


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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

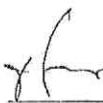
И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 23 » 06 2020 г.

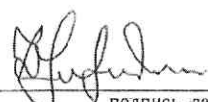
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция Южно-Якутских электрических сетей в связи с подключением подстанции 220 кВ Налдинская


Исполнитель
студент группы 642-узб


10.06.2020г. Е.В. Никитин
подпись, дата

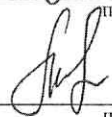
Руководитель
профессор, канд.техн.наук


11.06.2020г. Ю.В. Мясоедов
подпись, дата

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


19.06.2020г. А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
ст. преподаватель


23.06.2020г. Л.А.Мясоедова
подпись, дата

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 24 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Никитина Евгений
Викторовича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция Южно-Якутских электрических сетей в связи
с подключением нагрузки 220 кВ Нагоринская

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема
электропитания Южно-Якутского РМЭС

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

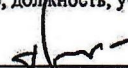
Определение основных технических характеристик линейного и подстанционного
оборудования, выбор схемы подключения ЛС, расчёт сечения питающей ВЛ, расчёт токов КЗ,
выбор оборудования, защита от прямых ударов молнии, защиты, расчёт и анализ
режимов, расчёт экономических показателей, безопасности и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 31 таблица, 15 рисунков,
4 приложения

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Консультант по безопасности и экологичности А.В. Булгаков,
доцент, кандидат технических наук

7. Дата выдачи задания 24.03.2020г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ю.В. Мусоев
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 14.04.2020

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 102 страниц, 15 рисунков, 31 таблицу, 108 формул, 22 источника, 4 приложения.

ЭЛЕКТОРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ЗАЩИТА ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, МОЛНИЕЗАЩИТА, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НЕЛИНЕЙНЫЙ.

В данной ВКР рассмотрены варианты развития системы внешнего электроснабжения в республике САХА (Якутия) при подключении подстанции «Налдинская».

Выполнено обоснование конструкции распределительных устройств всех номинальных напряжений данной подстанции.

Произведен расчет рабочих токов нагрузки и токов короткого замыкания в характерных точках.

Произведен выбор основного электротехнического оборудования для всех распределительных устройств.

Выбрана система микропроцессорной защиты силового трансформатора 220 кВ.

Произведен расчет всех основных режимов работы электрической сети после подключения дополнительного потребителя.

Рассчитано заземляющее устройство ПС «Налдинская».

Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты РУ 220 кВ от

прямых ударов молнии.

Произведен технико-экономический расчет основных показателей.

Проведены расчеты в области охраны окружающей среды и безопасности жизнедеятельности при строительстве и эксплуатации электроустановок.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВВ – выключатель высоковольтный;

КЗ – короткое замыкание;

ПС – подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

МЗ - микропроцессорная защита;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТТ – трансформатор тока;

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Климатическая характеристика района размещения объекта	10
2 Анализ современного состояния электрической сети Южно Якутского района Республики Саха (Якутия)	12
2.1 Характеристика источника питания	13
3 Характеристика потребителей ПС «Налдинская»	16
4 Расчет вероятностных характеристик нагрузки	18
5 Определение основных технических характеристик линейного и подстанционного оборудования	21
5.1 Определение рационального напряжения ВЛ для питания ПС «Налдинская»	21
5.2 Определение мощности компенсирующих устройств для ПС «Налдинская»	22
5.3 Выбор числа и мощности трансформаторов ПС «Налдинская»	24
6 Выбор схемы подключения ПС «Налдинская» к системе внешнего электроснабжения	27
6.1 Выбор конструкции РУ ПС «Налдинская»	27
7 Расчет сечения питающей ВЛ	29
8 Расчет токов короткого замыкания	33
9 Выбор оборудования	43
9.1 Выбор выключателей 220 кВ	44
9.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ	46
9.3 Выбор выключателей на стороне 6 кВ	49
9.4 Выбор разъединителей	49
9.5 Выбор системы связи	51
9.6 Выбор трансформаторов тока	51
9.7 Выбор трансформаторов напряжения	55
9.8 Выбор жестких шин	57

9.9 Выбор гибкой ошиновки	59
9.10 Выбор ОПН	60
10 Защита от прямых ударов молнии на ПС «Налдинская»	62
11 Расчет сети заземления на ПС «Налдинская»	65
12 Оценка надежности питания ПС «Налдинская»	66
13 Микропроцессорная защита силового трансформатора 220 кВ	72
13.1 Дифференциальная защита. Защита трансформатора выполняемая на терминале RET 521	72
13.2 Защита от перегрузки	75
13.3 Максимальная токовая защита	75
13.4 Газовая защита	76
13.5 Токовая защита нулевой последовательности	76
13.6 Защита линий 220 кВ	77
13.7 Защита линий 35 кВ	79
13.8 Защита линий 6 кВ	80
14 Расчет и анализ режимов	82
15 Расчет экономических показателей	87
16 Безопасность и экологичность	90
16.1 Безопасность проекта	90
16.2 Экологичность проекта	92
16.3 Чрезвычайные ситуации	96
Заключение	100
Библиографический список	101
Приложение А. Расчет нормального режима работы	103
Приложение Б. Расчет послеаварийного режима работы при отключении ВЛ «Нерюнгринская ГРЭС» - ПС «Налдинская»	104
Приложение В. Расчет послеаварийного режима работы при отключении ВЛ «Нерюнгринская ГРЭС» - «НПС-18»	105
Приложение Г. Расчет молниезащиты	106

ВВЕДЕНИЕ

В «Южно-Якутском энергорайоне» республики Саха (Якутия) планируется строительство новой подстанции для электроснабжения потребителей горно-обогатительного комплекса (ГОК) «Инаглинский» «Чульманского» месторождения.

Подстанция «Налдинская» будет осуществлять электроснабжения объектов технологического комплекса, предназначенных для добычи, приёма складирования, переработки и обогащения рядовых углей, складирования и погрузки товарной продукции.

Строительство данной ПС накладывается на проводимую в данном регионе республики всеобщую реконструкцию электрических сетей.

Данная работа рассматривает один из вариантов развития и модернизации «Южно Якутских электрических сетей» напряжением 220 кВ ФСК, в частности подключение ПС «Налдинская» к схеме внешнего электроснабжения и реконструкцию электрических сетей с целью соответствия их современным требованиям надежности электроснабжения и качества электрической энергии.

Так же в проекте рассматривается проект строительства ВЛ для питания указанной подстанции.

Актуальность данной работы заключается в том, что для развития «Алданского» района как индустриальной части республики «Якутия» требуется реконструкция схемы электроснабжения данного района для подключения нового потребителя – ПС «Налдинская», как следствие этого ввод в работу подстанции и новых потребителей горно-обогатительного комплекса приведет к развитию инфраструктуры, что повысит уровень жизни населения, приведет к притоку капитала и отчислению средств в местный бюджет.

При этом необходимо учитывать тот факт, что для работы ГОК требуется значительное количество электроэнергии, а следовательно строительство ПС

«Налдинская» позволит загрузить существующую схем электроснабжения до приемлемого уровня.

Целью данного проекта является определение наиболее экономически целесообразного варианта подключения ПС «Налдинская» к системе внешнего электроснабжения, обеспечивающего требуемые параметры надежности и качества электрической энергии.

К основным задачам, которые будут решаться в представленной работе следует отнести следующие: определение номинального напряжения и сечения ВЛ питающей ПС «Налдинская», выбор схемы распределительного устройства высокого напряжения ПС и номинальной мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС.

Так же к основным задачам следует отнести выбор основного электротехнического оборудования на ПС и определение экономической эффективности инвестиций в реконструкцию и модернизацию сети.

Определение требуемых мер безопасности в области охраны окружающей среды, при строительстве и эксплуатации электроэнергетических объектов.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТА

Выбор электрических аппаратов и проводников, проектирование конструкций распределительных устройств ПС и линий электропередачи ведется с учетом климатических условий.

Высота над уровнем моря, средняя, минимальная и максимальная температура необходимы для правильного выбора и проверки основного подстанционного оборудования согласно паспортным данным.

Сейсмичность в рассматриваемом районе так же имеет немаловажное значение при выборе оборудования.

Так же при выполнении расчетов заземления и молниезащиты подстанции необходимо иметь данные о грунте рассматриваемого района, толщина стенки гололеда, а так же район по ветру используются для выбора и проверки линейного оборудования в частности линий электропередачи.

Рассмотрим климатические условия района расположения проектируемых и предполагаемых к вводу объектов.

Сейсмичность района проектирования составляет для объектов массового строительства 7 баллов, для объектов повышенной ответственности 8 баллов, для особо важных 9 баллов.

Согласно данным о районе размещения проектируемой подстанции по толщине стенки гололеда он относится к II, по ветровому давлению к I.

Площадка строительства ПС Налдинская будет расположено вплотную к горно-обогатительному комбинату, а следовательно, степень загрязнения атмосферы принимается равной III.

Грунты в рассматриваемом районе относятся к вечномерзлым.

Указанные данные о климатической характеристике района далее будут использованы как в расчетах, так и при выборе и проверке основного электротехнического линейного и подстанционного оборудования.

Основные необходимые данные приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатическая характеристика района проектирования

Область	Высота над уровнем моря	Средняя температура (°C)			Экстремальная температура (°C)	
		За год	Мин.	Макс.	Абсолютный минимум	Абсолютный максимум
ПС Налдинская	671 м	-9,5	-54	32	-61	35

2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ЮЖНО- ЯКУТСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Южно-Якутский энергорайон (ЮЯЭР) включает в себя Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы.

На территории энергорайона расположены три города: Нерюнгри (население 62,3 тыс. человек), Алдан (население 23,4 тыс. человек) и Томмот (население 8,6 тыс. человек).

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, передаёт энергию на оптовый рынок энергии и мощности Дальнего Востока.

Электрические сети ЮЯЭР (за исключением сетей, принадлежащих территориальным сетевым организациям) находятся на балансе филиала «Южно-Якутские электрические сети» ПАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания», деятельность которого заключается в передаче и распределении электрической энергии, обслуживании и ремонте электрических сетей.

Электростанции Нерюнгринская ГРЭС и Чульманская ТЭЦ находятся в ведении филиала «Нерюнгринская ГРЭС» ПАО «Дальневосточная генерирующая компания».

Топливом для электростанций служит промышленный продукт, получаемый при обогащении коксующихся каменных углей Нерюнгринского месторождения.

Потребители ЮЯЭР представлены нагрузкой промышленного (большая часть - это угольная промышленность), коммунального, транспортного, строительного, сельскохозяйственного и других секторов.

Большинство подстанций ЮЯЭР имеют низкую загрузку силового оборудования относительно номинальной мощности, на некоторых двух трансформаторных подстанциях для снижения потерь холостого хода в нормальных режимах работы отключены по одному трансформатору.

Однако, есть и такие подстанции, загрузка которых близка к 100 % или даже превышает (превысит в аварийной ситуации) номинальную мощность трансформаторов в период максимальных нагрузок.

Это следующие подстанции:

2.1 Характеристика источника питания.

Основным источником питания в рассматриваемом районе электрических сетей является Нерюнгринская ГРЭС, которая имеет несколько уровней номинального напряжения (РУ), в частности один энергоблок мощностью 180 МВт выдает энергию на РУ 220 кВ, и два энергоблока 180, 210 МВт выдают энергию на РУ 110 кВ, связь между распределительными устройствами выполняется через два автотрансформатора номинальной мощностью 125 МВА типа АТДЦТН 125000220/110/35, при этом обмотки низкого напряжения не используются и находятся в режиме холостого хода.

Принципиальная однолинейная схема НГРЭС представлена на рисунке 1.

Как видно на рисунке 1 - распределительное устройство как 110 Кв, так и 220 кВ выполнено по схеме одна рабочая секционированная система шин с обходной системой и отдельными обходным и шино-соединительным выключателями.

Данная схема применяется при большом количестве присоединений и имеет большие возможности для вывода в ремонт различного оборудования, например, при выводе в ремонт какого либо выключателя, вводится в работу обходная система шин с обходным выключателем и присоединение на котором отключается выключатель остается в работе без каких либо ограничений.

При выводе в ремонт, какой либо из систем шин все ее присоединения переводятся с помощью разъединителей на другую систему, при этом потребители остаются в работе без перерыва в питании.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПС «НАЛДИНСКАЯ»

Определённую специфику имеет электроснабжение горных предприятий при открытых разработках.

Современные горно-обоганительные комплексы это полностью электрифицированные горные предприятия с установленной мощностью до нескольких десятков МВА.

Характерная их особенность — расположение карьерных электроустановок на значительной площади.

Экскаваторы, буровые станки непрерывно или периодически перемещаются, эксплуатируются на открытом воздухе, в запылённой среде, подвергаясь значительным механическим воздействиям при взрывах, передвижениях и т.п.

Электроприемники питаются напряжением 6-10 кВ и 0,4 кВ, так же на втором этапе реализации проекта будет организовано дополнительное питание на напряжении 35 кВ отдаленных участков.

Основные элементы системы электроснабжения карьера: одна или несколько ГПП, ЦРП, карьерные линии электропередач, карьерные распределительные пункты КРП, передвижные УТП, переключательные пункты ПП и передвижные пункты защиты.

В составе электроприемников данного потребителя имеются как потребителя третьей, так и второй категории.

Согласно ПУЭ электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады

Следовательно можно сделать вывод о том что при проектировании вновь вводимого распределительного устройства высокого напряжения должна быть учтена установка двух трансформаторов.

По роду тока в нагрузке в основном имеются трехфазные потребители напряжением 380 В 95% в виде асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором, и лишь небольшую часть занимают однофазные электроприемники.

Основную массу потребителей электрической энергии представляют различные помещения: вахтовые вагончики, административные здания различного назначения, так же в нагрузки значительную часть занимает освещение территорий баз, электрическое отопление различных помещений, и т.д.

4 РАСЧЕТ ВЕРОЯТНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ

Согласно исходным данным для проектирования подстанции на ней должно иметься несколько распределительных устройств для подключения потребителей, в частности на напряжении 35 кВ должны подключаться 4 отходящие линии, на напряжении 6 кВ предусматривается 6 отходящих линий.

Для полноценного выбора и проверки сетевого и подстанционного оборудования требуются такие вероятностные характеристики нагрузки как средняя и расчетная мощность.

Для определения основных вероятностных характеристик нагрузки используем формулу удельного расхода электрической энергии на выпуск единицы продукции (в данном случае рассматривается добыча, складирование и обогащение бурого угля) [2]:

$$P_{cp} = \frac{W \cdot M}{T} \quad (1)$$

где W – удельный расход эл. энергии на выпуск единицы продукции (МВт×час/т).

M – общее количество продукции выпускаемое за наиболее загруженную смену (согласно исходных данных для проектирования составляет 12000) (т)

T – продолжительность наиболее загруженной смены (час).

$$P_{cp} = \frac{0,058 \cdot 12000}{12} = 58,0 \text{ (МВт)}$$

Далее определяем значение расчетной активной мощности по следующей формуле [2]:

$$P_p = P_{cp} \cdot K_p \quad (2)$$

где K_p – коэффициент расчетной мощности при напряжении выше 1000 В равен 1.

$$P_p = 58,0 \cdot 1 = 58,0 \text{ (МВт)}$$

Далее определяем значение расчетной реактивной мощности по следующей формуле [2]:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент мощности для указанного согласно исходным данным для проектирования.

$$Q_p = 58,0 \cdot 0,75 = 43,5 \text{ (Мвар)}$$

Значение средней реактивной мощности принимается равным значению расчетной реактивной мощности для кабелей высокого напряжения, питающих цеховые трансформаторы:

$$Q_{cp} = Q_p = 43,5 \text{ (Мвар)}$$

Данные расчета сведены в таблицу 2.

