


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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 11 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА


на тему: Реконструкция системы внешнего электроснабжения в связи со
строительством подстанции Сковородино-2 напряжением 500/220 кВ

Исполнитель
студент группы 542-об4


20.06.2019
подпись, дата


Н.С. Тарзимов

Руководитель
профессор,
докт.техн.наук


20.06.2019
подпись, дата

И.В. Наумов

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


20.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


20.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг


Благовещенск 2019

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

Зав. кафедрой


Н.В.Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Тарзимова Никиты Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы внешнего электроснабжения в связи со строительством подстанции Сковородино – 2 напряжением 500/220 кВ

(утверждено приказом от 04.04.2019 № 759-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2019г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: генеральный план. Материалы преддипломной практики. Схемы сетей Амурской области. Нормативно-справочная литература, ПУЭ, ГОСТы

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика объекта проектирования. Обоснование строительства ПС Сковородино – 2. Выбор числа и мощности автотрансформаторов на ПС. Расчет токов короткого замыкания. Выбор и проверка оборудования ОРУ 500 кВ. Релейная защита. Выбор и проверка заземления и молниезащиты подстанции. Экономическое обоснование. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Схема сети, Расчетная загрузка, Проверка изоляции стержней выходящей, план с.в. Рядеры ОРУ.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 05.04.2019 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: И.В. Наумов, д.т.н., профессор 
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):  05.04.2019
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 86 с., 10 рисунков, 20 таблиц, 19 источников.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛИ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе была рассмотрена необходимость строительства подстанции напряжением 500/220 кВ Сковородино – 2 в связи с заходом воздушной линии 500 кВ, рассчитаны токи короткого замыкания для выбора и проверки основного электрооборудования, рассчитано заземление и выбрана система молниеотводов для обеспечения надежной защиты подстанции. Рассмотрены вопросы безопасности при проведении строительно-монтажных работ во время строительства, вопросы дальнейшей безопасной эксплуатации оборудования, аспекты воздействия объекта на окружающую среду и меры, принятые для уменьшения этого воздействия.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Общая характеристика	9
1.1 Климатическая характеристика местности	9
1.2 Обоснование строительства ПС Сковородино - 2	9
1.3 Структурный анализ ЛЭП	12
1.4 Анализ существующей схемы электроснабжения	12
1.5 Обоснование необходимости реконструкции РУ 220 кВ Сковородино - 1 для связи со Сковородино – 2	13
2 Выбор числа и мощности автотрансформаторов на ПС	15
3 Обоснование технических решений по выбору РУ 500 и 220 кВ на ПС	16
4 Определение расчетных токов на шинах ПС Сковородино -1, 2	17
5 Расчет токов короткого замыкания	18
5.1 Расчёт токов КЗ до строительства ПС Сковородино - 2	18
5.2 Расчёт токов КЗ после строительства ПС Сковородино - 2	23
6 Выбор и проверка оборудования ОРУ 500 кВ ПС Сковородино 2	31
6.1 Выбор выключателей	31
6.2 Выбор разъединителей	35
6.3 Выбор трансформаторов тока	37
6.4 Выбор трансформаторов напряжения	40
6.5 Выбор и проверка ОПН	41
7 Релейная защита	45
7.1 Защита шин на базе микропроцессорной релейной защиты	45
7.2 Дифференциальная токовая защита с торможением	47
7.3 Принцип действия ДЗШ	48
7.4 Отработка ситуации с отказом выключателя	52
7.5 Расчет уставок по времени	53
8 Выбор и проверка заземления и молниезащиты подстанции	56

8.1	Выбор и проверка заземления подстанции	56
8.2	Проверка молниезащиты подстанции	63
9	Экономическое обоснование проекта	66
9.1	Капиталовложения в реконструкцию подстанции	66
9.2	Расчет эксплуатационных затрат	68
10	Безопасность и экологичность	72
10.1	Безопасность	72
10.1.1	Микроклимат помещения	72
10.1.2	Шум оборудования	73
10.1.3	ЭМП промышленной частоты	74
10.1.4.	Электробезопасность	75
10.2	Экологичность	76
10.2.1	Влияние ПС на атмосферу	76
10.2.2	Влияние ПС на почву	77
10.2.3	Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом	77
10.2.4	Расчет шумового воздействия трансформатора	80
10.3	Чрезвычайные ситуации на ПС	83
10.3.1	Требования пожарной безопасности к содержанию территорий	83
10.3.2	Требования пожарной безопасности к электроустановкам.	87
	Заключение	90
	Библиографический список	91

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия.

ВН – высокое напряжение

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

КРУ – комплектное распредустройство

НН – низкое напряжение

ОПН – ограничители перенапряжений

ОРУ – открытое распредустройство

СН – среднее напряжение

СЭС – система электроснабжения

ТП – трансформаторная подстанция

ЭС – электрические сети

В 2013 году, в соответствии с приказом Минэнерго России от 19 июня 2013 г. № 309, были разработаны схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 – 2019 годы. Важное место в этой программе занимают вопросы развития электроэнергетики Дальнего Востока. Это связано с тремя причинами, стимулирующими рост энергопотребления: интенсивное промышленное освоение территорий Дальневосточного Федерального округа; внутренняя политика государства, направленная на демографический прирост населения и развитием научно-технического прогресса. Все это требует развития и переоснащения существующих электроэнергетических систем, внедрения новых технологий и современного оборудования этот процесс сопровождается реконструкцией распределительного устройства подстанции.

В настоящей выпускной квалификационной работе рассматриваются вопросы развития системы внешнего электроснабжения в связи с заходом воздушной линии 500 кВ и строительством подстанции Сковородино – 2 напряжением 500/220 кВ и реконструкции ПС 220/110/35 кВ Сковородино - 1. Необходимость в строительстве возникла в связи с большим износом оборудования и отсутствию возможности подключать к существующей сети новых потребителей.

Основными требованиями к проектам систем электроснабжения являются надежность электроснабжения потребителей и их экономичность. Надежность электроснабжения обеспечивается выбором наиболее совершенных электрических аппаратов, силовых трансформаторов, кабельно-проводниковой продукции, соответствием электрических нагрузок в нормальных и аварийных режимах номинальным нагрузкам этих элементов.

Цель выпускной квалификационной работы – развития системы внешнего электроснабжения в связи со строительством подстанции Сковородино – 2 для обеспечения требуемого качества и надежности электроснабжения.

Задачами выпускной квалификационной работы являются:

- выбор и проверка оборудования подстанции;
- проверка уже эксплуатируемого оборудования подстанции;
- экономическое обоснование проекта.

Проект строительства и реконструкции выполнен в соответствии с требованиями всех действующих нормативных документов.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программные комплексы, такие как: Microsoft Office Word 2013г., Microsoft Office Visio 2013 г, Microsoft Office Excel 2013г, MathType 6.1 Equation, Mathcad 14.0, ПВК RastrWin 3.

1 СУЩЕСТВУЮЩАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Климатическая характеристика местности

Сковородинский район расположен на северо-западе Амурской области.

Расположен вдоль Транссибирской железнодорожной магистрали.

На территории района резко континентальный климат: зимой столбик термометра опускается до $- 50$. С, а летом поднимается до $+ 38$ С. Слой снега зимой 15 – 20 см. Средняя влажность 54%.

В настоящей выпускной квалификационной работе все расчеты будут производиться с учетом особенностей окружающей среды и местных климатических условий Сковородинского района, в таблице 1 приведены основные характеристики климатических условий и их расчетные величины.

Таблица 1 - Климатические условия района проектирования

№	Наименование	Значение
1	2	3
1	район по гололеду	4
2	нормативная стенка гололеда, мм	20
3	район по ветру	2
4	низшая температура воздуха, °С	- 50
5	среднегодовая температура воздуха, °С	-4,5
6	высшая температура воздуха, °С	+ 38
7	число грозных часов в год	40
8	высота снежного покрова, см	20
11	глубина промерзания грунтов, м	3,3
12	сейсмичность района, баллы	7
13	Высота над уровнем моря,	393

1.2 Обоснование строительства ПС Сковородино - 2

Существующая система электроснабжения Сковородинского района, в

частности города Сковородино, питается от ПС 220 кВ Сковородино.

В настоящее время город развивается в таких направлениях как: комплексная реконструкция жилищно – коммунального хозяйства, развитие сети автомобильных дорог, пешеходных тротуаров, освещение улиц, развитие социальной инфраструктуры и формирование благоприятных условий жизнедеятельности населения, развитие топливно-энергетического комплекса, развитие транспортного комплекса. В прогнозе социально-экономического развития Сковородинского района до 2024 года отмечается, что ожидается увеличение индекса промышленного производства по добыче полезных ископаемых, по обрабатывающим производствам. В период с 2019 по 2024 год планируется ежегодное увеличение количеств малых и средних предприятий в среднем на 2-5%.

В Сковородинском районе реализуется главный на сегодняшний день инвестиционный проект «Строительство нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО)». Нефтепроводная система ВСТО обеспечивает транспортировку нефти сибирских месторождений на перспективный рынок Азиатско-Тихоокеанского региона. Протяженность нефтепровода на территории района составляет 93,5 км. Введены в эксплуатацию следующие объекты: нефтеперекачивающая станция вблизи с. Невер; пункт налива нефти г. Сковородино на 15 млн. тонн нефти в год. Также важным инвестиционным проектом для развития района явилось сооружение экспортного нефтепровода «Сковородино – граница КНР». Нефтепровод «Сковородино – граница КНР» является ответвлением от трубопроводной системы ВСТО и предназначен для экспортной транспортировки российской нефти в КНР. Протяженность линейной части российского участка составляет 63,4 км, производительность – 15 млн. тонн нефти в год. Магистральный газопровод «Сила Сибири» будет транспортировать газ Иркутского и Якутского центров газодобычи российским потребителям на Дальнем Востоке и в Китай («восточный» маршрут).

Летом 2016 года ООО «ТехноСпецСтрой» выполнило строительство временного жилого городка строителей для дальнейшей реализации планов по

строительству газопровода на период 2016-2018 годы. В сентябре 2016 года начались основные строительные-монтажные работы участка газопровода общей протяженностью 85 км.

В прогнозируемом периоде до 2024 года ожидается увеличение объемов инвестиций в основной капитал за счет всех источников финансирования, в среднем на 104,2-106,0%.

А так же крупный потребитель ООО «Газпром трансгаз Томск», являющийся дочерним обществом ПАО «Газпром», обеспечивающий эксплуатацию и строительство газотранспортных систем в 14 регионах Сибири и Дальнего Востока, заявляется для подключения к ПС 220 кВ Сковородино.

В связи с растущим интересом к Сковородинскому району необходимо развивать внешнее электроснабжение данного района. А так как для оказания услуг электроснабжения заявляются очень крупные потребители, то для их питания будет проводиться линия 500 кВ от Нерюнградской ГЭС до ПС Тында (организуется строительство ОРУ 500 кВ) и от неё до ПС Сковородино. Для этого необходимо строительство вспомогательной ПС 500/220 кВ Сковородино – 2 со связью по линиям 220 кВ с ПС 220 кВ Сковородино – 1.

1.3 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 2 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Напряжение, кВ	Воздушная линия	Сечение линии	Протяжённость, км
220	Сковородино - БАМ тяга	АС – 300/39	22,6
	Сковородино - Уруша тяга	АС – 300/39	73,5
	Сковородино - Ульручьи тяга	АС-240	24,5
	Сковородино - Гонжа тяга	АСО-300	115,2
	Сковородино – Сковородино тяга I цепь	АС-300	5,3
	Сковородино – Сковородино тяга II цепь	АС-300	5,3
	Сковородино - Талдан тяга	АС-300/3,9	70,57
110	Сковородино – БАМ	АС-150	23,6
	Сковородино – Березитовый	АС-120	103
	Сковородино – НПС I цепь	-	-
	Сковородино – НПС II цепь	-	-
35	Сковородино – Невер	АС-150	13,8
	Сковородино – Джалинда с отпайками	АС-95	64,5

1.4 Анализ существующей схемы электроснабжения

Подстанция 220 кВ «Сковородино» трансформаторной мощностью 126 МВА введена в эксплуатацию в 1977 году располагается в Амурской области. Являясь узловой подстанцией, она обеспечивает электроснабжение потребителей Сковородинского района Амурской области, в том числе Березитового рудника, тяговых подстанций РЖД в Приамурье.

Являясь узловой подстанцией, она участвует в выдаче мощности Зейской ГЭС и Нерюнгринской ГРЭС потребителям Амурской области вдоль Транссибирской и Байкало-Амурской магистралей.

От данной подстанции осуществляется электроснабжение нефтеперекачивающей станции № 21 (НПС-21, ОАО «АК «Транснефть», ООО «Востокнефтепровод»), обеспечивающей транспорт нефти в Китай. Подстанция «Сковородино» также питает крупный железнодорожный узел, золотой рудник и город Сковородино.

Схема подстанции ОРУ 220 кВ – одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин. Она получает питание от ПС Тында по двум ВЛ 220 кВ Сковородино – Тында. По стороне 110 кВ подстанция имеет ОРУ со схемой - одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин. ОРУ 35 кВ – одна рабочая секционированная выключателем система шин. На подстанции установлено два автотрансформатора типа АДЦТН – 63000/220/110 для связи ОРУ 220 кВ с ОРУ 110 кВ и два силовых трансформатора ТДЦТН – 25000/110/35/10 для связи ОРУ 110 кВ с ОРУ 35 кВ и ОРУ 10 кВ.

Резерв потребителей, в случае отключения АДЦТН – 63000/220/110, как по стороне 110 кВ, 35 кВ так и по стороне 10 кВ осуществляется через второй трансформатор, который получает мощность через две линии от ПС Тында.

1.5 Обоснование необходимости реконструкции РУ 220 кВ Сковородино - 1 для связи со Сковородино – 2

Для развития внешнего электроснабжения и подключения всех потребителей, и захода ВЛ 500 кВ необходимо строительство новой ПС 500/220 кВ Сковородино – 2.

