

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

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии электропередачи напряжением 220 кВ подстанция Амурская - подстанция Шимановск - тяга

Исполнитель
студент группы 742- об4 _____ О.В. Савватеева
подпись, дата

Руководитель
доцент _____ А. Г. Ротачева
подпись, дата

Консультант:
по безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук _____ А. Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
ассистент _____ И.А. Лисогурский
подпись, дата

Благовещенск 2021

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
« _____ » _____ 2021 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Савватеевой Ольги Валерьевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии электропередачи напряжением 220 кВ подстанция Амурская - подстанция Шимановск - тяга

(утверждена приказом от 17.05.21 № 931-82)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Схемы электрических соединений и ПС Западных сетей, нагрузки ПС по контрольным замерам.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района, расчет токов КЗ, выбор оборудования, молниезащита, выбор типов защит и автоматики, надежность, организационно-экономическая часть, техника безопасности.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 33 таблицы, программный продукт Mathcad.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук
7. Дата выдачи задания 07.04.21

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна,

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

доцент

Задание принял к исполнению (дата): 07.04.21 _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Дипломный проект содержит 115 с., 14 рисунков, 33 таблицы, 20 использованных источника.

МОДЕРНИЗАЦИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, УСТАВКА, ТЕРМИНАЛ, ВСТАВКА, ВЫДЕРЖКА ВРЕМЕНИ, НАДЕЖНОСТЬ, ЭКОНОМИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, УСТОЙЧИВОСТЬ СИСТЕМЫ.

В выпускной квалификационной работе был произведен расчет микропроцессорной релейной защиты воздушной линии. Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики основного электрооборудования подстанции; выбрано и проверено основное электрооборудование: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения. С точки зрения надежности рассмотрен промежуток сети «Амурская - Шимановск - тяга» после реконструкции. Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты. Произведен технико-экономический расчет.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика реконструируемого района	9
1.1 Климатическая характеристика района	9
1.2 Характеристика центров питания	10
1.3 Характеристика потребителей электроэнергии	13
2 Расчёт токов короткого замыкания	15
2.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 220,27,5 и 10 кВ	15
3 Выбор и проверка оборудования на ПС Шимановск -тяга	22
3.1 Выбор и проверка выключателей	22
3.2 Выбор и проверка разъединителей	26
3.3 Выбор ячеек КРУ	27
3.4 Выбор трансформатора тока	29
3.5 Выбор трансформатора напряжения	35
3.6 Выбор жестких шин	39
3.7 Выбор гибких шин	41
3.8 Выбор опорных изоляторов	44
3.9 Выбор ограничителей перенапряжения	45
3.10 Выбор и проверка ТСН	49
4 Молниезащита и заземление ПС Шимановск - тяга	51
4.1 Заземление ПС Шимановск - тяга	51
4.2 Защита от прямых ударов молнии	55
5 Релейная защита и автоматика	57
5.1 Общие принципы построения защит	57
5.2 Защита трансформатора	58
5.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	59
5.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	60

5.5	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	64
5.6	Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне высшего напряжения	65
5.7	Защита от перегрузки	68
5.8	Газовая защита	69
6	Релейная защита ВЛ 220 кВ Амурская – Шимановск - тяга	71
6.1	Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики линий	71
6.2	Перевод уставок защит к параметрам микропроцессорного терминала	79
6.3	Расчет уставок максимальной токовой отсечки и ТЗНП	83
6.4	Расчет уставок дифференциальной защиты линии	86
6.5	Выбор уставки дифференциальной защиты	86
6.6	АПВ	87
6.7	УРОВ	90
7	Расчет уставок выбранных устройств рза для шин	92
7.1	Выбор защит шин	92
7.2	Расчет дифференциальной защиты шин	93
8	Технико-экономическое обоснование проекта	95
8.1	Расчет капитальных вложений в выбранное оборудование	95
8.2	Расчет эксплуатационных издержек	97
9	Безопасность и экологичность	101
9.1	Безопасность	101
9.2	Экологичность	104
9.3	Чрезвычайные ситуации	107
	Заключение	113
	Библиографический список	114

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматическое включение резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВЛ – воздушная линия электропередачи;
- ВРУ – вводно-распределительные устройства;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия электропередачи;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- ЛВС – локальная вычислительная сеть;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПА – противоаварийная автоматика;
- ПС – подстанция;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- РУ – распределительное устройство;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТО – токовая отсечка;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТС – телесигнализация;
- ТТ – трансформатор тока;
- УЗО – устройство защитного отключения;
- ЦС – центральная сигнализация;
- ЭП – электроприемник.

ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей системы тягового электроснабжения является обеспечение эксплуатационной работы железной дороги. Для этого необходимо, чтобы мощность всех элементов системы электроснабжения была достаточной для обеспечения потребной каждому локомотиву мощности при самых разнообразных условиях работы железнодорожной линии.

Эта задача может быть решена только при правильно выбранных параметрах системы электроснабжения, т.е. обеспечивающих работу оборудования в допустимых для него пределах по нагрузке и необходимом качестве электроэнергии (в первую очередь уровень напряжения).

Известно, что недопустимое для данного элемента электрической установки увеличение нагрузки может привести к выходу его из строя. Следовательно, параметры устройств системы электроснабжения должны быть выбраны так, чтобы они бесперебойно работали в течение времени, определяемого их нормальным сроком службы.

Актуальность темы обусловлена тем, что в настоящее время в Западных электрических сетях количество потребителей растет, а оборудование, установленное на подстанциях, не всегда выдерживает растущих нагрузок. Перегрузка подстанций приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей. Поэтому необходимо повышать экономическую эффективность данной отрасли за счет улучшенного использования имеющегося оборудования и по возможности модернизации устаревшего.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение качества электроэнергии, избирательности, резервирование, быстродействие, чувствительности и повышение надежности электроснабжения Западных электрических сетей.

Для реализации поставленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:

- анализ существующей сети;

- расчет токов короткого замыкания;
- модернизация высоковольтного и низковольтного оборудования на ПС Шимановск - тяга;
- определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- расчет релейной и автоматики, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ПС Шимановск - тяга;
- оценка экономической эффективности модернизации ВЛ 220 кВ Амурская – Шимановск - тяга;

Помимо вышесказанного, необходимо рассмотреть вопросы, связанные с безопасностью и экологичностью проекта.

Источниками информации служат специальная литература, справочники, инструкции, руководящие указания, ГОСТы.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОГО РАЙОНА

1.1 Климатическая характеристика района

Шимановский и Центральный район Западных сетей расположен в северо-восточной части Амурской области. На северо-востоке, юго-востоке и юге граничит с Хабаровским краем, на юго-западе и западе – с Мазановским районом и на северо-западе с Зейским районом. Район занимает обширную территорию 46,7 тыс. кв. км (12,9 % территории Амурской области). В районе 6 поселков городского типа и 4 сельских населенных пунктов.

Район расположен в зоне 1-6 – балльной сейсмичности.

Территория Шимановского и Центрального района относится к бассейну среднего Амура и характеризуется густой речной сетью – 0,7-1,2 км/кв. км. Извилистость рек от слабой до умеренной. Условия стока в бассейне в целом благоприятные, что объясняется горным рельефом, относительно большими уклонами рек и густотой речной сети.

Климат района резкоконтинентальный с суровой длинной зимой и коротким жарким летом.

Таблица 1 – Природно-климатические условия Шимановского и Центрального района Амурской области

Месяц	Температура воздуха в градусах			Кол-во осадков (мм.)	Снежный покров, см	Относительная влажность воздуха, %	Направление ветра	Скорость ветра м/сек.
	Много-летняя	Абсолютная	Макс.					
Январь	-30,8	-3,9	-49,8	5,7	29	71	ю-в	0,4
Февраль	-23,8	2	-47,8	3,6	34	70	с	0,8
Март	-12,6	10,4	-43	11,4	36	64	с	1,2
Апрель	-0,2	24,2	-29,5	27,2	19	60	с	2,1
Май	9,1	31,5	-7,9	52,2	-	59	с	2,3
Июнь	15,5	33,7	-4,2	94,2	-	74	с	1,4
Июль	19,1	37,1	2,1	127,5	-	81	с	1,6
Август	17,1	33,5	1,2	154,8	-	82	с	1,4
Сентябрь	9,5	29,5	-9	80,9	-	78	с	1,2
Октябрь	-1,1	27,1	-27,5	38,5	8	68	ю-з	1,3
Ноябрь	-17,1	7	-43,9	28,2	19	76	ю-з	1,3
Декабрь	-28,9	-2,9	-48,7	12,6	25	75	ю-в	0,7
Средние за год:	-3,6	37,1	49,8	636,8	-	-	-	-

Приведенные в таблице 1 данные свидетельствуют о довольно низкой среднегодовой температуре - 3,6° и особом режиме распределения осадков в течение года. Среднегодовое количество осадков составляет 636 мм, из них 59% выпадает в течение трех летних месяцев - июнь, июль, август. Снежный покров маломощен, средняя глубина его 25-36 см, по северу района 53-60 см, лежит с октября по апрель. В конце июля и начале августа наиболее сильно развита циклоническая деятельность, из-за которой увеличивается выпадение осадков, часты ливни. В этот период наблюдается повышение уровня воды в реке Селемджа и ее притоках до 3,5м. С октября происходит заметное убывание количества осадков.

Ветровой режим тесно связан с общей циркуляцией атмосферы, в частности, с господствующим западным переносом воздушных масс, наблюдается общее преобладание ветров северо-западного направления, хорошо выражена и их сезонность. Зимой обычно бывают ветры северо-западные, а летом преимущественно южных румбов, слабые. Весной и осенью при перестройке циркуляции атмосферы и смене направлений воздушных масс ветер становится порывистым, порой очень сильным. Если средние годовые скорости его 1-3,5 м/сек то весной, в апреле, мае, средние месячные скорости становятся равными 2-2,5 м/сек., а в отдельные дни достигают 10-15 м/сек.

На основании карт районирования территории Амурской области, в соответствии с Правилами устройства электроустановок, Шимановского и Центрального района относится по ветровому давлению на уровне 10 м над поверхностью земли к району III - 650 Па (32 м/сек), по толщине стенки гололеда - к району III- от 15,1 до 20 мм.

1.2 Характеристика центров питания

В качестве источника питания выбрана ПС Амурская.

ПС Амурская трансформаторной мощностью $501 \times 2 + 63 \times 2 = 1128$ МВА введена в эксплуатацию в 1979 году. По двум линиями электропередачи 500 кВ и девяти линиям 220 кВ подстанция осуществляет транзит и передачу мощности от двух крупнейших гидроэлектростанций Дальнего Востока –

Зейской и Бурейской ГЭС – потребителям Амурской области, Хабаровского края и Приморья.

Является одной из крупнейших на Дальнем Востоке. Помимо открытых распределительных устройств (ОРУ) напряжением 500, 220 и 110 кВ в ее состав входит и ОРУ 35 кВ. Внутренние линии напряжением 110 и 35 кВ обеспечивают потребности в электроэнергии города Свободный и Свободненского района.

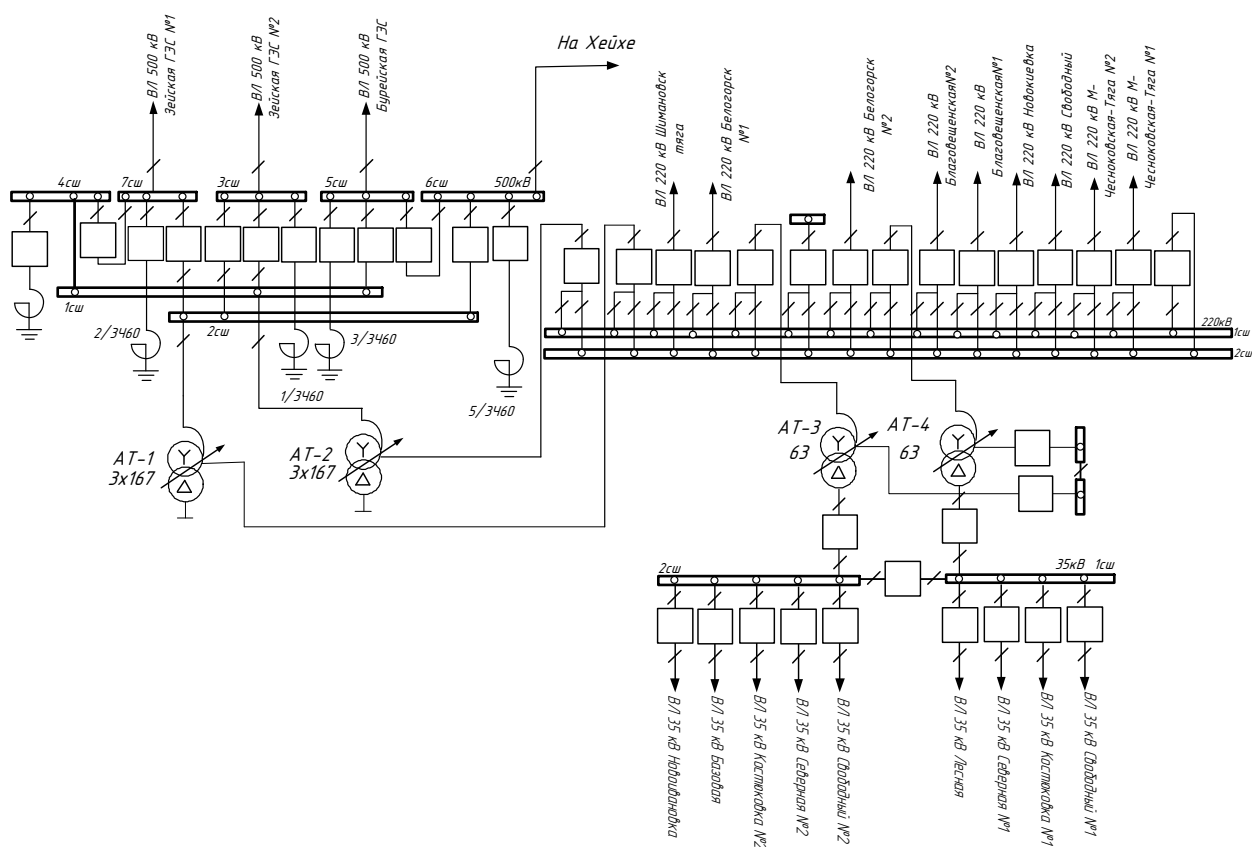


Рисунок 1 – Схема ПС Амурская

В качестве основного источника питания рассмотрим ПС 220/27,5/10 кВ Шимановск-тяга, которая находится в эксплуатации в системе тягового транзита 220 кВ Амурская - Ледяная - тяга – Шимановск - тяга – Мухинская тяга – Сиваки - тяга - Сиваки. Подстанция Шимановск - тяга расположена вблизи железнодорожной станции, что упрощает доставку и разгрузку тяжеловесного оборудования, строительных конструкций и оборудования, материалов. Для разгрузки материалов, конструкций и оборудования

используется железнодорожная станция Шимановск. Доставка конструкций, оборудования до подстанции осуществляется по федеральной автодороге “Амур” с асфальтовым покрытием.

Распределительное устройство на 220 кВ ПС Шимановск - тяга выполнено по схеме – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычной со стороны трансформаторов.

