

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«КАЛИНИНГРАДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**М.С. Харитонов**

## **ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИЙ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Учебно-методическое пособие  
по выполнению курсового проекта для студентов бакалавриата  
по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Калининград  
Издательство ФГБОУ ВО «КГТУ»  
2022

УДК 621.311

Рецензент

кандидат технических наук, доцент кафедры энергетики  
ФГБОУ ВО «Калининградский государственный технический университет»  
И. Е. Кажекин

**Харитонов, М. С.**

Проектирование подстанций систем электроснабжения: учебно-методическое пособие по выполнению курсового проекта для студентов бакалавриата по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника / М. С. Харитонов. – Калининград: ФГБОУ ВО «КГТУ», 2022. – 50 с.

В учебно-методическом пособии по выполнению курсового проекта представлены указания по порядку разработки курсового проекта, методики выполнения заданий, требования к структуре, объему, содержанию и оформлению курсового проекта, описание организации защиты курсового проекта и критерии оценивания. Курсовое проектирование предназначено для практического закрепления теоретического материала в области проектирования подстанций систем электроснабжения.

Табл. – 17, рис. – 23, список литературы – 11 наименований

Учебно-методическое пособие рекомендовано к изданию в качестве локального электронного методического материала для использования в учебном процессе методической комиссией Института морских технологий, энергетики и строительства 30.09.2022 г., протокол № 01

УДК 621.311

© Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
образования «Калининградский  
государственный технический университет»,  
2022 г.

© Харитонов М. С., 2022 г.

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА.....	5
2 ЗАДАНИЕ ПО КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ.....	8
3 ТРЕБОВАНИЯ ПО ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА.....	11
4 ТРЕБОВАНИЯ ПО ЗАЩИТЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА.....	12
5 КРИТЕРИИ ОЦЕНИВАНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА.....	13
6 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА.....	14
СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	38
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Дополнительные рекомендации по выполнению курсового проекта.....	39
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Образец титульного листа.....	49

## ВВЕДЕНИЕ

Целью курсового проекта является практическое применение и закрепление студентами теоретических знаний, полученных при изучении дисциплины «Проектирование подстанций систем электроснабжения» путем решения конкретных инженерных задач, и приобретение навыков проектирования электрической части подстанций.

Задачами курсового проектирования являются:

- изучение организационных проблем проектирования, основных критериев при принятии решений по проектированию электроустановок;
- освоение методов расчета основных параметров, определяющих выбор структуры и конструкции электроустановок, внутренних и внешних связей и применяемого электротехнического оборудования.
- формирование умений и навыков проектирования электрических схем с учетом требований соответствующих нормативных документов;
- изучение компоновок электроустановок и принципов проектирования распределительных устройств различных классов напряжения.

После выполнения и защиты курсового проекта студент должен:

### ***знать:***

- нормативные документы, основные источники научно-технической информации по проектированию электроустановок подстанций и энергосистем;
- технические средства для измерения основных параметров на подстанциях и системах электроснабжения;
- схемы и элементы основного оборудования подстанций и систем электроснабжения;
- принципы распределения электрической энергии в сетях до и выше 1 кВ;

### ***уметь:***

- самостоятельно разбираться в нормативных методиках расчета и применять их для проектирования подстанций и систем электроснабжения;
- обосновывать принятие конкретного технического решения, исходя из технико-экономического анализа различных вариантов структурных схем подстанций и систем электроснабжения;

### ***владеть:***

- основными методами, способами и средствами получения, хранения и переработки информации по выбору нового оборудования;
- современными информационными технологиями, сетевыми компьютерными технологиями, средствами компьютерной графики, базами данных и пакетами прикладных программ при проектировании подстанций и систем электроснабжения

# 1 СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Курсовой проект на тему «Проектирование электрической части подстанции 110/10 кВ» предполагает проработку ряда задач по расчету и проектированию элементов подстанции: расчет и выбор силовых трансформаторов, выбор схем и компоновок распределительных устройств, расчет режимов работы, выбор основного оборудования, проектирование системы молниезащиты. Методические указания и рекомендации по выполнению разделов курсового проекта приведены в разделе 6 и Приложении 1.

Пояснительная записка к курсовому проекту должна включать следующие разделы и структурные элементы:

ТИТУЛЬНЫЙ ЛИСТ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

1 ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

2 АНАЛИЗ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.1 Анализ нагрузки трансформаторов в зимний период

3.2 Анализ нагрузки трансформаторов в летний период

4 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

4.1 Выбор схемы распределительного устройства 110 кВ

4.1.1 Методика расчета показателей надежности

4.1.2 Расчет показателей надежности первого варианта схемы

4.1.3 Расчет показателей надежности второго варианта схемы

4.2 Выбор схемы распределительного устройства 10 кВ

5 ВЫБОР КОМПЛЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

5.1 Выбор комплектных решений ОРУ 110 кВ

5.2 Выбор комплектных решений ЗРУ 10 кВ

6 РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ ВЫБОРА ПРОВОДНИКОВ И АППАРАТОВ

6.1 Расчет токов нормального и утяжеленного режимов в цепях ОРУ 110 кВ

6.1.1 Цепи питающих линий 110 кВ

6.1.2 Цепи отходящих линий 110 кВ

6.1.3 Цепи силовых трансформаторов 110 кВ

- 6.1.4 Цепи сборных шин 110 кВ
- 6.1.5 Цепь междушинного (секционного) выключателя 110 кВ
- 6.2 Расчет токов нормального и утяжеленного режимов в цепях ЗРУ 10 кВ
  - 6.2.1 Цепи отходящих линий 10 кВ
  - 6.2.2 Цепи силовых трансформаторов 10 кВ
  - 6.2.3 Цепи сборных шин 10 кВ
  - 6.2.4 Цепь секционного выключателя 10 кВ
- 6.3 Расчет токов короткого замыкания

## 7 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ПРОВОДНИКОВ

- 7.1 Выбор и проверка оборудования ОРУ 110 кВ
  - 7.1.1 Коммутационные аппараты
  - 7.1.2 Измерительные трансформаторы
  - 7.1.3 Сборные шины
  - 7.1.4 Ограничители перенапряжений
- 7.2 Выбор и проверка оборудования ЗРУ 10 кВ
  - 7.2.1 Ячейки КРУ
  - 7.2.2 Коммутационные аппараты
  - 7.2.3 Измерительные трансформаторы

## 8 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

- 8.1 Общие положения защиты подстанций от прямых ударов молнии
- 8.2 Расчет системы молниезащиты ОРУ 110 кВ

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

## ПРИЛОЖЕНИЯ.

Пояснения к содержанию структурных элементов:

*Титульный лист.* Форма и образец заполнения титульного листа приведены в Приложении 2.

*Техническое задание* Курсовой проект должен выполняться на основе индивидуального задания, которое приводится в данном разделе.

*Содержание.* Содержание должно отражать все разделы, включённые в пояснительную записку с указанием страниц, на которых они начинаются.

*Введение.* Во введении кратко формулируются цель и задачи курсового проекта, указываются особенности, техническое и практическое значение, основные направления предлагаемых решений. Во введении следует раскрыть актуальность вопросов темы, охарактеризовать проблему, к которой относится тема, перечислить методы и средства, с помощью которых будут решаться поставленные задачи. Задачи можно формировать по тематике разделов курсового проекта, но в крупном разделе могут решаться несколько задач.

Задачи упоминаются без ссылок на разделы. По каждой задаче нужно не только указать суть работы, но и показать для чего выполняются работы и как они между собой переплетаются на пути достижения конечной цели. Например, для выбора оборудования необходимо произвести расчет токов продолжительных и кратковременных режимов. Далее необходимо произвести выбор оборудования по рассчитанным токам продолжительных режимов и выполнить проверку по установленным критериям для токов кратковременных режимов

*Основная часть.* Содержит основные подходы, методики, расчеты и результаты проектирования электрической части подстанции.

*Заключение.* В заключении подводятся итоги проделанной работы в контексте поставленных ранее задач. Необходимо изложить суть проделанных работ, но уже с конкретикой. Отмечается, что было сделано и почему (для чего), какой метод был использован для решения задачи, какой результат был получен (выбрана конкретная схема, оборудование и т. п.), чем выбранный вариант превосходит аналоги (если было сравнение), можно отметить значение решения данной задачи для работы в целом (что она позволила делать дальше), а также важность результата для объекта в целом или его отдельной подсистемы.

*Список использованных источников.* В список использованных источников включаются непосредственно использованные источники, на которые имеются ссылки в текстовом документе. Источники в списке нумеруют в порядке их упоминания в тексте.

*Приложения.* В приложения следует включать материалы вспомогательного характера. Могут быть помещены: таблицы и рисунки большого формата; дополнительные расчеты.

## 2 ЗАДАНИЕ ПО КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ

Задание по курсовому проекту включает данные по наименованию населенного пункта, варианту графика нагрузки подстанции, данные по электрическим нагрузкам, перетокам мощности. В таблице 2.1 представлены варианты исходных данных. Графики нагрузки подстанций приведены на рисунках 2.1-2.4. По указанию преподавателя могут быть использованы иные исходные данные.

Таблица 2.1 – Исходные данные для выполнения курсового проекта

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Населенный пункт	Иваново	Ижевск	Белгород	Саратов	Краснодар	Тамбов	Новосибирск	Тула	Калининград	Курск	Воркута	Ставрополь	Кемерово	Липецк	Магадан
График нагрузки	А	Б	В	Г	А	Б	В	Г	А	Б	В	Г	А	Б	В
Рнг макс, МВт	40	50	30	25	45	45	45	25	35	70	80	60	40	70	35
Qнг макс, Мвар	25	32	24	18	30	35	35	17	25	52	55	42	38	54	28
Питающие 110 кВ	2	3	2	2	3	3	2	3	2	2	3	2	3	2	2
Отходящие 110	3	1	3	2	1	2	2	1	3	2	1	2	1	2	3
Переток 1, МВт	20	65	15	15	40	30	15	50	15	20	30	20	40	20	15
Переток 2, МВт	15	-	15	10	-	30	10	-	10	10	-	20	-	40	30
Переток 3, МВт	20	-	10	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	15
Отходящие 10 кВ	10	8	6	8	10	6	8	10	10	8	6	10	8	6	6
Ток КЗ, кА	15	14	17	15	13	18	15	21	14	19	19	18	20	17	8
Вариант	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Населенный пункт	Рязань	Владивосток	Вологда	Новгород	Смоленск	Иркутск	Красноярск	Пермь	Хабаровск	Чита	Якутск	Челябинск	Орёл	Астрахань	Екатеринбург
График нагрузки	Г	А	Б	В	Г	А	Б	В	Г	А	Б	В	Г	А	Б
Рнг макс, МВт	30	65	40	20	44	25	45	35	45	30	45	70	60	40	70
Qнг макс, Мвар	29	45	25	12	31	18	27	20	30	20	30	52	42	38	54
Питающие 110	2	3	2	2	3	3	2	2	3	3	2	2	3	3	2
Отходящие 110	3	2	2	3	2	1	2	2	1	2	2	3	2	2	2
Переток 1, МВт	15	30	20	40	20	60	20	60	45	20	30	20	40	20	15
Переток 2, МВт	10	15	30	10	30	-	25	15	-	35	20	10	40	30	30
Переток 3, МВт	10	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-
Отходящие 10 (35)	10	8	10	10	8	6	10	6	8	10	10	8	6	10	6
Ток КЗ, кА	20	13	15	14	17	15	13	18	15	21	14	19	18	20	17



