

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Реконструкция электрооборудования Нижневартонской ГРЭС»

Студент

И.А. Номеровченко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Аннотация

Выпускная квалификационная работа направлена на решение задач по реконструкции электрооборудования Нижневартонской ГРЭС.

Тема дипломной работы актуальна за счет ряда вопросов, возникших в ходе эксплуатации станции. В первую очередь это связано с моральным старением оборудования, что требует проведения реконструкции. Так же необходимо осуществление работ по доработке схемы питания собственных нужд с целью повышения ее надежности.

Проведено исследование особенностей схемы собственных нужд ГРЭС, в рамках реконструкции схемы предусмотрена установка разъединителя между трансформаторами собственных нужд (ТСН) и блочными трансформаторами, с которыми они жестко связаны. Произведен расчёт токов короткого замыкания (КЗ).

В работе удалось провести анализ и доработку электрической схемы и схемы электроснабжения собственных нужд станции, выбор и проверку электрооборудования.

Содержание

Введение.....	5
1. Общая характеристика объекта проектирования	7
1.1 Описание энергоблоков Нижневартовской ГРЭС	7
1.2 Схема выдачи электрической энергии	9
1.3 Анализ существующей системы собственных нужд Нижневартовской ГРЭС	10
1.4 Технические условия реконструкции собственных нужд ГРЭС	12
1.5 Необходимые технические решения при реконструкции системы собственных нужд ГРЭС	13
2 Анализ и расчет электрических нагрузок системы собственных нужд	14
3 Выбор силовых трансформаторов и схемы собственных нужд.....	22
3.1 Выбор силовых трансформаторов.....	22
3.2 Выбор схемы собственных нужд.....	23
4 Расчет токов короткого замыкания	25
5 Выбор электрооборудования	32
5.1 Выбор оборудования РУСН – 6(10) кВ	32
5.1.1 Выбор выключателей.....	32
5.1.2 Выбор трансформатора тока 6 кВ	33
5.1.3 Выбор трансформатора напряжения	34
5.2 Выбор ограничителей перенапряжения.....	36
6 Выбор силового кабеля 0,4кв, отходящего от ру-0,4 кВ к сборкам.....	37
7 Выбор автоматических выключателей, расцепителей и нагрузки отходящих присоединений РУ-0,4 кВ	40
8. Выбор схемы щита постоянного тока.....	47
9 Выбор релейной защиты и автоматики	48
9.1 Микропроцессорное устройство	48
9.2 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением микропроцессорной РЗ	49

10 Расчет заземления зданий и сооружений объекта	53
10.1 Освещение подстанции	53
10.2 Расчет заземляющего устройства	54
10.3 Молниезащита	57
11 Защита от грозových и коммутационных перенапряжений	67
Заключение	73
Список используемых источников	74

Введение

Нижневартовская ГРЭС располагается в поселке Излучинск Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. Электрическая мощность Нижневартовской станции: 2 031 МВт - она третья по мощности электростанция в Тюменской области. Установленная тепловая мощность: 758 Гкал/час. Основное и резервное топливо: попутный газ. Аварийным топливом для отопительно-пусковой котельной является мазут.

Система собственных нужд это одно из важнейших звеньев, которые влияют на показатели работы ЭС.

Система собственных нужд – это комплекс рабочих машины, которые необходимы для нормальной работы основных агрегатов электростанции.

Система собственных нужд должна отвечать следующим критерием:

- гибкой и простой в эксплуатации;
- допускать развитие технологического процесса;
- обеспечить сохранность основного оборудования электростанции при аварийном останове.

Наибольшее влияние на проектирование системы электроснабжения собственных нужд (СН) оказывают такие факторы как:

- режимы работы основного оборудования;
- определяемые типом станции состав, мощности ответственность электроприёмников СН;
- параметры выпускаемых заводами-изготовителями элементов системы СН.

Необходима надежная работа СН Нижневартовской ГРЭС складывается из:

- элементов электрической сети СН;
- автоматики и устройств релейной защиты;
- защищаемых элементов с минимально возможным временем отключения в случае их повреждений.

Целью данной работы является модернизация системы электроснабжения собственных нужд Нижневартовской ГРЭС.

Задачи данной работы:

- изучение системы электроснабжения собственных нужд Нижневартовской ГРЭС;
- осуществление замены существующего оборудования системы электроснабжения собственных нужд Нижневартовской ГРЭС на более современное;
- проверка выбранного оборудования по необходимым параметрам;
- расчет теплоснабжения распределительных устройств собственных нужд ГРЭС.

1. Общая характеристика объекта проектирования

1.1 Описание энергоблоков Нижневартовской ГРЭС

АО «Нижневартовская ГРЭС» является тепловой электростанцией, ГРЭС расположенной в поселке Излучинск Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа - Югры. Переработанный попутный газ нефтяных месторождений – главный вид топлива, в основном поставляемый с нефтепромыслов Самотлорского нефтяного месторождения.

Нижневартовская электростанция принадлежит ПАО «Роснефть» и «ПАО «Интер РАО».

По мощности третье место в Тюменской области занимает Нижневартовская ГРЭС.

Поставщиком электроэнергии в Уральском федеральном округе является Нижневартовская электростанция.

В 1971 году на залежи нефти и требовалось еще больше электроэнергии и поэтому поднялся вопрос о проектировании и дальнейшем строительстве Нижневартовской ГРЭС. Но тогда возводилась Сургутская ГРЭС-1 и были задействованы все основные силы энергостроителей и вопрос этот отложился на целых 10 лет.

В 80-е годы в Западной Сибири возросли объемы добычи нефти и газа – на Нижневартовский район тогда пришлось примерно половина добываемой там нефти. От Сургутской ГРЭС электроэнергия поступала в Нижневартовский район. Нижневартовский узел становился менее надежным из-за того что отсутствовали собственные генерирующие мощности. И тогда станция стала необходима в строительстве.

В апреле месяце 1980 г. приняли постановление № 337, в котором были разработаны проекты четырех мощных электростанций, которые располагались в центрах роста нагрузок. Дефицит мощностей Тюменской энергосистемы должен был покрыться за счет этих станций. Наиболее планируемый был проект Нижневартовской ГРЭС мощностью 4800 МВт.

Энергоблок 800 МВт - один из первых энергоблоков, запущенный в работу 30 января 1993 года, в 2003 году запустили второй энергоблок 800 МВт. Их возводили ОАО «Энергостройинвест-Холдинг».

Каждый из этих энергоблоков состоит из:

- прямоточного котла ПП-2650-255ГМ;
- турбин К-800-240-5:
- газораспределительного пункта;
- блочной обессоливающей установки и вспомогательного оборудования.

Котел работает на попутном газе.

На каждом из энергоблоков установлены генераторы типа ТВВ-800-2ЕУЗ Харьковского завода «Электротяжмаш», номинальная мощность которых 800 Мегаватт, напряжение 24 кВ с водородным охлаждением, а также независимой тиристорной системой возбуждения.

В 2014 году был введен в эксплуатацию третий энергоблок, мощность которого 413 МВт. Блок ПГУ-400 является бинарной парогазовой установкой с тремя контурами генерации, предназначенная для производства электроэнергии.

Попутный нефтяной газ с месторождений компании Роснефть ранее подготавливают и он считается главным топливом энергоблока.

Основным оборудованием блока ПГУ-400 является многовальная энергетическая установка 109FA производства «GeneralElectric» с газовой турбиной PG9351FA с генератором 324Н 50 Гц и паровой турбиной 109D12 с генератором 9A5, которые установлены на разных валах и соединённых со своими собственными генераторами, а также котлом-утилизатором П-143 производства ОАО ИК «Зиомар». На энергоблоке установлена самая современная распределенная система управления на базе оборудования Siemens, локальные системы контроля и управления основным оборудованием станции, которые были спроектированы и поставлены ЗАО «Интеравтоматика».

Подключение энергоблока к существующей прямоточной системе водоснабжения Нижневартовской ГРЭС из реки Вах также предусмотрено проектом.

Блок без теплофикации КПД 55,9 %

В состав основного оборудования входят:

- газотурбинная установка PG9351FA GeneralElectric, мощность газовой турбины 258,6 МВт;
- паровой котел-утилизатор П-143 ОАО «Атомэнергомаш»;
паровая турбина 109D12 GeneralElectric, мощность паровой турбины 143,2 МВт;
- генератор ГТ 324Н с водородным охлаждением GeneralElectric, мощность генератора ГТ 355,7 МВт;
- генератор ПТ 9А5 с воздушным охлаждением GeneralElectric, мощность генератора ПТ 183,8 МВт;
- трансформатор ТРДНС32000/35 УХЛ1 ОАО «Уралэлектротяжмаш», воздушное охлаждение.

1.2 Схема выдачи электрической энергии

Блочный принцип построения схемы, принятый в технологической части, сохранен при построении главной схемы станции, т.е. каждые существующие генераторы мощностью по 800 МВт присоединяются к шинам открытого распределительного устройства через повышающие трансформаторы.

Выдача мощности осуществляется на напряжениях 220 и 500 кВ, связь с энергосистемой предусмотрена по воздушным линиям соответствующего напряжения.

ОРУ-220 кВ выполнено по схеме «Две рабочие системы шин с обходной с двухрядным расположением выключателей» с секционированием, с совмещенными обходными и шиносоединительными выключателями. Количество ячеек ОРУ-220 кВ - 32.

На ОРУ-220 кВ установлены воздушные выключатели типа ВВБК220/56/3150ХШ. ОРУ-500 кВ выполнено по схеме «4/3» с двумя системами уравнивающих шин и двухрядным расположением выключателей. Количество ячеек ОРУ-500 кВ -7.

На ОРУ-500 кВ установлены элегазовые выключатели типа 550PM50 со встроенными трансформаторами тока, производства фирмы АББ «Электроинжиниринг». Связь между ОРУ-220 кВ и ОРУ-500 кВ осуществляется через группу из трех однофазных автотрансформаторов связи «КС01» типа ЗхАОДЦТН167000/500/220ХЛ1 мощностью 167 мегаватт каждый. Предусмотрена также резервная фаза автотрансформатора.

К ОРУ-220 кВ присоединен турбогенератор первого блока через повышающий блочный трансформатор типа ТНЦ-1000000/220ХШ мощностью 1000 мегаватт, напряжением 24/242кВ. В цепи генератора блока №1 установлен аппаратный генераторный комплекс типа КАГ-24, основной частью которого является выключатель нагрузки, рассчитанный на напряжение 24 кВ и ток 30 кА. Турбогенератор второго блока и газовая турбина блока №3 подключается к ОРУ-500 кВ через повышающий блочный трансформатор типа ТНЦ-1000000/500ХШ мощностью 1000 МВА, напряжением 24/525 кВ.

В цепи генератора блока №2 установлено элегазовое генераторное распределительное устройство типа НЕС-7, предназначенное на номинальное напряжение 30 кВ и номинальный ток 24 кА. Управление элементами ОРУ-220 и 500 кВ осуществляется с центрального щита управления. Генераторные выключатели 24 кВ управляются с блочного щита управления.

1.3 Анализ существующей системы собственных нужд Нижневартовской ГРЭС

«Схема электроснабжения собственных нужд ГРЭС делится на схему агрегатных нужд и общестанционных нужд. Собственные нужды

определяются потребностью в электроэнергии для приведения в действие систем и механизмов, рассредоточенных на всём гидроэнергетическом узле, чтобы обеспечить бесперебойную его работу»[7].

Электродвигатели насосов системы регулирования и смазки паровых турбин, насосов технического водоснабжения; охлаждения тиристорных преобразователей возбуждения генераторов (35 кВт), дренажные насосы (16 кВт), насосы и вентиляторы системы охлаждения генераторов и трансформаторов – наиболее ответственные потребители агрегатных собственных нужд Нижневартовской ГРЭС.

«К общестанционным собственным нуждам относятся все другие потребители, обеспечивающие тот или иной технологический процесс при работе ГРЭС (освещение, масляное хозяйство, пневматическое хозяйство, вентиляционные установки, разного рода грузоподъёмные механизмы, система осушения проточной части, ремонтные мастерские и др.). Предложенная схема собственных нужд обладает простотой и наглядностью, а также высокой надёжностью питания потребителей общестанционных и агрегатных собственных нужд в нормальных, ремонтных и аварийных режимах».[7]

Распределение электроэнергии от источников питания на напряжении 6 кВ производится за счет комплектных распределительных устройств (КРУ). КРУ выполняется с одной секционированной выключателем на две секции системой шин с устройством ЛВР. Каждая секция питается от независимого источника литания.

Распределение электроэнергии на напряжении 0,4 кВ организуется с помощью комплектных трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ (КТП СН). Понижающие трансформаторы КТП подключаются к различным секциям КРУ 6 кВ или к другим независимым источникам питания.

Питание электроприемников 0,4 кВ осуществляется непосредственно от КТП СН, или от вторичных РУ 0,4 кВ в зависимости от мощности электроприемников и требований к надёжности их питания.

Исходя из выше сказанного, можно сделать вывод, что необходимость модернизации схемы СН ГРЭС обусловлена старением изоляции кабелей и моральным старением оборудования.

В рамках работы предложена реконструкции схемы питания собственных нужд Нижневартовской ГРЭС. Электрооборудование распределительных устройств находится в эксплуатации с 1980-х годов, физически и морально устарело и требует замены и приведения в соответствие с современными требованиями и нормами. В связи с этим предусмотрена установка разъединителя между трансформаторами собственных нужд (ТСН) и блочными трансформаторами 1Т и 4Т, так же выбор соответствующих коммутационных аппаратов для надежного и безопасного функционирования станции, управления и обслуживания собственных нужд. В результате установки нового оборудования значительно уменьшится количество проведения ремонтов.

1.4 Технические условия реконструкции собственных нужд ГРЭС

Основные требования реконструкции собственных нужд ГРЭС:

- надежность работы подстанции за счет применения электрооборудования современного технического уровня;
- комплектность, компактность и высокая степень заводской готовности;
- безопасность обслуживания и эксплуатации;
- удобство проведения осмотра, ремонта и технического обслуживания;
- создание подстанции с дистанционным управлением без обслуживающего персонала;
- комплексная автоматизация;
- безопасность экологии.

1.5 Необходимые технические решения при реконструкции системы собственных нужд ГРЭС

Главным требованием, которому удовлетворяет система собственных нужд ГРЭС это надежность. В целях безопасности обслуживания электростанции и ее нормальной работы, необходимо обеспечивать выполнение условий надежной работы системы собственных нужд.

Система собственных нужд ГРЭС должна быть экономичной, то есть при минимально возможных капиталовложениях и расходе электроэнергии требуемая надежность должна обеспечиваться.

С момента строительства (80-е годы прошлого века) на Нижневартовской ГРЭС не проводилась модернизация оборудования на комплектном распределительном устройстве (КРУ). В настоящее время повышаются требования к генерирующему оборудованию, оно должно отвечать всем необходимым требованиям, для обеспечения надежной, безопасной и бесперебойной работы станции. Поэтому в ходе реконструкции должны применяться современные оборудование.