На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора типа ТДТНЖ-40000/220/27,5/10 кВ. На рисунке 2 представлена упрощенная схема.

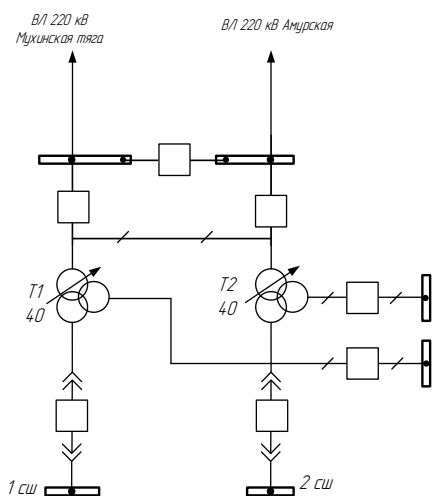


Рисунок 2 - Упрощенная схема ПС Шимановск – тяга

Загрузка трансформаторов Т1 и Т2 на ПС Шимановск - тяга согласно данным зимнего контрольного замера 16.12.2020 г. составляет 54% и 45%.

На рисунке 3 представлена схема электрических соединений ПС Западных электрических сетей рассматриваемого района.

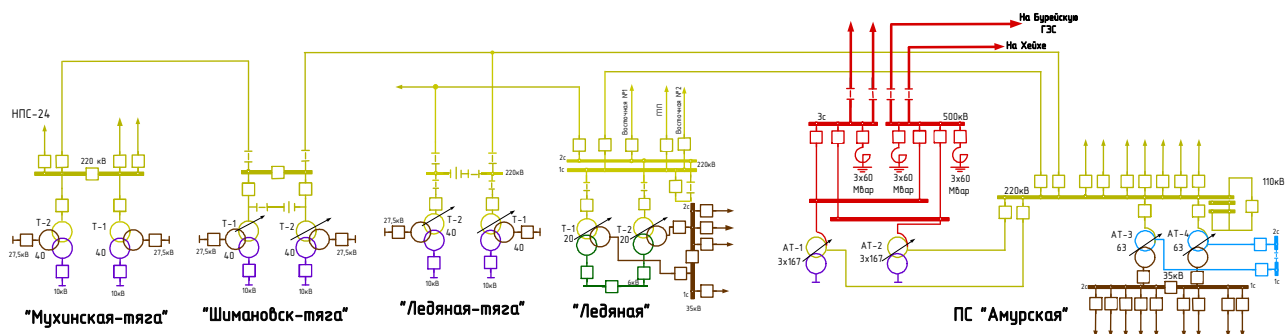


Рисунок 3 - Схема электрических соединений ПС Западных электрических сетей

По конфигурации рассматриваемая сеть относится к радиальной. Такая сеть является наиболее дешевой, но обеспечивает наименьшую надежность.

Исходя из типа конфигурации сети и возможных схем присоединения ПС в рассматриваемой сети можно выделить следующие схемы присоединения:

– ответвительные – присоединяемые к одной или двум проходящим ВЛ на ответвлениях: ПС 220 кВ Ледяная - тяга.

– проходные – присоединяемые к сети путем захода одной линии: ПС 220 кВ Шимановск - тяга, ПС 220 кВ Мухинская - тяга, ПС 220 Ледяная.

1.3 Характеристика потребителей электроэнергии

На железных дорогах Амурской области применяют системы электрической тяги: постоянного тока с напряжением в тяговой сети 3 кВ, однофазного переменного тока 50 Гц напряжением 25 кВ и 2*25кВ. Преимущества электрической тяги общеизвестны. Она позволяет увеличить пропускную способность, повысить эффективность перевозочной работы, производительность труда и общую культуру работы железнодорожного транспорта.

От системы электроснабжения электрических железных дорог получают питание не только движущиеся поезда, но и нетяговые потребители дорог, промышленные и сельскохозяйственные потребители районов, прилегающих к железной дороге [1].

Система электроснабжения электрифицированной железной дороги состоит из 2-х частей: внешней и тяговой.

Внешняя часть системы электроснабжения включает в себя все устройства от электростанций до линий передачи, подводящих энергию к тяговой подстанции.

Тяговая часть системы электроснабжения включает в себя все устройства от электростанций до линий передачи, подводящих энергию к тяговой подстанции. Тяговая часть системы электроснабжения включает в себя тяговую подстанцию и тяговые сети. Тяговая сеть состоит из контактной сети, рельсовых путей, питающих и отсасывающих линий.

Тяговая подстанция – это электрическая установка для преобразования электрической энергии по напряжению, роду тока или частоте, предназначенная для питания транспортных средств на электротяге через контактную сеть [1].

Тяговые подстанции различают по следующим признакам:

- По обслуживанию системы электротяги (переменного тока 25 кВ или 2х25 кВ, постоянного тока 3,3 кВ и стыковые);
- По значению питающего напряжения: 6,10, 35, 110 или 220 кВ;
- По схеме присоединения к сети внешнего электроснабжения (опорные, промежуточные, концевые.);
- По системе управления: телеуправления и нетелеуправления;
- По способу обслуживания: без дежурного персонала, с дежурным персоналом
- По типу: стационарные и передвижные.

Электрические железные дороги являются потребителем электрической энергии I категории, нарушение электроснабжения которого может принести значительный ущерб народному хозяйству. Потому схемы питания тяговой подстанции от энергосистемы должны обеспечивать высокую надежность и бесперебойность электроснабжения. Для этого питающие линии секционируют выключателями, установленными на подстанции. При повреждении какого-либо участка линии выключатель отключается, а питание подстанции продолжается по неповрежденным линиям.

2 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно-заземленными нейтральями, а также витковые замыкания в электрических машинах. Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда, возникает металлическое КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений. Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

2.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 220,27,5 и 10 кВ

Рассмотрим ПС 220/27,5/10 кВ Шимановск - тяга. Составляем расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

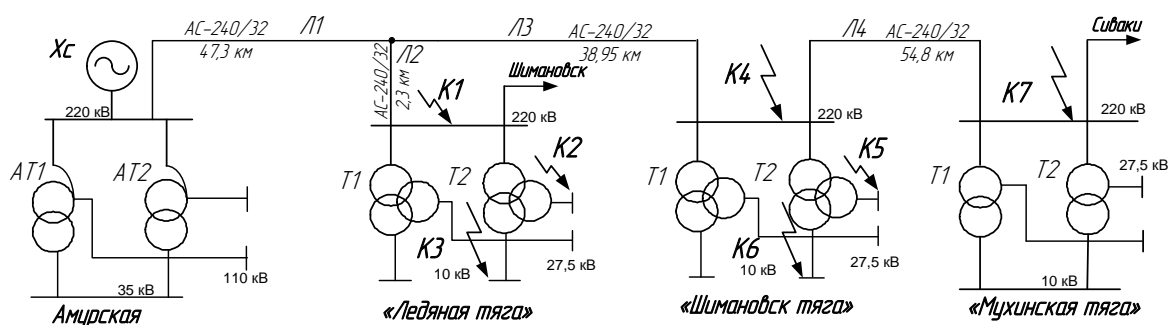


Рисунок 4 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем схему замещения рассматриваемой сети.

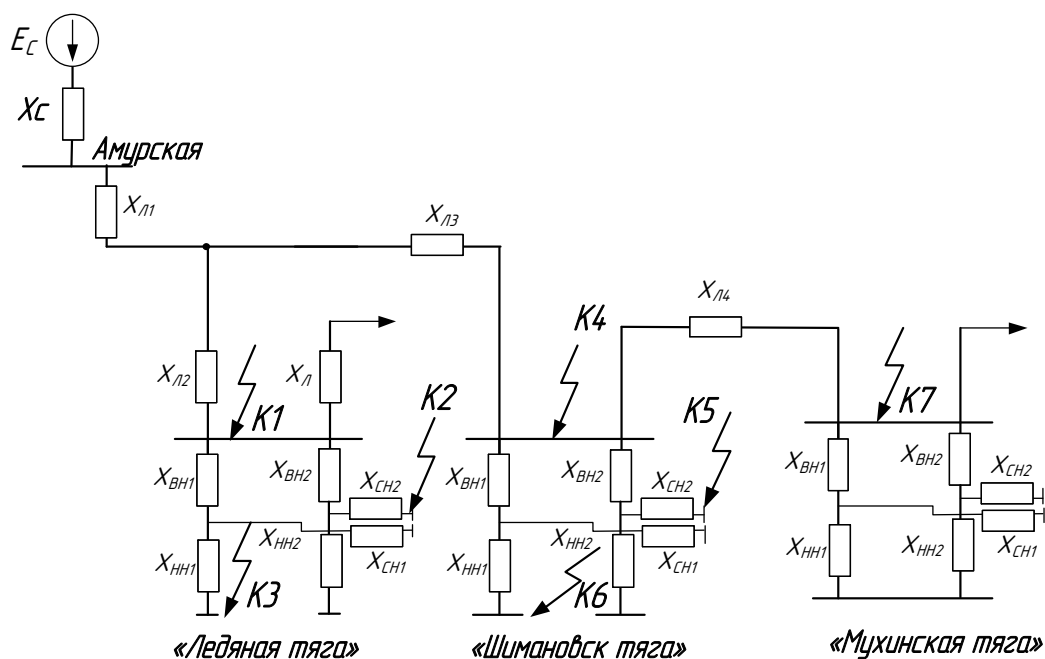


Рисунок 5 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{ср.ном}}, \quad (1)$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ (информация взята с преддипломной практики).

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 25,04 \cdot 230} = 0,01 \text{ о.е.}$$

Параметры питающих линий:

ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная - тяга:

$L_{л1} = 47,3$ км, марка провода АС-240, $x_0 = 0,435$ Ом/км;

отпайка ВЛ 220 кВ Ледяная - тяга:

$L_{л2} = 2,3$ км, марка провода АС-240, $x_0 = 0,435$ Ом/км;

ВЛ 220 кВ Амурская - Шимановск - тяга:

$L_{л3}=38,95$ км, марка провода АС-240, $x_0=0,435$ Ом/км;

ВЛ 220 кВ Шимановск - тяга - Мухино - тяга:

$L_{л4}=54,8$ км, марка провода АС-240, $x_0=0,435$ Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_1^2}; \quad (2)$$

$$X_{л1} = 0,435 \cdot 47,3 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,039 \text{ о.е.};$$

$$X_{л2} = 0,435 \cdot 2,3 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,002 \text{ о.е.};$$

$$X_{л3} = 0,435 \cdot 38,95 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,032 \text{ о.е.};$$

$$X_{л4} = 0,435 \cdot 54,8 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,045 \text{ о.е.};$$

$$X_1 = \frac{X_{л1} \cdot X_{л2}}{X_{л1} + X_{л2}} = \frac{0,039 \cdot 0,002}{0,039 + 0,002} = 0,019 \text{ о.е.}; \quad (3)$$

$$X_2 = X_{л3} + X_1 = 0,019 + 0,032 = 0,051 \text{ о.е.} \quad (4)$$

Сопротивление трехобмоточного трансформатора на ПС Ледяная - тяга и ПС Шимановск - тяга:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (22 + 12,5 - 9,5) = 12,5\%; \quad (5)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (12,5 + 9,5 - 22) = 0\%; \quad (6)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0,5 \cdot (9,5 + 22 - 12,5) = 9,5\%; \quad (7)$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_T} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,313 \text{ о.е.}; \quad (8)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_T} = \frac{9,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,238 \text{ o.e.}; \quad (9)$$

$$X_{TC} = 0 \text{ o.e.}; \quad (10)$$

$$X_3 = X_4 = \frac{1}{2} \cdot (X_{TB} + X_{TH}) = \frac{1}{2} \cdot (0,313 + 0,238) = 0,275 \text{ o.e.} \quad (11)$$

Эквивалентирuem схему замещения:

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_1 = 0,019 + 0,01 = 0,029 \text{ o.e.} \quad (12)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{\Sigma K1} + X_{TB} + X_{TC} = 0,029 + 0,313 + 0 = 0,342 \text{ o.e.}$$

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$X_{\Sigma K3} = X_3 + X_{\Sigma K1} = 0,275 + 0,029 = 0,304 \text{ o.e.} \quad (13)$$

Суммарное сопротивление до точки К4:

$$X_{\Sigma K4} = X_c + X_2 + X_3 = 0,01 + 0,051 + 0,275 = 0,336 \text{ o.e.} \quad (14)$$

Суммарное сопротивление до точки К5:

$$X_{\Sigma K5} = X_{\Sigma K1} + X_{TB} + X_{TC} = 0,336 + 0,313 + 0 = 0,649 \text{ o.e.}$$

Суммарное сопротивление до точки К6:

$$X_{\Sigma K6} = X_4 + X_{\Sigma K1} = 0,336 + 0,275 = 0,611 \text{ o.e.} \quad (15)$$

Суммарное сопротивление до точки К7:

$$X_{\Sigma K7} = X_{\Sigma K4} + X_{\Sigma K4} = 0,336 + 0,045 = 0,381 \text{ o.e.} \quad (16)$$

Определяем базисные токи:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}; \quad (17)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ A};$$

$$I_{\delta 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 2,1 \text{ A};$$

$$I_{\delta 3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ A}.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{п0к1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K1}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1}{0,029} \cdot 0,251 = 8,66 \text{ кА}. \quad (18)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{п0к2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K2}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1}{0,342} \cdot 2,1 = 6,14 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\text{п0к3}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K3}} \cdot I_{\delta 3} = \frac{1}{0,304} \cdot 5,5 = 18,1 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К4:

$$I_{\text{п0к4}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K4}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1}{0,336} \cdot 0,251 = 2,747 \text{ кА}. \quad (19)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К5:

$$I_{\text{п0к5}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K5}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1}{0,649} \cdot 2,1 = 3,2 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К6:

$$I_{\Pi 0 K 6}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K 6}} \cdot I_{63} = \frac{1}{0,611} \cdot 5,5 = 9 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К7:

$$I_{\Pi 0 K 7}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K 7}} \cdot I_{61} = \frac{1}{0,381} \cdot 0,251 = 2,659 \text{ кА.}$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания, рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)}, \text{ кА;} \quad (20)$$

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,66 = 7,5 \text{ кА;}$$

$$I_{K32}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,14 = 5,32 \text{ кА;}$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 18,1 = 15,7 \text{ кА;}$$

$$I_{K34}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,747 = 2,379 \text{ кА;}$$

$$I_{K35}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,2 = 2,77 \text{ кА;}$$

$$I_{K36}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9 = 7,79 \text{ кА;}$$

$$I_{K37}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,659 = 2,303 \text{ кА.}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$i_{K3}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)}, \quad (21)$$

где $k_{y\partial}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [3, с.110] принимаем средние значения $k_{y\partial}=1,935$ для точки К1, для точки К2 $k_{y\partial}=1,608$, К3 $k_{y\partial}=1,369$.

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 8,66 = 23,7 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 6,14 = 13,96 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 18,1 = 35,04 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 2,747 = 7,52 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 5} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 3,2 = 6,20 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 6} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 9 = 20,47 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 7} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 2,659 = 7,3 \text{ кА}.$$

Для наглядности сведём результаты расчёта для всех точек при коротком замыкании в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Токи короткого замыкания			
	$I_{п0}$	$I_{уд}$	$I_{кз}^{(2)}$	$I_{кз}^{(1)}$
К1	8,66	7,5	23,7	18,4
К2	6,14	5,32	13,96	10,36
К3	18,1	15,7	35,04	30,42
К4	2,747	2,379	7,52	4,69
К5	3,2	2,77	6,20	3,12
К6	9	7,79	20,47	17,94
К7	2,659	2,303	7,3	4,98

3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС ШИМАНОВСК - ТЯГА

3.1 Выбор и проверка выключателей

Рассмотрим модернизацию оборудования на ПС Шимановск - тяга, с применением современного и надёжного оборудования, новейших систем учёта электрической энергии.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;
- длительному току : $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$; $k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$.

