуле:

$$\Delta W_l = \Delta P_l \tau_l \quad (12)$$

где ΔP_l - нагрузочные потери мощности в линии, соответствующие протеканию максимальной мощности; τ_l - время максимальных потерь, час.

Время максимальных потерь зависит от числа часов использования максимальной нагрузки и определяется по соответствующей зависимости. В приближенных расчетах можно воспользоваться эмпирической формулой:

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (13)$$

Потери мощности в трансформаторах подстанций ($\Delta S_{п/с}$) складываются из потерь холостого хода трансформаторов (ΔS_x) и нагрузочных потерь ($\Delta S_{нагр}$). Для подстанций имеющих n двухобмоточных трансформаторов потери определяются следующей формулой (2):

$$\Delta S_{п/с} = n\Delta S_x + \frac{\Delta S_{нагр}}{n} = n(\Delta P_x + j\Delta Q_x) + \frac{P_{п/с}^2 + Q_{п/с}^2}{nU_{ном}^2} (R_T + jX_T) \quad (14)$$

С использованием каталожных данных потери мощности на подстанции можно определить по следующей формуле:

$$\Delta S_{п/с} = n \left(\Delta P_x + j \frac{I_{x\%} S_H}{100} \right) + \frac{\Delta P_k}{n} \left(\frac{S_{п/с}}{S_{тн}} \right)^2 + j \frac{U_{k\%} S_{п/с}^2}{n S_{тн} \cdot 100} \quad (15)$$

где $I_{x\%}$, ΔP_k , $U_{k\%}$ - каталожные данные трансформатора.

Потери мощности в трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах вычисляются по формуле:

$$\Delta S_{n/cm} = n\Delta S_x + \frac{\Delta S_{нагр}}{n} =$$

$$= n(\Delta P_x + j\Delta Q_x) + \frac{P_6^2 + Q_6^2}{nU_{вном}^2} (R_{m6} + jX_{m6}) + \frac{P_c^2 + Q_c^2}{nU_{вном}^2} (R_{mc} + jX_{mc}) + \frac{P_n^2 + Q_n^2}{nU_{вном}^2} (R_{mn} + jX_{mn}) \quad (16)$$

Потери электрической энергии на подстанциях (в трансформаторах) также как и потери мощности, состоят из двух составляющих и определяются по следующим формулам:

— для подстанций с двухобмоточными трансформаторами

$$\Delta W_{п/ст} = \Delta P_{xx} T + \Delta P_{нагр} \tau; \quad (17)$$

— для подстанций с трехобмоточными трансформаторами

$$\Delta W_{n/cm} = \Delta P_{xx} T + \Delta P_{нагрв} \tau_v + \Delta P_{нагрс} \tau_c + \Delta P_{нагрн} \tau_n. \quad (18)$$

Для определения τ_v предварительно необходимо знать $T_{\max в}$. Это значение можно вычислить по формуле:

$$T_{\max в} = \frac{P_c T_{\max с} + P_n T_{\max н}}{P_c + P_n} \quad (19)$$

В формулах (17,18) T - время нахождения трансформатора под напряжением (обычно принимают равным годовому T = 8760 час).

Пример. Расчет потерь мощности и электроэнергии в элементах электрической сети.

Расчет потерь мощности в линиях рассмотрим на примере линии 1. Согласно (11) потери равны:

$$\Delta S_{л1} = \frac{P_{л1}^2 + Q_{л1}^2}{U_n^2} (R_{л1} + jX_{л1}) = \frac{38,5^2 + 26,67^2}{220^2} (13,2 + j47,85) = 0,6 + j2,17 \text{ (МВА)}.$$

Результаты расчета для остальных линий приведены в таблице 11.

Таблица 11. Потери мощности в линиях

Линия	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅
$\Delta S_{л}$ (МВА)	0,6+j2,17	0,022+j0,08	0,59+j2,13	0,35+j0,37	0,49+j0,7
S _л (МВА)	38,5+j26,67	6,5+j8,33	46,5+j28,33	15+j5	15+j10
Z _л (Ом)	13,2+j47,85	9,6+j34,8	9,6+j34,8	17,12+j17,76	18,36+j26,04

Суммарные потери мощности в линиях:

$$\Delta S_{л\Sigma} = 2,052 + j5,45 \text{ МВА}.$$

Потери мощности в трансформаторах первой подстанции согласно (14)

$$\Delta S_{n/cm1} = n(\Delta P_{xm1} + j\Delta Q_{xm1}) + \frac{P_{n/cm1}^2 + Q_{n/cm1}^2}{nU_{вн}^2} (R_{m1} + jX_{m1}) =$$

$$= 2(0,05 + j0,36) + \frac{45^2 + 35^2}{2 \cdot 230^2} (5,6 + j158,7) = 0,272 + j5,595 \text{ (МВА)}.$$

Расчет потерь мощности в трансформаторах остальных подстанций представлен в таблице 12.

Таблица 12. Потери мощности в трансформаторах

Узел	S (МВА)	Z _о (Ом)	$\Delta S_{хэ}$ (МВА)	$\Delta S_{нагр.э}$ (МВА)	$\Delta S_{тр\Sigma}$ (МВА)
------	---------	---------------------	-----------------------	---------------------------	-----------------------------

1	45+j35	2,8+j79,35	0,1+j0,72	0,172+j4,875	0,272+j5,595
3	30+j15	1,27+j27,95	0,054+j0,35	0,108+j2,377	0,162+j2,727
2	40+j20	0,7+j52	0,09+j0,63	0,026+j1,97	0,141+j4,17
	15+j5	0,7+j0		0,003+j0	
	25+j15	1,4+j97,8		0,022+j1,57	
ΔS_{Σ}			0,244+j1,7	0,331+j10,792	0,575+j12,492

Определим потери энергии в линии 1, предварительно определив по (13) время максимальных потерь τ .

$$\tau_{.1} = \left(0.124 + \frac{T_{\max .1}}{10000} \right)^2 8760 = \left(0.124 + \frac{4600}{10000} \right)^2 8760 = 2988 \text{ ч.}$$

$$\Delta W_{.1} = \Delta P_{.1} \tau_{.1} = 0,6 \cdot 2988 = 1792,8 \text{ ч.}$$

Расчет потерь энергии в остальных линиях представлен в таблице 14.

Таблица 13. Расчет потерь энергии в линиях

Линия	T_{\max} (ч)	τ (ч)	ΔP (МВт)	ΔW (МВт·ч)
L ₁	4600	2988	0,6	1792,8
L ₂	4600	2988	0,022	65,736
L ₃	5105,4	3527	0,59	2080,93
L ₄	5500	3979	0,35	1392,65
L ₅	5500	3979	0,49	1949,71

Суммарные потери энергии в линиях: $\Delta W_{л\Sigma} = 7281,826$ МВт·час.

Результаты расчета потерь энергии в трансформаторах на подстанциях приведены в таблице 14.

Таблица 14. Расчет потерь энергии в трансформаторах.

Узел	T_{\max} (ч)	τ (ч)	$\Delta P_{\text{нагр.э}}$ (МВт)	$\Delta P_{\text{х.э}}$ (МВт)	$\Delta W_{\text{нагр}}$ (МВт·ч)	$\Delta W_{\text{хх}}$ (МВт·ч)	ΔW_{Σ} (МВт·ч)	
1	4600	2988	0,172	01	513,936	876	1389,936	
2	В	5187,5	3619	0,026	0,09	94,094	788,4	969,473
	С	5500	3979	0,003		11,937		
	Н	5000	3411	0,022		75,042		
3	5500	3979	0,108	0,054	429,723	473,04	902,763	
Всего					1124,732	2137,44	3262,172	

1.7 Составление баланса мощностей

В каждый момент времени в установившемся режиме системы ее источники питания должны иметь активную и реактивную мощности, достаточные для обеспечения всех потребителей, компенсации потерь мощности и собственного расхода в режиме наибольшей нагрузки. Кроме того, в системе должны быть резервные активная и реактивная мощности. Резерв активной мощности необходим для поддержания в системе требуемой частоты, а реактивной - для поддержания в ней допустимых уровней напряжения.

При выполнении учебного проекта электрической сети баланс мощностей составляется при следующих допущениях:

- графики активных и реактивных нагрузок потребителей совпадают по времени;
- источник, обозначенный как РЭС, является источником бесконечной мощности по активной составляющей;

— величина максимально возможной реактивной мощности, выдаваемой РЭС, ограничена заданием коэффициента мощности генераторов системы.