Структура предлагаемой работы последовательно раскрывает назначение и особенности собственных нужд Нижневартовской ГРЭС; предлагается наименее затратный метод доработки действующей схемы и ее модернизация путем установки разъединителя между трансформаторами собственных нужд (ТСН) и блочными трансформаторами, с которыми они жестко связаны; рассчитываются токи короткого замыкания для выбора современных коммутационных аппаратов, терминалов релейной защиты и автоматики.

2 Анализ и расчет электрических нагрузок системы собственных нужд

Выбор рабочих и резервных трансформаторов СН по составу нагрузки на секции 6 кВ и 0,4 кВ.

В соответствии с расчётной нагрузкой $S_{расч}$ трансформаторов собственных нужд выбирают их номинальную мощность. Для определения $S_{расч}$ необходимо применять упрощенную методику через расчётные переводные коэффициенты $K_{расч}$.

На основании [16] расчётная нагрузка на трансформатор собственных нужд первой ступени трансформации:

$$\begin{aligned} S_{расч\ t1} &= K_{расч\ д1} \sum_1^{нд1} P_{расч\ д1} + K_{расч\ т2} \sum_1^{нт2} P_{расч\ т2} = \\ &= 0,9 \cdot (\sum_1^{нд1} P_{расч\ д1} + \sum_1^{нт2} P_{расч\ т2}), \end{aligned} \quad (1)$$

Принято, что $K_{расч\ д1} = K_{расч\ т2} = 0,9$.

Так как двигатели используются не 100% времени на полной мощности, то для нахождения $P_{расч\ д1}$ используется следующая формула:

$$P_{расч\ д1} = K_{згр} \cdot P_{НД1}, \quad (2)$$

где $K_{згр}$ - соответствующий механизму и степени его использования коэффициент загрузки;

$P_{НД1}$ - номинальная мощность двигателя, кВт.

Величина $S_{расч\ т2}$ находится аналогичным образом, если известен $K_{згр}$:

$$S_{расч\ т2} = K_{згр} \cdot S_{нт2}, \quad (3)$$

где $S_{нт2}$ -номинальная мощность трансформатора второй ступени трансформации, кВА.

Если же $K_{зр}$ трансформатора второй ступени неизвестен, то $S_{расч2}$ рассчитывается аналогично $S_{расч1}$, но в силу неоднородности нагрузки, формула принимает следующий вид:

$$S_{расч\ 2} = 0,7 \cdot \sum P_{н1} + 0,35 \cdot \sum P_{н2} + 0,15 \cdot \sum P_{н3} + 0,85 \cdot \sum P_{н4} \quad (4)$$

$$кН-Н = 14\%.$$

Распределение механизмов собственных нужд по секциям и определение мощности трансформаторов собственных нужд блока №1 и блока №2.

Сначала определим нагрузку трансформаторов второй ступени, согласно данным представленным в таблице 1.

Таблица 1 - Данные для расчёта нагрузки трансформаторов второй ступени трансформации

$P_{ном}$, кВт	Кол-во	Режим работы
5	4	эпизодический
10	3	эпизодический
10	5	освещение
15	7	эпизодический
20	5	периодический
30	8	эпизодический
30	4	периодический
50	2	периодический
50	6	эпизодический
50	4	освещение
60	3	периодический
70	3	постоянный
90	1	периодический
100	4	постоянный
100	5	освещение
140	5	постоянный
180	4	постоянный
200	9	постоянный
200	7	обогрев
300	4	обогрев

Используя формулу (4), получаем:

$$S_{\text{расч Т2}} = 0,7 \cdot (70 \cdot 3 + 100 \cdot 4 + 140 \cdot 5 + 180 \cdot 4 + 200 \cdot 9) + \\ + 0,35 \cdot (20 \cdot 5 + 30 \cdot 4 + 50 \cdot 2 + 60 \cdot 3 + 90 \cdot 1) + \\ + 0,15 \cdot (5 \cdot 4 + 10 \cdot 3 + 15 \cdot 7 + 30 \cdot 8 + 50 \cdot 6) + \\ + 0,85 \cdot (10 \cdot 4 + 50 \cdot 4 + 100 \cdot 5 + 200 \cdot 3 + 300 \cdot 6) = 5840 \text{ кВА.}$$

Таким образом, из расчёта видно, что на блок 800 МВт для обеспечения электроснабжения потребителей 0,4 кВ необходимо установить 6 трансформаторов по 3 на каждую секцию ТСЗС-1000/10 со следующими параметрами:

$$S_{\text{ном}} = 1000 \text{ кВА};$$

$$U_{\text{ВН}} = 6 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{НН}} = 0,4 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{к}} = 8\%.$$

Далее производится расчёт нагрузки трансформаторов первой ступени.

Распределение рабочих и резервных механизмов собственных нужд по секциям СН 6 кВ (А и В) отражено в таблице 2.

Таблица 2 - Исходные данные для расчёта нагрузки трансформаторов первой ступени трансформации

Обозначение	Наименование механизма	$P_{\text{ном}}$	$K_{\text{згр}}$	А	Б
		кВт	о.е.		
КН1	Конденсатный насос 1 ступени	630	0,82	1	1
КН2	Конденсатный насос 2 ступени	1660	0,76	1	1
ЦН	Циркуляционный насос	4000	0,925	1	1
НВЭ	Насос водяного эжектора	400	0,9	1	1
НРК	Насос рабочего конденсата системы регулирования	5000	0,98	1	1
БагН	Багерный насос	500	0,8	1	1

Продолжение таблицы 2

ШЛН	Шламовый насос	500	0,8	-	1
НОЖ	Насос охлаждения огнестойкой жидкости	315	0,52	1	1
СлН	Сливной насос	315	0,84	1	1
СмН	Смывной насос	500	0,8	1	-
Д	Дымосос	5000	0,8	1	1
ДВ	Дутьевой вентилятор	5000	0,8	1	1
ВГД	Вентилятор горячего дутья	3150	0,81	1	1
М-В	Мельница-вентилятор с приводным синхронным двигателем	2500	0,7	4	4
Трб/0,4	Трансформатор 6/0,4 кВ	1000	0,6	3	3

Опираясь на эти данные, по формулам 1-3 определяется расчётная нагрузка по секциям А и Б:

$$S_{расчт1А} = 0,9 \cdot \left(\sum_1^{n\partial 1} P_{расч\partial 1} + \sum_1^{n\partial 2} S_{расчм2} \right) =$$

$$= 0,9 \cdot (630 \cdot 0,82 \cdot 1 + 1660 \cdot 0,76 \cdot 1 + 4000 \cdot 0,925 \cdot 1 + 400 \cdot 0,9 \cdot 1$$

$$+ +5000 \cdot 0,98 \cdot 1 + 500 \cdot 0,8 \cdot 1 + 315 \cdot 0,52 \cdot 1 + 315 \cdot 0,84 \cdot 1$$

$$+ 500 \cdot 0,8 \cdot 1 + +5000 \cdot 0,8 \cdot 1 + 3150 \cdot 0,81 \cdot 1 + 2500 \cdot 0,7 \cdot 4$$

$$+ 1000 \cdot 0,6 \cdot 3) = 28186 \text{ кВА}$$

$$S_{расчт1Б} = 0,9 \cdot \left(\sum_1^{n\partial 1} P_{расч\partial 1} + \sum_1^{n\partial 2} S_{расчм2} \right) =$$

$$= 0,9 \cdot (630 \cdot 0,82 \cdot 1 + 1660 \cdot 0,76 \cdot 1 + 4000 \cdot 0,925 \cdot 1 + 400 \cdot 0,9 \cdot 1$$

$$+ +5000 \cdot 0,98 \cdot 1 + 500 \cdot 0,8 \cdot 1 + 315 \cdot 0,52 \cdot 1 + 315 \cdot 0,84 \cdot 1$$

$$+ 500 \cdot 0,8 \cdot 1 + +5000 \cdot 0,8 \cdot 1 + 3150 \cdot 0,81 \cdot 1 + 2500 \cdot 0,7 \cdot 4$$

$$+ 1000 \cdot 0,6 \cdot 3) = 28186 \text{ кВА}$$

$$S_{расчт1} = S_{расчт1А} + S_{расчт1Б} = 28186 + 28186 = 56733 \text{ кВА.}$$

Следовательно, в качестве рабочего принимается трансформатор ТРДНС-63000/35 со следующими параметрами:

$$S_{\text{ном}} = 63000 \text{ кВА};$$

$$U_{\text{ВН}} = 24 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{НН}} = 6,3 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{кВ-Н}} = 11,5\%;$$

$$U_{\text{кН-Н}} = 20\%.$$

Так как резервный трансформатор собственных нужд подключается к распределительному устройству высокого напряжения, то необходимо принять ТРДНС-63000/330 со следующими параметрами:

$$S_{\text{ном}} = 63000 \text{ кВА};$$

$$U_{\text{ВН}} = 330 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{НН}} = 6,3 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{кВ-Н}} = 10,5\%;$$

$$U_{\text{кН-Н}} = 14\%.$$

Распределение механизмов собственных нужд по секциям и определение мощности трансформаторов собственных нужд блока №3.

Сначала определим нагрузку трансформаторов второй ступени, согласно таблице 3.

Таблица 3 - Данные для расчёта нагрузки трансформаторов второй ступени трансформации

$P_{\text{ном}}$, кВт	Количество	Режим работы
5	2	эпизодический
10	3	эпизодический
10	4	освещение
15	1	эпизодический
20	2	периодический
30	4	эпизодический
30	3	периодический
50	2	периодический
50	6	эпизодический

Продолжение таблицы 3

50	4	освещение
60	8	периодический
70	3	постоянный
90	1	периодический
100	4	постоянный
100	5	освещение
140	7	постоянный
180	5	постоянный
200	8	постоянный
200	3	обогрев
300	6	обогрев

Используя формулу (4), получаем:

$$S_{расч2} = 0,7 \cdot (70 \cdot 3 + 100 \cdot 4 + 140 \cdot 7 + 180 \cdot 5 + 200 \cdot 8) + \\ + 0,35 \cdot (20 \cdot 2 + 30 \cdot 3 + 50 \cdot 2 + 60 \cdot 8 + 90 \cdot 1) + 0,15 \cdot (5 \cdot 2 + 10 \cdot 3 + \\ + 15 \cdot 1 + 30 \cdot 4 + 50 \cdot 6) + 0,85 \cdot (10 \cdot 4 + 50 \cdot 4 + 100 \cdot 5 + 200 \cdot 3 + \\ + 300 \cdot 6) = 5884 \text{ кВА}$$

Таким образом, из расчёта видно, что на блок 413 МВт для обеспечения электроснабжения потребителей 0,4 кВ необходимо установить 6 трансформаторов по 3 на каждую секцию ТСЗС-1000/10 со следующими параметрами:

$$S_{ном} = 1000 \text{ кВА};$$

$$U_{ВН} = 6 \text{ кВ};$$

$$U_{НН} = 0,4 \text{ кВ};$$

$$U_k = 8\%.$$

Далее производится расчёт нагрузки трансформаторов первой ступени.

Распределение рабочих и резервных механизмов собственных нужд по секциям СН 6 кВ (А и В) отражено в таблице 4.

Таблица 4 - Исходные данные для расчёта нагрузки трансформаторов первой ступени трансформаторов

Обозначение	Наименование механизма	$P_{ном}$	$K_{згр}$	А	Б
		кВт	о.е.		
КН1	Конденсатный насос 1 ступени	400	0,86	1	1рез
КН2	Конденсатный насос 2 ступени	1000	0,8	1рез	1
ЦН	Циркуляционный насос	1000	0,8	1	1
НРК	Насос рабочего конденсата системы регулирования	4000	0,78	1	1рез
ШлН	Шламный насос	320	0,93	1	-
Д	Дымосос	3150	0,72	1	1
ДВ	Дутьевой вентилятор	2500	0,54	1	1
ВГД	Вентилятор горячего дутья	400	0,4	1	1
М-В	Мельница-вентилятор	630	0,98	1	1
М	Мельница	2000	0,8	3	3
БагН	Багерный насос	320	0,93	1	1
Тр6/0,4	Трансформатор 6/0,4 кВ	1000	0,6	3	3

Опираясь на эти данные, по формулам 1-3 определяется расчётная нагрузка по секциям А и Б:

$$\begin{aligned}
 S_{расчт1А} &= 0,9 \cdot \left(\sum_1^{n\partial 1} P_{расч\partial 1} + \sum_1^{n\partial 2} S_{расчm2} \right) = \\
 &= 0,9 \cdot (400 \cdot 0,86 \cdot 1 + 1000 \cdot 0,8 \cdot 1 + 1000 \cdot 0,8 \cdot 1 + 4000 \cdot 0,78 \cdot 1 \\
 &\quad + 320 \cdot 0,93 \cdot 1 + 320 \cdot 0,93 \cdot 1 + 3150 \cdot 0,72 \cdot 1 + 2500 \cdot 0,54 \\
 &\quad \cdot 1 + 400 \cdot 0,4 \cdot 1 + 630 \cdot 0,98 \cdot 1 + 2000 \cdot 0,8 \cdot 3 + 1000 \\
 &\quad \cdot 0,6 \cdot 3) = 16655 \text{ кВА}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 S_{расчт1Б} &= 0,9 \cdot \left(\sum_1^{n\partial 1} P_{расч\partial 1} + \sum_1^{n\partial 2} S_{расчm2} \right) = \\
 &= 0,9 \cdot (400 \cdot 0,86 \cdot 1 + 1000 \cdot 0,8 \cdot 1 + 1000 \cdot 0,8 \cdot 1 + 4000 \cdot 0,78 \cdot 1 \\
 &\quad + 320 \cdot 0,93 \cdot 1 + 3150 \cdot 0,72 \cdot 1 + 2500 \cdot 0,54 \cdot 1 + 400 \cdot 0,4 \cdot 1 \\
 &\quad + 630 \cdot 0,98 \cdot 1 + 2000 \cdot 0,8 \cdot 3 + 1000 \cdot 0,6 \cdot 3) \\
 &= 16357 \text{ кВА}
 \end{aligned}$$

$$S_{расчт1} = S_{расчт1А} + S_{расчт1Б} = 16655 + 16357 = 33012 \text{ кВА.}$$

«Для масляных трансформаторов допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5% номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального. Для трансформаторов в зависимости от режима работы допускаются систематические перегрузки».