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{a\tau}, \quad (22)$$

где $i_{a.\text{ном}}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{\text{норм}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, % [1];

$i_{a\tau}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов

$$t = t_{3\text{ min}} + t_{c.\text{в}}, \quad (23)$$

где $t_{3\text{ min}}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{c.\text{в}}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}, I_{вкл} \geq I_{п0},$$

где $i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; I_{пр.скв} \geq I_{п0},$$

где $i_{пр.скв}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{пр.скв}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \quad (24)$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости по каталогу [17];

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

B_k – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (25)$$

где $t_{откл}$ – расчетная продолжительность КЗ, которая составляет 2,53 [21];

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [21].

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_k = 2,747^2 \cdot (2,53 + 0,03) = 19,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем элегазовый баковый выключатель типа ВГТ-110-40/1000 УХЛ1.

Для проверки отключающей способности определим значения апериодической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$t = 0,01 + t_{c,в} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,747 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 0,867 \text{ кА}. \quad (26)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{пт} = I_{п0}$.

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot b_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА}.$$

Термическая стойкость:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Максимальный рабочий ток для ПС Шимановск - тяга определяется по формуле:

$$I_{max p} = \frac{S_{сн} + S_{нн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(3,32 + 25,25)^2 + (1,32 + 15,49)^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 87 \text{ А.} \quad (27)$$

Таблица 3 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя на ПС Шимановск - тяга

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВГТ-220-40/1000	$U_{ном}=220 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{max}=87 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт} = 2,747 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
	$i_{а.ном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{ат} = 0,867 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 2,747 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,52 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 19,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне СН также определим для наиболее загруженного выключателя - в цепи трансформатора:

$$I_{max p} = \frac{S_{сн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{29,62}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 622 \text{ А.} \quad (28)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 4.

Таблица 4 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя на ПС Шимановск - тяга

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВГТ-27,5М-50/1000ХЛ1	$U_{ном}=27,5 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=27,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{max}=622 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт} = 3,2 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
	$i_{а.ном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{ат} = 2,77 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 3,2 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,20 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 17,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$

3.2 Выбор и проверка разъединителей

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

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

На стороне ВН ПС Шимановск - тяга выбираем разъединители РНДЗ – 220/1000 УХЛ1.

Таблица 5 - Сравнение каталожных и расчетных данных ПС Шимановск - тяга

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{расч}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{рmax} = 87 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,52 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq i_{уд}$
Главные ножи		
$I^2_{Т} \cdot t_{Т} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 19,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I^2_{Т} \cdot t_{Т}$
Переносные ножи		
$I^2_{Т} \cdot t_{Т} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 19,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I^2_{Т} \cdot t_{Т}$

На стороне СН выбираем разъединители РНДЗ-27,5/1000 УХЛ1

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 6.

Таблица 6 - Сравнение каталожных и расчетных данных на ПС Шимановск - тяга

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{н} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{р} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{р} \leq U_{н}$
$I_{н} = 1000 \text{ А}$	$I_{р} = 622 \text{ А}$	$I_{р} \leq I_{н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,20 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_{Т} \cdot t_{Т} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 17,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I^2_{Т} \cdot t_{Т}$
Переносные ножи		
$I^2_{Т} \cdot t_{Т} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 17,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I^2_{Т} \cdot t_{Т}$

На стороне НН ПС Шимановск - тяга выбираем разъединители РНДЗ - 10/1000 УХЛ 1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 7.

Таблица 7 - Сравнение каталожных и расчетных данных на ПС Шимановск - тяга

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 196 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,47 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 95,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
Переносные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 95,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Как видно из результатов разъединители соответствует данным условиям, и могут быть приняты к установке.

3.3 Выбор ячеек КРУ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Максимальный рабочий ток на стороне Шимановск - тяга:

$$I_{\max p} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(25,25)^2 + (15,49)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1155 \text{ А.} \quad (29)$$

К установке принимаем КРУ серии К-63.

КРУ предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 6 и 10 кВ подстанций. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

В шкафах КРУ К-63 в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

- выключатели вакуумные;
- разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;
- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;
- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирмы «Сириус».

Для установки в КРУ 10 кВ выбираем выкатные выключатели ВБЭМ-10-20/1000 УХЛ2.

Расчет проводится аналогично предыдущему.

Таблица 8 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя на ПС Шимановск - тяга

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
ВБЭМ-10-20/1000	$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
	$I_{\text{НОМ}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=196 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$

Продолжение таблицы 8

	2	3	4
	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 9 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
	$i_{а.ном} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{ат} = 7,79 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0} = 9 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,47 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 95,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

3.4 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Цифровые трансформаторы тока являются основной частью цифровой подстанции и следовательно неотъемлемой частью «интеллектуальных» сетей.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных ячейках устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух ТТ.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в

выбранном классе точности.

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

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

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}. \quad (30)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно - 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{\text{пров}} = R_{\text{пров}}$.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{ном}} \geq \sum (Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{к}}). \quad (31)$$

На стороне ВН ПС Шимановск - тяга выберем трансформатор тока ТГФ - 220У1. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 9.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{нагр} = \sum r_{приб} + r_{пр} + r_{к}, \quad (32)$$

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{к}. \quad (33)$$

где $r_{ПП}$ - сопротивление проводов;

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

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

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}, \quad (34)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{к} = 0,1$ Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}, \quad (35)$$

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

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

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 10.

Таблица 10 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_{Н}, \text{кВ}$	$l, \text{м}$
220	100 - 150
110	75 - 100
10	10

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S} = \frac{0,028 \cdot 100}{4} = 0,7 \text{ Ом} . \quad (36)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{np} + r_k = 0,329 + 0,7 + 0,1 = 1,129 \text{ Ом} .$$

Класс точности 1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 11.

Таблица 11 - Сравнение каталожных и расчетных данных ПС Шимановск - тяга

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_p = 87 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 20 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,129 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 7,52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 19,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

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

На стороне СН ПС Шимановск - тяга выберем трансформатор тока ТОЛ-НТЗ-35 и кабель марки АКРВГ четырехжильный с сечением 6 мм². Класс точности 0,2.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично.

$Z_{2ном} = 15 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока

$\sum r_{приб}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне СН:

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}, \quad (37)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_k = 0,1 \text{ Ом}$.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}, \quad (38)$$

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

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

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом}. \quad (39)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k = 0,329 + 0,595 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}.$$

Сравнение данных для трансформатора тока представлено в таблице 13.

Таблица 13 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 27,5$ кВ	$U_H = 27,5$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_p = 622$ А	$I_p \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 15$ Ом	$Z_2 = 1,024$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{дин} = 100$ кА	$i_{уд} = 20,47$ кА	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1600$ кА ² с	$B_K = 17,3$ кА ² с	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

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

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-І-1-0,5. Класс точности 0,2.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

Расчет производим аналогично.

$Z_{2НОМ} = 2,6$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

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

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}, \quad (40)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,1$ Ом.

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S} = \frac{0,028 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{np} + r_{к} = 0,329 + 0,07 + 0,1 = 0,499 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 15.

Таблица 15 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3200 \text{ А}$	$I_p = 196 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2ном} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,499 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,47 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4900 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 95,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

3.5 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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

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

Трансформаторы напряжения также как и трансформаторы тока выбираются цифровые.

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

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
Класс точности	$\Delta U_{\text{дон}} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2Н} \geq S_{2\text{ расч}}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 220 УХЛ1. Класс точности 0,2. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 20.

Таблица 17 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0.38	0,925	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0.38	0.925	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{178^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА}. \quad (41)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 18.

Таблица 18 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 1000 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

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

На сторону СН ПС Шимановск - тяга выбираем трансформатор напряжения НАМИ- 27,5 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 19.

Таблица 19 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм},$ ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SID N	7,5	0.38	0,925	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SID N	7,5	0.38	0.925	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{254^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 20.

Таблица 20 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_H = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 800 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

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

На сторону НН ПС Шимановск - тяга выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 10 УХЛ1. Классточности 0,2. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 21.

Таблица 21 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$ ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	72	0,925	0,38			
						28	11

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{28^2 + 11^2} = 30,08 \text{ ВА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 22.

Таблица 22 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 105 \text{ ВА}$	$S_H = 30,08 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

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

3.6 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток:

$$I_{max_{шн}} = \frac{S_{шн}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{шн}} = \frac{3,53}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 102 \text{ А}. \quad (42)$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АД 315:

$$2 \times (6 \times 50) \text{ мм}, S = 297 \text{ мм}^2;$$

$$I_{\text{доп}} = 745 \text{ А}.$$

Проверка, по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{\text{но}} = 9 \text{ кА}; T_a = 0,02; i_{\text{уд}} = 20,47 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{95,2 \cdot 10^6}}{91} = 110,4 \text{ мм}^2, \quad (43)$$

где $C = 91$ - для алюминиевых шин и кабелей;

q_{min} – минимальное сечение провода.

$$q_{\text{min}} < S.$$

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $L = 1,5$ м.

Собственная частота колебаний шины при выбранной L :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{j}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{6,25}{120}} = 17,57, \quad (44)$$

где J - момент инерции шины, который равен:

$$J = \frac{0,8 \cdot 5^3}{12} = 6,25 \text{ см}^4, \quad (45)$$

где q - поперечное сечение выбранной шины.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины (Н/м)

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{20470^2}{1,5} = 10,276 \text{ Н / м}, \quad (46)$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток на шине (А);

a - расстояние между фазами (м).

Напряжение, в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}} = \frac{10,276 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 2,5} = 0,925 \text{ МПа}, \quad (47)$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами (м);

W_{ϕ} - момент сопротивления шины, который равен: $W_{\phi} = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3$.

Для выбранной шины $\sigma_{дон} = 90$ МПа, следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

3.7 Выбор гибких шин

В РУ 27,5 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

-по длительно допустимому току:

$$I_{дон} \geq I_{раб.мах}; \quad (48)$$

-по термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}, \quad (49)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,

C – коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_k - A_n} = const, \quad (50)$$

можно принять:

для медных шин и кабелей – $C = 165$;

для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$;

для стальных шин – $C = 70$;

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: 220 кВ – 4 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчет на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВ·А для напряжения 220 кВ, а также шины с токами КЗ >20 кА.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шин токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания

$$Q_{к\ расч} \leq Q_{к\ доп}. \quad (51)$$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания;

голые медные шины – $Q_{к\ доп} = 300 \text{ } ^\circ\text{C}$;

голые алюминиевые шины – $Q_{к\ доп} = 200 \text{ } ^\circ\text{C}$;

голые стальные шины – $Q_{к доп} = 400 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

При проверке шин на динамическую стойкость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки

АС - 240/32, допустимый ток которых $I_{доп} = 605 \text{ А}$, диаметр провода $d = 21,6 \text{ мм}$.

Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

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

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 605 \text{ А};$$

$$I_{max} = 41,4 \text{ А};$$

$$I_{max} < I_{доп}.$$

Проверка по условиям короны:

Условие проверки:

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

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{ЭКВ}}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 31,99 \text{ кВ / см}, \quad (52)$$

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

$r_{\text{экр}}$ – эквивалентный радиус провода;

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\text{вн}}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{экр}}}\right)} = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot 220}{3 \cdot 1,08 \cdot \log\left(\frac{1008}{1,08}\right)} = 8,2 \text{ кВ / см}, \quad (53)$$

где $D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз;

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 800 = 1008 \text{ см.}$$

r_0 – погонное сопротивление провода;

$U_{\text{ВН}}$ – номинальное напряжение по высокой стороне.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$.

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

$$1,07 \times 8,2 \leq 0,9 \times 31,99;$$

$$8,77 \leq 28,791.$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

3.8 Выбор опорных изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах.

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{\text{расч}}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{\text{разр}}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}. \quad (54)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3.75 УХЛ с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}.$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 120 \text{ мм}$.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \frac{20,47^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,446 \cdot 10^{-7} = 22,29 \text{ Н}. \quad (55)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}} = \frac{130 + 8 + 100 / 2}{130} = 1,446. \quad (56)$$

Проверка: $F_{расч.} = 22,29 \text{ Н} \leq F_{дон} = 2250 \text{ Н}$.

Таким образом, опорный изолятор ИОР-10-3.75 УХЛ проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

На стороне 220, 27,5 кВ в качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС 120Б с длиной пути утечки 320 мм.

3.9 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты изоляции электрических систем от перенапряжений требуется установка нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН).

ОПН представляют собой нелинейный резистор изготовленный по керамической технологии на основе оксида цинка (ZnO) с небольшим добавлением окислов других металлов.

В нормальном рабочем режиме сопротивление варистора велико и ток через ОПН составляет доли миллиампера. При воздействии перенапряжения варистор переходит в проводящее состояние, и ток может достигать десятка килоампер и более, что и приводит к ограничению дальнейшего нарастания напряжения. Когда напряжение снижается, ограничитель возвращается в исходное непроводящее состояние.

Основными параметрами ОПН являются:

– наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, $U_{нрo}$. Это наибольшее действующее напряжения промышленной частоты, которое неограниченно долго может быть приложено к выводам ОПН;

– номинальный разрядный ток, I_n . Это максимальное значение грозового импульса тока, используемое для классификации ОПН. По значению I_n ограничители перенапряжения делят на три класса: 5, 10, и 20 кА;

– удельная энергоемкость, $w_{уд}$. Это отношение выделившейся в ОПН энергии, без потери устойчивости его характеристик, после нагрева его до 60 °С и дальнейшего приложения одного нормированного прямоугольного импульса тока $I_{пи}$ длительностью $T_{пи}=2000$ мкс, к наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в кДж/кВ. Характеризует способность ОПН рассеивать определенную энергию без потери своих качеств;

– остающееся напряжение при нормируемом токе коммутационного перенапряжения $U_{ост к}$, кВ. Коммутационный импульс тока I_k имеет временные параметры 30/60 мкс;

– остающееся напряжение при нормируемом токе грозовых перенапряжений $U_{ост г}$. Грозовой импульс тока I_g имеет временные параметры 8/20 мкс;

– ток взрывобезопасности $I_{вб}$, кА. Это действующее значение тока КЗ при котором срабатывает мембранное устройство (клапан) взрывобезопасности и не происходит взрывного разрушения покрышки ограничителя;

– ток пропускной способности I пи, кА. Это амплитуда прямоугольного импульса тока длительностью не менее 2000 мкс воздействие которого ОПН выдерживает при испытаниях на пропускную способность 20 раз;

– длина пути утечки внешней изоляции $l_{ут}$, мм.

Произведем выбор ОПН для защиты трансформатора на ПС Шимановск - тяга.

Основным параметром для выбора ОПН является длительно допустимое рабочее напряжение, условие выбора которого:

$$U_{нро} > U_{нс} , \quad (57)$$

где – наибольшее рабочее напряжение сети. $U_{нс}$

Выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-220/88/10/2 УХЛ.