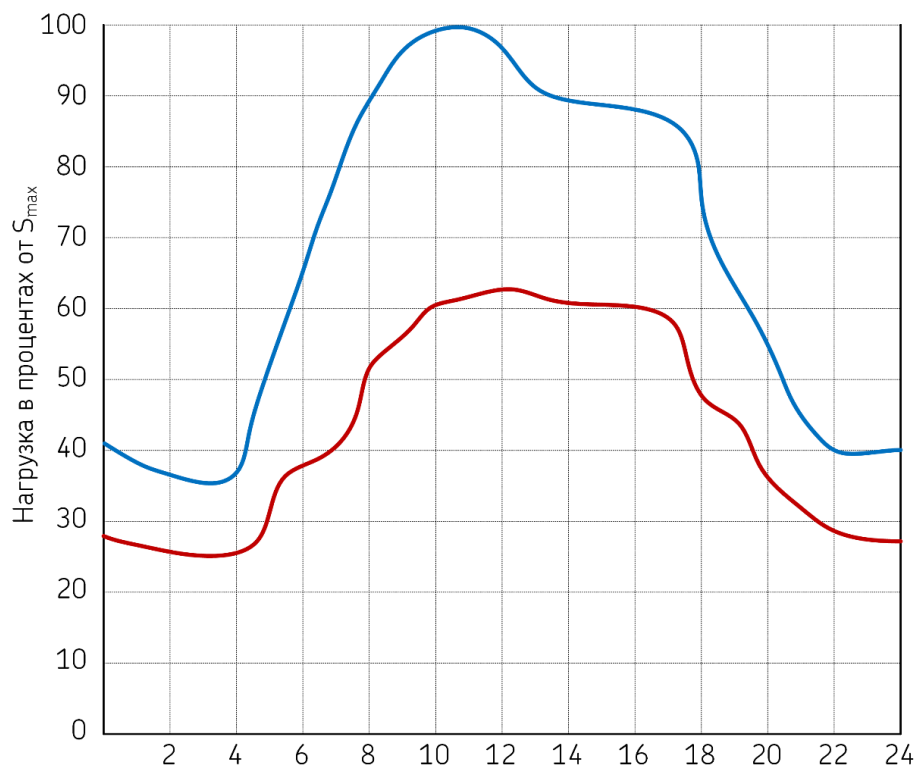


Рисунок 2.1 – Вариант графика нагрузки А

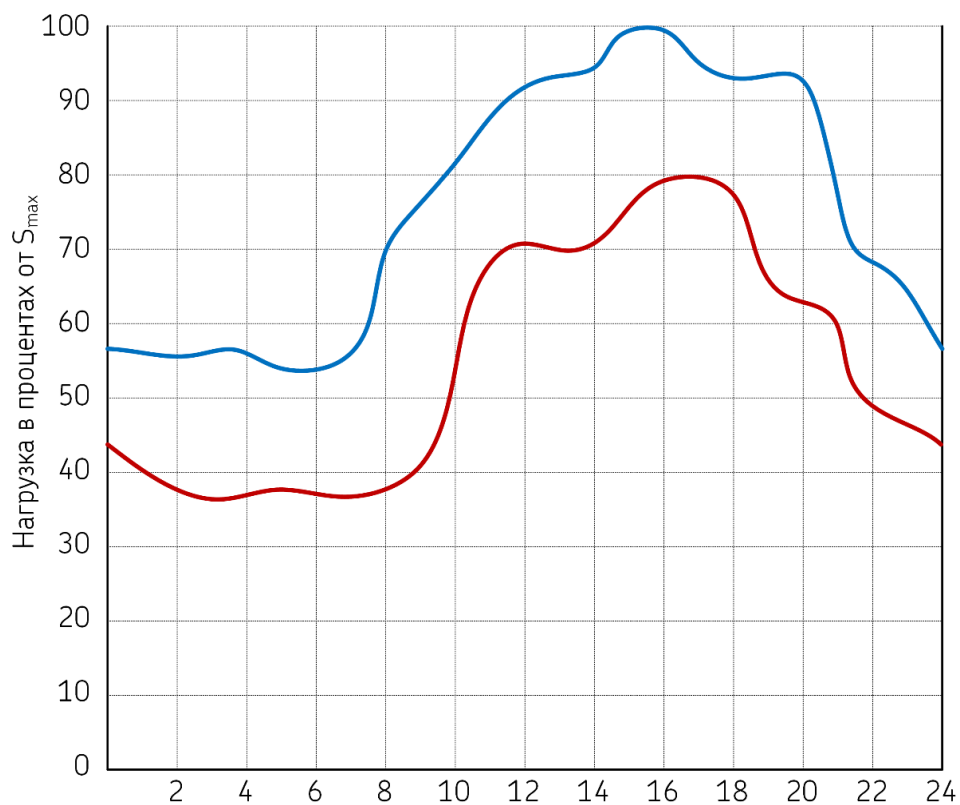


Рисунок 2.2 – Вариант графика нагрузки Б

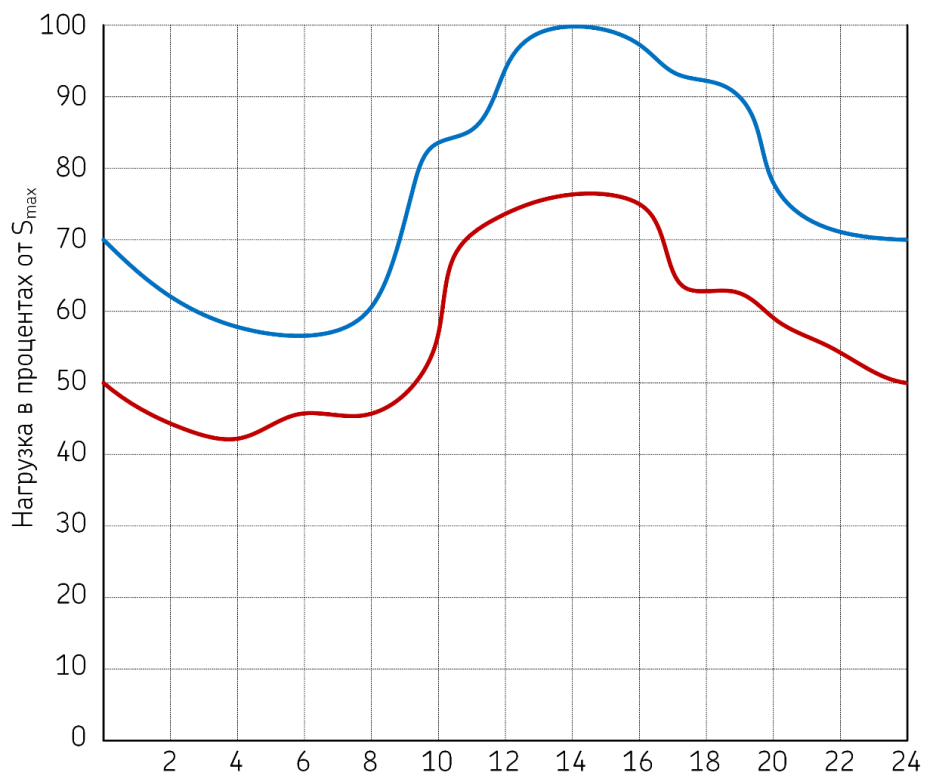


Рисунок 2.3 – Вариант графика нагрузки В

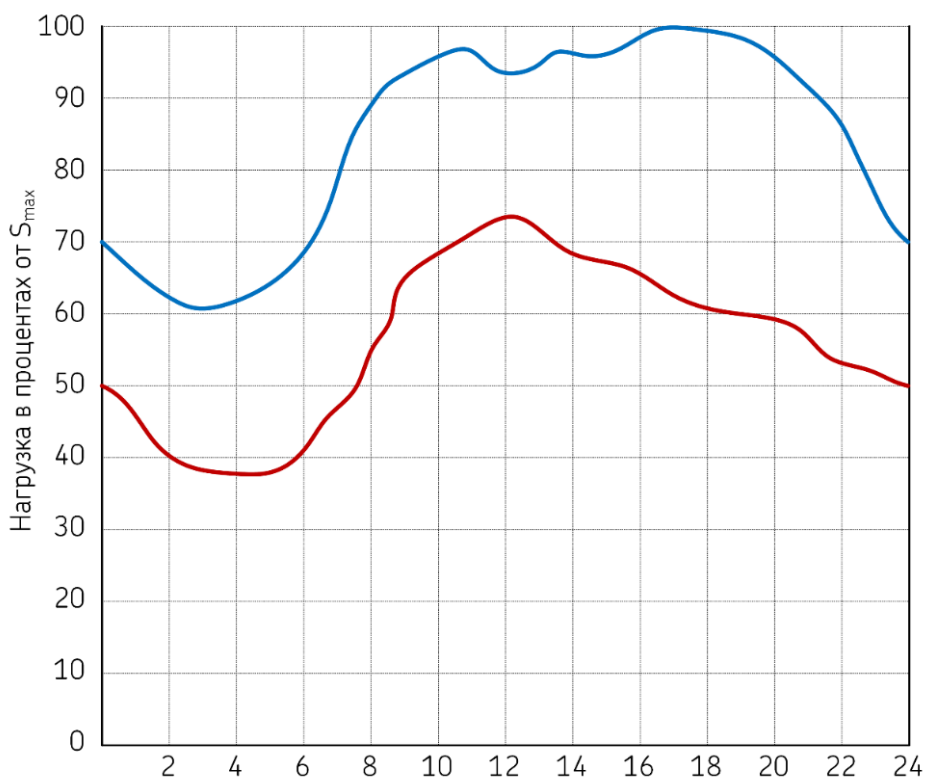


Рисунок 2.4 – Вариант графика нагрузки Г

### 3 ТРЕБОВАНИЯ ПО ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Курсовой проект предполагает разработку пояснительной записки и графической части. Пояснительная записка оформляется в редакторе MS Word или аналогах. Графическую часть проекта рекомендуется оформлять с использованием САПР AutoCAD.

Пояснительная записка оформляется согласно ГОСТ 2.104-2006. На всех листах, за исключением титульного, должны присутствовать обрамляющие линии (рамки) и основные надписи по форме для текстовых конструкторских документов (для заглавных и последующих листов). Форма заглавного листа используется в начале каждого нумеруемого раздела.

Пояснительная записка должна содержать обязательные структурные элементы (раздел 1). Текстовая часть пояснительной записки оформляется в соответствии с требованиями ГОСТ 2.105-95. На все рисунки и таблицы должны быть ссылки в тексте, например, «(рисунок 1)», «приведены в таблице 2». Подписи таблиц и рисунков по форме «Таблица 1 – Название» (над таблицей, выравнивание по левому краю без отступа), «Рисунок 1 – Название» (под рисунком, выравнивание по середине). Ссылки на литературу оформляются в [скобках]. Нумерация источников – сквозная по первому упоминанию. Список литературы оформляется согласно ГОСТ 7.0.100-2018. Электрические схемы, размещаемые в тексте пояснительной записки, рекомендуется выполнять в редакторе MS Visio.

При оформлении в редакторе MS Word необходимо придерживаться следующих основных требований:

Поля документа (мм): левое – 25; правое – 12,5; верхнее – 7,5; нижнее – 25

Шрифт Times New Roman, размер 12 - 14

Выравнивание шрифта по ширине

Расстановка переносов – автоматическая

Межстрочный интервал – 1,15 - 1,25

Отступ первой строки абзаца – 12,5 мм

Выравнивание рисунков – по центру без отступа

Выравнивание таблиц – по ширине окна, без отступа

Подписи рисунков и таблиц – по ГОСТ

Нумерация страниц – по центру внизу страницы

## 4 ТРЕБОВАНИЯ ПО ЗАЩИТЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Защита курсового проекта проводится после предоставления завершённой работы и устранения всех замечаний по расчётной части. Защита проводится устно в формате собеседования по материалам работы и в форме ответа на контрольные вопросы. Общее количество вопросов зависит от качества ответов студента и уровня владения материалом представленной работы.

Типовые контрольные вопросы:

1. Исходные данные для проектирования подстанций.
2. Этапы проектирования электрической части подстанции.
3. Основные требования к проектируемым электроустановкам.
4. Классификация силовых трансформаторов.
5. Потери мощности в силовых трансформаторах.
6. Систематические и аварийные перегрузки силовых трансформаторов.
7. Преобразование непрерывного графика нагрузки к двухступенчатому виду.
8. Методика выбора количества и мощности силовых трансформаторов.
9. Проектирование схемы присоединения подстанции к энергосистеме.
10. Проектирование структурной схемы подстанции.
11. Выбор схем распределительных устройств подстанций.
12. Типовые решения РУ 110/10 кВ подстанций.
13. Общие положения выбора электрооборудования.
14. Расчёт токов продолжительных режимов и токов короткого замыкания.
15. Критерии выбора и проверки коммутационных аппаратов.
16. Критерии выбора и проверки измерительных трансформаторов.
17. Комплектные распределительные устройства среднего напряжения.
18. Комплектные распределительные устройства высокого напряжения.
19. Техничко-экономическое обоснование выбора схем распределительных устройств.
20. Молниезащита подстанций.

## 5 КРИТЕРИИ ОЦЕНИВАНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Критерии оценивания различаются для расчетной части и устных ответов при защите курсового проекта. По результатам выполнения расчетной части и последующей защиты проекта выставляется оценка по пятибалльной системе.

Таблица 5.1 - Критерии оценивания расчетных заданий по пятибалльной системе

Оценка	Критерий
«Отлично»	Методика и порядок расчета верные. Ошибки отсутствуют, либо имеются несущественные вычислительные ошибки.
«Хорошо»	Методика и порядок расчета верные. Имеются вычислительные ошибки, обусловленные невнимательностью при расчетах, которые не привели к существенному искажению результата.
«Удовлетворительно»	Имеются незначительные ошибки в методологии, ошибки в промежуточных расчетах, обусловленные неполным пониманием принципа расчета, при этом конечный результат имеет приемлемые отклонения.
«Неудовлетворительно»	Применена неверная методология, нарушен порядок расчета, имеется серьезная системная ошибка, обусловленные непониманием принципа расчета и приведшие к ошибочному результату.

Таблица 5.2 - Критерии оценивания устных ответов

Оценка по критериям	«неудовлетворительно»	«удовлетворительно»	«хорошо»	«отлично»
Системность и полнота знаний в отношении изучаемых объектов	Обладает частичными и разрозненными знаниями, которые не может научно- корректно связывать между собой (только некоторые из них может связывать между собой)	Обладает минимальным набором знаний, необходимым для системного взгляда на изучаемый объект	Обладает набором знаний, достаточным для системного взгляда на изучаемый объект	Обладает полной системой знаний и системным взглядом на изучаемый объект
Работа с информацией	Не в состоянии находить необходимую информацию, либо в состоянии находить отдельные фрагменты информации в рамках поставленной задачи	Может найти необходимую информацию в рамках поставленной задачи	Может найти, интерпретировать и систематизировать необходимую информацию в рамках поставленной задачи	Может найти, систематизировать необходимую информацию, а также выявить новые, дополнительные источники информации в рамках поставленной задачи

Оценка по критериям	«неудовлетворительно»	«удовлетворительно»	«хорошо»	«отлично»
Научное осмысление изучаемого явления, процесса, объекта	Не может делать научно корректных выводов из имеющихся у него сведений, в состоянии проанализировать только некоторые из имеющихся у него сведений	В состоянии осуществлять научно корректный анализ предоставленной информации	В состоянии осуществлять систематически и научно корректный анализ предоставленной информации, вовлекает в исследование новые релевантные задачи данные	В состоянии осуществлять систематический и научно-корректный анализ предоставленной информации, вовлекает в исследование новые релевантные поставленной задаче данные, предлагает новые ракурсы поставленной задачи
Освоение стандартных алгоритмов решения профессиональных задач	В состоянии решать только фрагменты поставленной задачи в соответствии с заданным алгоритмом, не освоил предложенный алгоритм, допускает ошибки	В состоянии решать поставленные задачи в соответствии с заданным алгоритмом	В состоянии решать поставленные задачи в соответствии с заданным алгоритмом, понимает основы предложенного алгоритма	Не только владеет алгоритмом и понимает его основы, но и предлагает новые решения в рамках поставленной задачи

## **6 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА**

В данном разделе учебно-методического пособия рассмотрены основные положения, методы, примеры и рекомендации по выполнению основных задач курсового проектирования. Дополнительные рекомендации по выполнению курсового проекта приведены в Приложении 1.

### **Анализ района расположения подстанции**

Приводится описание района расположения подстанции (населенного пункта): расположение, административная принадлежность, размеры, климат, население (динамика), социальная сфера, промышленность, энергетика, электрические нагрузки и т. д. Приводятся поясняющие рисунки, схемы, карты, диаграммы, таблицы.

Поскольку рассматриваемые в КП площадки сооружения подстанций расположены на территориях с различными уровнями развития инфраструктуры, то содержания данного раздела является вариативным и во многом зависит от конкретной площадки. Основная задача – сбор наиболее подробной необходимой информации по району расположения объекта. В качестве источников информации рекомендуется использовать любые материалы интернета, информацию с сайтов соответствующих административных единиц, схемы перспективного развития, карты электрических сетей и т. д.

### Выбор силовых трансформаторов

Выбор мощности трансформаторов ведется с учетом характера графиков нагрузки и допустимых по ГОСТ 14209-85 систематических и аварийных перегрузок. Первые могут иметь место систематически при неравномерном суточном графике нагрузки трансформатора, вторые – при аварийной ситуации, когда требуется сохранить электроснабжение потребителей, несмотря на перегрузку трансформатора.

Определяется наибольшая нагрузка подстанции  $S_{нг}$ :

$$S_{нг} = \sqrt{P_{нг}^2 + Q_{нг}^2}. \quad (1)$$

Намечается номинальная мощность трансформатора  $S_{ном}$ :

$$S_{ном} \geq \frac{S_{нг}}{2}. \quad (2)$$

Предварительно принимается трансформатор с необходимой мощностью и системой охлаждения типа М, Д или ДЦ. Параметры трансформатора сводятся в таблицу и в дальнейшем будут использованы при расчете токов короткого замыкания (таблица 6.1).

Таблица 6.1 - Паспортные данные силового трансформатора

Тип	$S_{ном}$ , МВ·А	$U_{номвн}$ , кВ	$U_{номнн}$ , кВ	$\Delta P_{xx}$ ,кВт	$\Delta P_{кз}$ ,кВт	$U_k$ , %	$I_{xx}$ , %
XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX

#### *Анализ нагрузки трансформатора в зимний период*

Анализируется нормальный режим работы в зимний период:

$$2 \cdot S_{ном} \geq S_{нг}. \quad (3)$$

Таким образом, в нормальном режиме работы трансформаторы обеспечивают полное электроснабжение потребителей в зимний период без перегрузки.

Затем рассматривается ремонтный режим в зимний период. В данном режиме будет произведено плановое отключение одного из трансформаторов. Оставшийся в работе трансформатор будет испытывать систематическую перегрузку, так как  $S_{нг} > S_{ном}$ .

