

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВПО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 (140400.62) – Электроэнергетика и
электротехника
Профиль – Электрические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Расширение открытого распределительного устройства напряжением
220 кВ Развитие электрических сетей Южно-Якутского энергорайона в связи с
подключением КС №4 (газопровода «Сила Сибири»)

Исполнитель

студент группы 242 об 2

(подпись, дата)

К.А. Палкина

Руководитель

доцент

(подпись, дата)

М.В. Чулюкова

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Технический контроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВПО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

« _____ » _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Палкиной Кристины Александровны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Расширение открытого
распределительного устройства напряжением 220 кВ Развитие электрических
сетей Южно-Якутского энергорайона в связи с подключением КС №4
(газопровода «Сила Сибири»)

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке
вопросов): _____

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним
разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Дипломный проект содержит 125 с , 10 рисунков, 43 таблицы, 6 приложений, 29 источник.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПЕРИОДИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ТАРИФ.

В основной части дипломного проекта рассчитаны и спрогнозированы электрические нагрузки, представлены возможные варианты развития электрической сети 110-220 кВ Республики Саха (Якутия) в связи с подключением компрессорной станции в Южно - Якутском энергорайоне, выбран оптимальный вариант, выполнен расчет токов короткого замыкания с последующим выбором и проверкой оборудования на КС №4, выполнен расчет микропроцессорной релейной защиты и автоматики для трансформаторов на КС №4.

В специальной части проекта рассмотрен вопрос о применении тепловизоров для анализа оборудования на подстанциях.

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта, проведен расчет маслоприемника и маслосборника для трансформатора на спроектированной КС.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Характеристика ЮЯЭР.....	10
2 Климатическая и географическая характеристика района	12
3 Анализ существующей схемы электрической сети.....	14
4 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок.....	20
4.1 Расчёт нагрузок существующих подстанций.....	20
4.2 Прогнозирование электропотребления.....	25
5 Расчет и анализ установившихся режимов в существующих сетях	28
5.1 Составление графа электрической сети и выбор начальных данных для расчета режимов на ПВК.....	28
5.2 Исходные данные для расчета установившегося режима	29
5.3 Расчет режима	31
5.4 Анализ результатов расчета режима.....	31
6 Разработка вариантов подключения КС № 4	32
6.1 Критерии разработки вариантов электрической связи.	32
6.2 Варианты схем подключения КС №4.	33
6.3 Расчет основных параметров электрической сети для конкурентно- способных вариантов.....	35
6.4 Технико-экономическое сравнение вариантов сети.....	38
7 Расчет токов короткого замыкания	42
7.1 Общие положения	42
7.2 Расчет токов короткого замыкания в RastrWin.....	44
8 Проектирование КС №4	44
8.1 Выбор и проверка выключателей.....	44
8.2 Выбор и проверка разъединителей	49
8.3 Выбор и проверка трансформаторов тока.....	49
8.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.....	54
8.5 Выбор ограничителей перенапряжения.....	57
8.6 Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ.....	61

8.7. Выбор гибкой ошиновки на КС №4.....	66
9 Грозоупорность воздушной линии электропередачи 110 кВ «НПС-18 –КС №4» и молниезащита КС №4	69
9.1 Грозоупорность воздушной линии электропередачи 110 кВ «НПС-18 – КС №4».....	69
9.2 Молниезащита ОРУ 110 кВ КС №4	78
10 Релейная защита	80
10.1 Общие принципы построения защит	80
10.2 Устройства защиты для ВЛ 110 кВ.....	81
10.3 Защита трансформатора	85
11 Безопасность и экологичность.....	93
11.1 Безопасность.....	94
11.1.1 Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы.....	94
11.1.2 Безопасность при монтаже и ремонтах ВЛЭП 110 кВ «ПС НПС-18 – КС №4».....	95
11.1.3 Безопасность при эксплуатации ОРУ 110 кВ КС №4.	96
11.2 Экологичность	99
11.2.1 Отвод земли под воздушную линию электропередачи 110 кВ.....	99
«ПС НПС-18 – КС №4».	99
11.2.2 Защита от загрязнений трансформаторным маслом	100
11.3 Чрезвычайные ситуации.....	105
11.3.1 Обеспечение пожарной безопасности КС №4	105
11.3.2. Пожарная безопасность при эксплуатации ВЛ 110 кВ.....	107
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	109
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	110

ВВЕДЕНИЕ

«Сила Сибири» станет общей газотранспортной системой для Иркутского и Якутского центров газодобычи и будет транспортировать газ этих центров через Хабаровск до Владивостока.

На первом этапе будет построен магистральный газопровод «Якутия — Хабаровск — Владивосток», на втором этапе Иркутский центр будет соединен газопроводом с Якутским центром.

Расширение деятельности «Газпрома» в Якутии — это серьезный стимул для роста уровня социально-экономического развития региона. В частности, строительство газотранспортных мощностей на ее территории обеспечит возможность развития газификации. Газопровод «Якутия — Хабаровск — Владивосток» пройдет, в том числе, через южные районы Якутии. Трасса газопровода выбрана таким образом, чтобы газифицировать максимально возможное число их населенных пунктов.

Кроме того, создание Якутского центра газодобычи позволит повысить уровень занятости местного населения. При эксплуатации газопровода и добычных объектов «Газпрома» на территории республики необходимо будет задействовать около 3000 специалистов. «Газпром» организует подготовку специалистов, в том числе из числа жителей Якутии, в российских профильных образовательных центрах, стимулирует разработку новых образовательных программ.

Мощная ресурсная база на Востоке России, последовательное формирование крупных центров газодобычи и создание необходимых транспортных коридоров позволит организовать здесь новый центр экспортных поставок российского газа, ориентированный на Азиатско-Тихоокеанский регион.

Строительство таких крупных энергообъектов повлечет за собой не только реконструкцию и модернизацию уже существующих подстанций и линий электропередач, но и возведение новых.

В ходе строительства трубопровода «Сила Сибири», «Газпром» намерен запустить в эксплуатацию восемь компрессорных станций. Строительство данных объектов будет завершено в течение 2018–2020 годов.

Компрессорная станция (КС) - комплекс сооружений и оборудования для повышения давления сжатия газа при его добыче, транспортировке и хранении.

Технологическая схема КС состоит из установок очистки газа, компрессорных цехов, установок воздушного охлаждения газа. Работа оборудования КС обеспечивается технологическими трубопроводами с запорно-регулирующей арматурой, маслосистемой, установками подготовки пускового, топливного и импульсного газов, системой электроснабжения и пр.

Вышесказанное обосновывает актуальность темы дипломного проекта: Развитие электрических сетей Южно-Якутского энергорайона в связи с подключением КС № 4 (газопровода «Сила Сибири»).

Целью данного проекта является разработка оптимального варианта развития электрической сети, отвечающего современным требованиям надежности, экономичности, безопасности и экологичности.

К задачам проекта относятся: разработка ОРУ 110 кВ на НПС-18, подключение КС, обеспечение выдачи мощности намечаемых генерирующих источников; обеспечение электроснабжения новых потребителей.

Пути решения поставленных задач:

расчет и анализ установившихся режимов;

разработка и выбор оптимального варианта, отвечающего требованиям надежности и пропускной способности линий.

использование современного оборудования.

1 Характеристика ЮЯЭР

Южно-Якутский энергорайон охватывает Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы. На территории энергорайона расположены три города: Нерюнгри, Алдан и Томмот. Источниками энергоснабжения ЮЯЭР являются Нерюнгринская ГРЭС, установленной мощностью 570 МВт, и Чульманская ТЭЦ, установленной мощностью 48 МВт. Общая установленная мощность энергорайона – 618 МВт. Нерюнгринская ГРЭС работает в единой энергетической системе Дальнего Востока, передает энергию на оптовый рынок энергии и мощности Дальнего Востока.

Электрические сети 6-110 кВ ЮЯЭР состоят на балансе филиала «ЮЯЭС» ОАО «ДРСК», а сети 220 кВ – ФСК ЕЭС «МЭС Востока» АП МЭС. Электростанции Нерюнгринская ГРЭС и Чульманская ТЭЦ находятся в ведении филиала «Нерюнгринская ГРЭС» ОАО «Дальневосточная генерирующая компания». Топливом для станций служит промышленный продукт, получаемый при обогащении коксующихся каменных углей Нерюнгринского месторождения.

Распределительные сети 35 и 110 кВ ЮЯЭР сформированы кольцевыми и радиальными связями.

На балансе Южно-Якутских электрических сетей состоит 558,8 км воздушных линий 110 кВ, 249,6 км воздушных линий 35 кВ, 19 подстанций 110 кВ суммарной мощностью трансформаторов 540 МВА и 16 подстанций 35 кВ суммарной мощностью трансформаторов 114,9 МВА. Подавляющее большинство линий выполнены на деревянных опорах.

Начиная с 1990 года, в рассматриваемом районе практически не велось электросетевого строительства, сократился объем работ по реконструкции и техпереворужению линий и ПС, что привело к старению электрических сетей. Постоянно растет количество сетей, срок службы которых приближается к

нормативному сроку или превышает его. Доля изношенного оборудования достигла размеров, угрожающих энергобезопасности района.

Большинство подстанций, питающихся по одной одноцепной ВЛ, не удовлетворяют требованиям надежности электроснабжения потребителей. Не только аварийные отключения этих воздушных линий, но и ремонтные работы на них требуют существенного ограничения нагрузок потребителей.

Главным потребителем Южного энергетического района является топливная промышленность, в частности, угольная, доля которой в 2014 году составила 20,07 % от суммарного электропотребления ЮЯЭР.

Таблица 1 - Структура потребления электроэнергии Южного района Якутии в 2014 г.

Отрасли	млн кВт·ч	%
Промышленность	1018,9	36,82
Сельское хозяйство	3,9	0,26
Лесное хозяйство	0,2	0,01
Транспорт и связь	64,4	4,33
Строительство	4,6	0,31
Прочие отрасли	273,3	18,36
Население	124,2	8,34
Расход эл/энергии на собств. нужды	283,0	19,01
Расход эл/энергии на произв. и хоз. нужды	39,8	2,68
Расход эл/энергии на ее транспорт	147,3	9,89

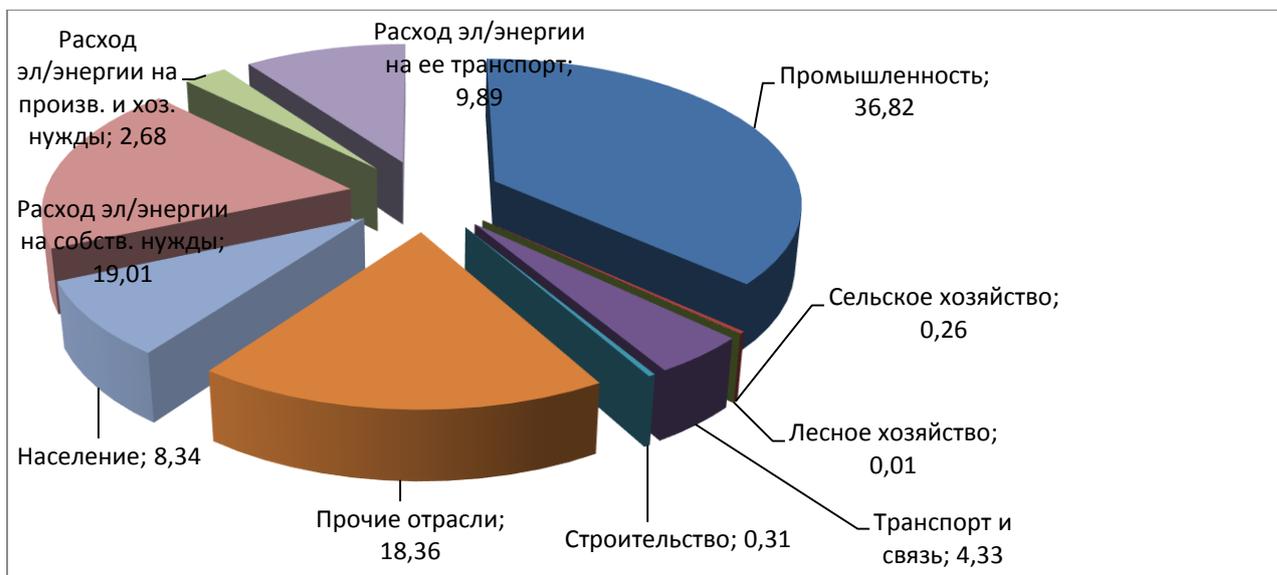


Рисунок 1 – Структура электропотребления Южного района Якутской энергосистемы по отраслям промышленности

2 Климатическая и географическая характеристика района

Выбор трассы ВЛ должен проходить с учетом инженерно-геологических условий территории, существующих условий землепользования и застройки, ограничений природоохранного характера. При проектировании ЛЭП в южно-якутском регионе следует учесть следующие усложняющие условия строительства:

- плохая освоенность территории;
- практически повсеместное наличие вечной мерзлоты;
- преимущественно холмистая и горная местность (преобладающие высоты 500-600 м над уровнем моря);
- лесной массив;
- наличие болотистых местностей;
- просадка и пучинистость грунта;
- большое количество ручьев, рек;

Климат Южной Якутии резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Максимальная

амплитуда средних температур самого холодного месяца - января и самого теплого - июля составляет 70–80°С. Отопительный сезон в среднем длится 268 дней. Расчетная температура самой холодной пятидневки –40 °С. Среднегодовая температура –5°С. Напор ветра 550 Па.

Зимой преобладают ветры западного направления, что обуславливает загруженность снежными наносами восточных склонов.

Породы и грунты, главным образом состоят из силикатов и алюмосиликатов, обладающих низкой проводимостью. Толщина мёрзлого слоя достигает 300 м. Температура образования гололеда–10°С.

В южных районах округа климат муссонного типа с холодной зимой и влажным летом. Вегетационный период в бассейне Нижнего Амура составляет до 120 дней , и лишь на юге Приморья - до 190 дней. Большое количество осадков, выпадающих в летний период, вызывает переувлажнение почв, что создает большие трудности для ведения сельского хозяйства. Вследствие суровости климата и удаленности территории Республика Саха заселена мало и очень редко. Освоение этого района имеет очаговый характер.

Сведем в таблицу данные, которые могут потребоваться при проектировании.

Таблица 2 – Климатогеографические характеристики

Район по ветру	Район по гололеду	Средняя скорость ветра, м/с	Среднегодовая температура, °С	Сейсмичность района, баллов	Количество грозных часов
III	I	3	–5	6	20-40

3 Анализ существующей схемы электрической сети.

Анализ существующей схемы сети необходим для выявления недостатков сети, устаревших элементов. Карта - схема приведена на рисунке 2.

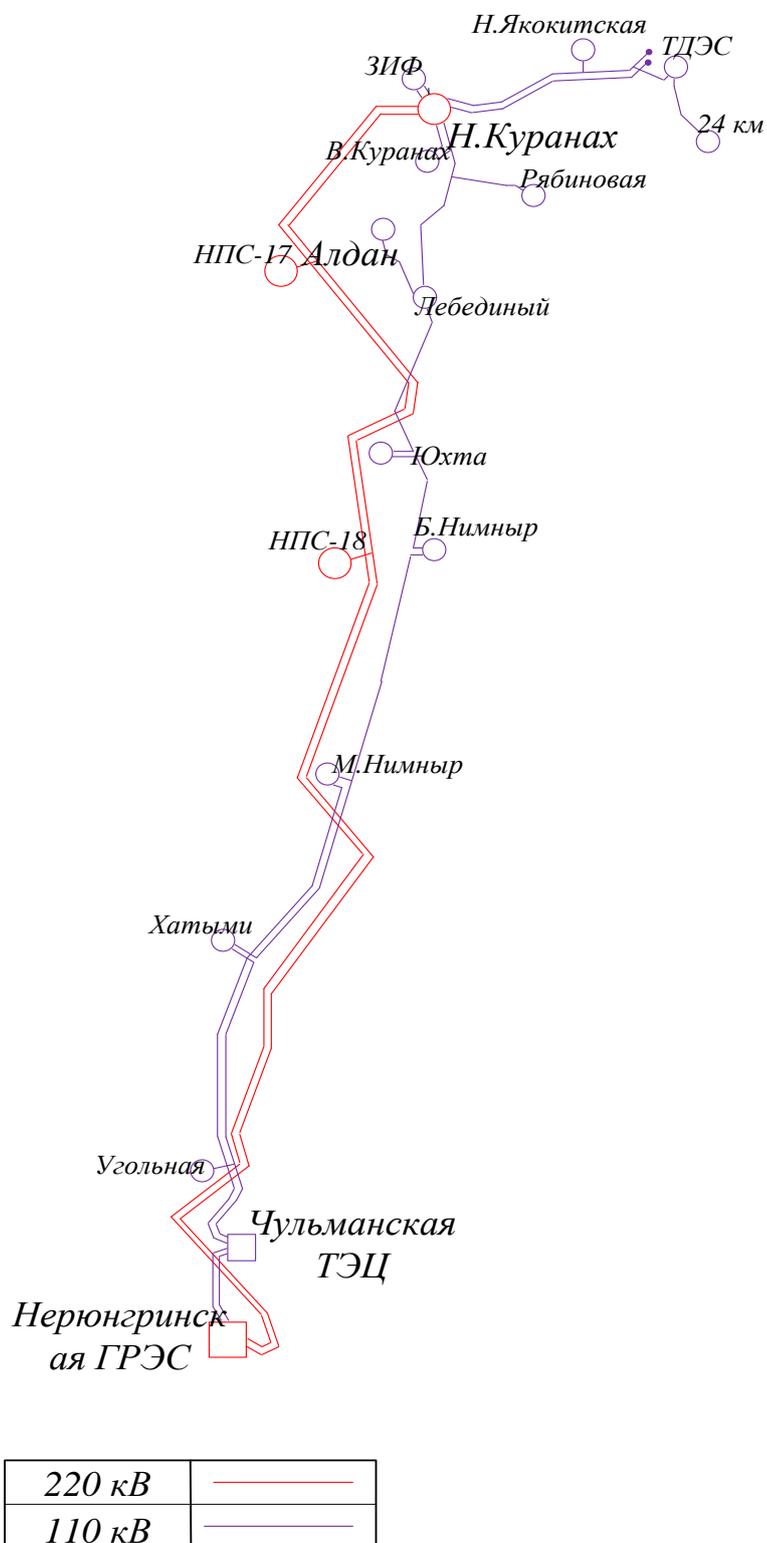


Рисунок 2 – Карта - Схема эл сети 110-220 ЮЯЭС

В описании электросетевых объектов их срок эксплуатации указан по состоянию на 2014 год.