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности $I_{вб}$ на 15-20% превышал наибольший из токов КЗ, для точки подключения ограничителя.

$$I_{вб} > (1,15 - 1,20) I_{кз}; \quad (58)$$

$$I_{вб} > 1,2 \cdot 4,9 = 5,88 \text{ кА.}$$

Ток взрывобезопасности для ОПН-П1(2)-220/88/10/2 УХЛ составляет 20кА, что удовлетворяет приведенному выше условию.

При выборе ОПН, наряду с другими параметрами, за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n , \quad (59)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, согласно можно принять равным $3,5 U_{ном}$;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе;

Z – волновое сопротивление линии, для ВЛ 220 кВ $Z=500$ Ом ,;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Остающееся напряжение на ограничителе равно:

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot U_{\text{нро}} \cdot K_{8/20}, \quad (60)$$

где – кратность ограничения грозových импульсов, согласно $K_{8/20}=2,1$.

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot 134,73 \cdot 2,1 = 400,1 \text{ кВ}. \quad (61)$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{1}{\beta \cdot c}, \quad (62)$$

где – коэффициент затухания волны; β

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 1,1 \text{ мкс}.$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(460 - 400)}{500} \cdot 400 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 2 = 207,1 \text{ кДж}.$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}}; \quad (63)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{207,1}{220} = 0,94 \text{ кДж/кВ}.$$

Удельная энергоемкость выбранного ОПН составляет 0,94 кДж/кВ (1 класс по энергоемкости), что удовлетворяет условию по энергоемкости.

Наибольшее рабочее напряжение и энергоемкость ОПН однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН на проверку прочих характеристик не обязательно.

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-220/88/10/ УХЛ 2.

Для защиты трансформатора напряжения 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10/11,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 24.

Таблица 24– Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН-П1-/220/88/10/УХЛ2		
$U_{нро}=220$ кВ	$U_{нс} =220$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} =3,64$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{опн} =1,73$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^* =0,94$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$
ОПН- 27,5/30,5-10(1)УХЛ1		
$U_{нро}=30,5$ кВ	$U_{нс} =30,5$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} =4,36$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{опн} =1,73$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^* =0.827$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-10/11,5/10 УХЛ1		
$U_{нро} = 12$ кВ	$U_{нс} =11,5$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} = 8,14$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^* =2$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^* =0,36$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$

3.10 Выбор и проверка ТСН

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд. Определение нагрузок собственных нужд указано ниже в таблице 25.

Таблица 25 – Определение нагрузок собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos \varphi$	Нагрузка	
	кВт×п	Всего		$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВар
Охлаждение ТДТНЖ – 40000/220	12,5×2	25	0,85	25	10
Подогрев КРУ 10 кВ	10	10	1	10	
Освещение	5	5	1	5	
ОПУ	5	5	1	5	
Насосная	50	50	0,85	50	31
Вентиляция	15	15	0,85	15	9,3
Итого				110	50,3

Расчетную нагрузку определяем по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (64)$$

где k_c – коэффициент спроса, равный 0,8 [5].

Расчетная нагрузка составляет:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{110^2 + 50,3^2} = 96,764 \text{ кВА}.$$

Принимаем к установке два трансформатора ТСЗ – 100/10.

4 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПС ШИМАНОВСК - ТЯГА

4.1 Заземление ПС Шимановск - тяга

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно [21] должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (65)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Величину емкостного тока для сетей с неизолированными проводами рекомендуется, определять следующим образом:

$$I_C = \frac{U_{ном} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \quad (66)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

L – суммарная длина линий, км.

Суммарная длина смежных линий 220 кВ составляет 86,25 км.

Суммарный емкостный ток сети определяется как сумма описанных выше составляющих для всех гальванически связанных линий сети.

Суммарный емкостный ток в сети 220 кВ равен:

$$I_{C35} = \frac{220 \cdot 86,25}{350} = 54,2 \text{ А.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{54,2} = 4,6 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Согласно плану ПС Шимановск - тяга, определим площадь S подстанции используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м.}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10$ мм, $L_B = 5$ м. Сечение данного прутка составляет $S_{пр.в} = 78,5 \text{ мм}^2$.

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_{cp} (d_{пр} + \delta_{cp}), \quad (67)$$

где δ_{cp} – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{cp} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + d_k, \quad (68)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

a_k , b_k , c_k , d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\delta_{cp} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 =$$

$$= 0,782 \text{ мм};$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,78 (10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{пр.в.} \geq F_{кор}, \quad 78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2.$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6×6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (69)$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$ м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16. \quad (70)$$

принимаем значение – 8 штук.

Длина ячейки $a_m = a / m = 48,93 / 8 = 6,1 \text{ м}$.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м}. \quad (71)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_e = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_e} \cdot l_e} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (72)$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

l_e – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_e = 34$ шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{cm} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_e \cdot l_e} \right), \quad (73)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения l_e / \sqrt{S} , равный 0,05.

$$R_{cm} = 100 \cdot \left(\frac{0,05}{48,93} + \frac{l}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}.$$

Импульсное сопротивление R_u определяется умножением сопротивления при стационарном режиме R_{cm} на импульсный коэффициент α_u , зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_u = R_{cm} \cdot \alpha_u, \quad (74)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{\text{мол}} + 45)}}, \quad (75)$$

где $I_{\text{мол}}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26.$$

$$R_u = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

4.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зонай защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Принимаем высоту молниеотвода равной 30 м.

Зона защиты молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{\text{эф}} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли [21].

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}; \quad (76)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м.} \quad (77)$$

Устанавливаем пять молниеотводов на линейных порталах и один отдельностоящий молниеотвод.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{c2} - h_i}{h_{c2}}, \quad (78)$$

где $h_{сг}$ – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами;

$r_{с0}$ – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{сз} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h). \quad (79)$$

Для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

$$h_{сз1} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (44,7 - 30) = 28,87 \text{ м.}$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{м-м} \leq 2h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{с0} = r_0$.

$$r_{с12} = r_{с0} \cdot \frac{h_{сз12} - h_{ан}}{h_{сз12}} = 31,2 \cdot \frac{22,87 - 16,5}{22,87} = 8,69 \text{ м.} \quad (80)$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{ан}}{h_{эф}} \right) = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{16,5}{25,5} \right) = 11,01 \text{ м.} \quad (81)$$

Таблица 26 – Параметры молниезащиты

Молниеотводы	Высота внутренней зоны защиты $h_{сг}$, м	Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли $r_{сi}$, м	
		Линейный портал	Шинный портал
1-2	22,87	8,69	16,19
2-3	20,29	5,83	14,29
3-4	21,31	7,04	15,1
4-5	23,42	9,22	16,55
5-6	19,16	4,18	12,81
6-1	22,65	8,17	15,47

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Общие принципы построения защит

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

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

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

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

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

5.2 Защита трансформатора

На подстанции 220/27,5/10 кВ предусматривается установка двух трансформаторов Шимановск - тяга мощностью 40000 кВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Бреслер ШТ». Защита и автоматика присоединений 10, 27,5 кВ предусматривается на микропроцессорных терминалах с функциями максимальной токовой защиты, токовой отсечки, логической защиты шин, и защиты от замыканий на землю.

Устройство типа «Бреслер ШТ» содержит комплект основных защит и резервных защит, предназначено для защиты от внутренних повреждений, а также от длительного протекания токов внешнего короткого замыкания. Устройство содержит следующие защиты:

- дифференциальную токовую защиту (ДЗТ);
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО);
- токовую защиту нулевой последовательности (ТЗНП) на стороне высшего напряжения (ВН);
- максимальную токовую защиту (МТЗ) на стороне ВН с пуском по напряжению;
- МТЗ на стороне среднего напряжения с пуском по напряжению и органами управления мощности;
- МТЗ на стороне низшего напряжения с пуском по напряжению и органами управления мощности;
- автоматическое ускорение МТЗ СН и НН при включении выключателя;
- устройство резервирования отказа выключателя УРОВ со стороны ВН;
- защита от перегрузки;
- пуск автоматики охлаждения;

– блокировка устройства РПН.

5.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (82)$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном.Н}}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 104,9 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.СН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.СН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 739,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2199 \text{ А}.$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.ТТ.В}}}{I_{\text{н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{тр.ТТ.Н}}}, \quad (83)$$

где $K_{\text{тр.ТТ.Н}} = I_{\text{н.ТТ.П}} / I_{\text{н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.ТТ.П}}$, $I_{\text{н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{тр.ТТ.ВН}} = 150 / 5 = 30;$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.СН}} = 800 / 5 = 160;$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.НН}} = 3000 / 5 = 600.$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \leq 5;$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{104,9}{30} = 3,497 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А;}$$

$$I_{\text{НОМ.СН}} = \frac{739,8}{160} = 4,624 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А;}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{2199}{600} = 3,67 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А.}$$

5.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита с торможением предназначена для отключения практически всех видов замыкания внутри защищаемой зоны, в том числе с малым током замыкания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя:

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от токов небаланса производится за счет выбора уставок тормозной характеристики (ТХ). ТХ состоит из двух участков и характеризуется следующими уставками:

- начальный дифференциальный ток срабатывания $I_{\text{диф.нач}}$;
- начальный тормозной ток $I_{\text{торм.нач}}$;

– коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$;

– тормозной ток блокировки $I_{\text{блок}}$.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}} ; \quad (84)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^* ; \quad (85)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^* ; \quad (86)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^* , \quad (87)$$

где $I'_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,1;

$I'''_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{\text{расч}}^*$ – относительный ток в терминале, для которого производится расчет небаланса, величину рекомендуется принимать равной номинальному току, т.е. значению 1,0.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 1 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания выбирается по условию отстройки от тока небаланса в нормальном режиме работы трансформатора

$$I_{\text{диф.нач}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,25 \cdot 0,29 = 0,36 \text{ о.е.}, \quad (88)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, равен $1,1 \div 1,3$.

Начальный тормозной ток рекомендуется выбирать из диапазона:

$$I_{\text{торм.нач}} = 0,6 - 1,0.$$

Уставка принимается равной минимальному значению 0,6 для пускорезервных трансформаторов и трансформаторов, на которых возможно несинхронное АВР. В остальных случаях уставка может быть принята равной 1.

Тормозной ток блокировки рекомендуется отстраивать от максимально возможного сквозного тока нагрузки. Уставку следует выбирать из диапазона:

$$I_{\text{блок}} = 1 \div 2.$$

Своего наибольшего значения сквозной ток нагрузки достигает при действии АВР секционного выключателя или АПВ питающих линий и может принят равным 1,5 о.е при $I_{\text{торм.нач}}=1$ и 1,2 о.е при $I_{\text{торм.нач}}=0,6$.

Коэффициент торможения рассчитывается по выражению:

$$K_{\text{торм}} = \frac{I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{диф.нач}}}{I_{\text{торм.расч}} - I_{\text{торм.нач}}}, \quad (89)$$

где $I_{\text{диф.расч}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}$ – относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ;

$k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равен $1,1 \div 1,3$;

$I_{\text{торм.расч}}$ – определяемый для режима внешнего КЗ. При этом коэффициент переходного режима $k_{\text{пер}}$ рекомендуется принимать равным $1,5 \div 2$, величину $I_{\text{нб.расч*}}$ принимать равной максимальному относительному току при внешнем трехфазном КЗ;

$I_{\text{торм.расч}}$ – тормозной ток в расчетном режиме. Принимается равным максимальному относительному току при трехфазном КЗ.

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) \cdot 36,23 = 12,32 \text{ о.е.};$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 12,32 = 15,4 \text{ о.е.};$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{15,4 - 0,36}{36,23 - 0,6} = 0,42.$$

На стороне СН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,03) \cdot 10,09 = 2,07 \text{ о.е.};$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 2,07 = 2,59 \text{ о.е.};$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{2,59 - 0,36}{10,09 - 0,6} = 0,23.$$

На стороне НН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 3,24 = 0,91 \text{ о.е.};$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 12,32 = 1,14 \text{ о.е.};$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{1,14 - 0,36}{3,24 - 0,6} = 0,29.$$

5.5 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6;$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}*},$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч}*}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{\text{нб.расч}*}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{\text{расч}*}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) \cdot 36,23 = 19,56 \text{ о.е.};$$

$$I_{\text{дто}} = 1,5 \cdot 19,56 = 29,35 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 29,35 \text{ о.е.}$

На стороне СН:

$$I_{\text{нб,расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,03) \cdot 10,09 = 4,09 \text{ о.е.};$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 4,09 = 6,13 \text{ о.е.};$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 6,13 \text{ о.е.}$

На стороне НН:

$$I_{\text{нб,расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 3,24 = 1,56 \text{ о.е.};$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 1,56 = 1,94 \text{ о.е.};$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 6 \text{ о.е.}$

5.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне высшего напряжения

Максимальная токовая защита (МТЗ) предназначена для защиты трансформатора от внешних КЗ и используется в качестве резервной для защиты от внутренних повреждений. В случае недостаточной чувствительности МТЗ применяют пуск по напряжению. Уставки всех измерительных органов рассчитываются в первичных величинах, приведенных к той стороне защищаемого силового трансформатора, на которой устанавливается защита.

Ток срабатывания МТЗ определяется по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{\text{нагр.макс}} , \quad (90)$$

где $k_3 = 1,2$ – коэффициент запаса;

k_C – коэффициент самозапуска, в предварительных расчетах принимается равным $1,5 \div 2,5$;

k_B – коэффициент возврата, равный $0,95$;

$I_{\text{нагр.макс}}$ – максимальный ток нагрузки на стороне ВН защищаемого трансформатора.

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 48 = 121,26 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности определяется:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (91)$$

где $I_{\text{с.з.}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты при расчетном виде КЗ (в качестве расчетного рассматривается двухфазное КЗ).

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при выполнении МТЗ функций основной защиты шин и не менее 1,2 при выполнении функции резервирования.

$$k_{\text{ч}} = \frac{992}{121,26} = 8,18 > 1,5.$$

5.6.1 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне среднего напряжения

МТЗ СН предназначена для отключения КЗ на ошиновке и шинах СН, а также на элементах, присоединенных к этим шинам и состоит из трех ступеней.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания определяется по условию отстройки от тока нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{з}} \cdot k_{\text{с}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{нагр.макс}},$$

где $I_{\text{нагр.макс}}$ – максимальный ток нагрузки на стороне среднего напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{c.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 81 = 204,63.$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{826}{204,63} = 4,03 > 1,5.$$

Вторая ступень МТЗ СН выполняется с комбинированным пуском по напряжению со стороны среднего напряжения (КПН СН) и с органом направления мощности (ОНМ).

Уставку фазного тока второй ступени выбирают по условию отстройки от номинального тока трансформатора:

$$I_{c.з.} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{\text{ном.СН}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 94,48 = 238,69 \text{ А}; \quad (92)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{826}{238,69} = 3,46 > 1,5.$$

5.6.2 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне среднего напряжения

МТЗ НН предназначена для отключения КЗ на шинах НН, а также для резервирования отключения повреждений на элементах, присоединенных к этим шинам. Исполнение и выбор уставок ступеней МТЗ НН аналогичен исполнению и выбору уставок соответствующих ступеней МТЗ СН.