Проводится проверка допустимости такой перегрузки. Для этого непрерывный суточный график нагрузки для зимнего периода преобразуется в эквивалентный ступенчатый график (рисунок 6.1)

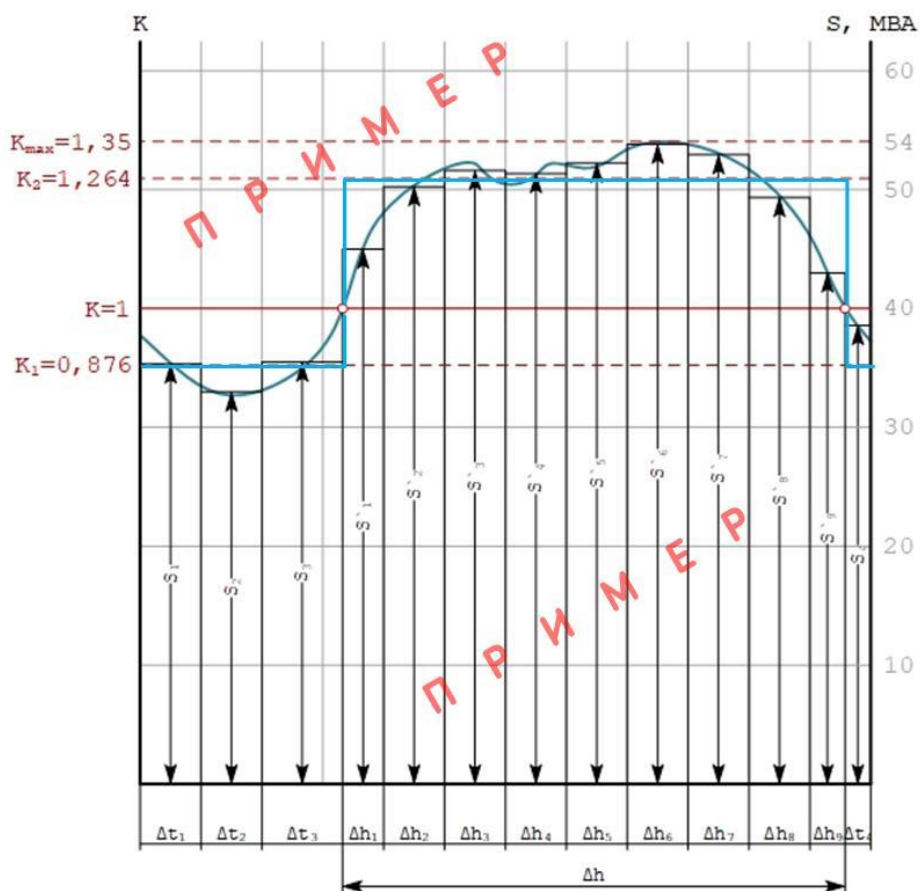


Рисунок 6.1 – Эквивалентный график нагрузки для зимнего периода

На графике выделяются интервалы времени  $\Delta t$  и определяется средняя мощность на интервале с меньшей нагрузкой, данные заносятся в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Средняя мощность для интервала с меньшей нагрузкой

Номер интервала	Нагрузка $S_m$ , МВА	Продолжительность $\Delta t_m$ , ч
1	XX	XX
2	XX	XX
3	XX	XX
....	XX	XX



Рассчитывается начальная нагрузка  $K_1$  эквивалентного графика при систематической перегрузке:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum_i S^2 \Delta t_i}{\sum_i \Delta t_i}}. \quad (4)$$

На графике выделяются интервалы времени  $h$  и определяется средняя мощность на участке с перегрузкой, данные заносятся в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Средняя мощность на участке с перегрузкой

Номер интервала	Нагрузка $S_p$ , МВА	Продолжительность $\Delta h_p$ , ч
1	XX	XX
2	XX	XX
3	XX	XX
....	XX	XX

Рассчитывается превышение нагрузки  $K'_2$  эквивалентного графика:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum_i S_i^2 \Delta h_i}{\sum_i \Delta h_i}}. \quad (5)$$

Определяется коэффициент максимальной нагрузки  $K_{\text{max}}$  исходного графика нагрузки для зимнего периода:

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ Т}}}. \quad (6)$$

Сравнивается  $K'_2$  с  $K_{\text{max}}$  исходного графика нагрузки. Если  $K'_2 \geq 0,9K_{\text{max}}$ , то  $K_2 = K'_2$ . Если  $K'_2 \leq 0,9K_{\text{max}}$ , то  $K_2$  принимается равным  $0,9K_{\text{max}}$ , а продолжительность перегрузки пересчитывается. Когда условие выполняется, то принимается  $K'_2 = K_2$ .

$$K'_2 \geq 0,9K_{\text{max}}. \quad (7)$$

Далее трансформатор проверяется на систематическую перегрузку. Для этого при температуре воздуха в зимний период (выбирается из таблицы ГОСТ 14209-85 с учетом города), выбранной системе охлаждения трансформатора, предварительной нагрузке  $K_1$  и продолжительности перегрузки по ГОСТ определяется допустимый коэффициент систематической перегрузки  $K_{2\text{СМдоп}}$ .

$$K_{2CMдоп} > K_2. \quad (8)$$

Если условие выполняется, то из этого следует, что работа выбранного трансформатора при систематической перегрузке допустима. На этом выбор заканчивается. Если на этом шаге расчетный коэффициент окажется больше допустимого, вводится сезонное ограничение ремонтов для зимнего периода. Однако это не исключает возможность отказа одного из трансформаторов в зимний период. При этом оставшийся в работе будет испытывать значительную перегрузку. Поэтому для зимнего периода необходимо выполнить аналогичную проверку, но уже по допустимым аварийным перегрузкам.

#### *Анализ нагрузки трансформатора в летний период*

Для летнего периода выполняется аналогичный расчет. Если летний график нагрузки лежит ниже мощности одного трансформатора, то расчет не требуется, поскольку трансформатор не испытывает перегрузок. При этом нужно привести график нагрузки с линией номинальной мощности трансформатора и соответствующей разметкой по осям. После чего делается вывод об отсутствии перегрузок в режиме (n-1).

### **Выбор схем распределительных устройств**

#### *Выбор схемы распределительного устройства 110 кВ*

Выбор принципиальных электрических схем осуществляется из числа типовых решений, приведенных в СТО 56947007-29.240.30.010-2008, с учетом рекомендаций СТО 56947007-29.240.30.047-2010 в зависимости от номинального напряжения, назначения электроустановки и числа присоединений. В курсовом проекте необходимо осуществить выбор двух наиболее подходящих схем и выполнить их сравнение по технико-экономическим показателям.

*Пример расчета показателей надежности схемы распреедустройства 110 кВ.*

При общем числе присоединений, равном пяти, в качестве электрической принципиальной схемы ОРУ 110 кВ могут быть использованы типовые схемы: 110-12 «Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин», 110-13 «Две рабочие системы шин».

Типовая схема 110-12 (рисунок 6.2) [схема вычерчивается согласно ГОСТ на нормальные схемы в соответствующих цветах по заданному числу присоединений] применяется.... [приводятся рекомендации из указанных стандартов]. Преимуществами схемы 110-12 являются... [приводится

информация из стандартов]. К недостаткам схемы относятся ... [недостатки определяются самостоятельно на основе информации стандартов].

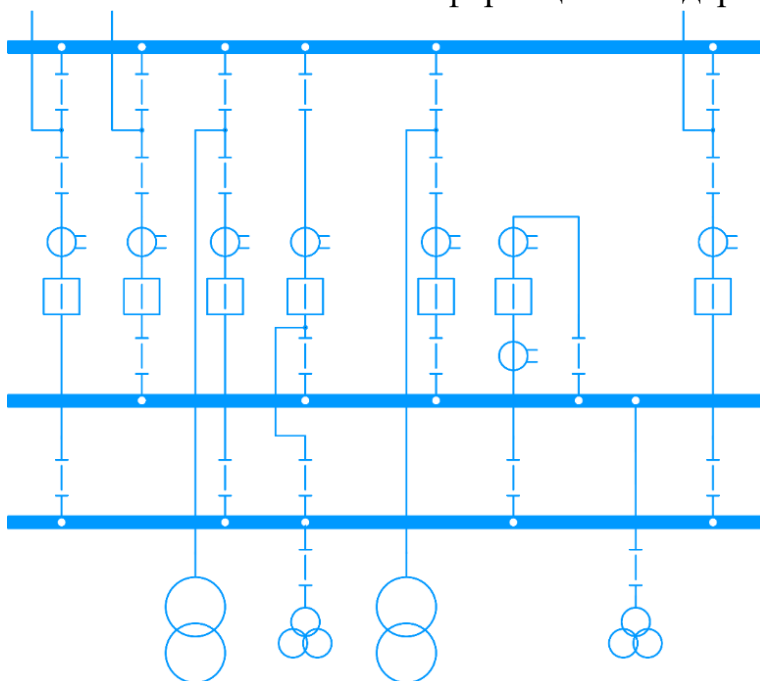


Рисунок 6.2 – Схема электрическая принципиальная типовая «110-12»

Типовая схема 110-13 (рисунок 6.3) [схема вычерчивается согласно ГОСТ на нормальные схемы в соответствующих цветах по заданному числу присоединений] применяется... [приводятся рекомендации из указанных стандартов]. Преимуществами схемы 110-13 являются... [приводится информация из стандартов]. К недостаткам схемы относятся ... [недостатки определяются самостоятельно на основе информации стандартов].

Выбор варианта схемы для дальнейшей проработки выполняется по результатам сопоставления технико-экономических показателей, рассчитанных далее. В качестве основных показателей учитываются: количество коммутационных аппаратов, число операций выключателями в год и вероятный годовой недоотпуск электроэнергии. Результаты расчетов с ведены в таблицу 6.4. По результатам анализа расчетных показателей к дальнейшей проработке принимается типовая схема 110-12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин» как более надежная и технически гибкая.

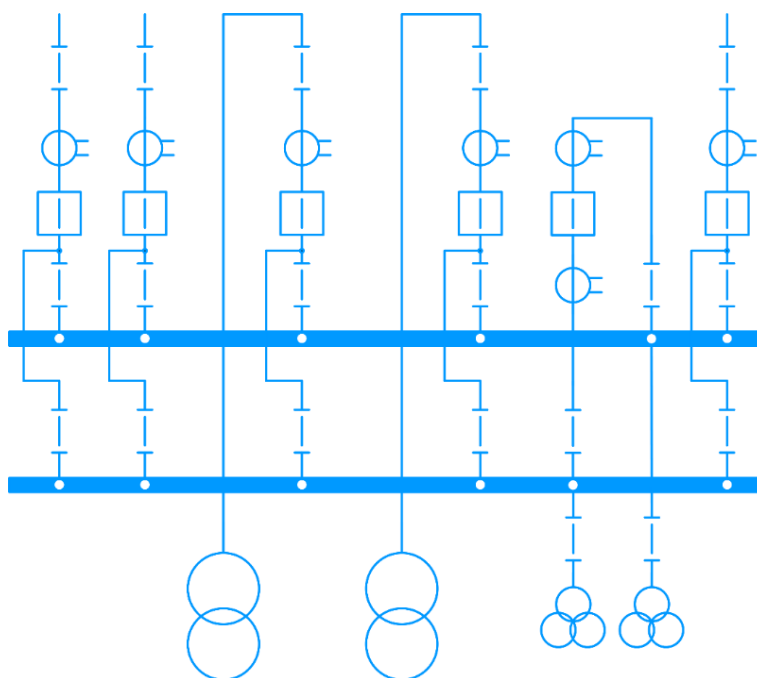


Рисунок 6.3 – Схема электрическая принципиальная типовая «110-13»

Таблица 6.4 – Техничко-экономические показатели рассматриваемых схем

Схема	Количество выключателей, единиц	Количество разъединителей, единиц	Число операций выключателями, 1/год	Вероятный недоотпуск электроэнергии, тыс. кВт ч/год
110-12	7	21	хх	хх
110-13	6	19	хх	хх

#### *Методика расчета показателей надежности*

Для расчета надежности главных схем РУ целесообразно использовать таблично-логический метод, который предполагает поочередное целенаправленное (только для расчетных аварийных ситуаций) рассмотрение отказов элементов электроустановки с выявлением их последствий в нормальном и ремонтных состояниях.

Согласно методу, в схеме РУ различают учитываемые, ремонтные и расчётные элементы. Для учитываемых элементов рассматриваются их отказы, приводящие к аварийному отключению расчетных элементов (недоотпуску электроэнергии). Элементы, вывод которых в плановый ремонт снижает надежность схемы распределительного устройства, принимаются за ремонтные. В качестве расчетных элементов принимаются генераторы, потребители и линии электропередачи. При этом ЛЭП могут рассматриваться с точки зрения выдачи, приема и транзита электроэнергии.

Обязательными учитываемыми и ремонтными элементами являются выключатели как наименее надежные элементы РУ. При эксплуатации возможны различные отказы выключателей, однако наиболее тяжелые последствия для работоспособности схемы возникают при отказах, приводящих к отключению смежных выключателей.

Порядок определения показателей надежности применительно к РУ подстанции включает следующие этапы:

1. Задание начальных условий (схема РУ, параметры элементов, величины нагрузок и перетоков мощностей, последствия от отказов присоединений).
2. Определение перечня учитываемых, расчетных и ремонтных элементов.
3. Составление таблицы расчетных связей.
4. Поочередный анализ нормальных и аварийных режимов с занесением результатов (теряемая мощность и время простоя) в таблицу.
5. Расчет вероятностей для всех заполненных ячеек таблицы.
6. Расчет вероятного недоотпуска электроэнергии из-за ненадежности схемы.

Промежуточные результаты расчета показателей надежности оформляются в виде таблицы расчетных связей. В вертикальный ряд помещают  $i$ -е учитываемые элементы с их расчетными параметрами потока отказов. В горизонтальный ряд вносят  $j$ -е ремонтные элементы с вероятностями нахождения в ремонте. Каждая ячейка таблицы соответствует конкретной аварийной ситуации при отказе одного из элементов в нормальном и ремонтном состоянии схемы. В каждую ячейку таблицы заносятся:

- величина теряемой мощности  $\Delta P_{ij}$ , МВт;
- параметр потока отказов  $\omega_{ij}$  при отказе  $i$ -го элемента в  $j$ -м состоянии схемы;
- время ввода в работу отключившихся рабочих элементов  $T_{вij}$ , ч.

Величина теряемой мощности определяется на основе анализа последствий отказа элемента для конкретного состояния схемы. Целесообразно полагать, что отключение присоединений, находившихся к моменту аварии в плановом ремонте, не приводит к потере соответствующих мощностей (генерации, потребления, перетока), поскольку они были заблаговременно обеспечены резервами энергосистемы. Однако в отдельных случаях возможно рассмотрение последствий плановых ремонтов с потерей присоединений.

Вероятность нахождения элемента в ремонте:

$$q_{pj} = \frac{\omega_c T_B + \mu T_p}{8760}, \quad (9)$$

где  $\omega$  – справочный параметр потока отказов электрооборудования, 1/год;  $T_B$  – среднее время восстановления, ч;  $\mu$  – частота плановых ремонтов

электрооборудования, 1/год;  $T_p$  – продолжительность капитального ремонта, ч; 8760 – количество часов в году.

Вероятность нахождения схемы в нормальном состоянии для  $n$  ремонтных элементов определяется как вероятность не нахождения ни одного из элементов в ремонтном состоянии:

$$q_{p0} = 1 - \sum_{j=1}^n q_{pj}. \quad (10)$$

Вероятность отказа  $i$ -го элемента в  $j$ -м состоянии схемы равна произведению потока отказов данного элемента и вероятности нахождения схемы в данном состоянии:

$$q_{p0}\omega_{ij} = \omega_i q_j. \quad (11)$$

Время ввода в работу отключившихся расчетных элементов  $T_{vij}$  зависит от характера аварийного состояния:

- если присоединение нельзя ввести в работу, пока не будет произведен восстановительный ремонт отказавшего элемента, то  $T_{vij}$  равно времени восстановления этого элемента;

- если отказавший элемент можно отделить разъединителями и восстановить присоединение путем оперативных переключений, то  $T_{vij}$  равно времени оперативных переключений (0,5 ч);

- если отказ элемента произошел в период ремонта смежного выключателя и восстановить присоединение возможно только отремонтировав один из элементов, то  $T_{vij}$  равно

$$T_{vij} = T_{vi} - \frac{T_{vi}^2}{2T_{pj}}. \quad (12)$$

При отказах элементов, приводящих к отключению нескольких присоединений, в ряде случаев время восстановления для разных присоединений будет различаться. При этом в ячейку таблицы заносится несколько значений теряемой мощности и времени её восстановления.

Параметр потока отказов выключателя зависит от его расположения в схеме РУ (типа и параметров коммутируемых присоединений) и отражает повреждение в статическом состоянии и при оперативных переключениях.

$$\omega_{v,i} = \omega_{v,c} \cdot a_{v,ст} + a_{v,оп} \cdot N_{оп}, \quad (13)$$

где  $\omega_{v,c}$  – справочный параметр потока отказов выключателя, 1/год;  $a_{v,ст}$  – относительная частота отказов в статическом состоянии;  $a_{v,оп}$  – относительная частота отказов при оперативных переключениях;  $N_{оп}$  – количество операций выключателем в год, 1/год.