Расширение существующей ПС 220 кВ Сковородино с добавлением РУ 500 кВ нецелесообразно в связи с большим износом оборудования и невозможностью подключать к существующей сети новых потребителей из-за загрузки трансформаторов на данной ПС. На основании контрольного замера была получена следующая таблица:

Таблица 3– Загрузка трансформаторов в нормальном режиме на ПС 220 кВ Сковородино

Наименование трансформаторов	Мощность тр-в, МВА	Р, МВт согласно КДЗ от 19.12.18	Загрузка в процентах	Загрузка в режиме один из двух
<i>Нагрузка подстанции Сковородино, питающей объекты Сковородинского района</i>				
АТ-1 АТДЦТГН 63000/220/110/35 У1	63	58,7	93 %	160 %
АТ-2 АТДЦТН 63000/220/110/35 У1	63	42,2	67 %	160 %
Т-3 ТДТН-25000/110 - 76 У1	25	15,1	60,4 %	146 %
Т-4 ТДТН-25000/110 - 76 У1	25	21,3	85,2 %	146 %

Ко всему прочему наличие 5 РУ на ПС нецелесообразно и не надёжно.

На ПС Сковородино 2 необходимо предусмотреть 2 линейных ячейки для связи с ПС Сковородино – 1, а также перевести на сторону 220 кВ Сковородино – 2 часть нагрузки с трансформаторов Т-3 и Т-4 на Сковородино – 1.

1.6 Выбор числа и мощности автотрансформаторов на ПС Сковородино – 2

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Сковородино - 2 предусмотрена установка группы автотрансформаторов АОДЦТН-167000/500/220 в нормальном режиме, когда все трансформаторы будут находиться в работе, их коэффициент загрузки составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{S_{НАГР}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}}, \quad (1)$$

$$K_{Сковородино-2}^{н.р.} = \frac{90}{167 * 6} = 0,1$$

Как видно из полученного выражения, в нормальном режиме все трансформаторы будут загружены оптимально. В случае, если один из трансформаторов будет отключен (плановый ремонт, повреждение и т.д.), коэффициент загрузки оставшегося в работе трансформатора составит:

$$K_{\text{Сковородино-2}}^{\text{н.р.}} = \frac{90}{167 * 3} = 0,2$$

Поскольку в таком случае коэффициент загрузки не превышает 1 можно сказать, что такой режим работы трансформаторов допустим, и не требуется проводить тепловой расчет.

1.7 Обоснование технических решений по выбору РУ 500 и 220 кВ на ПС Сковородино - 2

Тип подстанции ПС Сковородино - 2 – проходная и для РУ 500 кВ выбираем следующую типовую схему РУ.

Схема РУ ВН (500 кВ): «Четырехугольник» (500-7).

При отказе выключателя теряется не более одной линии и одного автотрансформатора, что допустимо с позиций устойчивости. Поэтому схему предпочтительно использовать в основных сетях 500 и 750 кВ с позиций сохранения устойчивости в энергосистеме при расчетных возмущениях (в том числе при единичном отказе любого элемента схемы), которые не должны сопровождаться работой противоаварийной автоматики. Таким образом, схема достаточно надежная.

Является лучшей схемой с технико-экономических позиций с учетом фактора надежности для распределительных устройств 500 и 750 кВ большинства подстанций (так, 74% подстанций 500 кВ имеют не более двух автотрансформаторов, а 93% - не более четырех линий, при этом около 50% подстанций выполнены по схеме четырехугольника (треугольника) -начальный этап развития схемы трансформаторы - шины).

Для РУ НН (220 кВ) выбираем:

Полуторная схема №220-17 (Так как 2 автотрансформатора + 4 НПС и 2 линии связи с ПС Сковородино – 1). При отказе выключателя со стороны сборных шин теряется не более одной линии или одного трансa, что допустимо с позиции устойчивости). При единичном отказе любого выключателя исключает полное погашение РУ.

1.8 Определение расчетных токов на шинах ПС Сковородино -1, 2

Рабочий ток находится по следующему выражению:

$$I_P = \frac{\sum_{ПР} \cdot S_P}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (2)$$

где S_P – расчетная мощность нагрузки, МВА;

$U_{НОМ}$ - номинальное напряжение, кВ;

I_P – расчетный ток, кА.

$\sum_{ПР} = 1,29$ - прогнозируемый прирост энергопотребления на Дальнем Востоке на 5 лет [18];

Данные по расчету сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчетный ток

Присоединение	Расчетная мощность S_P , МВА	Расчетный ток I_P , А
Шины 500 кВ	90	134
Шины 220 кВ	90	305
Шины 220 кВ	90	305

1.9 Расчет токов короткого замыкания

Короткими замыканиями (КЗ) 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.

Нарушения изоляции возникают по разным причинам. Это могут быть: удары молнии в линии электропередачи; обрывы проводов с падением на землю, вследствие плохих метеоусловий; механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах; старение и вследствие этого пробой изоляции; КЗ чаще всего происходят через переходное сопротивление - в месте повреждения изоляции возникает электрическая дуга и через ее сопротивление происходит КЗ. Реже возникает металлическое КЗ без переходного сопротивления [8].

1.9.1 Расчёт токов КЗ до строительства ПС Сковородино - 2

Расчет параметров элементов схемы замещения осуществляется по следующему алгоритму:

Сопротивление прямой (обратной) последовательности системы конечной мощности, отнесенное к базисным условиям определяется по формуле:

$$X_{C*} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{K3}} \quad (3)$$

где I_{K3} – 3х фазное короткое замыкание во внешней системе;

Сопротивление прямой последовательности линии электропередачи, приведенное к базисным условиям, находится по формуле:

$$X_{L*} = X_{уд} \cdot L \frac{S_B}{U_{CP}^2}, \quad (4)$$

где $X_{уд}$ - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км (табл.5);

L - длина линии, км (табл.3);,

U_{CP} - среднее напряжение в месте установки элемента (в данном случае - ЛЭП), кВ.

Сопротивления силового трансформатора:

$$X_B = 0,005 \cdot (uk_{BH_HH} + uk_{BH_CH} - uk_{CH_HH}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}, \quad (5)$$

$$X_C = 0,005 \cdot (uk_{CH_HH} + uk_{BH_CH} - uk_{BH_HH}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}, \quad (6)$$

$$X_H = 0,005 \cdot (uk_{BH_HH} + uk_{CH_HH} - uk_{BH_HCH}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}, \quad (7)$$

где $uk\%$ - напряжение короткого замыкания, от номинального, %;

$S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте КЗ будет определяться:

$$I_{поi}^{(3)} = \frac{E_*}{X_{i*}} \cdot I_{\delta}, \text{ кА}, \quad (8)$$

где $I_{поi}^{(3)}$ - действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ, кА

X_i - результирующее сопротивление цепи КЗ, о.е.;

Ударный ток i_y определяется как:

$$i_{yди} = \sqrt{2} I_{поi} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right), \text{ кА}, \quad (9)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}}, \text{ с}, \quad (10)$$

где X_{Σ} и R_{Σ} – соответственно суммарное индуктивное и активное сопротивление схемы от источника питания до места КЗ;

ω – угловая частота.

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)}$$

На рисунке 1 изображена схема замещения для расчета токов КЗ.

Схема замещения до строительства ПС Сковородино - 2

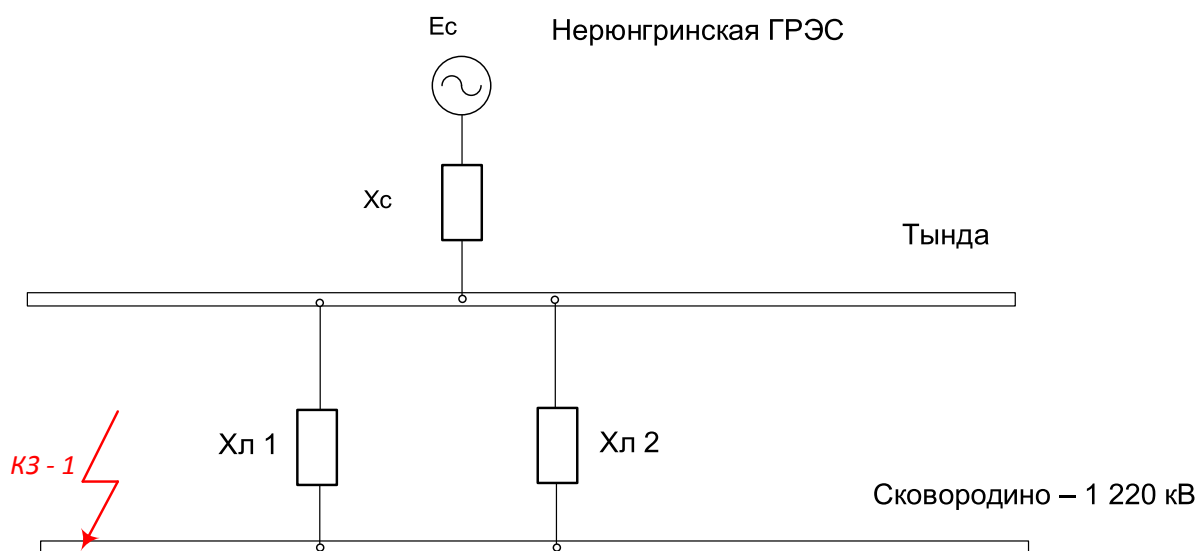


Рисунок 1- Схема замещения до строительства ПС Сковородино - 1

Расчет токов КЗ будем проводить в относительных единицах приближенным способом. Задаемся следующими базисными величинами:

$$S_{б} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$U_{б1} = 220 \text{ кВ};$$

$$I_{б1} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,262 \text{ кА};$$

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} * 500 * 7.6} = 0,015 \text{ о. е.}$$

Результирующее сопротивление цепи:

$$X_{л1.2} = X_0 * l * \frac{S_б}{220^2} = 0,43 * 148 * \frac{100}{220^2} = 0,131 \text{ о. е.}$$

$$X_1 = \frac{x_{л1.2} * x_{л1.2}}{x_{л1.2} + x_{л1.2}} = 0,067 \text{ о. е.}$$

$$X_{кз1} = X_1 + X_c = 0,082 \text{ о. е.}$$

Определяем действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ:

$$I_{п0}^3 = \frac{1}{0,082} * 0,262 = 3,2 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * I_{п0} * \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}}\right); \quad (11)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} * 7,6 * \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0.000284}}\right) = 4,5 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} * I_{п0} = \sqrt{2} * 3,2 = 4,5 \text{ кА.}$$

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени $t_{откл}$, состоящего из времени срабатывания релейной

защиты с учетом степени селективности и времени срабатывания выключателя.

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a, \quad (12)$$

$$t_{\text{откл}} = \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a = 0.055 + 0.000284 = 0.0553 \text{ с},$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости проводят по следующей формуле:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{по}}^2 (\Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a) \quad (13)$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_{\text{к.расч}} = 3,2^2 * (0.055 + 0.000284) = 0,56 \text{ кА}^2\text{с}.$$

1.9.2 После строительства ПС Сковородино - 2

Питание осуществляется по линиям со стороны 500 кВ.

Для линий 500 кВ кроме сопротивления линии необходимо учитывать еще ее емкостную проводимость.

Поскольку активное удельное сопротивление линий почти на порядок меньше индуктивного, в схему замещения его не вводим.

Емкостные проводимости линий учтем только на номинальном напряжении 500 кВ. Приведение параметров линий к базисным условиям выполним по формулам:

$$X_{\text{л}} = X_0 * l * \frac{S_б}{U^2} = 0,31 * 320 * \frac{100}{500^2} = 0,04 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{эмк.л}} = -\frac{1}{b_0 \cdot l} \cdot \frac{S_0}{U_0^2}$$

$$X_{\text{эмк.л}} = -\frac{1}{3,6 \cdot 10^{-6} \cdot 320} \cdot \frac{100}{500^2} = -0,564 \text{ о. е.}$$

Схема замещения после строительства ПС Сковородино - 2

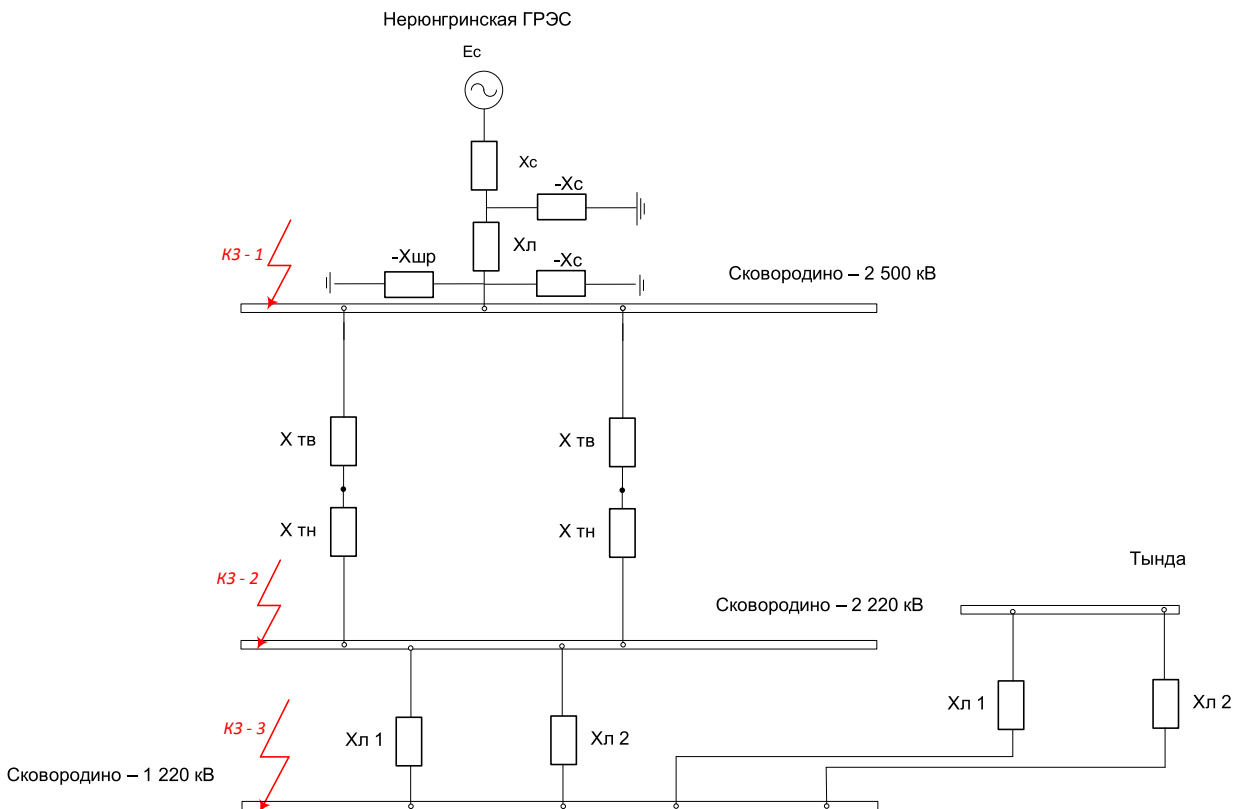


Рисунок 2- Схема замещения после строительства ПС Сковородино - 2

Шунтирующий реактор

Шунтирующие реакторы предназначены для компенсации избыточной реактивной мощности, генерируемой линией электропередачи сверхвысокого напряжения в режимах, близких к холостому ходу. Частным случаем такого режима является отключение линии с одной стороны. Учитывая, что параметры линии взяты из / 1 /, реактивную мощность, генерируемую линиями 500 кВ при их отключении со стороны, противоположной Приморской ГРЭС, определим по формуле:

$$Q_{л} = U_{ном}^2 \cdot b_0 \cdot 1.$$

$$Q_{л} = 500 * 500 * 3,6 * 10^{-6} * 320 = 288 \text{ Мвар}$$

Поскольку величина реактивной мощности, генерируемой линией, достаточно велика, принимаем к установке на каждой линии однофазные шунтирующие реакторы РОДЦ-60000/500УХЛ1, мощностью 60000 кВА на фазу и напряжением $525/\sqrt{3}$ кВ. Сопротивление реакторов в схемах замещения определим по формуле, аналогичной:

$$X_{шпр} = \frac{1}{b_{шпр}} * \frac{S_б}{U^2} = \frac{U^2}{3 * S_{шпр. фазн}} * \frac{S_б}{U^2} = \frac{500^2}{3 * 60} * \frac{100}{500^2} = 0,56 \text{ о. е.}$$

Трансформаторы работают параллельно на нагрузку 220 кВ.