В Южно-Якутском энергетическом районе имеют наибольшее распространение подстанции 110 кВ и 35 кВ, который были построены еще в советские годы. Подстанции с напряжением 220 кВ составляют всего 10% (3 шт). В настоящее время, если ориентироваться на программы развития Дальнего Востока и Южной Якутии в частности, то до 2025 года количество ПС 220 кВ существенно возрастет. Это связано со строительством нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (ВСТО) и ростом электрических нагрузок. Процентное соотношение подстанций по классу напряжения изображено на рис. 3.

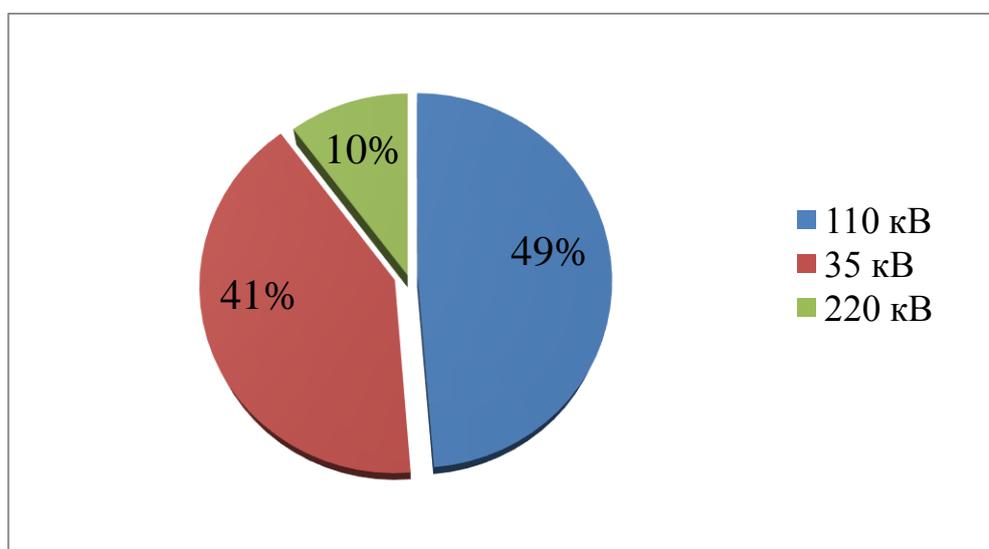


Рисунок 3 – Подстанции в ЮЯЭР по состоянию на 2013 г.

87,3 % ВЛ-110 кВ и 94,7% ВЛ-35 кВ выполнены на деревянных опорах. На балансе Южно-Якутских электрических сетей находятся 19 подстанций 110 кВ суммарной мощностью трансформаторов 540 МВА, 16 подстанций 35 кВ суммарной мощностью трансформаторов 114,9 МВА. Количество трансформаторных подстанций 10-6 кВ составляет порядка 250 ед. Процент износа составляет: ВЛ-110 кВ – 72,8%; ВЛ-35 кВ – 72,3 %; ВЛ-10-0,4 кВ – 77,6%; ПС-110 кВ – 69,2 %; ПС-35 кВ – 73,5 %; ТП-6(10) кВ – 64%

Распределительная сеть получает питание от трех ИП. Это Нерюнгринская ГРЭС, Чульманская ТЭЦ и подстанция Н.Куранах.

Характеристика источников питания:

Нерюнгринская ГРЭС была запроектирована на работу на углях разреза «Нерюнгринский». С 1985 года, с вводом обогатительной фабрики, станция работает на продуктах отхода получаемых при обогащении коксующегося угля. Этим решается одновременно несколько задач: обеспечение электростанции качественным, высококалорийным топливом, утилизация продуктов отхода обогатительной фабрики и сохранение окружающей среды. Среднегодовая потребность в твердом топливе для электростанции, при условии работы всех трех блоков – 1,5 млн. тонн год [сайт ДГК].

Основное энергетическое оборудование НГРЭС включает:

-три котлоагрегата ТПЕ-214 СЗХЛ производства Таганрогского котельного завода производительностью 670 тонн в час (давление пара 140 атмосфер, температура пара 545 °С);

-турбины 1хЛ-210-130-3, 2хТ-180/210-130-3 производства Ленинградского завода номинальной электрической мощностью 210 МВт. Номинальная тепловая нагрузка на теплофикационных турбинах 2х260 Гкал/час, давление пара на турбину 130 кгс/см² (килограмм сила на метр в квадрате), температура пара у турбины 540 °С;

-генераторы 3хТГВ-200-2МУЗ производства Харьковского завода «Электротяжмаш» с тиристорным возбуждением, водородно-водяным охлаждением и напряжением на выводах 15,75 кВ.

Нерюнгринская ГРЭС работает в единой энергосистеме Дальнего Востока. Связь осуществляется по двум линиям 220 кВ НГРЭС-Тында протяженностью 183,6 км.

Чульманская ТЭЦ старейшая электрическая станция Нерюнгринского района введена в строй действующих в 1962 году, работает в составе Нерюнгринской ГРЭС и объединенной энергосистемы Дальнего Востока. Чульманская ТЭЦ обеспечивает электроэнергией поселок Чульман и горно-добывающую промышленность Алданского района, теплом – промышленные

предприятия и жилой фонд пос. Чульман. С вводом в работу НГРЭС изменились задачи, стоящие перед Чульманской ТЭЦ, в результате чего была демонтирована часть устаревшего оборудования. В настоящее время установленная мощность Чульманской ТЭЦ составляет: электрическая 48 МВт, тепловая 165 Гкал/час.

ПС Нижний Куранах (220/110/35кВ). Соединена двумя параллельными ВЛЭП 220 кВ и 110 кВ с Нерюнгринской ГРЭС. На высокой стороне схема распределительного устройства – сдвоенная схема блок-линия-трансформатор; на средней стороне – одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин. Установлено два автотрансформатора мощностью по 63 МВ · А. Мощность трансформаторов 35/6 кВ 2х16 МВА. Генерирует мощность на шинах 110 кВ.

Характеристики распределительных ПС ОАО «ДРСК»

На ПС Верхний Куранах (110/35 кВ) установлены трансформаторы мощностью 16 и 10 МВА. Схема РУ 110 кВ – два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линии. Соединяется с ПС Н.Куранах по линии «Н.Куранах – В.Куранах» и через отпайку в линии «Н. Куранах – Лебединый». При отключении одного трансформатора на шинах 35 кВ сильно снижается напряжение, что негативно влияет на работу потребителей и других подстанций, присоединенных к шине.

На ПС Юхта (110/35/10 кВ) установлен трансформатор 6,3 МВА. Схема РУ 110 кВ – заход-выход. Вся нагрузка находится на напряжении 35 кВ (нагрузка на 10 кВ отсутствует). Отключение ВЛ «Лебединый – Юхта» не нарушает режим сети, разница в напряжениях на шинах незначительная.

На ПС 24 км (110/35/10 кВ) установлены 2 трансформатора мощностью 6,3 МВА каждый. На подстанции отсутствует нагрузка на шинах 10 кВ. Подстанция получает питание по одноцепной ВЛ 110 кВ от ПС ТДЭС, что не удовлетворяет требованиям надежности электроснабжения потребителей.

На ПС Алдан (110/35/6 кВ) установлены 2 трансформатора мощностью 16 МВА каждый. Подстанция получает питание по одноцепной ВЛ 110 кВ ПС

Лебединый – ПС Алдан, что не удовлетворяет требованиям надежности электроснабжения потребителей. При отключении одного трансформатора, второй сильно перегружается.

На ПС Большой Нимныр (110/10 кВ) установлен трансформатор мощностью 2,5 МВА. Схема РУ 110 кВ – блок (линия-трансформатор) с выключателем. При отключении одной из линий питающих подстанцию режим сети расходуется, напряжение на шинах снижается ниже допустимого. Провода линий перегружены по нагреву. Чтобы вывести линию в ремонт придется отключать нагрузки потребителей.

На ПС ЗИФ (110/35/6 кВ) установлены 2 трансформатора мощностью 16 МВА каждый. Схема РУ 110 кВ – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Подстанция соединена двухцепной линией с Н. Куранахом. При отключении одного трансформатора, второй выдерживает нагрузку и обеспечивает надежное электроснабжение потребителей.

На ПС Лебединый (110/35/6 кВ) установлены 2 трансформатора мощностью 16 МВА. Схема РУ 110 кВ – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. При отключении одного трансформатора, второй трансформатор выдерживает перегрузки.

На ПС Малый Нимныр (110/6 кВ) установлен трансформатор мощностью 2,5 МВА. Схема РУ 110 кВ – заход-выход. Подстанция питается по двухцепной отпайке ВЛ «ЧТЭЦ – Большой Нимныр». При отключении одной из цепей режим подстанции удовлетворяет требованиям надежности, но питание потребителей через один трансформатор не удовлетворяет надежной работе подстанции при энергоснабжении потребителей.

На ПС ТДЭС (110/35/6 кВ) установлены 2 трансформатора мощностью 16 и 7,5 МВА. Схема РУ 110 кВ – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Подстанция питается по одноцепной линии «Н.Куранах – ТДЭС». От шин 35 кВ отходит линия в поселок Алексеевск. Вывод трансформатора в ремонт не влияет на режим.

На ПС Угольная (110/35/6 кВ) установлен трансформатор мощностью 10 МВА. Подстанция получает питание по одноцепной отпайке от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – ПС Хатыми. Схема РУ 110 кВ – блок (линия-трансформатор) с выключателем.

На ПС Хатыми (110/10 кВ) установлен трансформатор мощностью 6,3 МВА. Схема РУ 110 кВ – заход-выход. При отключении ВЛ «ЧТЭЦ – Хатыми» или ВЛ «Хатыми – М.Нимныр» работа подстанции практически не нарушается. Ограничение потребительских нагрузок не требуется.

На ПС Восточная (35/6 кВ) установлены 2 трансформатора мощностью 6,3 МВА каждый. Схема РУ - два блока с выключателями. Подстанция питается через ПС Лебединый и ПС В.Куранах. Отключение одной из линий приводит к недопустимому снижению напряжений на шинах всех подстанций присоединённых к ВЛ 35 кВ «В.Куранах – Лебединый». Отключение одного трансформатора перегружает второй.

На ПС Электрокотельная (35/6 кВ) установлены 2 трансформатора мощностью 6,3 МВА каждый. Подстанция питается по одноцепной линии от ПС Восточная, что не удовлетворяет надежности электроснабжения потребителей.

На ПС Н.Якокитская (110/6 кВ) установлен трансформатор мощностью 6,3 МВА. Подстанция не принадлежит «ДРСК», а находится на балансе у местных территориальных сетевых компаний. Схема РУ 110 кВ – блок (линия-трансформатор) с выключателем.

На ПС Рябиновая (110/6 кВ) установлены 2 трансформатора мощностью 6,3 МВА каждый. Подстанция не принадлежит «ДРСК», а находится на балансе у местных территориальных сетевых компаний. Подстанция питается по одноцепной ВЛ от РП «Рябиновый», по ВЛ 110 кВ Лебединый – Н.Куранах.

На ПС НПС-17(220/10 кВ) установлены 2 автотрансформатора 63 МВА каждый. Подстанция получает питание по двухцепной отпайке от ВЛ 220 кВ

Нерюнгринская ГРЭС – ПС Н. Куранах и является частью крупного проекта «Восточная Сибирь – Тихий Океан»

На ПС НПС-18 установлены два автотрансформатора 63 МВА каждый. ПС получает питание по двухцепным ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ПС Н. Куранах и является частью крупного проекта «Восточная Сибирь – Тихий Океан». По способу присоединения к сети ПС является проходной, схема 9 (одна секционированная система шин).

Вывод: оборудование на большинстве подстанций находится в критическом состоянии и подходит к концу срока эксплуатации. Средний коэффициент загрузки трансформаторов равен 25 %. Это говорит о том, что подстанции недогружены и работают с одним включенным трансформатором. В воздушных линиях протекает ток приблизительно равный 50 А. Данные взяты из показаний контрольного дня замеров от 16.12.14 г.

4 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок.

Задача расчета: по данным контрольных замеров в летний и зимний периоды определить летние и зимние вероятностные характеристики электрических нагрузок. К тому же необходимо уточнить максимальные нагрузки, которые будут определяться составом и процентом подключаемых потребителей.

Данный раздел базовый, потому как от нахождения вероятностных характеристик зависит дальнейший выбор оборудования подстанций, проводов и опор ЛЭП.

4.1 Расчёт нагрузок существующих подстанций

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (1)$$

где T - период,

P_{cp} – средняя мощность,

P_i – мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

Среднеквадратичная (эффективная) мощность есть математическое ожидание квадратов мощности за анализируемый период времени. Эта мощность служит для расчета потерь электроэнергии.

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i}, \quad (2)$$

где $P_{эф}$ – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента.

$$P_{max} = P_{cp} + t_{\beta} \cdot \sigma_p = P_{cp} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}\right) \quad (3)$$

где P_{max} – максимальная мощность,

σ_p – среднеквадратичное отклонение,

t_{β} - коэффициент Стьюдента,

k_{ϕ} – коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$k_{\phi} = \frac{P_{ск}}{P_{cp}} \geq 1 \quad (4)$$

Под *минимальной мощностью* понимают среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Определяется для оценки устойчивости работы системы.

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot \left(1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}\right) \quad (5)$$

Пример расчёта подстанции «НПС-17».

По данным дня контрольного замера строим график нагрузки для зимы и для лета и вычисляем вероятностные характеристики.

Для выбора силовых трансформаторов и для анализа электрического потребления необходимо определить среднюю активную и реактивную мощность:

$$P_{cp.z} = \frac{10 \cdot 19 + 12 \cdot 9 + 12 \cdot 3}{24} = 13,917 \text{ MВт}$$

$$P_{cp.l} = \frac{10,2 \cdot 3 + 10,2 \cdot 9 + 8,5 \cdot 19}{24} = 11,829 \text{ MВт}$$

$$Q_{cp.z} = \frac{0,02 \cdot 3 + 0,02 \cdot 9 + 0,02 \cdot 19}{24} = 0,026 \text{ MВар}$$

$$Q_{cp.l} = \frac{0,017 \cdot 3 + 0,017 \cdot 9 + 0,017 \cdot 19}{24} = 0,022 \text{ MВар}$$

Для определения потерь электрической энергии найдем эффективную мощность:

$$P_{эф.z} = \sqrt{\frac{12^2 \cdot 3 + 12^2 \cdot 9 + 10^2 \cdot 19}{24}} = 16,004 \text{ MВт}$$

$$P_{эф.l} = \sqrt{\frac{10,2^2 \cdot 3 + 10,2^2 \cdot 9 + 8,5^2 \cdot 19}{24}} = 13,604 \text{ MВт}$$

$$Q_{\text{эф.з}} = \sqrt{\frac{0,02^2 \cdot 3 + 0,02^2 \cdot 9 + 0,02^2 \cdot 19}{24}} = 0,03 \text{ MBm}$$

$$Q_{\text{эф.л}} = \sqrt{\frac{0,017^2 \cdot 3 + 0,017^2 \cdot 9 + 0,017^2 \cdot 19}{24}} = 0,025 \text{ MBm}$$

Для того чтобы определить максимальную мощность необходимо определить коэффициент формы, который находится по формуле:

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1,03$$

Максимальная и минимальная активная и реактивная мощность:

$$P_{\text{max.з}} = 13,917 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,03^2 - 1}) = 18,641 \text{ MBm};$$

$$P_{\text{min.з}} = 13,917 \cdot (1 - 1,96 \cdot \sqrt{1,03^2 - 1}) = 9,192 \text{ MBm};$$

$$P_{\text{max.л}} = 11,829 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,03^2 - 1}) = 15,845 \text{ MBm};$$

$$P_{\text{min.л}} = 11,829 \cdot (1 - 1,96 \cdot \sqrt{1,03^2 - 1}) = 7,813 \text{ MBm};$$

$$Q_{\text{max.з}} = 0,026 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,03^2 - 1}) = 0,035 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{min.з}} = 0,026 \cdot (1 - 1,96 \cdot \sqrt{1,03^2 - 1}) = 0,017 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{max.л}} = 0,022 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,03^2 - 1}) = 0,029 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{min.л}} = 0,22 \cdot (1 - 1,96 \cdot \sqrt{1,03^2 - 1}) = 0,015 \text{ Мвар}$$

Сведем вероятностные характеристики нагрузок на всех подстанциях в таблицу 3.