Количество операций выключателем за год (за исключением обходного выключателя) определяется по формуле:

$$N_{оп} = N_{ц} \cdot (\mu_1 + \mu_2) + \left[ (N_{ц} - 1)(\omega_1 + \omega_2) + \sum \omega_{c,i} \right] \cdot (1 - a_{v,к}), \quad (14)$$

где  $N_{\text{ц}}$  – количество операций цикла, равное числу операций выключателем, необходимых для отключения и последующего включения присоединения (равно двум для линейных схем и четырем для кольцевых схем);  $\mu_1$  и  $\mu_2$  – частота плановых ремонтов присоединений, которые соединяет данный выключатель, 1/год;  $\omega_1$  и  $\omega_2$  – справочный параметр потока отказов присоединений, которые соединяет данный выключатель, 1/год;  $\Sigma\omega_{\text{с.и}}$  – алгебраическая сумма табличных параметров потока отказов соседних выключателей, отказы которых вызывают автоматическое отключение рассматриваемого выключателя, 1/год;  $a_{\text{в.к}}$  – относительная частота отказов выключателя при отключении повреждений по присоединению.

В случае обходного выключателя метод расчета количества операций за год зависит от принятых расчетных условий с точки зрения использования обходного выключателя при ремонтах и авариях. В общем случае можно принять, что обходной выключатель используется для замещения одного выключателя внешнего присоединения (трансформатора, линии) на время проведения планового ремонта, или замещения одного отказавшего выключателя внешнего присоединения при отказах в нормальном состоянии схемы (когда обходной выключатель не использовался для замещения выведенного в плановый ремонт). При таких условиях количество операций обходным выключателем за год равно:

$$N_{\text{оп}} = N_{\text{ц}} \cdot (n \cdot \mu_{\text{в.с}}) + N_{\text{ц}} \cdot \left( \sum \omega_{\text{в.и}} \right), \quad (15)$$

где  $N_{\text{ц}}$  – количество операций цикла равно двум;  $n$  – количество выключателей внешних присоединений в схеме;  $\mu_{\text{в.с}}$  – справочная частота плановых ремонтов выключателей;  $\Sigma\omega_{\text{в.и}}$  – сумма собственных параметров потока отказов выключателей внешних присоединений (линий, трансформаторов).

По заполненной таблице расчетных связей вычисляется величина вероятного годового недоотпуска электроэнергии как сумма вероятных недоотпусков при каждой из рассматриваемых аварийных ситуаций:

$$\Delta W = \sum (\Delta P_{ij} \cdot \omega_{ij} \cdot T_{\text{в.и}j}). \quad (16)$$

При выполнении расчетов рекомендуется использовать показатели надежности и ремонтпригодности элементов ОРУ 110 кВ, приведенные в таблицах 6.5-6.7. При этом необходимо учитывать, что справочный параметр потока отказов воздушных линий приводится на 100 км длины линии и должен быть пересчитан к фактической длине.

Таблица 6.8 – Показатели надежности элегазовых выключателей

$U_{\text{ном}}$ , кВ	$\omega_{\text{в}}$ , 1/год	$T_{\text{в}}$ , ч	$T_{\text{р}}$ , ч	$\mu_{\text{в}}$ , 1/год	$a_{\text{в.оп}}$	$a_{\text{в.к}}$	$a_{\text{в.см}}$
110	0,02	20	30	0,14	0,006	0,013	0,1

Таблица 6.6 – Показатели надежности воздушных линий электропередачи

$U_{\text{ном}}$ , кВ	$\omega$ , 1/(год x 100км)	$T_{\text{в}}$ , ч	$\mu_{\text{тек}}$ , 1/год	$T_{\text{тек}}$ , ч
110	1,1	9	3	12

Таблица 6.7 – Показатели надежности силовых трансформаторов

$U_{\text{ном}}$ , кВ	$\omega$ , 1/год	$T_{\text{в}}$ , ч	$\mu_{\text{кап}}$ , 1/год	$T_{\text{кап}}$ , ч	$\mu_{\text{тек}}$ , 1/год	$T_{\text{тек}}$ , ч
110	0,02	100	0,17	300	2	12

Таблица 6.8 – Показатели надежности сборных шин ОРУ

$U_{\text{ном}}$ , кВ	$\omega$ , 1/год	$T_{\text{в}}$ , ч	$\mu_{\text{тек}}$ , 1/год	$T_{\text{тек}}$ , ч
110	0,01	5,5	1	30

*Расчет показателей надежности первого варианта схемы*

Задаются расчетные условия для первого варианта (рисунок 6.4):

- Электроснабжение осуществляется только по питающим линиям;
- Потеря отходящей линии приводит к потере перетока по ней;
- Если отходящая линия находилась в ремонте на момент аварии, то по ней не было перетока мощности;
- Одного трансформатора достаточно для снабжения местной нагрузки;
- Одной питающей линии достаточно для снабжения всех нагрузок;
- Длина питающих линий – 100 км, длина отходящих линий – 50 км;
- Время оперативных переключений в ОРУ 110 кВ – 0,5 часа



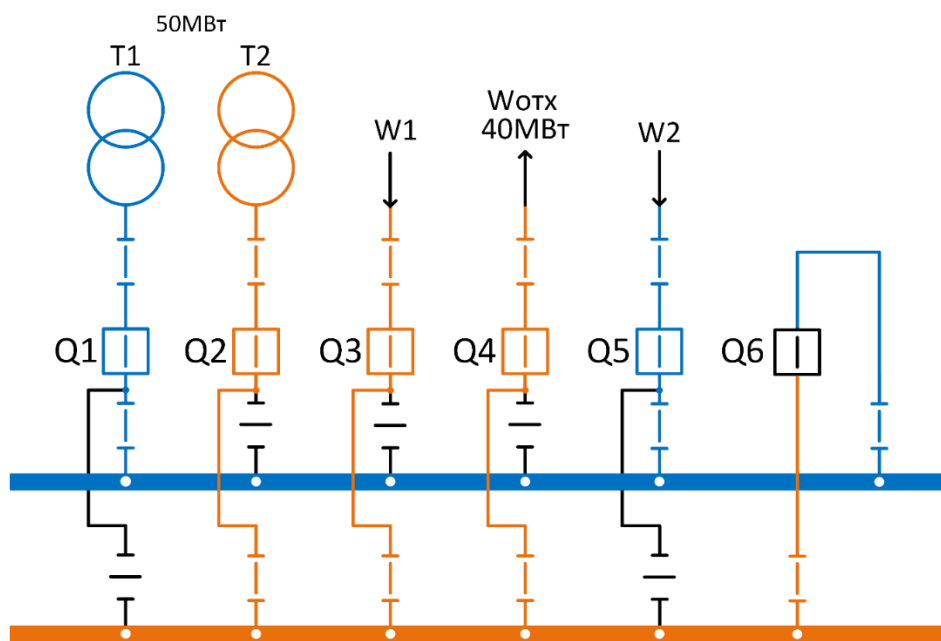


Рисунок 6.4 – Схема для расчета надежности первого варианта

Производится расчет показателей надежности первого варианта схемы:

Вероятность нахождения элемента в плановом и восстановительном ремонте:

$$q_{pj} = \frac{\omega_c T_B + \mu T_p}{8760}.$$

Вероятность нахождения схемы в нормальном состоянии:

$$q_{p0} = 1 - \sum_{j=1}^n q_{pj}.$$

Время восстановления присоединения при отказе одного из выключателей во время планового ремонта смежного выключателя:

$$T_{vij} = T_{vi} - \frac{T_{vi}^2}{2T_{pj}}.$$

Количество операций и параметр потока отказов выключателя Q1:

$$N_{оп} = N_{ц} \cdot (\mu_1 + \mu_2) + [(N_{ц} - 1)(\omega_1 + \omega_2) + \sum \omega_{c.i}] \cdot (1 - a_{в.к})$$

$$\omega_{в.i} = \omega_{в.с} \cdot a_{в.ст} + a_{в.оп} \cdot N_{оп}$$

Количество операций и параметр потока отказов выключателя Q2:

$$N_{оп} = N_{ц} \cdot (\mu_1 + \mu_2) + [(N_{ц} - 1)(\omega_1 + \omega_2) + \sum \omega_{c.i}] \cdot (1 - a_{в.к})$$

$$\omega_{в.i} = \omega_{в.с} \cdot a_{в.ст} + a_{в.оп} \cdot N_{оп}$$

### Выбор схемы распределительного устройства 10 кВ

Выбор схемы электрической принципиальной ЗРУ 10 кВ производится из числа типовых решений согласно стандартам в СТО 56947007-29.240.30.010-2008, СТО 56947007-29.240.30.047-2010. В настоящее время ЗРУ среднего

напряжения, как правило, реализуются на основе шкафов КРУ. Наиболее оправданным схемным решением для шкафов КРУ является типовая схема 10-1 Одна, секционированная выключателями, система шин (рисунок 6.5) (схема вычерчивается согласно ГОСТ на нормальные схемы в соответствующих цветах по заданному числу присоединений).

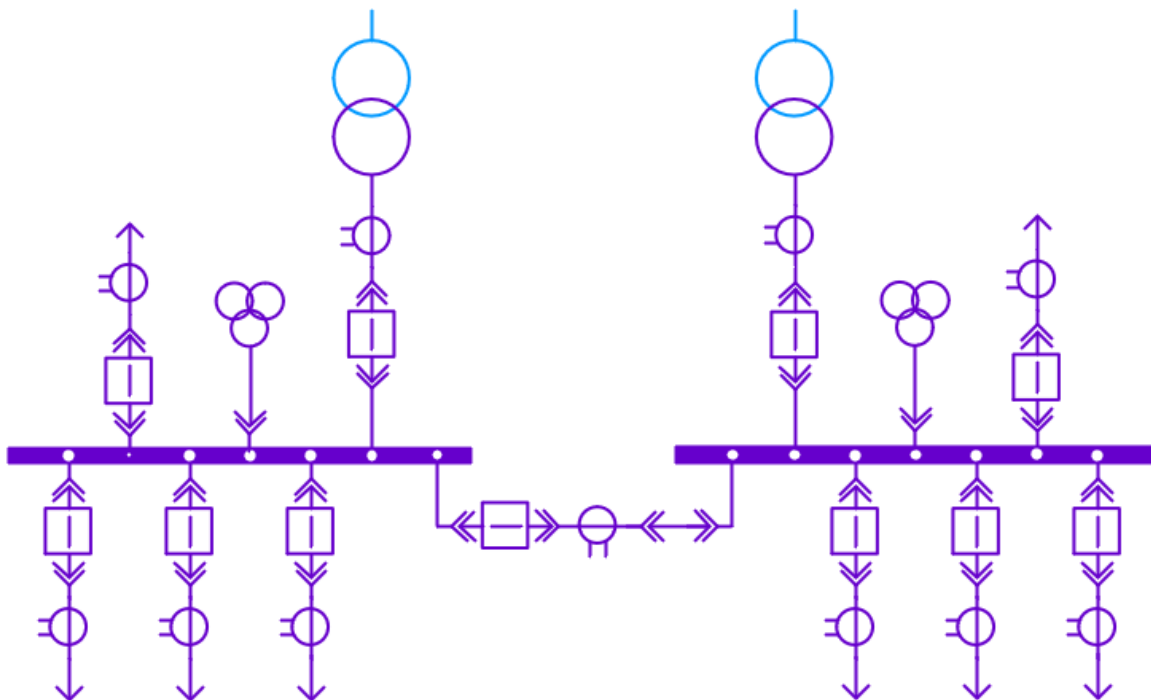


Рисунок 6.5 – Схема распределительного устройства 10кВ

### Расчетные условия для выбора проводников и аппаратов

Электрооборудование выбирается по условиям продолжительных режимов и проверяется по условиям кратковременных режимов, определяющим из которых, как правило, является режим короткого замыкания. В продолжительных режимах (нормальный, ремонтные, послеаварийные) температура элементов электрооборудования достигает установившегося значения при неизменной температуре охлаждающей среды. Аварийные режимы являются кратковременными, так как по продолжительности они не сопоставимы с рабочими, однако их условия могут оказаться крайне тяжелыми для работы оборудования.

Нормальный режим, как правило, соответствует нормальной схеме электроустановки, когда все её элементы находятся в работе без вынужденных отключений (рисунок 6.6а). Ток нагрузки в этом режиме меняется в зависимости от графика нагрузки.

В ремонтном режиме часть элементов электроустановки отключена для проведения плановых ремонтов. При этом оставшееся в работе оборудование может нести повышенную (по сравнению с нормальным режимом) нагрузку

(рисунок 6.6б). Аналогичные условия характерны для послеаварийных режимов, когда часть электроустановки выведена в аварийно-восстановительный ремонт. В связи с увеличением токовых нагрузок элементов электрической схемы ремонтный и послеаварийный режимы являются утяжеленными.

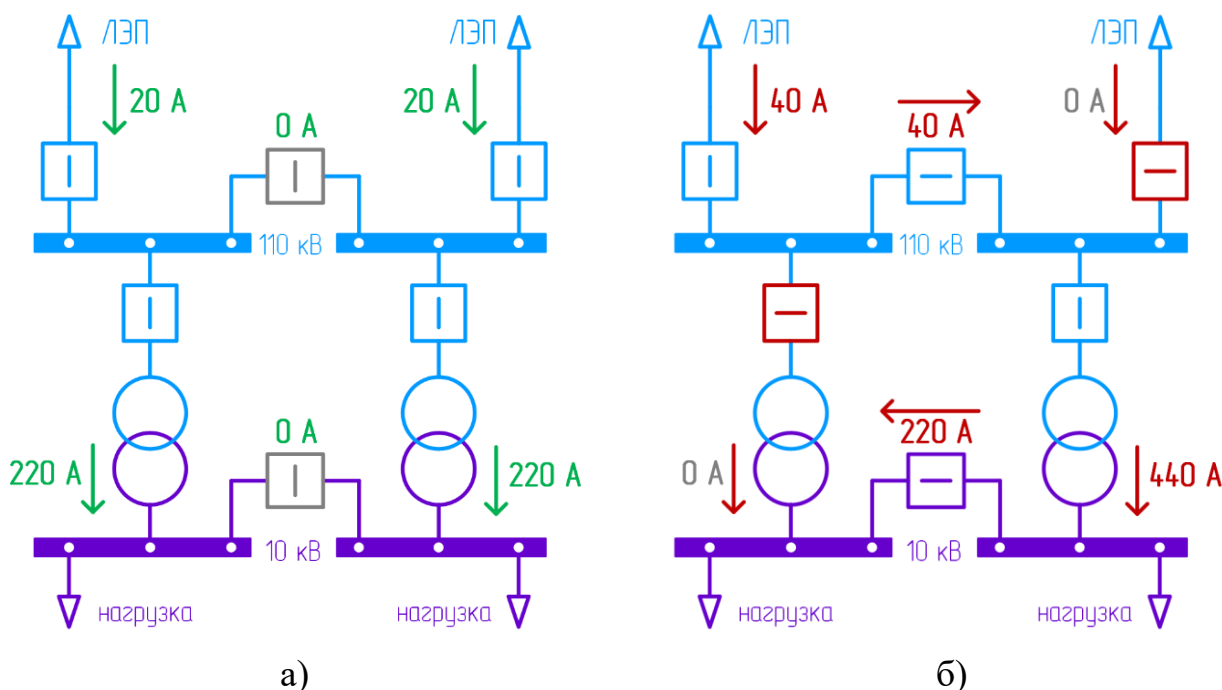


Рисунок 6.6 – Возможные варианты распределения токов в нормальном (а) и утяжеленном (б) режимах

При усложнении структуры электрической схемы увеличивается количество вариантов распределения токов по её ветвям в утяжеленных режимах. Учет отказов элементов, приводящих к отключению нескольких ветвей схемы, увеличивает расчётные значения токов. Нагрузочная способность электрических аппаратов и проводников во многом определяет их стоимостные показатели. Поэтому согласно критерию экономичности, при определении расчетных токов для выбора элементов электроустановки во внимание принимаются только наиболее вероятные утяжеленные режимы. Примером такого режима может служить отказ элемента в одной ветви во время ремонта элемента в другой ветви схемы. По результатам расчета режимов для выбора электрооборудования используется ток нормального режима и максимальный ток утяжеленного режима.