Трансформаторы типа АОДЦТН -167000/500/220

Напряжение короткого замыкания:

$$u_{к_{ВН_СН}} = 11 \%, u_{к_{ВН_НН}} = 35 \%, u_{к_{СН_НН}} = 21,5 \%$$

$$X_B = 0,073 \text{ о. е.}$$

$$X_C = -0,075 \text{ о. е.}$$

$$X_H = 0,136 \text{ о. е.}$$

$$X_T = X_B + X_H = 0,21 \text{ о. е.}$$

Расчет трёхфазного и однофазного токов КЗ в точке К-1.

Результирующее сопротивление цепи:

$$X_{кз1} = X_C + X_{л} = 0,019 \text{ о. е.}$$

Определяем действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ:

$$I_{\text{по}}^3 = \frac{1}{0,019} * 0,115 = 7,6 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * I_{\text{по}} * \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}\right); \quad (14)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 7,6 * \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,000284}}\right) = 10,7 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} * I_{\text{по}} = \sqrt{2} * 7,6 = 10,75 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени $t_{\text{откл}}$, состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом ступени селективности и времени срабатывания выключателя.

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a, \quad (15)$$

$$t_{\text{откл}} = \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a = 0,055 + 0,000284 = 0,0553 \text{ с,}$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости проводят по следующей формуле:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{по}}^2 (\Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a) \quad (16)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_{\text{к.расч}} = 7,6^2 * (0.055 + 0.000284) = 3,18 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Однофазный ток КЗ в точке К-1:

В качестве несимметричного короткого замыкания рассматривается однофазное короткое замыкание на шинах 500 кВ. Кроме того, для линий 500 кВ в схему вводятся емкостные сопротивления линии.

Тогда:

$$I_{\text{по}}^1 = \frac{1}{0,015 + 0,56 - 0,564} * 0,115 = 11,5 \text{ кА}$$

Токи КЗ в точке К-2:

Результирующее сопротивление цепи:

$$X_2 = \frac{x_{\text{T}} * x_{\text{T}}}{x_{\text{T}} + x_{\text{T}}} = 0.105 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{кз2}} = X_{\text{кз1}} + X_2 = 0.12 \text{ о. е.}$$

Определяем действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ:

$$I_{\text{по}}^3 = \frac{1}{0,12} * 0,262 = 2,2 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * I_{\text{по}} * \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}}\right); \quad (17)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 2.2 * \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0.000284}}\right) = 3.1 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} * I_{по} = \sqrt{2} * 2.2 = 3.1 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени $t_{откл}$, состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом ступени селективности и времени срабатывания выключателя.

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{откл} = \Delta t_{откл.выкл.} + T_a, \quad (18)$$

$$t_{откл} = \Delta t_{откл.выкл.} + T_a = 0.055 + 0.000284 = 0.0553 \text{ с},$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости проводят по следующей формуле:

$$B_{к.расч} = I_{по}^2 (\Delta t_{откл.выкл.} + T_a) \quad (19)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_{к.расч} = 2.2^2 * (0.055 + 0.000284) = 0.265 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Токи КЗ в точке К-3:

Результирующее сопротивление цепи:

$$X_{л1.2} = X_0 * l * \frac{S_б}{220^2} = 0,31 * 2,5 * \frac{100}{220^2} = 0,002 \text{ о. е.}$$

$$X_{Зсковородино2} = \frac{x_{л1.2} * x_{л1.2}}{x_{л1.2} + x_{л1.2}} = 0,0008 \text{ о. е.}$$

$$X_{4\text{тында}} = \frac{x_{л1} * x_{л2}}{x_{л1} + x_{л2}} = 0,067 \text{ о. е.}$$

$$X_5 = X_{кз2} + X_{зсковородино2} = 0.121 \text{ о. е.}$$

$$X_{кз3} = \frac{X_5 * X_{4\text{тында}}}{X_5 + X_{4\text{тында}}} = 0.043 \text{ о. е.}$$

Определяем действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ:

$$I_{\text{по}}^3 = \frac{1}{0,043} * 0,262 = 6,1 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * I_{\text{по}} * \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}}\right); \quad (20)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 6,1 * \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0.000284}}\right) = 8,6 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} * I_{\text{по}} = \sqrt{2} * 6,1 = 8,6 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени $t_{\text{откл}}$, состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом ступени селективности и времени срабатывания выключателя.

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a, \quad (21)$$

$$t_{\text{откл}} = \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a = 0.055 + 0.000284 = 0.0553 \text{ с,}$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости проводят по следующей формуле:

$$W_{к.расч} = I_{по}^2 (\Delta t_{откл.выкл.} + T_a) \quad (22)$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$W_{к.расч} = 6,1^2 * (0.055 + 0.000284) = 2,1 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Расчет токов КЗ сведем в таблицу 5.

Таблица 5 - Результаты расчета токов КЗ

Место короткого замыкания	КЗ	Токи КЗ			
		$I_{по}$, кА	I_a , кА	i_y , кА	$I_{(1\phi)}$, кА
После Строительства ПС Сковородино - 2					
Шины 500 кВ	K_1	7,6	10,7	10,75	11,5
Шины 220 кВ	K_2	2,2	3,1	3,1	
Шины 220 кВ	K_3	6,1	8,6	8,6	
До Строительства ПС Сковородино - 2					
Шины 220 кВ	K_1	3,2	4,5	4,5	

1.10 Выбор и проверка оборудования ОРУ 500 кВ ПС Сковородино 2

1.10.1 Выбор выключателей

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, импортные, элегазовые, вакуумные, и т.д [9].

При выборе выключателя по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ап.уст} \leq U_{уст ном}, \quad (16)$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (26)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для множества аппаратов должно выполняться важное условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}, \quad (17)$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводим по формуле:

$$B_{\kappa} = I_{\text{нО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (18)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{откл}} = 0,055$ с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Также проверим возможности отключений выключателя апериодической составляющей тока КЗ. Для этого нужно определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \cdot I_{\text{откл}}; \quad (19)$$

где $\beta_{\text{н}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя.

Принимаем $\beta_n = 40$;

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток.

Принимаем $I_{откл} = 40$ кА.

Для установки в ОРУ 500 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ – 500 – 40/3150 УХЛ1.

Выключатели серии ВГТ предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также для работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 330 и 500 кВ [1].

Выключатели изготовлены в климатическом исполнении У и ХЛ*, категории размещения 1 ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89. Они предназначены для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом (минус 55°С) при следующих условиях: окружающая среда - невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.

- пониженные усилия оперирования выключателем. Энергия, необходимая для гашения токов короткого замыкания, частично используется из самой дуги, что существенно уменьшает работу привода и повышает надежность. Использование в соединениях двойных уплотнений, а также «жидкостного затвора» в узле уплотнения подвижного вала. Естественный уровень утечек - не более 0,5% в год – подтверждается испытаниями каждого выключателя на заводе-изготовителе по методике, применяемой в космической технике.

- современные технологические и конструкторские решения и применение надежных комплектующих, в том числе высокопрочных изоляторов зарубежных фирм.

Высокая заводская готовность, простой и быстрый монтаж и ввод в эксплуатацию.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя

представлено в таблицах 6 и 7.



Рисунок 3 - Внешний вид выключателя ВГТ - 500

Таблица 6 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 500 \text{ кВ}$	$U_p = 500 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 4000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 134 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 7,6 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 3,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 10,75 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,75 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{аном} = 40 \text{ кА}$	$i_A = 10,7 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{аном}$

Из полученных результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для установки в ОРУ 220 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ – 220 – 40/3150 УХЛ1.

Таблица 7 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 305 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 2,2 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,265 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 3,1 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 3,1 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 40 \text{ кА}$	$i_A = 3,1 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Из полученных результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Проверка выключателей, установленных на ОРУ 220 кВ на ПС Сковородино – 1 – GL-314.



Рисунок 4 – выключатель элегазовый GL-314

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 305 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 6,1 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 2,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 8,6 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,6 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{аном} = 50 \text{ кА}$	$i_A = 8,6 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{аном}$

Из полученных результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть оставлен в работе.

1.10.2 Выбор разъединителей

Выбор и проверка разъединителей проводится без учета отключаемого тока и мощности по номинальным значениям тока и напряжения, проверяется по электродинамической и термической стойкости.

Для установки в ОРУ 500 кВ выбираем разъединитель РГ-500.П/3150 УХЛ 1.

Разъединитель наружной установки 500 кВ, обеспечивает надежную передачу номинального тока. Разъединитель создает видимый разрыв на участке воздушных линий напряжением 500 кВ промышленной частоты 50, 60 Гц. В разъединителе предусмотрена безопасная коммутация токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий. Разъединитель наружной установки 500 кВ применяют в комплектных трансформаторных подстанциях блочного типа КТПБ, а так же открытых и закрытых распределительных устройствах.



Рисунок 5 - Внешний вид разъединителя наружной установки горизонтально-поворотного типа

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 9.

Таблица 9 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 500 \text{ кВ}$	$U_P = 500 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 134 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{ДИН} = 160 \text{ кА}$	$i_{УД} = 10,75 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$I^2_T \cdot t_T = 2986 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 3,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из таблицы 9, разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для установки в ОРУ 220 кВ выбираем разъединитель РГН-220.П/3150 - 63 УХЛ 1 [14].

Таблица 10 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 305 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{ДИН} = 160 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,1 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2700 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,265 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Проверка разъединителей, установленных на ОРУ 220 кВ на ПС Сковородино – 1 – РНДЗ.2–220/1000 УХЛ1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 11.

Таблица 11 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 305 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{ДИН} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,6 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 2,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Как видно из таблицы 8 разъединитель соответствует данным условиям и может быть оставлен в работе.

1.10.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по

конструкции и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке.

Расчетная нагрузка (Z_H) наиболее загруженного трансформатора тока определяется по формуле:

$$Z_H = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_K, \text{ Ом} \quad (20)$$

где Z_K - переходное сопротивление контактов, принимают 0,05 Ом при установке до трех приборов и 0.1 Ом при установке более трех приборов;

$Z_{\text{ПРИБ.}}$ - сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле, Ом, которая определяется по формуле:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{\sum S}{I_H^2}, \text{ Ом}, \quad (21)$$

где $\sum S$ - суммарная мощность, потребляемая приборами по току в самой нагруженной фазе, В·А;

I_H - номинальный вторичный ток трансформатора тока, А;

$Z_{\text{ПРОВ.}}$ - сопротивление соединительных проводов, Ом, которое определяется по формуле:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{S}, \text{ Ом}, \quad (22)$$

где $\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление алюминиевого провода, Ом·м/мм²;

S - площадь сечения провода, мм²;

l - длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов, м.

Приборы вторичной нагрузки, которые требуется установить в цепях

500 кВ, перечислены в таблице 12.

Таблица 12 - Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 1	2	2	2
Ваттметр	7КТ1 30	5	-	5
Варметр	7КТ1 30	5	-	5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ				
ИТОГО		14,4	6,8	14,4

Для наиболее загруженного встроенного в высоковольтный ввод силового трансформатора и высоковольтного выключателя, трансформаторов тока определяем расчетную нагрузку, контрольный кабель принимаем сечением 4 мм².

$$Z_{2Н.расч} = \frac{14,4}{25} + 0,1 + \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 1,242 \text{ Ом}$$

Для установки выбираем ТОГП – 500П УХЛ1

Таблица 13 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 500 \text{ кВ}$	$U_P = 500 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{P\text{МАХ}} = 134 \text{ кА}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{ДИН}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 10,75 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 3,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}}$
$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{I_2^2} = \frac{50}{25} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{Нрасч}} = 1,242 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{Нрасч}} \leq Z_{2\text{НОМ}}$

Вывод: трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

1.10.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учёта и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [19].

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Класс точности ТН для питания счётчиков принимается равным 0,2.

Трансформаторы напряжения выбираются по напряжению установки, конструкции и схеме соединения обмоток, классу точности и вторичной нагрузке.

Марка, мощность и количество запитанных от ТН НДЕ-М-500 приборов вторичной нагрузки, показаны в таблице 14.