Исходя из всего выше сказанного, уравнение баланса активной мощности определяется следующим выражением:

$$P_{\Gamma} = \sum P_{\text{нагр}} + \sum \Delta P_{\text{л}} + \sum \Delta P_{\text{тр}} \quad (20)$$

Величина максимально возможной реактивной мощности, выдаваемой РЭС, определяется через заданный коэффициент мощности РЭС

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \operatorname{tg} \varphi_{\Gamma} \quad (21)$$

Реактивная мощность, необходимая для нормальной работы системы, определяется из выражения

$$Q_{\text{сист}} = \sum Q_{\text{нагр}} + \sum \Delta Q_{\text{л}} + \sum \Delta Q_{\text{тр}} - \sum Q_{\text{зар}} \quad (22)$$

Зарядная мощность i -ой линии равна:

$$Q_{\text{зар}i} = U_{\text{ном}}^2 b_{0i} L_i n \quad (23)$$

где, b_{0i} , L_i , n - соответственно погонная емкостная проводимость, длина и число цепей.

Для обеспечения нормального режима работы проектируемой сети необходимо выполнение условия

$$Q_{\Gamma} \geq Q_{\text{сист}} \quad (24)$$

В противном случае необходимо предусмотреть установку дополнительных компенсирующих устройств (КУ), общей мощностью

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{сист}} - Q_{\Gamma} \quad (25)$$

Если суммарная мощность дополнительных КУ составляет менее 10% от реактивной мощности системы ($Q_{\text{сист}}$), то их можно не устанавливать.

Вопрос размещения КУ является отдельной, достаточно сложной оптимизационной задачей, поэтому при выполнении курсового проекта этот вопрос решается упрощенно.

Предлагается КУ устанавливать на подстанциях с наибольшим потреблением реактивной мощности.

Пример. Составление баланса мощностей.

Согласно формуле (20)

$$P_{\Gamma} = \sum P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{л}} + \Delta P_{\text{тр}} = 45 + 25 + 30 - 15 + 2,052 + 0,575 = 87,627 \text{ МВт.}$$

Величина реактивной мощности, необходимая для нормального функционирования проектируемой сети, согласно (22):

$$Q_{\text{сист}} = \sum Q_{\text{н}} + \Delta Q_{\text{л}} + \Delta Q_{\text{тр}} - Q_{\text{з}} = 35 + 15 + 15 - 10 + 5,45 + 12,492 - 40,82 = 32,122 \text{ Мвар.}$$

Расчет зарядных мощностей приведен в таблице 15.

Таблица 15. Зарядные мощности линий.

Линия	L_1	L_2	L_3	L_4	L_5
$Q_{\text{зл}}$ (Мвар)	13,84	10,07	10,07	4,94	1,9

Из исходных данных источник бесконечной мощности имеет $\cos \varphi = 0,85$, что соответствует $\operatorname{tg} \varphi = 0,62$. Тогда:

$$Q_{\Gamma} = 87,627 \cdot 0,62 = 54,3 \text{ Мвар.}$$

Так как $Q_{г} > Q_{сист}$, то установка дополнительных источников реактивной мощности не требуется.

Заключение

Результаты расчета распределения мощностей в ветвях сети и уровней напряжения в ее узлах для различных режимов работы (наибольших и наименьших нагрузок и наиболее тяжелого послеаварийного) следует нанести на схемах сети, соответствующих этим режимам.

На основе анализа параметров этих схем спроектированной районной электрической сети необходимо дать оценку правильности принятых решений (схема сети, типы и параметры оборудования, выбранные ответвления на трансформаторах, мощность и места установки компенсирующих устройств и т.п.). Следует дать свои соображения о соответствии принятых проектных решений расчетным режимам и о целесообразных мероприятиях по улучшению схемы и качества режимов спроектированной электрической сети.

III. ОФОРМЛЕНИЕ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

3.1 Состав пояснительной записки

Пояснительная записка состоит из листов, сброшюрованных в следующей последовательности:

- обложка (приложение А);
- титульный лист (приложение Б);
- задание на курсовой проект (приложение В);
- отзыв руководителя проекта;
- содержание проекта;
- введение;
- разделы, подразделы и пункты с расчетами и обоснованиями сути проекта (в соответствии с темой и заданием);
- заключение;
- список литературы;
- приложения (при их наличии);

Рекомендуемые объемы пояснительной записки для курсового проекта 30-40 листов.

3.2 Общие требования к тексту пояснительной записки

Согласно ГОСТ 2.105-95 пояснительную записку выполняют одним из следующих способов:

- компьютерным, при этом следует выполнять требования ГОСТ 13.1.002 (шрифт «Gost type A», «Gost type B», «Times New Roman» размер 14, выравнивание текста по ширине, межстрочный интервал 1,25);
- рукописным с высотой букв и цифр не менее 2,5 мм, цифры и буквы необходимо писать четко ручкой только черного цвета или черной тушью.

Расстояние от рамки формы до границ текста в начале и в конце строк - не менее 3 мм. Расстояние от верхней или нижней строки текста до верхней или нижней рамки не менее 10мм.

Абзацы в тексте начинают отступом, равным 1,25 (при компьютерном способе) или 1,5 см (при рукописном способе).

Опечатки, описки и графические неточности, обнаруженные в процессе выполнения доку-

мента, допускается исправлять подчисткой или закрашиванием белой краской и нанесением на том же месте исправленного текста (графики) машинописным способом или черными чернилами, пастой или тушью рукописным способом.

Повреждение листов, наклеивание сверху других листов, помарки и следы не полностью удаленного прежнего текста (графики) не допускается.

Согласно ГОСТ 2.004-88 в пояснительной записке, выполненной на компьютере, допускается часть информации (рисунки, чертежи, формулы) выполнять рукописным и машинописным способом, а также любым сочетанием этих способов.

Размеры информационного поля (внутренняя рамка) документа определяются типом печатающего устройства с максимальным использованием поля формата.

При этом края рамки по высоте должны отстоять от линии края формата на расстоянии не менее одного межстрочного интервала - 5 мм, но не более 10 мм сверху и 20 мм снизу. По ширине края рамки должны быть 20 мм от левого края формата и от правого края не менее 5 мм, но не более 10 мм.

3.2.1 Построение пояснительной записки

Текст пояснительной записки разделяют на разделы и подразделы.

Согласно ГОСТ 2.105-95 разделы должны иметь порядковые номера в пределах всего документа, обозначенные арабскими цифрами без точки.

Подразделы должны иметь нумерацию в пределах каждого раздела. Номер подраздела состоит из номеров раздела и подраздела, разделенных точкой. В конце номера подраздела точка не ставится.

Разделы, как и подразделы, могут состоять из одного или нескольких пунктов.

Каждый раздел пояснительной записки рекомендуется начинать с нового листа.

Название раздела выполняется на отдельном разделительном листе с рамкой, но без основной надписи (приложение Г). На листе с названием раздела не ставится номер листа, но этот лист входит в общую нумерацию страниц пояснительной записки.

Основная надпись по ГОСТ 2.104-68 форма 2 изображается только на первом листе раздела «Введение» (приложение Д). Все остальные листы пояснительной записки выполняются на листах с основной надписью по ГОСТ 2.104-68 форма 2а. Название раздела сверху листа не записывается.

Нумерация листов (страниц) начинается с титульного листа записки, но номера ставят только на листах, которые имеют основную надпись в графе лист. На листах без основной надписи (титульный лист, отзыв, рецензия, содержание, разделительные листы разделов и приложение) номера листов не ставят, но они входят в общую сквозную нумерацию пояснительной записки.

Наименование подразделов вместе с порядковыми номерами записываются полужирно шрифтом 16 «все прописные», симметрично относительно центра листа по ширине.

Расстояние между заголовком подраздела и текстом должно быть 10 мм при выполнении рукописным способом и 2 интервала при выполнении машинописным способом.

Наименование пунктов и подпунктов с их порядковыми номерами записывается полужирно шрифтом 14 «как в предложениях». Расстояние между заголовком пункта и последующим текстом должен быть 8 мм в рукописном варианте и 1 интервал в машинописном варианте.

Согласно ГОСТ 2.105-95 перенос слов в заголовках не допускается. Если заголовок состоит из двух предложений, их разделяют точкой.

3.2.2 Изложение текста пояснительной записки

Согласно ГОСТ 2.105-95 текст документа должен быть кратким, четким и не допускать различных толкований. Полное наименование темы на титульном листе, в основной надписи и при первом упоминании в тексте документа должно быть одинаковым с наименованием его в тексте.

Наименования, приводимые в тексте документа и на иллюстрациях, должны быть одинаковыми.

В пояснительной записке должны применяться научно-технические термины, обозначения и определения, установленные соответствующими стандартами, а при их отсутствии – общепринятые в научно-технической литературе.

Если в документе принята специфическая терминология, то в конце его (перед списком литературы) должен быть перечень принятых терминов с соответствующими разъяснениями. Перечень включают в содержание документа.