#### *Расчет токов продолжительных режимов*

*Цепь трансформатора.* Ток нормального режима принимается при загрузке трансформатора до его номинальной мощности ( $S_{\text{ном}}$ ) при номинальном напряжении ( $U_{\text{ном}}$ ). Наибольший ток утяжеленного режима

принимается при условии отключения параллельно работающего трансформатора, когда оставшийся в работе трансформатор может быть перегружен по правилам систематических или аварийных перегрузок. Наибольшая допустимая перегрузка при заданных условиях соответствует допустимому току.

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (20)$$

$$I_{\text{утж}} = I_{\text{перегр. доп.}} \quad (21)$$

*Цепь линии.* Ток нормального режима линии определяется по наибольшей нагрузке линии в данном режиме (с учетом графика нагрузки). В случае одиночной радиальной линии ток нормального режима и утяжеленный ток одинаковы (выражение (22)), поскольку в схеме отсутствуют другие линии, нагрузка которых может быть перераспределена на рассматриваемую. В случае нескольких ( $n$ ) параллельно работающих линий нормальные условия соответствуют равномерному распределению нагрузки по линиям (выражение (23)), а утяжеленные условия (выражение (24)) рассчитываются для случая отключения одной линии ( $n-1$ ).

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{утж}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (22)$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (23)$$

$$I_{\text{утж}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (24)$$

*Цепь междушинного (секционного) выключателя.* Расчетные условия для данных цепей требуют наиболее глубокого анализа различных режимов работы. В идеальном случае нормальный режим электроустановки характеризуется отсутствием перетока мощности между шинами (секциями), то есть нагрузки распределены равномерно (рисунок 6.6а). Однако в условиях эксплуатации, как правило, через междушинный (секционный) выключатель в нормальном режиме протекает ток небаланса, который зависит от распределения нагрузок по шинам и пропускной способности питающих линий электропередачи. Ток утяжеленного режима цепи междушинного выключателя определяется с учетом перетока мощности при наиболее неблагоприятном эксплуатационном режиме, например, при потере питания на одной из шин, отказе одного трансформатора (рисунок 6.6б).

#### *Расчет токов короткого замыкания в РУ 110 кВ*

Токи короткого замыкания рассчитывают для проверки аппаратов и токоведущих частей на термическую и динамическую стойкость, для выбора,

при необходимости, устройств по ограничению этих токов, а также для выбора параметров устройств релейной защиты.

Расчетные точки КЗ выбирают таким образом, чтобы токи КЗ в рассматриваемом элементе электроустановки были наибольшими. Расчетным видом КЗ при проверке проводников и электрических аппаратов на электродинамическую стойкость является трехфазное КЗ, а при проверке на термическую стойкость – трехфазное или двухфазное КЗ. В курсовом проекте расчет тока КЗ ведется с учетом известного (по заданию) значения периодической составляющей тока КЗ на шинах 110 кВ.

Апериодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}}, \quad (25)$$

где  $t$  – момент времени;  $T_a$  – постоянная времени цепи КЗ (принимается по справочным данным).

Значение ударного тока определяется по формуле:

$$i_{уд} = K_{уд} \sqrt{2} \cdot I_{п0} \quad (26)$$

где  $K_{уд}$  – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени цепи:

$$K_{уд} = (1 + e^{\frac{-xx}{T_a}}) \quad (27)$$

#### *Расчет токов короткого замыкания в РУ 10 кВ*

Ток короткого замыкания со стороны системы задан на шине 110 кВ. Между шинами 110 и 10 кВ включено сопротивление в виде трансформаторов. Сопротивление двух параллельно работающих трансформаторов, приведенное к напряжению 10 кВ рассчитывается по формуле:

$$Z_T = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{кз} \cdot U_B^2}{S_{НОМ}^2}\right)^2 + \left(\frac{u_{кз} \cdot U_B^2}{100 \cdot S_{НОМ}}\right)^2}}{2} \cdot \frac{U_H^2}{U_B^2} \quad (28)$$

Для расчета тока короткого замыкания необходимо определить сопротивление системы, приведенное к напряжению 10 кВ по выражению:

$$Z_c = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \cdot \frac{U_H^2}{U_B^2} \quad (29)$$

Величина периодической составляющей тока короткого замыкания со стороны 10 кВ рассчитывается по выражению:

$$I_{кз10} = \frac{U_{10}}{\sqrt{3} \cdot (Z_T + Z_C)}. \quad (30)$$

Далее по известным выражениям определяется значение апериодической составляющей тока КЗ, ударного коэффициента и ударного тока КЗ в распрестройстве 10 кВ.

## Выбор электрических аппаратов и проводников

### Выбор выключателей

Выбор и проверка высоковольтных выключателей выполняется по критериям, установленным ГОСТ Р 52565-2006 (таблица 6.9). Основное назначение выключателей – коммутация токов продолжительных и кратковременных режимов. Наиболее тяжелыми операциями является отключение токов КЗ и включение цепей на ток КЗ при работе системы автоматического повторного включения (АПВ). Проверка данных режимов производится соответственно по критериям отключающей и включающей способности выключателя. При возникновении КЗ выключатель должен ограниченное время пропускать через себя ток КЗ без повреждений. Способность аппарата противостоять кратковременному термическому и динамическому действию тока КЗ называется соответственно термической и динамической стойкостью. В таблице 6.9 (столбец «условие») на первом месте указан параметр из технической документации выключателя, а на второй позиции – расчетный параметр электроустановки.

Таблица 6.9 – Критерии выбора и проверки высоковольтных выключателей

	Условие	Критерий
Выбор	$U_{ном} \geq U_{с.ном}$	по уровню изоляции
	$I_{ном} \geq I_{ном}$	по номинальному току
	$K_p \cdot I_{ном} \geq I_{утж}$	по току утяжеленного режима
Проверка	$I_{отк.ном} \geq I_{п0}$	по отключающей способности периодической составляющей
	$i_{отк.ном} \geq i_{ат}$	по отключающей способности апериодической составляющей
	$I_{вкл.ном} \geq I_{п0}$	по включающей способности периодической составляющей
	$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}$	по включающей способности апериодической составляющей
	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$	по электродинамической стойкости к периодической составляющей
	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	по электродинамической стойкости к апериодической составляющей
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	по термической стойкости

### Выбор разъединителей

Выбор и проверка высоковольтных разъединителей выполняется по

критериям, установленным ГОСТ Р 52726-2007 (таблица 6.10). Разъединители предназначены для обеспечения нормативных изоляционных промежутков в разомкнутых цепях и изменения схемы электрической сети. Поскольку разъединители не предназначены для коммутации цепей под нагрузкой, то критерии включающей и отключающей способности к ним не применяются.

Таблица 6.10 – Критерии выбора и проверки высоковольтных разъединителей

	Условие	Критерий
Выбор	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$	по уровню изоляции
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}$	по номинальному току
	$K_{\text{п}} \cdot I_{\text{ном}} \geq I_{\text{утж}}$	по току утяжеленного режима
Проверка	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$	по электродинамической стойкости к периодической составляющей
	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$	по электродинамической стойкости к апериодической составляющей
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	по термической стойкости

### *Выбор измерительных трансформаторов*

Измерительные трансформаторы предназначены для понижения реальных значений токов и напряжений до уровня, позволяющего выполнить измерения с помощью стандартных приборов. Измерительные трансформаторы тока и напряжения имеют различный способ включения. Поскольку первичная обмотка трансформаторов тока включена в силовую цепь, то через неё протекают токи продолжительных и кратковременных режимов. Поэтому согласно ГОСТ 7746-2015 трансформаторы тока выбираются и проверяются по стандартным критериям для токопроводящего статического оборудования (таблица 6.10), а также по критериям точности измерений: конструкции, классу точности, нагрузке вторичных цепей.

Трансформаторы напряжения подключаются к сети параллельно и не пропускают через себя токов силовых цепей. Поэтому согласно ГОСТ 1983-2015 трансформаторы напряжения выбираются и проверяются только по напряжению электроустановки, конструкции и схеме соединения обмоток, классу точности и нагрузке вторичных цепей.

Поскольку параметры первичной обмотки трансформаторов тока определяются токовыми нагрузками силовой цепи, то класс точности трансформаторов тока во многом определяется их конструкцией: геометрическими размерами, формой и материалом магнитопровода, количеством витков и сечением провода обмотки. Из-за свойств магнитных материалов при малых первичных токах (до 5 % от номинального) погрешность обмотки становится максимальной. Поэтому для изготовления обмоток, предназначенных для коммерческого учета, используются нанокристаллические (аморфные) сплавы, обладающие высокой магнитной

проницаемостью, обеспечивающие высокую точность трансформатора тока при малых первичных токах (классы точности 0,5S и 0,2S).

Класс точности для каждой обмотки трансформатора тока выбирается исходя из ее назначения согласно ГОСТ 7746-2015 из стандартного ряда: 0,1; 0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1; 3; 5; 10; 5P; 10P.

#### *Выбор комплектной ошиновки*

Жесткая ошиновка предназначена для выполнения многопролетных сборных шин и электрических соединений между высоковольтными аппаратами в распределительных устройствах. В комплект поставки ошиновки могут быть включены: трубчатые шины, опорные изоляторы и металлоконструкции, шинодержатели и соединительная арматура.

Поскольку жесткая ошиновка формирует основу силовых цепей для протекания токов, то её выбор и проверка производится по стандартным критериям для токопроводящего статического оборудования (таблица 6.10). Комплектная ошиновка представляет собой готовое решение с регламентированными размерами. По этой причине производители ошиновки комплектуют изделия техническими данными по допустимым токовым воздействиям аналогично электрическим аппаратам.

### **Проектирование системы молниезащиты**

#### *Общие положения защиты подстанций от прямых ударов молнии*

Открытые распределительные устройства подстанций 20–500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии. Здания ЗРУ и закрытых подстанций следует защищать от прямых ударов молнии в районах с числом грозовых часов более 20.

Защиту зданий ЗРУ и закрытых подстанций, имеющих металлические покрытия кровли, следует выполнять заземлением этих покрытий (конструкций). Для защиты зданий ЗРУ и закрытых подстанций, крыша которых не имеет металлических или железобетонных покрытий либо несущих конструкций или не может быть заземлена, следует устанавливать строжневые молниеотводы или молниеприемные сетки непосредственно на крыше зданий.

Молниеприемники устанавливаются на некотором расстоянии от углов территории подстанции в количестве 4 штук. Если этого количества молниеприемников недостаточно для защиты всей территории ПС, то устанавливаются еще 2 посередине одной из сторон территории защищаемого объекта.

Расчет высоты молниеотвода производится исходя из надежности защиты.  $P_z = 0,99$ . Зона защиты одиночного молниеотвода представлена на рисунке 6.7.



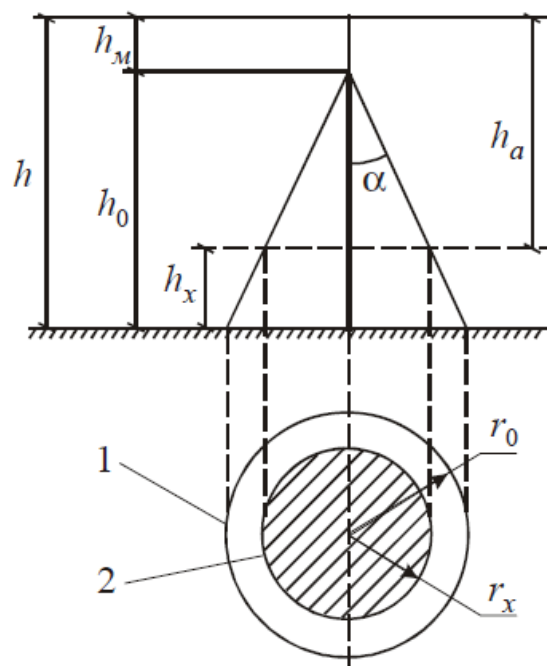


Рисунок 6.7 – Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода: 1 – границы зоны защиты на уровне земли; 2 – границы зоны защиты на уровне  $h_x$

В случае защиты ОРУ с использованием четырех молниеприемников, расположенных внутри территории ОРУ, формируются две зоны защиты – по внешнему контуру молниеприемников и по внутреннему контуру (рисунок 6.8).

Наибольшее расстояние между молниеприемниками (диагональ) определяется по формуле:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2}, \quad (31)$$

где  $l_1$  – расстояние между молниеприемниками по стороне  $b$  ОРУ ПС;  $l_2$  – расстояние между молниеприемниками по стороне  $a$  ОРУ ПС;

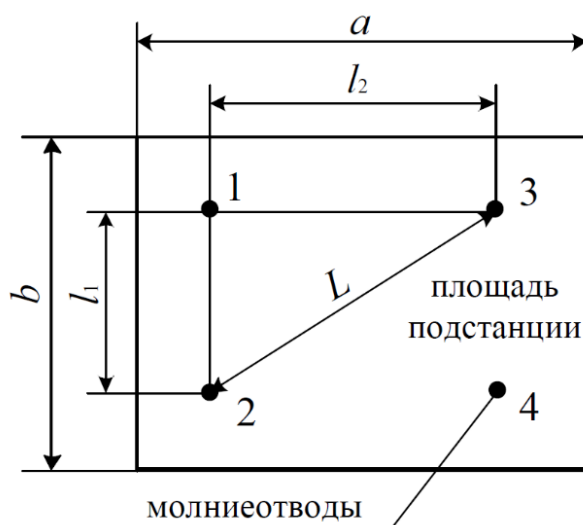


Рисунок 6.8 – Защита территории ОРУ установкой четырех молниеприемников

Далее составляется уравнение:

$$\frac{h_0}{h_0 - h_x} = \frac{r_0}{r_x}, \quad (32)$$

где  $h_0$  – высота конуса защиты (рисунок 6.6);  $h_x$  – высота защищаемого объекта (рисунок 6.6);  $r_0$  – радиус защиты на уровне земли (рисунок 6.6);  $r_x$  – радиус защиты на уровне защищаемого объекта (рисунок 6.6).

При высоте молниеотводов до 30 м:

$$\begin{cases} h_0 = 0,8 \cdot h \\ r_0 = 0,8 \cdot h, \end{cases} \quad (33)$$

где  $h$  – высота молниеотвода.

Предполагается, что молниеотводы расположены симметрично относительно территории ПС. Радиус защиты на уровне защищаемого объекта со сторон  $a$  и  $b$  подстанции определяется из выражений (справедливо для защиты четырьмя молниеприемниками):

$$\begin{aligned} r_{xa} &= \frac{b - l_1}{2} \\ r_{xb} &= \frac{a - l_2}{2} \end{aligned} \quad (34)$$

Максимальное удаление защищаемого объекта от молниеотвода на внешнем контуре достигается на диагонали к углу ОРУ и принимается для дальнейших расчетов:

$$r_x = \sqrt{r_{xa}^2 + r_{xb}^2}. \quad (35)$$

Путем подстановки  $h_0$  и  $r_0$  получится следующее выражение:

$$0,64 \cdot h^2 - 0,8 \cdot h \cdot (h_x + r_x) = 0. \quad (36)$$

Решением данного уравнения будет минимально возможная высота молниеотвода:

$$h \geq \frac{0,8 \cdot (h_x + r_x) \pm 0,8 \cdot (h_x + r_x)}{1,28}. \quad (37)$$

Выбирается высота молниеотвода защищаемого объекта, а затем определяется высота радиуса и конуса защиты молниеотвода (рисунок 6.9).

Зона защиты молниеотводов на подстанции определяется посредством совмещения зон каждой пары молниеотводов. Каждая пара рассматривается как двойной молниеотвод (рисунок 6.8). Расстояние между молниеотводами не должно превышать предельной значения высоты  $L_{max}$ , иначе молниеотводы считаются одиночными в плане зоны защиты. Зона защит между каждой парой может снижаться при приближении к центру, образуя провес защит.