Максимальная мощность нагрузки определяется через коэффициент максимума нагрузки согласно исходным данным для проектирования (для данного вида производства он составляет 1,25)

$$P_m = P_{cp} \cdot K_m$$

$$P_m = 58,0 \cdot 1,25 = 72,5 \text{ (МВт)}$$

Аналогично определяем максимальную реактивную мощность

$$Q_m = Q_{cp} \cdot K_m$$

$$Q_m = 43,5 \cdot 1,25 = 54,37 \text{ (Мвар)}$$

На напряжении 35 кВ при расширении предприятия будет организовано питание отдаленных от ПС «Налдинская» участков места разработки, т.к. питание на напряжении 6 кВ передавать нерационально

Результаты расчета будут использованы в дальнейшем при расчете мощности КУ, выборе силовых трансформаторов для ПС «Налдинская», а так же определении сечения питающей ВЛ.

Мощность нагрузки подключаемая к обмоткам среднего и низкого напряжения распределяется согласно их пропускной способности (соотношение мощности для трехобмоточного трансформатора составляет 100/100/100%).

Таблица 2 – Характеристики нагрузки ПС «Налдинская»

ПС «Налдинская»			
Параметр	Общая	Сторона 35 кВ	Сторона 6 кВ
Активная мощность расчетная (МВт)	58,0	29,0	29,0
Реактивная мощность расчетная (Мвар)	43,5	21,75	21,75
Активная мощность максимальная (МВт)	72,5	36,25	36,25
Реактивная мощность максимальная (Мвар)	54,37	27,19	27,19

Полученные данные необходимы для выполнения расчетов по выбору и проверке оборудования, такого как силовые трансформаторы, воздушная линия электропередачи, а так же остальное подстанционное оборудование (выключатели разъединители, трансформаторы тока, шины).

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЛИНЕЙНОГО И ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В данном разделе проводим расчет рационального напряжения на котором будет осуществляться питание подстанции «Налдинская», а так же номинальная мощность компенсирующих устройств и силовых трансформаторов.

5.1 Определение рационального напряжения ВЛ для питания ПС «Налдинская»

В этом подразделе определяется номинальное напряжение на котором будет подключена вновь вводимая ПС «Налдинская».

Это одна из основных характеристик, которая определяет капиталовложения и расходы в процессе эксплуатации сети.

Поэтому выбранный уровень номинального напряжения должен отвечать требованиям экономической целесообразности.

В данном проекте рациональное напряжение ВЛ определяется по универсальной формуле Г.А. Илларионова [1]:

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (4)$$

где $U_{РАЦ}$ – рациональное напряжение передачи мощности P по линии длиной L .

Эта эмпирическая формула позволяет получать верное значение напряжения в широком диапазоне, от 35 до 1150 кВ.

Следует учитывать то, что P это мощность, передаваемая по одноцепной линии, если линия двух цепная, то мощность делится на два.

При расчете принимаем во внимание тот факт, что наиболее перспективны вариантом является подключение данной ПС к проходящей

рядом двух цепной ВЛ-220 кВ «Нерюнгринская ГРЭС» – ПС НПС-18, протяженность прямого участка ВЛ от ПС Налдинская до предполагаемого места подключения составит 25 км, определяем рациональное напряжение ВЛ (кВ):

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25} + \frac{2500}{0,5 \cdot 72,5}}} = 125,9 \text{ (кВ)}$$

Делаем вывод о том что номинальное напряжение РУВН ПС «Налдинская» и соответственно питающей ВЛ необходимо принять 220 кВ.

5.2 Определение мощности компенсирующих устройств для ПС «Налдинская».

Устройства компенсации реактивной мощности оказывают существенное положительное влияние на режим работы электрической сети, в частности они позволяют снизить потери электроэнергии, поднять уровень напряжения на удаленных от источников питания точках, установка такого рода устройств на вновь вводимых ПС позволяет применять силовое оборудование с меньшей пропускной способностью нежели без использования данных устройств.

Для выбора мощности силовых трансформаторов и сечений проводов ВЛ определяется экономически выгодная реактивная мощность, задаваемая энергосистемой в часы максимальных нагрузок.

В данной работе в качестве источников реактивной мощности на стороне 6 кВ рассматриваются шкафы типа КРМ 6,3 кВ

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по максимальному значению нормативного коэффициента мощности, задаваемому энергосистемой в часы максимума нагрузки (приказ №380 от 23.06.2015 Минэнерго) [1]:

$$Q_k = Q_m - P_m \cdot tg \cdot \varphi \tag{5}$$

где $tg \cdot \varphi$ - максимальное значение нормативного коэффициента реактивной мощности, для 220 кВ – 0,5.

$$Q_k = 54,37 - 72,5 \cdot 0,5 = 18,12 (\text{Мвар})$$

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну секцию шин 6 кВ вычисляем по формуле (Мвар):

$$Q_{k1c} = \frac{Q_k}{2} \quad (6)$$

Для подстанции «Налдинская»:

$$Q_{k1c} = \frac{18,12}{2} = 9,06 (\text{Мвар})$$

По требуемой мощности на одну систему шин выбираем компенсирующие устройства, определяем их необходимое количество и фактическую суммарную реактивную мощность, исходя из ряда номинальных значений мощности.

Принимаем к установке на ПС «Налдинская» автоматизированные КУ типа ВАРНЕТ-А – 6,3 – 1050 + 4050×2 общей номинальной мощностью 9150 кВАр на каждую секцию 6 кВ, технические данные данных устройств представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Вероятностные характеристики нагрузки

Технические данные ВАРНЕТ-А – 6,3	
Номинальное напряжение	6,3 кВ
Регулирование	Ручное
Рабочие температуры (°С)	«- 50» – «+ 50»
Климатическое исполнение	УХЛ
Номинальная мощность (кВА)	1050, 4050

Некомпенсированная реактивная мощность потребляемая из сети определяется следующим образом (Мвар).

$$Q_{неск} = Q_m - Q_{ном} \quad (7)$$

$$Q_{неск} = 54,37 - 2 \times (4,05 \times 3 + 1,05) = 36,07 (\text{Мвар})$$

Таким образом, расчет показал, что компенсация реактивной мощности позволяет снизить потребление реактивной мощности из сети на 18,3 МВАр.

5.3 Выбор числа и мощности трансформаторов.

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции «Налдинская» и некомпенсированной реактивной мощности.

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции.

Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции.

Как указывалось ранее на ПС «Налдинская» по условиям надежности электроснабжения потребителей второй категории должно быть установлено не менее двух трансформаторов.

В случае аварии на одном из трансформаторов, второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей.

Расчетная мощность трехобмоточного трансформатора для подстанции определяется по следующей формуле (МВА) [3]:

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_{неск} + Q_{сн})^2}}{n_T \cdot K_3} \quad (8)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора (МВА);

$P_{нн}, P_{сн}$ – средняя активная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения (МВт);

$Q_{неск}, Q_{сн}$ – реактивная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения (МВАр);

n_T – число трансформаторов;

K_3 – оптимальный коэффициент загрузки для двух трансформаторной подстанции (0,7) .

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы [3]:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{нн}} + P_{\text{сн}})^2 + (Q_{\text{неск}} + Q_{\text{сн}})^2}}{n_T \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (9)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{нн}} + P_{\text{сн}})^2 + (Q_{\text{неск}} + Q_{\text{сн}})^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (10)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение по защите одного из трансформаторов.

Выбираем марку и мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС «Налдинская» расчетная мощность трансформатора (среднее значение реактивной мощности передаваемое в сеть СН и НН распределяем равномерно согласно пропускной способности обмоток):

$$S_p = \frac{\sqrt{(29,0 + 29,0)^2 + (36,07 \cdot 0,5 + 36,07 \cdot 0,5)^2}}{2 \cdot 0,7} = 51,78 \text{ (МВА)}$$

Выбираем трех обмоточный трансформатор типа ТДТН 63000/220/35/6 с номинальной мощностью 63 МВА, номинальное напряжение средней стороны 35 кВ низкой стороны 6 кВ.

Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(29,0 + 29,0)^2 + (36,07 + (43,5 - 36,07))^2}}{2 \cdot 63} = 0,58$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(29,0 + 29,0)^2 + (36,07 + (43,5 - 36,07))^2}}{63} = 1,16$$

Коэффициенты загрузки в нормальном (должен составлять 0,5-0,7) и послеаварийном (должен составлять 1-1,4) режимах работы имеют значения не превышающие нормируемых.

Следовательно данный тип трансформатора принимаем к установке на ПС «Налдинская».

Данная схема РУ 220 кВ применяется для подстанций с числом присоединений 2 и номинальным напряжением 35-220 кВ.

В нормальном режиме питания ПС ремонтная перемычка на стороне 220 кВ находится в отключенном положении и вводится в работу только при выводе в ремонт выключателя в мостике для сохранения транзита мощности через РУ.

При повреждении одной из линий электропередачи (а так же при выводе ее в ремонт) она отключается соответствующим трансформаторным выключателем и выключателем в мостике.

Питание обеих секций РУ 35 и 6 кВ осуществляется от оставшегося в работе трансформатора путем включения секционного выключателя на данных РУ.

В случае выхода из строя одного из трансформаторов он отключается соответствующими выключателями со всех сторон, при этом обе питающие линии остаются в работе и транзит мощности не прерывается.

7 РАСЧЕТ СЕЧЕНИЯ ПИТАЮЩЕЙ ВЛ

Расчет проводится с целью определения требуемого сечения линии электропередачи для соответствия накладываемым нагрузкам.

В работе предусматривается проектирование двух цепной ВЛ для обеспечения достаточного уровня надежности питания потребителей, согласно задания на проект ВЛ.

Расчетный ток в воздушных линиях определяется по формуле [3]:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_m^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (11)$$

где n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение;

P_p , $Q_{неск}$ – потоки максимальной активной и некомпенсированной реактивной мощностей на стороне высокого напряжения трансформаторов;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования \max нагрузки.

Для воздушных линий до 220 кВ α_i принимается равным 1,05.

Для T_m равным 3500 часов α_T принимается равным 0,9.

При определении расчетного тока ВЛ учитывается максимальная мощность передаваемая как в сеть низкого так и среднего напряжения, с учетом потерь мощности в трансформаторах.

Определяем активные сопротивления обмоток:

$$R_{общ} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{вн}^2}{S_{тном}^2} \quad (12)$$

$$R_{общ} = \frac{320 \cdot 230^2 \cdot 10^3}{63000^2} = 4,26(\text{Ом})$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания трансформатора;

Тогда сопротивление любой обмотки равно:

$$R_{m1} = R_{m2} = R_{m3} = 0,5 \cdot R_{\text{общ}} \quad (13)$$

$$R_{m1} = R_{m2} = R_{m3} = 0,5 \cdot 4,26 = 2,13 \text{ (Ом)}$$

Напряжения короткого замыкания для лучей трехфазной схемы замещения составляют:

$$u_{K1} = 0,5 \cdot (u_{K\%bc} + u_{K\%bc} - u_{K\%ch}) \quad (14)$$

где $u_{K\%a}$, $u_{K\%bc}$, $u_{K\%ch}$ – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток (%);

$$u_{K1} = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \text{ (\%)} \quad (15)$$

$$u_{K2} = 0,5 \cdot (u_{K\%bc} - u_{K\%bh} + u_{K\%ch}) \quad (15)$$

$$u_{K2} = 0,5 \cdot (10,5 - 17,5 + 6,5) = 0 \text{ (\%)} \quad (16)$$

$$u_{K3} = 0,5 \cdot (-u_{K\%bc} + u_{K\%bh} + u_{K\%ch}) \quad (16)$$

$$u_{K3} = 0,5 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) = 6,75 \text{ (\%)} \quad (17)$$

Определяем сопротивления обмоток высокого и низкого напряжения:

$$X_{m1} = \frac{u_{K1} \cdot U_{\text{вн}}^2}{S_{\text{тном}}} \quad (17)$$

$$X_{m1} = \frac{10,75 \cdot 230^2}{63000} = 120,84 \text{ (Ом)}$$

$$X_{m3} = \frac{u_{K3} \cdot U_{\text{вн}}^2}{S_{\text{тном}}} \quad (18)$$

$$X_{m3} = \frac{6,75 \cdot 230^2}{63000} = 102,25 \text{ (Ом)}$$

Определяем потери реактивной мощности в режиме холостого хода:

$$\Delta Q_x = \frac{i_{xx\%} \cdot S_{\text{мном}}}{100\%} \quad (19)$$

где $i_{xx\%}$ – ток холостого хода трансформатора (%);

$$\Delta Q_x = \frac{1 \cdot 63000}{100\%} = 630 \text{ (квар)}$$

Паспортные данные трансформатора типа ТДТН 63000/220/35/6:

Потери короткого замыкания:

$$\Delta P_{\kappa} = 320 \text{ (кВт)}$$

Потери холостого хода:

$$\Delta P_x = 91 \text{ (кВт)}$$

Находим общие потери активной и реактивной мощности в каждом из трансформаторов при заданном значении максимальной нагрузки (через каждый трансформатор проходит половина мощности нагрузки):

$$\Delta P_m = \frac{S_{\text{нн}}^2}{U_{\text{вн}}^2} \cdot R_{m3} + \frac{S_{\text{сн}}^2}{U_{\text{вн}}^2} \cdot R_{m2} + \frac{S_{\text{вн}}^2}{U_{\text{вн}}^2} \cdot R_{m1} + \Delta P_x \quad (20)$$

$$\Delta P_m = \left(\frac{\left((29000 \cdot 0,5)^2 + \left(\frac{36070 \cdot 0,5}{2} \right)^2 \right)}{230^2} \cdot 2 + \frac{\left((72500 \cdot 0,50,5)^2 + (36070 \cdot 0,5)^2 \right)}{230^2} \right) \cdot 2,13 + 91,0 = 89,58 \text{ (кВт)}$$

При расчете потерь реактивной мощности средняя обмотка не учитывается тк ее сопротивление равно 0:

$$\Delta Q_m = \frac{S_{\text{нн}}^2}{U_{\text{вн}}^2} \cdot X_{m3} + \frac{S_{\text{сн}}^2}{U_{\text{вн}}^2} \cdot X_{m2} + \frac{S_{\text{вн}}^2}{U_{\text{вн}}^2} \cdot X_{m1} + \Delta Q_x \quad (21)$$

$$\Delta Q_m = \frac{\left((29000 \cdot 0,5)^2 + \left(\frac{36070 \cdot 0,5}{2} \right)^2 \right)}{230^2} \cdot 102,25 + \frac{\left((72500 \cdot 0,5)^2 + (36070 \cdot 0,5)^2 \right)}{230^2} \cdot 120,84 + 630 = 4310 \text{ (квар)}$$

Определяем максимальную мощность нагрузки приведенную к стороне ВН ПС «Налдинская»

$$P_{\text{мвн}} = P_{\text{м}} + 2 \cdot \Delta P_{\text{т}} \quad (22)$$

$$P_{\text{мвн}} = 72,5 + 2 \cdot 0,089 = 72,68 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{\text{мвн}} = Q_{\text{неск}} + 2 \cdot \Delta Q_{\text{т}} \quad (23)$$

$$P_{\text{мвн}} = 36,07 + 2 \cdot 4,31 = 44,69 \text{ (Мвар)}$$

Расчетный ток для ВЛ составит согласно формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{72,68^2 + 44,69^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} \cdot 1,05 \cdot 0,9 = 112 \text{ (А)}$$

Согласно экономическим токовым интервалам и учитывая климатические характеристики района проектирования сети принимаем марку провода АС 240/32 для подхода к ПС «Налдинская», ВЛ устанавливаются на стальных опорах.