Следовательно, в качестве рабочего принимается трансформатор ТРДНС-32000/35 со следующими параметрами:

$$S_{\text{ном}} = 32000 \text{ кВА};$$

$$U_{\text{ВН}} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{НН}} = 6,3 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{кВ-Н}} = 11,5\%;$$

$$U_{\text{кН-Н}} = 20\%.$$

Так как резервный трансформатор собственных нужд подключается к распределительному устройству высокого напряжения, то необходимо принять ТРДНС-32000/220 со следующими параметрами:

$$S_{\text{ном}} = 32000 \text{ кВА};$$

$$U_{\text{ВН}} = 220 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{НН}} = 6,3 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{кВ-Н}} = 10,5\%;$$

$$U_{\text{кН-Н}} = 14\%.$$

3 Выбор силовых трансформаторов и схемы собственных нужд

3.1 Выбор силовых трансформаторов

Для выбора мощности трансформаторов будем использовать расчетную нагрузку с учетом режима работы энергоснабжающей, в связи с тем что в зависимости от режима работы генератора и нагрузки на трансформатор собственных нужд нагрузка на блочный трансформатор может меняться. В свою очередь собственные нужды при работе генератора могут быть запитаны от резервного трансформатора. Поэтому блочный трансформатор преобразует генераторную мощность.

Мощность одного трансформатора определяется по условию:

$$S_{T1} > S_{Г1}; S_{Г2} - S_{расч.с.н.}, \quad (5)$$

$$S_{T1} > 200000 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$200000 - 22408,8 = 177591,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем трансформатор типа ТДЦГ-250000/220. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 5 [13].

Таблица 5 – Данные трансформатора Т1

Тип	Мощность, кВА	Uном, кВ			Uк, %			ΔPк, кВт	ΔPxx, кВт	Ix, %	Qxx, квар
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				
АТДЦТН - 250000/500/110-У1	250000	500	121	10,5	13	33	18,5	670	190	0,4	1625

Потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{N_T} \cdot \left(\frac{S_{Г1}}{S_{HT}}\right)^2 \cdot \Delta P_K, \quad (6)$$

$$\Delta Q_T = N_T \cdot \Delta Q_{xx} + \frac{1}{N_T} \cdot \left(\frac{S_{Г1}}{S_{HT}}\right)^2 \cdot \frac{U_K}{100} \cdot S_{HT}, \quad (7)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot 207 + \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{200000}{250000} \right)^2 \cdot 670 = 628,4 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot 1625 + \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{200000}{250000} \right)^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 250000 = 11650 \text{ квар}.$$

3.2 Выбор схемы собственных нужд

При надежной работе механизмов собственных нужд возможна нормальная работа электростанции и это возможно только при надежном электроснабжении. К потребителям I категории относятся потребители собственных нужд. Основное напряжение, применяемое в системе собственных нужд - 6 кВ. РУСН получает питание непосредственно реактированными шинами с шин генераторного распределительного устройства (ГРУ) или через понижающий трансформатор собственных нуждесли на электростанции предусматривается ГРУ-6 кВ. При повреждениях в генераторах для обеспечения надежного питания собственных нужд кроме рабочих источников предусмотрены резервные источники питания, а именно трансформаторы, которые присоединены к шинам высокого напряжения и имеют связь с энергосистемой.

Схема генераторного распределительного устройства- рабочая система шин с двухсторонним питанием через вакуумный выключатели. В состав ГРУ-6 кВ входят три секции, которые разделены на 2полусекции «А» и «Б». Эти полусекции связаны между собой шиносоединительным выключателем (ШСВ). Связь между 1-2, 2-3 секциями генераторного распределительного устройства осуществляется через секционные выключатели, которые последовательно соединены с реакторами и шунтирующие выключатели. На шины ГРУ-6 кВ работают три генератора типа ТВ-2-30-2 , мощностью которых по 30 МВт. От трансформаторов №1 и №2 осуществляется основное питание ГРУ.

Генераторы Г-1, Г-2, Г-3 зафиксированы на полусекции 1 «А», 2 «А», 3 «А». Трансформаторы ТС-1, ТС-2 зафиксированы на полусекции 1 «Б», 2 «Б».

Исходя из выше сказанного, можно сделать вывод, что рассматриваемая схема считается надежной и гибкой. Для замены выключателя любого присоединения в этой схеме можно использовать шиносоединительный выключатель. Сохраняя в работе все присоединения возможно производить ремонт одной системы шин, согласно схемы с двумя системами шин. Многеразъединители, токоведущие материалы, изоляторы и выключатели являются ее недостатками. Использование разъединителей в качестве оперативных аппаратов – существенный недостаток.

4 Расчет токов короткого замыкания

Расчетная схема приведена на рисунке 1.

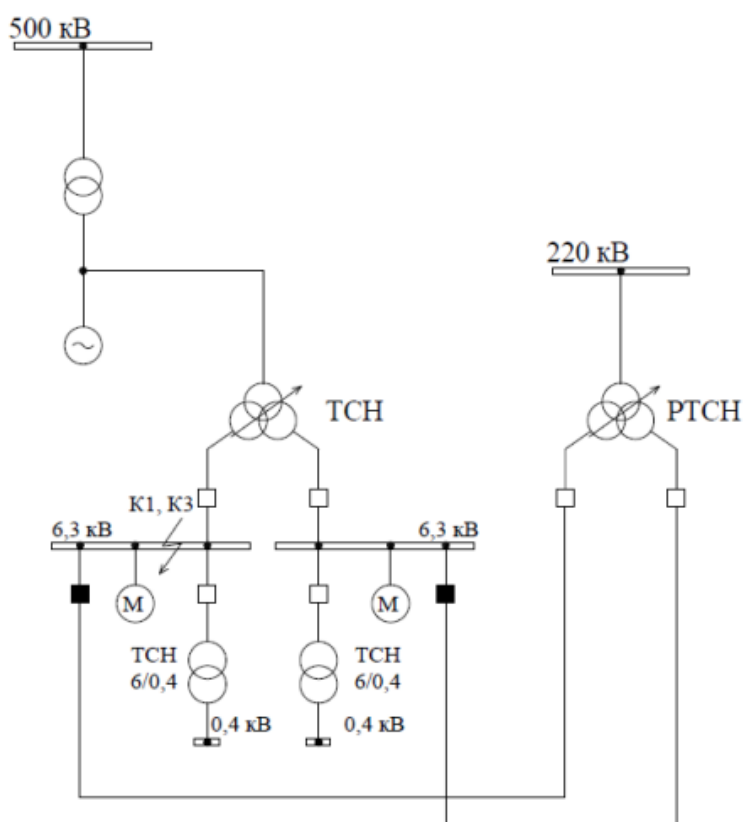
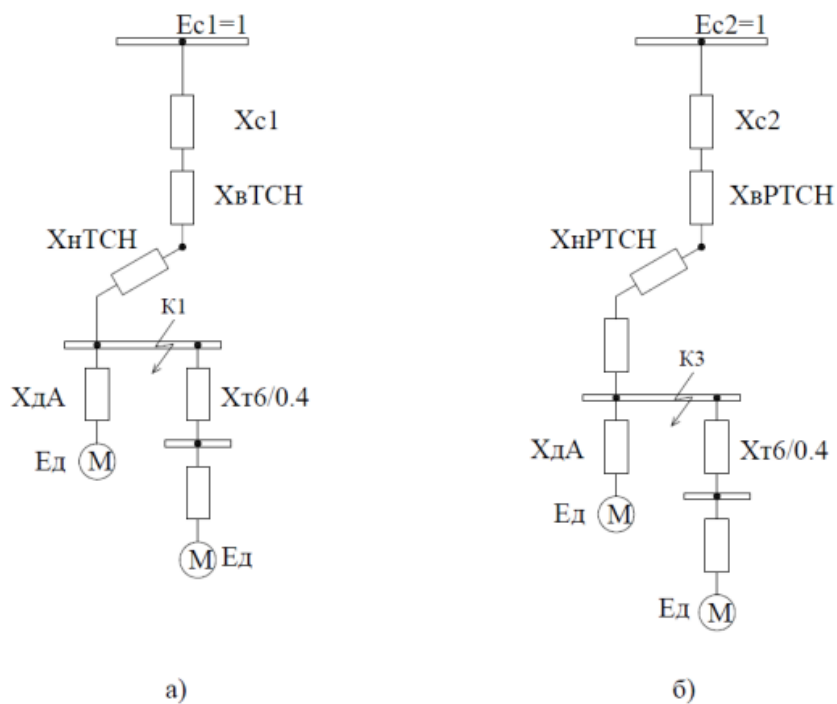


Рисунок 1 - Расчетная схема

Составим схему замещения для данной расчетной схемы, приведем на рисунке 2.



При питании а) от ТСН и б) от РТСН.

Рисунок 2 - Схема замещения

Исходные данные для расчета принимаем следующие:

- рабочий трансформатор собственных нужд:

ТРДНС-32000/20;

$S_{ТСН} = 32 \text{ МВА};$

$U_{ВН}/U_{НН} = 20/6,3 \text{ кВ};$

$u_{кВН} = 11,5 \text{ \%};$

$u_{кНН} = 20 \text{ \%}.$

- резервный трансформатор собственных нужд:

ТРДНС-32000/20;

$S_{ТСН} = 32 \text{ МВА};$

$U_{ВН}/U_{НН} = 230/6,3 \text{ кВ};$

$$u_{кВН} = 10,5 \%;$$

$$u_{кНН} = 14 \%.$$

- трансформаторы 6/0,4 кВ:

$$ТСЗ-1000-6/0,4;$$

$$S_{T6/0,4} = 1 \text{ МВА};$$

$$U_{ВН}/U_{НН} = 230/6,3 \text{ кВ};$$

$$u_{кВН} = 8 \%;$$

$$K_{эгр} = 0,6.$$

Система со стороны ТСН:

$$I_{п0} = 200 \text{ кА};$$

$$U_{ср} = 20 \text{ кВ}.$$

Система со стороны РТСН:

$$I_{п0} = 20 \text{ кА};$$

$$U_{ср} = 230 \text{ кВ}.$$

Магистраль резервного питания: длина $I_{мр.п} = 0,15 \text{ км}$; удельное сопротивление $x_{уд} = 0,23 \text{ Ом/км}$.

Расчет токов КЗ проводим для выбора оборудования, основными характеристиками которого являются стойкость к протеканию токов КЗ, стойкость к термическим и электродинамическим воздействиям, возникающим в данном режиме работы при протекании больших значений тока по элементам оборудования, а также для выбора уставок для срабатывания релейной защиты и автоматики.

В таблице 6 сводится расчет сопротивления элементов схемы замещения, который необходим для последующих расчетов токов КЗ и тепловых импульсов.

Таблица 6 - Расчёт сопротивлений элементов схемы замещения

Название расчетной величины	Формула	Результат	Размерность
Базисные напряжения	$U_{б1}$	6,3	кВ
Базисная мощность	$S_6 = S_{ТСН}$	32	МВА
Базисный ток при напряжении 6,3 кВ	$I_{б1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}}$	2,933	кА
Сопротивление сети в точке включения ТСН приведенное к базисным условиям	$x_{c1} = X_{эТСН} \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2} = \frac{U_{г.н.}}{\sqrt{3} \cdot I_{п0}^{(3)}} \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2}$	0,005	о.е.
Сопротивление сети в точке включения РТСН приведенное к базисным условиям	$x_{c2} = X_{эРТСН} \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2} = \frac{U_{ср}^{OPY}}{\sqrt{3} \cdot I_{п0}^{(3)}} \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2}$	0,004	о.е.
Сопротивление обмотки ВН ТСН	$x_{вТСН} = \frac{1}{100} \cdot (u_{кВН} - \frac{1}{2} \cdot u_{кНН}) \cdot \frac{S_6}{S_{ТСН}}$	0,015	о.е.
Сопротивление обмотки НН ТСН	$x_{нТСН} = \frac{1}{100} \cdot u_{кНН} \cdot \frac{S_6}{S_{ТСН}}$	0,2	о.е.
Сопротивление обмотки ВН РТСН	$x_{вРТСН} = \frac{1}{100} \cdot (u_{кВН} - \frac{1}{2} \cdot u_{кНН}) \cdot \frac{S_6}{S_{ТСН}}$	0,035	о.е.
Сопротивление обмотки НИ РТС И	$x_{нРТСН} = \frac{1}{200} \cdot u_{кНН} \cdot \frac{S_6}{S_{ТСН}}$	0,14	о.е.
Сопротивление участка МРП	$x_{мрп} = x_{уд} \cdot l_{мрп} \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2}$	0,028	о.е.
Мощность эквивалентного двигателя на секции А	$S_{д1} = \sum \frac{P_{д.ном} \cdot k_{agr}}{\cos \varphi_{ном}}$	17,150	МВА
Сопротивление эквивалентного двигателя секции А	$x_{д1} = x_{д(н)} \cdot \frac{S_6}{S_{д1}}$	0,323	о.е.

Продолжение таблицы 6

Суммарное сопротивление системы электроснабжения до секции 6,3 кВ при питании от ТСН	$x_{\Sigma\text{ТСН}} = x_{c1} + x_{\text{вТСН}} + x_{\text{нТСН}}$	0,220	о.е.
Суммарное сопротивление системы электроснабжения до секции 6,3 кВ при питании от РТСН	$x_{\Sigma\text{РТСН}} = x_{c2} + x_{\text{вРТСН}} + x_{\text{нРТСН}} + x_{\text{мрп}}$	0,207	о.е.

Дальнейший расчет выполнен при питании нагрузки СН от РТСН, т.е. для варианта с наибольших токов КЗ и наименьшим сопротивлением X_u . Получив значения схемы замещения, можно приступить к непосредственному расчету токов КЗ и тепловых импульсов (Таблица 7).