Таблица 14 - Измерительные приборы и приборы учета

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	Число обмоток	cos	sin	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	7КТ1 1	2	1	1	0	2	2	0
Ваттметр	7КТ1 30	5	3	1	0	1	4,5	0
Варметр	7КТ1 30	5	3	1	0	1	13,5	0
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	2,4	2	0,38	0,925	4	1,824	4,44
Счетчик РЭ								
Сумма							22,43	5,92

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (23)$$

$$S_p = \sqrt{22,43^2 + 5,92^2} = 23,2 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Условия выбора, каталожные и расчетные данные трансформатора напряжения представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Проверка выбранных ТН-500

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
НДЕ – М - 500 – ХЛ1	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$	$U_{НОМ}=500 \cdot \sqrt{3} \text{ кВ}$	$U_{УСТ}=110 \cdot \sqrt{3} \text{ кВ}$
	$S_{2НОМ} \geq S_{2РАСЧ}$	$S_{2НОМ}=200 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2РАСЧ}=23,2 \text{ В}\cdot\text{А}$

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

1.10.5 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжения нелинейный (ОПН) – предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозových и внутренних перенапряжений.

Для ОПН основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;

Выберем ОПН на стороне 500 кВ.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения, которое для сетей 500 кВ определяется по формуле, кВ:

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot U_{НОМ}; \tag{24}$$

$$U_{н.р.} = 1,15 * 500 = 575 \text{ кВ}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 с. В соответствии с этим коэффициент K_v , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счёт сокращения кратности воздействия на ОПН, исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,48.

Расчётная величина длительно-допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.дл.-доп.} = \frac{U_{н.р.}}{K_v}, \quad (25)$$

$$U_{p.дл.-доп.} = \frac{575}{1,48} = 388,5 \text{ кВ}$$

По длительно-допустимому напряжению предварительно выбираем ОПН- П1(2) – 500/336/20/5УХЛ1.

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле, кДж/кВ:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (26)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения, $U = 1350$ кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 1210$ кВ;

Z – волновое сопротивление линии, $Z=288$ Ом;

T – время распространения волны, с;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (27)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны;

l – длина защищенного подхода.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3000000} \cdot 10^6 = 1,1 \text{ мкс.}$$

Поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(1350 - 1210)}{288} * 1210 * 2 * 1,1 * 2 = 2588,1 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоёмкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \tag{28}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{2588,1}{500} = 5,18 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ограничитель перенапряжения нелинейный:

ОПН- П1(2) – 500/336/20/5УХЛ1.

Результаты выбора ОПН представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Выбор ОПН

Тип ОПН	ОПНп-110/86/10/500-УХЛ1
1	2
Номинальное напряжение ОПН, кВ	420

Продолжение таблицы 16

Наибольшее длит.-допуст. рабочее	336
----------------------------------	-----

напряжение, кВ	
Номинальный разрядный ток, кА	20
Пропускная способность, А	1500
Удельная энергоёмкость, кДж/кВ	7,67

Выбранный ОПН имеет 4 класс энергоёмкости.

1.11 Релейная защита

Для защиты электрооборудования подстанция оборудуется системами релейной защиты:

- для автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей (если повреждение непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал);

- для реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы (например, перегрузку);

На каждом из элементов электроустановки подстанции предусматривается основная защита, предназначенная для действия при повреждениях в пределах всего защищаемого элемента со временем, меньшим, чем у других установленных на этом элементе защит.

Для действия при отказах защит или выключателей смежных элементов предусматриваем резервную защиту, предназначенную для обеспечения дальнего резервного действия. Если основная защита элемента обладает абсолютной селективностью (высокочастотная защита, продольная и поперечная дифференциальные защиты), то на данном элементе установлена резервная защита, выполняющая функции не только дальнего, но и ближнего резервирования, т.е. действующая при отказе основной защиты данного элемента или выведении ее из работы. Если в качестве основной защиты от замыканий между фазами применена дифференциально-фазная защита, то в качестве резервной применена трехступенчатая дистанционная защита. Устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное

время отключения КЗ в целях сохранения целостности электрооборудования, что в свою очередь повлияет на быстрое восстановление работоспособности оборудования. обеспечение возможности восстановления нормальной работы путем успешного действия АПВ и АВР. Возможность точного срабатывания обеспечивается правильным выбором устройств РЗА по своим параметрам и исполнению [3].

1.11.1 Защита шин на базе микропроцессорной релейной защиты МІСОМ Р746. Дифференциальная защита шин



Рисунок 6 - МІСОМ Р746. Дифференциальная защита шин

Р746 выполняет основные задачи в системе ДЗШ, обрабатывает сигналы от ТТ, поступающие по аналоговым входам, дискретные сигналы от вспомогательных контактов первичного оборудования (выключатели, разъединители) и действует исходя из получаемой информации действует на отключение зон защиты шины в которых произошло короткое замыкание.

Кроме этого в Р746 интегрирована логика централизованного устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ), а также дополнительные (резервные) функции защиты. Кроме этого Р746 имеет опции входов/выходов,

трехцветные светодиодные индикаторы, функциональные ключи и дополнительные гнездо для платы связи (Ethernet или второй задний порт).

При подключении до 6 комплектов (из 3 фаз) ТТ, в схеме ДЗШ используется один терминал (реле) Р746.

При подключении до 18 комплектов (из 3 фаз) ТТ, в схеме ДЗШ используется три терминала (реле) Р746.

В некоторых случаях, возможно применение схем ДЗШ с двумя комплектами по одному терминалу или по три терминала.

Основные функциональные возможности системы на базе Р746 заключаются в следующем:

- Дифференциальная токовая защита шин – пофазное исполнение, с торможением (иногда подобный тип защит называют низкоимпедансными)
- Обеспечивается основной элемент (орган) для схемы, который выполняет быстродействующее и селективное отключение всех типов коротких замыканий.
- Устройство резервирования отказа выключателя – двухступенчатая логика УРОВ, с возможностью внутреннего или внешнего пуска.
- Защита «мертвой» зоны (или МТЗ ошиновки).
- Ненаправленная максимальная токовая защита от междуфазных КЗ – двухступенчатая резервная защита.
- Низкая нагрузка на ТТ – позволяет подключать защиту последовательно с другим вторичным оборудованием в одной вторичной цепи ТТ.
- Допускается использование трансформаторов тока различных классов, коэффициентов трансформации и изготовителей (фирм - производителей ТТ).

1.11.2 Дифференциальная токовая защита с торможением

Тормозная характеристика ПО ДЗШТ имеет два участка (рисунок 7). По оси абсцисс отложены значения тормозного тока (I_T), а по оси ординат значения дифференциального тока (I_D) в долях от базового. Угол наклона характеристики на первом участке равен нулю, характеристика срабатывания однозначно определяется только значением уставки начального тока срабатывания $I_{нач}$.

Второй участок имеет наклон к оси абсцисс равный углу α , определяемому уставкой коэффициента торможения K_T . Коэффициент торможения представляет собой отношение приращения дифференциального тока к соответствующему ему приращению тормозного тока.

Дополнительно для отстройки от токов небаланса в дифференциальных цепях при внешних замыканиях, сопровождающихся значительным насыщением ТТ, используются специальные блокирующие реле, контролирующие форму кривой дифференциального тока. Блокирующие реле включены на дифференциальные токи контуров ПО, ИО1, ИО2 и используются для блокировки пусковых органов ДЗШТ и ЧТО.

Блокирующие реле работают в автоматическом режиме и не подлежат настройке при конфигурировании устройства.

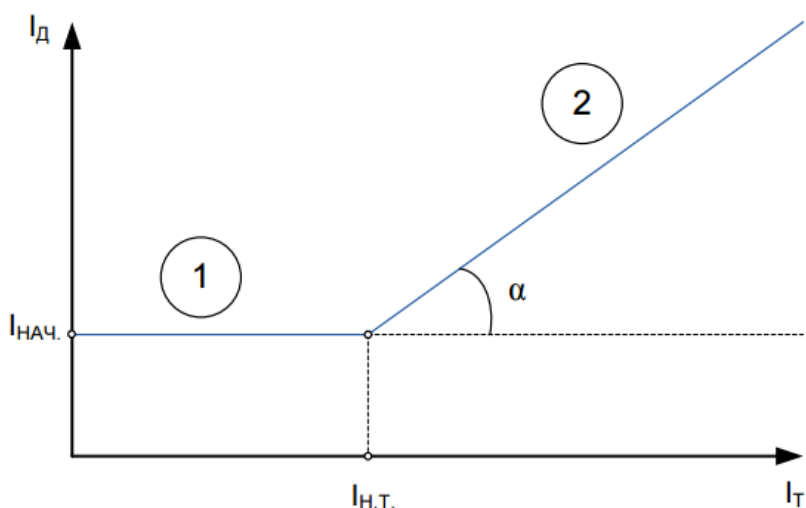


Рисунок 7 – Тормозная характеристика ДЗШТ

1.11.3 Принцип действия ДЗШ

Основной принцип работы дифференциальной защиты базируется на применении закона Кирхгоффа. При этом выполняется сравнение тока, входящего и выходящего из зоны защиты или общей зоны. В нормальном режиме работы сумма токов, входящих в рассматриваемую зону или общую зону равна сумме токов, выходящих из зоны.

Следовательно, результирующая сумма равна нулю. И, наоборот, при коротком замыкании в защищаемой зоне, дифференциальный ток равен вычисленному току повреждения.

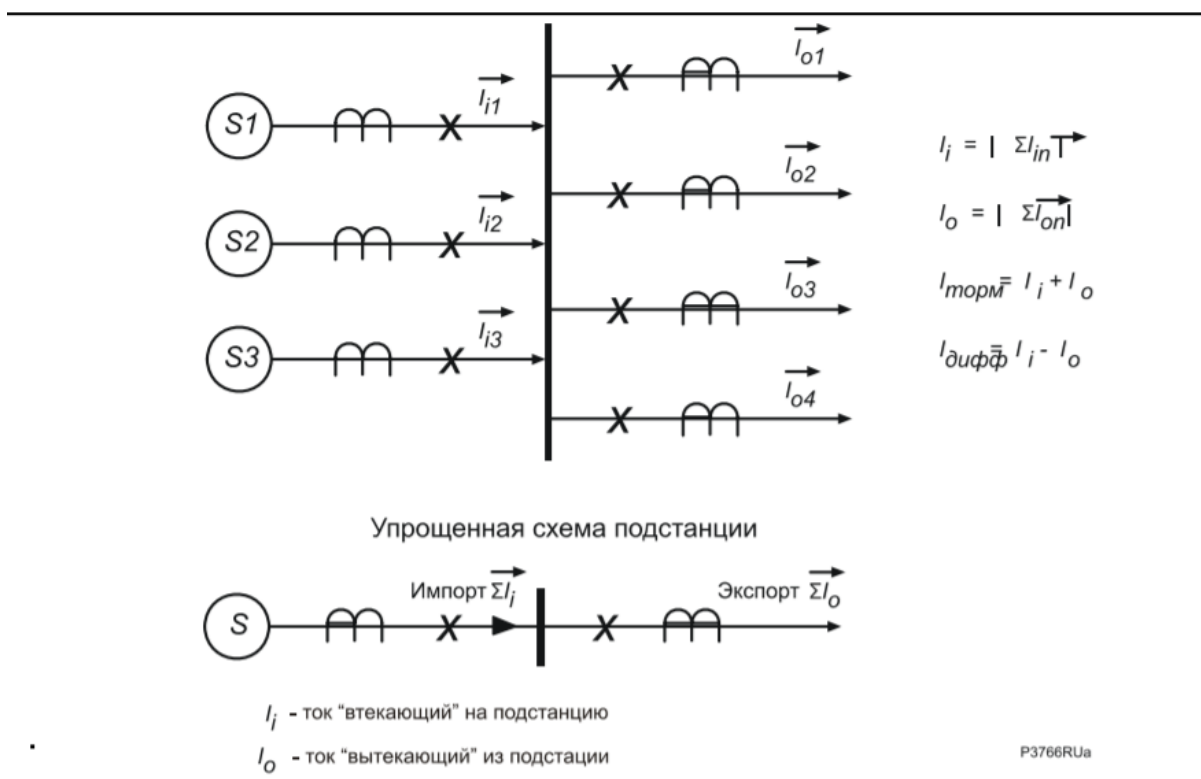


Рисунок 8- Принцип работы дифференциальной токовой защиты шин

Устройство непрерывно производит расчет дифференциальных и тормозных токов отдельно для каждого из контуров ПО, ИО1, ИО2 и выполняет алгоритмы всех реле тока ДЗШТ и ЧТО. Также производится непрерывный контроль срабатывания УРОВ путем считывания сигналов с дискретных входов «УРОВп СШ1» и «УРОВп СШ2». При возникновении КЗ на первой или на второй СШ срабатывают реле ПО, реле соответствующего ИО (ИО1 или ИО2), а также реле ЧТО ПО и ЧТО ИО1 или ЧТО ИО2. Через логические сборки сигнал срабатывания попадает на формирователь импульсов, который обеспечивает выдачу сигнала отключения необходимой минимальной длительности, определяемой уставкой $T_{уд}$. Задание минимальной длительности отключающего импульса повышает надежность функционирования защиты и обеспечивает надежное отключение всех присоединений поврежденной СШ, а также обеспечивает надежный пуск УРОВ

этих присоединений. Таким образом, при конфигурировании устройства уставка $T_{уд}$ должна быть задана исходя из обеспечения надежности отключения присоединений при КЗ, а также надежного пуска внешних схем УРОВ. Кроме того, для повышения чувствительности защиты при отключении присоединений в процессе ликвидации КЗ (когда отключение мощных питающих присоединений может привести к значительному снижению чувствительности, в том числе и досрочному возврату основных органов ДЗШТ) автоматически вводятся в работу ЧТО, что также повышает надежность защиты и обеспечивает успешное отключение всех присоединений и ликвидацию КЗ. Аналогично происходит формирование сигналов отключения присоединений соответствующей СШ при приеме сигнала срабатывания УРОВ, сформированного внешними схемами.