В тексте документа не допускается:

- применять обороты разговорной речи;
- применять для одного и того же понятия различные научно-технические термины, близкие по смыслу (синонимы), а также иностранные слова и термины при наличии равнозначных слов и терминов в русском языке;
- применять произвольные словообразования;
- применять сокращения слов, кроме установленных правилами русской орфографии, соответствующими государственными стандартами, а также в данном документе;
- сокращать обозначения единиц физических величин, если они употребляются без цифр, за исключением единиц физических величин в таблицах и в расшифровках буквенных обозначений, входящих в формулы и рисунки.

3.2.3 Единицы измерения и знаки в тексте

Согласно ГОСТ 2.105-95 в тексте документа, за исключением формул, таблиц и рисунков, не допускается:

- применять математический знак минус (-) перед отрицательными значениями величин (следует писать слово «минус»);
- применять знак « \emptyset » для обозначения диаметра (следует писать слово «диаметр»);
- применять без числовых значений математические знаки, например > (больше), < (меньше), = (равно), \geq (больше или равно), \leq (меньше или равно), \neq (не равно), а также знаки № (номер), % (процент).

Перечень допускаемых сокращений слов установлен в ГОСТ 2.316-68. Если в документе принята особая система сокращения слов или наименований, то в нем должен быть приведен перечень принятых сокращений, который помещают в конце документа перед перечнем терминов.

Условные буквенные обозначения, изображения или знаки должны соответствовать принятым действующим законодательством и государственным стандартам. В тексте документа перед обозначением параметра дают его пояснение, например «Временное сопротивление разрыву σ_p ».

При необходимости применения условных обозначений, изображений или знаков, не установленных действующими стандартами, их следует пояснять в тексте или в перечне обозначений.

В тексте документа числовые значения величин с обозначением единиц физических величин и единиц счета следует писать цифрами, а числа без обозначения единиц физических величин и единиц счета от единицы до девяти – словами.

Пример:

неверно

1. 1 - 5 мм.
3. + 10 до - 40 °С.
4. + 10 до + 40 °С.

верно

1. от 1 до 5 мм.
3. от плюс 10 до минус 40 °С.
4. от плюс 10 до плюс 40 °С.

Единица физической величины одного и того же параметра в пределах одного документа должна быть постоянной.

Если в тексте приводится ряд числовых значений, выраженных в одной и той же единице физической величины, то ее указывают только после последнего числового значения, например: 1,50; 1,75; 2,00м.

Если в тексте документа приводят диапазон числовых значений физической величины, выраженных в одной и той же единице физической величины, то обозначение единицы физической величины указывается после последнего числового значения диапазона.

Недопустимо отделять единицу физической величины от числового значения (переносить их на разные строки или страницы), кроме единиц физических величин, помещаемых в таблицах, выполняемых машинописным способом.

Дробные числа необходимо приводить в виде десятичных дробей, за исключением размеров в дюймах.

При невозможности выразить числовое значение в виде десятичной дроби, допускается записывать в виде простой дроби в одну строчку через косую черту, например, 5/32; (50А—4С) / (40В + 20).

3.2.4 Формулы

Согласно ГОСТ 2.105-95 в формулах в качестве символов следует применять обозначения, установленные соответствующими государственными стандартами. Пояснения символов и числовых коэффициентов, входящих в формулу, если они не пояснены ранее в тексте, должны быть приведены непосредственно под формулой.

Пояснения каждого символа следует давать с новой строки в той последовательности, в которой символы приведены в формуле.

Первая строка пояснения должна начинаться со слова «где» без двоеточия после него.

Пример:

Объем скважины (m^3) вычисляют по формуле:

$$V = \frac{\pi D^2}{4} \cdot H \cdot K, \quad (1)$$

где: D — диаметр долота, м;
 H — глубина скважины, м;
 K — коэффициент кавернозности.

Формулы, следующие одна за другой и не разделенные текстом, разделяют запятой. Переносить формулы на следующую строку допускается только на знаках выполняемых операций, причем знак в начале следующей строки повторяют. При переносе формулы на знаке умножения применяют знак «х».

Применение машинописных и рукописных символов в одной формуле не допускается.

Формулы, за исключением формул, помещаемых в приложении, должны нумероваться сквозной нумерацией арабскими цифрами, которые записывают на уровне формулы справа в

круглых скобках. Одну формулу обозначают - (1).

Формулы, помещаемые в приложениях, должны нумероваться отдельной нумерацией арабскими цифрами в пределах каждого приложения с добавлением перед каждой цифрой обозначения приложения, например формула (В.1).

Допускается нумерация формул в пределах раздела. В этом случае номер формулы состоит из номера раздела и порядкового номера формулы, разделенных точкой, например (3.1).

Ссылки в тексте на порядковые номера формул дают в скобках, например, в формуле (1).

3.2.5 Примечания

Примечания приводят в документах, если необходимы пояснения или справочные данные к содержанию текста, таблиц или графического материала.

Согласно ГОСТ 2.105-95 примечания следует помещать непосредственно после текстового, графического материала или в таблице, к которым относятся эти примечания, и печатать с прописной буквы с абзаца.

Если примечание одно, то после слова «Примечание» ставится тире и примечание печатается тоже с прописной буквы. Одно примечание не нумеруют. Несколько примечаний нумеруют по порядку арабскими цифрами. Примечание к таблице помещают в конце таблицы над линией, обозначающей окончание таблицы.

3.2.6 Оформление иллюстраций

Количество иллюстраций должно быть достаточным для пояснения излагаемого текста. Иллюстрации могут быть расположены как по тексту документа (возможно ближе к соответствующим частям текста), так и в конце его.

Иллюстрации, выполненные от руки, должны быть выполнены только черной пастой.

Иллюстрации должны быть наглядными и представлены эскизами, изображениями механизмов, деталей, узлов оборудования, схемами и картами, диаграммами и графиками.

Иллюстрации, за исключением иллюстраций приложений, следует нумеровать арабскими цифрами сквозной нумерацией.

Если рисунок один, то он обозначается «Рисунок 1».

3.2.7 Построение таблиц

Таблицы применяют для лучшей наглядности и удобства сравнения показателей. Название таблицы должно отражать ее содержание, быть точным, кратким. Шрифт таблиц на 1 размер меньше основного.

Название следует помещать над таблицей. Таблицы, за исключением таблиц приложений, следует нумеровать арабскими цифрами сквозной нумерацией.

Таблицы каждого приложения обозначают отдельной нумерацией арабскими цифрами с добавлением перед цифрой обозначения приложения.

Если в документе одна таблица, она должна быть обозначена «Таблица 1» или «Таблица В.1», если она приведена в приложении В. Допускается нумеровать таблицы в пределах раздела. В этом случае номер таблицы состоит из номера раздела и порядкового номера таблицы, разделенных точкой (таблица 4.1).

На все таблицы документа должны быть приведены ссылки в тексте документа, при ссылке

следует писать слово «таблица» с указанием ее номера.

Таблицы слева, справа и снизу ограничивают линиями на расстоянии не менее 5 мм от рамки листа. Разделять заголовки и подзаголовки, графы диагональными линиями не допускается. Горизонтальные и вертикальные линии, разграничивающие строки таблицы, допускается не проводить, если их отсутствие не затрудняет пользование таблицей.

Заголовки граф, как правило, записывают параллельно строкам таблицы. При необходимости допускается перпендикулярное расположение заголовков граф.

Шапка таблицы должна быть отделена линией от остальной части таблицы. Высота строк таблицы должна быть не менее 8 мм.

Таблицу, в зависимости от ее размера, помещают под текстом, в котором впервые дана ссылка на нее, или на следующей странице, а при необходимости, в приложении к документу. Допускается помещать таблицу вдоль длинной стороны листа документа.

Если строки или графы таблицы выходят за формат страницы, ее делят на части, помещая одну часть под другой или рядом, при этом в каждой части таблицы повторяют ее головку и боковик. При делении таблицы на части допускается ее головку или боковик заменять соответственно номером граф и строк. Слово «Таблица» указывают один раз слева над первой частью таблицы, над другими частями пишут слова «Продолжение таблицы» с указанием номера (обозначения) таблицы.

Если в конце страницы таблица прерывается и ее продолжение будет на следующей странице, в первой части таблицы нижнюю горизонтальную линию, ограничивающую таблицу, не проводят.

Графу «Номер по порядку» в таблицу включать не допускается. Нумерация граф таблицы арабскими цифрами допускается в тех случаях, когда в тексте документа имеются ссылки на них, при делении таблицы на части, а также при переносе части таблицы на следующую страницу.

При необходимости нумерация показателей, параметров порядковые номера следует указывать в первой графе (боковике) таблицы непосредственно перед их наименованием.

Пример:

Таблица 14. Расчет потерь энергии в трансформаторах.