Таблица 3 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок на подстанциях

Подстанция	Время	P_{cp}	$P_{эф}$	P_{min}	P_{max}	Q_{cp}	$Q_{эф}$	Q_{min}	Q_{max}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Угольная	Зима	0,49	0,573	0,176	0,588	0,05	0,057	0,018	0,059
	Лето	0,147	0,172	0,053	0,176	0,05	0,057	0,018	0,059
Хатыми	Зима	0,315	0,369	0,113	0,378	0,11	0,123	0,04	0,126
	Лето	0,168	0,197	0,06	0,202	0,06	0,066	0,02	0,067
М.Нимныр	Зима	0,14	0,164	0,05	0,168	0,03	0,033	0,01	0,034
	Лето	0,133	0,156	0,048	0,16	0,03	0,033	0,01	0,034
Б.Нимныр	Зима	0,119	0,139	0,043	0,143	0,42	0,491	0,151	0,504
	Лето	0,231	0,27	0,083	0,277	0,08	0,098	0,03	0,101
Юхта	Зима	0,504	0,59	0,181	0,605	0,17	0,197	0,06	0,202
	Лето	1,372	1,605	0,494	1,646	0,45	0,524	0,161	0,538
Лебединый	Зима	3,038	3,554	1,094	3,646	1	1,171	0,36	1,201
	Лето	2,59	3,03	0,932	3,108	0,85	0,999	0,307	1,025
Алдан	Зима	11,83	13,84	4,259	14,2	3,89	4,545	1,399	4,662
	Лето	5,46	6,388	1,966	6,552	1,59	1,859	0,572	1,907
В.Куранах	Зима	4,445	5,201	1,6	5,334	1,38	1,613	0,496	1,655
	Лето	1,82	2,129	2,184	2,184	0,73	0,852	0,262	0,874
Н.курахах	Зима	53,82	62,97	19,38	64,59	17,7	20,67	6,36	21,202
	Лето	58,98	69	21,23	70,77	23,6	27,62	8,497	28,33
ЗИФ	Зима	13,58	15,89	4,89	16,3	4,95	5,79	1,78	5,94
	Лето	11,14	13,03	4,01	13,36	3,65	4,27	1,313	4,376
ТДЭС	Зима	5,11	5,98	1,84	6,132	1,68	1,966	0,605	2,016
	Лето	2,87	3,358	1,033	3,444	1,12	1,31	0,403	1,344

Продолжение таблицы 3

МПС	Зима	0,532	0,622	0,192	0,638	0,7	0,819	0,252	0,84
	Лето	0,623	0,729	0,224	0,748	0,2	0,238	0,073	0,244
Восточная	Зима	5,6	6,552	2,016	6,72	1,9	2,23	0,69	2,285
	Лето	2,66	3,112	0,958	3,192	0,87	1,016	0,312	1,042
Эл.котель- ная	Зима	0,14	0,164	0,05	0,168	0,22	0,262	0,081	0,269
	Лето	0,161	0,188	0,058	0,193	0,98	1,147	0,353	1,176
Якут	Зима	0,07	0,082	0,025	0,084	0,04	0,041	0,013	0,042
	Лето	0,035	0,041	0,013	0,042	0,02	0,025	0,008	0,025
Нижнеяко- китская	Зима	3,219	3,702	1,662	4,776	1,1	1,268	1,662	4,776
	Лето	2,736	3,147	1,413	4,06	0,94	1,078	0,484	1,39
Рябиновая	Зима	0,065	0,074	0,033	0,556	0,38	0,431	0,193	0,556
	Лето	0,055	0,063	0,028	0,081	0,32	0,366	0,164	0,472
НПС-17	Зима	13,92	16	9,192	18,64	0,03	0,03	0,017	0,035
	Лето	11,83	13,6	7,813	15,85	0,02	0,025	0,015	0,029

4.2 Прогнозирование электропотребления

Прогноз собственного электропотребления и максимальной нагрузки в Южном энергорайоне Якутской энергосистемы на период до 2020 г. с указанием ожидаемых среднегодовых темпов роста (Рисунок 4) [Концепция стратегии развития электроэнергетики Дальнего Востока до 2020 г.].

Среднегодовой темп роста электропотребления на период до 2020 г. составляет 9,0%, максимальной нагрузки – 8,9%.

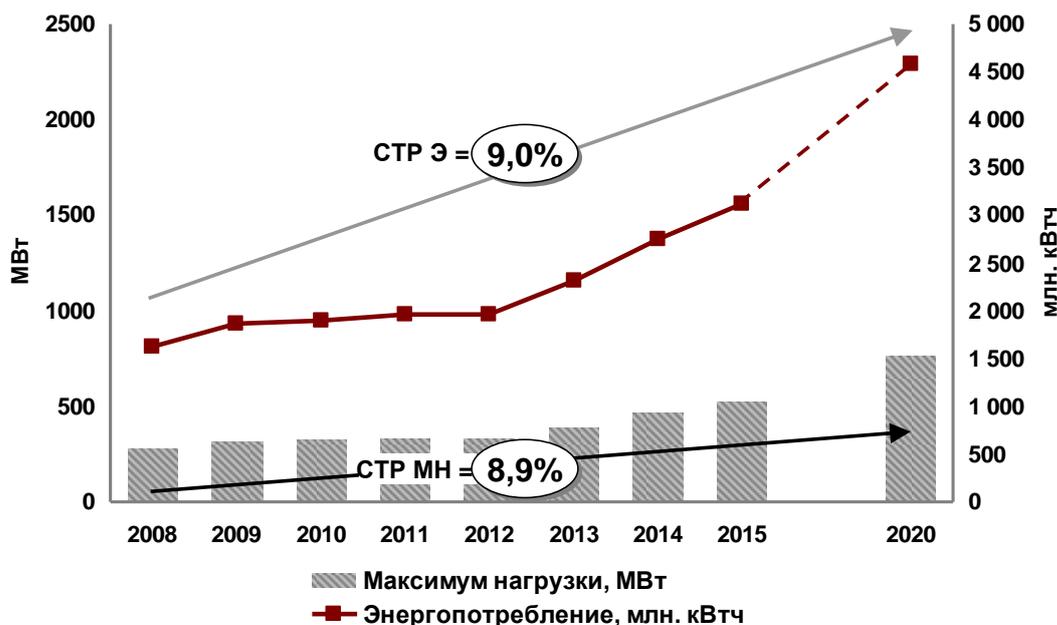


Рисунок 4 - Прогноз собственного энергопотребления и максимальной нагрузки в Южном энергорайоне Республики Саха (Якутия) до 2020 г., ожидаемые среднегодовые темпы роста энергопотребления (СТР Э) и максимума нагрузки (СТР МН) за период 2008-2020 гг.

Рост спроса на электроэнергию будет определяться динамикой промышленного развития Республики Саха (Якутия). На территории Якутии в настоящее время разведан и частично готов к промышленному освоению ряд месторождений с разнообразными природными ресурсами. Динамика спроса на электроэнергию обусловлена планами реализации проектов по освоению месторождений.

Основными стратегическими задачами являются:

1. Создание газотранспортной системы Якутия-Хабаровск-Владивосток для транспортировки якутского газа.
2. Повышение надежности электроснабжения потребителей;
3. Обеспечение прогнозного роста спроса на электроэнергию;

Суровые климатические условия предъявляют высокие требования к уровню надежности энергооборудования. Программы ремонтов, технического

переворужения и реконструкции должны вестись в соответствии с самыми высокими техническими требованиями.

Для обеспечения электроэнергией промышленного кластера в Южной Якутии необходимо развитие гидропотенциала региона, что позволит в долгосрочной перспективе получить прогнозируемые цены на электроэнергию для промышленности. Задачей данного раздела является нахождение вероятностных характеристик, которые несут большую смысловую нагрузку, так как по ним производится выбор оборудования подстанций, проводов и опор линий электропередач.

Определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов:

$$P_{\text{прог}} = P^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}} \quad (6)$$

где $P^{\text{баз}}$ – базовая заданная мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,09;

$t_{\text{прог}}$ – год на который определяется электрическая нагрузка (2017 год);

$t_{\text{баз}}$ – год в который снимался первый замер (2012 год).

Так же существует другой способ расчета вероятностных характеристик нагрузки - программный комплекс «Расчет сети», позволяющий определить по максимальной активной мощности среднюю активную мощность, максимальную и среднюю реактивную мощности нагрузки.

Таблица 4 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок на подстанциях.

Подстанция	Время	Р _{ср}	Р _{эф}	Р _{max}	Q _{ср}	Q _{эф}	Q _{max}
1	2	3	4	5	6	7	8
Угольная	Зима	0.754	0.882	0.905	0.075	0.088	0.09
	Лето	0.226	0.265	0.271	0.075	0.088	0.09
Хатыми	Зима	0.485	0.567	0.582	0.162	0.189	0.194
	Лето	0.258	0.302	0.31	0.086	0.101	0.103

М.Нимныр	Зима	0.215	0.252	0.258	0.043	0.05	0.052
	Лето	0.205	0.239	0.246	0.043	0.05	0.052
Б.Нимныр	Зима	0.183	0.214	0.22	0.646	0.756	0.775
	Лето	0.355	0.416	0.427	0.129	0.151	0.155
Юхта	Зима	0.775	0.907	0.931	0.258	0.302	0.31
	Лето	2.111	2.47	2.533	0.689	0.806	0.827
Лебединый	Зима	4.674	5.469	5.609	1.54	1.802	1.848
	Лето	3.985	4.662	4.782	1.314	1.537	1.577
Алдан	Зима	18.202	21.296	21.842	5.978	6.994	7.173
	Лето	8.401	9.829	10.081	2.445	2.861	2.934
В.Куранах	Зима	6.839	8.002	8.207	2.122	2.482	2.546
	Лето	2.8	3.276	3.36	1.12	1.311	1.344
Н.курапах	Зима	82.813	96.892	99.376	27.184	31.806	32.621
	Лето	90.74	106.17	108.89	36.318	42.492	43.581
ЗИФ	Зима	20.895	24.447	25.073	7.615	8.909	9.138
	Лето	17.136	20.049	20.563	5.611	6.565	6.734
ТДЭС	Зима	7.862	9.199	9.435	2.585	3.024	3.102
	Лето	4.416	5.167	5.299	1.723	2.016	2.068
24 км	Зима	0.108	0.126	0.129	0.032	0.038	0.039
	Лето	0.032	0.038	0.039	0.065	0.076	0.078
МПС	Зима	0.819	0.958	0.982	1.077	1.26	1.292
	Лето	0.959	1.122	1.15	0.312	0.365	0.375
Восточная	Зима	8.616	10.081	25.6	2.93	3.428	3.515
	Лето	4.093	4.789	8.911	1.336	1.563	1.603
Эл.котельная	Зима	0.215	0.252	0.258	0.345	0.403	0.414
	Лето	0.248	0.29	0.297	1.508	1.764	1.809
Якукут	Зима	0.108	0.126	0.129	0.054	0.063	0.065
	Лето	0.054	0.063	0.065	0.032	0.038	0.039
Нижнеяко-китская	Зима	4.953	5.696	7.349	1.696	1.951	2.517
	Лето	4.21	4.842	6.247	1.442	1.658	2.139
Рябиновая	Зима	0.099	0.114	0.147	0.576	0.663	0.855
	Лето	0.084	0.097	0.125	0.49	0.563	0.727
НПС-17	Зима	21.413	24.624	28.682	0.04	0.046	0.053
	Лето	18.201	20.931	24.379	0.034	0.039	0.045

5 Расчет и анализ установившихся режимов в существующих сетях

5.1 Составление графа электрической сети и выбор начальных данных для расчета режимов на ПВК

Расчет установившихся режимов необходим для оценки возможности их существования, анализа уровней напряжений в узлах и регулирования напряжения, определения перетоков мощности по ВЛЭП и через трансформаторы, а также для определения и анализа потерь мощности в элементах сети и в сети в целом.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Расчет режима проводим в программно-вычислительном комплексе RastrWin. Программно-вычислительный комплекс RastrWin предназначен для решения задач составления и анализа уравнений установившегося режима и может использоваться при эксплуатации и проектировании электроэнергетических систем.

5.2 Исходные данные для расчета установившегося режима

В качестве источников питания принимаем Нерюнгринскую ГРЭС и Чульманскую ТЭЦ. В RastrWin трехобмоточные трансформаторы представляются тремя ветвями, где каждая ветвь соответствует обмоткам ВН, СН и НН, которые зависят от коэффициента трансформации. Линии задаются активными и индуктивными сопротивлениями провода.

Таблица 5 – Параметры схемы замещения линий

Марка провода	Линия		r , Ом	x , Ом	b , мкСм
1	2		3	4	5
2хАС-185	100	101	1,42	3,68	$24,4 \cdot 10^{-6}$
2хАС-185	1	2	0,37	0,95	$6,3 \cdot 10^{-6}$
2хАС-185	2	101	2,5	6,48	$43,1 \cdot 10^{-6}$
2хАС-120	101	20	4,68	8,11	$50,5 \cdot 10^{-6}$
АС-120	20	4	12,2	21,35	$132,9 \cdot 10^{-6}$
АС-120	4	31	4,28	11,11	$73,9 \cdot 10^{-6}$
АС-120	101	31	28,06	49,1	$305,7 \cdot 10^{-6}$

AC-120	31	8	11,04	19,78	$124,2 \cdot 10^{-6}$
AC-120	8	10	4,75	8,51	$53,5 \cdot 10^{-6}$
AC-120	10	14	8,93	16	$100,4 \cdot 10^{-6}$
AC-120	14	23	5,28	9,46	$59,4 \cdot 10^{-6}$
AC-120	23	24	9,77	17,5	$109,9 \cdot 10^{-6}$
AC-120	24	25	0,24	0,43	$2,7 \cdot 10^{-6}$
AC-120	24	102	2,26	4,04	$25,4 \cdot 10^{-6}$
AC-95	25	102	3,01	4,34	$26,1 \cdot 10^{-6}$
2xAC-240	200	63	13,44	60	$370 \cdot 10^{-6}$
2xAC-300	35	103	6,6	30	$185 \cdot 10^{-6}$
2xAC-240	35	63	6,6	30	$185 \cdot 10^{-6}$

Таблица 6 – Информация об узлах схемы

Номер	Мощность нагрузки	Мощность генерации	Напряжение, кВ
100	$115 + j 38$		114,90
101	$11,6 + j 7$	$35 + j 10$	115,00
102	$51 + j 13$	$90 + j 10$	114,91
200		$220,7 + j 30$	230,00
23	$0,1 + j 0,9$		106,20
31	$0,3 + j 0,1$		111,24
14	$13,9 + j 10,4$		102,50
25	$38,3 + j 20,1$		113,20
35	$28,6 + j 0,1$		225,26
8	$0,2 + j 0,8$		107,31
10	$0,9 + j 0,3$		105,63
4	$0,6 + j 0,2$		112,16

5.3 Расчет режима

При расчете максимального режима нагрузки узлов задаются максимальными активной и некомпенсированной реактивной мощностями. Мощности нагрузок на подстанциях принимаются приведенными к высокой стороне, за контрольный замер 2015 года. Результаты расчета максимального режима, рассчитанного с помощью ПК RastrWin, представлены в приложении Б.

5.4 Анализ результатов расчета режима

Для нормального электроснабжения нужно поддерживать нормальные уровни напряжения, обращать внимание на потери. При анализе результатов расчета режима электроэнергетической системы проверяют потери активной мощности и они не должны превышать 5 %, а потери реактивной мощности 15 %. Результаты расчета приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Распределение потерь в схеме

Суммарные мощности	Максимальный режим	
	P , МВт	Q , Мвар
Генерация в ЛЭП	-	4,45
Потери в трансформаторах	1,59	16,69
Потери в ЛЭП	5,74	9,46
Суммарные потери	7,82	25,08

Из таблицы следует вывод, что с учетом прогнозируемых нагрузок на 5 лет потери в энергорайоне существенно возрастут. Из-за этого снизится качество электроэнергии и надежность сети. На рисунке 5 изображена исходная схема проектируемой сети.

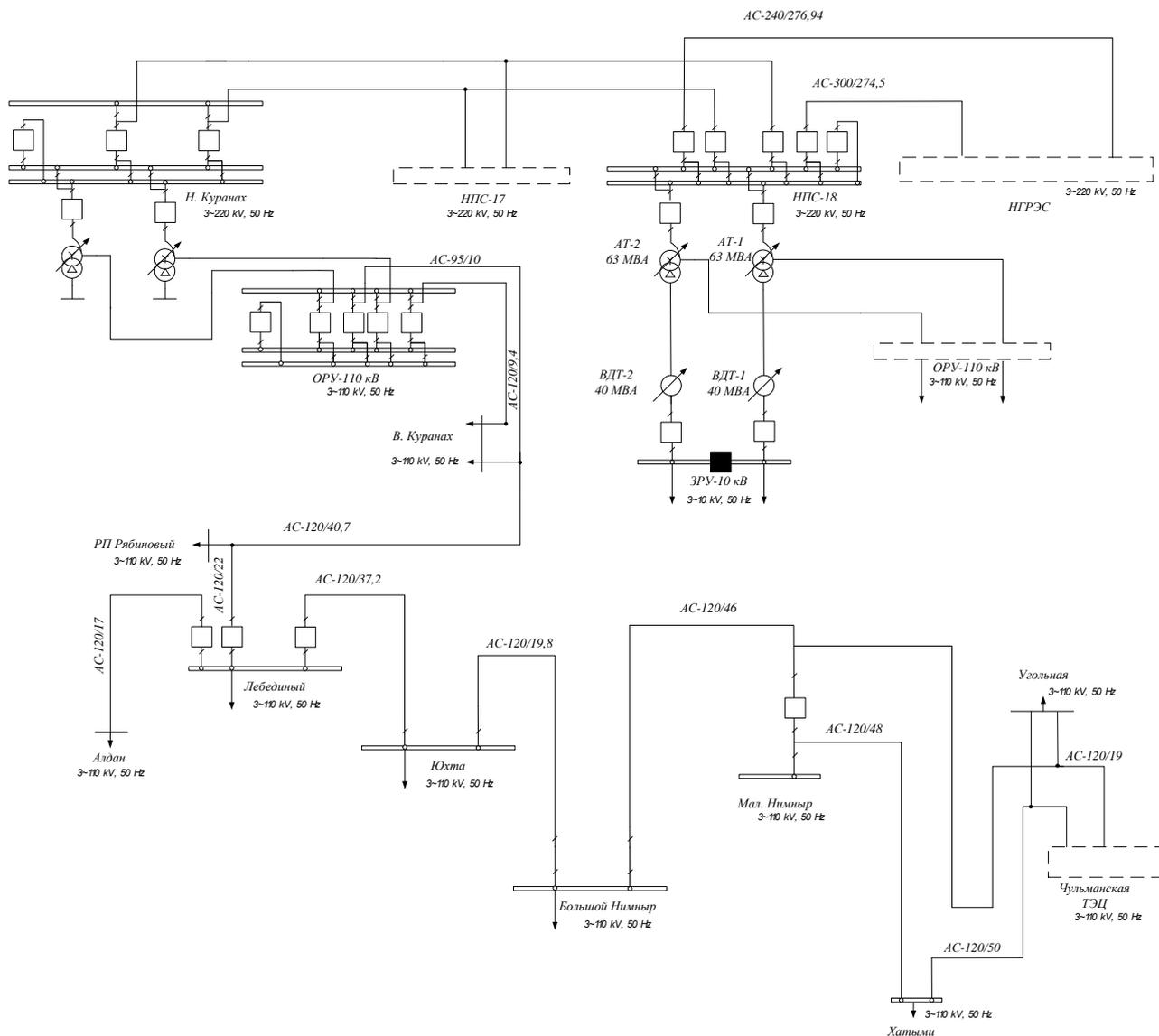


Рисунок 5 – Исходная схема проектируемой сети

6 Разработка вариантов подключения КС № 4

6.1 Критерии разработки вариантов электрической связи.