Первая ступень:

$$I_{c.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 155 = 391,58 \text{ А};$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1853}{391,58} = 4,73 > 1,5.$$

Вторая ступень:

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 330,66 = 835,35 \text{ А};$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1853}{835,35} = 2,21 > 1,5.$$

5.7 Защита от перегрузки

На трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, РЗ от перегрузки выполняется действующей на сигнал. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме РЗ предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению:

$$I_{с.з.} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (93)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,05;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата;

$I_{\text{ном}}$ номинальный ток обмотки трансформатора, на стороне которого установлена защита.

На стороне ВН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 31,63 = 41,51 \text{ А};$$

На стороне СН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 94,48 = 124 \text{ А};$$

На стороне НН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 330,66 = 434.$$

5.8 Газовая защита

Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным протеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Ранее выпускалось поплавковое газовое реле ПГ-22, более совершенное реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами. В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа ВФ80/Q. Это реле состоит из металлического корпуса, крышки и встроенного блока. Для осмотра встроенного блока в корпусе имеются застекленные отверстия с откидными крышками. Есть также пробный кран для отбора газа и контрольная клавиша для опробования действия реле путем имитации ухода масла из трансформатора. Принцип действия данного реле такой же, как и других газовых реле.

Газовая защита очень чувствительна и весьма часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро: 0,1 – 0,2 с (при скорости потока масла не менее чем на 25% выше уставки). Благодаря этим достоинствам газовая защита обязательно устанавливается на всех трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более, а также внутрицеховых понижающих трансформаторах, начиная с мощности 630 кВА. Допускается установка газовой защиты и на трансформаторах от 1 до 4

МВА. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

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

На защищаемом трансформаторе ПС Шимановск - тяга устанавливаем газовое реле типа BF80/Q.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ВЛ 220 кВ АМУРСКАЯ – ШИМАНОВСК – ТЯГА

6.1 Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики линий

6.1.1 Токовая защита нулевой последовательности ПС Амурская - ПС

Шимановск - тяга

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него. В качестве токового органа защиты используется реле типа РТ-40 (иногда реле РНТ-560), которое включается на вход фильтра тока нулевой последовательности. В качестве такого фильтра часто используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды.

6.1.2 Расчёт уставок срабатывания

Отстройку тока срабатывания первой ступени выполняем от максимального тока $3I_0$, протекающего через защиту при КЗ за выключателем смежного участка. Для получения максимального тока $3I_0$ отключаем трансформаторы на шинах приемной подстанции и по кривым спада определяем необходимый расчётный ток.

Защита включает в себя токовую отсечку нулевой последовательности, токовую отсечку с выдержкой времени, максимальную токовую защиту нулевой последовательности.

1 ступень защиты ($t=0$ сек)

а) Ток срабатывания защиты в начале защищаемого участка (на шинах Амурская).

$$I_{с.з} = k_{зан} \cdot I_{расч} = k_{зан} \cdot 3 \cdot I_{0max}, \quad (94)$$

где $k_{зан}$ - коэффициент запаса ($k_{зан} = 1,3$ для линий 220 кВ)

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,584 = 2,102 \text{ кА.} \quad (95)$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах ПС Шимановск - тяга).

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,663 = 2,387 \text{ кА.} \quad (96)$$

Мгновенная отсечка не проверяется по чувствительности, но для неё должна быть определена зона действия. Для определения ее зоны берем максимальное значение тока срабатывания $I_{c.3} = 2,387 \text{ кА}$.

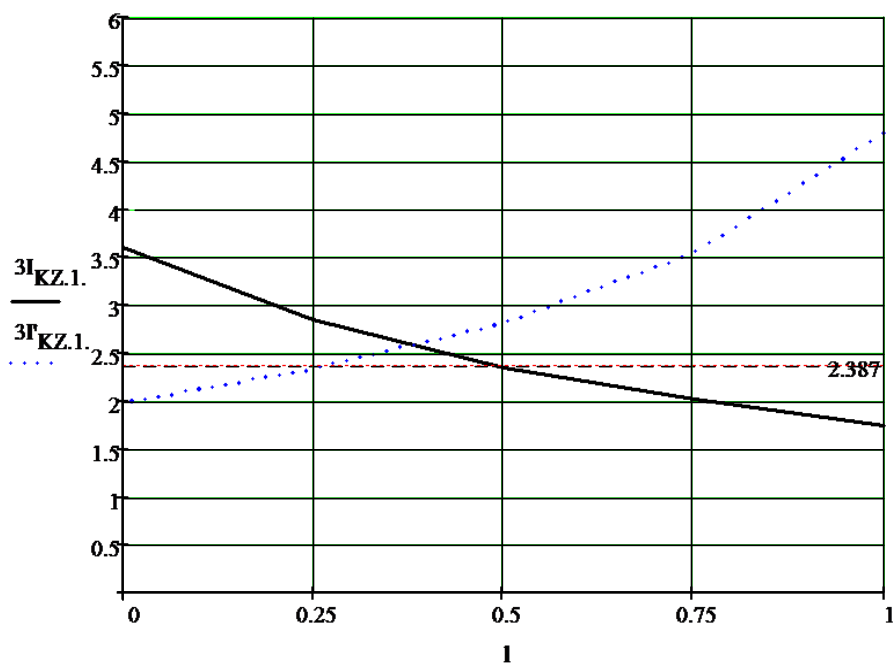


Рисунок 6 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

Полученное значение токов срабатывания защиты удовлетворяет по чувствительности (зона защиты больше 25%)

2 ступень защиты ($t=0,5 \text{ сек}$)

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий.

$$I_{c3}^{II} = k_3 \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0c.3.cm}^{I(II)} \quad (97)$$

где $k_3=1,1$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий;

$k_{ток}$ - коэффициент тока распределения;

$I_{0с.з.см}^{I(II)}$ - ток срабатывания первой или второй ступеней защиты смежной линии.

Выдержка времени отсечки второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

При отстройке от защит нескольких линий в качестве расчетных принимаются наибольшие значения тока срабатывания и выдержки времени.

Чувствительность отсечки второй ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии при минимальном режиме.

3 ступень защиты

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от вторых и третьих ступеней защит смежных линий (аналогично выбору второй ступени), а также по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{сз}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3, \quad (98)$$

где $k_3=1,2$ – коэффициент запаса по избирательности;

$k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме ($k_{пер} = 2$);

$k_{нб}$ - коэффициент небаланса ($k_{нб} = 0,05$);

$I_{к.макс}^3$ - максимальный ток короткого замыкания в месте КЗ.

$$I_{сз}^{III} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 3,7 = 0,444. \quad (99)$$

Выдержка времени отсечки третьей ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка (в каскаде):

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{3I_{0\text{мин}}}{I_{0\text{сз}}^{\text{III}}} \geq 1,2; \quad (100)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{1,6}{0,444} = 3,604 \geq 1,2. \quad (101)$$

Защита проходит по чувствительности.

6.1.3 Токовая защита нулевой последовательности.

I ступень защиты (t=0 сек)

а) Ток срабатывания защиты в начале защищаемого участка (на шинах ПС Амурская).

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{зан}} \cdot I_{\text{расч}} = k_{\text{зан}} \cdot 3 \cdot I_{0\text{max}}, \quad (102)$$

где $k_{\text{зан}}$ - коэффициент запаса ($k_{\text{зан}} = 1,3$ для линий 220 кВ)

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,094 = 0,367 \text{ кА}. \quad (103)$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах ПС Шимановск - тяга).

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,12 = 0,468 \text{ кА}. \quad (104)$$

Мгновенная отсечка не проверяется по чувствительности, но для неё должна быть определена зона действия. Для определения ее зоны берем

максимальное значение тока срабатывания $I_{\text{с.з}} = 0,468 \text{ кА}$.

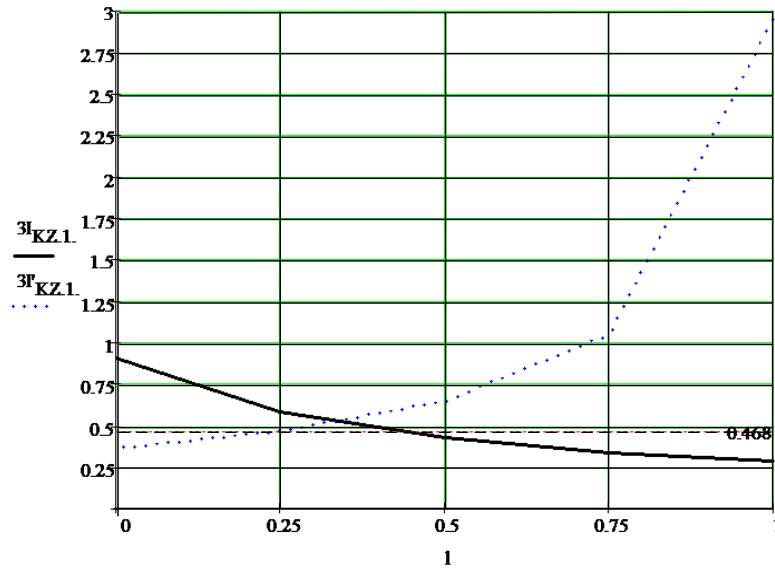


Рисунок 7 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

Полученное значение токов срабатывания защиты удовлетворяет по чувствительности (зона защиты больше 25%)

2 ступень защиты ($t=0,5$ сек)

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий.

$$I_{сз}^{II} = k_z \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0с.з.см}^{I(II)}, \quad (105)$$

где $k_z=1,1$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий;

$k_{ток}$ - коэффициент тока распределения;

$I_{0с.з.см}^{I(II)}$ - ток срабатывания первой или второй ступеней защиты смежной линии.

Выдержка времени отсечки второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

При отстройке от защит нескольких линий в качестве расчетных принимаются наибольшие значения тока срабатывания и выдержки времени.

Чувствительность отсечки второй ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии при минимальном режиме.

3 ступень защиты

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от вторых и третьих ступеней защит смежных линий (аналогично выбору второй ступени), а также по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{сз}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3, \quad (106)$$

где $k_3 = 1,2$ – коэффициент запаса по избирательности;

$k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме ($k_{пер} = 2$);

$k_{нб}$ - коэффициент небаланса ($k_{нб} = 0,05$);

$I_{к.макс}^3$ - максимальный ток короткого замыкания в месте КЗ.

$$I_{сз}^{III} = 1,3 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 1,3 = 0,156. \quad (107)$$

Выдержка времени отсечки третьей ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка (в каскаде):

$$k_q^{III} = \frac{3I_{0.мин}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2; \quad (108)$$

$$k_q^{III} = \frac{1,6}{0,56} = 10,256 \geq 1,2. \quad (109)$$

Защита проходит по чувствительности.

6.1.4 Токовая защита нулевой последовательности ПС Амурская – Шимановск тяга.

1 ступень защиты (t=0 сек)

а) Ток срабатывания защиты в начале защищаемого участка (на шинах ПС Ледяная - тяга).

$$I_{с.з} = k_{зап} \cdot I_{расч} = k_{зап} \cdot 3 \cdot I_{0max}, \quad (110)$$

где $k_{зап}$ - коэффициент запаса ($k_{зап} = 1,2$ для линий 220 кВ)

$$I_{с.з} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,529 = 1,904 \text{ кА}. \quad (111)$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах ПС Шимановск - тяга).

$$I_{с.з} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,266 = 0,958 \text{ кА}. \quad (112)$$

Мгновенная отсечка не проверяется по чувствительности, но для неё должна быть определена зона действия. Для определения ее зоны берем максимальное значение тока срабатывания $I_{с.з} = 0,958$ кА.

Полученное значение токов срабатывания защиты удовлетворяет по чувствительности (зона защиты больше 25%)

2 ступень защиты (t=0,5 сек).

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий.

$$I_{сз}^{II} = k_з \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0с.з.см}^{I(II)}. \quad (113)$$

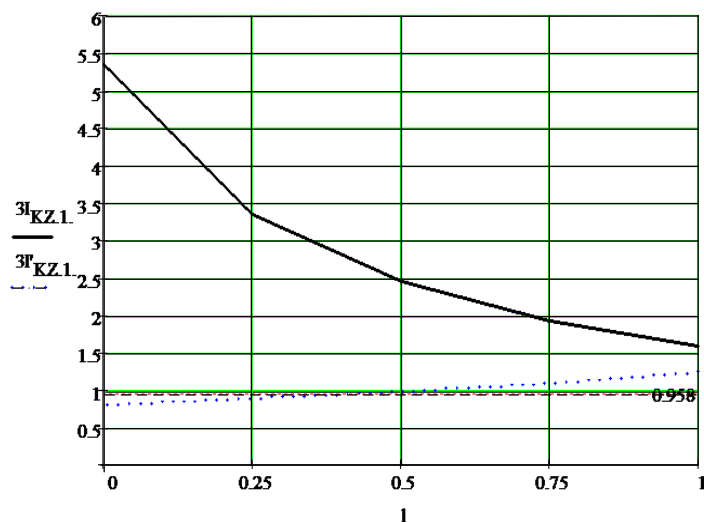


Рисунок 8 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

где $k_3=1,1$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий;

$k_{ток}$ – коэффициент тока распределения;

$I_{0с.з.см}^{I(II)}$ – ток срабатывания первой или второй ступени защиты смежной линии.

Выдержка времени отсечки второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

При отстройке от защит нескольких линий в качестве расчетных принимаются наибольшие значения тока срабатывания и выдержки времени.

Чувствительность отсечки второй ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии при минимальном режиме.

3 ступень защиты

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от вторых и третьих ступеней защит смежных линий .

$$I_{сз}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3, \quad (114)$$

где $k_3=1,2$ – коэффициент запаса по избирательности;

$k_{пер}$ -коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме ($k_{пер} = 2$);

$k_{нб}$ - коэффициент небаланса ($k_{нб} = 0,05$);

$I_{к.макс}^3$ - максимальный ток короткого замыкания в месте КЗ.

$$I_{сз}^{III} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 0,6 = 0,072. \quad (115)$$

Выдержка времени отсечки третьей ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка (в каскаде):

$$k_{ч}^{III} = \frac{3I_{0,мин}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2; \quad (116)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{1,6}{0,072} = 22,3 \geq 1,2. \quad (117)$$

Защита проходит по чувствительности.

6.2 Перевод уставок защит к параметрам микропроцессорного терминала

Для защиты линии выбираем микропроцессорный терминал релейной защиты АВВ – RET 511.

Уставки по оси X и R характеристики РС 1, 2, 3 степени рассчитываются по формулам, данные берутся с электромеханической ДЗ, производится перерасчет уставок:

$$X_i = (Z_i \cdot (1 + \sin \varphi_{м.ч}))/2; \quad (119)$$

$$R_i = Z_i/1 + \sin \varphi_{\text{м.ч}} \quad (120)$$

После расчета по данным формулам получаем уставки срабатывания защиты на микропроцессорной базе.

Сведем полученные результаты в таблицу 27.