Узел	T_{\max} (ч)	τ (ч)	$\Delta P_{\text{нагр.э}}$ (МВт)	$\Delta P_{\text{х.э}}$ (МВт)	$\Delta W_{\text{нагр}}$ (МВт·ч)	$\Delta W_{\text{хх}}$ (МВт·ч)	ΔW_{Σ} (МВт·ч)	
1	4600	2988	0,172	01	513,936	876	1389,936	
2	В	5187,5	3619	0,026	0,09	94,094	788,4	969,473
	С	5500	3979	0,003		11,937		
	Н	5000	3411	0,022		75,042		
3	5500	3979	0,108	0,054	429,723	473,04	902,763	
Всего					1124,732	2137,44	3262,172	

3.2.8 Оформление приложений

Согласно ГОСТ 2.105-95 материал, дополняющий текст документа, допускается помещать в приложениях.

Приложениями могут быть, например, графический материал, таблицы большого формата, расчеты, описания аппаратуры и приборов и т. д.

Каждое приложение следует начинать с новой страницы с указанием наверху посередине страницы слова «Приложение» и его обозначения.

Приложение должно иметь заголовок, который записывают симметрично относительно

текста с прописной буквы отдельной строкой.

Приложения обозначают заглавными буквами русского алфавита, начиная с А, за исключением букв Ё, З, Й, О, Ч, Ь, Ы, Ъ. После слова «Приложение» следует буква, обозначающая его последовательность.

Допускается обозначение приложений буквами латинского алфавита, за исключением букв I и O. В случае полного использования букв русского и латинского алфавитов допускается обозначать приложения арабскими цифрами.

Если в документе одно приложение, оно обозначается «Приложение А».

Приложения, как правило, выполняются на листах формата А4.

Приложения должны иметь общую с остальной частью документа сквозную нумерацию страниц. Все приложения должны быть перечислены в содержании документа с указанием их обозначений и заголовков.

3.2.9 Составление списка литературы

При выполнении курсового и дипломного проектирования все используемые литературные и фондовые источники сводятся в общий список, который приводится в конце пояснительной записки, перед приложением.

Литература приводится в следующем порядке:

- нормативно-правовые акты (законы, указы Президента РФ, постановления Правительства РФ, письма, приказы, инструкции);
- книги (располагаются в алфавитном порядке по фамилии автора или названия книги);
- периодические издания;
- печатные материалы на иностранных языках;
- интернет-ресурсы (располагаются в алфавитном порядке).

Независимо от того, как компоуются источники, нумерация сплошная (от первого до последнего названия).

Перед фамилией автора или названием источника ставится порядковый номер арабскими цифрами с точкой, затем через пробел – начало записи.

Основная схема описания книги:

1. Фамилия, (запятая) инициалы автора. (точка)
2. Наименование произведения (без кавычек): (двоеточие)
3. Сведения, относящиеся к названию (если есть) / (косая черта)
4. Сведения об ответственности (поверяются инициалы и фамилия автора (авторов или составителей). - (точка тире)
5. Место издания (город, где была издана книга): (двоеточие)
6. Название издательства (без кавычек), (запятая)
7. Год издания (без буквы «г»). – (точка тире)
8. Общее количество страниц или номера страниц, если использовалась часть книги.

Пример описания книги одного автора:

1.Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях [Текст]: учебное пособие/Е. Ф. Щербаков. – Москва: Форум, 2012. - 496 с.

В книге с двумя авторами за косой чертой повторяются и первый и второй авторы.

Также описывается книга трех авторов (за косой чертой пишут инициалы и фамилии всех трех авторов).

Если авторов больше трех, описание делается под названием, а за косой чертой можно указать только первого автора с пометкой в квадратных скобках [и др.]

Пример описания книги под заглавием:

Электрические машины и трансформаторы: Учебное пособие / Игнатович В.М. [и др.] - Томск:Изд-во Томского политех. университета, 2013. - 182 с

Схема описания статьи из журнала:

1. Автор.
2. Название статьи
3. Носитель информации (текст, электронный ресурс) : (двоеточие)
4. Сведения, относящиеся к названию / (косая черта)
5. Сведения об ответственности (повторяются инициалы и фамилия автора, авторов) // (две косые черты)
6. Название журнала. – (точка тире)
7. Страницы, на которых помещена публикуемая статья.

Пример описания статьи из журнала:

1. Лопарева, А.М. Электроснабжение кустовых площадок [Текст] / А.М. Лопарева // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2014. - № 1. – С. 89-104.

3.2.10 Обозначение документа

Условные обозначения учебных документов следует выполнять по следующей структуре, в соответствии с рекомендациями по ГОСТ 2.201-80.

Номера знаков										0	1	2	3	4
Номера индексов и шифров	1		2		3		4		5			6		

Обозначение содержит 14 знаков, 6 шифров

Содержание обозначения:

- 1 (1,2,3) - шифр учебного заведения (НИК);
- 2 (4,5) - шифр работы: КП - курсовой проект;
- 3 (6,7) - две последние цифры номера зачетной книжки;
- 4 (8,9) - номер листа;
- 5 (10,11,12)- номер сборочной единицы и детали при вычерчивании сборочных чертежей и детализировки сборочных чертежей;
- 6 (13,14) - шифр документа:

ПЗ - пояснительная записка	ТБ – таблица
КР - карта, геологический профиль	ОВ – чертеж общего вида
СХ - схема	ТЧ – технический чертеж

Обозначение пояснительной записки курсового проекта: НИК.КП.47.00. 000. ПЗ

IV. ЗАЩИТА КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Курсовой проект обучающийся защищает перед комиссией из 2-3 человека (преподавателей ПЦК), назначенной председателем ПЦК.

Защита проекта состоит из краткого доклада (7- 10 минут), в котором автор должен:

- четко и кратко изложить цель и задачи проекта;
- перечислить источники, используемые при выполнении проекта;
- указать, что сделано при этом лично автором по теме проекта;
- какие выполнены расчеты и получены результаты.

Кроме того, обучающийся обязан знать характеристику месторождения, иметь четкое представление о применяемых расчетных методиках, должен увязывать расчетные параметры с технологией и техникой нефтедобычи, уметь делать выводы и обосновывать рекомендации по совершенствованию технологического процесса, анализируемого в проекте.

Курсовой проект должен быть защищен до начала экзаменационной сессии. Обучающийся, не представивший в установленный срок курсовой проект к защите, считается имеющим академическую задолженность и к экзаменационной сессии не допускается.

Оценка проекта является комплексной и учитывает актуальность темы, качество пояснительной записки и демонстрационной графики, форму и содержание доклада, ответы на поставленные вопросы.

Критерии оценки курсовой работы приведены в таблице 15.

Таблица 15. Критерии оценки курсовой работы

Критерии	Показатели			
	Оценки			
	«неудовлетворительно»	«удовлетворительно»	«хорошо»	«отлично»
Актуальность	Актуальность исследования специально автором не обосновывается. Неясны цели и задачи работы (либо они есть, но абсолютно не согласуются с содержанием)	Актуальность либо вообще не сформулирована, сформулирована в самых общих чертах – проблема не выявлена и, не аргументирована (не обоснована со ссылками на источники). Не четко сформулированы цель, задачи, предмет, объект исследования, методы, используемые в работе	Актуальность направления исследования обоснована в целом, а не собственной темы. Сформулированы цель, задачи, предмет, объект исследования. Тема работы сформулирована более или менее точно (отражает основные аспекты изучаемой темы).	Актуальность проблемы исследования обоснована анализом состояния действительности. Сформулированы цель, задачи, предмет, объект исследования, методы, используемые в работе.
Сроки	Работа сдана с опозданием (более 3-х дней задержки)	Работа сдана с опозданием (3дня задержки).	Работа сдана в срок (либо с опозданием в 1-2 дня)	Работа сдана с соблюдением всех сроков
Логика работы	Содержание и тема работы плохо согласуются между собой.	Некоторые части работы не связаны с целью и задачами работы	Содержание, как целой работы, так и ее частей связано с темой работы, имеются небольшие отклонения. Логика изложения, в общем и целом, присутствует – одно положение вытекает из другого.	Содержание, как целой работы, так и ее частей связано с темой работы. Тема сформулирована конкретно, отражает направленность работы. В каждой части присутствует обоснование, почему эта часть рассматривается в рамках данной темы