На рисунке 8 представлена упрощенная диаграмма последовательности работы функциональных частей ДЗШ при возникновении КЗ на первой СШ, последовательность работы ДЗШ при КЗ на второй СШ аналогична. В момент времени T_1 возникает короткое замыкание на первой СШ, в момент времени T_2 срабатывают имеющие, как правило, большую чувствительность токовые органы ДЗШТ: ПО ДЗШТ и ИО1 ДЗШТ, и происходит формирование сигналов отключения всех присоединений первой СШ. Начиная с момента срабатывания ДЗШТ вводится «очувствление» защиты благодаря подключению уже сработавшего ЧТО ИО1, повышенная чувствительность сохраняется вплоть до полного возврата ЧТО ИО1. В момент времени T_3 происходит отключение выключателя одного из мощных питающих присоединений, что приводит к значительному снижению дифференциального тока, однако чувствительность основных органов ДЗШТ СШ1 еще остается достаточной. В момент времени T_4 происходит отключение еще одного из мощных питающих присоединений и чувствительность основных органов ДЗШТ СШ1 оказывается недостаточной, что приводит к их преждевременному возврату. Однако это не приводит к возврату защиты, так как она уже переведена в режим работы с повышенной чувствительностью от ЧТО ИО1. Поэтому отключающий сигнал надежно

удерживается вплоть до полной ликвидации КЗ в момент времени T_5 . Кроме того надежность отключения также обеспечена формирователем импульсов ТУД (интервал времени $T_2 - T_6$), который обеспечивает минимальную длительность удержания выходных реле при КЗ на шинах или работе УРОВ. После полной ликвидации КЗ в момент времени T_6 защита автоматически переводится в режим работы с повышенной чувствительностью в цикле АПВ и удерживается в этом режиме в течение времени ТОЧ (интервал времени $T_6 - T_{10}$). В случае неуспешного АПВ, осуществленного в момент времени T_7 , происходит повторное срабатывание ДЗШ СШ1 в режиме повышенной чувствительности с контролем от ЧТО ИО1 (момент времени T_8) и выдаются команды на отключение СШ, а также команда запрета АПВ всех оставшихся присоединений. Отключающий импульс удерживается вплоть до полной ликвидации КЗ в момент времени T_9 .

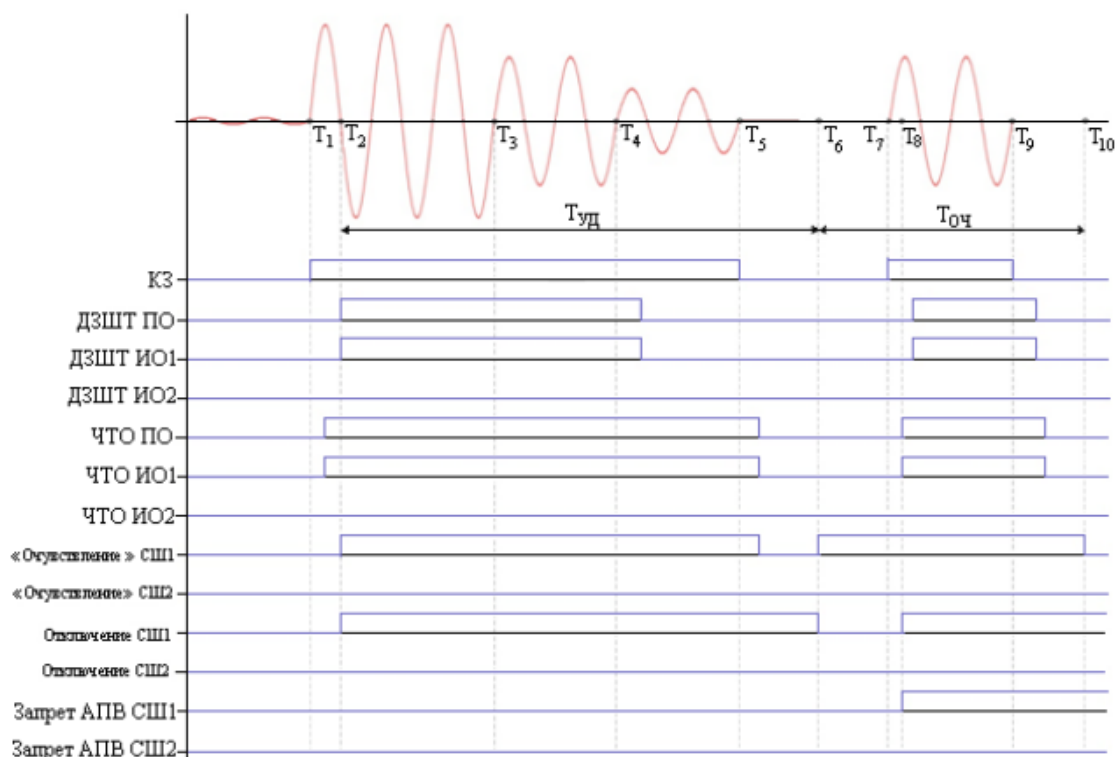


Рисунок 9 – Упрощенная временная диаграмма работы ДЗШ

1.11.4. Обработка ситуации с отказом выключателя

Благодаря принципу работы системы защиты шин, топология подстанции может регулироваться в условиях отказа выключателя (50BF).

Возможны несколько вариантов реализации схемы УРОВ. В общем случае они зависят от конструкции и схемы первичных соединений подстанции:

- Внутренний пуск УРОВ, т.е. пуск от дифференциальной защиты шин,
- Внешний пуск УРОВ, например, от защит присоединений, с использованием интегрированной в Р746 функции УРОВ (50BF) для определения отказа выключателя и реализации процедуры необходимых отключений
- Самостоятельные (отдельные) УРОВ действующие на отключение смежных с отказавшим выключателями через защиту шин (например, такие устройства как MiCOM P821)

Логика схемы УРОВ использует быстродействующие детекторы минимального тока для проверки отсутствия протекающего по присоединению тока. Эти органы (детекторы) возвращаются за время не более чем 15мс, что делает возможным применения Р746 на всех уровнях напряжения (подстанции). Поскольку орган контроля максимального тока может быть также использован для (логической) блокировки при выполнении резервных защит, имеется возможность сброса пусковых сигналов органов максимального тока сразу после истечения выдержки времени таймера УРОВ. Это позволяет сохранить в работе вышестоящую (расположенную ближе к источнику тока) резервную защиту путем снятия блокирующего сигнала поступающего от присоединения с отказавшим выключателем. Это также обеспечивает, что возможный риск повторного отключения при повторном включении выключателя будет минимален.

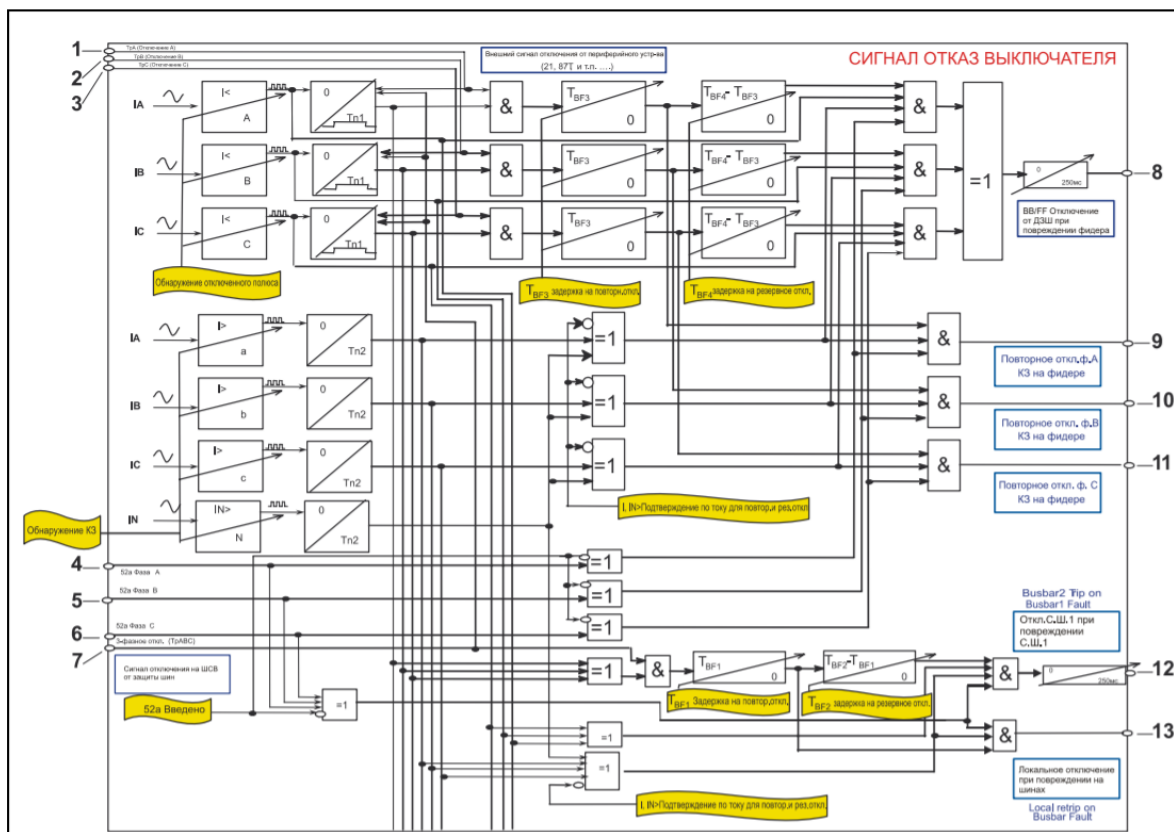


Рисунок 10 – Логика УРОВ

1.11.5 Расчет уставок по времени

Выдержки времени, необходимые для конфигурирования устройства приведены в таблице 17.

Таблице 17 – Выдержки времени

Уставка	Диапазон, с	Описание	Рекомендуемые значения
1	2	3	4
$T_{удерж}$	0,10-10,00	Минимальное время удержания выходных реле при срабатывании ДЗШ или УРОВ	Расчетное выражение (42)

Точ. АПВ	0,10-30,00	Длительность режима ПВ ДЗШ в режиме АПВ	Расчетное выражение (43)
$T_{\text{блок. ДЗШ}}$	0,05-1,00	Время блокировки ПО при опробовании присоединений «с открытием плеча»	В 2 раза превышает время отключения наиболее инерционного выключателя защищаемых шин. Расчетное выражение (42).

Продолжение таблицы 17

Точ.	0,05-1,00	Длительность режима повторного включения ДЗШ при оперативном опробовании	В 2 раза превышает время срабатывания ДЗШ. Рекомендуются принять 0,1 с.
$T_{\text{кцт}}$	0,05-30,00	Время срабатывания алгоритма контроля исправности	Расчетное выражение (44)

		цепей тока	
--	--	------------	--

При срабатывании ДЗШ проводится отключение ряда присоединений, подключенных к данной секции шин. За счет не одновременности отключения выключателей отдельных присоединений в ходе отключения КЗ меняется режим работы защищаемого объекта с пере- распределением токов КЗ, что может привести к несанкционированному срыву сигнала срабатывания ДЗШ. Аналогичное может происходить и при действии УРОВ. Для исключения неполного отключения защищаемого объекта сигнал срабатывания ДЗШ или УРОВ запоминается на время удержания выходных реле ТУД, которое должно перекрывать время отключения самого инерционного выключателя, отключаемого при срабатывании ДЗШ или УРОВ:

$$T_{уд} = T_{откл.макс} + T_{зап} \quad (42)$$

$$T_{уд} = 0,055 + 0,2 = 0,255$$

где $T_{откл. макс.}$ – максимальное время отключения самого инерционного выключателя

$T_{зап}$ – время запаса, принимается равным 0,2 с.

Режим повторного включения ДЗШ в режиме АПВ вводится автоматически по факту срабатывания ДЗШ. Повторное включение должно перекрывать время срабатывания АПВ $T_{ср. АПВ}$ и время последующего срабатывания ДЗШ $T_{ср. ДЗШ}$ в случае неуспешного АПВ:

$$T_{оч. АПВ} = T_{ср. АПВ} + T_{ср. ДЗШ} + T_{зап} \quad (43)$$

$$T_{оч. АПВ} = 0,1 + 0,4 + 0,15 = 0,65$$

где $T_{ср. АПВ}$ - время срабатывания АПВ

$T_{зап}$ – время запаса, принимается равным 0,4 с.

$T_{ср. ДЗШ}$ - время срабатывания ДЗШ, принимается равным 0,1 с.

Алгоритм контроля исправности цепей тока фиксирует длительное наличие дифференциального тока, превышающего $I_{нб.по}$. Значение $I_{нб.по}$ отстроено, согласно, от небаланса в нагрузочном режиме, поэтому небаланс при внешних КЗ может превышать значение $I_{нб.по}$. Соответственно, уставку по

времени срабатывания алгоритма контроля исправности цепей тока ТКЦТ необходимо отстроить от максимального времени отключения внешнего КЗ с учетом времени срабатывания самой медленнодействующей резервной защиты всех присоединений к сборным шинам:

$$T_{\text{КЦТ}} = \max(T_{\text{СР.РЗ}}) + T_{\text{ЗАП}} \quad (44)$$

где $T_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, учитывающее, в числе прочего, время отключения выключателя, принимается равным 0,3 с.

$\max(T_{\text{СР. РЗ}})$ – максимальное время срабатывания самой медленнодействующей резервной защиты всех присоединений.

Допустимо без расчета принять $T_{\text{КЦТ}} = 7,0$ с.

1.12 Выбор и проверка и заземления подстанции

1.12.1 Выбор и проверка заземления на подстанции

Заземляющее устройство подстанции 500/220 кВ подстанции Сквородино – 2 должно иметь сопротивление растеканию в любое время года не более 0,5 Ом, так как заземляющее устройство используется также и для установок подстанции напряжением до 1000 В [14].

Грунт в месте сооружения ПС – глина, климатическая зона II. Время действия релейной защиты 0,255 с. Полное время отключения выключателя 0,055 с. Имеется искусственный заземлитель: система трос – опора с сопротивлением заземления 1,3 Ом (данные проведенных замеров). Удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя составляет $r = 60$ Ом, повышающие коэффициенты для климатической зоны II принимаем равным: 1,5 для горизонтальных электродов, длиной 5 м при глубине заложения их вершин 0,8 м, для вертикальных 1,2.

Принимается: диаметр $d = 14$ мм и длина прутка $L_{\text{в}} = 5$ м с сечением $S_{\text{пр.в}} = 154$ мм² для вертикального заземлителя; металлическая полоса 40 мм×4 мм с поперечным сечением $S_{\text{пол}} = 160$ мм² для горизонтального заземлителя; расстояние между горизонтальными заземлителями b принимается равным 6 метрам; ширина ОРУ-500 70 метров, длина 139 метров [5].