Дальнейший расчет выполнен при питании нагрузки СН от РТСН, т.е. для варианта с наибольших токов КЗ и наименьшим сопротивлением X_u

Таблица 7 - Расчёт токов КЗ на секции 6 кВ

Расчет токов КЗ на секции 6 кВ			
Название расчетной величины	Формула	Результат	Размерность
Периодическая составляющая тока трехфазного КЗ в начальный момент времени на секции 6.3 кВ			
- от системы	$I_{n0c} = \frac{E_c}{X_{\Sigma\text{РТСН}}} \cdot I_{\sigma 1}$	14,179	кА
-от группы двигателей	$I_{n0d} = \frac{E_d}{X_{d1}} \cdot I_{\sigma 1}$	8,267	кА
Суммарная на секции 6,3 кВ при питании от РТСН	$I_{n0} = I_{n0c} + I_{n0d}$	22,446	кА
Определение для секции 6,3 кВ периодической и аperiodической составляющих к моменту отключения КЗ выключателем 6,3 кВ, а также ударного тока и процентного содержания аperiodической составляющей тока КЗ			
Минимальное время действия РЗ	t_{p3}	0,01	с
Собственное время отключения вакуумного выключателя	t_{cb}	0,045	с
Расчетная продолжительность КЗ	$t_{\text{откл}} = t_{p3} + t_{cb}$	0,055	с

Продолжение таблицы 7

Периодическая составляющая тока КЗ от группы двигателей	$I_{пд\tau} = I_{п0д} \cdot e^{-\frac{t_{откл.}}{T_{пэд}}}$	3,768	кА
Суммарная периодическая составляющая тока КЗ	$I_{пт} = I_{пд\tau} + I_{пст}$ (периодическая составляющая от системы не затухает $I_{птс} = I_{п0с}$)	17,947	кА
Апериодическая составляющая тока КЗ от группы двигателей	$i_{пт} = \sqrt{2} \cdot I_{п0д} \cdot e^{-\frac{t_{откл.}}{T_{аэд}}}$	2,956	кА
Апериодическая составляющая тока КЗ от системы	$i_{аст} = \sqrt{2} \cdot I_{п0с} \cdot e^{-\frac{t_{откл.}}{T_{аэд}}}$	6,675	кА
Суммарная апериодическая составляющая тока КЗ	$i_{ат} = i_{ад\tau} + i_{аст}$	9,631	кА
Ударный коэффициент для группы двигателей	$k_{уд,д} = 1 + e^{-0,01/T_{аэд}}$	1,779	-
Ударный коэффициент для системы	$k_{уд,с} = 1 + e^{-0,01/T_{аэс}}$	1,819	-
Ударный ток КЗ от группы двигателей	$i_{уд,д} = \sqrt{2} \cdot k_{уд,д} \cdot I_{п0д}$	20,797	кА
Ударный ток КЗ от системы	$i_{уд,с} = \sqrt{2} \cdot k_{уд,с} \cdot I_{п0с}$	36,468	кА
Суммарный ударный ток КЗ на напряжении 6,3 кВ	$i_{уд} = i_{уд,д} + i_{уд,с}$	57,265	кА
Процентное содержание апериодической составляющей тока КЗ	$\beta = \frac{i_{ат}}{\sqrt{2} \cdot I_{пт}}$	37,945	%
Максимальное время действия релейной защиты	$t_{рзmax}$	0,05	с
Полное время отключения вакуумного выключателя	$t_{ОВ}$	0,055	с
Расчетная продолжительность КЗ	$t_{откл} = t_{рзmax} + t_{ОВ}$	0,105	с
Тепловой импульс от периодической составляющей тока КЗ	$W_{п} = I_{п0с}^2 \cdot t_{откл} + 0,5 \cdot I_{п0д}^2 \cdot T_{пэд} + 2 \cdot I_{п0с} \cdot I_{п0д} \cdot T_{пэд}$	39,910	кА ² с

Продолжение таблицы 7

Постоянная времени изменения аperiodического тока для всей схемы	$B_{п} = I_{п0c}^2 \cdot t_{откл}$	0,046	с
Тепловой импульс от аperiodической составляющей тока КЗ	$B_{а} = I_{п0}^2 \cdot T_{асх}$	23,335	кА ² с
Тепловой импульс от совместного действия периодической и аperiodической составляющих токов КЗ	$B_{терм} = B_{п} + B_{а}$	63,245	кА ² с
Уставка селективности	$t_{сел}$	0,42	с
Время отключения при проверке на невозгораемость	$t_{откл2} = t_{рmax} + t_{сел} + t_{ов}$	0,525	с
Тепловой импульс тока КЗ при проверке на невозгорание	$B_{невозг} = I_{п0c}^2 \cdot (t_{откл2} + T_{аз}) + (0,3 \cdot I_{п0c} \cdot I_{п0д} + 0,1 \cdot I_{п0д}^2) t_{откл2}$	147,693	кА ² с

5 Выбор электрооборудования

5.1 Выбор оборудования РУСН – 6(10) кВ

5.1.1 Выбор выключателей

При результатах расчета токов КЗ и тепловых импульсов в разделе 4.1. произведён выбор выключателей распределительного устройства собственных нужд (РУСН) напряжением 6.3 кВ. Для выбора выключателя ввода на секцию 6,3 кВ расчётной является точка непосредственно на шинах РУСН, отсюда следует, что при таком КЗ вводной выключатель будет испытывать воздействие только от тока системы $I_{пст}$, $i_{уд,с}$ (таблица 8).

Таблица 8 - Выбор выключателя ввода

Тип выбора	Условие выбора	Параметры вводного выключателя		Параметры сети	
		ВВ/TEL-10-20/1600 У2		Ввод на секцию	
По условиям нормального режима	$U_n \geq U_{эу}$	$U_n, \text{кВ}$	10,0	$U_{эу}, \text{кВ}$	6,300
	$I_n \geq I_{р.уэжт}$	$I_n, \text{А}$	1600	$I_{р.уэжт}, \text{А}$	1543
По отключающей способности	$I_{откл.н} \geq I_{пт}$	$I_{откл.н}$	20000	$I_{пт}$	14179
	$B_n \geq \beta$	β_n	30000	B_n	37945
	или $\sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot (1 + \beta_n / 100) \geq \sqrt{2} I_{пт} + i_{ат}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot (1 + \beta_n / 100)$	36770	$\sqrt{2} I_{пт} + i_{ат}$	26726
По включающей способности	$I_{вкл.н} \geq I_{п0}$	$I_{вкл.н}$	20000	$I_{п0}$	14179
	$i_{вкл.н} \geq i_{уд}$	$i_{вкл.н}$	51000	$i_{уд}$	36468
По электродинамической стойкости	$I_{дин} \geq I_{п0}$	$I_{дин}$	20000	$I_{п0}$	14179
	$I_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин}$	51000	$i_{уд}$	36468

Продолжение таблицы 8

По термической стойкости	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	1200000	B	63.245
Собственное время выключения	$t = t_{\text{рзмин}} + t_{\text{св}}$	$t_{\text{св}}$	0,045	t	0,055
Полное время отключения	$t_{\text{откл}} = t_{\text{рзмс}} + t_{\text{ов}}$	$t_{\text{откл}}$	0,055	$t_{\text{откл}}$	0,105
По условиям нормального режима	$U_{\text{н}} \geq U_{\text{эу}}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$	10,0	$U_{\text{эу}}, \text{кВ}$	6,300
	$I_{\text{н}} \geq I_{\text{р.уэж}}$	$I_{\text{н}}, \text{А}$	1000	$I_{\text{р.уэж}}, \text{А}$	435,8
По отключающей способности	$I_{\text{откл.н}} \geq I_{\text{нт}}$	$I_{\text{откл.н}}$	20000	$I_{\text{нт}}$	17947
	$B_{\text{н}} \geq \beta$	$\beta_{\text{н}}$	30000	$B_{\text{н}}$	37945
	или $\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} \cdot (1 + \beta_{\text{н}} / 100) \geq \sqrt{2} I_{\text{ПТ}} + i_{\text{ат}}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} \cdot (1 + \beta_{\text{н}} / 100)$	36770	$\sqrt{2} I_{\text{ПТ}} + i_{\text{ат}}$	34622
По включающей способности	$I_{\text{вкл.н}} \geq I_{\text{н0}}$	$I_{\text{вкл.н}}$	20000	$I_{\text{н0}}$	22446
	$i_{\text{вкл.н}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{вкл.н}}$	51000	$i_{\text{уд}}$	57262
По электродинамической	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{н0}}$	$I_{\text{дин}}$	1200	$I_{\text{н0}}$	27801
	$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}}$	51000	$i_{\text{уд}}$	36468
По термической стойкости	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	1200000	B	63.245
Собственное время выключения	$t = t_{\text{рзмин}} + t_{\text{св}}$	$t_{\text{св}}$	0,045	t	0,055
Полное время отключения	$t_{\text{откл}} = t_{\text{рзмс}} + t_{\text{ов}}$	$t_{\text{откл}}$	0,055	$t_{\text{откл}}$	0,105

5.1.2 Выбор трансформатора тока 6 кВ

Таблица 9 - Выбор и проверка измерительного трансформатора тока

Наименование присоединений	Тип трансформатора	Условия выбора		Паспортные данные						Условия проверки	
		$\frac{U_n}{U_{раб}}$	$\frac{I_{1н}}{I_{р.мах}}$	Мощность трансформатора тока в классе точности				Кратность стойкости		На термическую стойкость	На электродинамическую стойкость
								термической	электродинамической	$(I_{1н} * k_T) * t_T \geq B_k^2$	$\sqrt{21_{1н}} * K_D \geq i_y$
		кВ	А	0,5	1	3	10			КТ	Кд
Ввод	ТПОЛ-10	$\frac{10}{6}$	$\frac{1600}{1543}$	10	20	-	-	90	250	$972 \geq 63,245$	$70,71 \geq 36,47$
НРК	ТПОЛ-10	$\frac{10}{6}$	$\frac{500}{435,8}$	10	20	-	-	90	250	$972 \geq 63,245$	$70,71 \geq 36,47$

5.1.3 Выбор трансформатора напряжения

Для РУ-6 кВ произведем выбор измерительного трансформатора напряжения. Выберем трансформатор типа ЗНОЛ-6, удовлетворяющий условию:

$$U_{ном} = U_{раб} = 6 \text{ кВ.}$$

Таблица 10 – Технические данные трансформатора напряжения

Тип	Напряжение, В			Номинальная мощность, ВА, в классе точности			Предельная мощность, ВА	Схема и группа соединения обмоток
	первичное	вторичное	Дополнительной обмотки НН	0,5	1	3		
	$U_{1н}$	$U_{2н}$						
ЗНОЛ-6	6000	100	100	120	200	500	1000	1/1-0

Выполнив расчетную схему (Рисунок 3), проверим трансформатор напряжения ЗНОЛ-6 для РУ-10кВ на соответствие классу точности.

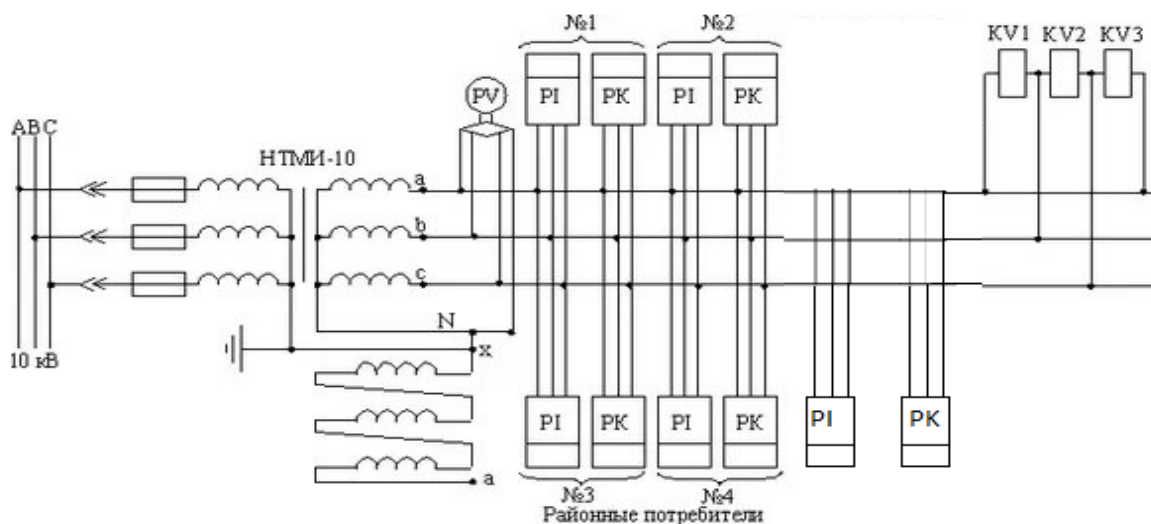


Рисунок 3 - Расчетная схема для проверки трансформатора напряжения

К трансформатору напряжения РУ – 10кВ типа ЗНОЛ-6 присоединены счетчики электрической энергии для учета энергии на вводах РУ – 10кВ, вольтметр с переключателем, реле напряжения.

Определим нагрузку трансформатора напряжения ЗНОЛ-6 по расчетной схеме и данным таблицы 10.

Таблица 11 - Расчёт вторичной нагрузки трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Число катушек напряжения в приборе, шт	Число приборов, шт	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	$\cos \varphi_{\text{приб}}$	$\sin \varphi_{\text{приб}}$	Общая потребляемая мощность	
							$\sum P_{\text{приб}}$ Вт	$\sum Q_{\text{приб}}$ вар
Счётчик	САЗУ	2	4	4	0,38	0,93	15,2	29,75
Счётчик реактивной энергии	СР4У	3	4	7,5	0,38	0,93	42,7	83,7
Вольтметр	ЭЗ78	1	1	2,0	1	0	2,0	-
Реле напряжения	РН-54	1	3	2,0	1	0	3,0	-
Итого							62,9	141,8

Полная мощность, подключенная к двум однофазным трансформаторам ЗНОЛ-6:

$$S_2 = \sqrt{62,9^2 + 141,8^2} = 155 \text{ ВА.}$$

Условия проверки удовлетворяют, так как:

$$S_{2н} = 2S_н = 2 \cdot 150 = 300;$$

$$ВА > S_2 = 155 \text{ ВА.}$$

Трансформаторы напряжения (ТН) являются измерительными преобразователями, выполняющими масштабированное понижение первичного напряжения электрической сети, необходимое для работы схем измерения, учёта, защиты и автоматики.

5.2 Выбор ограничителей перенапряжения

Выбираем ОПН-РС 10/12,7. Характеристика выбранного ОПН представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики выбранных ОПН

Тип	Действующее значение напряжения, кВ		Номинальный разрядный ток, кА	Остающееся напряжение при грозовом импульсе токе, кА		
	Номинальное	Наибольшее длительно допустимое рабочее		5	10	20
ОПН-РС 10/12,7	10	12,7	5	40	42,8	-

6 Выбор силового кабеля 0,4кВ, отходящего от РУ-0,4 кВ к сборкам

Производится выбор кабелей для самого мощного потребителя СН (НРК) и для наименее мощного (ШЛН) по методике [9], согласно данным в таблице 6.1.

Кабели выбраны медные из ПВХ-изоляции. Температура при проверке на термическую стойкость в соответствии с циркуляром [10] -160°C , при проверке на невозгорание -350°C .