Критерии	Показатели			
	Оценки			
	«неудовлетворительно»	«удовлетворительно»	«хорошо»	«отлично»
Оформление работы	Много нарушений правил оформления и низкая культура ссылок.	Представленная работа имеет отклонения и не во всем соответствует предъявляемым требованиям	Есть некоторые недочеты в оформлении работы, в оформлении ссылок.	Соблюдены все правила оформления работы.
Литература	Не указаны ссылки на используемую литературу.	Автор использовал недостаточное количество источников, соответствующих теме работы.	Не все указанные источники использованы в работе	Все указанные источники использованы в работе.
Самостоятельность в работе	Большая часть работы списана из одного источника, либо заимствована из сети Интернет. Авторский текст почти отсутствует (или присутствует только авторский текст.) Руководитель не знает ничего о процессе написания студентом работы, студент отказывается показать черновики, конспекты	Самостоятельные выводы либо отсутствуют, либо присутствуют только формально. Автор недостаточно хорошо ориентируется в тематике, путается в изложении содержания. Слишком большие отрывки (более двух абзацев) переписаны из источников.	После каждого раздела автор работы делает выводы. Выводы порой слишком расплывчатые, иногда не связаны с содержанием параграфа, главы Автор не всегда обоснованно и конкретно выражает свое мнение по поводу основных аспектов содержания работы.	После каждого раздела автор работы делает самостоятельные выводы. Автор четко, обоснованно и конкретно выражает свое мнение по поводу основных аспектов содержания работы. Автор свободно ориентируется в терминологии
Защита работы	Автор совсем не ориентируется в терминологии работы.	Автор владеет содержанием работы, но затрудняется в ответах на вопросы при защите работы. Допускает неточности и ошибки при толковании основных положений и результатов работы, не имеет собственной точки зрения на проблему исследования. Автор показал слабую ориентировку в тех понятиях, терминах, которые использует в своей работе. Защита, прошла сбивчиво и неуверенно.	Автор уверенно владеет содержанием работы, отвечает на поставленные вопросы, владеет терминологией, но допускает незначительные неточности при ответах. Наглядный материал используется уместно. Защита прошла хорошо.	Автор уверенно владеет содержанием работы, показывает свою точку зрения, опираясь на соответствующие теоретические положения, грамотно и содержательно отвечает на поставленные вопросы. Использует наглядный материал: презентации, схемы, таблицы и др. Защита прошла успешно.
Оценка содержания работы	Оценка «2» ставится, если студент обнаруживает непонимание содержательных основ исследования и неумение применять полученные знания на практике, допускает существенные ошибки, в теоретическом обосновании, которые не может исправить даже с помощью членов комиссии.	Оценка «3» ставится, если студент на низком уровне владеет методологическим аппаратом исследования, допускает неточности при формулировке теоретических положений работы, материал излагается не связно, практическая часть выполнена некачественно.	Оценка «4» ставится, если студент на достаточно высоком уровне овладел методологическим аппаратом исследования, осуществляет содержательный анализ теоретических источников, но допускает отдельные неточности в теоретическом обосновании.	Оценка «5» ставится, если студент на высоком уровне владеет методологическим аппаратом исследования, осуществляет сравнительно-сопоставительный анализ разных теоретических подходов, практическая часть выполнена качественно.

У ОФОРМЛЕНИЕ ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ

5.1 Состав графической части

В курсовой проект входит следующий чертеж:

- схемы электроснабжения района (в соответствии с индивидуальным заданием на курсовой проект).

5.2 Общие положения

Каждый лист графической части проекта должен иметь внутреннюю рамку, основную надпись размером 55×185 и графу размером 14×70. Место расположения графы 14×70 зависит от того, где располагается основная надпись чертежа (вдоль длинной или короткой стороны формата).

Масштабы изображений на чертежах следует выбирать в соответствии с ГОСТом.

Все надписи на чертеже должны быть выполнены чертежным шрифтом (не допускается использование трафарета). Размер шрифта может быть 2,5; 3,5; 5; 7; 10; 14; 20.

Таблица 16. Масштабы изображений на чертежах

Масштабы уменьшения	1:2; 1:2,5:1; 4; 1:5; 1:10; 1:15; 1:20; 1:25; 1:40; 1:50; 1:75; 1:100; 1:200; 1:400; 1:500; 1:800; 1:1000
Натуральная величина	1:1
Масштабы увеличения	2:1; 2,5:1; 4:1; 5:1; 10:1; 20:1; 40:1; 50:1; 100;1

Чертежи выполняются на ПК в программах «Аскон Компас», «Autodesk AutoCAD», «Нанософт папоСАД», карандашом или тушью (не допускается одновременного применение на одном листе туши и карандаша) на листах основного или дополнительного форматов (табл. 2 и 3), установленных стандартами ЕСКД.

Таблица 17. Основные форматы чертежей

Обозначение формата	A0	A1	A2	A3	A4
Размеры сторон формата, мм	841x1189	594x841	420x594	297x420	210x297

Таблица 18. Кратность и размеры дополнительных форматов

Кратность	Формат				
	A0	A1	A2	A3	A4
2	1189x1682	-	-	-	-
3	1189x2523	841x1783	594x1261	420x891	297x630
4	-	841x2378	594x1682	420x1189	297x841
5	-	-	594x2102	420x1486	297x1051
6	-	-	-	420x1783	297x1261
7	-	-	-	420x2080	297x1471
8	-	-	-	-	297x1682
9	-	-	-	-	297x1892

Рекомендуемая литература для написания курсового проекта

Основные источники:

1. Большаков, В. П. Инженерная и компьютерная графика. Изделия с резьбовыми соединениями: учебное пособие для среднего профессионального образования / В. П. Большаков, А. В. Чагина. - 2-е изд., испр. и доп. - Москва: Издательство Юрайт, 2019. - 156 с. - (Профессиональное образование). - ISBN 978-5-534-07977-7. - Текст: электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. - URL: <https://urait.ru/bcode/442321> (дата обращения: 03.06.2020).
2. Грунтович, Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования: учебное пособие / Н.В. Грунтович. - Минск: Новое знание; Москв: ИНФРА-М, 2020. - 271 с. - (Среднее профессиональное образование). - ISBN 978-5-16-015611-8. - Текст: электронный. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/1124348> (дата обращения: 03.06.2020).
3. Щербаков, Е. Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. - 2-е изд., перераб. и доп. - Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2020. - 495 с. - (Среднее профессиональное образование). - ISBN 978-5-00091-650-6. - Текст: электронный. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/1058248> (дата обращения: 03.06.2020).

Дополнительные источники:

1. Селезнев, В. А. Компьютерная графика: учебник и практикум для среднего профессионального образования / В. А. Селезнев, С. А. Дмитроченко. - 2-е изд., испр. и доп. - Москва: Издательство Юрайт, 2020. - 218 с. - (Профессиональное образование). - ISBN 978-5-534-08440-5. - Текст: электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. - URL: <https://urait.ru/bcode/452411> (дата обращения: 03.06.2020).
2. Сибикин, Ю. Д. Технология электромонтажных работ: учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - 4-е изд., испр. и доп. - Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2020. - 352 с. - (Среднее профессиональное образование). - ISBN 978-5-00091-631-5. - Текст: электронный. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/1045025> (дата обращения: 03.06.2020).
3. Шашкова, И. В. Организация и выполнение работ по монтажу и наладке электрооборудования промышленных и гражданских зданий: В 2 ч. Ч. 2. Монтаж и наладка электрооборудования промышленных и гражданских зданий: учебник для СПО/И.В. Шашкова, А.Б. Бычков.- Москва: Академия, 2015.- 256с. – ISBN978-5-4468-2. –Текст: непосредственный.
4. Шеховцов, В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению: учебное пособие / В.П. Шеховцов. - 3-е изд. - Москва: ИНФРА-М, 2020. - 136 с. - (Среднее профессиональное образование). - ISBN 978-5-16-013424-6. - Текст: электронный. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/1090082> (дата обращения: 03.06.2020).

Интернет – ресурсы

1. Справочник электрика и энергетика: сайт. – URL: <http://www.elecab.ru/> (дата обращения: 03.06.2020).-Текс: электронный
2. Монтаж и эксплуатация электрических сетей: информационный портал: сайт. – URL: <http://www.elektro-montagnik.ru> (дата обращения: 03.06.2020).-Текс: электронный
3. Электронная библиотечная система Юрайт: сайт. - URL: <https://biblio-online.ru> (дата обращения: 10.06.2020).-Текс: электронный
4. Электронная библиотечная система Znanium.com: сайт. URL: <http://znanium.com> (дата обращения: 10.06.2020).-Текс: электронный

Приложение А
Пример оформления обложки курсовой работы



Приложение Б

НЕФТЕЮГАНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ КОЛЛЕДЖ

*(филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования «Югорский государственный университет»*

Специальность 08.02.09

*Монтаж, наладка и эксплуатация
электрооборудования промышленных
и гражданских зданий*

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

*по МДК.03.01 Внешнее электроснабжение промышленных
и гражданских зданий*

тема: _____

Обучающийся: _____ (_____)

Руководитель: _____ (_____)

*Нефтеюганск
2021*

Пример оформления задания на курсовой проект

Нефтеюганский индустриальный колледж
(филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования «Югорский государственный университет»

СОГЛАСОВАНО
на заседании ПЦК СТД
прот.№ ____ от «__» ____ 2021 г.
председатель _____

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель директора по УВР
_____ О.В.Гарбар

ЗАДАНИЕ на курсовой проект

по МДК 03.01 Внешнее электроснабжение ПиГЗ

обучающемуся по специальности 08.02.09 «Монтаж, наладка и эксплуатация
электрооборудования промышленных и гражданских зданий»
группы: 1МНЭ70

Афанасьеву Василию Александровичу

ф.и.о. обучаемого

ТЕМА: Электроснабжение района электрических сетей №1, БЭО-1 (Юганский
регион) ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Спроектировать электрическую сеть для заданного расположения под-
станций (рис.1) и данных нагрузок (табл.1).