Далее после определения сечения необходимо провести его проверку по длительно допустимому току при условии отключения одной из цепей ВЛ.

Определяем послеаварийный ток в сечении одной линии по формуле:

$$I_{\text{пав}} = \frac{\sqrt{P_{\text{мвн}}^2 + Q_{\text{мвн}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{72,68^2 + 44,69^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 224 \text{ (А)}$$

Полученное значение необходимо сравнить с длительно допустимым током для данного сечения, в данном случае для провода марки АС-240/32 он составляет 610 А, делаем вывод о том что сечение рассчитано верно.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями (КЗ) называются замыкания между фазами (фазными проводниками электроустановок), замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтральными, а также витковые замыкания в электрических машинах.

КЗ возникают при нарушении изоляции электрических цепей.

Причины таких нарушений различны: старение или пробой изоляции, набросы или обрывы проводов линий электропередач с падением на землю, перекрытия токоведущих частей установок, механическое повреждение изоляции кабельных линий при земляных работах, неправильные действия обслуживающего персонала, удары молнии и т.п.

В электрических установках могут возникать различные виды коротких замыканий, сопровождающихся резким увеличением тока.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев и сопровождается значительными электродинамическими усилиями между проводниками.

Все электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения, должно быть устойчивым к токам КЗ и выбираться с учетом величины этих токов.

Короткие замыкания в сети могут сопровождаться:

- прекращением питания потребителей, присоединенных к местам КЗ;
- нарушением нормальной работы других потребителей (подключенных к неповрежденным участкам сети), вследствие понижения напряжения на этих участках;
- нарушением нормальной работы энергетической системы.

Для предотвращения коротких замыканий и уменьшения их последствий необходимо:

- устранить причины, вызывающие короткие замыкания;

- уменьшить время действия защиты, действующей при коротких замыканиях;

- применять быстродействующие выключатели;

- правильно вычислить величину токов коротких замыканий и по ним выбрать соответствующую аппаратуру.

Расчетным видом КЗ для выбора электрооборудования является трехфазное КЗ.

Расчет токов КЗ ведем с учетом действительных характеристик и действительных режимов работы.

Расчеты токов КЗ для выбора аппаратов и проводников, их проверки по термической и электродинамической стойкости при КЗ, производятся приближенным методом с использованием относительных единиц.

Для упрощения расчета введем некоторые допущения:

- не учитывается сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания, входящих в расчетную схему;

- трехфазная сеть принимается симметричной;

- не учитываются токи нагрузки;

- не учитываются емкостные токи кабельных и воздушных линий;

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

- не учитываются токи намагничивания трансформаторов.

Принятые допущения дают возможность произвести расчет с инженерной точностью.

На рисунке 3, 4 представлены соответственно расчетные точки короткого замыкания и схема замещения.

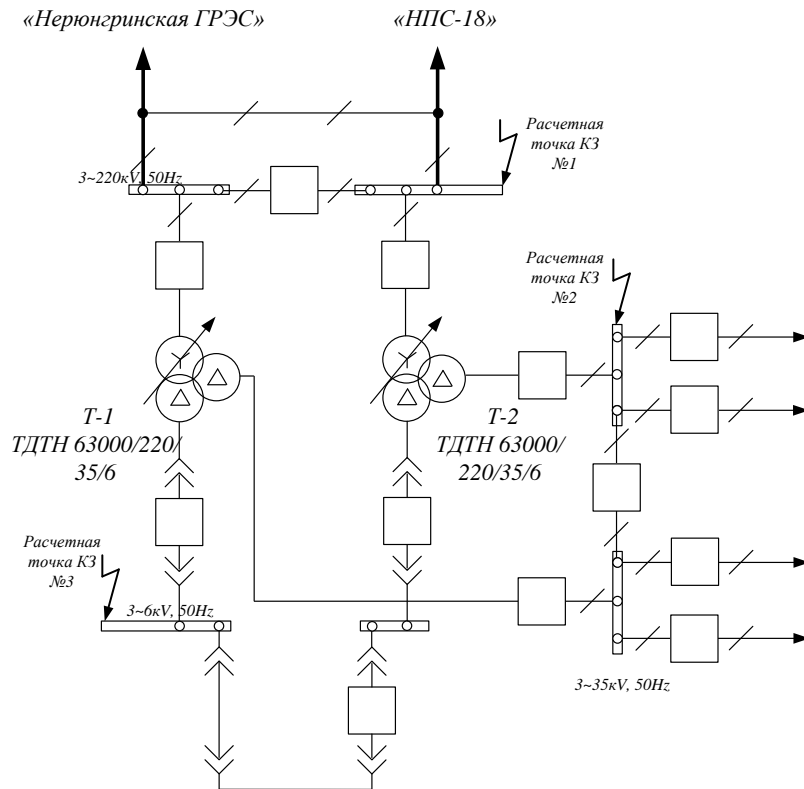


Рисунок 3 – Расчетные точки короткого замыкания

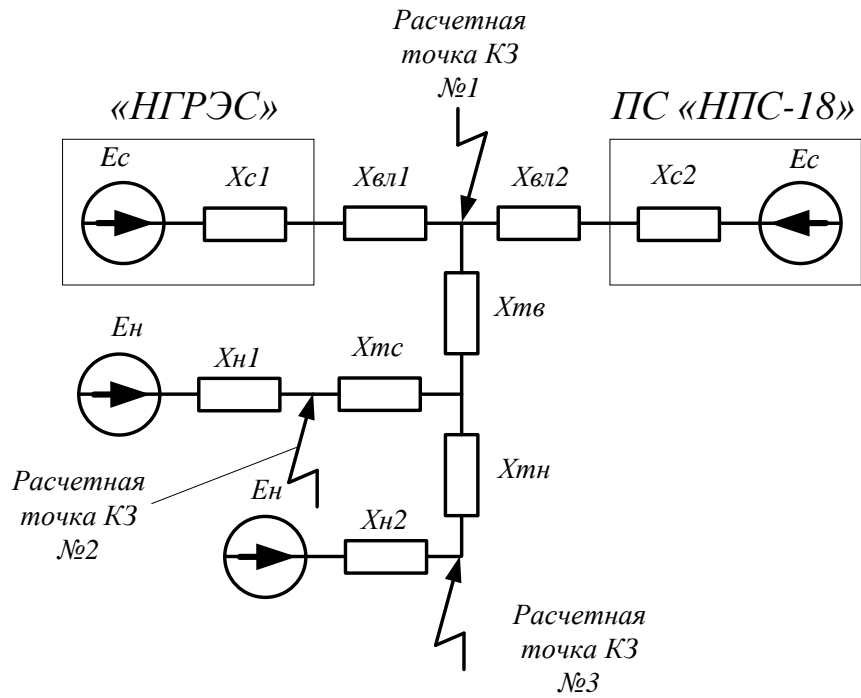


Рисунок 4 – Схема замещения

Для расчета токов короткого замыкания принимаем базисные условия:

- 1) Базисная мощность: $S_B = 63$ (МВА)
- 2) Базисное напряжение на стороне 230 $U_{B220} = 230$ (кВ)
- 3) Базисное напряжение на стороне 35 $U_{B35} = 37$ (кВ)
- 4) Базисное напряжение на стороне 6 $U_{B6} = 6,3$ (кВ)

Определяем базисный ток для каждой ступени трансформации по следующей формуле:

$$I_{B220} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B220}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,16 \text{ (кА)}$$

$$I_{B35} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B35}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,98 \text{ (кА)}$$

$$I_{B6} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B6}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 5,77 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах, приведенные к базисным условиям (о.е.):

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 220 кВ («НГРЭС» ток трехфазного короткого замыкания составляет 15,8 кА):

$$X_C = \frac{S_B}{S_{K3}} \tag{24}$$

$$X_{C1} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 15,8} = 0,01 \text{ (о.е.)}$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 220 кВ (ПС «НПС-18» ток трехфазного короткого замыкания составляет 13,6 кА):

$$X_{C2} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 13,6} = 0,011 \text{ (о.е.)}$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ

Сопротивление ВЛ

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2} \quad (25)$$

где X_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

«НГРЭС» - ПС «Налдинская»:

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot 143,5 \cdot \frac{63}{230^2} = 0,056 \text{ (о.е.)}$$

ПС «Налдинская» - ПС «НПС-18»:

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 180,5 \cdot \frac{63}{230^2} = 0,074 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления трансформаторов установленных на ПС «Налдинская»:

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2} \quad (26)$$

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{1}{2} = 0,05 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} - u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2} \quad (27)$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (10,5 - 17,5 + 6,5) \cdot \frac{1}{2} = -0,03 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2} \quad (28)$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot \frac{1}{2} = 0,034 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{к\%}$, – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%)

Сопротивление обобщенной нагрузки определяется следующим образом:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (29)$$

где S_H – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_{H1}} = 0,35 \cdot \frac{63}{\sqrt{36,25^2 + 27,19^2}} = 0,49 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_{H2}} = 0,35 \cdot \frac{63}{\sqrt{36,25^2 + 27,19^2}} = 0,49 \text{ (о.е.)}$$

Проводим одновременно сворачивание схемы замещения и определение параметров, расчет ведем на примере расчетной точки КЗ №1.

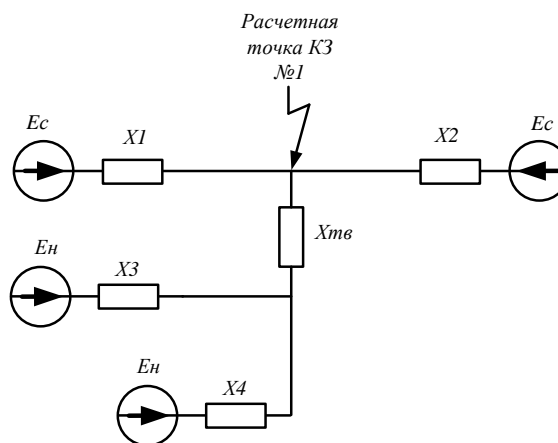


Рисунок 5 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{ВЛ1} = 0,01 + 0,56 = 0,57$$

$$X2 = X_{C2} + X_{ВЛ2} = 0,011 + 0,074 = 0,085$$

$$X3 = X_{H1} = 0,49$$

$$X4 = X_{H2} + X_{ТН} = 0,49 + 0,034 = 0,524$$

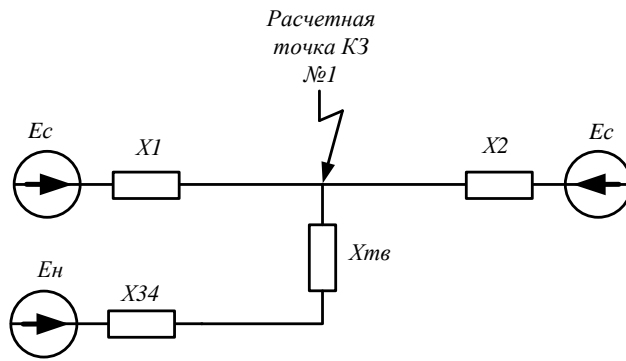


Рисунок 6 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{34} = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} = \frac{0,49 \cdot 0,524}{0,49 + 0,524} = 0,25$$

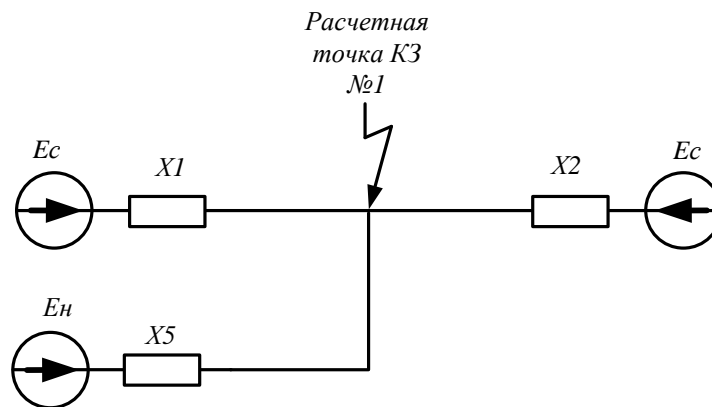


Рисунок 7 – Сворачивание схемы замещения

$$X_5 = X_{34} + X_{тв} = 0,25 + 0,05 = 0,3$$

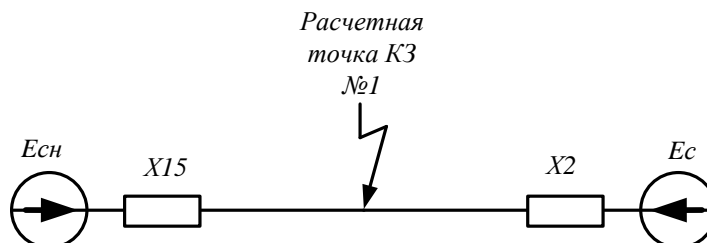


Рисунок 8 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{15} = \frac{X_1 \cdot X_5}{X_1 + X_5} = \frac{0,057 \cdot 0,3}{0,057 + 0,3} = 0,04$$

$$E_{CH} = \frac{X_5 \cdot E_C + X_1 \cdot E_H}{X_5 + X_1} = \frac{0,3 \cdot 1 + 0,052 \cdot 0,85}{0,052 + 0,3} = 0,98$$

где E_C , E_H – соответственно эдс системы и нагрузки в относительных единицах.

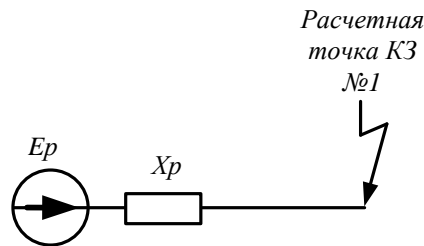


Рисунок 9 – Определение результирующих параметров

Определяем результирующие сопротивление и ЭДС:

$$X_p = \frac{X_2 \cdot X_{15}}{X_2 + X_{15}} = \frac{0,017 \cdot 0,04}{0,017 + 0,04} = 0,01$$

$$E_p = \frac{X_2 \cdot E_{CH} + X_{15} \cdot E_C}{X_2 + X_{15}} = \frac{0,085 \cdot 0,98 + 0,04 \cdot 1}{0,085 + 0,04} = 0,99$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется следующим образом:

$$I_{ПО} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{Б220} \quad (30)$$

$$I_{ПО} = \frac{0,99}{0,01} \cdot 0,13 = 12,87 \text{ (кА)}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется следующим образом (кА):

$$I_A = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{T_{ОВ}}{T_a}} \quad (31)$$

$I_{\text{ПО}}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{\text{ОВ}}$ – полное время отключения выключателя (согласно паспортным данным для выключателя ВГБ-220 составляет 0,06 сек).