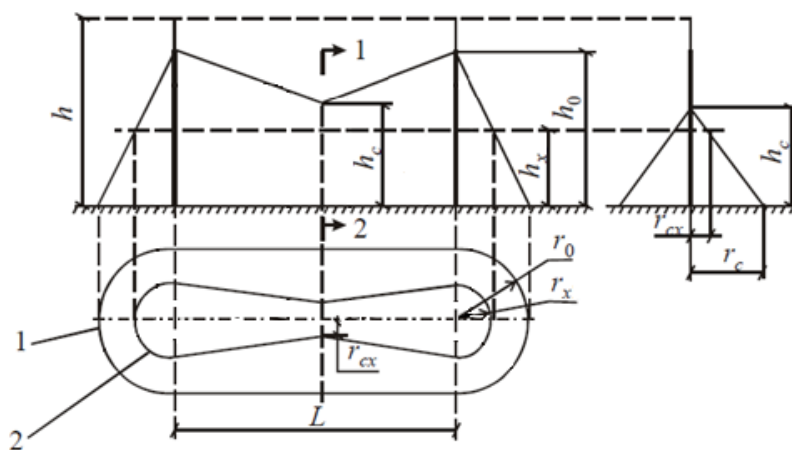


Рисунок 6.9 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой до 150 м: 1 – граница зоны защиты на уровне земли; 2 – граница зоны защиты на уровне  $h_x$

При высоте молниеотвода до 30 м, максимально возможная длина между парами молниеотводов согласно:

$$L_{max} = 4,75 \cdot h. \quad (38)$$

Высота провеса зоны защиты молниеотводов определяется по выражению

$$h_c = \frac{L_{max} - L}{L_{max} - L_c} \cdot h_0, \quad (39)$$

где  $L_c$  – расстояние между молниеотводами, при котором провес зоны защиты не образуется.

Поскольку, в большинстве случаев  $L_{max} > L$ , любая из пар молниеотводов может рассматриваться как двойной молниеотвод. Зона защит двойного молниеотвода представлена на рисунке 6.8.

Согласно, при высоте молниеотвода менее 30 м, расстояние между молниеотводами  $L_c$ , при котором провес зоны защиты не образуется, определяется по выражению:

$$L_c = 2,25 \cdot h, \quad (40)$$

Величина сужения зоны защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}. \quad (41)$$

После определения высоты и радиуса провеса проводится проверка попарно расположенных молниеотводов на наличие провеса.

### Расчет системы молниезащиты ОРУ 110 кВ

Размеры территории ПС определяются согласно принятому плану компоновки. В зависимости от размеров РУ молниезащита может быть выполнена четырьмя или более молниеотводами. В любом случае каждые четыре молниеотвода образуют четырехугольник, в рамках которого производится попарная проверка зон защиты. Затем проверяется следующий четырехугольник (если молниеотводов больше четырех). Если четырехугольники симметричны, то возможна проверка одного из них. При крупных РУ молниезащита ПС будет обеспечиваться четырьмя молниеотводами, расположенными по углам территории, и двумя на середине стороны территории (рисунок 6.10). При этом вся территория ОРУ 110 кВ делится на 2 несимметричные зоны, для каждой из которых рассчитывается зона защиты. Исходные данные для расчета молниезащиты ОРУ 110 кВ исходя из принятой компоновки сводятся в таблицу 6.11.

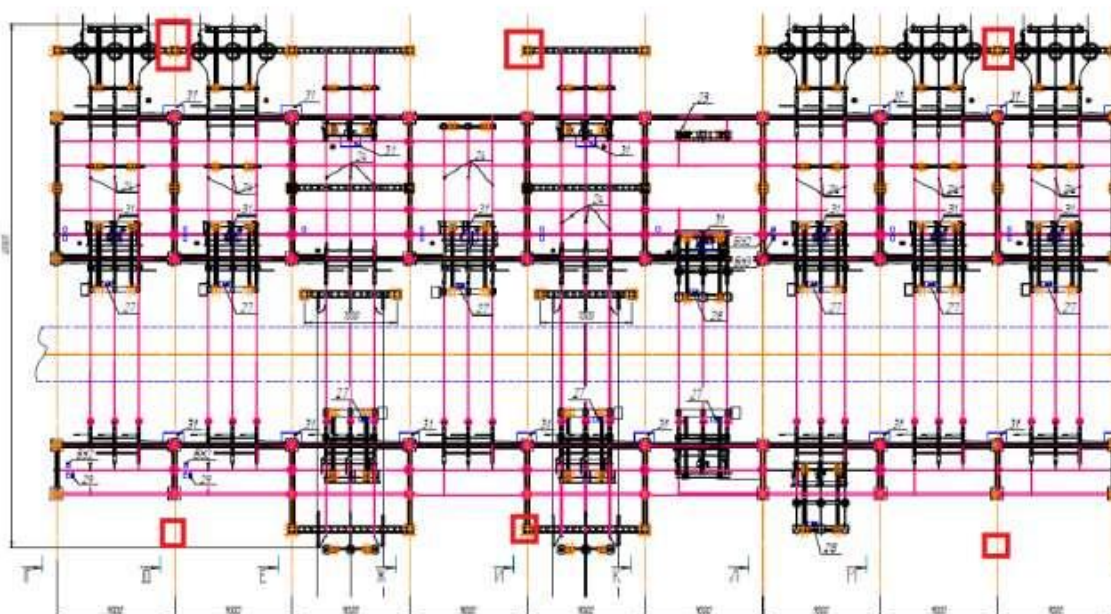


Рисунок 6.10 – Расположение молниеотводов на территории ОРУ 110 кВ

Таблица 6.11 – Исходные данные для расчета зоны молниезащиты подстанции

Параметр	Значение
Данные подстанции:	
– длина $a$ , м	xx
– ширина $b$ , м	xx
– площадь ПС $S_{ПС}$ , м <sup>2</sup>	xx
Данные зон защиты ПС:	
– длина зоны I $a_1$ , м	xx
– ширина зоны I $b_1$ , м	xx
– длина зоны II $a_2$ , м	xx
– ширина зоны II $b_2$ , м	xx
Высота наиболее высокого объекта $h_x$ м	xx

Расстояния между молниеотводами:	
1 – 2, 4 – 5 $l_{11}$ , м	xx
2 – 3, 5 – 6 $l_{12}$ , м	xx
1 – 4, 2 – 5, 3 – 6 $l_{21}, l_{22}$ , м	xx

Расчет молниезащиты проводится для двух несимметричных зон по приведенным формулам. Результаты расчета сводятся в таблицу 6.12.

Таблица 6.12 – Результаты расчета молниезащиты ОРУ 110 кВ

Параметр	Значение	
	I зона защиты	II зона защиты
Наибольшее расстояние между молниеотводами $L$ , м	67,01	60,82
Радиус защиты на уровне защищаемого объекта $r_{xa}$ , м	9	9
Радиус защиты на уровне защищаемого объекта $r_{xb}$ , м	11	11
Наибольший радиус защиты на уровне защищаемого объекта $r_x$ , м	9	9
Высота молниеотвода по уравнению (8.7) $h$ , м	25,44	25,44
Принимаемая высота молниезащиты $h_{прин}$ , м	25,5	25,5
высота конуса защиты $h_0$ , м	20,4	20,4
Радиус защиты на уровне земли $r_0$ , м	20,4	20,4
Максимально возможная длина между парами молниеотводов $L_{max}$ , м	121,13	121,13
Расстояние между молниеотводами, при котором провес зоны защиты не образуется $L_c$ , м	56,25	56,25
Высота провеса зоны защиты молниеотводов $h_c$ , м	17,31	19,28
Величина сужения зоны защиты $r_{cx}$ , м	7,07	8,43

По результатам расчета системы молниезащиты проводится попарная проверка молниеотводов на провес зоны защиты. Результаты проверки на провес и сводятся в таблицу 6.13.

Таблица 6.13 – Проверка проектируемой системы молниезащиты на провес

Порядковые номера пар молниеотводов	Критерий проверки	Значения	Результат
1 – 2	$l_{11} < L_{c1}$	39 < 56,61	Провеса нет
1 – 4	$l_1 < L_{c1}$	39 < 56,61	Провеса нет
1 – 5	$L_1 < L_{c1}$	67,01 > 56,61	Провес есть
2 – 3	$l_{12} < L_{c2}$	27 < 56,61	Провеса нет
2 – 4	$l_{12} < L_{c2}$	27 < 56,61	Провеса нет
2 – 6	$L_2 < L_{c2}$	60,82 > 56,61	Провес есть

В случае наличия провеса между парами молниеотводов необходимо проверить условие  $h_c > h_x$ . Если условие выполняется для всех пар молниеотводов, то система молниезащиты, состоящая из 6 молниеотводов, способна обеспечить требуемую надежность защиты ОРУ 110 кВ.

## СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сибикин, Ю. Д. Основы проектирования электроснабжения промышленных и гражданских зданий: учеб. / Ю. Д. Сибикин. - 6-е изд., перераб. - Москва; Берлин: ДиректМедиа, 2016. - 508 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).
2. Кулеева, Л. И. Проектирование подстанции: учеб. пособие / Л. И. Кулеева, С. В. Митрофанов, Л. А. Семенова. - Оренбург: ОГУ, 2016. - 111 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).
3. Крючков, И. П. Электрическая часть станций и подстанций: учеб. для вузов по спец. «Электр. станции» / И. П. Крючков [и др.]; под ред. А. А. Васильева. - 2-е изд., перераб. и доп. - Москва: Энергоатомиздат, 1990. - 575 с.
4. Крючков, И. П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И. П. Крючков, Б. Н. Неклепаев, В. А. Старшинов. - Москва: Академия, 2005. - 411 с.
5. Алиев, И. И. Электротехнический справочник / И. И. Алиев. - 4-е изд., испр. - Москва: РадиоСофт, 2001. - 384 с.
6. Балаков, Ю. Н. Проектирование схем электроустановок: учеб. пособие / Ю. Н. Балаков, М. Ш. Мисриханов, А. В. Шунтов. - 3-е изд., стер. - Москва: МЭИ, 2009. - 287 с.
7. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ (утв. и введен Приказом Ростехрегулирования от 12.07.2007 г. № 173-ст).
8. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС».
9. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС».
10. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС».
11. ГОСТ Р 56303-2014 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению.

Дополнительные рекомендации по выполнению курсового проекта

1. Для каких цепей необходимо производить счет токов?

Токи рассчитываются для всех цепей, где производится выбор и проверка оборудования (трансформаторов, аппаратов, проводников). Токи КЗ рассчитываются на шинах на шинах 110 кВ и 10 кВ при замкнутых секционных выключателях. Расчетные токи и точки КЗ отмечены на рисунке П1.

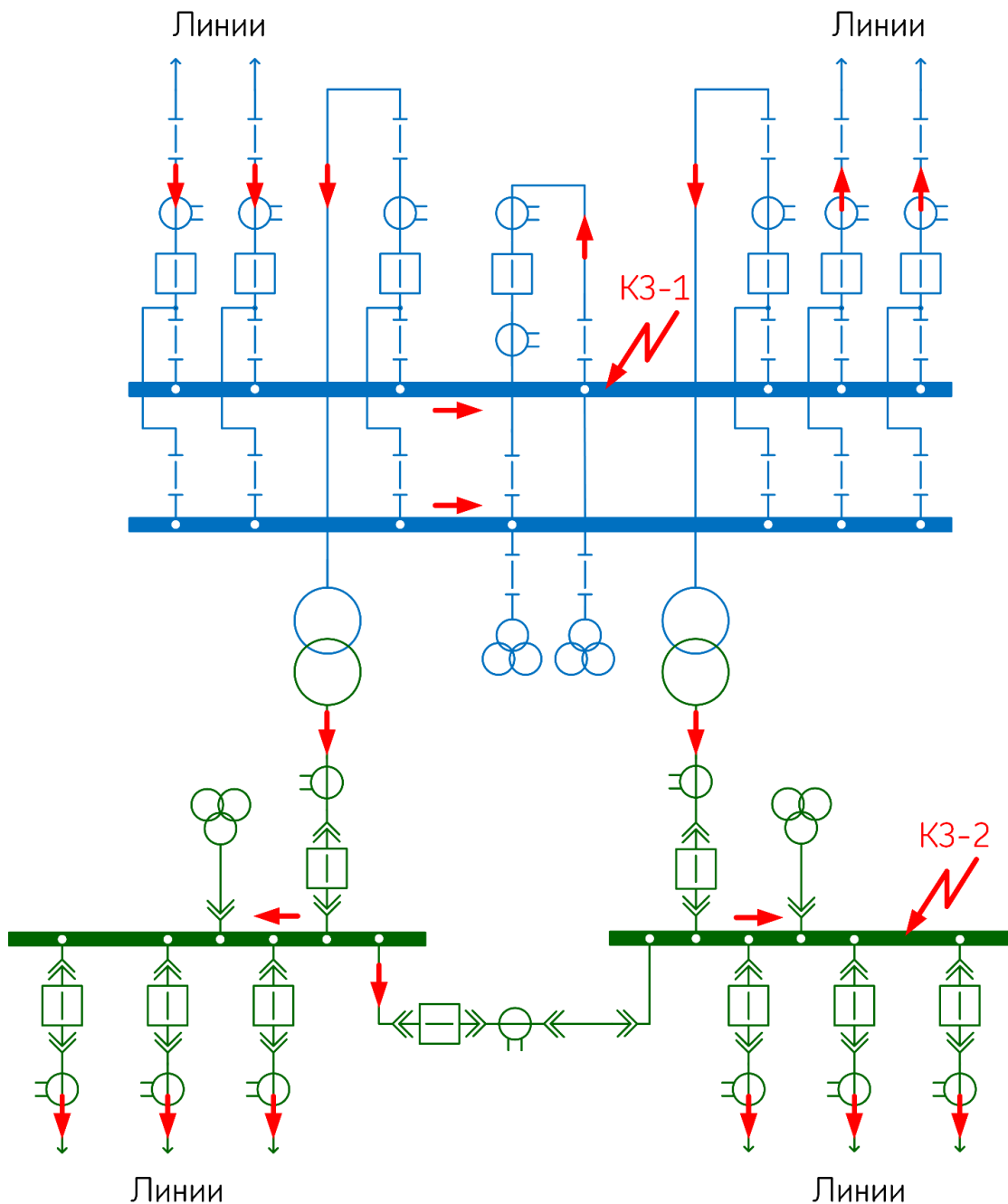


Рисунок П1 – Расчетные токи и точки КЗ на схеме подстанции

## 2. Какие типы оборудования необходимо выбрать при проектировании?

В курсовом проекте необходимо выбрать и проверить по установленным критериям электрические аппараты и проводники:

- в цепях 110 кВ: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжений, сборные шины

- в цепях 10 кВ: ячейки КРУ и их наполнение (выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, шины)

Коммутационные и измерительные аппараты (за исключением шин и ОПН), подлежащие выбору и проверке, показаны на рисунке П2.