При разработке возможных вариантов схем электрической сети используются следующие принципы составления вариантов.

- линии не могут пересекаться;
- обязательный учет категоричности потребителей по надежности электроснабжения;
- исключение обратных перетоков мощности в разомкнутых сетях;
- возможное применение простых конфигураций электрических сетей.

- нежелательное применение сложноразветвленных схем;
- связность сети;
- исключение объединения маломощных подстанций с крупными в разветвленных сетях;
- разветвление электрической сети целесообразно осуществлять в узле нагрузки;
- вариант сети предусматривает обеспечение требуемого уровня надежности электроснабжения;
- нужно предусмотреть возможность развития электрических нагрузок в пунктах потребления;
- вариант электрической сети должен быть технически осуществимым.

При построении вариантов необходимо учитывать, что магистральные сети по сравнению с кольцевыми имеют большую протяженность ВЛ в одноцепном исполнении, менее сложные схемы РУ, меньшую стоимость потерь электроэнергии. Кольцевые сети более надежны, гибки, удобны при дистанционном управлении.

При разработке схем нужно учитывать и то, что разветвленные схемы более надежны, а разомкнутые – более экономически выгодные, что немаловажно.

Схемы электрических сетей обязаны с минимальными затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у потребителей, безопасность эксплуатации сети, а также возможность её дальнейшего проектирования и подключение новых потребителей.

6.2 Варианты схем подключения КС №4.

Для электроснабжения завода рассмотрено несколько вариантов его подключения:

Первый вариант заключается в том, что КС подключается к одноцепной ЛЭП ПС Большой Нимныр – ПС Малый Нимныр. Этот вариант наиболее простой и дешевый, т.к. не требует нового строительства ВЛ и усложнения схемы РУ. Но в послеаварийном режиме (при отключении ВЛ 110 кВ «Малый Нимныр») мы видим, что напряжение на шинах ПС «Большой Нимныр», ПС

«Лебединый», ПС «Юхта» находится в недопустимых значениях. В такой схеме не обеспечивается надежное электроснабжение потребителей.

Вариант представлен на рисунке 6

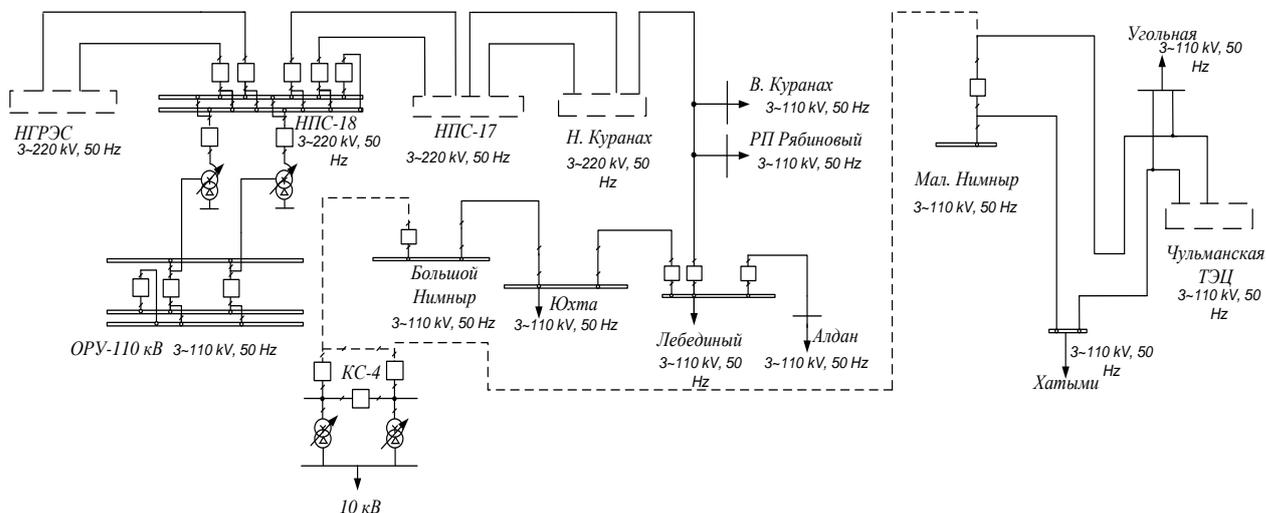


Рисунок 6 – Вариант схемы №1

Вариант № 2 заключается в подключении КС №4 к шинам 110 кВ подстанций НПС–18. Этот вариант исправляет недостатки предыдущего варианта. А также отключение одной из линий не ведет к нарушению режима. Такая схема обеспечивает надежное электроснабжение потребителей. Недостаток такого варианта в том, что потребуются большие затраты на его осуществление по сравнению с первым вариантом. Вариант представлен на рисунке 7.

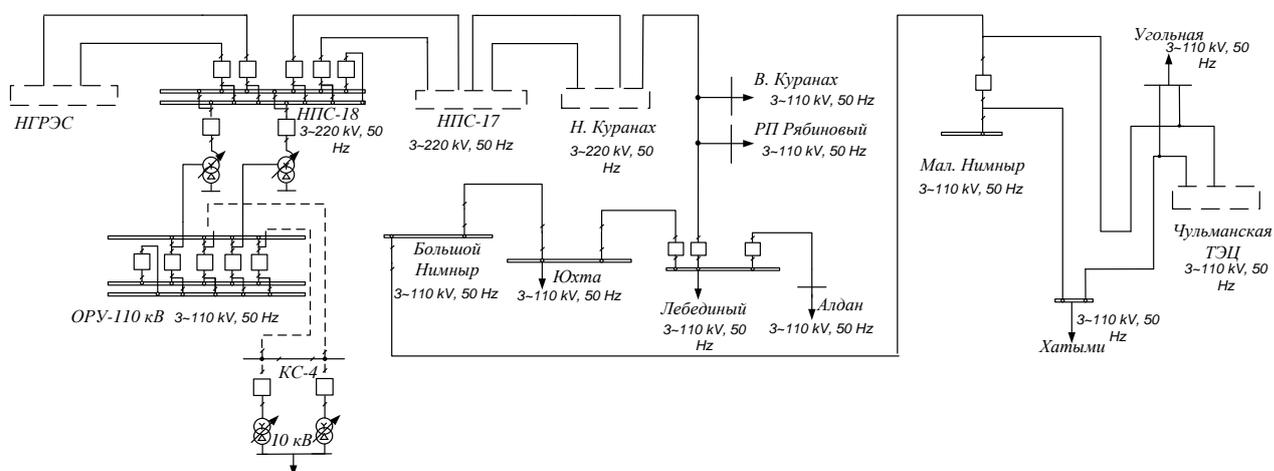


Рисунок 7 – Вариант схемы №2

Вариант № 3 заключается в подключении КС №4 двухцепной линией к ПС Большой Нимныр. Схема ОРУ 110 кВ – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии. Отключение одной из линий не ведет к нарушению режима. Такая схема обеспечивает надежное электроснабжение потребителей. Недостаток такого варианта в том, что потребуются большие затраты на его осуществление по сравнению с первым вариантом. Вариант №3 представлен на рисунке 8.

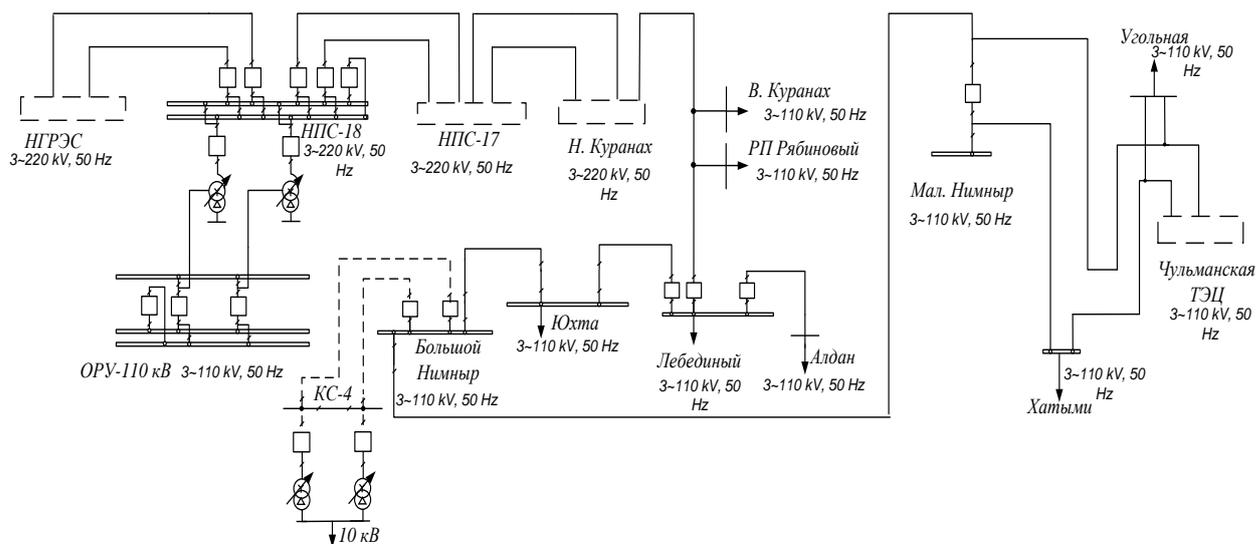


Рисунок 8– Вариант схемы №3

Вывод: Вариант схемы №1 исключается, т.к. он не обеспечивает надежное электроснабжение потребителей.

6.3 Расчет основных параметров электрической сети для конкурентно-способных вариантов.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузке пятого года эксплуатации подстанции. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, которые подключены к данной подстанции. Помимо этого, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции.

Для выбора трансформатора из каталога нужно рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{cp.з}^2 + Q_{cp.з}^2}}{n \cdot K_з} \quad (7)$$

где $P_{cp.з}$ – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_з$ – мощность в зимний период;

n – число трансформаторов, которые устанавливаются на КС;

$K_з$ – коэффициент загрузки, для двухтрансформаторной КС примем равным 0,7.

$$S_{расч.Т1} = \frac{\sqrt{7,3^2 + 2,92^2}}{2 \cdot 0,7} = 5,62 \text{ МВА};$$

Полученное значение расчетной мощности округляется до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора.

Предварительно принимаем 2 трансформатора мощностью 6,3 МВ·А каждый.

Определим коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_з = \frac{\sqrt{P_{cp.з}^2 + Q_{.з}^2}}{n \cdot S_{тр}^{НОМ}} \quad (8)$$

$$K_{з.Т} = \frac{\sqrt{7,3^2 + 2,92^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,624;$$

Данное значение номинального коэффициента загрузки должно находиться в интервале от 0,5 до 0,75.

А также проверяем работу в послеаварийном режиме, при этом условно отключаем один трансформатор. Коэффициент загрузки в этом случае должен находиться в пределах от 1 до 1,4.

$$K_{з.нав.Т1} = \frac{\sqrt{7,3^2 + 2,92^2}}{6,3} = 1,24;$$

Таким образом мощность трансформаторов также должна составлять 6,3 МВ·А.

Сечение проводов ВЛЭП выбираются по экономическим токовым интервалам. Для этого нужно определить расчетное значение тока текущего по линии:

$$I_{Pij} = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max ij} \quad (9)$$

где α_i – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации, но так как мы спрогнозировали нагрузку то учитывать этот коэффициент мы не будем.

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{\max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы (для ВЛ 110 кВ $K_{M.C110} = 1$).

I_{\max} – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_{\max .ij} = \frac{\sqrt{P_{\max ij}^2 + Q_{i,j}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \quad (10)$$

где $P_{\max ij}$ – поток максимальной активной мощности текущей по линии зимой;

$Q_{i,j}$ – поток реактивной мощности передаваемой по линии зимой.

По таблицам в зависимости от напряжения, рассчитанного тока $I_{расч}$, района по гололеду, материала опор, числа цепей и региона по гололеду, где проходит сеть, мы выбираем экономически целесообразные сечения проводов.

Результаты расчетов по выбранным двум схемам приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результат расчета сечения провода ВЛЭП

№ варианта	Класс напряжения, кВ	Значение тока по результатам расчета, А		Провод	Сечение по эк. токовым интервалам	Допустимый длительный ток, А
		норм	п/ав			
2	110	22	44	АС – 70	25	265
3	110	22	44	АС – 70	25	265

В первом случае была отключена линия «НПС-18-КС №4»(вариант №2), во втором – линия «Большой Нимныр-КС №4» (вариант №3).

6.4 Техничко-экономическое сравнение вариантов сети

После расчета основных параметров для вариантов развития сети, сравним затраты на предлагаемые проекты.

Расчет произведем по укрупненным стоимостным показателям. Цены оборудования и воздушных линий взяты за 2000 год.

Ниже сведем в таблицы необходимые для расчета параметры КС и линий связи.

Таблица 9 – Характеристики ВЛ

№ варианта	Линия	Класс напряжения, кВ	Число цепей	Длина, км
2	НПС-18 ОРУ 110кВ-КС №4	110	2	12
3	Большой Нимныр-КС №4	110	2	14

Исходя из условия наличия на КС №4 потребителей I и II категории, согласно ПУЭ (ред. 7), при проектировании на КС будут установлены два

трансформатора марки ТМН 6300/110 для обеспечения требования надежности электроснабжения.

Таблица 10 – Сечения проводов

№ варианта	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Стоимость 1км, тыс. руб.
2	110	АС – 70/11	1280
3	110	АС – 70/11	1280

Таблица 11– Схемы распределительных устройств

КС	Схема распредел. устройства
№4	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии

Количество выключателей на проектируемой КС представлено в таблице 12. К установке приняты элегазовые выключатели, имеющие высокую отключающую способность, быстродействие, а также высокую надежность.

Таблица 12 – Выключатели

Класс напряжения, кВ	Количество вновь устанавливаемых выключателей	
	Вариант 2	Вариант 3
110	2	2

Можно сделать вывод из сравнительного анализа, что оба варианта имеют одинаковое оборудование и различаются только длиной воздушной линии, где предпочтение отдается варианту №2.

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{ЛЭП}, \quad (11)$$

где $K_{ПС}$ - капиталовложения на сооружение компрессорной станции,

$K_{ЛЭП}$ - капиталовложения на сооружение ЛЭП.

Капиталовложения на КС определяются в зависимости от их номинального напряжения, схемы электрических соединений типов отключающей аппаратуры на стороне высшего напряжения (выключатели, отделители в комплекте с короткозамыкателями), количества и мощности устанавливаемых трансформаторов.

Укрупненные стоимостные показатели оборудования ПС в ценах 2000 г. сведём в таблицу 13.

Таблица 13 – Стоимостные показатели ПС (1991 г.)

№ варианта	$K_{ору}$, тыс.руб	$K_{пост}$, тыс.руб	$K_{тр}$, тыс.руб
2	46000	11000	6400
3	46000	11000	6400

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{пост} + K_{\delta}) \cdot k_{переоц}, \quad (12)$$

где $K_{ОРУ}$ – укрупненные показатели стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ), тыс. руб.;

$K_{тр}$ – укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс. руб.;

$K_{пост}$ – постоянные затраты на строительство подстанций, при осуществлении реконструкции или расширении ПС постоянная часть затрат снижается по сравнению со стоимостью вновь сооружаемых объектов;

K_{δ} – стоимость демонтажа оборудования, подлежащего дальнейшему использованию или хранению, тыс. руб.;

$k_{переоц}$ – коэффициент переоценки (инфляции), составляет 8,23 согласно данным Министерства регионального развития;

Тогда капиталовложения в варианте 2 составят:

$$K_{ПС2} = (46000 + 11000 + 6400) \cdot 8,23 = 521782 \text{ тыс. руб.}$$

Т.к. схема ОРУ и марки трансформаторов в обоих вариантах не различаются, то

$$K_{ПС3} = K_{ПС2}$$

Капитальные вложения в линии электропередач определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = (K_0 \cdot k_{ВЛЗон} \cdot L \cdot \sum_{i=1}^n (1/\alpha_i) \cdot \sum_{i=1}^n \alpha_{усл.i}) \cdot k_{переоц.} \cdot (1 + a_{пр}) + K_{осв.уд} \cdot S \cdot L, \quad (13)$$

$$K_{ВЛ2} = (1280 \cdot 1,3 \cdot 12 \cdot 1,06 \cdot 8,23 \cdot 1,11 \cdot 1,12) + (12 \cdot 72 \cdot 65 \cdot 0,001) = \\ = 24100 \text{ тыс. руб.}$$

где K_0 – удельная стоимость сооружения ВЛ, тыс. руб. на 1 км;

$k_{ВЛЗон}$ – зональный повышающий коэффициент (равен 1,3);

L – длина линии, км;

α_i – коэффициенты, учитывающие условия строительства ВЛ (район по гололеду);

$\alpha_{усл.i}$ – коэффициенты для учета усложняющих условий строительства (скоростной напор ветра);

$k_{переоц.}$ – коэффициент переоценки;

$a_{пр}$ – прочие затраты в процентах от стоимости ВЛ;

S – площадь постоянного отвода земли под опоры, м²/км;

$K_{осв.уд}$ – стоимость земель в постоянный отвод, 72 руб/м² [7].

Для получения полной стоимости ВЛ к показателям добавляют затраты на благоустройство, временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы и авторский надзор, прочие работы и затраты. Средние значения указанных затрат составляют:

2,5-3,0 % – благоустройство, временные здания и сооружения;

7,0-8,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

3,0-3,5 % – прочие работы и затраты.