Таблица 13 - Выбор кабелей для НРК

Название расчетной величины	Расчет	Размерность
Ток рабочего нормального режима	$I_{\text{раб}} = K_{\text{згр}} \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}} \cdot \eta}$ $I_{\text{раб}} = 0,8 \frac{355,578}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,89 \cdot 0,973} = 355,578$	А
Экономическое сечение кабеля	$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{355,578}{2} = 177,789$	мм ²
Критерии выбора $S_{\text{эк}}$	$177,789 \leq 2 \cdot 95 = 190$ (выбираем 2 кабеля в пучке 2х(3х95)мм ²)	мм ²
Коэффициент k''	$k'' = \sqrt{\frac{\theta_{\text{дд}} - \theta_0}{\theta_{\text{дд}} - \theta_{\text{окр}}}} = \sqrt{\frac{90 - 25}{90 - 25}} = 1$	-
Критерий выбора по длительно допустимому току	$510 \geq 355,578$	А
Длительно допустимый ток кабеля с учетом поправки на число рядом проложенных кабелей и на температуру окружающей среды	$I_{\text{доп}} = k' k'' I_{\text{дд}} = 1 \cdot 1 \cdot 510 = 510$	А
Сечение по длительно допустимому току	$2 \times (3 \times 95)$ (два трехжильных кабеля в пучке)	мм ²
Начальная температура жил кабеля до КЗ	$\theta_{\text{н}} = \theta_0 + (\theta_{\text{дд}} - \theta_{\text{окр}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{доп}}}\right)^2$ $\theta_{\text{н}} = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{355,578}{510}\right)^2$ $= 46,875 \text{ A}$	⁰ С

Продолжение таблицы 13

Коэффициент k при проверке на ТС	$k = \frac{b \cdot B_{\text{терм}}}{S^2} = \frac{19,58 \cdot 63,245}{95^2} = 0,137$	-
Конечная температура жил кабеля после КЗ при проверке на ТС	$\theta_k = \theta_n e^k + 228 \cdot (e^k - 1) \theta_k$ $= 46,875 e^{0,137} + 228$ $\cdot (e^{0,137} - 1) = 87,301$ < 160 (кабель термически стойкий)	$^{\circ}\text{C}$
Коэффициент k при проверке на НВ	$k = \frac{b \cdot B_{\text{терм}}}{S^2} = \frac{19,58 \cdot 147,693}{95^2} = 0,32$	-
Конечная температура жил кабеля после КЗ при проверке на НВ	$\theta_k = \theta_n e^k + 228 \cdot (e^k - 1) \theta_k$ $= 46,875 e^{0,32} + 228$ $\cdot (e^{0,32} - 1) = 151 < 350$ (кабель не возгорается)	$^{\circ}\text{C}$

Таблица 13 - Выбор кабелей для ШЛН

Название расчетной величины	Расчет	Размерность
Ток рабочего нормального режима	$I_{\text{раб}} = K_{\text{згр}} \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_{\text{ном}} \cdot \eta}$ $I_{\text{раб}} = 0,93 \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,83 \cdot 0,93} = 37$	А
Экономическое сечение кабеля	$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{37}{2} = 18,549$	мм ²
Критерии выбора $S_{\text{эк}}$	$18,549 \leq 70$	мм ²
Коэффициент k''	$k'' = \sqrt{\frac{\theta_{\text{дд}} - \theta_0}{\theta_{\text{дд}} - \theta_{\text{окр}}}} = \sqrt{\frac{90 - 25}{90 - 25}} = 1$	-
Критерий выбора по длительно допустимому току	$211 \geq 37$	А
Длительно допустимый ток кабеля с учетом поправки на число рядом проложенных кабелей и на температуру окружающей среды	$I_{\text{доп}} = k' k'' I_{\text{дд}} = 1 \cdot 1 \cdot 211 = 211$	А
Сечение по длительно допустимому току	70	мм ²

Продолжение таблицы 13

Начальная температура жил кабеля до КЗ	$\theta_n = \theta_0 + (\theta_{дд} - \theta_{0кр}) \cdot \left(\frac{I_{раб}}{I_{доп}}\right)^2$ $\theta_n = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{37}{211}\right)^2 = 26,391 \text{ A}$	⁰ C
Коэффициент кпри проверке на ТС	$k = \frac{b \cdot B_{терм}}{S^2} = \frac{19,58 \cdot 63,245}{70^2} = 0,253$	-
Конечная температура жил кабеля после КЗ при проверке на ТС	$\theta_k = \theta_n e^k + 228 \cdot (e^k - 1) \theta_k$ $= 26,391 e^{0,253} + 228$ $\cdot (e^{0,253} - 1) = 99,535$ < 160 <p>(кабель термически стойкий)</p>	⁰ C
Коэффициент кпри проверке на НВ	$k = \frac{b \cdot B_{терм}}{S^2} = \frac{19,58 \cdot 147,693}{70^2} = 0,59$	-
Конечная температура жил кабеля после КЗ при проверке на НВ	$\theta_k = \theta_n e^k + 228 \cdot (e^k - 1) \theta_k$ $= 26,391 e^{0,59} + 228$ $\cdot (e^{0,59} - 1) = 230,997$ < 350 <p>(кабель не возгорается)</p>	⁰ C

7 Выбор автоматических выключателей, расцепителей и нагрузки отходящих присоединений РУ-0,4 кВ

Выбор параметров схемы коммутационных аппаратов на всех ступенях схемы и приведение согласования выбранного сечения проводника и токорасцепителя автомата или тока плавкой вставки предохранителей.

Схема подстанции приведена на рисунке 4.

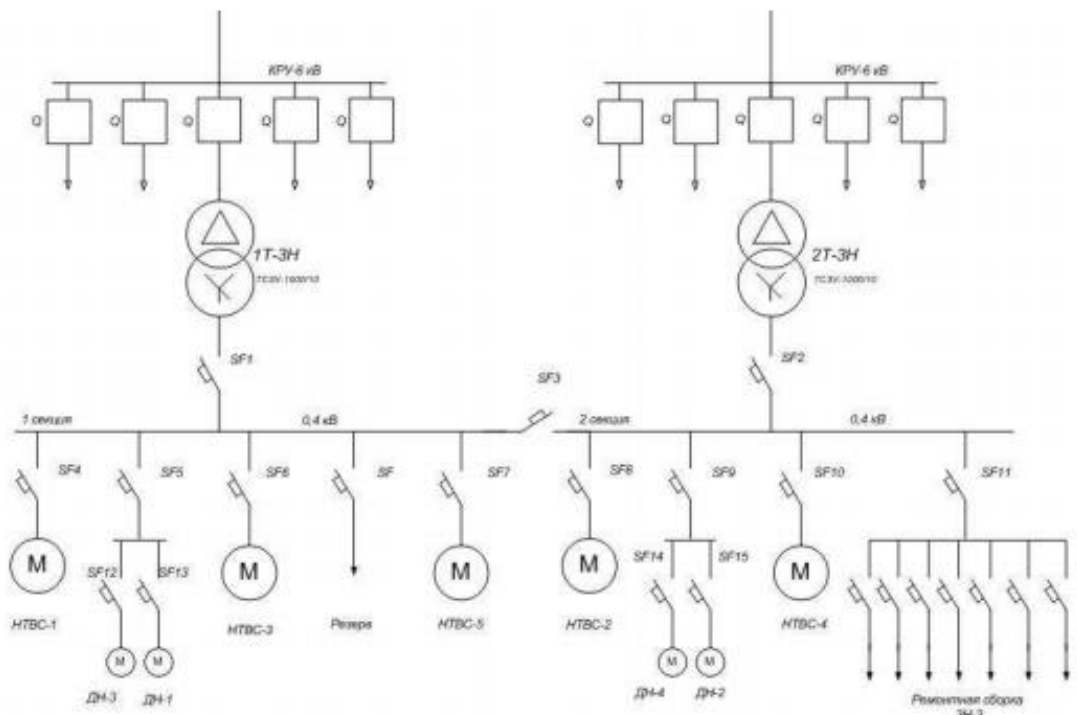


Рисунок 4 - Схема ТСН

Принимаем следующие длины кабелей:

$L_x = 70$ м, $L_2 = 25$ м, $L_3 = 30$ м, $L_4 = 22$ м, $L_5 = 21$ м, $L_6 = 20$ м, $L_7 = 30$ м, $L_8 = 20$ м, $L_9 = 25$ м.

В качестве высоковольтных кабелей выбираем марку АП8Пг3х95 35-10. В качестве низковольтных АВВГ (2-9 кабель).

Способ прокладки кабеля: высоковольтный кабель прокладывается в трубе, низковольтные кабели - в лотках.

Вычисляем расчетный ток линии по формуле:

- найдем ток на вводе от трансформатора:

$$I_T = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{н.Т}}, \quad (8)$$

где S_T - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{н.Т}$ - номинальное напряжение трансформатора, кВ (принимаем 0,4 кВ).

$$I_T = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 910,4 \text{ А}$$

- линия к электродвигателю переменного тока:

$$I_D = \frac{P_D}{\sqrt{3} \cdot U_{н.д} \cdot \eta_D \cdot \cos\varphi_D}, \quad (9)$$

где P_D - мощность электродвигателя переменного тока, кВт;

$U_{н.д}$ - номинальное напряжение шиннопровода (РУ), кВ (принимаем 0,38 кВ);

η —КПД двигателя.

Результаты расчета представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Параметр групп электроприемников

№ группы	Количество электроприемников	Наименование	Установленная мощность	ПД	Коэффициент мощности	Расчетный ток
1	5 шт.	НТВС	250 кВт	0,9	0,8	337,55 А
2	4 шт.	ДН	16 кВт	0,9	0,7	26,51А

- линия к распределительному устройству (ремонтная сборка):

$$I_{P.C.} = \frac{S_{сборки}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.сборки}}, \quad (10)$$

где $S_{сборки}$ - максимальная расчетная мощность ремонтной сборки, кВА;

$U_{н.сборки}$ -номинальное напряжение, кВ (принимаем 0,38кВ).

$$I_{P.C.} = \frac{177,77}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 269,17 \text{ А.}$$

Наиболее совершенными аппаратами защиты, надежными, которые срабатывают при перегрузках и коротком замыкании в защищаемой линии являются автоматические выключатели.

Автоматический выключатель или автомат – устройство, при помощи которого можно отключить или включить ток в цепи, так он предохраняет электрическую сеть от аварийных ситуаций. Применяются в системе электрификации для регулирования работы системы в соответствии с прописанными техническими параметрами.

Среди основных параметров выбора отмечается:

- способность устройства справиться с нагрузкой, причем отмечаются минимальные и максимальные показатели;
- технические качества для удобного монтажа и применения;
- устройство должно иметь сертификаты о проведенных испытаниях электротехнического характера.

Автоматические выключатели чаще всего подбираются по мощности, чтобы в процессе функционирования они смогли справиться со всеми нагрузками, обеспечивая надежность и качество работы.

Для замены устаревших АЗ7, АН, АВМ и «Электрон» предназначены наиболее современные автоматические выключатели серии ВА. ВА – аппараты, рассчитанные для защиты электрических цепей от перегрузок и токов короткого замыкания (сверхтоков), а также для осуществления оперативного управления участками электрических цепей.

У них совершенные конструктивные узлы и элементы, уменьшенные габариты. Наиболее современные автоматические выключатели серии ВА применяются в комплектных распределительных устройствах в виде разных комбинаций.

Произведем расчет и выбор автоматов и вводных выключателей:

Из сводной ведомости нагрузок берутся исходные данные для расчетов аппаратов защиты.

1. Линия трансформатор - шины низкого напряжения (Т-ШНН), автоматический выключатель SF-1(SF-2), линия без ЭД:

Ток в линии составляет:

$$I_T = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 909,326 \text{ А};$$

Автоматический выключатель SF-1(SF-2) выбираем по условию:

$$I_{н.а.} \geq I_{н.р.}; I_{н.р.} \geq I_m = 909,326 \text{ А};$$

Но справочнику выбираем автомат Э-16В. Тот же тип принимаем и для секционного автомата (SF-3).

Технические характеристики представлены в таблице 15.

Таблица 15 -Технические характеристики автомата Э-16В

$U_{н.а.}, \text{ В}$	$I_{н.а.}, \text{ А}$	$I_{н.р.}, \text{ А}$	$I_{у(п)}, \text{ А}$	$I_{к(кз)}, \text{ А}$	$I_{д}, \text{ кА}$
380	1000	1000	1250	3000	45

2. Линия шины низкого напряжения -ДН-1, ДН-3 (ШНН - ДН-1, ДН-3), автоматический выключатель SF-5 (SF-9), линия с группой ЭД. Так как к этому автомату подключено два электродвигателя, то пиковый ток определяем по формуле:

$$I_{пик} = I_{н.нб.} + I_M - I_{н.нб.} \cdot K_{II}, \quad (11)$$

$$I_{н.нб.} = 6,5 \cdot I_{н.нб.}, \quad (12)$$

$$I_{н.нб.} = 6,5 \cdot 26,51 = 172,315 \text{ А},$$

$$I_{пик} = 172,315 + 53,02 - 26,51 \cdot 0,6 = 209,43 \text{ А}.$$

Коэффициент отсечки:

$$K_0 \geq \frac{I_0}{I_{н.р.}} = \frac{261,79}{200} = 1,3.$$

Принимается $K_0 = 1,25$.

$$I_0 = 1,25 \cdot I_{нук} = 1,25 \cdot 209,43 = 261,79 \text{ А.}$$

Автоматический выключатель SF-5 выбирается по условию:

$$I_{н.а.} \geq I_{н.р.};$$

$$I_{н.р.} \geq 1,1 \cdot I_{\text{дл}} = 1,1 \cdot 53,02 = 58,32 \text{ А.}$$

Но справочнику выбираем автомат А3734С с полупроводниковым расцепителем. Технические характеристики представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Технические характеристики автомата А3734С

$U_{н.а.}, \text{ В}$	$I_{н.а.}, \text{ А}$	$I_{н.р.}, \text{ А}$	$I_{y(п)}, \text{ А}$	$I_{к(кз)}, \text{ А}$
380	200	200	250	600

ДН-1 и ДН-3 запитан кабелем АВВГ. проложенным в металлическом рукаве в помещении с нормальной средой.

3. Линия шины низкого напряжения-НТВС-2 $P_n = 250$ кВт (ШНН - НТВС-2, автоматический выключатель SF-4 (SF-6, SF-7, SF-8, SF-10), линия с одним ЭД. Определяется длительный ток в линии по формуле:

$$I_{\text{д}} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi \cdot \eta}, \quad (13)$$

$$I_{\text{д}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,9} = 337,63 \text{ А.}$$

Номинальный ток расцепителя автомата:

$$I_{н.р.} \geq 1,25 \cdot I_{\text{дл}} = 1,25 \cdot 337,63 = 422,04 \text{ А.}$$

По справочнику принимаем $I_{н.р.} = 500$ А.

Коэффициент отсечки:

$$K_0 \geq \frac{I_0}{I_{н.р.}} = \frac{2633,51}{500} = 5,26,$$

где $I_0 = 1,25 \cdot 6,5 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 6,5 \cdot 337,63 = 2633,51$ А.

Принимается: $K_0 = 7$.

Номинальный ток автомата $I_{н.а.} \geq I_{н.р.} \geq 500$ А, принимаем $I_{н.а.} = 500$ А.

Согласно справочнику выбираем автомат А3744Сс полупроводниковым расцепителем.

Технические характеристики представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Технические характеристики автомата А3744С

$U_{н.а.}$, В	$I_{н.а.}$, А	$I_{н.р.}$, А	$I_{у(п)}$, А	$I_{к(кз)}$, А
380	500	500	625	2500

НТВС-1 запитан кабелем АВВГ, проложенным в металлическом гибком рукаве в помещении с нормальной средой.

Дальнейшие расчеты выполняются идентично и сведены в таблицу 18.