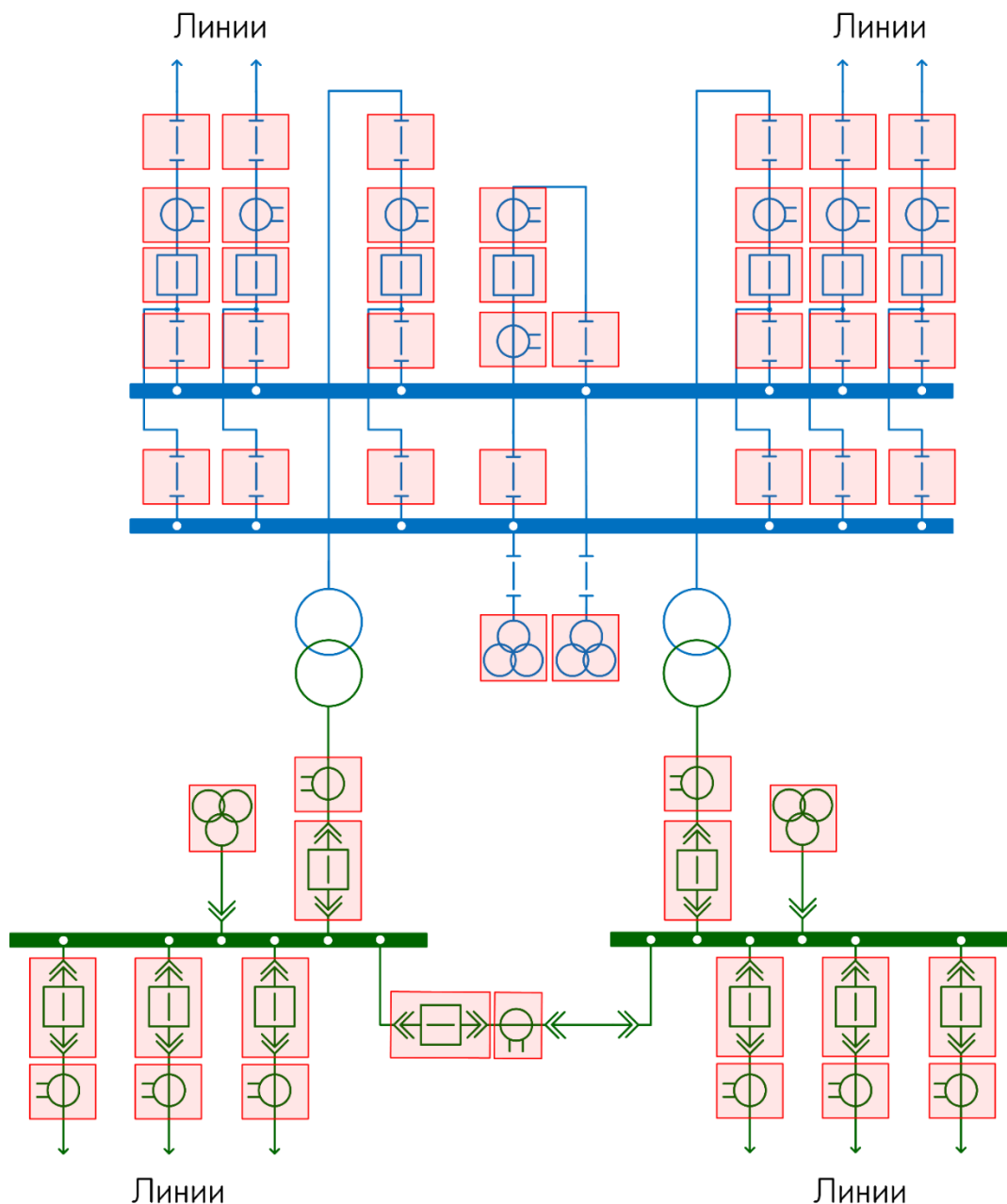


Рисунок П2 – Электрические аппараты на схеме подстанции



### 3. Что такое утяжеленный режим междушинного выключателя?

Ток утяжеленного режима цепи междушинного выключателя определяется с учетом перетока мощности при наиболее неблагоприятном эксплуатационном режиме (например, потеря питания на одной из шин, отказ трансформатора). На рисунке ПЗ приводится схема, поясняющая изменение перетоков в послеаварийном режиме. В общем случае в нормальном режиме переток по междушинному (секционному) выключателю зависит от распределения нагрузок по шинам и пропускной способности питающих линий электропередачи.

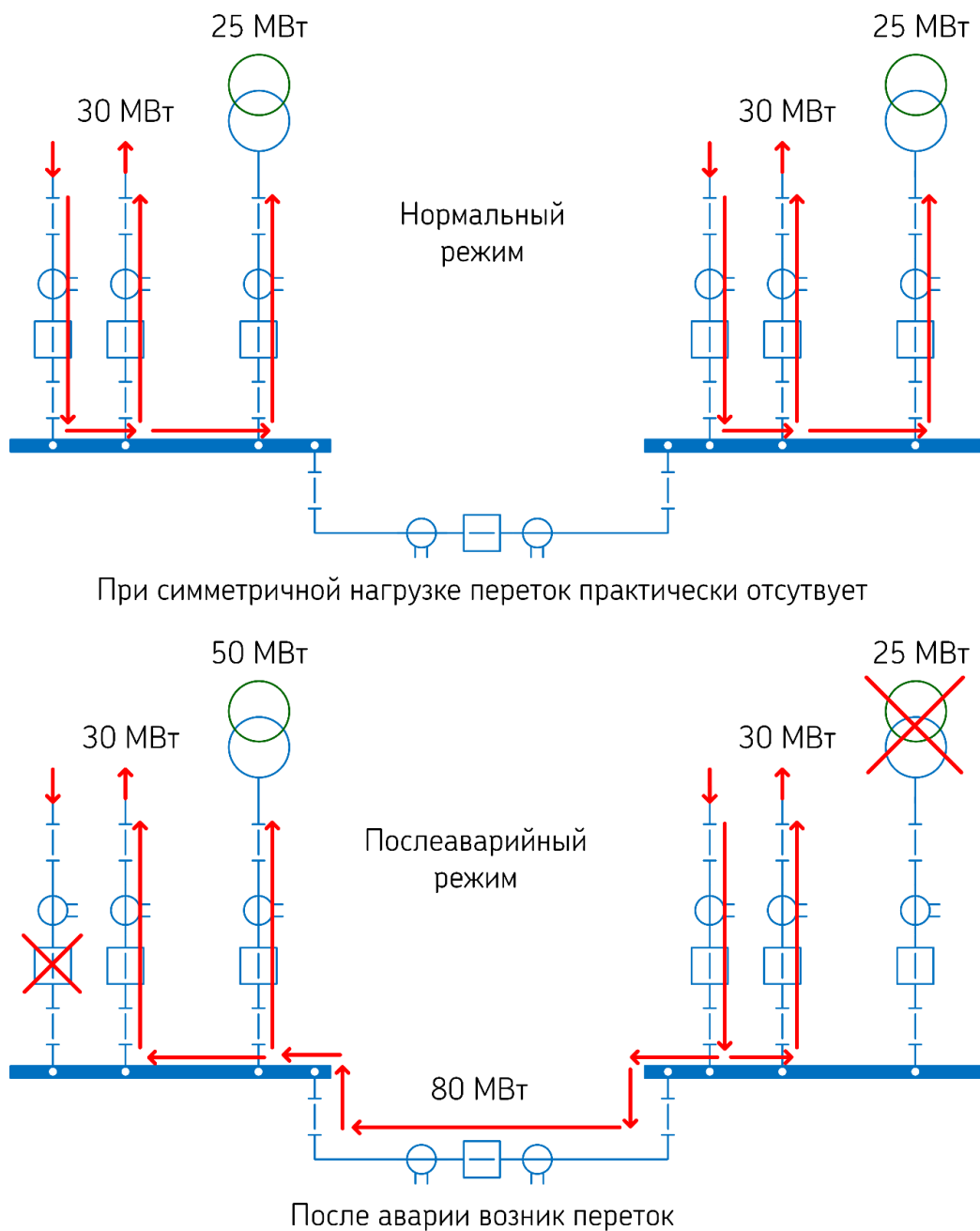


Рисунок ПЗ – Направление перетоком мощности разных состояниях схемы подстанции

#### 4. Что такое комплектные решения для распределителей?

Комплектные решения – это готовые компоновки РУ, разрабатываемые производителями электротехнического оборудования на основе изделий собственного производства. Комплектные решения ОРУ соответствуют типовым схемам и включают планировку и перечень устанавливаемого оборудования. Использование комплектных решений позволяет упростить процесс проектирования подстанций, а также значительно ускоряет сооружение объекта за счет использования типовых решений и модулей высокой заводской готовности.

Работа с комплектными решениями в рамках курсового проектирования позволяет получить представления о взаимном расположении элементов РУ на местности и обеспечивает исходную информацию (планировку и габариты ОРУ) для проектирования системы молниезащиты. Примеры комплектных решений ОРУ 110 кВ представлены на рисунке П4.

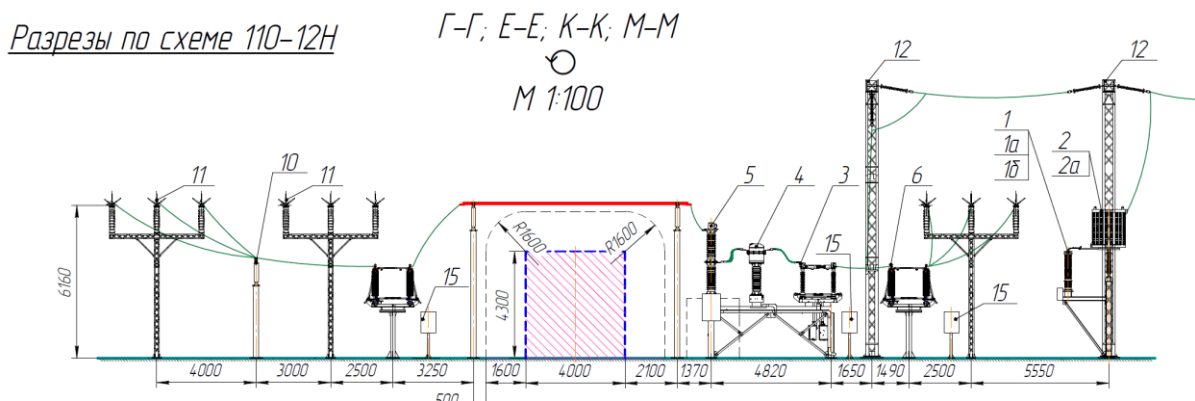
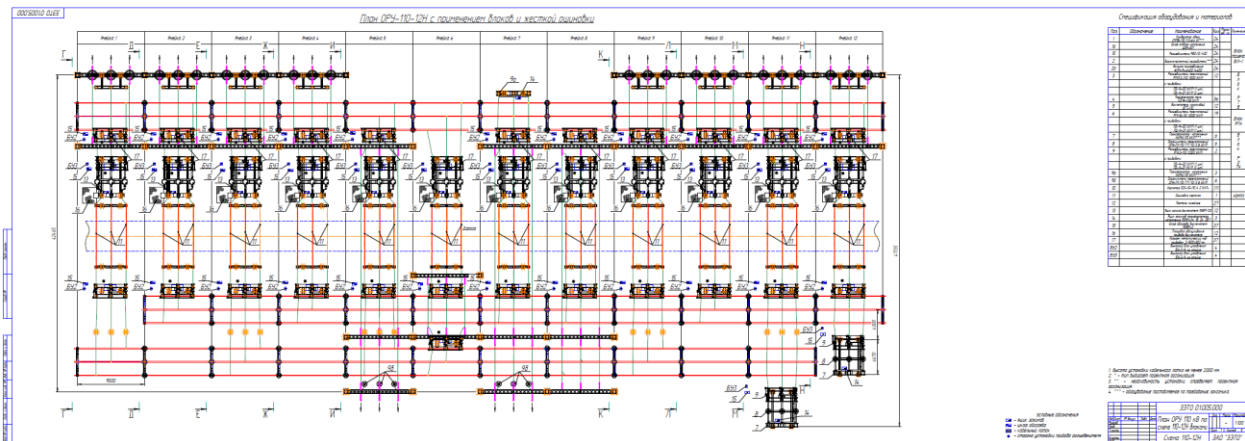
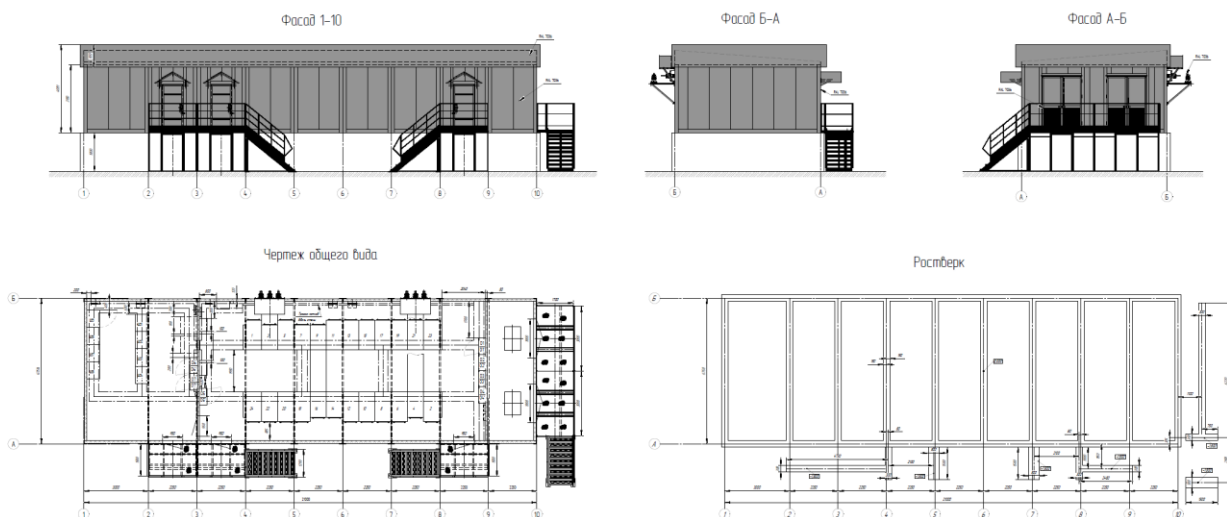


Рисунок П4 – Примеры комплектных решений ОРУ 110 кВ

Комплектные решения разрабатываются для различных классов напряжения и, помимо ОРУ ВН, включают комплектные ЗРУ 6-10 кВ. Комплектные ЗРУ проектируются в виде блочно-модульных конструкций на основе ячеек КРУ. Комплектные ЗРУ проектируются как часть комплектных

ПС 110/10(6) кВ, либо как комплектные трансформаторные подстанции ТП 10(6)/0,4 кВ. Техническая документация комплектных ЗРУ включает планировочные решение по размещению оборудования и кабельных трасс, а также перечень оборудования.

Примеры комплектных решений ЗРУ 10 кВ представлены на рисунке П5.



**Приложение В**

Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
1	Трансформатор силовой Мощность до 1250кВа включительно	2	
2	РУ-6(10)кВ типа КСО-6(10)-32 "Онега"	1	Показана схема 2.15 из сетки схем
3	РУ-0,4кВ типа ШО-2000 "Нева"	1	Показана схема 2.10 из сетки схем
4	Щит учета (ЩУ)	2	При заказе счетчика электроэнергии
5	Щит собственных нужд (ЩСН)	2	
6	Щит источника бесперебойного питания (ШИБП)	1	При наличии ячеек с сил. выкл.
7	Электрониквектор	4	
8	Блок сигнализации	2	При заказе типа сигнализации
9	Устройство дуговой защиты "Обод-М"	1	При заказе
10	Металлическая оболочка 30' (9125x2438x2896)	2	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Комплектная трансформаторная подстанция в металлической оболочке (КТП)	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.						Лист 61	Листов	
Пров.						Компоно	Иеленной	
Т. контр.						абонентской частью		
Н. контр.								
Учв.								

Рисунок П5 – Примеры комплектных решений ЗРУ 10 кВ

## 5. Как можно получить информацию о комплектных решениях?

После выбора типовой схемы по результатам расчета надежности необходимо обратиться к преподавателю для получения комплекта документов по выбранной схеме. По запросу преподаватель предоставляет документацию на типовое техническое решение ОРУ 110 кВ (включая компоновки в формате dwg).

Дополнительным источником информации могут быть сайты производителей комплектных решений и содержащаяся на них документация:

- Завод электротехнического оборудования ЗЭТО <http://www.zeto.ru>
- Высоковольтный союз <http://www.vsoyuz.com>
- Электрощит Самара <https://www.electroshield.ru>
- Таврида электрик <https://www.tavrida.com>
- Электротехнический завод ЭТЗ Вектор <http://etz-vektor.ru/>
- Уралэлектротяжмаш <http://www.uetm.ru>

В условиях отсутствия технической документации в формате dwg можно использовать схемы из типовых альбомов в pdf путем импорта в Autocad. Для этого необходимо создать пустой лист и выбрать функцию импорта, затем выбрать импортируемый документ и указать номер страницы (рисунок Пб).