В результате расчетов с принятыми поправками капиталовложения в воздушные линии составят:

Вариант 2:

$$K_{ВЛ2} = (1280 \cdot 1,3 \cdot 12 \cdot 1,06 \cdot 8,23 \cdot 1,11 \cdot 1,12) + (12 \cdot 72 \cdot 65 \cdot 0.001) = \\ = 24100 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 3:

$$K_{ВЛ3} = (1280 \cdot 1,3 \cdot 14 \cdot 1,06 \cdot 8,23 \cdot 1,11 \cdot 1,12) + (14 \cdot 72 \cdot 70 \cdot 0.001) = \\ = 28120 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 14 – Итог расчета капитальных вложений

№ варианта	К _{ПС} , тыс. руб.	К _{ЛЭП} , тыс. руб.	К _Σ , тыс. руб.
2	45400	24100	69500
3	45400	28120	73520

Таким образом, на основании проведенного экономического сравнения вариантов, можно сделать вывод о том, что вариант №2 более привлекателен с точки зрения размера суммарных капиталовложений, чем вариант №3. Поэтому выбираем его для дальнейшего проектирования.

Подробный расчет можно посмотреть в экономической части дипломного проекта.

7 Расчет токов короткого замыкания

7.1 Общие положения

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту

начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение апериодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток короткого замыкания

Расчет тока к.з. аналитическим способом включает:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;

- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;

- определение искомого тока к.з.

Расчетный ток к.з. определяют в зависимости от назначения расчета: проверку на электродинамическую стойкость производят по току трехфазного к.з.; на термическую стойкость по току трехфазного или двухфазного к.з.; на отключающую способность выключателей - по току трехфазного к.з., а для сетей 110 кВ и выше - дополнительно по току однофазного к.з.

Расчет токов к.з. с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, довольно сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

- не учитывают емкостную проводимость линий;

- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток к.з. учитывают приближенно;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;

- не учитывают влияние нагрузки;

-при вычислении тока короткого замыкания обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение $\frac{x}{r}$ более трех. Однако активное сопротивление нужно учитывать при определении постоянной затухания апериодической составляющей тока к.з. - T_a . В нашем случае T_a будем определять приближенно.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов к.з. (погрешность практических методов расчета не больше 10 %, что принято считать допустимым).

7.2 Расчет токов короткого замыкания в RastrWin

Существует и другой способ посчитать токи КЗ - программно-вычислительный комплекс RASTRKZ. В данном дипломном проекте токи короткого замыкания посчитаны с помощью данной программы. Результаты приведены ниже в таблице.

Таблица 15 – Значение токов КЗ

Вид КЗ, составляющие тока КЗ	Точка КЗ	
	К – 1, на шинах 110 кВ ПС НПС-18 ОРУ 110кВ	К – 2, на шинах 10 кВ КС №4
ток трехфазного КЗ $I_{I\Gamma 0}^{(3)}$, кА	11,69	5,4
ток двухфазного КЗ $I_{\kappa}^{(2)}$, кА	10,78	4,2
ток однофазного КЗ $I_{\kappa}^{(1)}$, кА	10,16	3,2
апериодическая сост. тока КЗ i_{a0} ,кА	16,53	8,65
ударный ток КЗ $i_{y\partial}$,кА	28,3	16,81

8 Проектирование КС №4

8.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны масляные малообъемные, воздушные, элегазовые, вакуумные и т.д.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- напряжение установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (55)$$

- длительный ток:

$$I_{норм} \leq I_{ном}, \quad (56)$$

$$I_{мах} \leq I_{ном}, \quad (57)$$

- отключающая способность:

$$I_{по} \leq I_{откл\ ном} \quad (58)$$

- включающая способность

$$I_{вкл} \geq I_{по} \quad (59)$$

$$i_{вкл} \geq i_{уд}$$

(60)

Проверяем выключатели по параметрам:

$$i_{аном} \geq i_{ат} \quad (61)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{отклном} \cdot \frac{\beta}{100} = 29,42 \text{ кА} \quad (62)$$

где β - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя.

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} \quad (63)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 11,69 \cdot e^{-\frac{0,032}{0,03}} = 4,06 \text{ кА}$$

где $\tau = 0.032$

Проверка по термической устойчивости выключателя:

$$B_T \geq B_k \text{ или } I_T^2 \cdot t_T \geq I_{no}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (64)$$

где $t_{откл} = t_{с.в.о.} + t_{р.з.}$

$$B_k = 11,69^2 \cdot (0,032 + 0,03) = 4,313 \text{ МА}^2\text{с}$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\max p} = \frac{S_{CH} + S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 44 \text{ А}; \quad (65)$$

Для установки в ОРУ 110 кВ ПС НПС-18 выбираем элегазовый выключатель марки ЛТВ 145.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 16.

Таблица 16 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 44 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$

$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ MA}^2\text{c}$	$B_K = 4,313 \text{ MA}^2\text{c}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 8,341 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 8,341 \text{ кА}$	$I_{\text{П}} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 29,42 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 4,06 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

Из результатов видно, что выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для установки в КРУН 10 кВ ПС НПС-18 выбираем выключатель ВВ/TEL – 10 – 20 / 1000 – УЗ. Вакуумный выключатель предназначен для работы в КРУ и КСО внутренней и наружной установки класса напряжения до 10 кВ трехфазного переменного тока 50 Гц для систем с изолированной и заземленной нейтралью. Выключатель снабжен пофазным электромагнитным приводом с “магнитной защелкой”. Диапазон рабочих температур от –25 до +50 °С.

Для выбора выключателя для шин 10 кВ расчет проводится аналогично предыдущему.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_K = I_{\text{нО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (67)$$

где $t_{\text{откл}}$ - время отключения выключателя, принимаем

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о.}} + t_{\text{р.з.}}, \text{ с};$$

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_k = 5,4^2 \cdot (3,52 + 0,017) = 1974 \text{ MA}^2\text{c};$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{откл}} = 52 \text{ кА}; \quad (68)$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 0,4$;

$I_{\text{откл}}$ - отключающий номинальный ток, для данного выключателя

$$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}.$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН также определяем для наиболее загруженного выключателя – трансформаторного:

$$I_{\text{max p}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot 6} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 484 \text{ А}; \quad (69)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 17.

Таблица 17 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 800 \text{ А}$	$I_{\text{pmax}} = 484 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I^2_T \cdot t_T = 3969 \text{ MA}^2\text{c}$	$B_k = 1974 \text{ MA}^2\text{c}$	$B_k \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 10,2 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$

$i_{\text{АНОМ}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 0,038 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$
-----------------------------------	------------------------------------	--------------------------------------

Из результатов видно, что выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

8.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, которые находятся под током.

На стороне ВН КС №4 выбираем разъединители SGF 123n П-100УХЛ1+2Е. SGF-123 является двухколонковым горизонтально - поворотным разъединителем. Он состоит из трех отдельных полюсов, соединенных между собой межполюсными тягами для передачи приводного момента. Заземлители могут быть установлены с одной и с обеих сторон разъединителя и двигаются в плоскости, перпендикулярной фазовому направлению. Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя сведено в таблице 18.

Таблица 18 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{Н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 44 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 28,3 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 4800 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 4,313 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} \leq I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}}$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и мы можем принять его к установке.

8.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы более удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей

измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, а так же две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных ячейках устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно и двух ТТ. Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора. Номинальный ток трансформатора тока должен быть наиболее ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ - номинальная допустимая нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{приб}$, сопротивления соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов R_k :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k; \quad (70)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, нужно определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения

должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{\text{ПРОВ}} = R_{\text{ПРОВ}}$. В качестве вторичной нагрузки ТТ принимаем трехканальные щитовые цифровые амперметры, ваттметры, варметры, а также трехфазный счетчик активной и реактивной энергии. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020	4	4	4
Ваттметр	СА 3020	5	-	5
Варметр	СА 3020	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		14,1	4,1	14,1

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{ном}} \geq \sum (Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}); \quad (71)$$

На ОРУ выберем трансформатор тока ТГ 145. Нагрузка на трансформатор тока определяется по этой формуле:

$$r_{\text{нагр}} = \sum r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}; \quad (72)$$

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}; \quad (73)$$

где $r_{ПП}$ - сопротивление проводов;

$Z_{2ном} = 20$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{14,1}{1^2} = 14,1 \text{ Ом}, \quad (74)$$

где $\sum S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,5$ Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}, \quad (87)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 20.

Таблица 20- Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U_H , кВ	l , м
110	75 - 100
10	10

Принимаем провода с алюминиевыми жилами сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S} = \frac{0,028 \cdot 80}{4} = 0,566 \text{ Ом.} \quad (88)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{np} + r_k = 14,1 + 0,566 + 0,5 = 15,166 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока сведено в таблице 21.

Таблица 21 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 300 \text{ А}$	$I_P = 131,216 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$

$Z_{2НОМ} = 20 \text{ Ом}$	$Z_2 = 15,156 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_K = 4,313 \text{ МА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

КРУН 10 кВ:

Таблица 22 – Приборы, подключаемые к ТОЛ – 10 – 1

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность, ВА

Амперметр	Э-350	1,5	0,5
Ваттметр	Д-345	1,5	0,5
Варметр	Д-345	2,5	0,5
Итого:			1,5

Таблица 23 – Трансформатор тока ТОЛ – 10 – 1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 44 \text{ А}$	$I_{1ном} = 800 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2p} = 0,38 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2p} < Z_{2ном}$
$i_y = 16,81 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 1974 \text{ МА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 3969 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

8.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, которые соединены по схеме “открытый треугольник”. Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-10 кВ) обычно устанавливают 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, нужно составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч}}$.

Измерительные ТН своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, размещенных на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения показаны в таблице 33.

Таблица 24 - Условия выбора и проверки ТН

Параметр	Условия выбора
1	2
Напряжение	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$

Класс точности	$\Delta U_{доп} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2H} \geq S_{2расч}$

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения ЕМФ–123. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 25.

Таблица 25 - Вторичная нагрузка ТН

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	2	
Ваттметр	7КТ1 30	5	4	15	
Варметр	7КТ1 30	5	4	15	
Счетчик РЭ	7КТ1 16	2,4	4		
Счетчик АЭ	7КТ1 16	2,4	4	72	
Итого				104	

$$S_p = 104 \text{ ВА}; \quad (93)$$

Таблица 26-Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ}=110 \text{ кВ}$	$U_{сет.НОМ}=110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{сет.НОМ}$
$S_{НОМ}=125 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma}=104 \text{ ВА}$	$S_{НОМ} \geq S_{2\Sigma}$

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 10 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 27.

Таблица 27 - Вторичная нагрузка ТН

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	Число приборов	S_{Σ} , ВА
Вольтметр	ЩП 120П- 4,0-220 ВВУ	5,5	3	16,5
Ваттметр	СТ 3021-5	5	3	15
Варметр	СТ 3021-5	5	3	15

Продолжение таблицы 40

Счетчик АЭ и РЭ	СЕ302	9	8	72
Итого				118,5

$$S_p = 118,5 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 28.

Таблица 28 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_H$
$S_H = 125 \text{ ВА}$	$S_p = 118,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Из результатов видно, что выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

8.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Наибольшее рабочее напряжение ОПН $U_{нро}$ выбирается, принимая во внимание следующие факторы:

– наибольшее рабочее напряжение сети в месте установки ОПН (классы напряжения электрооборудования сетей 110-750 кВ согласно ГОСТ 1516.3 приведены в таблице 42);

– зафиксированные в эксплуатации (в месте предполагаемой установки ОПН) увеличения напряжения сверх нормированного значения наибольшего рабочего напряжения сети;

– наличие или отсутствие трансформаторов с разземленной нейтралью.

Наибольшее рабочее напряжение $U_{нро}$, приведенное в таблице 29, принимается на 5% выше наибольшего длительно допустимого рабочего (фазного) напряжения сети $U_{нрс}/\sqrt{3}$.

Таблица 29 – Выбор наибольшего рабочего напряжения в сети с глухозаземленной нейтралью

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750
$U_{нро}$, кВ	77	153	220	318	477

Если в эксплуатации имело место превышение фазным сетевым напряжением уровня $U_{нрс}/\sqrt{3}$, то наибольшее рабочее напряжение $U_{нро}$ принимается на 5% выше максимального зафиксированного (фазного) напряжения сети.

Рекомендуемая для ОПН энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 2000 мкс), отнесенная к значению $U_{нро}$, обозначена $W_{уд}$ и приведена в таблице. В таблице 44 так же указаны рекомендуемые диапазоны тока пропускной способности.

Некоторые производители в каталогах на ОПН:

– относят энергию не к наибольшему рабочему напряжению ОПН ($U_{нро}$), а к номинальному напряжению ОПН ($U_{ном}^{опн}$); в этом случае рекомендуемая удельная энергия $W_{уд}$ будет меньше значений, указанных в таблице;

- указывают энергию $W_{уд}$ не одного, а одновременного двух импульсов тока пропускной способности; в этом случае рекомендуемая удельная энергия будет больше в два раза, чем указано в таблице 30.

Таблица 30 - Выбор энергоемкости ОПН и тока пропускной способности

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750
$W_{уд}$, кДж/кВ	1,5-2,5	2,5-3,5	3,5-4,5	4,5-5,5	5,5-6,5
Импульс 2000 мкс с амплитудой, А	400-500	500-600	700-900	1000-1200	1300-1500

ОПН, обладает наибольшим рабочим напряжением $U_{нро}$ и энергоемкостью $W_{уд}$, которые практически однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН проводить проверку прочих характеристик ОПН на удовлетворение условиям, не обязательно.

В соответствии с выражением

$$U_{ном}^{опн} \geq 1,25 \cdot U_{нро} \text{ кВ}$$

Характеристика «напряжение-время»

Задается в относительных единицах $U_{нро}$ для случаев без нагружения (*) и с предварительным нагружением (**).

В относительных единицах $U_{нро}$ ОПН должен иметь допустимые кратности повышения напряжения не менее значений $K_{н-в}(T)$, указанных в таблице 31, т.е. в именованных единицах для ОПН должно быть допустимо повышение напряжения не менее $K_{н-в}(T) \cdot U_{нро}$

Таблица 31 - Характеристика «напряжение-время»

Длительность T приложения повышенного напряжения	Допустимая кратность $K_{н-в}(T)$ превышения напряжения на ОПН
0,1 с	1,50*/1,40**
1 с	1,43*/1,35**
10 с	1,37*/1,30**

100 с	1,31*/1,23**
1200 с	1,23*/1,15**
3600 с	1,19*/1,10**

Остающиеся напряжения при импульсных токах в ОПН, возникающих при ограничении грозовых и коммутационных перенапряжений, являются важными характеристиками ОПН и указываются на так называемых «расчетных импульсных токах» в каталоге производителя. Эти остающиеся напряжения могут быть определены (с некоторой погрешностью) через типовые кратности $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$ ограничения грозовых и коммутационных перенапряжений соответственно.

Таблица 32 - Типовые кратности $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$

Класс напряжения , кВ	110	220	330	500	750
Расчетный ток (кА) грозовых перенапряжений (импульс 8/20)	10	10	10	20	20
Расчетный ток (А) коммутационных перенапряжений (импульс 30/60)	500	500	1000	1000	1000
$K_{8/20}$	2,3			2,2	
$K_{30/60}$	2,0			1,9	

В относительных единицах $\sqrt{2} \cdot U_{нро}$ амплитуды наибольшего рабочего напряжения ОПН должен иметь кратности ограничения перенапряжений не более значений $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$, указанных в таблице 32. Т.е. в именованных единицах ОПН должен иметь остающиеся напряжения при расчетных грозовых и коммутационных импульсных токах, соответственно, не более

$$U_{8/20} \leq (\sqrt{2} \cdot U_{нро}) K_{8/20} \quad (69)$$

$$U_{30/60} \leq (\sqrt{2} \cdot U_{нро}) K_{30/60} \quad (70)$$

Таблица 33 - Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс) и импульс большого тока (форма 4/10 мкс)

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750
Импульс 8/20 мкс с амплитудой, кА	10	10	10	20	20
Импульс 4/10 мкс с амплитудой, кА	65-100	65-100	100	100	100

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа Rexlim P77-123 с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
110	96	76	10	50

8.6 Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ

Наибольшее рабочее напряжение ОПН $U_{нрО}$ выбирается, принимая во внимание следующие факторы:

- наибольшее рабочее напряжение сети, в которую устанавливается ОПН (классы напряжения электрооборудования сетей 6-35 кВ согласно ГОСТ 1516.3 приведены в таблице 49);

- зафиксированные в эксплуатации (в месте предполагаемой установки ОПН) увеличения напряжения сверх нормированного значения наибольшего рабочего напряжения сети;

- наличие (отсутствие) вращающихся машин 6, 10 кВ;

- наличие (отсутствие) резистивного заземления нейтрали.

Таблица 35 – классы напряжения электрооборудования сетей 6-35 кВ.

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Наибольшее рабочее напряжение оборудования, кВ	Номинальное напряжение электрической сети, кВ	Наибольшее длительно допускаемое рабочее напряжение в электрической сети, кВ
--	--	---	--

Продолжение таблицы 49

6	7,2	6,0	6,9
		6,6	7,2
10	12,0	10,0	11,5
		11,0	12,0
35	40,5	35,0	40,5

В сетях 6-35 кВ, не содержащих вращающихся машин, существуют сравнительно большие запасы прочности изоляции оборудования. Поэтому в таких сетях выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН можно осуществлять, исходя из надобности максимально повысить надежность его работы при дуговых перенапряжениях, которые могут существовать до 2-6 часов .

Учитывая запасы прочности изоляции оборудования, ее достаточная защищенность от грозовых и коммутационных перенапряжений будет обеспечена при всех «разумных» значениях $U_{НРО}$.

Согласно расчетам переходных процессов в сети с изолированной или заземленной через ДГР нейтралью кратность дуговых перенапряжений может достигать 3.5 (по отношению к амплитуде фазного значения наибольшего рабочего напряжения сети), что соответствует максимальному значению перенапряжений.

$$U_{\text{ДУГ}} = 3,5 \cdot \frac{\sqrt{2}U_{\text{НРС}}}{\sqrt{3}}, \quad (71)$$

где $U_{\text{НРС}}$ - наибольшее рабочее напряжение сети (линейное).