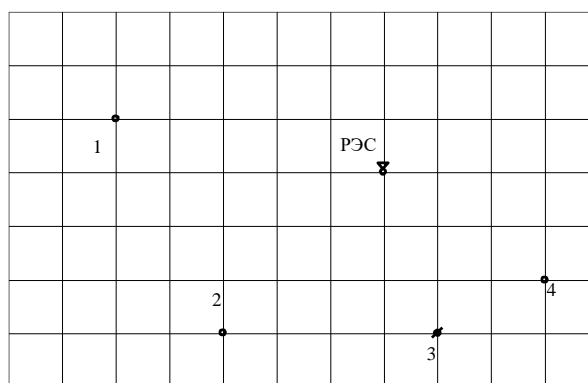


Рисунок 1 Расположение подстанций

Масштаб: 15 км/см. Подстанция №3 является источником ограниченной мощно-
сти.

Данные по нагрузкам – Таблица 1.

Таблица 1 Параметры нагрузок подстанций

Показатели	№ подстанции			
	1	2	3	4
P_{\max} , МВт	60	55	15	32
$\cos\varphi_{\max}$	0,719	0,824	0,836	0,712
T_{\max} , ч	4200	4000	4500	4500

Дополнительные данные:

1. Наименьшая летняя нагрузка составляет 55–85% от наибольшей зимней.
2. Напряжение на шинах РЭС при наибольших нагрузках и тяжелых авариях в сети составляет $1.1U_{ном}$, при наименьших нагрузках – $1.05U_{ном}$.
3. Средний номинальный коэффициент мощности генераторов системы, в которую входит проектируемый район, равен 0,87.
4. Характеристика местности – Западная Сибирь.

Руководитель

ФИО

Дата выдачи задания

Дата защиты

Задание получил

Приложение Д
Пример оформления разделительного листа



Приложение Е. Расчетные данные для ВЛ со сталеалюминиевыми проводами.

Таблица Приложение Е.1 Расчетные данные ВЛ 35 – 150 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 100 км)

Номинальное сечение провода, мм ²	r ₀ , Ом при +20 °С	35 кВ	110 кВ			150 кВ		
		X ₀ , Ом	X ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ СМ	q ₀ , Мвар	X ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ СМ	q ₀ , Мвар
70/11	42,8	43,2	44,4	2,55	3,40	46,0	2,46	5,50
95/16	30,6	42,1	43,4	2,61	3,50	45,0	2,52	5,70
120/19	24,9	41,4	42,7	2,66	3,55	44,1	2,56	5,80
150/24	19,8	40,6	42,0	2,70	3,60	43,4	2,61	5,90
185/29	16,2	-	41,3	2,75	3,70	42,9	2,64	5,95
240/32	12,0	-	40,5	2,81	3,75	42,0	2,70	6,10

Таблица Приложение Е 2 Расчетные данные ВЛ 220 – 1150 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 100 км)

Номинальное сечение провода, мм ²	Количество проводов в фазе	r ₀ , Ом, при +20 °С	220 Кв			330 кВ			500 кВ		
			X ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ СМ	q ₀ , Мвар	X ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ СМ	q ₀ , Мвар	X ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ СМ	q ₀ , Мвар
240/32	1	12,1	43,5	2,60	13,9	-	-	-	-	-	-
	2	6,0	-	-	-	33,1	3,38	40,6	-	-	-
240/39	11	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
240/56	5	2,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
300/39	1	9,8	42,9	2,64	14,1	-	-	-	-	-	-
	2	4,8	-	-	-	32,8	3,41	40,9	-	-	-
300/48	8	1,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-
300/66	3	3,4	-	-	-	-	-	-	31,0	3,97	99,2
	5	2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
330/43	3	2,9	-	-	-	-	-	-	30,8	3,60	90,0
	8	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
400/51	1	7,5	42,0	2,70	14,4	-	-	-	-	-	-
	2	3,75	-	-	-	32,3	3,46	41,5	-	-	-
	3	2,5	-	-	-	-	-	-	30,6	3,62	90,5
400/93	5	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	4	1,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/64	1	6,0	41,3	2,74	14,6	-	-	-	-	-	-
	2	3,0	-	-	-	32,0	3,50	42,0	-	-	-
	3	2,0	-	-	-	-	-	-	30,4	3,64	91,0
	4	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Приложение Ж. Расчетные данные для трансформаторов.

Таблица Приложение Ж 1. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			Уном обмоток, кВ		U_K , %	ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_X , квар
			ВН	НН							
ТМ-100/35	0,1	$\pm 2 \times 1,5\%$	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6	241	796	2,6
ТМ-160/35	0,16	$\pm 2 \times 1,5\%$	35	0,4; 0,69	6,5	2,6; 3,9	0,7	2,4	127; 148	498	3,8
ТМ-250/35	0,25	$\pm 2 \times 1,5\%$	35	0,4; 0,69	6,5	3,7; 4,2	1,0	2,3	72; 82	318	5,7
ТД-10000/35	10	$\pm 2 \times 2,5\%$	38,5	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,96	11,1	80
ТДНС-10000/35	10	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	6,3; 10,5	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ТД-16000/35	16	$\pm 2 \times 2,5\%$	38,5	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,6	0,52	7,4	9,6

Таблица Приложение Ж 2. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип трансформатора	S _{ном} , МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном} ,кВ, обмоток		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _{тр} , Ом	X _{тр} , Ом	ΔQ _х , квар
			В	Н							
ТМН-2500/110	2,5	±10×1,50 ±8×1,50	110	6,6; 11; 22	10,5	22	5,0	1,50	42,6	508	37,5
ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78	115	6,6; 11; 22	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220	50,4
ТДН-10000/110	10	±9×1,78				60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	±9×1,78				85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110	25	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТДНЖ-25000/110	25	±9×1,78	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	55,35	175
ТРДН-40000/110	40	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	172	36	0,7	1,44	34,8	260
ТД-40000/110	40	±2×2,50	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,7	1,46	38,4	260
ТРДЦН-63000/110	63	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	260	59	0,65	0,87	22	410
ТРДЦНК-80000/110	80	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	245	59	0,60	0,8	22	378
ТДЦ-80000/110	80	±2×2,50	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,60	0,71	19,2	480
ТРДЦН-80000/110	80	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТДЦ-125000/110	125	±2×2,50	121	10,5; 13,8	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
ТРДЦН-125000/110	125	±9×1,78	115	10,5/10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5
ТДЦ-200000/110	200	±2×2,50	121	13,8; 15,75; 18	10,5	550	170	0,50	0,23	7,7	1000
ТДЦ-250000/110	250	±2×2,50	121	15,75	10,5	640	200	0,50	0,15	6,1	1250
ТДЦ-400000/110	400	±2×2,50	121	20	10,5	900	320	0,45	0,08	3,8	1800

Примечание: 1. Регулирование напряжения осуществляется с помощью РПН в нейтрали ВН, за исключением трансформаторов типа ТМН-2500/110 с РПН на стороне НН и типа ТД с ПБВ на стороне ВН 2. Трансформаторы типа ТРДН могут изготавливаться с нерасщепленной обмоткой НН 38,5 кВ, трансформатор 25 МВ·А – с 27,5 кВ (для электрификации железных дорог)

Таблица Приложение Ж 3. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	S _{ном} , МВ·А	Каталожные данные					
		U _{ном} обмоток, кВ			u _{ном} , %		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-16000/110*	16	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-25000/110	25	115	11; 38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5
ТДТНЖ-25000/110	25	115	35,8; 27,5	6,6; 11; 27,5	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДТН-40000/110*	40	115	11; 22; 38,5	6,6; 11	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДТНЖ-40000/110	40	115	27,5; 35,5	6,6; 11; 27,5	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДТН-63000/110* (ТДЦТН)	63	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6,5
ТДТН-80000/110* (ТДЦТН, ТДЦТНК)	80	115	38,5	6,6; 11	11,5	18,5(10,5)	7(6,5)

Продолжение таблицы. Приложение Ж 3.