T_a – постоянная времени (для шин ПС принимается равной 0,02).

$$I_A = \sqrt{2} \cdot 12,87 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,02}} = 0,9$$

Ударный ток короткого замыкания в точке определяется через коэффициент ударного тока (время наступления максимального значения тока составляет 0,01 сек.):

$$k_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (32)$$

$$k_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,61$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot k_y \quad (33)$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 12,87 \cdot 1,61 = 29,3 \text{ (кА)}$$

Дополнительно при выборе оборудования требуется расчет теплового импульса от протекания токов короткого замыкания (при этом время протекания тока короткого замыкания должно учитывать полное время отключения выключателя и время работы защиты с учетом ступеней селективности), принимается равным 0,06 и максимальное время резервной защиты 0,5:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (T_{\text{ОВ}} + T_a)$$

Для нашего случая:

$$B_{\kappa} = 12,87^2 \cdot (0,5 + 0,06 + 0,02) = 96,07 \text{ (кА}^2 \times \text{с)}$$

Остальные данные по токам короткого замыкания определяются по аналогичным формулам, указаны в таблице 4.

Таблица 4 - Расчет токов КЗ на ПС «Налдинская»

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{\text{по}}$ (кА)	I_A (кА)	T_a	k_{y}	I_{y} (кА)	B_{κ} (кА ² ×с)
№1	12,87	0,9	0,02	1,61	29,3	96,07
№2	6,1	0,43	0,02	1,61	13,89	21,58
№3	23,65	1,67	0,02	1,61	53,84	324,41

Расчетные данные используем далее при выборе оборудования.

9 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПС «НАЛДИНСКАЯ»

В данном разделе рассматривается выбор основного силового и измерительного оборудования устанавливаемого на ПС «Налдинская».

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов КЗ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции.

Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах во всех РУ.

Значения максимальных рабочих токов указаны в таблице 5.

В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка, нелинейные ограничители перенапряжений.

Определяем максимальные рабочие токи всех РУ ПС «Налдинская» по максимальной мощности нагрузки (как указывалось ранее мощность каждой обмотки равна и распределяется как 100/100/100%):

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (34)$$

где S_M – максимальная мощность нагрузки для ПС «Налдинская» (МВА).

$$I_{M220} = \frac{\sqrt{72,5^2 + 36,07^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 213,0 \text{ (кА)}$$

$$I_{M35} = \frac{\sqrt{72,5^2 + 36,07^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 668,0 \text{ (кА)}$$

$$I_{M6} = \frac{\sqrt{72,5^2 + 36,07^2}}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 3896,0 \text{ (кА)}$$

Таблица 5 – Информация о рабочих токах в РУ ПС «Налдинская»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
220	213,0
35	668,0
6	3896,0

9.1 Выбор выключателей 220 кВ.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (35)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M \quad (36)$$

Термическая стойкость:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K \quad (37)$$

где $I_{ТЕР}$ - ток термической стойкости;

$t_{ТЕР}$ - время термической стойкости,

B_K - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость:

$$i_{ПРСКВ} = i_{ДИН} \geq i_{УД} \quad (38)$$

где $i_{ПРСКВ}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$i_{ДИН}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение B_K можно определено для каждой точки КЗ в предыдущем разделе.

Принимаем к расчету выключатель типа ВГБ-220I - 40/2000 У1.

Выключатель элегазовый баковый ВГБ-220I - 40/2000 У1 со встроенными трансформаторами тока предназначен для выполнения коммутационных операций (включений и отключений) в нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока с заземленной нейтралью (коэффициент замыкания на землю не выше 1,4) при номинальном напряжении 220 кВ и номинальной частоте 50Гц. Выключатель предназначен для работы в следующих условиях:

- нормальные значения климатических факторов внешней среды в соответствии с ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1 для климатического исполнения У
- категории размещения 1. Внешний вид представлен на рисунке 10.



Рисунок 10 – Внешний вид выключателя типа ВГБ 220

При этом:

- а) рабочее значение температуры окружающего воздуха:
 - верхнее - плюс 40 °С,
 - нижнее - минус 45 °С;

б) окружающая среда - не содержащая химически активных разъедающих оболочки и опасных в отношении взрыва примесей (содержание коррозионно-активных агентов для атмосферы типа II по ГОСТ 15150).

Выключатель пригоден для работы в условиях:

- наибольшая высота над уровнем моря - не более 1000 м;
 - допустимое натяжение проводов:
- а) в горизонтальной плоскости - 1000 Н(100 кгс);
- б) вертикально вниз - 750 Н (75 кгс).

Сравнение параметров принятого выключателя с расчетными данными представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор и проверка выключателей 220 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	220	220	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2000	213,0	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	40	12,87	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	102	29,3	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	40	12,87	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	18	0,9	$i_{АН} \geq i_{А}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	102	29,3	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	4800	96,07	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Выключатель проходит по всем параметрам.

9.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ.

Первоначально принимаем для установки вакуумный выключатель марки ВР35НС

Выключатели вакуумные наружной установки серии ВР35НС с кремнийорганической и воздушной изоляцией в полюсах (без

трансформаторного масла) и приводом с использованием принципа двухпозиционной "магнитной защелки" соответствуют техническим условиям ТУ У 22588376.002-96.

Выключатели серии ВР35НС предназначены для коммутации электрических высоковольтных цепей при нормальных и аварийных режимах сетей трехфазного переменного тока с изолированной или частично заземленной нейтралью с номинальным напряжением 35 кВ частотой 50 (60) Гц.

Внешний вид представлен на рисунке 11.



Рисунок 11 – Внешний вид – ВР35НС

Выключатели серии ВР35НС применяется как комплектующее для открытых распределительных устройств 35кВ комплектных трансформаторных подстанций КТПБР-110/35/10(6), КТПБР-М-35/10(6) и блоков комплектных распределительных устройств серии КРП(Б)-27,5 тяговых подстанций железной дороги, а также для расширения существующих подстанций и замены устаревших воздушных и масляных выключателей на них.

Вакуумные выключатели серии ВР35НС разработаны на смену воздушным и масляным выключателям, обладая целым рядом преимуществ над ними.

К основным таким преимуществам, прежде всего, следует отнести:

- механический ресурс до 30000 циклов ВО;
 - коммутационный ресурс 55 циклов ВО при номинальном токе отключения;
 - коммутационный ресурс 30000 циклов ВО при номинальном токе;
 - цельнолитая кремнийорганическая изоляция полюсов по сравнению с применяемой ранее и по сравнению с керамическими покрывками позволила значительно уменьшить массу и габариты выключателя, существенно повысить надежность изоляции;
 - применение полимерной изоляции в конструкции полюса позволило отказаться от традиционного заполнения полюса трансформаторным маслом, что значительно повысило надежность и пожаробезопасность выключателя;
- применяемость в схемах на постоянном и переменном оперативном напряжении; минимум обслуживания.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1600	668,0	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	20	6,1	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	52	13,89	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$

Продолжение таблицы 7

Номинальный ток отключения $I_{отк}$ (кА)	20	6,1	$I_{отк} \geq I_{по}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	8	0,43	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	52	13,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1200	21,58	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

9.3 Выбор выключателей на стороне 6 кВ.

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВЭ-СМ-10-50/4000
Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 8:

Таблица 8 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	4000	3896,0	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	50	23,65	$I_{ВКЛ} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	128	53,84	$i_{ВКЛ} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{отк}$ (кА)	50	23,65	$I_{отк} \geq I_{по}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	12	1,67	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	128	53,84	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	7500	324,41	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

9.4 Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой.

Выбор разъединителей 220 кВ.

По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РДЗ-220/1000 ХЛ1 (разъединитель двухколонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор и проверка разъединителей 220 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	220	220	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	213,0	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	80	29,3	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2790,75	96,07	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

Выбор разъединителей 35 кВ.

На напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1.

Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	668,0	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	63	13,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1875	21,58	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

9.5 Выбор системы связи.

В данной работе в качестве системы связи принимаем передачу сигналов и команд на управление коммутационными аппаратами по средствам оптоволоконной линии связи в грозотросе.

По данному каналу связи так же будет организована передача информации телемеханики

9.6 Выбор трансформаторов тока.

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} \quad (39)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{К}} = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (40)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 220 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ35, 6 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (220 кВ):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для 35, 6 кВ) (Ом):

$$r_{\text{ПРОВОД}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (41)$$

где $S_{\text{ПР}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2=1\text{А}$.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 230.

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 12, 13, 14.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)	Количество
Амперметр	Э-350	0,5	1
Ваттметр	Д-335	0,5	1
Варметр	Д-335	0,5	1
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	0,12	1
Счетчик РЭ			

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)	Количество
Амперметр	Э-350	0,5	1
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	0,12	1
Счетчик РЭ			

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)	Количество
Амперметр	Э-350	0,5	1
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	0,12	1
Счетчик РЭ			

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 220 $S_{\text{ПР}} = 1,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 кВ $S_{\text{ПР}} = 0,62$

ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 6 кВ $S_{\text{ПР}} = 0,62$

ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,220} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,06 + 0,71 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,35} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,02 + 0,43 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,6} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,02 + 0,43 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 220 кВ ТОГФ-220 УХЛ-1, с номинальным током первичной обмотки 300 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка выбранного ТТ 220 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$ (кВ)	220	220	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НСЕТИ}}$
Номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$ (А)	300	213,0	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{м}}$

Продолжение таблицы 15

Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	126	29,3	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	13872	96,07	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	20	0,87	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III с номинальным током первичной обмотки 800 А.

Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	800	668	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	125	13,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	7203	21,58	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	30	0,55	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ ТПЛК-6-I-1 с номинальным током первичной обмотки 4000 А.

Сравнение параметров приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	6	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	4000	3896,0	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	120	53,84	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$

Продолжение таблицы 17

Термическая стойкость, $I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP}$ (кА ² с)	10800	324,41	$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2НОМ}$ (Ом)	1,2	0,55	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

9.7 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (42)$$

где $S_{2НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 220 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Частотомер	Н-397	2	7
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			46

Принимаем на стороне 220 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-220 УХЛ1

Таблица 19 – Проверка выбранного ТН 220 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	46 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке.

Данные приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	6	1,5
Ваттметр	Д-335	6	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	6	1
Счетчик РЭ			
Сумма			28

Таблица 21 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 85 \text{ ВА}$	$S_2 = 28 \text{ ВА}$	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам, следовательно, его оставляем.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 6 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	6	1
Счетчик РЭ			
Сумма			8

Принимаем на стороне 6 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 6.

Таблица 23 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	8 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

9.8 Выбор жестких шин.

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения. Максимальный рабочий ток в данном РУ составляет 3896,0 А.

Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 120 × 10 мм (12.0 см²), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 4000А.

Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ (см²).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{324,41}}{91} = 0,2 \quad (43)$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии, что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{144,0}{12,0}}} = 1,73 \quad (44)$$

где J – момент инерции шины ($\text{см}^3 \times \text{см}$).

q - сечение проводника, в данном случае 12,0 (см^2)

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 1 \cdot 12^3 \frac{1}{12} = 144,0 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (45)$$

Принятый тип КРУ – С-410 (согласно паспортным данным расстояние между изоляторами составляет 0,32 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{53840^2}{0,32} = 1569,0 \text{ (Н/м)} \quad (46)$$

где i_{yd} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,32 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 1 \cdot 12^2 \frac{1}{6} = 24,0 \quad (\text{см}^3) \quad (47)$$

Определяем напряжение в проводе при протекании ударного тока КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{53840^2 \cdot 1,0^2}{24 \cdot 0,32} = 6,53 \text{ (МПа)} \quad (48)$$

При расчете напряжение все длины приведены в метры.

Допустимое напряжение для материала шин АДО составляет 40 МПа, расчетное напряжение не превышает допустимого, следовательно, сечение и схема установки жестких шин выбраны верно.

9.9 Выбор гибкой ошиновки.

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 220 кВ ПС «Налдинская».

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 236,0 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 240/32 с максимально допустимым током 690 А расположение фаз горизонтальное.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется, так как шины выполнены голыми проводами, расположенными на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на сжестывание не требуется.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (49)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода 1,18 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,18}} \right) = 31,69 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (50)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимая 230 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 800 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 230}{1,18 \cdot \lg \frac{800}{1,18}} = 19,9 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны:

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

$$21,29 \leq 28,52$$

Неравенство выполняется, следовательно, выбранное сечение удовлетворяет условию выбора.

9.10 Выбор ОПН.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия

$$U_{НОПН} \geq U_{НСЕТИ}$$

Принимаем первоначально ОПН – 220 X1 номинальным напряжением 220 кВ

$$220 \geq 220$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НРОПН} \geq U_{НРСЕТИ}$$

Для данного типа ОПН согласно паспортным данным наибольшее рабочее напряжение составляет 146 кВ, наибольшее фазное напряжение сети составляет

$$U_{\text{нрсети}} = \frac{252}{\sqrt{3}} = 145,49$$

$$146 \geq 145,49$$

Согласно расчетам условие выполняется, следовательно, данный тип ОПН оставляем.

10 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Необходимо защитить линейные (высота 16,5 м) порталы молниеотводами, так как высота остальных элементов подстанции значительно ниже, и они попадают в зону защиты молниеотводов.

Защиту ОРУ выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных и шинных порталах и отдельно стоящими молниеотводами. Высота молниеотвода на линейном портале и отдельно стоящего 220 кВ – 30 метров.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (51)$$

где h – высота молниеотвода (30 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ (м)}$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 20,18 \text{ (м)} \quad (52)$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 30 \cdot \frac{(30 - 16,5)}{(30 + 16,5)} = 8,1 \text{ (м)} \quad (53)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 16,5 м.

Наименьшая высота внутренней зоны на примере двух молниеотводов 1-4 расположенных на расстоянии L друг от друга:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 30 - \frac{25}{7} = 26,42(\text{м}) \quad (54)$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала определяется по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{26,42 - 16,5}{1 + \frac{16,5}{26,42}} = 4,1(\text{м}) \quad (55)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Аналогично проводится расчет молниезащиты от остальных пар молниеотводов результаты расчета сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Параметры зон молниезащиты ПС «Налдинская»

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	30	30	16,15	26,42	20,18	8,1	4,0
2 - 3	25	30	16,15	28,4	20,18	8,1	4,1
3 - 4	25	30	16,15	28,4	20,18	8,1	4,1
1 - 4	25	30	16,15	28,4	20,18	8,1	4,1
5 - 4	30	30	16,15	26,42	20,18	8,1	4,0
5 - 6	25	30	16,15	28,4	20,18	8,1	4,1

Результаты расчета молниезащиты так же представлены на рисунке 12.