Для того, чтобы отстроить ОПН от дуговых перенапряжений, необходимо, по крайней мере, выполнить условие

$$U_{30/60} \geq U_{\text{ДУГ}}, \quad (72)$$

$$U_{30/60} = (U_{\text{НРО}} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{30/60}, \quad (73)$$

где значения $K_{30/60}$ указаны в п.1.7.9.3.2. Тогда получим условие выбора

$$U_{\text{НРО}} \geq (1,0 \div 1,05) \cdot U_{\text{НРС}} \quad (74)$$

Таблица 36 – Наибольшее рабочее напряжение ОПН

Класс напряжения, кВ	6	10	35
$U_{\text{НРО}}$, кВ	7,2-7,6	12,0-12,6	40,5-42,5

Рекомендуемая для ОПН энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 2000 мкс), отнесенная к значению $U_{\text{НРО}}$, обозначена $W_{\text{уд}}$ и показана в таблице 36. В таблице так же указаны рекомендуемые диапазоны тока пропускной способности.

Некоторые производители в каталогах на ОПН:

–относят энергию не к наибольшему рабочему напряжению ОПН ($U_{\text{НРО}}$), а к номинальному напряжению ОПН ($U_{\text{НОМ}}^{\text{ОПН}}$); в этом случае рекомендуемая удельная энергия $W_{\text{уд}}$ будет меньше значений, указанных в таблице 45;

–указывают энергию W_{ya} не одного, а одновременного двух импульсов тока пропускной способности; в этом случае рекомендуемая удельная энергия будет в два раза больше, чем указано в таблице.

Таблица 37 – Энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 2000 мкс)

Класс напряжения, кВ	6	10	35
$W_{уд}$, кДж/кВ	2-3	2-3	2-3
Импульс 2000 мкс с амплитудой, А	400-600	400-600	400-600

Номинальное напряжение ОПН $U_{НОМ}^{ОПН}$

В соответствии с выражением

$$U_{НОМ}^{ОПН} \geq 1,25 \cdot U_{нро} = 1,25 \cdot 12 = 15$$

Характеристика «напряжение-время»

Задается в относительных единицах $U_{нро}$ для случаев без нагружения (*) и с предварительным нагружением (**).

Таблица 38 - Характеристика «напряжение-время»

Длительность Т приложения повышенного напряжения	Допустимая кратность $K_{н-в}(T)$ превышения напряжения на ОПН, не менее
0,1 с	1,50*/1,40**
1 с	1,43*/1,35**
10 с	1,37*/1,30**
100 с	1,31 */1,23**
1200 с	1,23*/1,15**
3600 с	1,19*/1,10**

В относительных единицах $U_{нро}$ ОПН должен иметь допустимые кратности повышения напряжения не менее значений $K_{н-в}(T)$, указанных в таблице, т.е. в именованных единицах для ОПН должно быть допустимо повышение напряжения не менее $K_{н-в}(T) \cdot U_{нро}$.

Напряжения, которые остаются при импульсных токах в ОПН, возникающих при ограничении грозовых и коммутационных перенапряжений, являются важными характеристиками ОПН и указываются в каталоге производителя на так называемых «расчетных импульсных токах». Эти остающиеся напряжения могут быть определены (с некоторой погрешностью) через типовые кратности $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$ ограничения грозовых и коммутационных перенапряжений соответственно.

Таблица 39 – Остающиеся напряжения при грозовых и коммутационных перенапряжениях

Класс напряжения, кВ	6	10	35
Расчетный ток (кА) грозовых перенапряжений (импульс 8/20 мкс)	5	5	5
Расчетный ток (А) коммутационных перенапряжений (импульс 30/60 мкс)	500	500	500
$K_{8/20}$	2.3		
$K_{30/60}$	2.0		

В относительных единицах $U_{НРО} \cdot \sqrt{2}$ амплитуды наибольшего рабочего напряжения ОПН должен иметь кратности ограничения перенапряжений не более значений $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$, указанных в таблице. Т.е. в именованных единицах ОПН должен иметь остающиеся напряжения при расчетных грозовых и коммутационных импульсных токах, соответственно, не более

$$U_{8/20} = (U_{НРО} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{8/20} \quad (75)$$

$$U_{30/60} = (U_{НРО} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{30/60} \quad (76)$$

Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс) и импульс большого тока (форма 4/10 мкс)

Таблица 39 – Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс) и импульс большого тока (форма 4/10 мкс)

Класс напряжения, кВ	6	10	35

Импульс 8/20 мкс с амплитудой, кА	5	5	5
Импульс 4/10 мкс с амплитудой, кА	65	65	65

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 10/12/10/400 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 49.

Таблица 40 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	15	12	10	24

Выбранные ограничители перенапряжений соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

8.7. Выбор гибкой ошиновки на КС №4

В ОРУ 110 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по условиям:

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}} \quad (110)$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ по формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q, \quad (111)$$

где q_{\min} – минимальное сечение проводника, которое при заданном токе КЗ обуславливает нагрев проводника до кратковременно допустимой температуры;

C – коэффициент, для алюминиевых проводов $C = 90$.

На электродинамическое действие тока короткого замыкания проверяются гибкие шины РУ при $I_k^{(3)} \geq 20$ кА. Так как рассчитанные токи трехфазного КЗ не превышают данного значения, то проверку на электродинамическое действие тока КЗ производить не будем.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше. Разряд в виде короны возникает около провода при высоких напряженностях электрического поля и сопровождается потрескиванием и свечением. Процессы ионизации воздуха вокруг провода приводят к дополнительным потерям энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, которые создают радиопомехи, и к образованию озона, оказывающего вредное влияние на поверхности контактных соединений. Правильный выбор проводников должен обеспечить уменьшение действия короны до допустимых значений.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (112)$$

где m – коэффициент, который учитывает шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{BH}}{r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{cp}}{r_0}\right)},$$

(113)

где U_{BH} – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Расчетные токи продолжительного режима равны:

$$I_{норм} = 22 \text{ А},$$

(114)

$$I_{max} = 2 \cdot I_{норм} = 2 \cdot 22 = 44 \text{ А}.$$

(115)

Принимаем сечение по допустимому току, и учитывая минимальное сечение для ВЛ 110 кВ по условию короны согласно ПУЭ [10]: АС-70.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования в данном случае могла бы не проводиться, но учитывая, что на ОРУ 110 кВ расстояние между проводами меньше, чем на ВЛ проведем проверочный расчет.

Начальная критическая напряженность:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 32 \text{ кВ/см}.$$

Напряженность вокруг провода:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{BH}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{cp}}{r_0}\right)} = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot 110}{3 \cdot 1,08 \cdot \log\left(\frac{504}{1,08}\right)} = 12,5 \text{ кВ/см}.$$

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0;$$

$$13,37 < 28,8$$

Таким образом провод АС-70 по условиям короны проходит. Можем принять данный провод для гибких шин.

9 Грозоупорность воздушной линии электропередачи 110 кВ «НПС-18 –КС №4» и молниезащита КС №4

Всякое кратковременное значительное повышение напряжения принято называть перенапряжением.

9.1 Грозоупорность воздушной линии электропередачи 110 кВ «НПС-18 –КС №4»

Выбираем акнерную опору У220-1+9, промежуточную опору П220-3. Выбираем полимерные изоляторы: ЛК 70/110-II , арматуру с гарантированной прочностью 70000 кг, натяжной зажим – прессуемый

Показателем грозоупорности линии является число ее грозовых отключений.

Эффективность грозозащиты определяют отдельно для следующих расчетных случаев поражения линии:

- удар молнии в опору (трос возле опоры);
- удар молнии в трос в середине пролета;
- удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту;

Определяем среднюю высоту подвеса троса:

$$h_{cp} = h_{mp} - \frac{2}{3} \cdot f_{mp}, \quad (122)$$

где h_{mp} – высота подвеса троса на опоре;

f_{mp} – стрела провеса троса, определяется по формуле:

$$f_{mp} = h_{mp} - H_{\Gamma} - (h_{np}^B - h_{np}^H) - h_{mp(np)}, \quad (123)$$

где h_{mp} – высота подвеса троса, $h_{mp} = 25$ м;

H_{Γ} – высота габарита (минимальное расстояние между системой провод – земля), $H_{\Gamma} = 6$ м; [16]

h_{np}^B – высота подвеса верхнего провода, $h_{np}^B = 22$ м;

h_{np}^H – высота подвеса нижнего провода, $h_{np}^H = 17$ м;

$h_{mp(np)}$ – высота подвеса троса над проводом, $h_{mp(np)} = 3,04$ м

$$f_{mp} = 25 - 6 - (22 - 17) - 3,04 = 11 \text{ м}$$

$$h_{cp} = 25 - \frac{2}{3} \cdot 11 = 17,7 \text{ м}$$

1) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в опору (искровой разряд).

Общее число ударов молнии в опору определяем:

$$N_{on} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{mp}}{l_{np}}, \quad (124)$$

где N – общее число ударов молнии на 100 км линии, определяется по формуле:

Так как $h_{cp} < 30$ м, то

$$N = 0,2 \cdot P_0 \cdot \left(\frac{h_{mp(np)}}{2} + 5 \cdot h_{cp} - \frac{2 \cdot h_{cp}^2}{30} \right), \quad (125)$$

где P_0 – плотность разряда линии на землю, которая определяется по формуле:

$$P_0 = 0,05 \cdot N_{Г,Д}, \quad (126)$$

$$P_0 = 0,05 \cdot 20 = 1$$

$$N = 0,2 \cdot 1 \cdot \left(\frac{0}{2} + 5 \cdot 17,7 - \frac{2 \cdot 17,7^2}{30} \right) = 13,5$$

$$N_{ОП} = 4 \cdot 14 \cdot \frac{25}{365} = 3,8$$

Ищем вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в опору (искровой разряд) по формуле:

$$P_{ОП} = e^{-0,04 \cdot I_{KP}}, \quad (127)$$

где I_{KP} – критический ток молнии, определяется по формуле:

$$I_{KP} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h_{on}}, \quad (128)$$

где $U_{50\%}$ – пятидесятипроцентное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности;

R_u – импульсное сопротивление заземлителя опоры, $R_u = 15$;

δ – коэффициент, который зависит от количества тросов, $\delta = 0,3$

$$U_{50\%} = 340 \cdot K_{кон} \cdot K_E \cdot l_{разр} \cdot \left(1 + \frac{15}{t + 9,5}\right) \quad (129)$$

где $K_{кон}$ – коэффициент, который учитывает различие в конструкции изоляторов; $K_{кон} = 1$

K_E – коэффициент, учитывающий снижение градиента разрядного напряжения с увеличением длины гирлянды, $K_E = 1$

$l_{разр}$ – длина разрядного пути по гирлянде изоляторов, $l_{разр} = 1,1$ м

t – время перекрытия изоляции, $t = 10$ мкс

$$U_{50\%} = 340 \cdot 1,1 \cdot \left(1 + \frac{15}{10 + 9,5}\right) = 662 \text{ кВ}$$

$$I_{КР} = \frac{662}{30 + 0,3 \cdot 25} = 17,6 \text{ кА}$$

$$P_{он} = e^{-0,04 \cdot 17,6} = 0,494$$

Определим вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу:

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U}{l_{разр}} - 6\right) \cdot 10^{-2}, \quad (130)$$

где U – длительное наибольшее рабочее напряжение, для 110 кВ:

$U = 126 \text{ кВ};$

$l_{\text{разр}}$ – длина разрядного пути, $l_{\text{разр}} = 1,1 \text{ м}$ [16].

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{252}{2,01} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 0,994 \geq 0,9$$

Принимаем $\eta = 0,9$.

Удельное число отключений линии при ударе молнии в опору определяем по формуле:

$$n_{\text{он}} = N_{\text{он}} \cdot P_{\text{он}} \cdot \eta \quad (131)$$

$$n_{\text{он}} = 4 \cdot 0,494 \cdot 0,9 = 1,777$$

2) Определение удельного числа отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту.

Удельное число отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту определяется по формуле:

$$n_{\text{пр}} = N_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot \eta, \quad (132)$$

где $N_{\text{пр}}$ – число прорывов молнии на 100 км линии;

$P_{\text{пр}}$ – вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту, определяется по формуле:

$$P_{\text{пр}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{кр}}}, \quad (133)$$

где $I_{кр}$ – критическое значение тока молнии, приводящее к перекрытию изоляции, определяется по формуле:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_z}, \quad (134)$$

где Z_z – волновое сопротивление коронирующего провода, определяется по формуле:

$$Z_z = \beta_{np} \cdot Z_{np}$$

$$Z_{np} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{cp,np}}{r_{np}}, \quad (135)$$

где $h_{cp,np}$ – средняя высота подвеса проводов, $h_{cp} = 17,7$ м

$$Z_{np} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot 17,7}{0,0077} = 506 \text{ Ом}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 567,1}{237,5} = 4,78 \text{ кА}$$

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot 7,78} = 0,826$$

Число прорывов молнии на 100 км линии определяем по формуле:

$$N_{np} = N \cdot P_{\alpha} \quad (136)$$

$$N_{np} = 14 \cdot 0,018 = 0,246$$

Удельное число отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту можем найти по формуле (131):

$$n_{np} = 0,246 \cdot 0,826 \cdot 0,9 = 0,183$$

3) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в трос в середине пролета.

Трос в середине пролета.

Число ударов молнии в трос определяем по формуле:

$$N_{тр} = N - N_{ОП} - N_{ПП} = 52,753, \quad (137)$$

Определяем вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в трос в середине пролета по формуле:

$$P_{тр} = e^{-0,08 \cdot a_{кр}}, \quad (138)$$

где $a_{кр}$ – критическая крутизна фронта тока молнии, которая приводит к перекрытию изоляции трос-провод, определяется по формуле:

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot E_{сп}^{\max} \cdot \Delta h \cdot \nu}{Z_{тр} \cdot (1 - k) \cdot l}, \quad (139)$$

где E_{cp}^{max} – среднее значение максимальной напряженности электрического поля в воздушном промежутке трос – провод, $E_{cp}^{max} = 750$ кВ/м;

Δh – расстояние между тросом и проводом по вертикали, $\Delta h = 4,14$ м;

ν – скорость распространения волны;

$Z_{тр}$ – волновое сопротивление коронирующего троса, $Z = 319,6$ Ом;

k – коэффициент связи электромагнитный, определяем по формуле:

$$k = \frac{\kappa_2}{\beta}, \quad (140)$$

где κ_2 – геометрический коэффициент связи, определяем по табл.

П 16.2 [16]; $\kappa_2 = 0,272$

β – коэффициент затухания электромагнитной волны, определяемый по формуле:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{тр.сп} \cdot E_{cp}}{U_{50\%}}}{\ln \frac{2 \cdot h_{тр.сп}}{r_{пр}}}}, \quad (141)$$

где E_{cp} – средняя напряженность электрического поля, $E_{cp} = 21$ кВ/см;

$r_{пр}$ – радиус провода, равный 0,0077 м:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot 25 \cdot 21}{1209}}{\ln \frac{2 \cdot 25}{0,0077}}} = 0,993$$

Скорость распространения волны определим по формуле:

$$v = c \cdot \beta, \quad (142)$$

где c – скорость света, $c = 3 \cdot 10^8$ м/с

$$v = 3 \cdot 10^8 \cdot 0,993 = 2,979 \cdot 10^8 \text{ м/с}$$

Находим критическую крутизну фронта тока молнии, приводящую к перекрытию изоляции трос-провод по формуле

$$a_{KP} = \frac{2 \cdot 750 \cdot 4,14 \cdot 3 \cdot 10^2}{319,6 \cdot (1 - 0,274) \cdot 365} = 21,98 \text{ кВ/мкс}$$

Вероятность импульсного перекрытия изоляционного промежутка трос-провод можем найти по формуле :

$$P_{тр} = e^{-0,08 \cdot 21,98} = 0,172$$

Удельное число отключений линии при ударе молнии в трос в середине пролета определяется по формуле:

$$n_{тр} = N_{тр} \cdot P_{тр} \cdot \eta \quad (143)$$

$$n_{mp} = 10 \cdot 0,172 \cdot 0,9 = 1,55$$

Расчетное значение удельного числа отключения линии меньше нормативного, соответственно, тросовая защита надежно защищает воздушную линию от ударов молнии.

9.2 Молниезащита ОРУ 110 кВ КС №4

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для расчетов выбирается зона А. На компрессорной станции принимается к установке 4 стержневых молниеотвода. Все молниеотводы свободностоящие. Высота всех молниеотводов принята равной $h=20$ м. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал, высотой $h_x = 10$ м.

Т.к. в нашем случае высота молниеотвода $h < 150$ м., то параметры внешней зоны защиты определяются по следующим формулам:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (144)$$

где $h_{эф}$ - эффективная высота молниеотвода, м;

h - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (145)$$

где r_0 - радиус зоны защиты на уровне земли, м.

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) r_0, \quad (146)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, м;

r_x - радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м.

Рассмотрим расчет внутренней зоны защиты для молниеотводов 1-2.

Расстояние между молниеотводами 1 и 2 равно $L_{23}=37,8$ м, которое находится в границах $h < L_{23} \leq 2h$, поэтому параметры внутренней зоны находим по следующим формулам

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h), \quad (147)$$

где h_{cx} - наименьшая высота внутренней зоны защиты, м.

$$r_{c0} = r_0, \quad (148)$$

где r_{c0} - половина ширины внутренней зоны на уровне земли, м.

$$h_{cx} = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20)(37,8 - 20) = 13,87$$

$$r_{c0} = 21,2$$

Результаты расчета зоны защиты остальных молниеотводов приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотводы	L , м	$h_{эф}$, м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{c0} , м	r_{cx} , м
1	2	3	4	5	6	7	8
1 и 2	37,8	17	21,2	8,73	13,87	21,2	5,91
1 и 3	11,8				18,44		9,71
3 и 4	37,8				13,87		5,91
2 и 4	11,8				18,44		9,71

Подробный расчет грозоупорности ВЛ и молниезащиты КС находится в Приложении

Внутренняя и внешняя зоны защиты молниеотводов показаны на листе графической части.

10 Релейная защита

10.1 Общие принципы построения защит

Релейная защита содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (то есть тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть включает в себя отдельные переключающие элементы и органы выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, которые обеспечивают работу цепей управления.

До последнего времени все органы РЗ выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает довольно много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных ТТ и ТН. Часто новые требования к релейной защите не могут

быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96 - 0,97.