Тип	Каталожные данные			Расчетные данные						
	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQ _х , квар
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН-6300/110	58	14	1,2	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	75,6
ТДТН-10000/110	76	17	1,1	5	5	5	142,2	0	82,7	110
ТДТН-16000/110*	100	23	1,0	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	160
ТДТН-25000/110	140	31	0,7	1,5	1,5	1,5	56,9	0	13,7	175
ТДТНЖ-25000/110	140	42	0,9	1,5	1,5	1,5	57	0(33)	33(0)	225
ТДТН-40000/110*	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0(22,3)	22,3(0)	240
ТДТНЖ-40000/110	200	63	0,8	0,9	0,9	0,9	35,5	0(20,7)	20,7(0)	320
ТДТН-63000/110* (ТДЦТН)	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6	441
ТДТН-80000/110* (ТДЦТН, ТДЦТНК)	390	82	0,6	0,4	0,4	0,4	18,6 (32,7)	0(10,7)	11,9(0)	480

* При X_т обмотки СН, равно нулю, обмотки НН изготавливаются с U_{ном}, равным 6,3 или 10,5 кВ.

Примечание: Все трансформаторы имеют РПН ± 9×1,78 % в нейтрали ВН, за исключением трансформатора ТНДТЖ-40000 с РПН ± 8×15 % на ВН.

Таблица Приложение Ж4. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 150 кВ.

Тип	S _{ном} , МВ·А	Пределы регулиру- рования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном} обмоток, кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , квар
			ВН	НН							
ТДН-16000/150	16	±8X1,5%	158	6,6; 11	11	85	21	0,8	8,3	172	128
ТРДН-32000/150	32	±8X1,5%	158	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	145	35	0,7	3,54	82	224
ТРДН-63000/150	63	±8X1,5%	158	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	125	59	0,65	1,48	41,6	410
ТЦ-250000/150 ТДЦ-250000/150	250	-	158	10,5;13,8;15,75	11	640	190	0,5	0,3	12	1250

Примечание: Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали ВН (трансформаторы 16-63 МВ·А) или ПБВ (трансформаторов 250 МВ·А).

Таблица Приложение Ж5. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 150 кВ.

Тип	S _{ном} , МВ·А	Пределы регулиру- рования	Каталожные данные					
			U _{ном} обмоток, кВ			u _к , %		
			ВН	СН	НН	В – С	В – Н	С – Н
ТДТН-16000/150	16	±8X1,5%	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-25000/150	25	±8X1,5%	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТНЖ-25000/150	25	±8X1,5%	158	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	18	10,5	6
ТДТН-40000/150	40	±8X1,5%	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-63000/150	63	±8X1,5%	158	38,5	6,6;11	10,5	18	6
АТДТНГ-100000/150	100	±4X2,5%	158	115	6,6	5,3	15	15

Продолжение Таблицы Ж.5.

Тип	Каталожные данные					Расчетные данные						ΔQ_x , квар
	ΔP_k , кВт			P_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом			X_T , Ом			
	В – С	В – Н	С – Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-16000/150	96	-	-	25	1,0	4,7	4,7	4,7	176	0	103,5	160
ТДТН-25000/150	145	-	-	34	0,9	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,5	225
ТДТНЖ-25000/150	145	-	-	34	0,9	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,4	225
ТДТН-40000/150	185	-	-	53	0,8	1,45	1,45	1,45	70	0	42,2	320
ТДТН-63000/150	285	-	-	67	0,7	0,9	0,9	0,9	44,7	0	26,8	431
АТДТНГ-100000/150	310	235	230	75	1,5	0,54	0,2	14,2	6,6	6,6	30,9	1500

Примечание: 1. Для автотрансформатора мощность обмотки НН равна 20% номинальной.

2. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали ВН или (для автотрансформатора 100 МВ·А) на стороне СН.

Таблица Приложение Ж 6.Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ.

Тип	S _{ном} , МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном} обмоток, кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , квар
			ВН	НН							
ТРДН-40000/220	40	±8X1,5%	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360
ТРДЦН-63000/220	63	±8X1,5%	230	6,6/6,6; 11/11	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504
ТДЦ-80000/220	80	±2X2,5%	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480
ТРДЦН-100000/220	100	±8X1,5%	230	11/11; 38,5	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700
ТДЦ-125000/220	125	±2X2,5%	242	10,5; 13,8	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625
ТРДЦН-160000/220	160	±8X1,5%	230	11/11; 38,5	12	525	167	0,6	1,08	39,7	960
ТДЦ-200000/220	200	±2X2,5%	242	13,8; 15,75; 18	12	580	200	0,45	0,77	32,2	900
ТДЦ250000/220	250	-	242	13,8; 15,75	12	650	140	0,45	0,6	25,7	1125
ТДЦ-400000/220	400	-	242	13,8; 15,75; 20	12	880	330	0,4	0,29	16,1	1600
ТЦ-630000/220	630	-	242	15,75; 20	12,5	1300	380	0,35	0,2	11,6	2205
ТЦ-1000000/220	1000	-	242	24	11,5	2200	480	0,35	0,2	6,7	3500

Примечание: 1.Регулирование напряжения осуществляется в нейтрали ВН.

2. Трансформаторы с расщепленной обмоткой могут изготавливаться также с нерасщепленной обмоткой НН на 38,5 кВ.

Таблица Приложение Ж7. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220кВ.

Тип	S _{ном} , МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные					
			U _{НОМ} обмоток, кВ			u _к , %		
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТДН-25000/220	25	±12Х1%	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5
ТДНЖ-25000/220	25	±8Х1,5%	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	20	6,5
ТДТН-40000/220	40	±12Х1%	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5
ТДТНЖ-40000/220	40	±8Х1,5%	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	22	9,5
АТДЦТН-63000/220/110	63	±6Х2%	230	121	6,6; 11; 27,5;	11	25,7	21,9
АТДЦТН-125000/220/110 (в знаменателе – выпуск после 1985 г.)	125	±6Х2%	230		6,6; 11; 38,5	<u>11</u> 11	<u>31</u> 45	<u>19</u> 28
АТДЦТН-200000/220/110				121				
АТДЦТН-250000/220/110	200	±6Х2%	230	121	6,6; 11; 15,75; 38,5	11	32	20
	250	±6Х2%	230		10,5; 38,5	11,5	33,4	20,8

Тип	Каталожные данные					Расчетные данные						ΔQ_x , квар
	ΔP_k , кВт			ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом			X_T , Ом			
	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДН-25000/220	135	-	-	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДНЖ-25000/220	135	-	-	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТН-40000/220	220	-	-	55	1,1	3,6	3,6	3,6	165	0	125	440
ТДТНЖ-40000/220	240	-	-	66	1,1	3,9	3,9	3,9	165	0	125	440
АТДЦТН-63000/220/110	215	-	-	45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315
АТДЦТН-125000/220/110 (в знаменателе – выпуск после 1985 г.)	<u>290</u> 305	-	-	<u>85</u> 65	0,5	<u>0,5</u> 0,55	<u>0,5</u> 0,48	<u>1,0</u> 3,2	<u>48,6</u> 59,2	0	<u>82,5</u> 131	625
АТДЦТН-200000/220/110	430	-	-	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000
АТДЦТН-250000/220/110	520	-	-	145	0,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1	1250

Примечание: 1. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН равна 50 % номинальной.

2. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали ВН ($\pm 8 \times 1,5\%$; $\pm 12 \times 1\%$) или на стороне СН ($\pm 6 \times 2\%$).