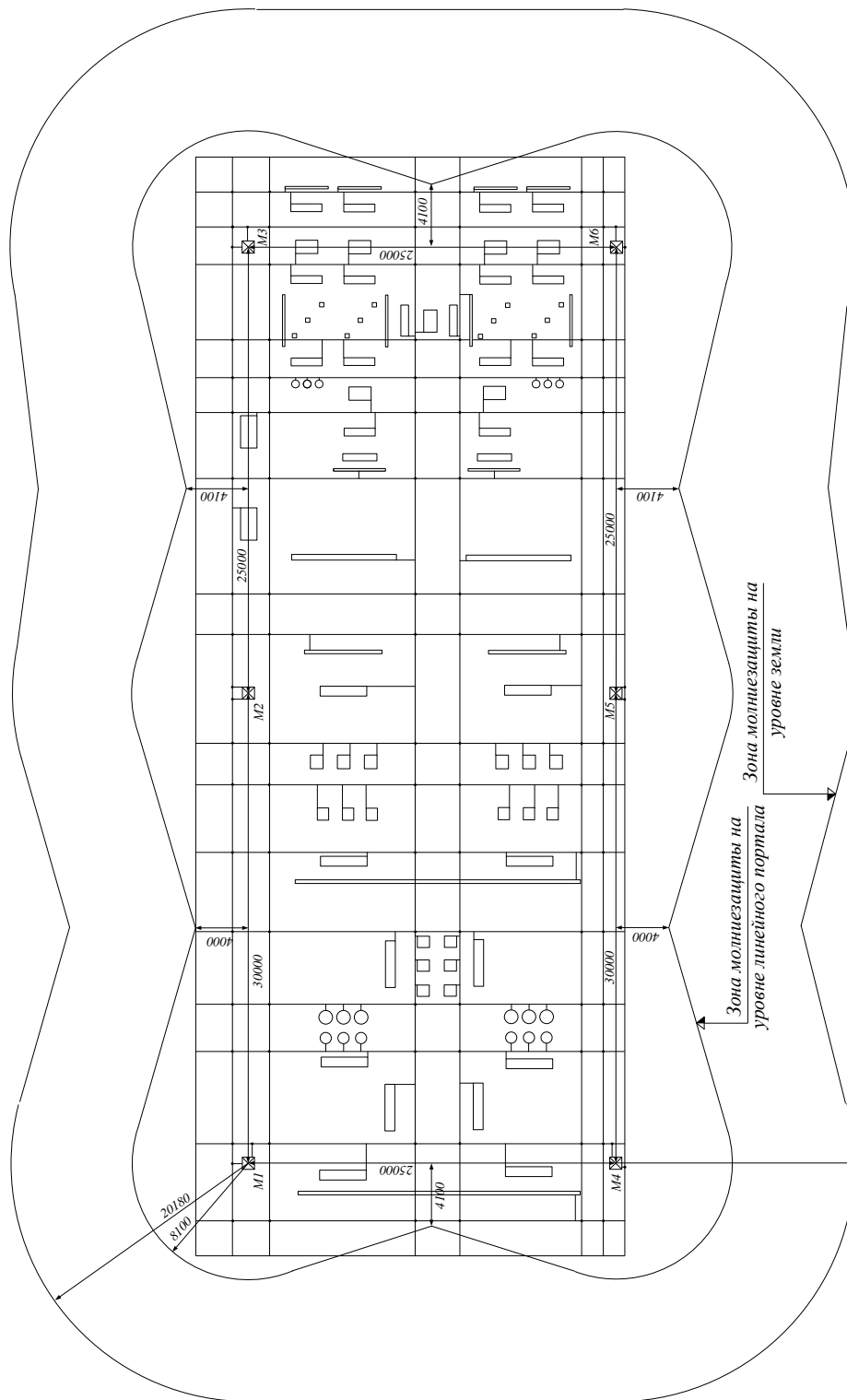


Рисунок 12 – Параметры молниезащиты ПС «Налдинская»

11 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «Налдинская» 50×110 (м)

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A+3) \cdot (B+3) = (110+3) \cdot (50+3) = 5989 \text{ (м}^2\text{)} \quad (56)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов $d = 0,022$ (м)

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (57)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{4,49^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,11 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (58)$$

где - I_M - максимальный ток короткого замыкания (кА)

T - предельное время работы защиты (сек)

β - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (59)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где - a_k, b_k, c_k, d_k - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (60)$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами $l_{nn} = 5$ (м)

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_m} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_m} \cdot (A+3) = \frac{(110+3)}{5} \cdot (50+3) + \frac{(50+3)}{5} \cdot (110+3) = 2395,6 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{2395,6}{2 \cdot \sqrt{5989}} = 15,47 \quad (61)$$

Принимаем число ячеек: $m = 15$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{5989}}{15} = 5,15 \text{ (м)} \quad (62)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{5989} \cdot (15+1) = 2476,4 \text{ (м)} \quad (63)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{5989}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 21,89 \quad (64)$$

Принимаем: $n_e = 22$

Принимаем длину вертикальных электродов $l_e = 4 \text{ (м)}$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right) = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{5989}} + \frac{1}{2476,4 + 4,0 \cdot 22} \right) = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (65)$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5989}}{(21 + 320) \cdot (4,49 + 45)}} = 1,09 \quad (66)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)} \quad (67)$$

12 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ПИТАНИЯ ПС «НАЛДИНСКАЯ»

Надежность электроэнергетических систем – это свойство, которое включает в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность, устойчивость, сохраняемость, управляемость, живучесть и безопасность.

Важным элементом энергосистемы являются – подстанция, от надежности работы, которой зависит функционирование системы и объектов данной энергосистемы, являющихся потребителями электроэнергии.

Проблема надежности подстанции и их элементов связана с вопросами определения показателей надежности станции и подстанций на стадиях проектирования, сооружения и эксплуатации.

С увеличением потребления электрической энергии усложняется структура подстанции, увеличивается ее мощность и увеличивается надежность работы.

Большинство задач по организации процессов функционирования системы сводится к оценке вероятностных показателей в стационарном режиме с использованием различных методов расчета.

Расчет проводится с учетом работы автоматического ввода резерва на шинах 6 кВ.

В качестве схемы РУВН на ПС принята схема «мостик».

Полное погашение данной схемы возможно в том случае, если произойдет отключение питающих линий.

В нормальном режиме работы схемы секционный выключатель включен.

Для оценки надежности электропитания шин НН ПС «Налдинская» на рисунке 13 представлена принципиальная однолинейная схема и схема замещения.

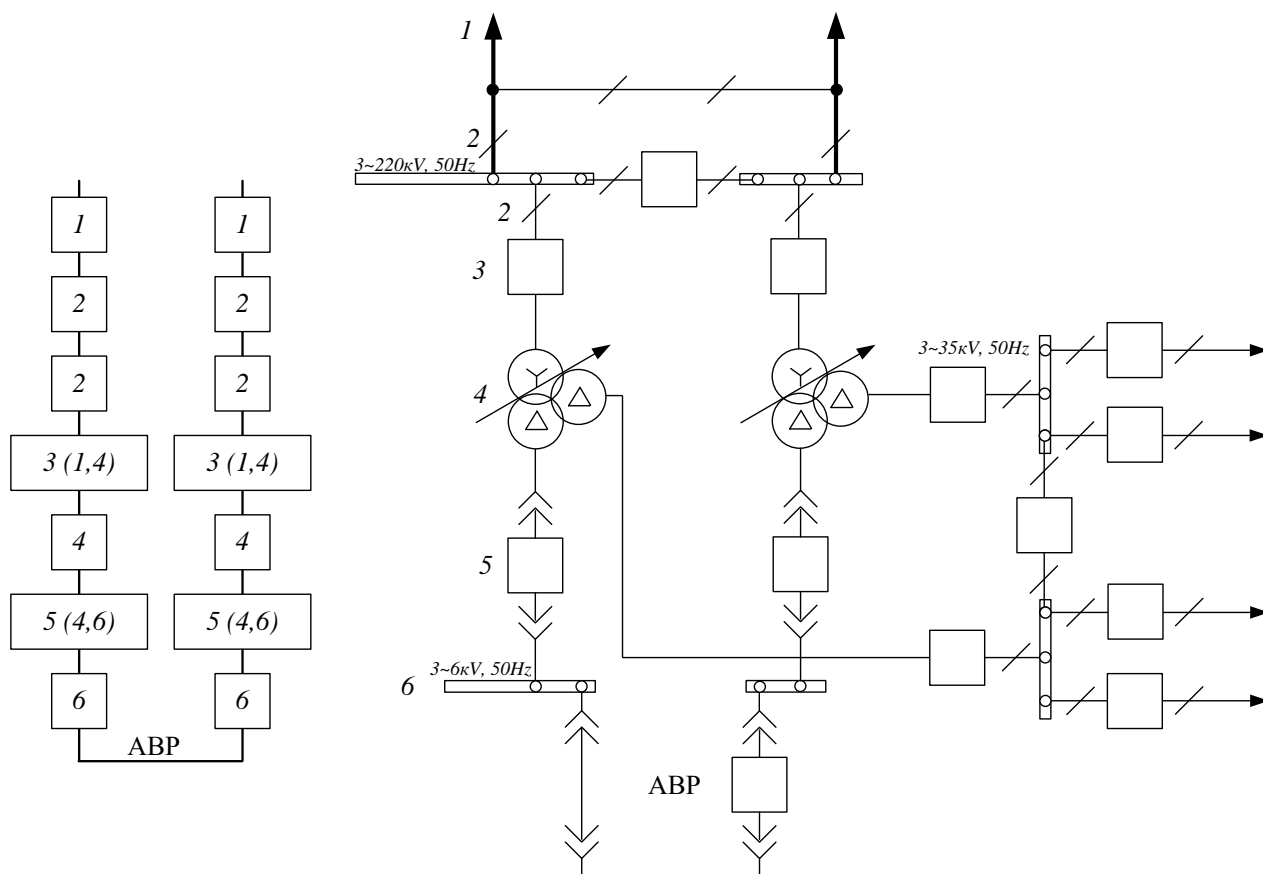


Рисунок 13 – Принципиальная однолинейная схема ПС «Налдинская»

Данные параметры показателей надежности являются справочными, их значения приводятся в таблице 25.

Таблица 25 – Сводные данные по элементам сети

Элемент	ω , 1/год	тв, часов	опр, 1/год	$t_{пр}$, часов.
ВЛ 220 кВ	0,9	9,0	2,1	16,0
Разъединитель 220 кВ	0,01	6	0,834	4
Выключатель 220 кВ	0,004	40	0,8	8,0
Силовой трансформатор 63 МВА	0,007	65	0,25	26
Выключатель 6 кВ	0,003	11	0,8	16
Шины 6 кВ	0,03	5	0,834	2

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется:

$$q_{ВЛ1} = \frac{\omega_{ВЛ} \cdot t_{ВВЛ}}{T_{Г}} \cdot L \frac{1}{100} = \frac{0,9 \cdot 9}{8760} \cdot 143,5 \frac{1}{100} = 4,9 \cdot 10^{-5} \quad (68)$$

$$q_{ВЛ2} = \frac{\omega_{ВЛ} \cdot t_{ВВЛ}}{T_{Г}} \cdot L \frac{1}{100} = \frac{0,9 \cdot 9}{8760} \cdot 180,5 \frac{1}{100} = 22,9 \cdot 10^{-5}$$

где $T_{Г}$ – число часов в году (час).

l - длина ВЛ (км).

Для шин 6 кВ:

$$q_{Ш6} = \frac{\omega_{Ш} \cdot t_{ВШ}}{T_{Г}} \cdot n_{ШР} = \frac{0,03 \cdot 5}{8760} \cdot 8 = 1,71 \cdot 10^{-4} \quad (69)$$

Вероятность отказа разъединителей 220 кВ:

$$q_{Р} = \frac{\omega_{Р} \cdot t_{ВР}}{T_{Г}} = \frac{0,01 \cdot 6}{8760} = 6,84 \cdot 10^{-6} \quad (70)$$

Вероятность отказа силового трехобмоточного трансформатора:

$$q_{Т} = \frac{\omega_{Т} \cdot t_{ВТ}}{T_{Г}} = \frac{0,007 \cdot 65}{8760} = 5,19 \cdot 10^{-5} \quad (71)$$

Вероятность отказа выключателя 220 кВ:

$$q_{В} = \frac{\omega_{В220} \cdot t_{В220}}{T_{Г}} + A_{КЗ} \cdot (\sum q_{СМЕЖ}) + A_{ОП} \cdot N_{ОП} \quad (72)$$

где $A_{КЗ}$ - относительная частота отказов при автоматических отключениях поврежденных смежных элементов $a_{КЗ} = 0,005$;

$q_{СМЕЖ}$ - вероятность отказа смежного с выключателем элемента;

$A_{ОП}$ - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях $A_{оп} = 0,003$;

N_{OP} - число оперативных переключений в год, для данной схемы $N_{OP} =$
2.

Для выключателя 220 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

$$q_{B220} = \frac{0,004 \cdot 40}{8760} + 0,005 \cdot (4,9 \cdot 10^{-5} + 5,19 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}.$$

Для выключателя 6 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 6 кВ.

$$q_{B6} = \frac{0,003 \cdot 11}{8760} + 0,005 \cdot (5,19 \cdot 10^{-5} + 1,71 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6 \cdot 10^{-3}.$$

Рассматриваем две цепи как отдельные источники питания и определяем их вероятностные характеристики:

Параметр потокоотказов цепи (1/год):

$$\omega_{Ц} = \Sigma \omega_i + \omega_{ПМ} = 0,333 + 0,834 = 1,17, \quad (73)$$

где ω_i - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\omega_{ПМ}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений;

Коэффициент простоя цепи:

$$K_{П} = \Sigma \omega_i \cdot t_{Bi} + \frac{\omega_{ПМ} \cdot t_{ПР}}{T_{Г}} = 0,0013. \quad (74)$$

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{BC} = \frac{K_{П}}{\omega_{Ц} - \omega_{ПМ}} = \frac{0,0013}{0,333} = 3,9 \cdot 10^{-3} \text{ (лет)} \quad (75)$$

Определяем параметры системы состоящей из двух взаиморезервирующих элементов:

Коэффициент простоя цепи состоящей из двух параллельных элементов:

$$K_{II} = \omega_{Ц}^2 \cdot t_{ВЦ}^2 + \omega_{ПР} \cdot t_{ПР} \cdot \omega_{Ц} \cdot t_{ВЦ} + t_{ПР} \cdot \omega_{Ц}^2 \cdot t_{ВЦ} = 5,36 \cdot 10^{-3} \quad (76)$$

Параметр потокоотказов системы;

$$\omega_{Ц} = 2 \cdot \omega_{Ц}^2 \cdot t_{ВЦ} + 2 \cdot \omega_{Ц} \cdot \omega_{ПМ} \cdot t_{ПР} = 0,012 \quad (77)$$

Время восстановления системы состоящей из двух взаиморезервирующих элементов:

$$t_{ВС} = \frac{K_{II}}{\omega_{Ц}} = \frac{5,36 \cdot 10^{-3}}{0,012} = 0,442 \text{ (час)} \quad (78)$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_C = \frac{1}{\omega_{Ц}} = \frac{1}{0,012} = 83,33 \text{ (лет)} \quad (79)$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = \frac{0,105}{\omega_{Ц}} = \frac{0,105}{0,012} = 8,75 \text{ (лет)} \quad (80)$$

Проводим расчет основной защиты трехобмоточных трансформаторов ТДТН 63000/220/35/6 «Налдинская» основанную на терминале RET-521

13.1 Дифференциальная защита. Защиту трансформатора выполняем на терминале RET 521.

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты, для этого выберем трансформаторы тока.

Они соединены по схеме «звезда с нулевым проводом».

Выбираем коэффициенты трансформации ТТ с учетом условия:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН} \tag{81}$$

где $I_{ТТН}$ – номинальный ток I стороны трансформатора, А.