Таблица 18 - Технические характеристики оборудования

Наименование линии	Расчетный ток линии (А)	Ток отсечки (А)	Коэффициент отсечки	Тип автомата	Характеристики автомата					$I_{доп}$ линии А	Сечение и марка кабеля
					$I_{н.а.}$ А	$I_{н.р.}$ А	$I_{у(п)}$ А	$I_{у(кз)}$ А	$I_{откл.}$ А		
трансформатор - шины низкого напряжения	909,326	-	-	Э-16В	1000	1000	1250	5000	45	-	-

Продолжение таблицы 18

Линия шины низкого напряжени я -НТВС-1, 2, 3, 4,5	337,63	633,5 1	-	А3744 С	500	500	625	3500	-	2x250	АВВГ 2x(1x95)
Линия шины низкого напряжени я -ДН-1,2, ДН-3,4	53,02	61,79	1,25	А3734 С	200	200	250	600	-	55	АВВГ 1x(2x10)
Линия шины низкого напряжени я - ремонтная сборка	269,17	99,53	-	А3744 С	320	320	625	2240	-	270	АВВГ 1x(2x50)

8. Выбор схемы щита постоянного тока

В соответствии с необходимостью проведения реконструкции проводят реконструкцию щита постоянного тока заменяя устаревшее оборудование на новое, применяя предохранители-выключатели-рубильники (ПВР), автоматы и другие коммутационные аппараты.

Выбранное оборудование должно удовлетворять условиям токов короткого замыкания, селективности, чувствительности, цифровых щитовых приборов и устройства контроля изоляции.

Полюса первичных шин щита постоянного тока разделены на 2 секции, жестко соединенные между собой болтовыми соединениями, которые размещены в разных объемах шкафов.

На изоляторах шины жёстко закреплены, поэтому исключено их замыкание между собой.

Нагрузки системы оперативного постоянного тока подразделяются на группы:

- первая группа «±EY» - силовые электроприёмники. К силовым электроприемникам объекта относятся металлообрабатывающие станки, прессы, подъемники, компрессоры, электрические тали и пр.

- вторая группа «±ES» - слаботочные электроприёмники.

Шины каждой группы имеют независимое присоединение к аккумуляторной батарее через свои защитные аппараты. В качестве защитных аппаратов на щитах постоянного тока используются ВА55-41 с полупроводниковыми расцепителями МРТ6.

Группы шин 1 и 2 секций, которые расположены в шкафу секционирования верхнего уровня необходимы для питания соответствующих шин в секционных шкафах (ШОЛ) и соединяются с ними межшкафными перемычками. Соответствующие шины 1 и 2 секций могут электрически объединяться между собой с помощью двух выключателей-разъединителей, расположенных в шкафу ШВС.

9 Выбор релейной защиты и автоматики

9.1 Микропроцессорное устройство

Защита трансформаторов должна:

- отключать силовой трансформатор при междуфазных и витковых замыканиях;
- понижать уровень масла;
- подавать сигнал о ненормальном режиме работы трансформатора.

В своей работе предлагаю использовать терминалы микропроцессорного устройства серии БМРЗ-101:

- МТЗ трансформатора;
- ТО от междуфазных КЗ в сети 6кВ;
- защита от ОЗЗ в сети 6 кВ;
- УРОВ;
- в качестве дополнительной защиты, которая работает на сигнал, подключается температурный датчик к терминалу БМРЗ. При превышении рабочей температуры, более 100⁰ С, сработает сигнализация.

Для расчетов защит необходимо найти токи в нормальных режимах работы системы и выбрать соответствующие трансформаторы тока на сторону ВН и НН.

Токи нагрузок:

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (14)$$

где S_i – полная мощность, кВА;

I_i – ток, А;

U – напряжение, кВ.

$$I_1 = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 60,62 \text{ А};$$

$$I_2 = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 909,33 \text{ A.}$$

Трансформаторов тока выбирается по току нагрузки нормального режима $I_{\text{раб}}$:

$$I_1 = 61 \text{ A;}$$

$$I_2 = 910 \text{ A.}$$

Принимаем ТТ с токами:

$$I_{1Н} = 100 \text{ A;}$$

$$I_{2Н} = 1000 \text{ A.}$$

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока определяем:

$$n_{ТТ} = \frac{I_{iН}}{I_{НН}}, \quad (15)$$

где i - номер выключателя.

$$n_{ТТ1} = \frac{100}{5} = 20;$$

$$n_{ТТ2} = \frac{1000}{5} = 200.$$

Для защиты от однофазных коротких замыканий на землю в линии с изолированной нейтралью принимаем трансформатор тока нулевой последовательности марки SCH-120. Данный трансформатор рекомендован и для совместной работы с микропроцессорного устройства БМРЗ-101.

9.2 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением микропроцессорной РЗ

Данная защита устанавливается со стороны ввода 10кВ и одновременно является защитой вводов 0,4 кВ.

Для расчёта максимальной токовой защиты необходимо выбрать ток срабатывания реле (установка), проверить чувствительность защиты к токам короткого замыкания.

После отключения внешних коротких замыканий для отстройки от переходных токов нагрузки необходимо выполнить условие:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{C3АП} \cdot I_{\text{раб.мах.}} \quad (16)$$

Ток срабатывания определяем:

$$I_P = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{n_{TT}}, \quad (17)$$

где n_{TT} - коэффициент трансформации трансформатора токавыключателя.

K_{CX} - коэффициент схемы соединения трансформаторов тока, для полной и неполной звезды $K_{CX}=1$.

Первичный ток определяем:

$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,9} \cdot 1,1 \cdot 96 = 130 \text{ А.}$$

Найдем ток срабатывания реле:

$$I_{P1} = \frac{130 \cdot 1}{20} = 7,5 \text{ А.}$$

Чувствительность будет обеспечена. Количественно чувствительность, равна:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{K.MIN}}{I_{C3}}, \quad (18)$$

где $I_{K.MIN}$ – минимальный ток короткого замыкания, А;

I_{C3} – ток срабатывания защиты, А.

$$k_{\text{ч1}} = \frac{I_1^{(2)}}{I_{C1}} = \frac{11000}{130} = 83$$

Удовлетворяют требованиям $k_{\text{ч}} > 1,5$.

Уставка определяется:

$$I_{\text{ср.о}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}, \quad (19)$$

$$I_{\text{ср.о}} = 1,1 \cdot 14,4 = 15,84 \text{ кА.}$$

Данная защита является основной и действует на сигнал либо отключение.

В трех фазах участка протекающий ток суммируется. Это значение равно нулю в номинальных условиях. Когда замыкается одна из фаз, в цепи происходит образование токов нулевой последовательности. Это отклонение отобразится на измерительном приборе, который подключен к вторичной обмотке трансформатора.

Принимая то, что протекание любого тока через трансформатор это ненормальный режим расчет данной защиты проводить не будем.

Эта функция предназначена для обнаружения неисправности выключателя, который не был отключен после срабатывания токовых защит.

Ток срабатывания определяется:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{уров}} \cdot I_{\text{раб.мах}}, \quad (20)$$

где $K_{\text{уров}}$ – коэффициент УРОВ, примем 1,5.

$$I_{\text{сз}} \geq 1,5 \cdot 96 \text{ А};$$

$$I_{\text{сз}} \geq 145 \text{ А.}$$

Принимаем задержку 0,4 с.

Выдержки времени МТЗ выбираются по ступенчатому принципу. Максимальную токовую защиту всех последующих участков отстраиваем от повреждений на предыдущих участках для соблюдения требования селективности. В сети 0,4 кВ для защиты линий выбрали вводной

автоматический выключатель марки АВ2М и настроим его согласно таблицы 4.2 на $t_{откл}=0,2$ с.

МТЗ на стороне НН:

$$t_1 = t_{откл} = 0,2 \text{ с};$$

Задержка МТЗ на стороне ВН – 0,3 с.:

$$t_2 = t_1 + \Delta t \quad (21)$$

$$t_2 = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с.}$$

Задержка УРОВ – 0,4 с.:

$$t_3 = t_2 + \Delta t \quad (22)$$

$$t_3 = 0,5 + 0,4 = 0,9 \text{ с.}$$

Токовая отсечка действует без выдержки времени на отключение выключателей со стороны ВН и НН.

10 Расчет заземления зданий и сооружений объекта

10.1 Освещение подстанции

Наружным освещением ГРЭС являются прожектора ПЗМ - 35 с лампами мощностью 500 Вт напряжением 220В, питаемых от ТСН.

Угол наклона прожекторов к плоскости ГРЭС $\theta = 40^\circ$. Высота установки прожекторов $h=15$ м [1].

Расчет освещения ГРЭС производим методом изолюкс [1]. Проведем построение изолюксы одного прожектора путем расчета освещения станции методом изолюкс.

Освещённость точки площадки ПС:

$$E = e \cdot \rho^3 \quad (23)$$

где e – норма освещённости поверхности, равная 1 лк [1];

ρ^3 – вспомогательная величина [1].

Для расстояния $X=10$ м от прожектора:

$$E = 1 \cdot 15^2 \cdot 1,08 = 243 \text{ лк}$$

По изолюксам на условной плоскости [1] определяем координату $\eta=0,5$ на условной плоскости с освещённостью $E=243$ лк.

Координата y на площадке ГРЭС:

$$y = \eta \rho \quad (24)$$

$$y = 0,5 \cdot 1,03 \cdot 15 = 7,73 \text{ м.}$$

Для построения изолюксы освещённости рассчитаем координаты, и результаты расчёта сведём в таблицу 19.

Таблица 19 – Построение изолюксы освещённости прожектора

X, м	10	15	20	25	30	35
Y, м	7.73	10.08	9.83	9.99	8.91	0.23

Изолюкса прожектора представлена на рисунке 5. Принимаем к установке на реконструируемой ГРЭС 2 прожектора. Территория ГРЭС освещается полностью.

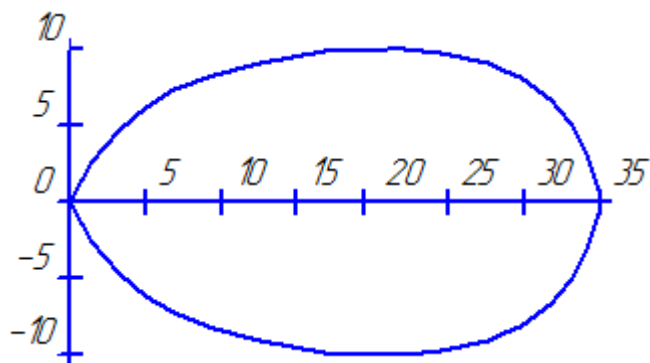


Рисунок 5 - Изолюкса прожектора

10.2 Расчет заземляющего устройства

Ток, стекающий с заземлителя при однофазном КЗ:

$$I_3 = 1,35 \text{ кА}$$

Рассчитаем коэффициент прикосновения [8]:

$$K_{\Pi} = \frac{M * \beta}{\left(\frac{l_B L_{\Gamma}}{a * \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (25)$$

$$K_n = \frac{0,62 \cdot 0,67}{\left(\frac{5 \cdot 1400}{7 \cdot \sqrt{90000}}\right)^{0,45}} = 0,24$$

$\rho_1 = 330 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $h_1 = 2 \text{ м}$; $\rho_2 = 70 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \rho_{B,C}} \quad (26)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 * 330} = 0,67;$$

$L_{\Gamma} = 518\text{м}$ (по плану).

Найдем предельно допустимое напряжение прикосновения:

$$U_{np.\dot{d}on} = 1,5 * \rho_1 * I_{\square} + I_{\square} * R_{\square} \quad (27)$$

где R_{\square} - сопротивление человека, Ом

I_{\square} - величина тока через человека, мА.

$$U_{np.\dot{d}on} = 1,5 * 330 * 0,5 + 0,5 * 1000 = 747,5 \text{ В.}$$

Определим потенциал на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{d}on}}{K_{II}}, \quad (28)$$

$$U_3 = \frac{747,5}{0,24} = 3114,58 \text{ В} < 10000 \text{ В (в пределах допустимого)}.$$

$$R_{з.\dot{d}on} = \frac{U_3}{I_3}, \quad (29)$$

$$R_{з\dot{d}on} = \frac{3114,58}{1350} = 2,3.$$

При входе на территорию ГРЭС, перед воротами от поражения шаговым напряжением необходимо уложить горизонтальные заземлители для выравнивания потенциала.

Преобразуем план заземляющего устройства в расчётную квадратную модель со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{90000} = 300\text{м.}$$

Вычислим число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_r}{2 * \sqrt{S}} - 1, \quad (30)$$

$$m = \frac{1400}{2 * 300} - 1 = 1,33$$

Принимаем $m=2$.

Найдем длину полос в расчётной модели:

$$L_{\Gamma}'' = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (31)$$

$$L_{\Gamma}'' = 2 \cdot 300 \cdot 3 = 1800 \text{ м}$$

Определим число вертикальных заземлителей по периметру контура при $a/l_B=1$:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 2}{1,4 \cdot l_B}, \quad (32)$$

$$n_B = \frac{300 \cdot 2}{1,4 \cdot 5} = 85,23.$$

Принимаем n_B равное 88.

Найдем общую длину вертикальных заземлителей:

$$L_b = L_b \cdot n_B, \quad (33)$$

$$L_B = 5 \cdot 88 = 440.$$

Найдем относительную глубину:

$$\zeta = \frac{5+0,7}{300} = 0,01 > 0,1,$$

тогда

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \zeta = 0,349$$

Для $\frac{\rho_1}{\rho_2} = 4,7$; $a/l_B=1$; $\frac{1-t}{l_B} = 0,26$

Найдем $\frac{\rho_3}{\rho_2} = 1$, тогда $\rho_{\zeta} = \rho_2 = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = 0,349 \cdot \frac{70}{300} + \frac{70}{1400 + 110} = 0,13 \text{ Ом} > 0,86 \text{ Ом}.$$

Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{II}} \cdot I_3 \cdot R_3 \quad (34)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,24 \cdot 1350 \cdot 0,13 = 42,12 \text{ В},$$

что меньше допустимого значения 747,5 В.

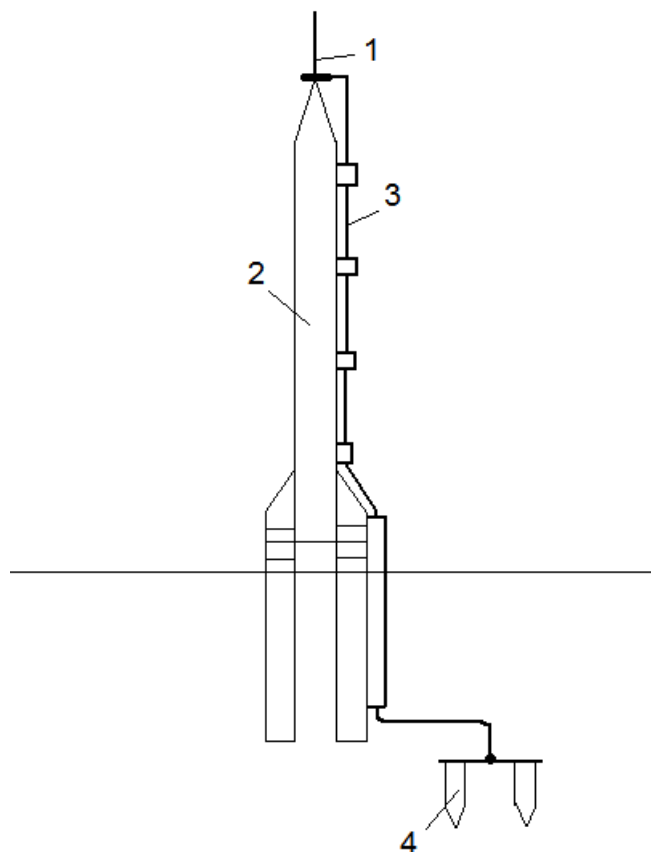
10.3 Молниезащита

Молниезащита представляет собой комплекс мероприятий, направленных на предотвращение прямого удара молнии в объект или на устранение опасных последствий, связанных с прямым ударом; к этому комплексу относятся также средства защиты, предохраняющие объект от вторичных последствий удара молнии и заноса высокого потенциала.