Мировыми лидерами в производстве РЗА являются европейские концерны ALSTOM, ABB и SIEMENS. Общим является все больший переход на цифровую технику. Цифровые защиты, которые выпускаются этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Цифровые устройства релейной защиты различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны .

Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микроЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

10.2 Устройства защиты для ВЛ 110 кВ

1. Характеристики современных устройств защиты фирмы ALSTOM.

Дистанционная защита MiCOM P433 - P439 фирмы ALSTOM имеет 6 ступеней. Устройство имеет также четырехступенчатую защиту от замыканий на землю и четырехступенчатую токовую защиту обратной последовательности. Они могут быть выполнены направленными.

Устройство дистанционной защиты MiCOM P433-P435 работает при междуфазных к.з. и при замыканиях на землю и имеет 6 ступеней. В состав защиты входят четырехступенчатые защиты от замыканий на землю и междуфазных коротких замыканий.

Для того чтобы обеспечить селективную защиту с небольшими выдержками времени, особенно на коротких линиях, нужно применить четырехступенчатую защиту, уставки которой выбираются следующим образом: 1 ступень отстраивается от КЗ в конце линии, 2 ступень согласовывается с первой ступенью параллельной линии в каскаде и первой ступенью смежной линии. 3 ступень согласовывается со вторыми ступенями этих ВЛ. При согласовании защит со смежной линией, учитывается режим одна с двумя: на первом участке – 1 ВЛ на втором участке – 2, что существенно загроубляет защиту. Эти три ступени защищают линию, а 4 ступень резервирует смежный участок. Имеющуюся пятая ступень направлена к шинам и может обеспечить защиту шин или резервирование смежных участков линии. При согласовании защит по времени учитывается время действия УРОВ, что увеличивает выдержки времени согласуемых защит на время действия УРОВ. При выборе уставок защиты они должны быть отстроены от суммарной нагрузки двух ВЛ, так как одна из параллельных ВЛ может отключиться в любой момент, и вся нагрузка будет подключена к одной ВЛ. Кроме этого, возможен наброс нагрузки на линию при размыкании транзита в удаленной точке, или отключении генерации.

2. Устройства защиты фирмы GE.

Предлагаются 2 дистанционных защиты: более простая D30 и D60. Защита D30 имеет 3 ступени, а D60 - 4 ступени дистанционной защиты от междуфазных замыканий и замыканий на землю.

Обе защиты имеют дополнительно 4 ступени направленной токовой защиты по фазному току, току обратной и нулевой последовательности. Имеется блокировка при качаниях и АПВ. Защита может иметь круговую, эллиптическую или прямоугольную характеристику.

3. Устройства фирмы АВВ

Для линий 110-220В предлагаются устройства защиты типа REL 500. Аппаратура АВВ отличается значительным объемом функций, которые не умещаются в устройстве. Поэтому необходимые функции определяются при

заказе. Предоставляется широкие возможности по разработке логики защиты (ранжированию). REL 521 является более совершенной модификацией защиты REL 511 с примерно одинаковым набором функций, но более расширенными возможностями. Защиты включают:

- дистанционную защиту от всех видов замыканий с общим критерием повреждения и пятью независимыми ступенями для отключения многофазных замыканий и замыканий на землю;

- четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности для отключения замыканий на землю;

- библиотеку дополнительных базовых функций защиты, автоматики, блокировок и конфигурируемых логических схем ;

- наличие функции определения места повреждения;

- набор функций управления.

- возможность заказа дополнительных функций, (в том числе функций АПВ и контроля синхронизма для схем с двумя выключателями, УРОВ)

4. Защиты фирмы SIEMENS.

Дистанционные защиты 7SA511, 513 имеют 5 ступеней дистанционной защиты от междуфазных коротких замыканий и замыканий на землю с прямоугольными характеристиками срабатывания. Устройство 7SA513 реализует разные дополнительные функции, которые обычно требуются для выполнения защиты и автоматики присоединения (ступенчатая токовая защита от междуфазных КЗ и замыканий на землю, АПВ, ОМП, защита от перенапряжения и т. д.). Интегрированная функция определения места повреждения на линии электропередачи. Имеется:

- компенсация токов параллельной линии при выполнении дистанционных измерительных органов и определении расстояния до места повреждения, логика приема/передачи телесигналов по каналу связи (нормально-присутствующих / отсутствующих, блокирующих / разрешающих);

– блокировка от качаний и/или отключение электропередачи при потере устойчивости (два органа полного сопротивления: “чувствительный” и “грубый” для идентификации качаний, измерение и контроль скорости изменения сопротивления);

– защита от повышения /понижения напряжения;

– однофазное и/или трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ), одно- или многократное, свободно программируемое. Контроль синхронизма при АПВ и включении линии под нагрузку;

– защита от повреждения выключателя (УРОВ);

5. Дистанционные защиты фирмы SEL.

Фирма SEL предлагает 3 модификации дистанционной защиты различной степени сложности:

– SEL 311A имеет 2 ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю с круговыми характеристиками направленными вперед;

– SEL 311B имеет еще одну реверсивную ступень дистанционной защиты;

– SEL 311C имеет 2 ступени дистанционной защиты от междуфазных коротких замыканий и замыканий на землю с четырехугольными и круговыми характеристиками, направленными вперед 2 реверсивных ступени с такими же характеристиками.

– Защиты имеют также дополнительные ступени токовой направленной защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю - соответственно по 1, 3 и 4.

– Защиты модификации В и С имеют четырехкратное АПВ.

Линия 110 кВ НПС-18 – КС №4 работает в режиме с эффективно-заземленной нейтралью поэтому замыкание на землю является коротким замыканием с током, иногда превышающим ток трехфазного КЗ, и подлежит отключению с минимально возможной выдержкой времени.

Согласно ПУЭ [10, г. 3.2] в качестве основных защит линии используются многоступенчатая дистанционная защита (ДЗ) для действия при междуфазных коротких замыканий и ступенчатая токовая защита нулевой

последовательности (ТЗНП) для действия при однофазных КЗ. В качестве резервной защиты используется токовая отсечка.

Микропроцессорные защиты имеет дистанционную защиту, действующую при всех видах повреждения, в том числе и при замыканиях на землю. Реле сопротивления (РС) включается через ТН и ТТ на первичные напряжения в начале защищаемой ЛЭП.

Для линии 110 кВ НПС-18 – КС №4 комплекты защиты и автоматики должны выполнять следующие функции:

- защиту от междуфазных КЗ и коротких замыканий на землю;
- пофазное АПВ;
- защиту от перегрузки;
- устройства защиты высоковольтных линий должны учитывать возможность отказа выключателя и иметь УРОВ либо встроенное в само устройство, либо организованное отдельно;
- определение места повреждения;
- осциллографирование токов и напряжений, регистрация дискретных сигналов защиты и автоматики для анализа аварии и работы релейной защиты и автоматики;

Для рассматриваемой линии ДЗ устанавливаются с обеих сторон и должны действовать при направлении мощности от шин в ЛЭП. Дистанционные защиты, действующие при одном направлении мощности, необходимо согласовать между собой по времени и по зоне действия так, чтобы обеспечивалось селективное отключение КЗ.

Для линии НПС-18 – КС №4 устанавливаем дистанционные защиты от всех видов КЗ и токовой защиты нулевой последовательности фирмы SIEMENS 7SA522 отвечающая всем требованиям необходимых для данной линии.

10.3 Защита трансформатора

Для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на вводах;

- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Продольная дифференциальная токовая защита должна осуществляться с применением специальных реле тока, которые отстроены от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса (например, насыщающиеся трансформаторы тока, тормозные обмотки).

Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

Допускается использование для дифференциальной защиты ТТ, встроенных в трансформатор, при наличии защиты, обеспечивающей отключение (с требуемым быстродействием) короткого замыкания в соединениях трансформатора со сборными шинами.

На понижающих трансформаторах мощностью 1 МВА и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными к.з., должна быть предусмотрена максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него, действующая на отключение.

На трансформаторах мощностью 0,4 МВА и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусмотреть максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал.

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на вводах трансформатора устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается МТЗ. Аналогично МТЗ предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Также устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и

понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Рассматриваем защиту трансформатора ТМН – 6300/110, установленного на КС №4.

Алгоритмы защит терминала RET 521 выполняют расчеты в первичных величинах.

Расчет продольной дифференциальной токовой защиты

Для защиты трансформаторов высокого и сверхвысокого напряжения применяется блок микропроцессорной релейной защиты RET 521 производства фирмы АВВ. Терминал RET 521 может применяться для защиты двухобмоточных, трехобмоточных, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов[18].

Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя.

Номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{тр.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (177)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение соответствующей стороны трансформатора, кВ.

$$I_{НОМ.ВН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115,5} = 31,5 \text{ А};$$

$$I_{НОМ.НН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330,7 \text{ А}.$$

Для подключения терминала используются ТТ со следующими номинальными токами обмоток:

- на высокой стороне 600/1;
- на низкой стороне 4000/5.

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{T.BH} = \frac{600}{1} = 600;$$

$$K_{T.HH} = \frac{4000}{5} = 800.$$

Находим вторичные токи в номинальном режиме:

$$I_{BH.2} = \frac{I_{ном.BH}}{K_{T.BH}} = \frac{31,5}{600} = 0,053 A; \quad (178)$$

$$I_{HH.2} = \frac{I_{ном.HH}}{K_{T.HH}} = \frac{330,7}{800} = 0,413 A. \quad (179)$$

Исходя из полученных значений, принимаем номинальный ток входного ТТ терминала с высокой стороны 0,1 А, со средней и низкой – 0,5 А.

Необходимо проверить установленные ТТ на предельно допустимую кратность токов. Это можно выполнить через приведенную кратность токов следующим образом:

$$K'_{10} = \frac{I_{1номТТ} \cdot K_m}{I_{ном.Т}} \geq \frac{I_{КЗ.вн. max*}}{I_{ном.Т}}; \quad (181)$$

где K' – приведенная кратность токов;

$I_{КЗ.вн. max*}$ – максимальный ток внешнего КЗ.

Для ТТ на высокой стороне:

$$K'_{10.BH} = \frac{600 \cdot 600}{31,5} = 11428 A \geq 120 A.$$

Для ТТ на низкой стороне:

$$K'_{10.HH} = \frac{4000 \cdot 800}{330,7} = 9676 A \geq 40,367 A.$$

Т.о., все выбранные трансформаторы проходят по условию установки.

Расчет минимального тока срабатывания I_{dmin*} выполняется в относительных единицах. При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dcp*} \geq K_{отс} I_{нб.расч*}, \quad (182)$$

где $K_{отс}=1,1$ – коэффициент отстройки.

Поскольку тормозная характеристика имеет горизонтальный участок до относительного тормозного тока, равного 1,25, то необходимо использовать уточненную формулу для расчета тока небаланса

$$I_{нб.расч*} = \sqrt{(K_{пер} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2}; \quad (183)$$

где $K'_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс; для трансформатора номинальной мощностью 10 МВА принимаем $K'_{ПЕР} = 1,5$,

$$K''_{ПЕР} = 2,5;$$

ε – полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{РЕГ*}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{РЕГ*} = 0,02$;

$\Delta f_{ВЫР*}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{ВЫР*} = 0,02$.

Минимальный ток срабатывания $I_{d.min*}$ следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при $I_{bias*}=1,25$

$$I_{d.min*} = 1,25 \cdot K_{отс} \cdot \sqrt{(K_{пер} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2}; \quad (184)$$

$$I_{d.min*} = 1,25 \cdot 1,1 \cdot \sqrt{(1,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,02 + 0,02)^2 + (0,02 + 0,02)^2} = 0,221 \text{ о.е.}$$

Принимаем $I_{d.min*}=0,25$.

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведен в таблице 42.

Таблица 42 – Тормозные характеристики.

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
K_{T1}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Ток небаланса равен:

$$I_{нб.расч}^* = \sqrt{(2,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,02 + 0,02)^2 + (0,02 + 0,02)^2} = 0,263 \text{ о.е.}$$

Проверяем соответствие методом последовательных приближений. Сначала проверяем по третьей тормозной характеристике, то есть находим коэффициент торможения (K_{T1}) через $I_{T.расч}^*$ по формуле:

$$K_{T1,3} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч}^* \cdot I_{скв}^* - 0,7}{I_{скв}^* - I_{T.расч}^*} = \frac{1,1 \cdot 0,263 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,4. \quad (185)$$

Поскольку полученное значение больше 0,3, то по таблице выбираем $I_{T.расч}^* = 2,25$ для характеристики №4.

$$K_{T1,4} = \frac{1,1 \cdot 0,263 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,224 \leq 0,3. \quad (186)$$

Условие выполнено для тормозной характеристики №4.

Расчет максимальной токовой защиты трансформатора

МТЗ полностью защищает трансформатор и является вместе с тем его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий. Максимальная токовая защита устанавливается со всех сторон трансформатора [18].

Ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ.МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_B} \cdot I_{P.max}, \quad (187)$$

где $K_{над}$ – коэффициент надежности, $K_{над} = 1,1$;

K_B – коэффициент возврата, $K_B = 0,8$;

$K_{сам.з}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам.з} = 1$;

$I_{P,max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, А.

Максимальный рабочий ток трансформатора на стороне ВН равен 400 А.

$$I_{C3.MTЗ} = \frac{1 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 158 = 494 \text{ А.} \quad (188)$$

Чувствительность проверяется по минимальному току двухфазного КЗ за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Покажем пример для защиты, установленной на стороне ВН:

$$K_{\psi} = \frac{I_{K.BH}^{(2)}}{I_{C3.MTЗ}} = \frac{600}{550} = 1,21. \quad (189)$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

Выдержку времени принимаем 0,5 с.

Защита трансформатора от перегрузки.

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов. Защиту от перегрузки устанавливаем со всех сторон трансформатора. Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступенью с низкой уставкой.

$$I_{C3.пер} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (190)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,05$.

$$I_{C3.пер} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 31,5 = 41,34 \text{ А.}$$

В терминале RET 521 так же присутствует тепловая защита, которая действует при повышении температуры обмоток, сердечника или других элементов трансформатора. Повышение температуры дает сигнал о наличии невыявленных газовой защитой межвитковых замыканий обмоток,

неисправности системы охлаждения, протекании сверхтоков, пожаре в стали и т.д.

Выбор газовой защиты трансформатора

Газовая защита обязана действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле нужно предусматривать отдельное газовое реле и реле давления.

В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

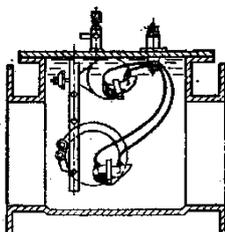


Рисунок 9 – Газовое реле типа BF-80/Q

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота в конструкции, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. А так же защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах,

установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Также отметим, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более. Допускается устанавливать газовую защиту и на трансформаторах меньшей мощности. Для внутрицеховых подстанций газовую защиту следует устанавливать на понижающих трансформаторах практически любой мощности, допускающих это по конструкции, независимо от наличия другой быстродействующей защиты.

На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа ВФ-80/Q.

11 Безопасность и экологичность

В данном дипломном проекте объектом проектирования являются: воздушная линия 110 кВ «ПС НПС-18 – КС №4» и компрессорная станция №4 110 кВ.

Так как ВЛЭП, оборудование КС являются объектами повышенной опасности, то необходимо рассмотреть следующие части безопасности жизнедеятельности:

- безопасность персонала при монтаже и в дальнейшем при эксплуатации и ремонтах ВЛЭП 110 кВ, а также при эксплуатации ОРУ 110 кВ на КС.

- экологичность, т.е. воздействие вышеназванных объектов на природную среду и их влияние на человека;

- чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на трансформаторах и ВЛЭП.

11.1 Безопасность

Безопасность жизнедеятельности – область знаний, в которой изучаются опасности, угрожающие человеку, закономерности их проявлений и способы защиты от них.

Обеспечение безопасности жизнедеятельности – это задача первостепенного характера для личности, общества и государства.

11.1.1 Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы.

Работники организации, которые осуществляют монтаж электрооборудования должны проходить медицинский осмотр.

Перед началом электромонтажных работ на территории строящейся ВЛ или подстанции с рабочими необходимо провести инструктаж по общим правилам ТБ и особым условиям работы [7].

По окончании инструктажа лицо, проводившее его, делает запись в “Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте”.

Административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), а также соблюдать требования правил внутреннего трудового распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах.

Нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии или без средств специальной защиты на территории монтажной площадки строго запрещается. Все лица, находящиеся на строительной-монтажной площадке, обязаны носить защитные каски и без них, а также других средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются.

Средства защиты с просроченным сроком годности использовать запрещается.

Все работы со стальными тросами должны выполняться в рукавицах.

На каждом объекте монтажа ВЛ и КС №4 должны быть аптечка с медикаментами и другие средства для оказания доврачебной помощи

пострадавшим от поражения электрическим током и при других несчастных случаях.

Все работающие на монтажной площадке должны быть обеспечены питьевой водой в соответствии с санитарными требованиями.

На строительной-монтажной площадке должны быть оборудованы туалеты в соответствии с санитарными нормами.

Лица, нарушившие требования правил техники безопасности несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке.

11.1.2 Безопасность при монтаже и ремонтах ВЛЭП 110 кВ «ПС НПС-18 – КС №4». На участке, где выполняются работы по монтажу и ремонту воздушной ЛЭП 110 кВ, следует вывешивать предупредительные плакаты, устанавливать ограждения, назначать дежурных. Все рабочие места на строительной площадке должны быть в темное время хорошо освещены.

Все монтажные работы вблизи токоведущих частей должны производиться при снятом напряжении и при контроле диспетчера по данному энергорайону. К проведению работ на ЛЭП без снятия напряжения допускаются лица, имеющие группу допуска IV [3].

Работы по монтажу и ремонту ВЛ электропередачи относятся к разряду верхолазных, то есть выполняемых на высоте более 5 м от поверхности грунта, перекрытия или рабочего настила. Отсюда возникает опасность получения травм в случаях падения с конструкций опор, ушибов и ранений, в связи с чем подъем должен осуществляться только при наличии страховочных поясов и тросов.

Как правило, подъем и опускание одностоечных опор ВЛ производится с помощью стреловых грузоподъемных кранов. Электромонтажники должны быть обучены сигналам, согласно которым регулируется подъем грузов на высоту или его опускание. При подъеме на стальные опоры при отсутствии вышки или подъемника допускается применение лестниц, которые должны быть надежными и устойчивыми.