Принимаем ближайшее наибольшее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации ТТ $K_{ТА}$.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2ПТ} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \tag{82}$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \tag{83}$$

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \tag{84}$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, $K_{ОТС} = 1,1$;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

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

$\Delta U_{PEГ}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{PEГ} = 0,02$ о.е.;

$\Delta f_{BЫP}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{BЫP} = 0,02$ о.е.

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} \hat{=} \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНМ}}{I_{ТНОМi}} \quad (85)$$

где $I_{1НОМТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{T1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБP} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{TP}} \quad (86)$$

Для силовых трансформаторов и автотрансформаторов, со стороны НН которых подключены токоограничивающие реакторы принимают $I_{СКВ} = 3$,

$K_{ПЕР} \hat{=} 1,5$, $K_{\hat{}}_{ПЕР} = 2,5$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{T1}} \quad (87)$$

Значения $I_{d\min}^*$ и K_{T1} при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта RET521.

Выбираем трансформаторы тока.

$$I_{BH} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158,14 \text{ (A)}$$

$$I_{CH} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 986,3 \text{ (A)}$$

$$I_{HH} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} 0,667 = 3851,2 \text{ (A)}$$

$$I_{2BH} = \frac{158,14 \cdot 5}{200} = 3,9 \text{ (A)}$$

$$I_{2CH} = \frac{986,3 \cdot 5}{1000} = 4,9 \text{ (A)}$$

$$I_{2HH} = \frac{3851,2 \cdot 5}{4000} = 4,81 \text{ (A)}$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{HBP} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{dmin} = 1,25 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{dmin} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 26:

Таблица 26 – Тормозные характеристики.

№ 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

Задаемся значением $I_{TP} = 2,25$ для характеристики № 4 и находим:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (88)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

13.2 Защита от перегрузки.

Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 158,14 = 207,56 \quad (89)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,0

k_B – коэффициент возврата токового принимается равным 0,8;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{ср} = \frac{207,56}{(200/5)} = 5,19 \quad (90)$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

13.3 Максимальная токовая защита.

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах, если для их защиты не используются предохранители.

На понижающих трансформаторах мощностью более 1 МВА МТЗ с минимальным или комбинированным пуском по напряжению используется для защиты от внешних междуфазных КЗ.

Время срабатывания МТЗ может оказывать влияние на выбор основной защиты трансформаторов мощностью от 1 до 6,3 МВА.

Если МТЗ трансформатора является его резервной защитой, то нет необходимости отключать при ее действии все выключатели трансформатора.

Ток срабатывания защиты на стороне 220 кВ:

$$I_{CЗ} = \frac{k_H \cdot k_{САМ}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 158,14 = 355,82(A) \quad (91)$$

где k_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{САМ}$ – коэффициент самозапуска принимается равным 1,5;

$$k_{\psi} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{СЗ}} = \frac{19,85 \cdot 10^3 \cdot (6/230)}{355,82} = 16,05 \quad (92)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{СР} = \frac{355,82}{(200/5)} = 8,9$$

13.4 Газовая защита.

В качестве газовой защиты на данном трансформаторе применяется газовое реле на базе РГЧЗ.

Защита данного типа предназначена для отключения (или работы на сигнал) в случае внутренних повреждений трансформаторов если не работает основная или резервная защита.

13.5 Токовая защита нулевой последовательности.

На силовом трансформаторе дополнительно устанавливается специальная защита нулевой последовательности, предназначенная для работы при однофазных коротких замыканиях на землю.

Выбирается ток и время срабатывания специальной защиты нулевой последовательности на стороне 220 кВ.

Ток срабатывания выбирается по следующим условиям.

Отстройка от наибольшего допустимого тока небаланса в нулевом проводе трансформатора в нормальном режиме:

$$I_{СЗ} = k_H \cdot I_{НБР} = 0,5 \cdot I_{ВНН} \quad (93)$$

$$I_{СЗ} = 0,5 \cdot 158,14 = 79,07 \text{ (А)}$$

Обеспечение достаточной чувствительности при однофазных КЗ на землю на стороне 220 кВ защищаемого трансформатора ($K_{ч.осн.} \approx 2$).

Следует также обеспечить резервирование защитных устройств элементов 220 кВ.

Из вышесказанных слов следует ток срабатывания защиты выбирается таким образом, чтобы при $t_{с.з.} \leq 0.5 \div 0.7$ с. обеспечить степень селективности $\Delta t \approx 0.5$ с. с характеристиками защитных устройств элементов 220 кВ, не имеющих специальных защит нулевой последовательности. Тогда время срабатывания защиты принимаем равным:

$$t_{с.з.} = 0.6 \text{ с.}$$

Ток срабатывания реле определяется по формуле:

$$I_{ср} = \frac{79,07 \cdot 5}{200} = 1,98 \text{ (А)}$$

13.6 Защита линий 220 кВ

Рассмотрим основные защиты ВЛ 220 кВ

Дистанционная защита (ДЗ). В сетях, имеющих сложную конфигурацию, для защиты от коротких межфазных замыканий применяются ДЗ, которая выполняет измерение полного сопротивления ВЛ от измерительных трансформаторов напряжения на подстанциях до непосредственного места возникновения КЗ.

Так как данное сопротивление пропорционально дистанции (расстоянию) до мест короткого замыкания, то и защита получила название дистанционной.

Такая защита сложнее обычных токовых и имеет следующие преимущества:

- зона её действия всегда остаётся постоянной вне зависимости от режима сети и величин токов КЗ;

- имеет направленность действия.

В целях обеспечения селективности действия дистанционной защиты на смежных ВЛ время их действия делают зависимым от расстояния до места возникновения короткого замыкания: дальше КЗ – больше время срабатывания.

Защита выполняется по ступенчатому принципу, когда каждая последующая ступень имеет большую выдержку отключения по времени.

Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП).

При коротких замыканиях на землю применяются ТЗНП, которая использует факт появления в напряжениях и токах нулевой последовательности при таких КЗ в сетях, работающих в режиме глухозаземлённой нейтрали у трансформаторов.

Как известно, составляющие нулевой последовательности выделяются из фазных величин простой геометрической суммой векторов данных величин.

При этом, нулевой провод токовых цепей, которые собраны по схеме полной звезды – это не что иное, как фильтр токов нулевой последовательности.

Поэтому ТЗНП выполняется на электромагнитных реле, включённых в нулевой провод.

Селективность на смежных ВЛ обеспечивается также как и у ДЗ, когда время действия защиты зависит от расстояния до места короткого замыкания, то есть, чем меньше ток срабатывания, тем дальше точка короткого, тем больше время срабатывания.

Как и ДЗ, ТНЗП выполняется ступенчатым, когда каждая последующая ступень имеет меньший ток и большее время срабатывания.

Токовая отсечка (ТО).

Данная мера считается дополнением защит от коротких межфазных замыканий, которая за счёт своей простоты схемы способна обеспечить максимум надёжности.

Токовая отсечка особенно востребована при замыканиях в самом начале линий, когда направленные защиты менее надёжны.

Так, например, если 1-ая ступень ДЗ выполнена с выдержкой времени, то отсечка в данном случае будет единственной быстродействующей мерой.

Правда, на ВЛ небольшой длины, когда 1-ая ступень ДЗ делается с выдержкой времени, правильно отстроить ТО от КЗ на шинах ПС с противоположной стороны с обеспечением нормальной чувствительности при замыканиях вначале линии не всегда возможно.

В таких случаях лучше применять, так называемую, неселективную токовую отсечку, которая автоматически вводится в действие при помощи контакта реле ускорения при включении линейного выключателя вручную или же от АПВ.

13.7 Защита линий 35 кВ

Для линий 35кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через реактор), должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных КЗ и от замыканий на землю.

Защиту от многофазных КЗ следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения с большей вероятностью только одного места повреждения при двойных замыканиях на землю и исключения несрабатывания защиты при двойных замыканиях в фазах, где не установлены трансформаторы тока.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных КЗ должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки ТО, а вторая - в виде максимальной токовой защиты МТЗ.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде:

селективной (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;

селективной (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности.

Защита должна быть установлена на всех линиях электрически связанной сети со стороны питания.

Согласно ПУЭ, для воздушных линий должны быть предусмотрены следующие защиты:

1. Максимальная токовая защита (МТЗ).
2. Токовую отсечку (ТО).
3. Защита от однофазного замыкания на землю.

13.8 Защита линии 6 кВ

К повреждениям в сетях напряжением 6-10 кВ относятся замыкание одной фазы на землю и многофазные (двух и трехфазные) КЗ, в том числе замыкания на землю разных фаз (двойные и тройные КЗ).

Обычно замыкания на землю двух фаз являются результатом развития замыкания одной фазы на землю (однофазного замыкания на землю).

Однофазные замыкания на землю являются основным видом повреждений и характеризуются повышением напряжения неповрежденных фаз относительно земли в раз при металлическом замыкании и в 3÷4 раза при дуговых замыканиях.

Это часто приводит к пробое изоляции, переходу однофазного замыкания в двойные и тройные замыкания и появлению множественных замыканий на землю.

При этом по поврежденным фазам проходят токи КЗ.

Сказанное объясняет необходимость применения в этих сетях защиты от однофазных замыканий на землю.

ПУЭ предписывают выполнять эту защиту в одном из следующих видов: селективной защиты (устанавливающей поврежденное присоединение), действующей на сигнал;

селективной защиты (устанавливающей поврежденное присоединение), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности.

Защита должна быть установлена на питающих элементах сети;

Защита от однофазных замыканий, как правило, использует информацию от трансформаторов тока нулевой последовательности.

Защита от многофазных КЗ одиночных линий с односторонним питанием выполняется в виде двухступенчатой токовой защиты.

Первая ступень - токовая отсечка, чаще всего, без выдержки времени; вторая - максимальная токовая защита с независимой или зависимой от тока выдержкой времени.

Защита линий с двухсторонним питанием часто имеет дополнительный орган - реле направления мощности.

Более сложные защиты, например, дистанционная, обычно не применяются.

Защита от замыканий на землю чаще всего выполняется с трансформаторами тока нулевой последовательности (ТНП) и реле тока типа РТЗ-50, РТЗ-51.

14 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ

Расчет режима работы сети проводится для определения всех параметров, в процессе эксплуатации реконструированной сети, включающих такие как: потери напряжения, потери мощности токовые нагрузки в сечениях и т.д.

На первоначальном этапе расчета режимов работы сети требуется подготовка исходных данных: формирование графа сети, нумерация узлов, определение из них генерирующих и балансирующих по мощности.

Далее необходимо задать параметры ветвей те рассчитать сопротивления на каждом участке в т.ч. сопротивления трансформаторов и их коэффициенты трансформации (указанные сопротивления определяются по справочным данным трансформаторов и проводов линий электропередачи).

На окончательном этапе в программный комплекс вводятся данные по нагрузкам сети, в нашем случае в режиме зимнего максимума (данные по нагрузкам приведены в таблице 27).

Таблица 27 - Нагрузка в узлах сети в режиме зимнего максимума

Номер узла	P (МВт)	Q (МВАр)
11	-110	-50
111	0	0
22	43,07	32,3
222	28,85	21,64
33	22,4	16,8
44	18,6	12,8
55	22,18	15,6
555	6,48	3,2

Данные о режиме работы сети представлены в таблицах 28-30.

Расчет проводится программном комплексе RASTR WIN3, граф сети представлен на рисунке 14.

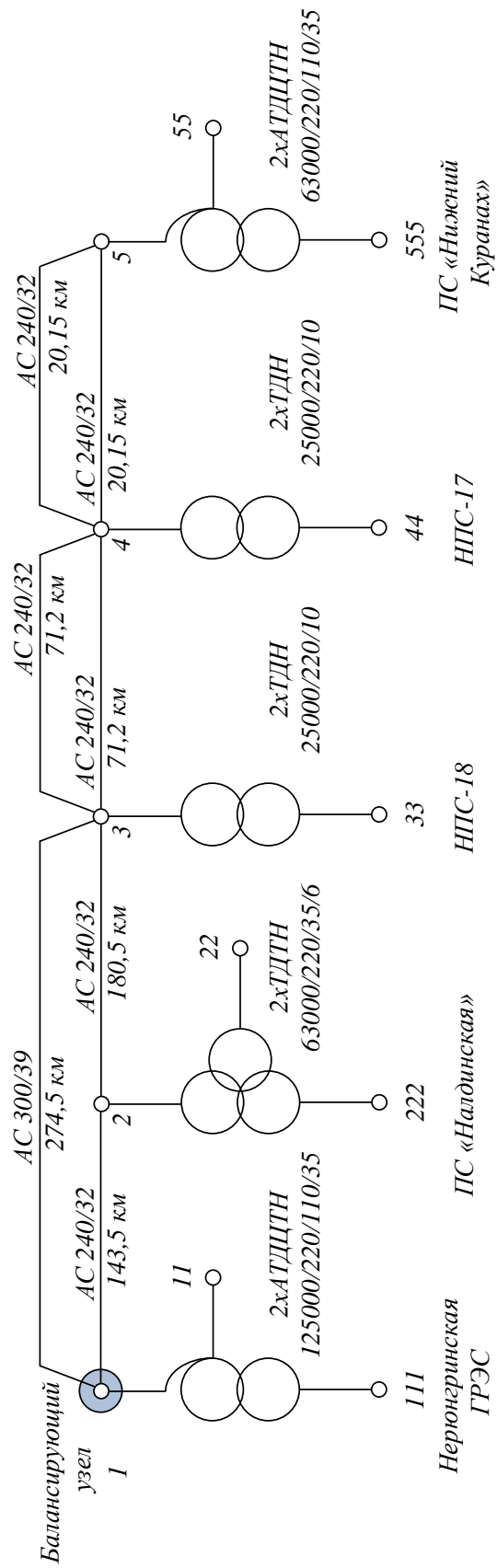


Рисунок 14 - Граф сети с указанием технических параметров оборудования

Таблица 28 – Данные по режиму работы в зимнем максимуме

Начало	Конец	Тип	Рнач (МВт)	dP (МВт)	Ркон (МВт)	Qнач (Мвар)	dQ (Мвар)	Qкон (Мвар)	Uнач (кВ)	Uкон (кВ)	dU (%)	Ip (А)
1	3	ЛЭП	-60,0	2,1	-57,9	-71,5	6,3	-52,1	250,0	232,9	6,8	237,36
1	2	ЛЭП	-86,5	2,0	-84,5	-104,5	8,0	-86,3	250,0	236,2	5,5	344,84
2	3	ЛЭП	-12,2	0,1	-12,1	-23,2	0,3	-13,6	236,2	232,9	1,5	66,59
3	4	ЛЭП	-23,8	0,1	-23,7	-24,0	0,4	-19,1	232,9	230,6	1,1	85,90
3	4	ЛЭП	-23,8	0,1	-23,7	-24,0	0,4	-19,1	232,9	230,6	1,1	85,90
4	5	ЛЭП	-14,4	0,0	-14,4	-12,4	0,0	-9,6	230,6	230,3	0,1	48,33
4	5	ЛЭП	-14,4	0,0	-14,4	-12,4	0,0	-9,6	230,6	230,3	0,1	48,33
1	10	Тр-р	109,9	0,1	110,0	45,3	6,1	50,0	250,0	255,2	-2,4	-
10	11	Тр-р	110,0	0,0	110,0	50,0	0,0	50,0	255,2	127,6	0,0	-
10	111	Тр-р	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	255,2	34,8	0,0	-
2	20	Тр-р	-72,3	0,3	-71,9	-63,1	8,3	-55,5	236,2	222,6	6,2	-
20	22	Тр-р	-43,1	0,0	-43,1	-32,3	0,0	-32,3	222,6	35,6	0,0	-
20	222	Тр-р	-28,8	0,0	-28,8	-23,2	1,5	-21,6	222,6	5,9	2,6	-
3	33	Тр-р	-22,5	0,1	-22,4	-17,7	1,3	-16,8	232,9	10,2	3,1	-
4	44	Тр-р	-18,6	0,0	-18,6	-13,2	0,9	-12,8	230,6	10,1	2,4	-
5	50	Тр-р	-28,7	0,0	-28,7	-19,3	1,1	-18,9	230,3	226,2	1,8	-
50	55	Тр-р	-22,2	0,0	-22,2	-15,6	0,0	-15,6	226,2	113,1	0,0	-
50	555	Тр-р	-6,5	0,0	-6,5	-3,3	0,1	-3,2	226,2	36,0	0,6	-

Расчет нормального режима работы сети после реконструкции при подключении ПС «Налдинская» к системе внешнего электроснабжения показывает отсутствие каких либо значительных отклонений напряжения во всех узлах сети, их значения на стороне высокого напряжения не превышают наибольшего рабочего напряжения, при этом напряжения в узлах нагрузки отклоняются от номинального значения не более чем на 10 %, рабочий ток в сечениях не превышает длительно допустимого значения (максимальное его значение имеет место на участке 1-2 344,84 А при этом длительно допустимый ток для провода марки АС 240/32 составляет 610 А).