Для расчета заземлителя в виде сетки необходимо определить предварительную площадь, используемую под заземлитель по формуле:

$$S = (A+2\cdot 1,5)\cdot(B+2\cdot 1,5) \quad (45)$$

$$S = (70+2\cdot 1,5)\cdot(139+2\cdot 1,5) = 4402 \text{ м}^2$$

где A – ширина территории ОРУ, м;

B – длина территории ОРУ, м.

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

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{I_K^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (46)$$

где I_K - ток короткого замыкания шин 500 кВ;

t - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, с;

β - коэффициент, для стали равный 21;

$$I_K = 3 \cdot I_K^{(3)} \quad (47)$$

$$I_K = 3 \cdot 7,8 = 23,4 \text{ кА}$$

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{23400^2 \cdot 0,255}{400 \cdot 21}} = 107 \text{ мм}^2$$

$$S_{пр.в} \geq F_{т.с.}$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$q_{кор.} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (D_z + S_{cp}) \quad (48)$$

$$S_{cp.} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (49)$$

где T – время использования заземлителя в месяцах, за 20 лет, $T = 240$ месяцев;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты, зависящие от грунта, $a_k = 0,005$, $\alpha_k = 0,243$, $b_k = 0,0031$, $c_k = 0,041$.

$$S_{cp.} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 0,1 \text{ мм},$$

$$q_{кор.} = 3,14 \cdot 0,1 \cdot (14 + 0,1) = 4,42 \text{ мм}$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$q_{т.с.} + q_{кор.} < q_{м.п.}, \quad (50)$$

$$107 + 4,42 = 111,42 < 154$$

Сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается с учетом использования системы трос-опора по формуле:

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_C}, \text{ Ом}, \quad (51)$$

где $r_C=1,3$ Ом сопротивление системы трос - опора.

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{1,3} = 1,23 \text{ Ом}$$

$$R_H = \frac{1}{1,23} = 0,812 \text{ Ом}$$

Сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя (стержня):

$$R_0 = \frac{\rho_{ЭКВ.}}{2\pi \cdot L_B} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_B}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot T + L_B}{4 \cdot T - L_B} \right) \right), \quad (52)$$

где $\rho_{ЭКВ.}$ - эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

L_B - длина электрода, м ;

d - внешний диаметр электрода , м ;

T - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, в нашем случае $L/2+0,8$ м.

Эквивалентное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_{ЭКВ.} = K_C \cdot \rho_{уд} \text{ Ом·м} \quad (53)$$

где $\rho_{уд}$ - удельное сопротивление грунта, для этой местности 60 Ом·м;

$K_C=1,2$ - значение сезонного климатического коэффициента

сопротивления грунта для вертикальных электродов при глубине заложения вершины 0,5..0,8

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = 1,2 \cdot 60 = 72 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$R_0 = \frac{72}{2\pi \cdot 3} * \left(\ln \left(\frac{2 * 5}{0,014} \right) + 0,5 * \ln \left(\frac{4 * 3,3 + 5}{4 * 3,3 - 5} \right) \right) = 16 \text{ Ом}$$

Определим примерное число вертикальных электродов при предварительном коэффициенте использования, принятом равным $\eta_B = 0,6$:

$$n_0 = \frac{R_0}{\eta_B \cdot R_n} \tag{54}$$

$$n_0 = \frac{16}{0,6 \cdot 0,812} = 33 \text{ шт.}$$

Определим сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе электродов порядка 30 и отношении между расстояниями между вертикальными электродами и их длиной, равном 1 равен $\eta_{\Gamma} = 0,24$ [6].

Сопротивление растеканию тока полосы по периметру контура равно:

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{\eta_{\Gamma}} \cdot \frac{\rho_{\text{ЭКВ.}}}{2 \cdot \pi \cdot P} \cdot \ln \frac{2 \cdot P^2}{b \cdot t}, \text{ Ом}, \tag{55}$$

где $b=0,04$ - ширина заземлителя, м;

P - периметр контура, м;

$\eta_{\Gamma} = 0,24$ - коэффициент спроса горизонтальных заземлителей.

t – заглубление горизонтального заземлителя (глубина траншеи)

$t = 0,8$ м.

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}}, \text{ Ом}\cdot\text{м}, \tag{56}$$

где $K_C = 1,5$, коэффициент сезонности горизонтального заземлителя;

$\rho_{\text{уд}}$ - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{0,24} * \frac{90}{2 * 3,14 * 340} * \ln \left(\frac{2 * 340 * 340}{0,04 * 0,8} \right) = 2,63 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление вертикального заземлителя с учетом сопротивления растеканию тока горизонтальных заземлителей:

$$R_B = \frac{R_\Gamma \cdot R_H}{R_\Gamma - R_H} \text{ Ом} \quad (57)$$

$$R_B = \frac{2.63 \cdot 0.812}{2.63 - 0.812} = 1.2 \text{ Ом}$$

Уточненное число вертикальных электродов определяется при коэффициенте использования $\eta_B = 0,47$, принятого при числе электродов порядка 30 и отношении расстояний между вертикальными электродами и их длине равном 1:

$$n_B = \frac{R_0}{R_B \cdot \eta_B} \quad (58)$$

$$n_B = \frac{16}{1.2 \cdot 0.47} = 28 \text{ шт}$$

Определим количество горизонтальных полос сетки заземлителя, шт:

$$n_b = \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a}, \quad (59)$$

где a – расстояние между полосами сетки, м.

Продольных:

$$n_b = \frac{28+3}{6} = 6 \text{ шт}$$

Поперечных:

$$n_a = \frac{139+3}{6} = 24 \text{ шт}$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_\Gamma = n_b \cdot (n_a - 1) \cdot a + n_a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 1548 \text{ м}$$

Площадь, занятая заземлителем:

$$S_3 = (n_a - 1) \cdot a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 4140 \text{ м}^2 \quad (60)$$

Средняя длина полос:

$$L_{cp} = (28 + 3 + 139 + 3)/2 = 86.5 \text{ м}$$

Среднее количество полос:

$$n_{cp} = \frac{1548}{86,5} + 1 = 19 \text{ шт}$$

Окончательно к установке принимаем 24 полос по 73 метру и 6 полос по 142 метрам с 28 вертикальными заземлителями. Все соединения элементов заземляющих устройств, в том числе и пересечения, выполняются сваркой внахлест.

Для расчета общего стационарного сопротивления заземления с учетом вертикальных и горизонтальных заземлителей пользуются формулой:

$$R_{OPY} = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{\eta \cdot (n_B \cdot R_\Gamma + n_{CP} \cdot R_B)}, \quad (61)$$

где η - коэффициент использования сложного заземлителя, $\eta = 0,5$.

$$R_{OPY} = \frac{1,2 \cdot 2,63}{0,5 \cdot (28 \cdot 2,63 + 19 \cdot 1,2)} = 0,07 \text{ Ом}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{OPY}, \text{ Ом}, \quad (62)$$

где α_u - импульсный коэффициент, который определяется по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\rho_{эkv} + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (63)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4752}}{(90 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,55$$

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{OPY} = 1,55 \cdot 0,07 = 0,1 \text{ Ом}$$

$$0,1 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ОРУ-500 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям.

1.12.2 Проверка молниезащиты подстанции

По данным параметров ячейки определим размеры ОРУ-500 выполненного по схеме четырёхугольник:

размеры ОРУ: ширина – $C = 70$ м;

длина – $B = 142$ м;

Место установки и высоту молниеотводов нужно выбирать так, чтобы они обеспечивали зону защиты на высоте шинных порталов по всей территории ОРУ, а также должны быть защищены линейные порталы.

В нашем случае молниеотводы расположены на линейных порталах. Принимаем высоту защищаемого объекта – линейный портал [4].

Высота молниеотвода $h=60$ м

Расстояние между молниеотводами $L = 26$ м

Высота защищаемого объекта $h_x = 24,5$ м

Эффективная высота молниеотвода

$$h_{эф} = 0,85 * h = 51 \text{ м} \quad (64)$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_o = (1.1 - 0.002 * h) * h = 58,8 \text{ м} \quad (65)$$

$$r_{c0} = r_o = 58,8 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1cx} = h_{эф} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h) \text{ м} \quad (66)$$

$$h_{1cx} = 51 - (0,17 + 0,0003 * 26) * (26 - 60) = 57,4 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_{1cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{1cx} - h_x}{h_{1cx}} \text{ м} \quad (67)$$

$$r_{1cx} = 58,8 * \frac{57,4 - 24,5}{57,4} = 34 \text{ м}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1x} = r_o * \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) = 58,8 * (1 - 0,62) = 31 \text{ м}$$

Результаты расчета зоны защиты остальных молниеотводов приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотводы	L , м	$h_{эф}$, м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{cx} , м
1	2	3	4	5	6	8
1 и 2	26	51	58,8	34	57,4	34
2 и 3	40				55	32,5
3 и 4	40				55	32,5
4 и 5	26				57,4	34
5 и 6	40				55	32,5
6 и 1	40				55	32,5

Вывод: при высоте молниеотвода в 60 метров обеспечивается надежная защита подстанции как на высоте шинных, так и на высоте линейных порталов.

2 ОРГАНИЗАЦИОННО ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Основной аспект любых финансовых вложений это их надежный возврат и получение прибыли, поэтому при проектировании и реконструкции современных систем электроснабжения необходимо проводить экономическую оценку эффективности и финансовой состоятельности инвестиций в проекты по строительству, реконструкции и модернизации объектов электроэнергетики.

Инвестиции – вложения в основные средства, в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих организаций, приобретение машин, оборудования, инвентаря и т.п., которые в соответствии с законодательством Российской Федерации и правилами бухгалтерского учёта относятся к капитальным вложениям.

Под инвестиционным проектом понимают комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды.

Для того чтобы оценить проект реконструкции ПС 500/220 Сковородино-2 необходимо найти капиталовложения, издержки, амортизационные отчисления.

2.1 Капиталовложения в реконструкцию подстанции Сковородино - 2

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

Задачи реконструкции предприятия – это полное или частичное переоборудование производства, строительство новых объектов для замены ликвидируемых, дальнейшая эксплуатация которых признана нецелесообразной.

Повышение технического уровня отдельных участков производства, агрегатов и установок, которое осуществляется без существенного изменения существующих структур технологического процесса и производства называется модернизацией.

В технико-экономических расчетах для быстрой оценки размера капитальных вложений пользуются укрупненными показателями, не учитывая некоторых статей расходов (например, налога на добавленную стоимость). Не учитываются также элементы сети, суммарная стоимость которых значительно (в сотни раз) меньше стоимости основных элементов сети (таких как выключатели, трансформаторы и т.д.) [11].

В капитальные вложения на строительство ПС 500 кВ Сковородино -2 входит: стоимость элегазовых выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения.

Расчет капиталовложений в реконструкцию ПС 500 кВ Сковородино -2 сведем в таблицу 19.

Таблица 19 – Расчет затрат на строительство ПС 500/220 кВ [15]

Составляющие затрат	Количество	Стоимость, в ценах 2000 г. Тыс. руб.	Общая стоимость, тыс. руб.
1	2	3	4
ОРУ – 500 кВ:			
Установка нового элегазового выключателя 500 кВ	6	3200	19200
Стоимость ячейки трансформаторов	2	61000	122000
ОРУ-500 монтаж ячейки	6	7000	42000
Постоянная часть затрат	-	70919	70919
Итого:			254100
Стоимость строительства ПС (с учетом прочих затрат 17,5 %)			298600

Продолжение таблицы 19

ОРУ - 220 кВ:			
Установка нового элегазового выключателя 220 кВ	12	1200	14400

ОРУ-220 монтаж ячейки	6	5000	30000
Постоянная часть затрат	-	25333	25333
Итого:			69730
Стоимость строительства ПС (с учетом прочих затрат 17,5 %)			81940

Стоимость оборудования приведена по ценам 2000 года. Поэтому необходимо пересчитать стоимость на 2019 год с учетом индекса изменения сметной стоимости прочих работ и затрат в электроэнергетике и с учетом районного коэффициента для подстанций.

$$K_{ПС} = K_{2000} \cdot K_{ин} \cdot K_p, \quad (68)$$

где K_{2000} - капиталовложения в строительство ПС 500 кВ Сковородино-2 в базисных ценах 2000 г

$K_p = 1,3$ - повышающий районный коэффициент для подстанций Дальнего Востока [16].

$K_{ин} = 3,94$ - индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат в электроэнергетике для Амурской области [12].

$$K_{ПС} = (81940 + 298600) * 1.3 * 3.94 = 1949000 \text{ тыс. руб.}$$

2.2 Расчет эксплуатационных затрат

В рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания по поддержанию рабочего и технического состояния оборудования, а также внеплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования, решаются задачи организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования.