Приложение 3. Типовые схемы РУ 35 – 220 кВ

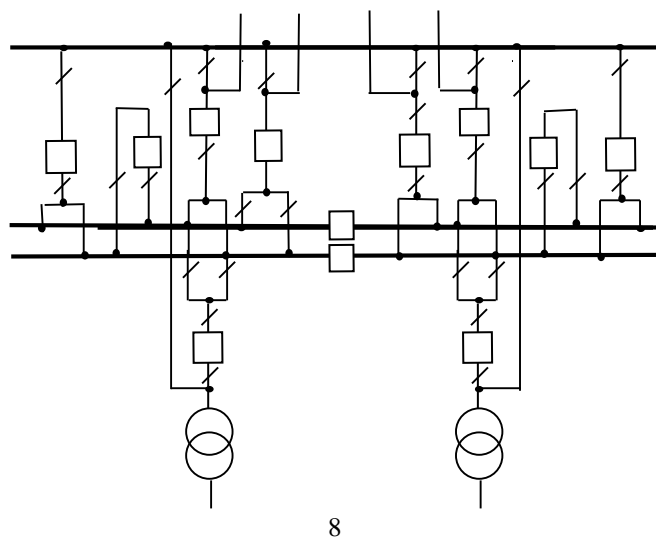
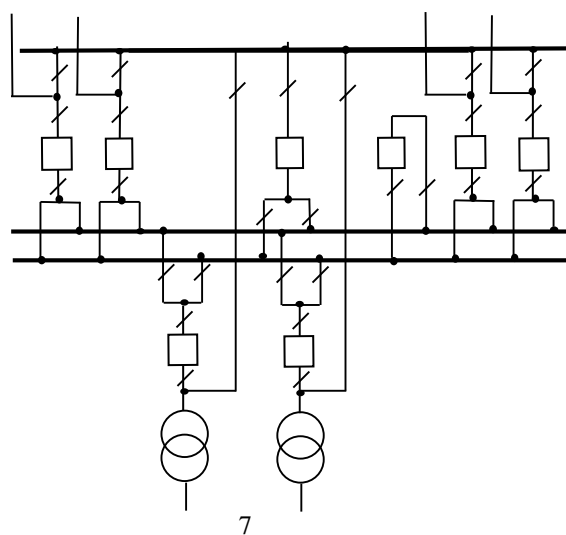
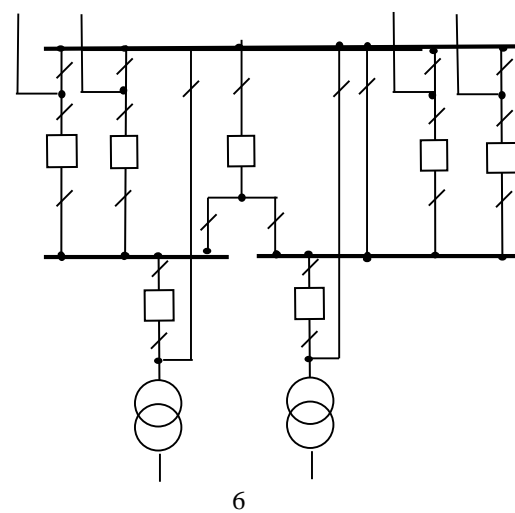
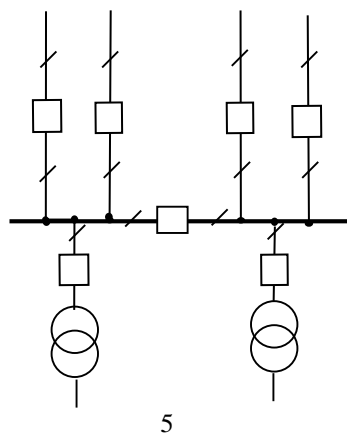
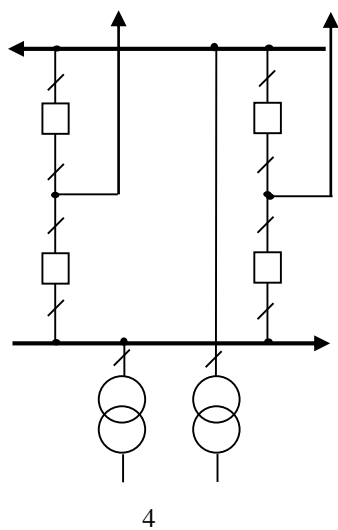
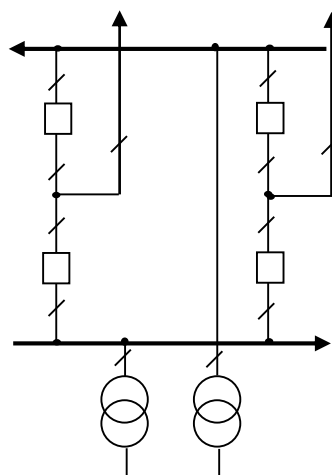
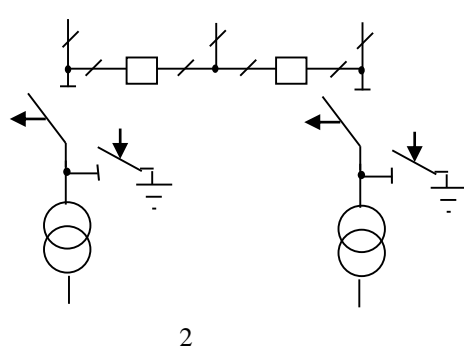
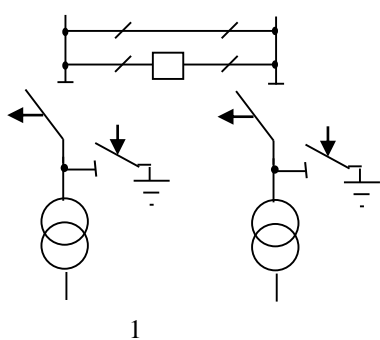


Таблица Приложение 3.1. Типовые схемы РУ 35-220 кВ

№ схем	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия применения
		Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Количество присоединений	
1	Мостик с выключателями в перемычке и цепях трансформатора	35-220	ВН	2	1. Проходные ПС. 2. Мощность трансформаторов не более 125 МВ·А. 3. При отсутствии ОАПВ на ВЛ (для 220 кВ).
2	Сдвоенный мостик с отделителями в цепях трансформаторов	110	ВН	3	1. Отсутствие перспективы увеличения количества линий. 2. Допустимость разрыва транзита при отключении средней линии или при ревизии выключателя.
3	Четырехугольник	220-750	ВН	2	На напряжении 220 кВ при невыполнении требований схемы 1
4	Расширенный четырехугольник	220-330	ВН	4	1. Отсутствие перспективы увеличения количества линий. 2. Наличие двух ВЛ, не имеющих ОАПВ.
5	Одна секционированная система шин	35	ВН, СН, НН.	8	-
6	Одна секционированная система шин с обходной с совмещенным секционным и обходным выключателем	110-220	ВН, СН	До 4	1. Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию. 2. Возможность деления РУ на время ремонта любого выключателя.
7	Две несекционированные системы шин с обходной	110-220	ВН, СН	5-13	
8	Две секционированные системы шин с обходной	110-220	СН	Более 13	

Таблица Приложение 3.2 Открытые распределительные устройства 35-220 кВ
по блочным и мостиковым схемам

Схема ОРУ	Стоимость, тыс.руб,при напряжении, кВ			
	35	110	150	220
Блок линия-трансформатор: с разъединителем	2,4	11,5	14,0	18,9
с предохранителем	2,7	-	-	-
с отделителем	4,1	12,7	20,1	26,4
с выключателем	5,4	36,0	61,0	79
Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой	13,0	36,3	51,9	83
Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	18,5	75,0	126	180
Мостик с выключателями в перемычке и в цепях трансформаторов	-	120	200	280
Мостик с отделителями в цепях трансформаторов и дополнительной линией, присоединенной через два выключателя	-	98	172	-

Таблица Приложение 3.3 Ячейки ОРУ 35-220 кВ с выключателями
(для схем с количеством выключателей более трех)

Напряжение, кВ	Расчетная стоимость ячейки с выключателем, тыс.руб.			
	воздушным		Масляным	
	при отключаемом токе, кА			
	до 40	более 40	до 30	более 30
35	14	29	9	20
110	42	57	35	43
150	70	-	-	-
220	85	130	90	105
220*	110	-	115	-

* Для схемы расширенного четырехугольника.

Таблица Приложение 3.4 Шунтовые конденсаторные батареи

Номинальное напряжение, кВ	С конденсаторами КС2-1, 05-60			С конденсаторами КС2-1, 05-125		
	Мощность, Мвар		Расчетная стоимость, тыс.руб.	Мощность, Мвар		Расчетная стоимость, тыс.руб.
	установ- ленная	распола- гаемая*		установ- ленная	распола- гаемая*	
6	2,9	2,4	18	6,0	4,9	24
10	5,0	3,8	30	10,5	7,9	40
35	17,3	13,5	100	36,0	28,0	130
110	52,0	44,5	290	108,0	93,0	390

* Располагаемая мощность конденсаторных батарей соответствует напряжению сети, превышающему номинальное на 10 %.

Приложение И. Допустимый длительный ток для неизолированных проводов по ГОСТ 839-80.

Номинальное сечение, мм ²	Сечение (алюминий/сталь), мм ²	Ток, А, для проводов марок					
		АС. АСКС. АСК. АСКП		М	А и АКП	М	А и АКП
		Вне помещений	внутри помещений	вне помещений		внутри помещений	
10	10/1,8	84	53	95	-	60	-
16	16/2,7	111	79	133	105	102	75
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	35/6,2	175	135	223	170	173	130
50	50/8	210	165	275	215	219	165
70	70/11	265	210	337	265	268	210
95	95/16	330	260	422	320	341	255
120	120/19	390	313	485	375	395	300
	120/27	375	-				
150	150/19	450	365	570	440	465	355
	150/24	450	365				
	150/34	450	-				
185	185/24	520	430	650	500	540	410
	185/29	510	425				
	185/43	515	-				
240	240/32	605	505	760	590	685	490
	240/39	610	505				
	240/56	610	-				
300	300/39	710	600	880	680	740	570
	300/48	690	585				
	300/66	680	-				
330	330/27	730	-	-	-	-	-
400	400/22	830	713	1050	815	895	690
	400/51	825	705				
	400/64	860	-				
500	500/27	960	830	-	980	-	820
	500/64	945	815				
600	600/72	1050	920	-	1100	-	955
700	700/86	1180	1040	-	-	-	-