Расчет приведен в приложении А.

Таблица 29 – Данные о режиме работы при отключении ВЛ «Нерюнгринская ГРЭС» - ПС «Налдинская»

Начало	Конец	Тип	Рнач (МВт)	dP (МВт)	Ркон (МВт)	Qнач (Мвар)	dQ (Мвар)	Qкон (Мвар)	Uнач (кВ)	Uкон (кВ)	dU (%)	Ip (А)
1	3	ЛЭП	-161,6	15,9	-145,7	-196,5	34,7	-149,7	250,0	213,4	14,6	596,90
1	2	ЛЭП	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
2	3	ЛЭП	72,4	3,2	75,6	69,0	9,2	85,3	196,4	213,4	-7,7	254,35
3	4	ЛЭП	-23,8	0,1	-23,7	-23,2	0,4	-18,9	213,4	210,9	1,1	84,47
3	4	ЛЭП	-23,8	0,1	-23,7	-23,2	0,4	-18,9	213,4	210,9	1,1	84,47
4	5	ЛЭП	-14,4	0,0	-14,4	-12,2	0,0	-9,8	210,9	210,5	0,2	47,86
4	5	ЛЭП	-14,4	0,0	-14,4	-12,2	0,0	-9,8	210,9	210,5	0,2	47,86
1	10	Тр-р	109,9	0,1	110,0	45,3	6,1	50,0	250,0	255,2	-2,4	-
10	11	Тр-р	110,0	0,0	110,0	50,0	0,0	50,0	255,2	127,6	0,0	-
10	111	Тр-р	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	255,2	34,8	0,0	-
2	20	Тр-р	-72,4	0,5	-71,9	-69,0	13,1	-56,4	196,4	178,9	8,0	-
20	22	Тр-р	-43,1	0,0	-43,1	-32,3	0,0	-32,3	178,9	32,2	0,0	-
20	222	Тр-р	-28,8	0,0	-28,8	-24,1	2,5	-21,6	178,9	6,0	4,3	-
3	33	Тр-р	-22,5	0,1	-22,4	-18,0	1,6	-16,8	213,4	9,3	3,5	-
4	44	Тр-р	-18,6	0,0	-18,6	-13,5	1,1	-12,8	210,9	9,2	2,7	-
5	50	Тр-р	-28,7	0,0	-28,7	-19,6	1,3	-18,9	210,5	206,1	2,0	-
50	55	Тр-р	-22,2	0,0	-22,2	-15,6	0,0	-15,6	206,1	103,0	0,0	-
50	555	Тр-р	-6,5	0,0	-6,5	-3,3	0,1	-3,2	206,1	32,7	0,6	-

Расчет послеаварийного режима при отключении ВЛ «Нерюнгринская ГРЭС» - ПС «Налдинская» показывает, что такой режим допустим и напряжения в узлах нагрузки не отклоняются от номинального значения более чем на 10 % (при изменении отпаяк устройств регулирования напряжения).

Значительная нагрузка устанавливается на ВЛ «Нерюнгринская ГРЭС»- «НПС-18», значение тока в данном случае составляет 596,9 А, при длительно допустимом 690А, следовательно сечение ВЛ (АС-300/39) может выдерживать такую нагрузку без повреждения.

Расчет приведен в приложении Б.

Таблица 30 – Данные о режиме работы при отключении ВЛ «Нерюнгринская ГРЭС»- «НПС-18»

Начало	Конец	Тип	Pнач (МВт)	dP (МВт)	Pкон (МВт)	Qнач (Мвар)	dQ (Мвар)	Qкон (Мвар)	Uнач (кВ)	Uкон (кВ)	dU (%)	dU (%)	Ip (А)
1	3	ЛЭП	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
1	2	ЛЭП	-159,3	13,2	-146,1	-175,3	22,4	-143,2	250,0	222,9	10,9	-159,3	602,1
2	3	ЛЭП	-73,8	3,7	-70,1	-78,5	6,6	-64,1	222,9	207,4	7,0	-73,8	273,9
3	4	ЛЭП	-23,8	0,1	-23,7	-22,9	0,4	-18,9	207,4	204,8	1,2	-23,8	84,1
3	4	ЛЭП	-23,8	0,1	-23,7	-22,9	0,4	-18,9	207,4	204,8	1,2	-23,8	84,1
4	5	ЛЭП	-14,4	0,0	-14,4	-12,1	0,0	-9,9	204,8	204,5	0,2	-14,4	47,7
4	5	ЛЭП	-14,4	0,0	-14,4	-12,1	0,0	-9,9	204,8	204,5	0,2	-14,4	47,7
1	10	Тр-р	109,9	0,1	110,0	45,3	6,1	50,0	250,0	255,2	-2,4	109,9	
10	11	Тр-р	110,0	0,0	110,0	50,0	0,0	50,0	255,2	127,6	0,0	110,0	
10	111	Тр-р	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	255,2	34,8	0,0	0,0	
2	20	Тр-р	-72,3	0,4	-71,9	-64,6	9,6	-55,7	222,9	208,1	6,7	-72,3	
20	22	Тр-р	-43,1	0,0	-43,1	-32,3	0,0	-32,3	208,1	37,5	0,0	-43,1	
20	222	Тр-р	-28,8	0,0	-28,8	-23,4	1,8	-21,6	208,1	7,1	3,6	-28,8	
3	33	Тр-р	-22,5	0,1	-22,4	-18,2	1,7	-16,8	207,4	9,0	3,6	-22,5	
4	44	Тр-р	-18,6	0,0	-18,6	-13,6	1,1	-12,8	204,8	8,9	2,7	-18,6	
5	50	Тр-р	-28,7	0,0	-28,7	-19,7	1,4	-18,9	204,5	199,8	2,1	-28,7	
50	55	Тр-р	-22,2	0,0	-22,2	-15,6	0,0	-15,6	199,8	99,9	0,0	-22,2	
50	555	Тр-р	-6,5	0,0	-6,5	-3,3	0,1	-3,2	199,8	31,7	0,7	-6,5	

Второй послеаварийный режим так же может быть осуществлен без повреждения оборудования, т.к. наибольшее значение токовой нагрузки имеет место на участке 1-2 выполненном проводом марки АС240/32 (с длительно допустимым током 610 А), здесь значение тока составляет 602,1 А.

Напряжения в узлах сети так же имеют приемлемое значение.

Расчет приведен в приложении В.

15 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Экономическая оценка эффективности инвестиций в объекты заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями, которые будут иметь место при эксплуатации ПС «Налдинская».

В данном разделе проводится расчет основных экономических показателей при строительстве и эксплуатации подстанционного оборудования.

Для удобного расчета капиталовложений в строительство ПС «Налдинская» данные по новому оборудованию представлены в таблице 31

Таблица 31 – Подстанционное оборудование необходимое для реализации проекта

ПС «Налдинская»			
Наименование оборудования	Тип	Номинальное напряжение (кВ)	Количество
Силовой трансформатор	ТДТН 63000/220/35/6	220	2
Ячейка выключателя	ВГБ-220I - 40/2000 У1	220	3
	ВР35НС	35	7
	ВВЭ-СМ-10	9	13

Стоимость оборудования подстанции «Налдинская» определяется согласно укрупненным стоимостным показателям, с учетом индексов изменения сметной стоимости оборудования, в том числе стоимости материалов, оплаты труда и эксплуатации машин и механизмов на I квартал 2020 года (индекс цен по отношению к ценам 2000 г. составляет 4,28 ед) (согласно приложению №1 к письму Минрегиона России).

Определяем стоимость РУВН, СН, НН по следующей формуле:

$$K_{py220} = N_{яч220} \cdot K_{яч220} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 3 \cdot 7 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 116,84 \text{ (млн.руб)} \quad (94)$$

$$K_{py35} = N_{яч35} \cdot K_{яч35} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 7 \cdot 2 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 55,64 \text{ (млн.руб)} \quad (95)$$

$$K_{py6} = N_{яч6} \cdot K_{яч6} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 13 \cdot 0,085 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 6,15 \text{ (млн.руб)} \quad (96)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2016 год (индекс дефлятор)

$N_{яч}$ - количество ячеек данного типа выключателя:

$K_{яч}$ - стоимость ячейки выключателя:

K_p - районный коэффициент:

Определяем стоимость трансформаторов:

$$K_{тр} = N_{тр} \cdot K_{тр} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 2 \cdot 9,5 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 105,72 \text{ (млн.руб)} \quad (97)$$

где $N_{тр}$ - количество трансформаторов:

$K_{тр}$ - стоимость одного трансформатора:

Определяем постоянную часть затрат по подстанции «Налдинская»:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 21 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 116,84 \text{ (млн.руб)} \quad (98)$$

где $K_{пост}$ - стоимость постоянной части затрат:

Определяем капиталовложение на строительство ПС «Налдинская»:

$$K_{пс} = \Sigma K_{py} + K_{тр} + K_{пост} = 116,84 + 55,64 + 6,15 + 105,72 + 116,84 = 401,19 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формуле (в данном случае только подстанционное оборудование):

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭКС.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (99)$$

где $\alpha_{ЭКС.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций:

$$I_{ЭКС} = \frac{5,9}{100} \cdot 401,19 = 23,67 \text{ (млн.руб)} \quad (100)$$

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле (в данном случае только подстанционное оборудование):

$$I_{AM} = \frac{K_{ПС}}{T_{СПС}} \quad (101)$$

где $T_{СПС} = 20$ лет – период службы для оборудования ПС.

$$I_{AM} = \frac{401,19}{20} = 20,06 \text{ (млн.руб)} \quad (102)$$

Таким образом, расчет показал, что общая величина капиталовложений составляет 401,19 млн. рублей, при этом общие издержки на эксплуатацию и ремонт оборудования 43,73 млн. рублей

16 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе рассматривается проектирование подстанции «Налдинская» «Южно - Якутских электрических сетей».

Согласно расчетам на ПС будет установлено два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН номинальной мощностью 63 МВА.

На ПС предусматривается установка самого современного оборудования с целью, с целью снижения воздействия на окружающую среду.

В частности по сравнению с устаревшими баковыми масляными выключателями современные элегазовые не представляют опасности для окружающей среды.

Применение современных изоляционных материалов в остальном электротехническом оборудовании позволяет снизить вред для экологии при возникновении нештатных ситуаций

Подстанция «Налдинская» согласно проекта расположена вдали от жилого массива и не представляет опасности с точки зрения загрязнения окружающей среды шумом.

16.1 Безопасность

При реконструкции ПС «Налдинская» соблюдаются следующие требования нормативно технической документации:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
3. Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов /ПОТ РМ 007-98/.
4. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
5. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».

6. Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями /СО 153-34.03.204/.

7. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий /СО 34.03.301-00/.

8. Инструктивные указания по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования энергопредприятий /СО 153-34.03.224/

9. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

Основные требования мер безопасности вышеперечисленных НТД указываются в разделе «Требования по охране труда» ППР или ТК.

Непосредственные руководители и исполнители электромонтажных работ перед допуском к их выполнению должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ с фактическими условиями труда, знать и выполнять нормы безопасности в объеме порученных работ.

Основным опасным фактором на электроэнергетических объектах является поражение электрическим током.

Важным отличием, обуславливающим повышенную опасность электроэнергетических объектов, является то, что электрический ток невидим.

К вредным факторам следует отнести электрические и магнитные поля промышленной частоты, возникающие при работе оборудования подстанций и линий электропередач, акустические шумы от работы силового оборудования (особенно трансформаторов и воздушных выключателей).

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительного-монтажных работ должны соответствовать предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ.

Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

16.2 Экологичность

Основным источником загрязнения окружающей среды на ПС «Налдинская» может являться трансформаторное масло, которое в большом объеме содержится в силовом оборудовании и которое может вытечь из трансформатора, вследствие его разрушения.

Трансформаторное масло является неотъемлемой частью современного работающего трансформатора и предназначено для изоляции токоведущих частей, как между собой, так и между ними и заземленными частями, при этом второй немаловажной функцией является функция охлаждающей среды для данного оборудования.

В соответствии с [12] для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «Налдинская» согласно расчетным данным устанавливаются 2 трансформатора марки ТДТН - 63000/220/35/6 с размерами (м) 10×5,6×7,6 и массой масла 45,5 т.

Для устанавливаемых на ПС трансформаторов и монтируемых под них маслоприемников учитываем следующие условия:

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

2) Т.к. масса масла составляет более 20 тонн, следовательно, маслоприемник выполняется с отводом масла.

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

Маслоприемники масла на ПС «Налдинская» выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м; на рисунке 15 представлено схематичное изображение маслоприемника с отводом масла.