Прямой удар - самое опасное проявление молнии в части поражения сооружений и зданий.

Состав всех этих видов молниезащиты схож и состоит из следующих элементов:

- молниеотвод (конструкция молниеотвода представлена на рисунке 6);
- токоотводы — часть молниеотвода, предназначенная для отвода тока молнии от молниеприемника к заземлителю;
- заземлитель — проводящая часть или совокупность соединенных между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землей непосредственно или через проводящую среду.



1-молниеприемник, 2-несущая конструкция; 3-токоотвод; 4-заземлители

Рисунок 6 - Конструкция молниеотвода

Подстанция относится к зоне защиты типа А, где степень надежности составляет 99,5% и выше. Для защиты подстанции от молнии примем группу молниеотводов и тросов.

Для устройства токоотводов применим круглую сталь и стальной канат диаметром 5-6 мм (также можно принять полосовую сталь прямоугольную и угловую с площадью поперечного сечения 24 и 48 мм²). На металлических молниеотводах выберем токоотвод в виде металлической фермы. Несущую конструкцию молниеотводов также примем металлической, т.к. защищаемый объект имеет значительную длину $L=300\text{м}$ и высоту по боковым сторонам $h_{x2}=25\text{м}$, что более 20м.

Заземляющее устройство молниезащиты выполним аналогично заземляющим устройствам электроустановок.

Для объекта 1 категории по устройству молниезащиты согласно [14] защитная зона относится к типу А. Принимаем исполнение защиты четыре отдельно стоящими металлическими молниеотводами стержневого типа высотой 25м.

Расчет молниезащиты ГРУ, ОРУ СН, ОРУ ВН (на уровне 12м).

Расчет выполнен на основании «Руководящих указаний по расчету зон защиты стержневых и тросовых молниеотводов ОРГРЭС Москва 1974г.»

1 Радиус зон защиты одиночного стержневого молниеотвода (№9-14):

$$R_x = \frac{1,6 * a}{1 + \frac{x}{n}} = \frac{1,6 * (28 - 12)}{1 + \frac{12}{28}} = 18м.$$

2 Радиус зон защиты одиночного стержневого молниеотвода (№1-8):

$$R_x = \frac{1,6 * a}{1 + \frac{x}{n}} = \frac{1,6 * (25 - 12)}{1 + \frac{12}{25}} = 14м.$$

3 Для опор №19,23 – конец троса считать как одиночный стержневой молниеотвод:

$$R_x = \frac{1,6 * a}{1 + \frac{x}{n}} = \frac{1,6 * (22,4 - 12)}{1 + \frac{12}{22,4}} = 10,8м.$$

4 Для концов тросов линий:

$$R_x = \frac{1,6 * a}{1 + \frac{x}{n}} = \frac{1,6 * (30 - 12)}{1 + \frac{12}{30}} = 20,6м.$$

5 Диаметр окружности, описанной через три стержневых молниеотвода (№4-9-12):

$$D = 116м \leq ha;$$

$$116 < 8 \cdot (28-12) < 128,$$

зона удовлетворяет условиям защиты.

Наименьшая ширина зоны защиты $\frac{bx}{2}$ двух стержневых молниеотводов:

- расчет для молниеотводов №9-14:

$$a = 85\text{м};$$

$$\frac{a}{\square a} = \frac{85}{16} = 5,3;$$

для

$$\frac{\square x}{n} = \frac{12}{28} = 0,43;$$

$$\frac{bx}{2\square a} = 0,48;$$

отсюда,

$$\frac{bx}{2} = 0,48 * \square a = 0,48 * 16 = 7,7 \text{ м.}$$

- расчет для молниеотводов №4-12:

$$a = 105\text{м};$$

$$\frac{a}{ha} = \frac{105}{16} = 6,6;$$

для

$$\frac{\square x}{n} = \frac{12}{28} = 0,43;$$

$$\frac{bx}{2\square a} = 0,13;$$

отсюда,

$$\frac{bx}{2} = 0,13 * \square a = 0,13 * 16 = 2,1 \text{ м.}$$

- 6 Расчет для трехстержневого молниеотвода (№2-4-5):

$$D = 92,5\text{м} < ha;$$

$$92,5 < 8 \cdot (25-12);$$

$$92,5 < 104,$$

зона удовлетворяет условиям защиты.

Расчет для молниеотводов №4-5:

$$a = 40\text{м};$$

$$\frac{a}{\square a} = \frac{40}{13} = 3,1;$$

для

$$\frac{\square x}{n} = \frac{12}{25} = 0,45 \quad \frac{bx}{2\square a} = 0,8;$$

отсюда,

$$\frac{bx}{2} = 0,8 * \square a = 0,8 * 13 = 10,4 \text{ м.}$$

Расчет для молниеотводов №4-2:

$$a = 88\text{м};$$

$$\frac{a}{\square a} = \frac{88}{13} = 6,8;$$

$$\frac{\square x}{n} = \frac{12}{25} = 0,48;$$

для

$$\frac{bx}{2\square a} = 0,07;$$

отсюда,

$$\frac{bx}{2} = 0,07 * \square a = 0,07 * 13 = 0,9\text{м.}$$

Расчет для молниеотводов №5-2

$$a = 98\text{м};$$

$$\frac{a}{\square a} = \frac{98}{13} = 7,5;$$

$$\frac{bx}{2\square a} \rightarrow 0.$$

7 Расчет для трехстержневого молниеотвода (№ 2-3-4):

$$D = 90\text{м} < ha;$$

$$90 < 8 \cdot (25-12);$$

$$90 < 104,$$

зона удовлетворяет условиям защиты.

Расчет для молниеотводов № 4-3:

$$a = 85\text{м};$$

$$\frac{a}{\square a} = \frac{85}{13} = 6,5;$$

$$\frac{bx}{2\square a} = 0,17;$$

отсюда,

$$\frac{bx}{2} = 0,17 * \square a = 0,17 * 13 = 2,2\text{м}.$$

Расчет для молниеотводов №3-2:

$$a = 45\text{м};$$

$$\frac{a}{\square a} = \frac{45}{13} = 3,5;$$

$$\frac{bx}{2\square a} = 0,8;$$

отсюда,

$$\frac{bx}{2} = 0,8 * \square a = 0,8 * 13 = 10,4\text{м}.$$

8 Расчет для молниеотводов (№ 2-5-6):

$$D = 104\text{м} < ha;$$

$$104 < 8 \cdot (25-12);$$

$$104 < 104,$$

зона удовлетворяет условиям защиты.

Расчет для молниеотводов № 2-6:

$$a = 50\text{м};$$

$$\frac{a}{\square a} = \frac{50}{13} = 3,8;$$

для

$$\frac{\square x}{n} = \frac{12}{25} = 0,48;$$

для

$$\frac{bx}{2\square a} = 0,7;$$

отсюда,

$$\frac{bx}{2} = 0,7 * \square a = 0,7 * 13 = 9,1\text{м}.$$

9 Расчет для молниеотводов № 1-2-6:

$$D = 96\text{м} < ha;$$

$$96 < 8 \cdot (25-12);$$

$$96 < 104,$$

зона удовлетворяет условиям защиты.

Расчет для молниеотводов №1-2:

$$a = 93\text{м};$$

$$\frac{a}{\square a} = \frac{93}{13} = 7,2;$$

для

$$\frac{\square x}{n} = 7,2 \frac{bx}{2} \rightarrow 0$$

Расчет для молниеотводов № 1-6:

$$a = 91\text{м};$$

$$\frac{bx}{2} \rightarrow 0.$$

10 Расчет для молниеотводов № 1-2-13:

$$D = 103\text{м} < ha;$$

$$103 < 8 \cdot (25-12);$$

$$103 < 104,$$

зона удовлетворяет условиям защиты.

Расчет для молниеотводов №2-13:

$$a = 75\text{м};$$

$$\frac{a}{\square a} = \frac{75}{13} = 5,7;$$

для

$$\frac{\square x}{n} = \frac{12}{25} = 0,48;$$

для

$$\frac{bx}{2\square a} = 0,4;$$

отсюда,

$$\frac{bx}{2} = 0,4 * \square a = 0,4 * 13 = 5,2\text{м}.$$

11 Расчет для молниеотводов № 1-13-14:

$$D = 104\text{м} < ha;$$

$$104 < 8 \cdot (25-12);$$

$$104 < 104,$$

зона удовлетворяет условиям защиты.

Расчет для молниеотводов № 1-14:

$$a = 75\text{м};$$

$$\frac{a}{\square a} = \frac{70}{13} = 5,4;$$

для

$$\frac{\square x}{n} = \frac{12}{25} = 0,48;$$

для

$$\frac{bx}{2\square a} = 0,45;$$

отсюда,

$$\frac{bx}{2} 0,45 * \square a = 0,4 * 13 = 5,8\text{м}.$$

12 Для тросового молниеотвода на опорах блока Г-5:

$$R_x = \frac{1,2 * \square a}{1 + \frac{\square x}{n}} = \frac{1,2 * (28-12)}{1 + \frac{13}{25}} = 10,2\text{м},$$

где 1,2 – коэф. для ОРУ.

13 Расчет для молниеотвода № 1-6-24:

$$D = 95\text{м} < ha;$$

$$95 < 8 \cdot (25-12);$$

$$95 < 104,$$

зона удовлетворяет условиям защиты.

Расчет для молниеотводов № 1-24:

$$a = 54\text{м};$$

$$\frac{a}{\square a} = \frac{54}{13} = 4,2;$$

для

$$\frac{\square x}{n} = \frac{12}{25} = 0,48;$$

для

$$\frac{bx}{2\square a} = 0,62;$$

отсюда,

$$\frac{bx}{2} = 0,62 * \square a = 0,62 * 13 = 8,1\text{м}.$$

Исходя из выше сказанного, можно сделать вывод, что рассматриваемое оборудование надежно защищено от прямых ударов молнии.

11 Защита от грозových и коммутационных перенапряжений

«При эксплуатации на изоляцию линий, подстанций и высоковольтных электрических машин наряду с длительным рабочим напряжением воздействуют кратковременные перенапряжения. Всякое превышение мгновенным значением напряжения амплитуды наибольшего рабочего напряжения будем называть перенапряжением».

«Основными характеристиками перенапряжений являются кратность, повторяемость, форма кривой и широта охвата сети».

«Главным источником внешних перенапряжений в высоковольтных электрических сетях являются грозвые разряды». «Наиболее опасные грозвые перенапряжения возникают при прямом ударе молнии (ПУМ) в токоведущие элементы электрической сети. Ток молнии может превышать 100 кА. Молния с таким током приводит к возникновению в точке удара импульса напряжения до десятков мегавольт, достаточного для перекрытия изоляции любого, вплоть до наиболее высокого, класса напряжения. Поэтому желательно обеспечить надежную защиту проводов линии и оборудования подстанций от прямых ударов молнии с помощью стержневых и тросовых молниеотводов».

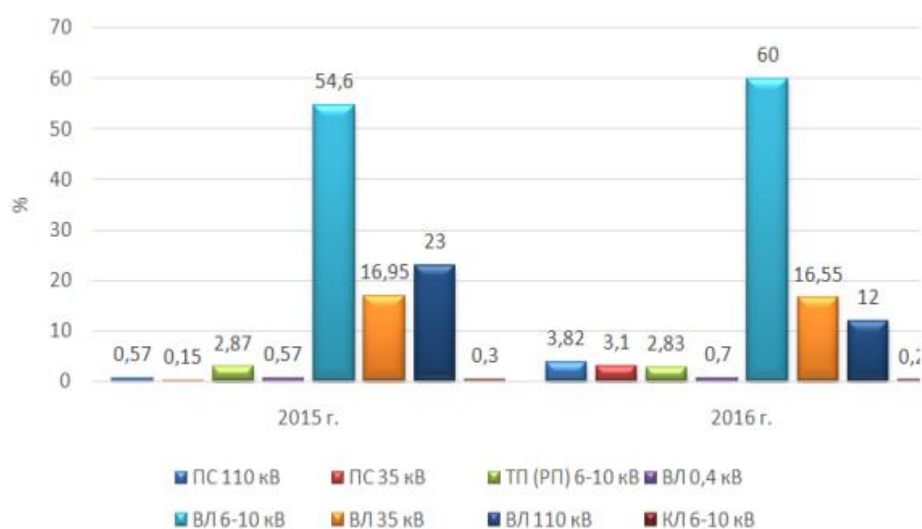


Рисунок 7 - Статистика ТН по типу оборудования

«Коммутационные перенапряжения возникают при всевозможных быстрых изменениях режимов работы сети. Они происходят вследствие работы коммутационных аппаратов, пробоях изоляции, а также при резком изменении параметров нелинейных элементов».

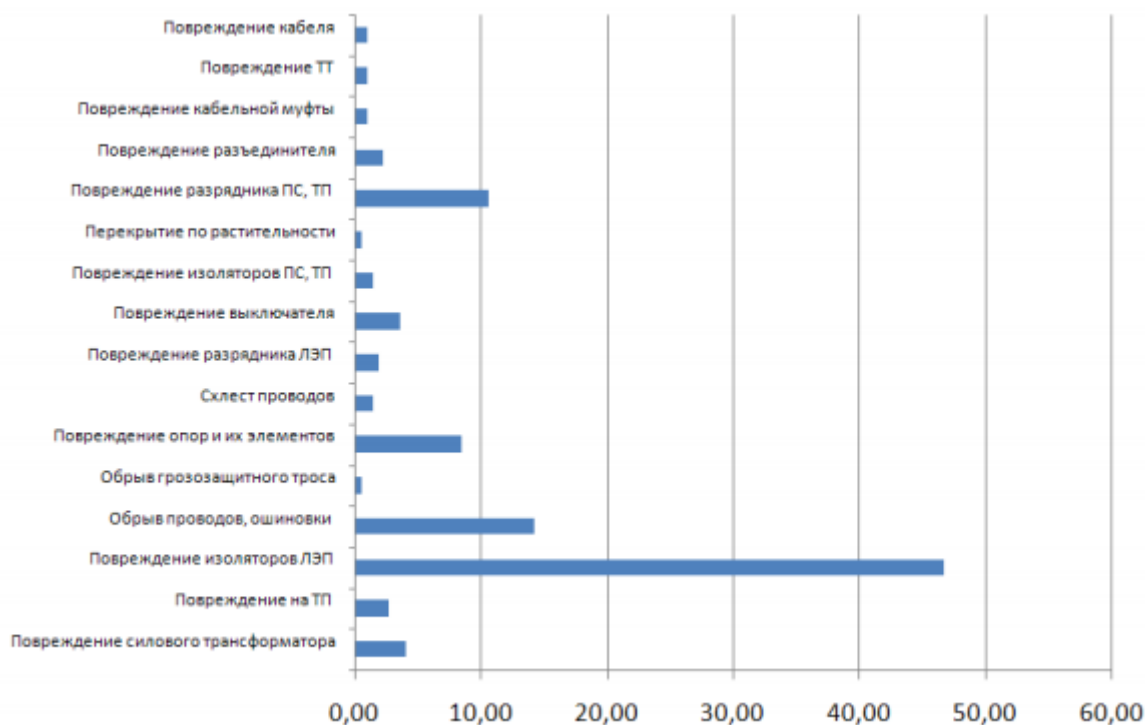


Рисунок 8 - Анализ причин ТН при атмосферных перенапряжениях, %

На сегодняшний день грозовые перенапряжения в системах электроснабжения - актуальна проблема в связи с повышением грозовой активности и ростом количества технологических нарушений. На рисунке 8 проанализированы причины технологических нарушений при атмосферных перенапряжениях.