Таблица 27 - Уставки ИО ДЗ $Z_{1-5\text{ст}}$

№	Наименование	Значение	
		ПС Шимановск-тяга	ПС Ледяная-тяга
1	2	3	
1	Уставки по оси X характеристики РС 1 ступени при КЗ на землю, Ом (1/Ином...500/ Ином) шаг 0,01	2,2	
2	Уставки по оси R характеристики РС 1 ступени при КЗ на землю, Ом (1/Ином...500/ Ином) шаг 0,01	2,2	
3	Угол наклона φ_1 характеристики РС 1 при КЗ на землю ступени, ° (45...89 шаг 1)	77	
4	Корректирующий множитель ККР коэффициента компенсации тока нулевой последовательности по активному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,01) (по умолчанию ККР = 1,00)	1	
5	Корректирующий множитель ККХ коэф. компенсации тока нулевой последовательности по реактивному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,01) (по умолчанию ККХ = 1,00)	1	
6	Уставка по оси X характеристики РС 1 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	7,26	7,26
7	Уставка по оси R характеристики РС 1 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	3,687	3,687
8	Угол наклона φ_1 характеристики РС 1 ступени, ° (45...89 шаг 1)	80	80
9	Угол наклона φ_4 верхней части характеристики РС 1 ступени, ° (-45...0 шаг 1)	0	0

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4
10	Уставка по оси X характеристики РС 2 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	18,622	14,602
11	Уставка по оси R характеристики РС 2 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	9,452	7,412
12	Угол наклона ϕ_1 характеристики РС 2 ступени, ° (45...89 шаг 1)	80	80
13	Уставка по оси X характеристики РС 3 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	129,481	129,481
14	Уставка по оси R характеристики РС 3 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	65,723	65,723
15	Угол наклона ϕ_1 характеристики РС 3 ступени, ° (45...89 шаг 1)	80	80
16	Уставка по оси X характеристики РС 4 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2	
17	Уставка по оси R характеристики РС 4 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2	
18	Угол наклона ϕ_1 характеристики РС 4 ступени, ° (45...89 шаг 1)	77	
19	Направленность 4 ступени (вперед, назад)	вперед	
20	Уставка по оси X характеристики РС 5 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2	
21	Уставка по оси R характеристики РС 5 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2	
22	Угол наклона ϕ_1 характеристики РС 5 ступени, ° (45...89 шаг 1)	77	
23	Направленность 5 ступени (вперед, назад)	вперед	
24	Угол наклона ϕ_3 нижней левой части характеристики, ° (91...135 шаг 1)	120	
25	Угол наклона ϕ_2 нижней правой части характеристики, ° (-45...0 шаг 1)	-22	
26	Уставка по оси R нагрузочного режима (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	81,21	
27	Угол выреза нагрузочного режима (1...70 шаг 1)	нет	

После перерасчета уставок дистанционной защиты линии, можно построить графики срабатывания ступеней.

На рисунках 9 и 10 представлены характеристики срабатывания ДЗ в микропроцессорном исполнении.

На этих графиках видно, что ступени срабатывания не заходят на нагрузку, т.е. защита отстроена от нагрузки.

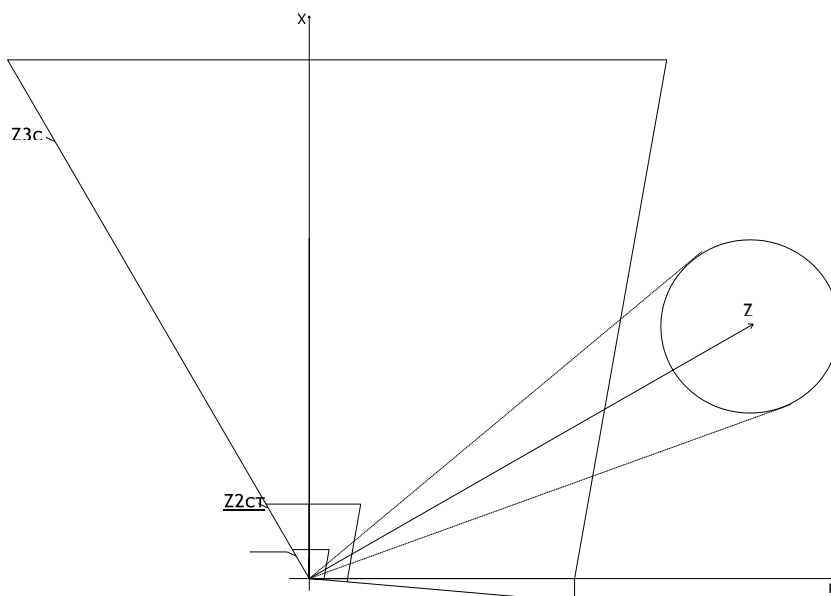


Рисунок 9 - Характеристика срабатывания ДЗ со стороны ПС Шимановск – тяга

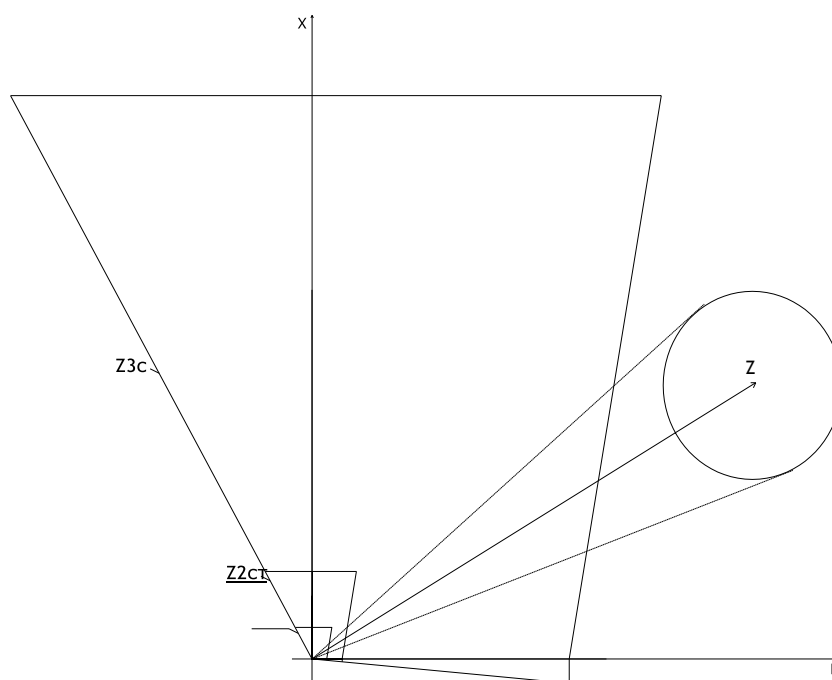


Рисунок 10 - Характеристика срабатывания ДЗ со стороны ПС Ледяная – тяга

6.3 Расчет уставок максимальной токовой отсечки и ТЗНП

В ходе расчета были выбраны уставки срабатывания ТЗНП в первичных величинах.

Для защиты линий от КЗ на землю применяется защита, реагирующая на ток и мощность нулевой последовательности. Необходимость специальной защиты от КЗ на землю вызывается тем, что этот вид повреждений является преобладающим, а защита, включаемая на ток и напряжение нулевой последовательности, осуществляется более просто и имеет ряд преимуществ по сравнению с рассмотренной выше токовой защитой, реагирующей на полные токи фаз. Защиты нулевой последовательности выполняются в виде токовых максимальных защит и отсечек как простых, так и направленных.

Для того, чтобы рассчитать токовую защиту нулевой последовательности, необходимо определить уставки первых ступеней защиты сети.

Отсечка является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3 – 0,6 с). В отличие от максимальной токовой защиты селективность действия токовой отсечки достигается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении в конце участка, за пределами которого отсечка не должна работать. Такой способ ограничения зоны действия основан на том, что ток КЗ зависит от величины сопротивления до места повреждения.

Для линии с двухсторонним питанием токовые отсечки устанавливаются с двух сторон. Для их селективной работы должна выполняться отстройка от максимального тока внешнего короткого замыкания.

Уставки МТО выбраны графически, кривые токов спадаания представлены на рисунке 9.

На этом графике видно, что защита МТО со стороны ПС Шимановск - тяга выполняется на 70% защищаемой линии, а со стороны ПС Ледяная - тяга на 65%.

$$I_{КЗ.ЗАЩ} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{ЭКВ} + Z_{Л})} \quad (121)$$

Результаты расчета ТЗНП сведены в таблице 28 и 29.

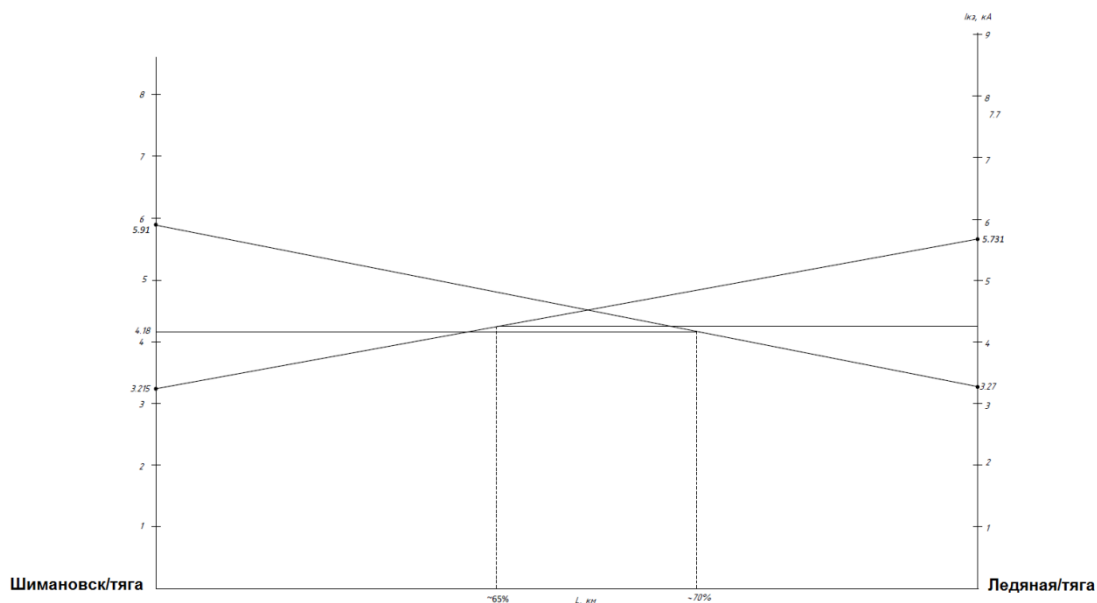


Рисунок 11 – Кривые спада напряжения ТКЗ для определения уставки МТО

Таблица 28 – Результаты расчета ТЗНП со стороны ПС Шимановск - тяга

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания 1 ступени ТЗНП, А	2083	10,415
Ток срабатывания 2 ступени ТЗНП, А	751,129	3,75
Ток срабатывания 3 ступени ТЗНП, А	165,332	0,826
Ток срабатывания 4 ступени ТЗНП, А	51,043	0,25
Выдержка времени срабатывания 1 ступени ТЗНП, с	0,3 с	

Продолжение таблицы 28

1	2
Выдержка времени срабатывания 2 ступени ТЗНП, с	0,8 с
Выдержка времени срабатывания 3 ступени ТЗНП, с	1,2 с
Выдержка времени срабатывания 4 ступени ТЗНП, с	1,7 с
Ток срабатывания МТО, А	4180

Таблица 29 – Результаты расчета ТЗНП со стороны ПС Ледяная - тяга

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
Ток срабатывания 1 ступени ТЗНП, А	160 5	8,025
Ток срабатывания 2 ступени ТЗНП, А	139 8	6,99
Ток срабатывания 3 ступени ТЗНП, А	173, 2	0,866
Ток срабатывания 4 ступени ТЗНП, А	78,7 83	0,39
Выдержка времени срабатывания 1 ступени ТЗНП, с	0,3 с	
Выдержка времени срабатывания 2 ступени ТЗНП, с	0,8 с	
Выдержка времени срабатывания 3 ступени ТЗНП, с	1,2 с	
Выдержка времени срабатывания 4 ступени ТЗНП, с	1,7 с	
Ток срабатывания МТО, А	4253	

6.4 Расчет уставок дифференциальной защиты линии

Дифференциальные защиты линии (ДЗЛ) - защиты, которые сравнивают электрические величины в заданных местах защищаемой линии. Диф.защиты линии абсолютно селективны и выполняются без выдержки времени. ДЗЛ подразделяются на продольную и поперечную.

Продольная ДЗЛ подключается на токи по концам защищаемой линии так, что в нормальных режимах и при внешних КЗ геометрическая сумма векторов токов была равна нулю, а при КЗ на защищаемой линии – току КЗ.

Поперечная ДЗЛ подключается на разность токов параллельных линий. При внешнем КЗ по параллельным ЛЭП протекают одинаковые по величине и направлению токи, в связи с чем дифференциальный ток в защите равен нулю. При КЗ на одной из линий дифференциальный ток приобретает значительную величину, достаточную для срабатывания защиты. Данная защита получила, довольно, не особо широкое распространение, на данный момент больше не устанавливается.

В данном случае, будет использован терминал на микропроцессорной базе фирмы "ABB", RET 670.

6.5 Выбор уставки дифференциальной защиты

Выбор уставок происходит по отстройке от следующего:

1. Выбор уставки по условию отстройки от емкостного тока линии.
2. Выбор уставки по условию отстройки от тока небаланса максимального нагрузочного режима, вызванного потерями мощности в максимальном нагрузочном режиме.

Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора, находящегося в зоне действия защиты, не требуется, т.к. защита блокируется при появлении броска тока намагничивания.

3. Выбор уставки по условию отстройки от тока небаланса броска тока намагничивания трансформатора подстанции своего и противоположного концов линии при опробовании трансформатора со стороны защищаемой линии.

Отстройка требуется, если блокировка при броске тока намагничивания не вводится (блокировка может не вводиться при отсутствии трансформаторов в зоне действия защиты).

5. Выбор уставки по условию отстройки от тока небаланса внешнего КЗ на подстанции.

Отстройка выполняется при включении защиты на сумму ТТ двух и более присоединений для исключения работы ДЗЛ при внешнем КЗ.

При отстройке должен учитываться бросок тока из-за наличия апериодической составляющей в токе КЗ.

Выбор уставки по условию обеспечения отстройки от внешнего КЗ.

Для обеспечения надежного торможения при внешнем КЗ ток торможения должен превышать дифференциальный ток.

6. Выбор уставки по условию обеспечения требуемой чувствительности.

Должна обеспечиваться чувствительность при 1 и 2- фазном КЗ в зоне действия защиты при двухстороннем включении линии в минимальном режиме работы сети.

Проверка чувствительности при минимальном токе КЗ без переходного сопротивления: $K_{\text{ч}} \geq 2,0$.

Отстройка от тока небаланса внешнего КЗ приводит к загромождению уставки и снижению чувствительности защиты.

6.6 Автоматическое повторное включение

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи показывают, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 % до 90% [23].

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени, и что многие повреждения носят неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения ее под напряжение.

Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

Реже на линиях возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т. д. Такие повреждения не могут самоустраниться, и поэтому их называют устойчивыми. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение с коротким замыканием, линия вновь отключается защитой. Повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Повторное неавтоматическое включение линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях не телемеханизированных и без постоянного оперативного персонала – $(0,5 \div 1)$ час и более. Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства автоматического повторного включения. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому, при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям, чего не может обеспечить оперативный персонал.

Согласно [23] обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением 1000 В и выше.

Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе. В некоторых случаях схемы АПВ должны отвечать дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ, например, при наличии или при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма и т. д.

2) Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу же после его включения персоналом, т. е. при включении выключателя на КЗ, поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми.

3) Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действие с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия.

4) Время действия АПВ должно быть минимально возможным для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,5 с.

5) Схемы АПВ должны автоматически обеспечивать готовность выключателя, на который действует АПВ, к новому действию после его включения.

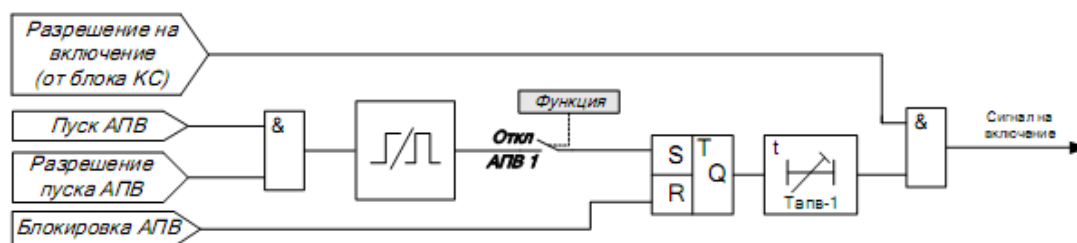


Рисунок 12 – Упрощенная функционально-логическая схема работы АПВ

Для параллельных линий с односторонним питанием прием на питающем конце однократное АПВ без контроля по напряжению, на приемном

конце – однократное АПВ с контролем наличия напряжения на линии для того, чтобы избежать суммарно двойного включения выключателей на устойчивое КЗ внутри питающей линии. [25].

6.7 УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя)

Устройство резервирования при отказе выключателя – разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях.

В данном случае УРОВ устанавливаем на выключателях по 10 кВ ПС Шимановск тяга.

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя; при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю).

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

- срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию;
- факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

УРОВ не может резервировать отказ релейной защиты не сработавшего выключателя, поэтому применение УРОВ предусматривает обязательное использование резервной релейной защиты в дополнение к основной, при этом цепи обеих защит должны быть полностью независимы друг от друга, так, что

неисправность в цепи одной защиты не могла вызвать отказ другой (питание оперативных цепей производится от разных предохранителей или автоматических выключателей, каждый пусковой орган обеих защит также выполняется независимым и включаются на собственный независимый комплект трансформаторов тока, сигналы на отключение выключателей осуществляется от разных выходных реле). Обычно резервный комплект релейной защиты имеет пусковые органы по току или напряжению, выполняемые посредством:

- минимального реле напряжения прямой последовательности с блокировкой по напряжениям обратной и нулевой последовательности (при к.з. происходит уменьшение напряжения прямой последовательности и появление напряжений обратной и нулевой последовательностей);

- трёх максимальных токовых реле или одного трёхфазного максимального токового реле.

Вторые пусковые реле должны надёжно действовать при появлении к.з. в пределах защищаемого присоединения.

Основной уставкой УРОВ является время выдержки на отключение смежных выключателей и поскольку защита подаёт сигнал одновременно сразу на отключение основного выключателя и на УРОВ (которое через выдержку времени отключает выключатели, стоящие дальше от к.з.), то для корректного действия выдержка времени УРОВ должна быть больше времени действия основной защиты на величину Δt , таким образом уставка реле времени, входящего в УРОВ должна быть равна сумме:

- времени срабатывания основного выключателя;
- времени возврата защиты, пускающей УРОВ (в случае удачного отключения основного выключателя);
- времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ (отклонение срабатывания в меньшую сторону);
- запаса по времени для большей надёжности системы [23].

7 РАСЧЕТ УСТАВОК ВЫБРАННЫХ УСТРОЙСТВ РЗА ДЛЯ ШИН

7.1 Выбор защит шин

В соответствии с ПУЭ [6], для сборных шин 220 кВ и выше электростанций и подстанций отдельные устройства релейной защиты должны быть предусмотрены:

1) для двух систем шин (двойная система шин, полуторная схема и др.) и одиночной секционированной системы шин;

2) для одиночной несекционированной системы шин, если отключение повреждений на шинах действием защит присоединенных элементов недопустимо по условиям, которые аналогичны приведенным в [6] п.3.2.108 (Для линий 330 кВ и выше в качестве основной должна быть предусмотрена защита, действующая без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка), или если на линиях, питающих рассматриваемые шины, имеются ответвления.

В качестве защиты сборных шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше следует предусматривать, как правило, дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин. Защита должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от переходных и установившихся токов небаланса (например, реле, включенных через насыщающиеся трансформаторы тока, реле с торможением).

При присоединении трансформатора (автотрансформатора) 330 кВ и выше более чем через один выключатель рекомендуется предусматривать дифференциальную токовую защиту ошиновки.

Для двойной системы шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше с одним выключателем на присоединенный элемент дифференциальная защита должна быть предусмотрена в исполнении для фиксированного распределения элементов.

В защите шин 220 кВ следует предусматривать возможность изменения фиксации при переводе присоединения с одной системы шин на другую на рядах зажимов.

Дифференциальная защита должна быть выполнена с устройством, контроля исправности вторичных цепей задействованных трансформаторов тока, действующим с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал.

При наличии трансформаторов тока, встроенных в выключатели, для дифференциальной защиты шин и для защит присоединений, отходящих от этих шин, должны быть использованы трансформаторы тока, размещенные с разных сторон выключателя, чтобы повреждения в выключателе входили в зоны действия этих защит.

Если выключатели не имеют встроенных трансформаторов тока, то в целях экономии следует предусматривать выносные трансформаторы тока только с одной стороны выключателя и устанавливать их по возможности так, чтобы выключатели входили в зону действия дифференциальной защиты шин. При этом в защите двойной системы шин с фиксированным распределением элементов должно быть предусмотрено использование двух сердечников трансформаторов тока в цепи шиносоединительного выключателя.

При применении отдельных дистанционных защит в качестве защиты шин трансформаторы тока этих защит в цепи секционного выключателя должны быть установлены между секцией шин и реактором.

Защиту шин следует выполнять так, чтобы при опробовании поврежденной системы или секции шин обеспечивалось селективное отключение системы (секции) без выдержки времени.

7.2 Расчет дифференциальной защиты шин

ДЗШ является быстродействующей защитой с абсолютной селективностью, которая охватывает все элементы РУ, присоединенные к секции шин, и действует без замедления при всех видах коротких замыканий (КЗ) на отключение выключателей этих элементов с пуском их УРОВ и

$$I_{\text{ср.ДЗШ}} = K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot K_{\text{АПЕР}} \cdot f_i \cdot I_{\text{КЗ.МАКС}}, \quad (122)$$

где $K_{\text{Н}}$ - коэффициент надежности;

$K_{\text{ОДН}}$ - коэффициент однотипности;

$K_{\text{АПЕР}}$ - коэффициент апериодичности;

$I_{\text{КЗ.МАКС}}$ - максимальный ток КЗ.

Данные расчета сведем в таблицу 30.

Таблица 30 - Результаты расчета ДЗШ

Параметр срабатывания	Принятая уставка		Расчетное количество витков РНТ
	первичное	вторичное	
Ток срабатывания ДЗШ 1 с.ш.	859 А	6,049 А	13
Ток срабатывания ДЗШ 2 с.ш.	1065 А	7,5 А	13

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА

8.1 Расчет капитальных вложений в выбранное оборудование

Капиталовложения – это совокупные материальные, трудовые и финансовые ресурсы, необходимые для создания и расширения предприятия, его реконструкции и технического перевооружения.

Капитальные вложения необходимые на установку РЗиА состоят из стоимости устанавливаемого оборудования, стоимости строительно-монтажных работ и прочих затрат.

$$K_{\Sigma} = (K_{обр} + K_{СМР} + K_{пр}) \cdot k_{инф}, \quad (123)$$

где $K_{обр}$ - сметная стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ, тыс. руб.;

$K_{СМР}$ - строительно-монтажные работы, тыс. руб.;

$K_{пр}$ - прочие затраты;

$k_{инф}$ - коэффициент инфляции, $k_{инф} = 2,1$ (на цены 2021г.) [2].

Таблица 31 - Данные по структуре капиталовложений

Наименование объекта	Капиталовложения в строительство, %			
	Всего	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь	Строительно-монтажные работы	Прочие затраты
Открытые и закрытые электрические подстанции напряжением 110-750 кВ, включая ПС 110/20/10 кВ	100	50	45	5

Рассчитаем сметную стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ.

Для ПС «Амурская»:

$$\begin{aligned} K_{обp} &= (1776 \cdot 8 + 1035 \cdot 8 + 1776 + 1035 + 1035 + 1035 \cdot 8 + 1180 \cdot 2 + 3137 \cdot 2) \cdot 1,7 = \\ &= 73727,5 \text{ тыс.руб.} \end{aligned} \quad (124)$$

Опираясь на тот факт, что стоимость оборудования составляет 50% от общих капиталовложений в установку оборудования, определим общие капиталовложения, капиталовложения на строительные-монтажные работы и прочие капиталовложения.

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обp}}{0,50} = \frac{73727,5}{0,50} = 147455,1 \text{ тыс.руб.} \quad (125)$$

Капиталовложения на строительные-монтажные работы:

$$K_{СТP} = 0,45K_{\Sigma} = 0,45 \cdot 147455,1 = 66354,7 \text{ тыс.руб.} \quad (126)$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{ПP} = 0,05K_{\Sigma} = 0,05 \cdot 147455,1 = 7372,75 \text{ тыс.руб.} \quad (127)$$

Для ПС «Шимановск тяга»:

$$\begin{aligned} K_{обp} &= (1776 \cdot 4 + 1035 \cdot 4 + 1035 + 1035 \cdot 4 + 3137 \cdot 2 + 1180 \cdot 2) \cdot 1,7 = \\ &= 42709,3 \text{ тыс.руб.} \end{aligned} \quad (128)$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обp}}{0,50} = \frac{42709,3}{0,50} = 85418,6 \text{ тыс.руб.} \quad (129)$$

Капиталовложения на строительные-монтажные работы:

$$K_{СТP} = 0,45K_{\Sigma} = 0,45 \cdot 85418,6 = 38438,37 \text{ тыс.руб.} \quad (130)$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{IP} = 0,05K_{\Sigma} = 0,05 \cdot 85418,7 = 4270,9 \text{ тыс.руб.} \quad (131)$$

Для ПС «Ледяная тяга»:

$$K_{обр} = (1776 \cdot 4 + 1035 \cdot 4 + 1035 + 1035 \cdot 4 + 3137 \cdot 2 + 1180 \cdot 2) \cdot 1,7 = 42709,4 \text{ тыс.руб.} \quad (132)$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обр}}{0,50} = \frac{42709,4}{0,50} = 85418,8 \text{ тыс.руб.} \quad (133)$$

Капиталовложения на строительные-монтажные работы:

$$K_{СТР} = 0,45K_{\Sigma} = 0,45 \cdot 85418,8 = 38438,46 \text{ тыс.руб.} \quad (134)$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{IP} = 0,05K_{\Sigma} = 0,05 \cdot 85418,8 = 4270,94 \text{ тыс.руб.} \quad (135)$$

Общие капиталовложения проектируемого участка сети:

$$K = 147544,1 + 85418,7 + 85418,8 + 72305,8 = 390687,4 \text{ тыс.руб.} \quad (136)$$

8.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки – расходы, необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года.

Издержки любого из энергетических объектов будут состоять из амортизационных отчислений и эксплуатационных издержек на ремонт и эксплуатацию оборудования.

$$I = I_{PЭ} + I_{AM}. \quad (137)$$

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Экономическое содержание износа – потеря стоимости.

Выделяют следующие виды износа:

физический износ – изменение физических, механических и другие свойств основных фондов под воздействием сил природы, труда и т. д. (амортизационные отчисления учитывают только этот вид износа);

моральный износ 1-го рода – потеря стоимости в результате появления более дешевых аналогичных средств труда;

моральный износ 2-го рода – потеря стоимости, вызванная появлением более производительных средств труда;

социальный износ – потеря стоимости в результате того, что новым основные фонды обеспечивают более высокий уровень удовлетворения социальных требований;

экологический износ – потеря стоимости в результате того, что основные фонды перестают удовлетворять новым, повышенным требованиям и охране окружающей среды, рациональному использованию природных ресурсов и т.п.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (138)$$

где K – капиталовложения

$T_{сл}$ – срок службы оборудования ($T_{сл} = 20$ лет) [4].

$$I_{AM} = \frac{390687,4}{20} = 19534,37 \text{ тыс.руб.} \quad (139)$$

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии.

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системы профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств предприятий в надлежащем техническом состоянии.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания (ППР и ТО), а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования. Сущность системы ППР и ТО заключается в том, что по истечении определенного отработанного времени в момент ожидаемого отказа производятся различные виды ремонтного воздействия (ТР, КР и ТО). Чем короче разрыв между фактическим моментом отказа и моментом ожидаемого отказа и выполнения соответствующего ремонтного воздействия, тем эффективнее система ППР и ТО.

Ежегодные затраты на КР и ТР, а также ТО энергетического оборудования определяются по формуле

$$I_{PЭ} = \alpha_{opэ} \cdot K, \quad (140)$$

где $\alpha_{орэ}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования ($\alpha_{орэ} = 0,015$) [4].

$$I_{рэ} = 0,015 \cdot 390687,4 = 6055,7. \quad (141)$$

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{ср.г} = E \cdot K + I, \quad (142)$$

где E – норматив дисконтирования $E = 0,1$;

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

$$Z_{ср.г} = 0,1 \cdot 390687,4 + 6055,7 = 45120 \text{ тыс. руб.}$$

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность проекта

При модернизации подстанций, линий электропередачи и других электроэнергетических объектов важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеперечисленных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ.

Охрана труда на ПС Шимановск - тяга.

Подстанция Шимановск - тяга обслуживается оперативно-ремонтным персоналом, к которому относятся лица в возрасте не моложе 18 лет.

Имеющие квалификационную группу не ниже IV, имеющие практические навыки введения работ и прошедшие инструктаж по технике безопасности. Все работы на подстанции выполняются по наряду, в количестве двух человек. В отдельных видах работ, по распоряжению, в порядке текущей эксплуатации должен выдаваться перечень выполняемых работ. В целях предупреждения электротравмотизма применяют следующие мероприятия:

1. Периодический инструктаж и проверка знаний лиц, обслуживающих электроустановки.
2. Проверка защитных заземлений и периодические проверки заземляющей сети.
3. Периодический контроль технического состояния электроустановок и электрооборудования и устранение дефектов.
4. Применение индивидуальных средств защиты.
5. Применение безопасных напряжений (12-36) В в цепях управления и переносного освещения.
6. Поддержание надлежащего состояния технической документации.

Все работы на действующих электроустановках должны производиться с обязательным выполнением организационных и технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

1. Оформление работ нарядами или распоряжением.
2. Допуск к работе.
3. Надзор во время работы.
4. Оформление перерыва в работе, перевод на другое место работы, окончание работы.

К техническим мероприятиям относится:

1. Производство необходимых отключений и принятие мер, против ошибочного и самопроизвольного включения.
2. Вывешивание плакатов «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ», «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТА НА ЛИНИИ».
3. Проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях.
4. Наложение заземления.
5. Развешивание плакатов и установка ограждений.