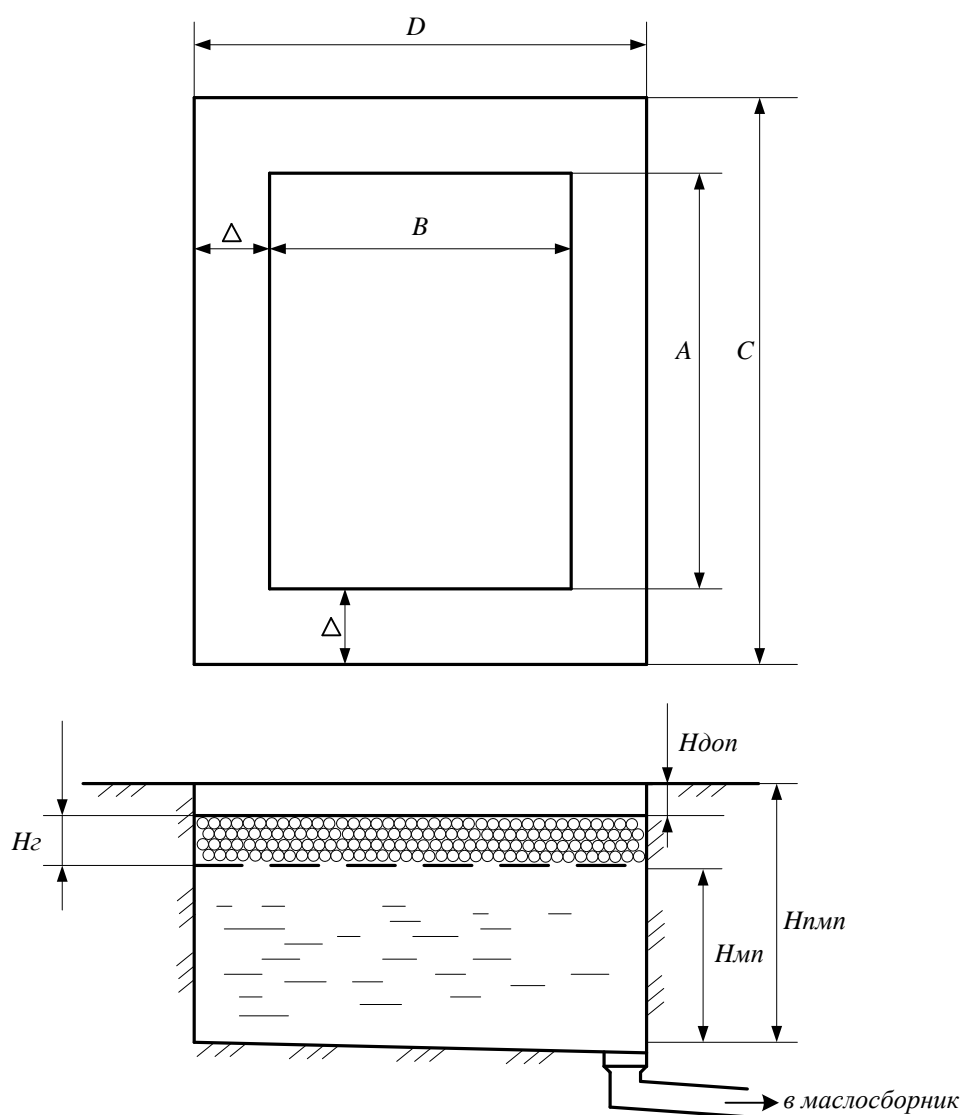


Рисунок 15 – Основные размеры маслоприемника

Верхний уровень гравия (щебня) находится на 75 мм ниже уровня окружающей планировки [12].

3) Маслосборник предусматривается закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [12].

Маслосборник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления.

Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет всех размеров маслоприемника.

Определяем объем масла в автотрансформаторе по формуле:

$$V_{ТРМ} = \frac{M}{\rho} = \frac{45,5}{0,88} = 51,71 \text{ (м}^3\text{)} \quad (103)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 45,5 т

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

Определяем площадь маслоприемника по формуле

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (10,5 + 2 \cdot 1,5) \cdot (5,6 + 2 \cdot 1,5) = 116,1 \text{ (м}^2\text{)} \quad (104)$$

где A , B – длина и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника.

Определяем глубину маслоприемника для приема всего масла $V_{ТРМ}$:

$$H_{МП} = \frac{V_{ТРМ}}{S_{МП}} = \frac{51,71}{116,1} = 0,45 \text{ (м)} \quad (105)$$

Учитывая то, что верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений) принимаем [12]:

Расстояние от верхнего края щебня до уровня окружающей планировки:

$$H_{\text{доп}} = 0,075(\text{м})$$

Высота гравийной подушки

$$H_{\text{Г}} = 0,25(\text{м})$$

Полная высота маслоприемника [12]/

$$H_{\text{МП}} = H_{\text{МП}} + H_{\text{Г}} + H_{\text{доп}} = 0,45 + 0,25 + 0,075 = 0,78 \text{ (м)} \quad (12)$$

Дно маслоприемника выполняем с уклоном 0,005 в сторону прямка, также оно засыпается чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм.

Толщина засыпки 0,25 м.

Рассмотрим расчет требуемого объема маслосборника.

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{БП}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (10,5 + 5,6) \cdot 2 \cdot 7,6 = 244,72 (\text{м}^2) \quad (106)$$

где H – высота трансформатора (м)

Нормативный коэффициент пожаротушения $K_{\text{П}}$ (л/(с×м²)) и нормативное время тушения t (сек) соответственно равны:

$$K_{\text{П}} = 0,2$$

$$t = 1800$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = K_{\text{П}} \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БП}}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (116,1 + 244,72) \cdot 10^{-3} = 129,9 (\text{м}^3) \quad (107)$$

Определяем объем маслосборника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды:

$$V_{\text{ТМН}_2\text{O}} = V_{\text{ТРМ}} + 0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}} = 51,71 + 0,8 \cdot 129,9 = 155,63 (\text{м}^3) \quad (108)$$

Масло отводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч.

Масло отводы на ПС «Налдинская» выполняются в виде подземных трубопроводов.

Сеть масло отводов от трансформатора выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они выполняется из чугунных труб того же диаметра.

16.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ.

Пожарная безопасность.

В связи с тем, что на ПС «Налдинская» устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Для защиты маслонаполненного оборудования, в частности трансформаторов от попадания молнии на ПС «Налдинская» установлена система молниеотводов, которая предусматривает полную защиту ПС.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его цикла.

Основными системами пожарной безопасности на ПС «Налдинская» 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 безопасности.

Систему противопожарной защиты на ПС «Налдинская» составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита на ПС «Налдинская» обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей;
- системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств;

- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам.

Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания.

К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 220 кВ.

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 220 кВ, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения.

Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством.

Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения.

Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

В качестве огнетушащих средств на ПС «Налдинская» устанавливаются: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 6 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 6 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, один ящик с песком емкостью 0.5 м³.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество.

Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя.

Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты).

Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения.

Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был определен экономически целесообразный вариант подключения ПС «Налдинская» к системе внешнего электроснабжения обеспечивающего требуемые параметры надежности.

В ходе выполнения работы были решены следующие задачи: определено сечение ВЛ питающей ПС «Налдинская», выбрана схема распределительного устройства высокого, среднего и низкого напряжения и номинальная мощность силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС.

Так же выбрано основное электротехническое оборудование на ПС, определены экономические показатели при вводе в работу ПС.

Определены требуемые меры безопасности в области охраны окружающей среды, при строительстве и эксплуатации электроэнергетических объектов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2016. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2013. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2015. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Официальный сайт Центробанка России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cbr.ru>
- 8 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 9 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 10 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 11 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2016.

- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2012.
- 13 Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 210.
- 14 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2011.
- 15 Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 2009.
- 16 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2013
- 17 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.
- 18 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.
- 19 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.
- 20 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.
- 21 Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.
- 22 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчет нормального режима работы

Начало	Конец	Тип	Р _{нач} (МВт)	dP (МВт)	Р _{кон} (МВт)	Q _{нач} (Мвар)	dQ (Мвар)	Q _{кон} (Мвар)	U _{нач} (кВ)	U _{кон} (кВ)	dU (%)	I _p (А)
1	3	ЛЭП	-60,0	2,1	-57,9	-71,5	6,3	-52,1	250,0	232,9	6,8	237,36
1	2	ЛЭП	-86,5	2,0	-84,5	-104,5	8,0	-86,3	250,0	236,2	5,5	344,84
2	3	ЛЭП	-12,2	0,1	-12,1	-23,2	0,3	-13,6	236,2	232,9	1,5	66,59
3	4	ЛЭП	-23,8	0,1	-23,7	-24,0	0,4	-19,1	232,9	230,6	1,1	85,90
3	4	ЛЭП	-23,8	0,1	-23,7	-24,0	0,4	-19,1	232,9	230,6	1,1	85,90
4	5	ЛЭП	-14,4	0,0	-14,4	-12,4	0,0	-9,6	230,6	230,3	0,1	48,33
4	5	ЛЭП	-14,4	0,0	-14,4	-12,4	0,0	-9,6	230,6	230,3	0,1	48,33
1	10	Тр-р	109,9	0,1	110,0	45,3	6,1	50,0	250,0	255,2	-2,4	-
10	11	Тр-р	110,0	0,0	110,0	50,0	0,0	50,0	255,2	127,6	0,0	-
10	111	Тр-р	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	255,2	34,8	0,0	-
2	20	Тр-р	-72,3	0,3	-71,9	-63,1	8,3	-55,5	236,2	222,6	6,2	-
20	22	Тр-р	-43,1	0,0	-43,1	-32,3	0,0	-32,3	222,6	35,6	0,0	-
20	222	Тр-р	-28,8	0,0	-28,8	-23,2	1,5	-21,6	222,6	5,9	2,6	-
3	33	Тр-р	-22,5	0,1	-22,4	-17,7	1,3	-16,8	232,9	10,2	3,1	-
4	44	Тр-р	-18,6	0,0	-18,6	-13,2	0,9	-12,8	230,6	10,1	2,4	-
5	50	Тр-р	-28,7	0,0	-28,7	-19,3	1,1	-18,9	230,3	226,2	1,8	-
50	55	Тр-р	-22,2	0,0	-22,2	-15,6	0,0	-15,6	226,2	113,1	0,0	-
50	555	Тр-р	-6,5	0,0	-6,5	-3,3	0,1	-3,2	226,2	36,0	0,6	-

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Расчет послеаварийного режима работы при
отключении ВЛ «Нерюнгринская ГРЭС»- ПС «Налдинская»**

Начало	Конец	Тип	Rнач (МВт)	dP (МВт)	Rкон (МВт)	Qнач (Мвар)	dQ (Мвар)	Qкон (Мвар)	Uнач (кВ)	Uкон (кВ)	dU (%)	Ip (А)
1	3	ЛЭП	-161,6	15,9	-145,7	-196,5	34,7	-149,7	250,0	213,4	14,6	596, 90
1	2	ЛЭП	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
2	3	ЛЭП	72,4	3,2	75,6	69,0	9,2	85,3	196,4	213,4	-7,7	254, 35
3	4	ЛЭП	-23,8	0,1	-23,7	-23,2	0,4	-18,9	213,4	210,9	1,1	84,4 7
3	4	ЛЭП	-23,8	0,1	-23,7	-23,2	0,4	-18,9	213,4	210,9	1,1	84,4 7
4	5	ЛЭП	-14,4	0,0	-14,4	-12,2	0,0	-9,8	210,9	210,5	0,2	47,8 6
4	5	ЛЭП	-14,4	0,0	-14,4	-12,2	0,0	-9,8	210,9	210,5	0,2	47,8 6
1	10	Тр-р	109,9	0,1	110,0	45,3	6,1	50,0	250,0	255,2	-2,4	-
10	11	Тр-р	110,0	0,0	110,0	50,0	0,0	50,0	255,2	127,6	0,0	-
10	111	Тр-р	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	255,2	34,8	0,0	-
2	20	Тр-р	-72,4	0,5	-71,9	-69,0	13,1	-56,4	196,4	178,9	8,0	-
20	22	Тр-р	-43,1	0,0	-43,1	-32,3	0,0	-32,3	178,9	32,2	0,0	-
20	222	Тр-р	-28,8	0,0	-28,8	-24,1	2,5	-21,6	178,9	6,0	4,3	-
3	33	Тр-р	-22,5	0,1	-22,4	-18,0	1,6	-16,8	213,4	9,3	3,5	-
4	44	Тр-р	-18,6	0,0	-18,6	-13,5	1,1	-12,8	210,9	9,2	2,7	-
5	50	Тр-р	-28,7	0,0	-28,7	-19,6	1,3	-18,9	210,5	206,1	2,0	-
50	55	Тр-р	-22,2	0,0	-22,2	-15,6	0,0	-15,6	206,1	103,0	0,0	-
50	555	Тр-р	-6,5	0,0	-6,5	-3,3	0,1	-3,2	206,1	32,7	0,6	-

ПРИЛОЖЕНИЕ В. Расчет послеаварийного режима работы при
отключении ВЛ «Нерюнгринская ГРЭС»- «НПС-18»

Начало	Конец	Тип	P _{нач} (МВт)	dP (МВт)	P _{кон} (МВт)	Q _{нач} (Мвар)	dQ (Мвар)	Q _{кон} (Мвар)	U _{нач} (кВ)	U _{кон} (кВ)	dU (%)	dU (%)	I _p (А)
1	3	ЛЭП	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
1	2	ЛЭП	-159,3	13,2	-146,1	-175,3	22,4	-143,2	250,0	222,9	10,9	-159,3	602,1
2	3	ЛЭП	-73,8	3,7	-70,1	-78,5	6,6	-64,1	222,9	207,4	7,0	-73,8	273,9
3	4	ЛЭП	-23,8	0,1	-23,7	-22,9	0,4	-18,9	207,4	204,8	1,2	-23,8	84,1
3	4	ЛЭП	-23,8	0,1	-23,7	-22,9	0,4	-18,9	207,4	204,8	1,2	-23,8	84,1
4	5	ЛЭП	-14,4	0,0	-14,4	-12,1	0,0	-9,9	204,8	204,5	0,2	-14,4	47,7
4	5	ЛЭП	-14,4	0,0	-14,4	-12,1	0,0	-9,9	204,8	204,5	0,2	-14,4	47,7
1	10	Тр-р	109,9	0,1	110,0	45,3	6,1	50,0	250,0	255,2	-2,4	109,9	
10	11	Тр-р	110,0	0,0	110,0	50,0	0,0	50,0	255,2	127,6	0,0	110,0	
10	111	Тр-р	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	255,2	34,8	0,0	0,0	
2	20	Тр-р	-72,3	0,4	-71,9	-64,6	9,6	-55,7	222,9	208,1	6,7	-72,3	
20	22	Тр-р	-43,1	0,0	-43,1	-32,3	0,0	-32,3	208,1	37,5	0,0	-43,1	
20	222	Тр-р	-28,8	0,0	-28,8	-23,4	1,8	-21,6	208,1	7,1	3,6	-28,8	
3	33	Тр-р	-22,5	0,1	-22,4	-18,2	1,7	-16,8	207,4	9,0	3,6	-22,5	
4	44	Тр-р	-18,6	0,0	-18,6	-13,6	1,1	-12,8	204,8	8,9	2,7	-18,6	
5	50	Тр-р	-28,7	0,0	-28,7	-19,7	1,4	-18,9	204,5	199,8	2,1	-28,7	
50	55	Тр-р	-22,2	0,0	-22,2	-15,6	0,0	-15,6	199,8	99,9	0,0	-22,2	
50	555	Тр-р	-6,5	0,0	-6,5	-3,3	0,1	-3,2	199,8	31,7	0,7	-6,5	

ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Расчет молниезащиты

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h$$

где h – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 19 = 16,15$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 8,1$$

где h_x – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 11 м.

Наименьшая высота внутренней зоны на примере двух молниеотводов 1-4 расположенных на расстоянии L друг от друга:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 19 - \frac{25}{7} = 15,4$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала определяется по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{15,4 - 11}{1 + \frac{11}{15,4}} = 4,1$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	30	19	16,15	14,7	20,18	8,1	3,4
2 - 3	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1
3 - 4	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1
1 - 4	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1
5 - 4	30	19	16,15	14,7	20,18	8,1	3,4
5 - 6	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1

Результаты расчета молниезащиты так же представлены в графической части ВКР.