Для решения этой проблемы необходимо изучить природу источника грозовых перенапряжений.

Всем известна теория электризация облаков. В центральной части облака накапливается заряд, который стремительно поднимается с восходящим воздушным потоком. На высоте в облаке из-за низкой температуры образуются капли воды, частица льда, градины. Водяные и

ледяные формирования восходят с воздухом, а градины из-за большей тяжести устремляются вниз. Градины сталкиваются с частицами льда, отбирают у них электроны, в итоге верхняя половина облака, накапливающая лед, становится положительно заряженной, а нижняя, через которую проходят градины, - отрицательной.

Исходя из выше сказанного, можно сделать вывод, планета и атмосфера - шарообразный конденсатор, мощность которого около 300 МВт.

Грозы делят на виды по метеорологической обстановке, способствующей их появлению. Главное условие формирования грозового облака – неустойчивость атмосферных потоков. Исходя из силы и величины этих потоков, образуются разные виды грозовых туч:

Из кучево-дождевых локальных или внутримассовых облаков одноячейковой структуры образуют град и молнии. В поперечнике достигают 5 – 20 км, в высоту – 8 – 12 км. Существуют до часа. Не вызывают изменения погодных условий.

Из кластерных облаков многоячейковой структуры. Диаметр этих образований внушительный – до 1000 км. Кластер – скопление грозовых, в разной степени сформированных ячеек. Созревающие образования находятся в центре кластера, рассеивающиеся – с подветренного бока. Каждая ячейка в поперечнике достигает 40 км. Такие грозы характеризуются порывистым, но умеренным ветром, ливнем или градом. Продолжительность существования кластера – несколько часов.

Шквальные линии многоячейковой структуры. Также называются линейными грозами. Могут идти сплошной полосой или с перерывами. Движение фронта вызывает порывистый ветер. Ячейки на передней линии выглядят как темный облачный занавес. Активны и многочисленны восходящие и нисходящие массы. Фронт имеет дугообразную форму, редко обрушивается на землю градом или сильным ливнем.

Суперячейковые грозы. Редкий и самый опасный вид. Образуется суперячейковое облако похоже на одноячейковое, но длина у нее до 50 км,

высота до 15 км. «Шапка» может выходить в стратосферу. По форме туча напоминает наковальню со сглаженными краями. Она уникальна тем, что склонна к вращению. Результатом является выпадение крупного и опасного града (более 5 см в диаметре), появление смерчей. Образуется облако при определенных условиях: повышенной активности конвекции, температуре выше +28°C, переменном направлении ветров. Осадки неравномерные: в области восходящего потока отмечаются ливни, далее – град.

Сухая гроза. Она возникает нечасто, наблюдается в областях муссонного климата, когда осадки из-за высокой температуры не долетают до земной поверхности, испаряются на лету

Снеговая или зимняя гроза чаще всего используется в иностранной литературе, а в России метеорологи говорят о грозе со снегом. Это редчайшее явление, при котором вместо дождя идет снег или ледяная крупка. Возникновение грозы во время снегопада обусловлено сырой и ветреной погодой. Во время зимней стихии может выпасть 5 – 10 см твердых осадков за час.

Грозовые разряды поражают объекты, имеющие лучшее заземление и меньшее сопротивление.

Изоляторы считаются слабым местом воздушных линий электропередач. Для электроустановок грозы представляют опасность, при прохождении тока молнии через какие-либо объекты оказываются серьезные электромагнитные, термические и механические воздействия.

Поэтому необходимо применять комплекс специальных защитных средств, которые предохраняют электрооборудование от перенапряжений. То есть применение вентильных разрядников или ограничителей перенапряжений нелинейных. Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений действуют на основе нелинейности вольтамперной характеристики рабочих элементов.

Большая нелинейность варисторовограничители перенапряжений позволила полностью отказаться от искровых промежутков, что делает их

более эффективными. Поэтому в дальнейшем речь будем вести только об ограничителях перенапряжений. Грозовые перенапряжения на подстанционном оборудовании возникают при ударах молнии в подстанцию и при поражениях воздушных линий и приходе по ним на подстанциях и распределительные устройства волн грозовых перенапряжений. Защита оборудования распределительного устройства от волн перенапряжений, вызванных атмосферными воздействиями, основана на следующих мероприятиях:

- построение системы защитных проходов от воздушных линий к распределительному устройству, на которых предприняты меры по снижению числа волн перенапряжения с опасными параметрами;

- установка ограничителей перенапряжений с необходимыми характеристиками.

Основные случаи грозовых перенапряжений вызваны прямыми ударами молнии в элементы воздушных линий (в фазные провода, опоры или грозотрос).

В типовых схемах ограничителей перенапряжения устанавливается после трансформатора напряжения, ближе к силовому трансформатору. Другой вариант размещения ограничителей перенапряжения предполагает установку на входе распределительных устройства дополнительных ограничителей перенапряжения.

Также существует вариант каскадного принципа защиты оборудования. Реализация этого принципа предполагает установку ограничителей перенапряжения у обмоток силовых трансформаторов и на каждой присоединённой воздушной линии.

Выбор ограничителей перенапряжения, устанавливаемых на входе распределительных устройств, сводятся к определению его наибольшего рабочего напряжения и удельной энергоёмкости с последующей проверкой прочих характеристик выбранного типа ограничителей перенапряжения конкретным условиям эксплуатации. Характеристики ограничителей

перенапряжения по допустимой энергии и току важны, так как при установке на опорах возможны прямые удары молнии в ограничителях перенапряжения, особенно, если линия не оснащена грозотросом. При этом возможен вариант выхода защитного аппарата из строя.

Грозоупорность воздушной линии характеризуется количеством грозовых отключений и рассчитывается для первого импульса, поскольку вероятность перекрытия изоляции при воздействии последующих минимальна.

И в заключение, вопрос обеспечения надёжности электроснабжения не перестаёт быть актуальным. При этом грозовые отключения занимают большую долю технологических нарушений.

Комплексная программа внедрения защит в сетях всех классов напряжения необходима чтобы уменьшить влияние атмосферных явлений на работу электрооборудования и повысить надёжность электроснабжения, что несет за собой большие капитальные расходы и считается сложной технико-экономической задачей, которая не имеет сегодня решения для защиты оборудования от грозовых перенапряжений.

Заключение

В данной работе произведена реконструкция электрооборудования Нижневартовской ГРЭС с заменой старого оборудования на современное оборудование, удовлетворяющее всеми своими характеристиками в нормальных и в аварийных режимах.

Была внедрена микропроцессорная релейная защита трансформаторов СН, а также заменено следующее оборудование: ограничители перенапряжения, генераторные выключатели.

Благодаря замене старого оборудования на новое, эффективность работы энергообъекта повысилась: были снижены затраты на эксплуатацию станции, устранены плановые ремонты в период использования новых вакуумных выключателей, увеличили качество электроэнергии, снизили ее потери, увеличили прибыли предприятия, а также снизили травматизм.

На сегодняшний день грозовые перенапряжения в системах электроснабжения - актуальна проблема в связи с повышением грозовой активности и ростом количества технологических нарушений.

Установив ограничитель перенапряжения, снизилась вероятность возникновения перенапряжений, которые при коммутациях присоединений выключателями с жестким дугогашением представляют опасность повреждения изоляции обмотки статора генератора.

Повышение чувствительности защиты и значительного уменьшения времени их срабатывания позволит применение микропроцессорной защиты. Что в свою даст возможность существенному снижению величины ущерба от перерывов в электроснабжении.

Защита трансформаторов должна:

- отключать силовой трансформатор при междуфазных и витковых замыканиях;
- понижать уровень масла;
- подавать сигнал о ненормальном режиме работы трансформатора.

Список используемых источников

1. Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: в 2 ч. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин. - Екатеринбург: Изд-во УГТУ-УПИ, 2015. – 135 с.
2. Андреев, В.А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения/В.А. Андреев.–М.: Высшая школа, 2014. -639 с.
3. Анчарова, Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2020. — 415 с.
4. Бауштейн, И.А. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / И.А. Бауштейн, М.В. Хомяков - М: Энергоиздат. 2013 -656 с.
5. Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов/ В.М. Блок. - М.: Высшая школа, 2013. - 388 с.
6. Богданов, А. В. Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматизации в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : учебное пособие / А. В. Богданов, А. В. Бондарев. - Электрон. текстовые данные. - Оренбург : Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. - 82 с.
7. Большам, Я.М. Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередачи и сетей / Я.М. Большам, В.И. Крупович. – М.: Энергия , 2015. - 665с.
8. Брызгалов В.И., Гордон Л.А. Гидроэлектростанции. Учебное пособие. ИПЦ КГТУ. Красноярск. 2002г.
9. Вахнина В. В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : электрон. учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко ; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - Тольятти : ТГУ, 2015. - 46 с. : ил. - Библиогр.: с. 35. - Прил.: с. 36-46.

10. Вахнина В. В. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс] : электрон. учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко ; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - Тольятти : ТГУ, 2016. - 78 с.
11. Давыдов В.А. Расчет релейной защиты понижающих автотрансформаторов на базе микропроцессорных шкафов / Глазырин В.Е., Давыдов В.А., Щеглов А.И. - Новосиби.: НГТУ, 2011. - 91 с.
12. Долин, П.А. Справочник по технике безопасности / П.А. Долин - М: Энергоатомиздат 2015 - 823 с.
13. Захаров, О. Г. Надежность цифровых устройств релейной защиты [Электронный ресурс] : показатели. Требования. Оценки / О. Г. Захаров. - Электрон. текстовые данные. - М. : Инфра-Инженерия, 2014. - 128 с.
14. Комплексная автоматизация в энергосбережении : учеб. пособие / Р.С. Голов, В.Ю. Теплышев, А.Е. Сорокин, А.А. Шинелёв. — Москва : ИНФРА-М, 2020. — 312 с.
15. Конюхова Е.А. Электроснабжение [Электронный ресурс] : учебник / Е.А. Конюхова. — Электрон. дан. — Москва : Издательский дом МЭИ, 2014. — 510 с.
16. Куликов, В.Д. Электрические станции и подстанции систем электроснабжения. Методические указания по курсовому проектированию / В.Д. Куликов-Саратов:СГТУ 2014 - 35с.
17. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: учеб.-произв.изд.: в 6 т. /Е.Ф. Макаров.-М.: Папирус Про, 2005.-Т.4.- 637 с.
18. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М: Энергоатомиздат 2014 - 605 с.
19. Ополева, Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учебное пособие / Г.Н. Ополева. — Москва : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2020. — 416 с.

20. Плащанский, Л. А. Электрооборудование подстанций и осветительные сети предприятий, организаций и учреждений : учебное пособие / Л. А. Плащанский. — Москва : МИСИС, 2019. — 180 с.

21. Полуянович, Н.К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий [Электронный ресурс]: учебное пособие / Н.К. Полуянович. – 5-е изд., стер. – Санкт-Петербург : Лань, 2019. – 396 с.

22. Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ)/ Главгосэнергонадзор России. М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2017. - 610 с.

23. Релейная защита и автоматика в электрических сетях [Электронный ресурс] / ред. В. В. Дрозд. - Электрон. текстовые данные. - М. : Издательский дом ЭНЕРГИЯ, Альвис, 2012. - 632 с

24. Реут, М.А. Справочник по проектированию линий электропередачи / М.А. Реут, С.С. Рокотян - М: Форум, 2016. -295с.

25. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин - 2-е изд., перераб. - М.: Высшая школа, 2015. - 600 с.

26. Русина, А. Г. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учебник / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова. - Электрон. текстовые данные. - Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2014. - 400 с.

27. Соловьев, А. Л. Релейная защита городских электрических сетей 6 и 10 кВ [Электронный ресурс] : учебное пособие / А. Л. Соловьев, М. А. Шабад ; под ред. А. В. Беляев. - Электрон. текстовые данные. - СПб. : Политехника, 2016. - 176 с.

28. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. ОАО «ФСК ЕЭС», 2007.- 132 с.

29. Типовое соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и МРСК в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России от 20.10.2010 г. – М.: ОАО «СО ЕЭС», ОАО «МРСК», 2010. – 59 с.

30. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей/ Д.Л. Файбисович.-2-е изд., переработанное и дополненное - М.:НЦ ЭНАС, 2014.- 352с.

31. Фарнасов, Г.А. Электротехника, электроника, электрооборудование: электротехника [Электронный ресурс]:учебник / Г.А. Фарнасов. – Москва : МИСИС, 2012. – 423 с.

32. Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети/ А.А. Федоров,

33. Черновец А.К., Лapidус А.А. Режимы работы электрооборудования станций и подстанций: Учебное пособие – СПб.:Издательство Политехнического Университета, 2016.

34. Шабад,М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей/ М.А. Шабад - М: Энергоиздат 2015 - 295 с.

35. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление в сельском хозяйстве [Электронный ресурс] :учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. – Санкт-Петербург : Лань, 2018. – 392 с.

36. Эксплуатация электрооборудования. [Электронный ресурс] / учебник /Г.П. Ерошенко, Н.П. Кондратьева. – Москва: ИНФРА-М, 2017. – 336 с.

37. Электромеханические системы: учебное пособие/ Г.М. Лебедев, Д.М. Мешков. - Кемеровский технологический институт - Кемерово, 2013-124 с.

38. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с.

39. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. – Москва: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2014. - 416 с.

40. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. - Москва: ИЦ Академия, 2015. - 320 с.

41. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. - Москва: МЭИ, 2013. - 412 с.

42. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - Санкт-Петербург: Лань, 2014. - 192 с.

43. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. А. Ершов, О. П. Халезина, А. В. Малеев и др. - Красноярск: Сиб. Федер. ун-т, 2012. - 68 с