Во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время производства работы, а так же не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры. При подъеме на опору тяжелых деталей оборудования или инструмента нужно пользоваться специальной веревкой, перекинутой через блок, при этом подъем груза производит рабочий, стоящий внизу и находящийся несколько в стороне от поднимаемого предмета.

При раскатке голого провода с барабана во избежание ранения рук необходимо надевать брезентовые рукавицы.

Т.к. ВЛ 110 кВ «ПС НПС-18 – КС №4» будет пересекать автомобильные дороги, то не допускается проход людей и проезд транспортных средств во время подъема проводов на опоры ВЛ; в этом случае в надлежащих местах устанавливаются предупредительные плакаты и сторожевые посты.

11.1.3 Безопасность при эксплуатации ОРУ 110 кВ КС №4.

ОРУ включает в себя огромное количество оборудования различного класса напряжения, имеющего разные эксплуатационные и конструктивные особенности, что предъявляет высокие требования к квалификации и обученности персонала, а также обуславливает необходимость применения целого ряда организационных и технических мероприятий по обеспечению безопасности персонала и надежной работы оборудования:

- а) Недоступность токоведущих частей.

Для исключения возможности опасного приближения к токоведущим частям, проектируемое ОРУ 110 кВ должно быть ограждено забором высотой не менее 2 метров. Вход на территорию ОРУ оборудован самозакрывающейся калиткой. Оборудование ОРУ устанавливается на железобетонных конструкциях, что обеспечивает его недоступность, а также устраняет опасность приближения к частям, которые находятся под напряжением. В ОРУ 110 кВ предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий;

габарит проезда 4 м по ширине и высоте. Минимальная высота, на которой расположены токоведущие части относительно земли согласно ПУЭ равна 3,6 м. Высота подвеса ошиновки составляет 6 м для безопасного передвижение персонала обслуживающего ОРУ 110 кВ.

б) Блокировки безопасности.

РУ 110 кВ должно быть оборудовано оперативной блокировкой, исключающей возможность:

- включения выключателей на заземляющие ножи и короткозамыкатели;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением.

На ОРУ 110 кВ применяются механическая оперативная и электромагнитная блокировки.

Питание цепей электромагнитной блокировки ОРУ – 110 кВ осуществляется выпрямленным напряжением с панели питания блокировки, имеющая устройство контроля изоляции. Схема электромагнитной блокировки выполнена с учётом наличия у всех разъединителей электродвигательных приводов, а у всех заземляющих разъединителей ручных приводов. Блокировка осуществляется разрывом цепей управления привода при несоблюдении условий, при которых допустимо оперирование. Применяются электромагнитные блокировки с одинаковым по конструкции замком и одним электромагнитным ключом.

Механическая блокировка между разъединителями и заземляющими ножами узловых ТН и линейных ТН ОРУ – 110 кВ, выполнена в виде дисков с вырезами, насаженных на валы приводов этих разъединителей. Эта блокировка не допускает включения заземляющих ножей при включённых главных разъединителях и наоборот.

в) Упрощение ориентации на территории ПС.

Ориентация на ОРУ осуществляется следующими методами:

- маркировка электрооборудования (нанесение условных обозначений на схемы и схемы электрических соединений);

- использование знаков безопасности (стороны чёрные или красные, фон желтый, внутри изломанная стрела чёрного или красного цвета), которые размещаются на порталах, корпусах оборудования, дверях ОРУ,

- соответствующее расположение и окраска токоведущих частей;

- использование световой сигнализации, указывающей на включённое или отключённое состояние электрооборудования.

г) Использование защитного заземления.

ОРУ защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности могут применяться тросовые молниеотводы. ОРУ обычно защищаются несколькими молниеотводами. При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в основном производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку.

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства.

д) Применение защитных средств.

Для исключения вероятности поражения электрическим током на ОРУ напряжением 110 кВ применяются электрозащитные средства, которые представлены в таблице 43.

Таблица 43 – Комплектность электрозащитных средств на ОРУ 110 кВ

Наименование средств защиты	Количество
<i>Основные</i>	
штанга измерительная универсальная ШИУ – 110	2 шт.
<i>Дополнительные</i>	
диэлектрические боты	4 пары

диэлектрические перчатки	4 пары
защитные очки	4 шт.
переносные заземления	4 шт.
плакаты безопасности	4 компл.
предохранительные монтерские пояса	2 компл.

Кроме того в электроустановках напряжением 110 кВ существует интенсивное электрическое поле промышленной частоты. Основная защита в данном случае есть защита временем, то есть ограничение времени пребывания в поле. Также применяется экранирование рабочих мест и оборудования. Экраны могут быть стационарными или переносными. Стационарные – алюминиевая сетка, переносные – в виде сетки, навесов, палаток из брезента покрашенного металлизированной краской. Экран обязательно должен быть заземлен.

А также вредным и опасным фактором можно считать неудовлетворительное освещение, которое ведет к снижению производительности, повышает вероятность травматизма. ОРУ освещается естественным и искусственным светом. Искусственное освещение применяется в тёмное время суток. Согласно ПУЭ для наружного освещения используются газоразрядные лампы типа ДРЛ. Для аварийного освещения применяются лампы накаливания. Светильники рабочего и аварийного освещения на открытом пространстве питаются от разных независимых источников. Аварийное освещение присоединяется к независимому источнику питания или на него переключается при погасании рабочего освещения.

11.2 Экологичность

11.2.1 Отвод земли под воздушную линию электропередачи 110 кВ «ПС НПС-18 – КС №4».

Минимальный размер земельного участка для установки опоры ВЛ 110 кВ определяется как: площадь контура, отстоящего на 1,5 метра от контура

проекции опоры на поверхность земли, т.к. трасса проектируемой ВЛ проходит по земельным участкам сельскохозяйственного назначения. Конкретные размеры земельных участков для установки опор ВЛ электропередачи определяются исходя из необходимости закрепления опор в земле, размеров и типов опор, несущей способности грунтов и необходимости инженерного обустройства площадки опоры с целью обеспечения ее устойчивости и безопасной эксплуатации.

Земельные участки (части земельных участков), используемые хозяйствующими субъектами в период строительства, представляют собой полосу земли по всей длине воздушной ЛЭП, ширина которой превышает расстояние между осями крайних фаз на 2 метра с каждой стороны.

В качестве индивидуальных средств защиты от шума используют специальные наушники, вкладыши в ушную раковину, противошумные каски. Применительно к жилым застройкам защитой от шума является защита расстоянием.

11.2.2 Защита от загрязнений трансформаторным маслом

В результате механического повреждения корпуса силового трансформатора не исключено растекание масла по земле. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов с массой более 1 т и выше, должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, и для защиты почвы от загрязнения маслом предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник.

На ОРУ 110 кВ проектируемой КС №4 предусмотрена установка двух двухобмоточных трансформаторов наружной установки марки ТМН-6300/110. Сведем необходимые для расчета данные в таблицу 44.

Таблица 44 – Параметры трансформатора ТМН-6300/110/10

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	L	В
ТМН-6300/110/10.	6300	24,65	10,52	6090	4160	5175

Габариты маслоприемника для трансформатора марки ТМН-6300/110 при массе масла от 10 до 50 т должны выступать за габариты электрооборудования не менее чем на 1,5 м [5].

Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т. п.

Для удаления масла и воды из маслоприёмника установлены специальные маслоотводы. Диаметр маслоотводов выбран из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется в виде подземных трубопроводов из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

По сети маслоотводов масло поступает в маслосборник, удалённый от силового оборудования. Маслосборник выполнен закрытого типа. Внутренние поверхности маслосборника защищены маслостойким покрытием. Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды на тушение пожара.

Рассчитаем объем масла в трансформаторе по следующему выражению, пользуясь данными таблицы 2:

$$V = \frac{m}{\rho_m} = \frac{10,52}{0,88} = 11,95 \text{ м}^3, \quad (201)$$

где ρ_m - плотность трансформаторного масла, составляющая $880 \text{ кг} / \text{м}^3$

Для трансформатора принимаем прямоугольный незаглубленный маслоприёмник емкостью 12 м^3 с установкой металлической решетки на нём, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя $0,25 \text{ м}$.

Зная объем, который занимает масло и площадь, отводимая под маслоприемник можем определить высоту забора маслоприемника.

Длина маслоприемника:

$$L' = L + \Delta = 6,09 + (1,5 \cdot 2) = 9,09 \text{ м} \quad (202)$$

где $\Delta = 1,5 \text{ м}$ – выступ за пределы трансформатора с учетом требований ПУЭ;

L – длина трансформатора.

Ширина маслоприемника:

$$B' = B + \Delta = 5,175 + (1,5 \cdot 2) = 8,175 \text{ м} \quad (203)$$

где B – ширина трансформатора.

Тогда площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B' = 9,09 \cdot 8,175 = 74,31 \text{ м}^2, \quad (204)$$

Отсюда высота маслоприемника:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 = \frac{12}{74,31} + 0,25 = 0,41 \text{ м}, \quad (205)$$

где $h_1 = 0,25 \text{ м}$ - толщина гравийной засыпки [3].

Маслосборник вмещает 100% масла наиболее мощного трансформатора и 80% воды от пожаротушения, поступающей в течении 30 минут со скоростью $0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$.

Определим, сколько воды расходуется за это время ($30 \text{ мин} = 1800 \text{ с}$):

$$Q_B = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ л / м}^2 \quad (206)$$

Зная габариты трансформатора, можем найти площадь поверхности, на которую поступает вода на пожаротушение:

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] = 2 \cdot [(6,09 \cdot 5,175) + (6,09 \cdot 4,160)] = 113,7 \text{ м}^2 \quad (207)$$

Объём воды, необходимый на пожаротушение:

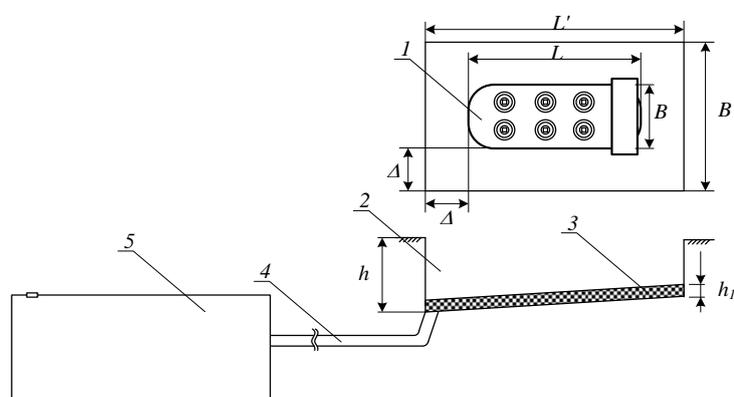
$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 39,4 \text{ м}^3 \quad (208)$$

Исходя из найденного объема воды и объема масла, можно найти полный объем маслосборника.

$$V_{\text{м.сб.}} = V' + V = 39,4 + 12 = 51,4 \approx 52 \text{ м}^3 \quad (209)$$

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Схема маслоприёмника приведена на рисунке 10.



- 1 – трансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка;
4 – маслоотвод; 5 – маслосборник.

Рис. 10– Схема маслоприёмника, маслосборника

В случае срабатывания газовой и иных защит трансформатора необходимы его отключение и проведение химического анализа проб масла и газа.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Контроль уровня масла в вводах, профилактические осмотры должны осуществляться на КС с постоянным персоналом раз в сутки, без него – не реже чем раз в месяц.

11.3 Чрезвычайные ситуации

По характеру происхождения чрезвычайные ситуации делятся на природные и антропогенные.

Так как проектируемая сеть находится в республике Саха (Якутия), то к наиболее вероятным причинам природного характера можно отнести лесные пожары в летний период и сильные морозы – в зимний.

Однако, в электроэнергетике более вероятно возникновение ЧС ввиду аварий и нештатных ситуаций в самой энергосистеме, т.е. по причинам антропогенного характера.

Так как протекание электрического тока, особенно повышенное его значение, связано с нагревом проводников, то наиболее частым проявлением ЧС является возникновение пожаро- и взрывоопасных ситуаций.

В связи с чем необходимо подробнее рассмотреть обеспечение пожарной безопасности на проектируемой КС №4 и проектируемой ВЛ 110 кВ.

11.3.1 Обеспечение пожарной безопасности КС №4

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей

среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Пожарная опасность на ОРУ напряжением 110 кВ обусловлена наличием в принимаемом оборудовании горючих веществ и материалов: изоляция обмоток трансформаторов тока и напряжения, маслонеполненное оборудование (больше 1000 кг в единице) – трансформаторы, краска корпусов электрических аппаратов, изоляция контрольных кабелей релейной защиты.

Причины пожара на ОРУ могут быть электрического и неэлектрического характера.

Причины электрического характера:

- при коротких замыканиях по проводникам протекают большие токи, вследствие чего происходит нагрев проводников, загорается изоляция и окружающие предметы. Устраняется максимальной токовой защитой (МТЗ);

- перегрузка проводников при протекании по проводникам токов, на которые они не рассчитаны. Устраняется тепловой защитой;

- удары молнии на территории ОРУ. Устраняется с помощью грозозащитных тросов и стержневых молниеотводов, установленных на порталах;

- электрические искры и дуги, которые появляются в аварийных режимах, а также в нормальных режимах при коммутационных процессах. Не опасны для невзрывоопасной среды;

- большое переходное сопротивление при сужении пути протекания тока и в местах контактов возникает местный нагрев. Устраняется путем выполнения контактов массивными или неразъемными (сварными).

Причины неэлектрического характера:

- неисправность оборудования;

- несоблюдение персоналом правил пожарной безопасности.

На подстанциях с трансформаторами 35-154 кВ единичной мощностью менее 63 МВ·А противопожарный водопровод и водоем не предусматриваются.

Таким образом основными средствами пожаротушения являются:

- пожарные машины;
- средства пожарной и охранной сигнализации;
- огнетушители;
- пожарное оборудование;
- ручной инструмент;
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

11.3.2. Пожарная безопасность при эксплуатации ВЛ 110 кВ рассматривается в соответствии с «Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий» (РД 34.03.301. – СПб.: Издательство Деан, 2001).

На ВЛ должны быть организованы периодические и внеочередные осмотры. Периодические осмотры ВЛ проводятся по графику, утвержденному ответственным за электрохозяйство предприятия. Периодичность осмотров каждой ВЛ по всей длине должна быть не реже 1 раза в год. Внеочередные осмотры ВЛ или их участков должны проводиться при образовании на проводах и тросах гололеда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек, при пожарах в зоне трассы ВЛ, после сильных бурь, ураганов и других стихийных бедствий. Профилактические осмотры должны проводиться в светлое время суток в условиях хорошей видимости.

При осмотре ВЛ необходимо проверять противопожарное состояние трассы: в охранной зоне ВЛ не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, штабелей леса, деревьев, угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам, складирования горючих материалов, костров; не должны выполняться работы сторонними организациями без письменного согласования с предприятием, которому принадлежит ВЛ.

Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и в процессе профилактических проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации (журнале или ведомости дефектов) и в зависимости от их характера по указанию ответственного за электрохозяйство

предприятия устранены или в кратчайший срок, или при проведении технического обслуживания и ремонта.

Трассу ВЛ необходимо периодически расчищать от кустарников и деревьев и содержать в безопасном пожарном отношении состоянии; следует поддерживать установленную проектом ширину просек и проводить обрезку деревьев. Обрезку деревьев, растущих в непосредственной близости к проводам, производит предприятие, эксплуатирующее ВЛ. Деревья, создающие угрозу падения на провода и опоры, должны быть вырублены с последующим уведомлением об этой организации, в ведении которой находятся насаждения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения дипломного проекта был разработан оптимальный вариант развития электрической сети 110-220 кВ республики Саха (Якутия) в связи с подключением КС №4.

Выбранная схема представляет собой двухцепную линию «ПС НПС-18 – КС №4» с проводом марки АС-70, РУ на КС -два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. На компрессорной станции устанавливается 2 двухобмоточных трансформатора ТМН 6300/110.

Для защиты трансформаторов на КС №4 была выбрана микропроцессорная защита на базе терминала «RET 521».

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрены вопросы безопасности эксплуатации ОРУ 110 кВ. Выполнен расчет маслоприемника под трансформатор КС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Базуткин В.В, Ларионов В.П. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов.- 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986 . – 464 с.
- 2 Блок В.М. Электрические сети и системы. - М.: Высшая школа. 1986.
- 3 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Изд – во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. - М.: Энергоатомиздат. 1989
- 5 Иманов Г.И., Халилов Ф.Х., Таджибаев. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока. – Санкт-Петербург, 2004. – 31с.
- 6 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с.
- 7 Козулин В.С., Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. -М.: Энергоатомиздат, 1987.
- 8 Межотраслевые правила по охране техники труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2001.
- 9 Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ. – М.: Изд-во НТК “Электропроект”, 2000.
- 10 Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
- 11 Попов Е.Н. Механическая часть воздушных линий электропередач: учебно-методическое пособие. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 1999. – 28 с.

12 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 34.03.301. – СПб.: Издательство Деан, 2001

13 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.

14 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2000. -352 с.

15 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования». М.,2001.

16 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений /Под научной редакцией Н.Н.Тиходеева. – 2-ое издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

17 Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н.Электрические сети в примерах и расчетах: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 1999. – 238 с.

18 Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2007.

19 Сибикин Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий/ Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. –М.:ПрофОбр – Издат,2002. -432 с.

20 СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ»

21 СНиП 52-01-2003 «Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения».

22 Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред.Д.Л.Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.

23 Судаков Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб. пособие – Благовещенск: Изд-во Амурск. гос. ун-та, 2006. – 189 с.

24 Тарасов А.И., Румянцев Д.Е. Современное электротехническое элегазовое оборудование : Учебно-методическое пособие. – М.: ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2002.-144 с.

25 Шилова Л.М. Нормативы численности промышленно – производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.

26 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / Под общей ред. профессоров МЭИ А.И. Попова и др. - М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

27 www.drsk.ru

28 www.fstrf.ru

29 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / Б.Н Неклепаев, И.П. Крючков – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.