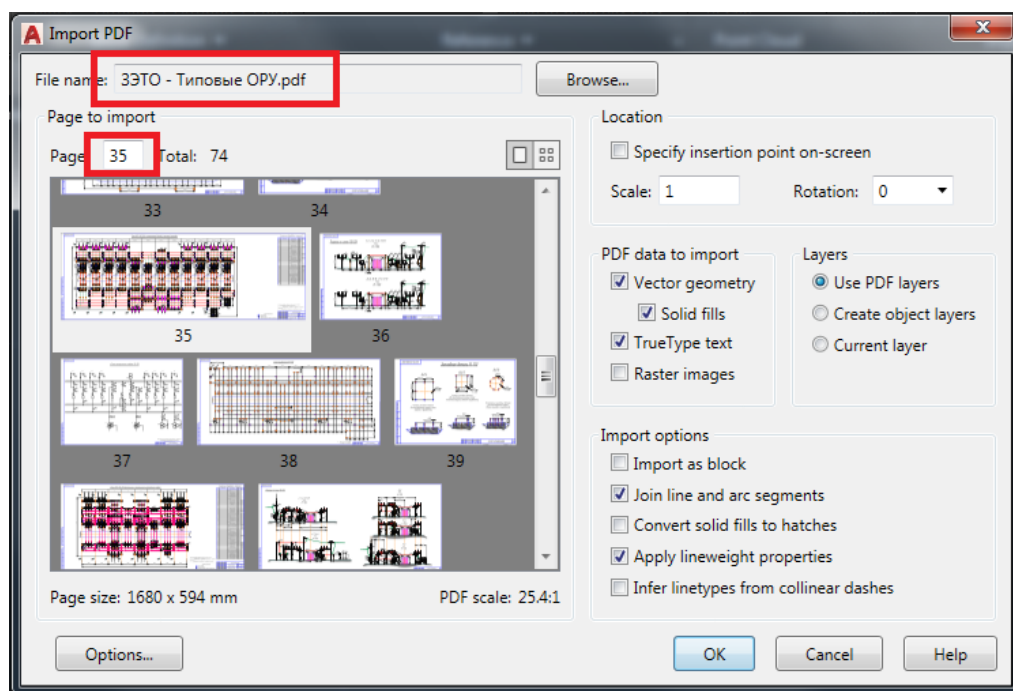
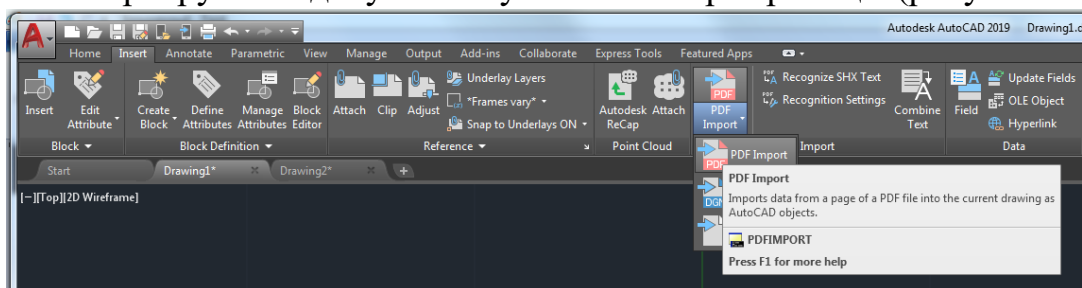


Рисунок Пб – Процесс импорта графики в программе Autocad

Импорт сложной схемы займет сравнительно продолжительное время. Прогресс операции отображается в правом нижнем углу окна Autocad. В случае успешного импорта можно получить качественный редактируемый векторный чертеж, который требует незначительных доработок (удаление ненужных объектов, расширения ОРУ под необходимое число линий). На плане указаны размеры, необходимые для дальнейших расчетов (рисунок П7).

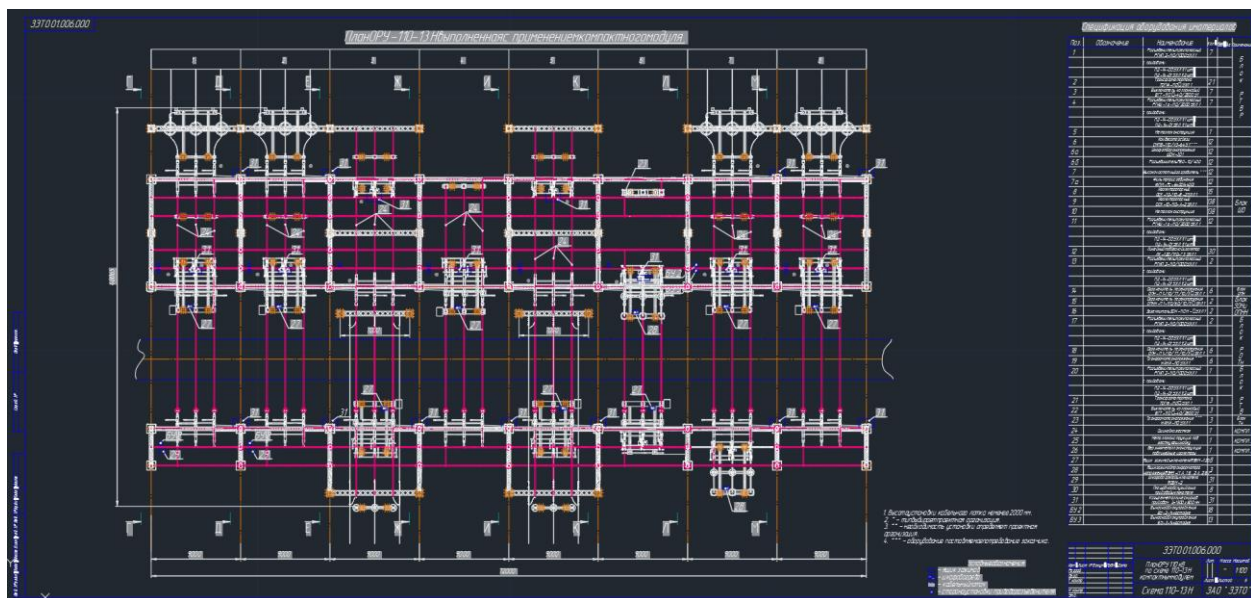
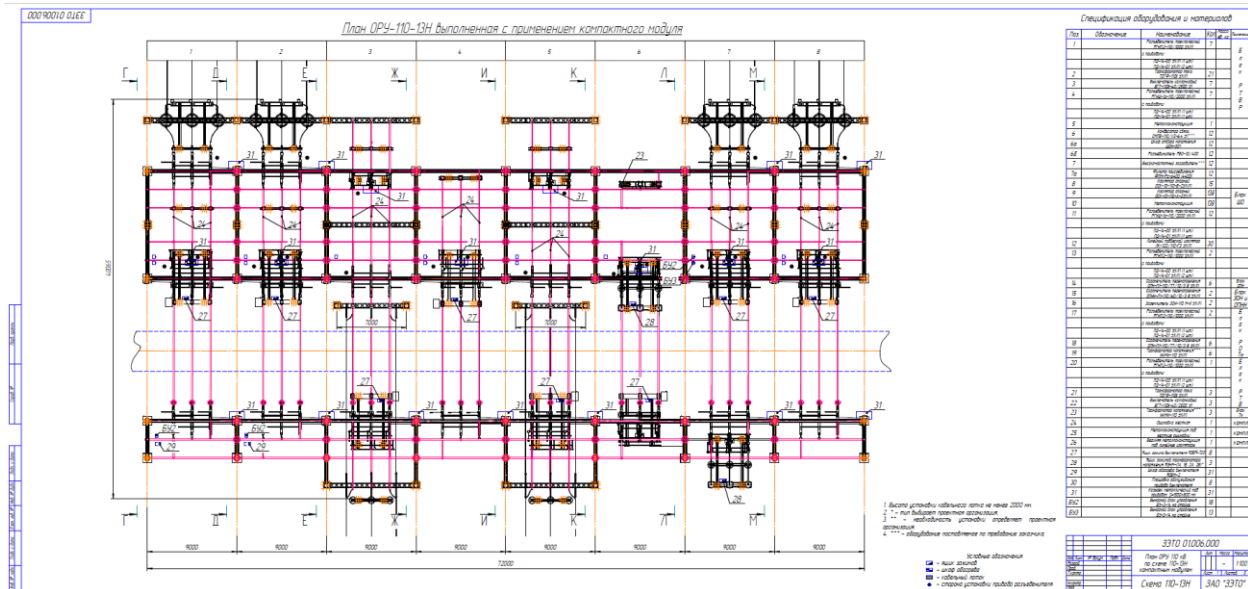


Рисунок П7 – Примеры схемы компоновочного решения ОРУ 110 кВ в альбоме из документации производителя и в Autocad после процедуры импорта



### *7. Что должно быть в разделе по выбору комплектных решений?*

В разделе приводится вся необходимая информация для формирования представления о принятых компоновочных решениях РУ 110 кВ и 10 кВ, перечень оборудования, рекомендованного производителем для рассматриваемого комплектного решения (данное оборудование принимается к установке и проверяется в разделе «Выбор основного электротехнического оборудования»).

В разделе помещаются миниатюрные виды сверху и с боку, схемы размещения оборудования на ОРУ и в ЗРУ. В дальнейшем компоновочные решения ОРУ выполняются в виде чертежа на листе формата А1 (вид сверху, виды сбоку), снабжаемого перечнем элементов (возможно выполнить на отдельном листе).

### *8. Почему выбор комплектных решений ведется до расчетных условий?*

Выбор комплектных решений возможен после выбора типовой схемы электрических соединений. Выбранное компоновочное решение необходимо учитывать при дальнейших расчетах:

- перетоки мощности зависят от места подключения присоединений;
- номенклатура выбранного оборудования должна соответствовать рекомендациям производителя комплектного решения;
- для проектирования молниезащиты и заземляющего устройства необходимы габаритные размеры ОРУ, которые зависят от принятой компоновки.

### *9. Для каких объектов нужно проектировать систему молниезащиты?*

В курсовом проекте производится расчет системы молниезащиты только для объектов ОРУ 110 кВ без силовых трансформаторов.

### *10. Как определить размеры защищаемого объекта для молниезащиты?*

Защищаемым объектом является всё оборудование ОРУ 110 кВ за исключением силовых трансформаторов. Размеры защищаемого объекта определяются в зависимости от принятых компоновочных решений на основе анализа видов сверху и сбоку (все размеры указаны в документации). В упрощенном виде защищаемый объект представляет собой прямоугольный параллелепипед, описанный вокруг оборудования ОРУ 110 кВ (рисунок П9).

Далее на плане ОРУ 110 кВ с учетом рекомендаций разработчика комплектного решения (при наличии) выбираются места установки молниеприемников. Например, на порталах внутри ОРУ или на прожекторных вышках за его пределами. Взаимное расположение защищаемого объекта и молниеприемников определит дальнейший расчет системы молниезащиты.

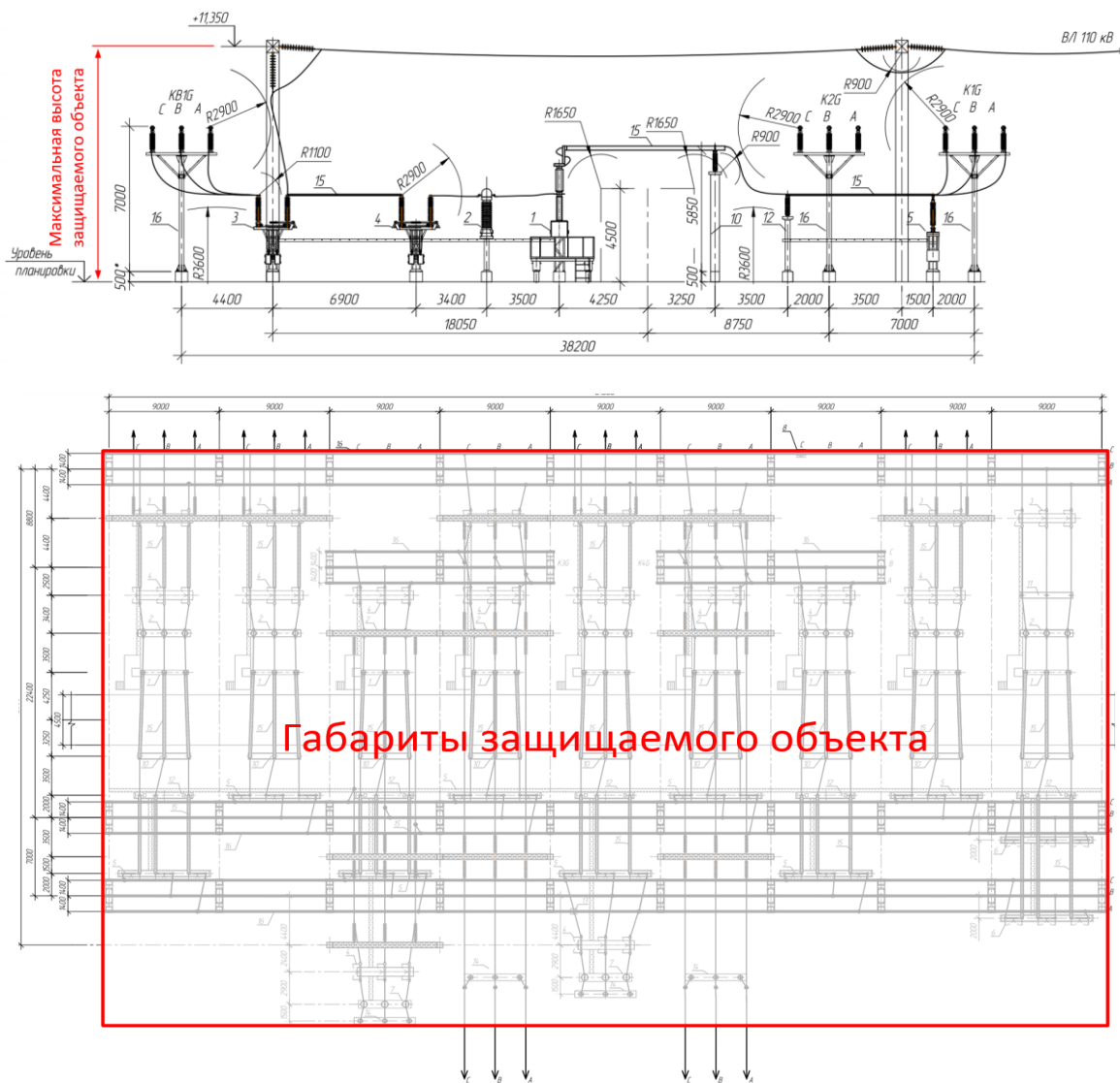


Рисунок П9 – Габариты защищаемого объекта при расчете молниезащиты

### 11. Какими чертежами необходимо снабдить проект?

В курсовом проекте предусмотрено выполнение графической части в виде чертежей схемы электрической принципиальной и компоновки ОРУ 110 кВ. Графическая часть включает следующие позиции:

- Схема электрическая принципиальная (включает ОРУ 110 кВ, трансформаторы и ЗРУ 10 кВ) – формат А3

- Перечень элементов к схеме электрической принципиальной – формат А4

- План ОРУ 110 кВ, содержащий общий вид сверху и виды сбоку для цепей линейного, секционного и обходного выключателей (включает компоновку основного оборудования, места размещения молниеприемников, границы зоны защиты на уровнях земли и защищаемого оборудования) – формат А2



**Образец титульного листа**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«КАЛИНИНГРАДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт морских технологий, энергетики и строительства  
Кафедра энергетики

Зачтено с отметкой \_\_\_\_\_  
Дата защиты \_\_\_\_\_  
Преподаватель \_\_\_\_\_

**КУРСОВОЙ ПРОЕКТ**

«ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПОДСТАНЦИИ 110/10 кВ В г. ХХХ»

по дисциплине «Проектирование подстанций систем электроснабжения»  
направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Работу выполнил:  
студент гр. ХХ-ЭЭ  
Иванов И.И.

Калининград  
20XX

Локальный электронный методический материал

Максим Сергеевич Харитонов

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИЙ  
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Редактор Э. С. Круглова

Уч.-изд. л. 3,6. Печ. л. 3,2

Издательство федерального государственного бюджетного  
образовательного учреждения высшего образования  
«Калининградский государственный технический университет».  
236022, Калининград, Советский проспект, 1