Допуск на подстанцию для производства работ разрешается только закрепленному распоряжением по участку оперативно-ремонтному персоналу. Разрешается так же допуск на подстанцию инженерно-техническому персоналу данного участка, для осмотра оборудования, проверки его работы, имеющие группу допуска V и утвержденные распоряжением главного инженера.

Согласно норм комплектования защитными средствами для электроустановок, подстанция укомплектована средствами защиты, представленными в таблице 32.

Таблица 32 - Защитные средства [8]

№	Наименование	Количество (шт.)
1	2	3
1	Заземлители напряжения 220 кВ	2
2	Заземлители напряжения 27,5 кВ	2
3	Указатели напряжения 10 кВ	2
4	Изолирующие штанги 220 кВ	1
5	Изолирующие штанги 27,5 кВ	1
6	Изолирующие штанги 10 кВ	1
7	Диэлектрические перчатки	2 (пары)
8	Диэлектрические боты	1 (пара)

1	2	3
9	Изолирующие подставки	14
10	Переносное заземление 220 кВ	1 (комплект)
11	Переносное заземление 27,5 кВ	2 (комплекта)
12	Переносное заземление 10 кВ	2 (комплекта)
13	Временное ограждение	1 (комплект)
14	Переносные плакаты	15
15	Защитные очки	2
16	Защитные каски	4
17	Противогаз	2
18	Лестница	1

Средства, находящиеся в эксплуатации, размещаются в цеху ПС. Находящиеся в эксплуатации средства защиты из резины хранятся в сухом помещении при температуре 0 — 30 °С в специальных ящиках отдельно от инструментов. Они защищены от воздействия масел, бензина, кислот, щелочей и других разрушающих резину веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучений нагревательных приборов (не ближе одного метра от них). Изолирующие штанги и клещи хранятся в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами, т.е. в подвешенном состоянии. Специальные места для хранения переносных заземлений нумеруются так же, как и сами переносные заземления. Средства защиты размещают в специально отведенных местах, как правило, у входа в помещение, а также на щитах управления. В местах хранения имеются перечни средств защиты. Места хранения оборудованы крючками для штанг, изолирующих клещей, переносных заземлений, плакатов и знаков безопасности, а также шкафами для диэлектрических перчаток, бот, галош, подставок, защитных очков и касок, противогазов, указателей напряжения. Отдельно от других инструментов в ящиках, сумках или чехлах хранят средства защиты, предназначенные для работы оперативно-выездных бригад и бригад эксплуатационного обслуживания. Те средства защиты, которые позволяют работать под напряжением, держать в сухих, проветриваемых помещениях.

Мероприятия по промышленной санитарии предусматривает наличие медицинских аптек, подвоза питьевой воды, поддержание чистоты на территории и в технологическом помещении.

Техника безопасности при строительстве ВЛ.

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 строительно-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.

При монтаже проводов под действующей ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

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

9.2 Экологичность проекта

Согласно закону Российской Федерации «Об охране окружающей среды», «при размещении, проектирования, реконструкции в энергетике, при прокладке линий должны выполняться требования экологической безопасности

и охраны здоровья населения. Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление до устранения недостатков, либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию, реконструкции вредных экологических объектов в соответствии с предписанием специально на то уполномоченных государственных органов Российской Федерации в области охраны окружающей среды.

Передача и распределение электроэнергии на напряжении 0,38 – 110 кВ является безотходным процессом и не сопровождается вредными выбросами в окружающую среду (как воздушную, так и водную), а уровень шума и вибрации, не достигает высоких значений.

Вредное действие магнитного поля на живые организмы, и в первую очередь на человека, проявляется только при очень высоких напряжениях. В данном проекте отсутствуют линии СВН и УВН, а линии 10 не оказывают негативного воздействия на человека.

Трансформаторы могут являться источником постоянного шума механического происхождения. Шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Допустимые уровни шума на территории, непосредственно прилегающей к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек следует принять по таблицам [5].

Произведём расчёт минимального защитного расстояния от ПС Шимановск - тяга до селитебной зоны. Мощность трансформаторов на ПС Шимановск - тяга равна 40000 кВА. Эквивалентный уровень звука, для селитебной зоны взят для ночного времени суток с 23⁰⁰ до 7⁰⁰ – 45 дБА, как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука. Согласно [6]

значение скорректированного уровня звуковой мощности одного трансформатора типа ТДТНЖ составляет 97 дБА. Так как на подстанции расположено два трансформатора, то необходимо определить скорректированный уровень звуковой мощности двух трансформаторов, пренебрегая расстоянием между трансформаторами, так как расстояние между трансформаторами намного меньше расстояния до рассматриваемой территории.

Расчётная схема изображена на рисунке 13:

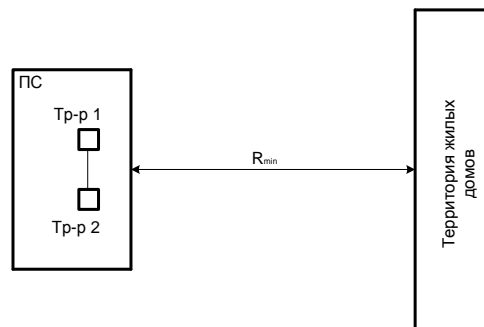


Рисунок 13 – Расположение подстанции вблизи жилых домов

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{WAS} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{WA}}; \quad (143)$$

$$L_{WAS} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 97} = 100 \text{ дБА};$$

$$L_{WAS} = DV_{LA} + 10 \cdot \lg(S/S_0), \quad (144)$$

$$\text{где } S_0 = 1 \text{ м}^2, \text{ а } S = 2 \cdot \pi \cdot (R_{min})^2. \quad (145)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{WAS} - DV_{LA}}{10}}}{2\pi}} = \sqrt{\frac{10^{\frac{90 - 45}{10}}}{2\pi}} = 224,3 \text{ м.}$$

Минимальное расстояние от ПС Шимановск - тяга до территории жилых домов составляет 224,3 м, а существующее расстояние от ПС Шимановск - тяга до территории жилых домов составляет 1000 м. Таким образом, получается, что защита жилых домов от шума выполняется. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

9.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара вводов электропроводки зданий и сооружений, на трансформаторах, масляных выключателях.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

9.3.1 Тушение возгорания

Особенности развития пожаров трансформаторов зависят от места его возникновения. При коротком замыкании в результате воздействия электрической дуги на трансформаторное масло и разложения его на горючие газы могут происходить взрывы, которые приводят к разрушению

трансформаторов и масляных выключателей и растеканию горящего масла. Пожары, где установлены трансформаторы, могут распространяться в помещение распределительного щита и кабельные каналы или туннели, а также создавать угрозу соседним установкам и трансформаторам.

При повреждении с возникновением возгорания электрооборудование должно быть незамедлительно отключено и заземлено со всех сторон. После снятия напряжения тушение возгорания можно производить любыми средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями, газовыми и порошковыми) [2].

Питание населённых пунктов реконструируемых в данном проекте, осуществляется от ПС Шимановск - тяга, на которой установлены масляные трансформаторы, и на которой может возникнуть пожароопасная ситуация.

Порядок тушения пожара на энергообъектах:

1) Первый, заметивший возгорание или при срабатывании телемеханики необходимо немедленно сообщить об этом в пожарную охрану, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Оперативно выездная бригада определяет место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара оперативно выездная бригада обязана проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами ОРУ и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может оперативно выездная бригада без предварительного получения разрешения

вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

5) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

6) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

7) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Тушение пожаров на электроустановках должно осуществляться с соблюдением обязательных условий:

- надежного заземления ручных стволов и насосов пожарных автомобилей;

- применения личным составом, участвующим в тушении, индивидуальных изолирующих электрозащитных средств;

- соблюдения минимальных безопасных расстояний от электроустановок под напряжением до пожарных, работающих со стволами или огнетушителями;

- применения эффективных огнетушащих веществ, способов и приемов их подачи.

Тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РСК-50 ($d_{cn} = 11,5$ мм) РС-50 ($d_{cn} = 13$ мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также

негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком). На рисунке 14 представлена принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара.

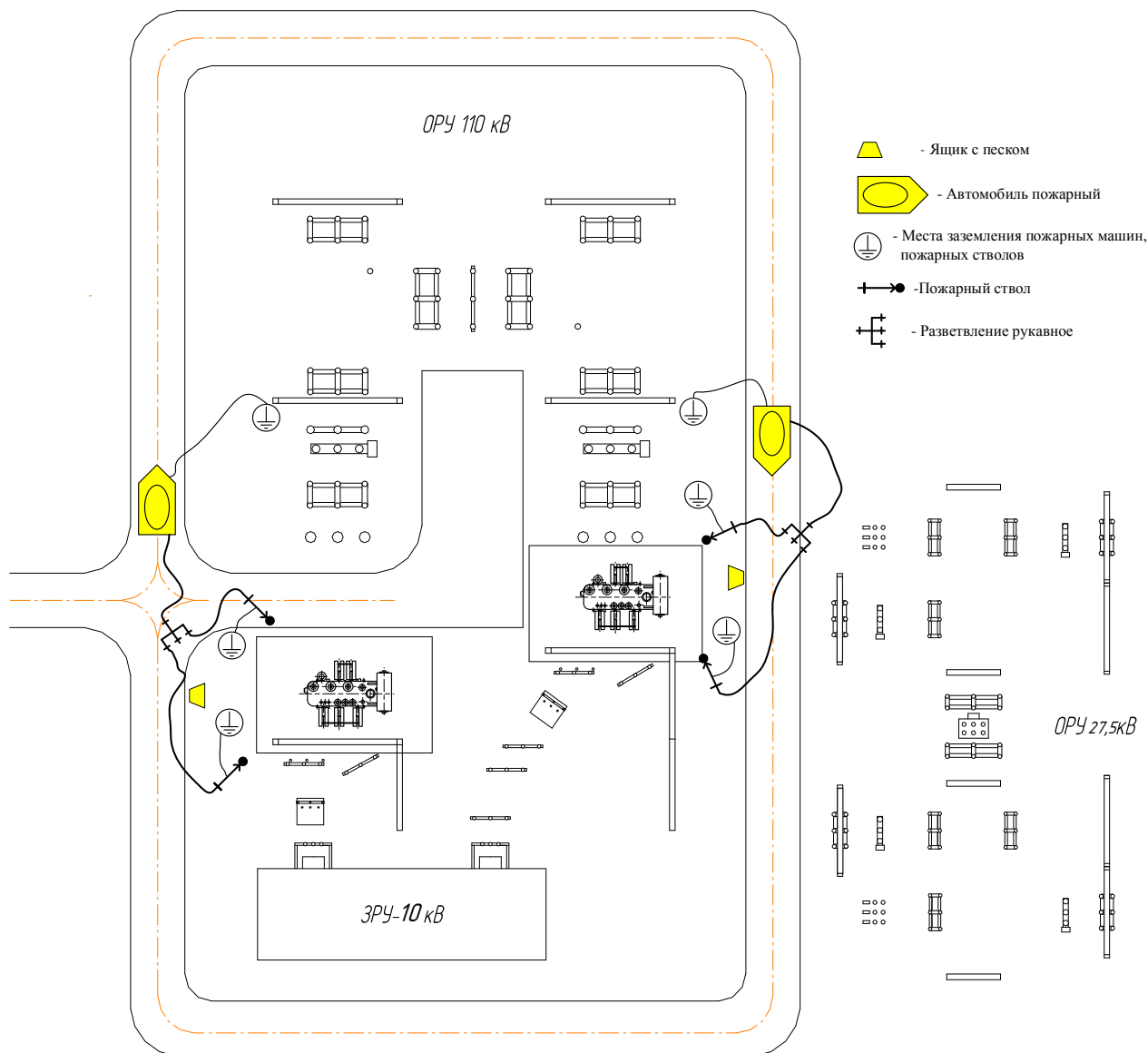


Рисунок 14 – Принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара трансформаторов

Подача любой пены ручными средствами при тушении электроустановок под напряжением категорически запрещается. Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 33 [3].

Таблица 33 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением [3]

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 70 с расходом 7,4 л/с	8,0	12,0	16,0	20,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Расстояние от насадок стволов до электрооборудования под напряжением определяют с учетом удельного сопротивления воды, равного 100 Ом/см. Сильно загрязненная и морская вода, по сравнению с водопроводной, имеет меньшее сопротивление, поэтому применять ее для тушения электроустановок под напряжением запрещается.

Тушение небольших пожаров и загораний на электроустановках под напряжением можно осуществлять с помощью ручных и передвижных огнетушителей согласно таблице 33.

Таблица 33 – Типы огнетушителей, применяемых для тушения электроустановок под напряжением [8]

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Тип персональных огнетушителей
до 1,0	не менее 1 м	порошковые
до 10,0	не менее 1 м	углекислотные

Ликвидация возгорания на ПС производится по оперативному плану. Во всех случаях возникновения или обнаружения возгорания необходимо оповестить окружающих людей о пожаре и о месте пожара любыми доступными средствами, например, голосом или ударами по металлу, и сообщить дежурному персоналу ПС и в пожарную часть.

При загорании кабелей, проводов и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные или углекислотные-бромэтиловые огнетушители, а также распыленную воду. В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы над данной работой был выполнен следующий объем работ:

Дано обоснование необходимости реконструкции участка сети ПС Амурская ПС Шимановск-тяга из соображений увеличения передаваемой мощности.

Произведен расчет токов короткого замыкания и рабочих токов для выбора и проверки электрооборудования высокого напряжения для ОРУ 220.

Выбраны необходимые приборы для полноценного контроля за параметрами сети. По расчету их нагрузок выбраны измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Защиты линии и шин выполнена на базе микропроцессорных терминалов фирмы АВВ. Произведен расчет уставок срабатывания, определены коэффициенты чувствительности и время срабатывания защит.

Также была произведена оценка надежности ОРУ 220 кВ.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности на ОРУ 220 кВ.

Была произведена экономическая оценка эффективности и финансовой состоятельности инвестиций проекта реконструкции и модернизации релейной защиты и автоматики защит шин и линии 220 кВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Булычев, А. В. Релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие / А. В. Булычев, В. К. Ванин, А. А. Наволочный, М. Г. Попов. — СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. — 211 с.
- 2 ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
- 3 Гуревич В.А. Микропроцессорные реле защиты. Устройство, проблемы, перспективы: учебное пособие / В. А. Гуревич. — Москва: Инфра-Инженерия, 2011. — Р. 336 стр.
- 4 Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие / А. Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко — М.: Изд-во МЭИ, 2013.
- 5 Ермоленко В.М. Федосеев А.М. Релейная защита и противоаварийная автоматика: учебное пособие / В. М. Ермоленко, А. М. Федосеев. — М.: Изд-во МЭИ, 2015.
- 6 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003 г.
- 7 Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. М.: Изд-во МЭИ, 2017.
- 8 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2013. - 106 с.
- 9 Павлов, Г. М. «Автоматизация энергетических систем» : Учеб.пособие / Г. М. Павлов .— Ленинград : Изд-во Ленингр. ун-та, 2014 .— 237 с.
- 10 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.
- 11 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.

12 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. – М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.

13 Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. 2-е изд., испр. и доп. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.

14 Руководящие указания по релейной защите: Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500 кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 2014. – 88 с.

15 Савина. Н.В., Проценко. П.П., «Техника высоких напряжений». Благовещенск 2015. - 105 с.

16 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки.

17 СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.

18 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.

19 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.

20 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.