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя:

- 1) издержки на эксплуатацию и ремонт ($I_{Э.Р}$);
- 2) издержки на амортизацию ($I_{АМ}$);
- 3) стоимость потерь электроэнергии ($I_{\Delta W}$).

$$I = I_{Э.Р} + I_{АМ} + I_{\Delta W} \quad (69)$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{ЭР} = \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (70)$$

где $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС

$$\alpha_{тэоПС} = 0,059.$$

$$I_{ЭР} = 1949000 \cdot 0,059 = 115000 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы

$$(T_{СЛ} = 20 \text{ лет})$$

$$I_{АМ} = \frac{K_{ПС}}{T_{СЛ}} \quad (71)$$

$$I_{АМ} = \frac{1949000}{20} = 97450 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (72)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$$C_{\Delta W} \text{ – удельная стоимость потерь электроэнергии, } C_{\Delta W} = 247,7 \text{ руб/МВт}\cdot\text{ч}.$$

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах в зимнее и летнее время года:

$$\Delta W = \Delta W_{ТР} + \Delta W_{KV}, \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (73)$$

Потери электроэнергии в трансформаторах (нагрузочные и условно-постоянные потери XX) вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot (P_{Тэф}^2 + Q_{Тэф}^2)}{2 \cdot S_{НОМТ}^2} \cdot T_{Г} \cdot 10^{-3} + 2 \cdot \Delta P_x \cdot 10^{-3} \cdot T_{Г}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}; \quad (74)$$

где $P_{Тэф}, Q_{Тэф}$ – значения эффективной активной и реактивной нагрузки подстанции;

ΔP_x - потери мощности холостого хода трансформатора

ΔP_{κ} - потери мощности короткого замыкания трансформатора

$$P_{Тэф} = S_{НОМТ} \cdot \cos \varphi \text{ МВт}, \quad (75)$$

$$Q_{T\phi} = P_{T\phi} \cdot \sin \varphi, \text{ Мвар}, \quad (76)$$

$$P_{T\phi} = 167 \cdot 0,89 = 148,63 \text{ МВт}$$

$$Q_{T\phi} = 148,63 \cdot 0,46 = 68,37 \text{ Мвар}$$

$$\Delta W_{\text{тр}} = \frac{100 \cdot (148,63^2 + 68,37^2)}{2 \cdot 167^2} \cdot 8760 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 21 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 = 788,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери в компенсирующих устройствах находятся по формуле:

$$\Delta W_{KV} = \Delta P_0^{KV} \cdot Q_{KV}^{\text{ФАКТ}} \cdot T_{\Gamma}, \quad (77)$$

где ΔP_{0KV} – удельные потери активной мощности в компенсирующих устройствах (0,003 кВт/квар);

$Q_{KV}^{\text{факт}}$ – фактическая реактивная мощность конденсаторных батарей реактивную мощность

$$\Delta W_{KV} = 0,003 \cdot 14,4 \cdot 8760 = 378,43 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W = 788,3 + 378,43 = 1166,702 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$И_{\Delta W} = 1166,702 \cdot 247,7 = 289 \text{ тыс. руб}$$

$$И = 289 + 97450 + 115000 = 212700 \text{ тыс. руб}$$

3 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В настоящей выпускной квалификационной работе рассматриваются вопросы развития системы внешнего электроснабжения в связи с заходом воздушной линии 500 кВ и строительством подстанции Сковородино – 2 напряжением 500/220 кВ и реконструкции ПС 220/110/35 кВ Сковородино - 1. Необходимость в строительстве возникла в связи с большим износом оборудования и невозможностью подключать к существующей сети новых потребителей.

В данном разделе проекта рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий по строительству подстанции 500/220 кВ, дана оценка влияния данной подстанции на окружающую среду, рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности, как в ходе модернизации подстанций, так и в процессе эксплуатации [2].

3.1 Безопасность

3.1.1 Микроклимат помещения

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)» «Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» п.1.4 «В кабинах, на пультах и постах управления технологическими процессами, в залах вычислительной техники и других производственных помещениях при выполнении работ операторского типа, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха 22-24 °С, его относительной влажности 60-40 % и скорости движения (не более 0,1 м/с). Перечень других производственных помещений, в которых должны соблюдаться оптимальные нормы микроклимата, определяется отраслевыми документами, согласованными с органами санитарного надзора в установленном порядке».

СНиП 41-01-2003 п.10.5 во всех производственных помещениях необходимо размещать приточно-вытяжные системы вентиляции с механическим и естественным побуждением.

Основной задачей производственного освещения является поддержание на рабочем месте освещенности, соответствующей характеру зрительной работы.

Разряд зрительных работ диспетчерского управления в ОПУ относится к группе Шв. По нормативным документам освещенность помещения должна быть 300 лк, щиты вертикального положения должны быть освещены 150 лк.

Осветительные установки должны быть удобны и просты в эксплуатации, долговечны, отвечать требованиям эстетики, электробезопасности, а также не должны быть причиной возникновения взрыва или пожара. Обеспечение указанных требований достигается применением защитного зануления или заземления, ограничением напряжения питания переносных и местных светильников, защитой элементов осветительных сетей от механических повреждений.

3.1.2 Шум оборудования

Шумом называют всякий неблагоприятно действующий на человека звук. С физической точки зрения звук представляет собой механические колебания упругой среды.

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора (реактора) и в основном зависит от типовой мощности трансформатора (реактора). Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов (реакторов).

Слуховой орган человека воспринимает в виде слышимого звука колебания упругой среды, имеющие частоту примерно от 20 до 20000 Гц, но наиболее важный для слухового восприятия интервал от 45 до 10000 Гц.

Восприятие человеком звука зависит не только от его частоты, но и от интенсивности и звукового давления.

Неблагоприятное действие шума на человека зависит не только от уровня звукового давления, но и от частотного диапазона шума, а также от равномерности воздействия в течение рабочего времени.

В результате неблагоприятного воздействия шума на работающего человека происходит снижение производительности труда, увеличивается брак в работе, создаются предпосылки к возникновению несчастных случаев. Всё это обуславливает большое оздоровительное и экономическое значение мероприятий по борьбе с шумом.

Для защиты персонала от шума решающее значение имеют санитарно-гигиенические нормативы допустимых уровней шума (Санитарные нормы СН 2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» и свод правил сп 51.13330.2011 «Защита от шума и акустика залов. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003») поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

3.1.3 ЭМП промышленной частоты

Электромагнитное поле (ЭМП) образуется из электрического и магнитного полей, оказывающее на заряженные частицы силовое воздействие и определяемый во всех точках двумя парами векторных величин, которые характеризуют две его стороны - электрическое и магнитное поля.

Электрическое поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на электрически заряженную частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и не зависящей от ее скорости.

Магнитное поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на движущуюся частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и ее скорости.

Влияющим фактором на здоровье обслуживающего персонала, является электромагнитное поле, возникающее в пространстве вокруг токоведущих частей действующих электроустановок.

Интенсивное электромагнитное поле промышленной частоты вызывает у работающих нарушение функционального состояния центральной нервной и сердечно - сосудистой системы, а также периферической крови. При этом наблюдается повышенная утомляемость, снижение точности рабочих движений, изменение кровяного давления и пульса, возникновение болей в сердце, сопровождающихся сердцебиением и аритмией, и т. п.

3.1.4 Электробезопасность

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен быть снабжен всеми необходимыми электрозащитными средствами, обеспечивающими безопасность его работы и соблюдать меры безопасности.

Электрозащитные средства — переносимые, перевозимые изделия, служащие для защиты людей, работающих с электроустановками, от поражения электрическим током, от воздействия электрической дуги и электромагнитного поля.

Электрозащитные средства в свою очередь делятся на основные и дополнительные, до 1 кВ и выше 1 кВ.

Основные электрозащитные средства - средства защиты, изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановок и позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением

Дополнительные электрозащитные средства — средства защиты, дополняющие основные средства, а также служащие для защиты от напряжения прикосновения и напряжения шага, которые сами по себе не могут при данном напряжении обеспечить защиту от поражения током, а применяются совместно с основными электрозащитными средствами.

К основным электрозащитным средствам в электроустановках выше 1 кВ относятся: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, указатели напряжения для фазировки, изолирующие устройства и приспособления для работ на воздушных линиях под напряжением с непосредственным прикосновением электромонтера к токоведущим частям (изолирующие лестницы, площадки, канаты и т.п.).

К основным электрозащитным средствам, применяемым в электроустановках напряжением до 1 кВ, относятся: изолирующие штанги, изолирующие электроизмерительные клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками.

К дополнительным электрозащитным средствам напряжением выше 1 кВ относятся: диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, диэлектрические ковры, индивидуальные экранирующие комплекты, изолирующие подставки и накладки, диэлектрические колпаки, переносные заземления, оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности.

К дополнительным электрозащитным средствам напряжением до 1 кВ относятся: диэлектрические галоши, диэлектрические ковры, переносные заземления, изолирующие подставки и накладки-оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности. Электрозащитные средства рассчитываются на применение при наибольшем допустимом рабочем напряжении электроустановки [10].

3.2 Экологичность

3.2.1 Влияние ПС на атмосферу

Вещества, загрязняющие атмосферу, образующиеся в результате деятельности человека (к их числу относятся и элегаз), делятся на две категории по их воздействию:

- истощение стратосферного озона (дыры в озоновом слое);
- глобальное потепление (парниковый эффект).

Галогеносодержащие газы, попадая в атмосферу земли, под воздействием ультрафиолетового излучения разлагаются, и освобожденные атомы галогенов вступают в реакцию с озоном, разрушая при этом озоновый слой земли. При попадании элегаза в атмосферу благодаря особенностям спектра ультрафиолетового поглощения молекулы SF₆ практически не происходит ее разрушения в верхних слоях атмосферы, а образовавшееся незначительное

количество атомов фтора вступают в реакцию не с озоном, а с молекулами воды с образованием HF .

Источником загрязнения атмосферы являются так же продукты горения трансформаторного масла, которым заполнено маслonaполненное оборудование (силовые трансформаторы, ТН, ТТ. реакторы), образующиеся в результате его возгорания в аварийных ситуациях.

Этим маслом является минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил.

Полихлорбифенил - это не что иное, как хлорированный углеводород, относящийся к ядовитым синтетическим органическим соединениям. При высоких температурах, из масла происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы.

При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание.

3.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу

Использование на подстанциях большого объема трансформаторного масла являются не только негативным фактором, влияющим на атмосферу, но и негативным фактором, влияющим и на почву.

Продукты разложения трансформаторного масла при их растекании загрязняют почву, подземные воды, нанося вред животному и растительному миру вблизи ПС.

3.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом

Согласно [6, п 4.2.69] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

На ОРУ 500 кВ подстанции «Сковородино -2» стоят два трансформатора АОДЦТН-167000/500/220. Габариты трансформатора: длина А=8,6 м; ширина

$B=5,3$ м; высота $H=9,9$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 41$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ и пожара маслonaполненный трансформатор ограждается маслоприемником, расчет которого необходимо произвести.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

$$V_{\text{TM}} = \frac{m}{\rho} = \frac{41}{0,85} = 48,2 \text{ м}^3 \quad (78)$$

Зная объем, который занимает масло, а также длина $A=8,6$ м; ширина $B=5,3$ м; высота $H=9,9$ м. до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника:

$$S_{\text{МП}} = (A + 2 * \Delta) * (B + 2 * \Delta) = (8,6 + 2 * 1,5) * (5,3 + 2 * 1,5) = 96,3 \text{ м}^2.$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 * (A + B) * H, \text{ м}^2, \quad (79)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 * (8,6 + 5,3) * 9,9 = 269,3 \text{ м}^2;$$

Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор.

Определяем высоту уровня полного объема масла:

$$H_{\text{уровня}} = \frac{V_{\text{TM}}}{S_{\text{МП}}} = \frac{48,2}{96,3} = 0,5 \text{ м} \quad (80)$$

Высота маслоприемника:

$$H_{\text{МП}} = H_{\text{уровня}} + h_{\text{Г}} + h_{\text{ПЛ}}$$

где $H_{\text{уровня}}$ – высота уровня полного объема масла;

$h_{\text{Г}}$ – толщина щебня;

$h_{\text{ПЛ}}$ –расстояние от уровня окружающей планировки до щебня.

$$H_{\text{МП}} = 0,5 + 0,25 + 0,075 = 0,825 \text{ м}$$

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. Рисунок 9 наглядно показывает основные размеры маслоприемника.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% воды от

средств пожаротушения из расчета орошения боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$ в течение 30 мин. и должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления.

Объем маслосборника:

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{Н_2О}, \text{м}^3, \quad (81)$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{Н_2О} = t \cdot I \cdot S_{БПТ}, \text{м}^3, \quad (82)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800 \text{ с}$;

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$;

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{Н_2О} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 269,3 = 96\,948 \text{ л} = 96,95 \text{ м}^3.$$

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = 48,2 + 0,8 \cdot 96,95 = 125,76 \text{ м}^3$$

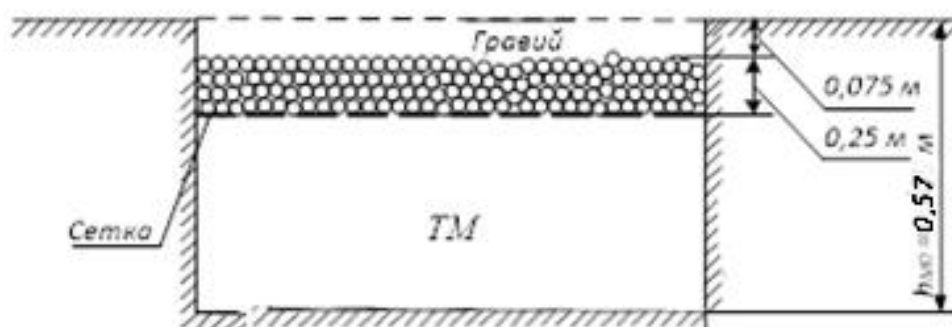


Рисунок 10 - Конструкция маслосборника с отводом масла

Таким образом при расчете основных размеров маслосборника мы получили следующие параметры: площадь – $96,3 \text{ м}^2$; объем масла – $48,2 \text{ м}^3$; глубина – $0,825 \text{ м}$; объем маслосборника – $125,8 \text{ м}^3$

3.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора

ПС 500/220 кВ Сковородино - 2 находится в 1390 метрах от границы жилой зоны села, поэтому перед установкой трансформатора АОДЦТН-167000/500/220 нужно проверить соответствие допустимого уровня шумового

воздействия санитарно - гигиеническим нормативам, определяющим необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии R от трансформатора определяется по формуле, дБА (СП 51.13330.2011):

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) \quad (83)$$

Принимаем, что трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}} \quad (84)$$

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука DU_{LA} , который определяется для различных типов территорий, дБА:

$$DU_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2) \quad (85)$$

Отсюда:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DU_{LA})}}{2 \cdot \pi}} \quad (86)$$

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{НОМ} = 167 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $U_{НОМ} = 500 \text{ кВ}$, трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла. Для данного типа трансформаторов корректированный уровень звуковой мощности $L_{WA} = 112 \text{ дБА}$.

Корректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg(2 * 10^{0,1 * 112}) = 115 \text{ дБА}$$

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» допустимый уровень звука в период с 23⁰⁰ до 7⁰⁰ составляет 45 дБА:

$$DU_{LA} = 45 \text{ дБА}$$

Определяем минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0.1*(115-45)}}{2*\pi}} = 1261 \text{ м}$$

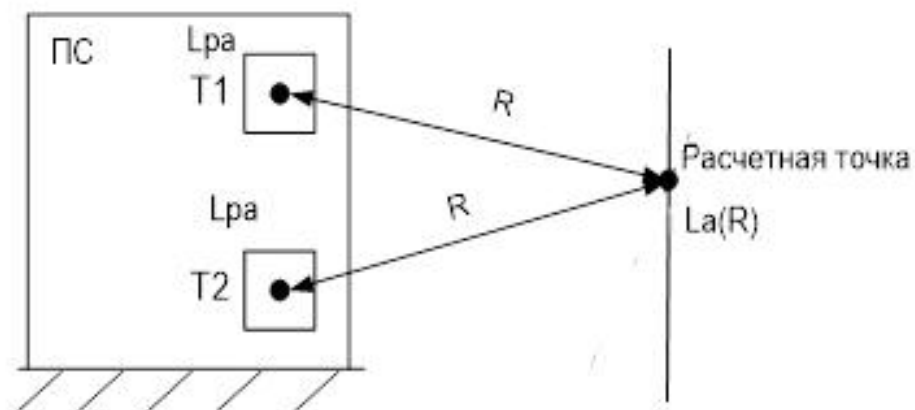


Рисунок 11 - Общий вид подстанции открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

Таблица 20 - Исходные данные для расчета

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории	Уровень звуковой мощности, дБА
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла (система охлаждения вида ДЦ)	167	500	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям домов отдыха и пансионатов	112

ПС 500/220 кВ Сквородино - 2 находится на удалении более 1261 метров от близлежащих построек, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

3.3 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 электроэнергетических объектов.

3.3.1. Требования пожарной безопасности к содержанию территорий, зданий, помещений, сооружений и обеспечению безопасности людей при пожаре

Территория предприятия (РЭС, МУ, ПС) должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов, мусора, тары, опавших листьев,

травы и т.п. Горючие отходы, мусор и т.п. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить для дальнейшей утилизации. Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

Вся территория предприятия, подразделений должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Ко всем зданиям и сооружениям предприятия должен быть обеспечен свободный проезд. Все проездные дороги (проезды, подъезды) и проходы к зданиям, сооружениям, открытым складам, пожарным водоемам и гидрантам и другим источникам водоснабжения (пруды, каналы и т.п.), оборудованные специальными площадками (пирсами), а также доступы к стационарным пожарным лестницам и пожарному инвентарю должны содержаться в исправном состоянии, быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения ПС (карточкам пожаротушения).

Закрытие на ПС отдельных проездов и участков дорог на ремонт или по другим причинам может быть произведено после согласования с руководством ПС (объектовой пожарной охраной, при наличии) и устройства временных объездов или переездов через ремонтируемые участки. В этих случаях на весь период ремонта в необходимых местах должны быть установлены дорожные знаки и указатели маршрута следования.

Запрещается на территории предприятия, подразделений, сооружение временных сгораемых зданий и сооружений.

Территория предприятия должна иметь наружное освещение, достаточное для быстрого нахождения противопожарных источников, наружных пожарных лестниц, входов в здания и сооружения.

Временное хранение демонтированного или нового оборудования должно осуществляться на специально выделенных площадках, выполненных искусственным водонепроницаемым покрытием (бетон), с обваловкой по периметру.

Места временной и постоянной стоянки автотранспорта на территории определяется руководителем предприятия и должны иметь обозначения.

Во всех производственных, вспомогательных и административных зданиях должен соблюдаться установленный противопожарный режим для обеспечения нормальных и безопасных условий труда персонала в соответствии с требованиями настоящей инструкции.

Для всех зданий, помещений, установок согласно функциональному назначению (проекту, технической документации) должны быть разработаны инструкции по мерам пожарной безопасности в соответствии с правилами пожарной безопасности, требованиями заводов изготовителей, НТД, СНиП.

По каждому отдельному помещению должен быть назначен ответственный за пожарную безопасность, табличка с фамилией которого и номеров вызова пожарной охраны вывешивается на видном месте.

Для производственных и складских помещений, наружных установок должна быть определена категория взрывопожарной и пожарной опасности, а также класс зоны по правилам устройства электроустановок, который надлежит обозначать на дверях помещений или на установках.

Лица ответственные за пожарную безопасность предприятий (подстанций), один раз в три года должны проходить обучение по пожарно-техническому минимуму.

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил — без согласования с местными надзорными органами.

Запрещается в указанных помещениях уменьшать число эвакуационных выходов и снижать огнестойкость строительных конструкций в нарушение требований действующих строительных норм и правил (СНиП).

На путях эвакуации должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, а также должны быть установлены указатели для выхода персонала в соответствии с действующими Государственными стандартами.

На рабочих местах допускается хранить запас смазочных материалов в емкостях из небьющейся тары и с плотно закрывающимися крышками. Величина запаса смазочных материалов устанавливается местной инструкцией о мерах пожарной безопасности соответствующего цеха, участка, лаборатории и т.д.

После окончания смены сгораемые отходы и обтирочные материалы необходимо убирать с рабочего места. Не использованные ЛВЖ и ГЖ, а также краски, лаки и растворители следует хранить в специальных металлических шкафах (ящиках).

Использованные промасленные обтирочные материалы надо складывать в специальные металлические закрывающиеся ящики вместимостью не более 0,5 м³ с надписью "Для ветоши" и регулярно удалять для утилизации.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить несгораемыми материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Системы вентиляции и противодымной защиты (дымоудаления) должны поддерживаться в технически исправном состоянии, отвечающем условиям их установки и проектным требованиям.

Устройства, обеспечивающие плотное закрывание дверей лестничных клеток, коридоров, тамбуров, вестибюлей и холлов (доводчики, уплотнение притворов и т.п.) постоянно должны находиться в исправном состоянии. Их ремонт должен проводиться в кратчайшие сроки.

Маслоприёмные устройства под оборудованием и маслоотводы должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения. В пределах бортовых ограждений маслоприемников гравийную засыпку необходимо содержать в чистом состоянии и не реже 1 раза в год промывать. При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной более 3 миллиметров, появлении растительности или невозможности его промывки должна осуществляться замена гравия.

Аварийные емкости для приема масла от силовых трансформаторов, масляных выключателей и реакторов должны проверяться не реже 2 раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара. Не допускается наличие воды в маслосборнике. В местах расположения маслосборников должны быть установлены указатели с обозначением их объема в кубических метрах. Результаты проверок маслосборников должны фиксироваться в специальном журнале, а при выявлении нарушений – в журнале дефектов оборудования ПС.

Проверка состояния огнезащитной обработки (пропитки) проводится в соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 1 раза в год, с составлением акта проверки состояния огнезащитной обработки.

На дверях помещения аккумуляторной должны быть сделаны надписи «Аккумуляторная», «Огнеопасно», «Запрещается курить» или вывешены соответствующие знаки безопасности о запрещении использования открытого огня и курения. Стекла окон аккумуляторных батарей должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде или оснащены специальной защитной пленкой. Для герметичных стационарных аккумуляторов или аккумуляторов с пониженным выделением водорода допускается выполнять естественную вентиляцию из верхней части помещения.

В рабочих помещениях химической лаборатории все вещества, материалы и приборы должны храниться строго по ассортименту или по типу,

разрешается хранить не более 1кг горючих веществ каждого названия и не более 3 кг в общей сложности. Промасленные ветошь и бумагу нужно собирать емкости с плотно закрывающимися крышками и в конце рабочего дня выносить за пределы химической лаборатории.

3.3.2. Требования пожарной безопасности к электроустановкам.

Электроустановки должны монтироваться в соответствии с ПУЭ, ППБ, технической документации заводов изготовителей, проектных решений и эксплуатироваться с соблюдением номинальных режимов работы в соответствии с ПТЭ.

Лицо, ответственное за состояние электроустановок (электрохозяйство) назначается распорядительным документом по предприятию.

Помещения распределительных устройств, подщитовые помещения должны содержаться в чистоте.

Не допускается прокладывание воздушных линий электропередачи и наружных электропроводок над горючими кровлями и открытыми складами горючих материалов.

При эксплуатации электроустановок **ЗАПРЕЩАЕТСЯ**:

Использовать электроаппараты и приборы, имеющие неисправности, которые могут привести к пожару, а также эксплуатировать провода и кабели с повреждённой или потерявшей защитные свойства изоляцией.

Пользоваться повреждёнными розетками, рубильниками и другими электротехническими изделиями.

Использовать электроаппараты и приборы в условиях, не соответствующих рекомендациям предприятий-изготовителей.

Обёртывать электролампы и светильники бумагой; тканью и другими горючими материалами, а также эксплуатировать их со снятыми колпаками (рассеивателями).

Эксплуатировать электропечи, не оборудованные терморегуляторами.

Пользоваться электроутюгами, электроплитками, электрочайниками и другими электронагревательными приборами без подставок из негорючих материалов.

Оставлять без присмотра включённые в сеть электрические приборы (электронагреватели, телевизоры, радиоприёмники и т.п.).

Применять нестандартные (самодельные) электронагревательные приборы, использовать некалиброванные плавкие вставки или другие самодельные аппараты защиты от перегрузок и короткого замыкания.

Прокладывать транзитные электропроводки и кабельные линии через складские помещения, а также через пожароопасные и взрывоопасные зоны.

Включать в работу электроустановки с неисправными системами пожаротушения, предусмотренные проектом.

Переносные электрические светильники должны быть выполнены с применением гибких электропроводок, оборудованы стеклянными колпаками, а также защищены предохранительными сетками и снабжены крючками для подвески.

Проверка электрических сетей, электроприёмников, замер сопротивления изоляции и другие измерения должны производиться не реже 1 раза в 3 года.

При возникновении пожара персонал должен действовать в соответствии с местными инструкциями по пожарной безопасности, карточками пожаротушения и планом пожаротушения (на ПС).

3.3.4. Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения

Первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с паспортными данными на них. Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов.

Ответственность за исправность, ремонт, сохранность и готовность к действию огнетушителей в подразделениях возлагается на лиц, уполномоченных на это распоряжением по предприятию (структурному подразделению).

Каждый огнетушитель, установленный в помещении должен иметь порядковый номер, нанесённый на корпус белой краской.

Огнетушители должны всегда содержаться в исправном состоянии, периодически осматриваться, проверяться и своевременно перезаряжаться.

Огнетушители располагаются на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,5 м. Расположение огнетушителей в коридорах, проходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

При эксплуатации огнетушителей не допускается:

Попадание на корпус огнетушителей влаги, прямых солнечных лучей и осадков;

Нахождение огнетушителей без чеки и пломбы завода-изготовителя.

Температура эксплуатации и хранения углекислотных огнетушителей от -40 до +50 С, порошковых от -40 до +50 С.

Ответственность за содержание сетей противопожарного водоснабжения, их исправное состояние и работоспособность на нужды пожаротушения возлагается на лицо, закрепленное приказом по предприятию.

Пожарные краны противопожарного водопровода должны быть укомплектованы рукавами и стволами. Пожарный рукав должен быть присоединён к крану и стволу. Периодичность проверки состояния пожарных кранов и перемотка пожарных рукавов - не менее одного раза в год (для изменения места скатки).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был предложен вариант строительства подстанции напряжением 500/220 кВ Сквородино-2 с учетом прогнозируемого 3,2 % прироста энергопотребления в течении 5 лет.

В дипломном проекте учтены все потребители электроэнергии, питающиеся от шин подстанции, были рассчитаны электрические нагрузки. По полученным нагрузкам произведена проверка силовых трансформаторов.

Был произведен расчет токов короткого замыкания. В соответствии с полученными значениями токов КЗ было выбрано основное электрооборудование с учетом климатического исполнения.

Выбор основного электрооборудования и проверка уже установленного был произведен по классу напряжения и максимальному рабочему току и проверен на термическую и динамическую стойкость.

Была рассчитана дифференциальная защита шин и УРОВ.

Защита ПС от прямых ударов молнии осуществляется при помощи молниеотводов, установленных на конструкциях ОРУ 500 кВ.

В экономической части проекта произведен расчет капиталовложений.

Приведены требования правил электробезопасности и пожарной безопасности, необходимые для исполнения на данном виде электроэнергетических объектов, рассмотрен расчет маслоприемника, предназначенного для защиты окружающей среды от аварийного выброса трансформаторного масла.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Агафонов, Г.Е. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией / Г.Е.Агафонов, И.В.Бабкин, Б.Е.Берлин. – СПб. : «Энергоатомиздат», 2002. – 727 с.

2 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов / П.П. Кукин, В. Л. Лапин, Н .Л. Пономарев [и др.]. – 4-е изд., перераб. – М.: Высш. шк., 2007. – 335 с.

3 ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

4 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Текст] (СО 153 - 34.12.122 - 2003). – СПб.: ДЕАН, 2005. – 64с.

5 Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник./ Р. Н. Карякин. – 2-е изд., доп. – М. : Энергосервис, 2006. – 523 с.

6 Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. – 853 с.

7 Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390)

8 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.]. – М. : Академия, 2008 . – 416 с.

9 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станции и подстанций / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова – 4-е изд., доп. – М. : Академия, 2005 . – 443 с .

10 Руководящий документ «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок». ПОТР М – 016-2001, РД-153-34.0-03.150-00. – М.: «Издательство НИЦ ЭНАС». – 2001.

11 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов / Г.В. Судаков, Т.А. Галушко – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 151 с.

12 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 - 2019 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/969/969720c9a2385a8e0a7c9f75ddc94358.pdf> . – 25.05.14.

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

14 Техника высоких напряжений. / М.И. Богатенков, Ю.Н. Бочаров, Н.И. Гумерова [и др.]. – СПб. : Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отделение, 2003. – 608 с.

15 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2007. – 44 с.

16 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / ОАО «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей «Энергосетьпроект» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293810/4293810933.htm> . – 25.05.14.

17 Шабад, М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / М.А. Шабад – Санкт-Петербург : ПЭИПК Минэнерго, 2003. – 349 с

18 Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии / Под ред. Профессоров МЭИ В.Г.Герасимова и др.(гл. ред. А.И.Попов). – 9-е изд., стер. – М.:МЭИ, 2004. – 964 с.

19 Электротехнический справочник: В 4т. Т.2. Электротехнические изделия и устройств / Под общ.ред. Профессоров МЭИ В.Г.Герасимова и др.(гл.ред. И.Н.Орлов) – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 518 с.