

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2023 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование устройств релейной защиты и автоматики на реконструируемой воздушной линии 220 кВ ПС Сквородино – ПС Уруша/т с подключением к подстанции 500 кВ Даурия и образованием воздушной линии 220 кВ Даурия - Уруша/т

Исполнитель
студент группы 942 об4

(подпись, дата)

П.А. Новиков

Руководитель
доцент, канд.техн.наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

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

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст.преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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
« ____ » _____ 2023 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____ Новикова Петра Андреевича _____

1. Тема выпускной квалификационной работы Проектирование устройств релейной защиты и автоматики на реконструируемой ВЛ 220 кВ ПС Сковородино – ПС Уруша/т с подключением к подстанции 500 кВ Даурия и образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 15.06.2023 _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: данные были получены при прохождении преддипломной практики _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Упрощенная однолинейная схема объемов реконструкции; Подробная однолинейная схема ПС 500/220/35 кВ Даурия; Терминал защит БЭ2704 001. Схемы функционально-логистические

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Упрощенная однолинейная схема объемов реконструкции; Подробная однолинейная схема ПС 500/220/35 кВ Даурия; Терминал защит БЭ2704 001. Схемы функционально-логистические

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____ А.Б. Булгаков, раздел безопасности и экологичности _____

7. Дата выдачи задания 15.04.2023 _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____ А.Н. Козлов, доцент, канд.техн.наук _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 124 с., 13 рисунков, 74 таблицы, 33 источника, 4 приложения.

ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, КОНДЕНСАТОР СВЯЗИ, АККУМУЛЯТОРНАЯ БАТАРЕЯ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ, СИСТЕМА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В выпускной квалификационной работе выполнено проектирование устройств РЗА для реконструируемой воздушной линии 220 кВ Сковородино - Уруша/т, которая в свою очередь преобразуется в ВЛ 220 кВ Даурия - Уруша/т.

Актуальность работы состоит в необходимости проектирования новых или модернизации существующих устройств РЗА ПС Сковородино, в связи со строительством новой ПС 500 кВ Даурия. Практическая значимость состоит в возможности применения данной работы в разработке современных цифровых комплексов защиты для рассматриваемой линии электропередачи.

Цель работы - спроектировать новые устройства релейной защиты и сетевой автоматики для ВЛ 220 кВ Сковородино - Уруша/т в связи с переустройством данной ЛЭП в новое распределительное устройство и образованием ВЛ 220 кВ Даурия - Уруша/т.

В работе выполнены расчеты молниезащиты и заземления объекта, рассмотрены вопросы безопасности и экологичности, произведена технико-экономическая оценка объемов проектирования и реконструкции.

При выполнении выпускной работы применены следующие программные продукты: Microsoft Office Visio 2016, Mathcad 16.

СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района и обоснование объемов реконструкции	8
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции	8
1.2 Обоснование объемов реконструкции и проектирования	10
2 Расчет электрических нагрузок	19
2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов	19
2.2 Выбор конструкции и сечений строящихся линий	23
3 Расчет токов короткого замыкания	25
3.1 Составление схемы замещения и расчет ее параметров	25
3.2 Расчет токов короткого замыкания	27
3.3 Расчет токов короткого замыкания для проверки оборудования	30
4 Выбор и проверка основного оборудования	34
4.1 Выбор конструктивного исполнения распределительных устройств	34
4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	36
4.3 Проверка оборудования КРУЭ 500 кВ	38
4.4 Проверка оборудования КРУЭ 220 кВ	56
4.5 Выбор и проверка оборудования КРУ 35 кВ	66
4.6 Выбор трансформаторов собственных нужд	69
4.7 Выбор аккумуляторных батарей	71
4.8 Описание системы связи и обработки информации	72
5 Релейная защита и автоматика	73
5.1 Выбор принципов релейной защиты и автоматики линии	73
5.2 Дистанционная защита линии	78
5.3 Токовая защита нулевой последовательности	82
5.4 Токовая отсечка линии	88

5.5 Дифференциальная защита линии	90
5.6 Автоматика линии	92
6 Молниезащита и заземление	94
6.1 Расчет молниезащиты	94
6.2 Расчет заземления	100
7 Технико-экономическая оценка	102
7.1 Расчет капиталовложений	102
7.2 Расчет потерь электрической энергии	103
7.3 Расчет эксплуатационных издержек	105
7.4 Оценка экономической эффективности	106
8 Безопасность и экологичность	107
8.1 Безопасность	107
8.2 Экологичность	110
8.3 Чрезвычайные ситуации	119
Заключение	121
Библиографический список	122
Приложение А. Расчет нагрузок	124
Приложение Б. Расчеты ТКЗ	125
Приложение В. Расчеты РЗА	149
Приложение Г. Расчет молниезащиты и заземления	172

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР - автоматический ввод резерва;

АПВ - автоматическое повторное включение;

ВН - высокое напряжение;

ВЛ - воздушная линия;

ВЧЗ - высокочастотный заградитель;

ДЗТ - дифференциальная защита трансформатора;

ДЗО - дифференциальная защита ошиновки;

ЗРУ - закрытое распределительное устройство;

ЗВУ - зарядно-выпрямительное устройство;

КРУЭ - комплектное распределительное устройство элегазовое;

КЛ - кабельная линия;

КРУ - комплектное распределительное устройство

КЗ - короткое замыкание;

НН - низкое напряжение;

НПС - нефтеперекачивающая станция;

ОПН - ограничитель перенапряжения;

ПС - подстанция;

ПУЭ - правила устройства электроустановок;

РЗА - релейная защита и автоматика;

СН - среднее напряжение;

СЭС - система электроснабжения;

ТП - трансформаторная подстанция;

ТСН - трансформатор собственных нужд;

УКРМ - устройство компенсации реактивной мощности

ВВЕДЕНИЕ

Западный район энергосистемы Амурской области претерпевает значительные проблемы с пропускной способностью в условиях роста энергопотребления прилегающей сети. При этом, основным потребителем района была и остается тяговая нагрузка.

Наряду с режимными мероприятиями и строительством новых объектов, требуется проведение целого ряда мероприятий по усилению электрических связей между энергорайонами.

Одним из таких мероприятий является комплексная реконструкция ПС 220 кВ Сковородино Амурской области. На данный момент ОЭС Востока связана с Западным энергорайоном по трём основным связям 220 кВ:

- транзит 220 кВ: ПС Призейская - ПС Тутаул - ПС Дипкун - ПС Тында;
- транзит 220 кВ: ПС Магдагачи - ПС Ульручи/т - ПС Сковородино;
- транзит 220 кВ ПС Магдагачи - ПС Гонжа/т - ПС Сковородино.

При отключении данных транзитов, Западный энергорайон будет отделен от ОЭС Востока, что недопустимо в условиях единой энергосистемы. С учетом роста электропотребления, перетоки мощности по данным связям растут, при том, что само оборудование не реконструировалось. По данным расчета режимов службами Системного оператора, сечение, состоящее из вышеуказанных транзитов, зачастую претерпевает перегрузки, что в свою очередь может привести к повреждению оборудования и нарушению динамической и статической устойчивости.

По данным проекта перспективного развития Дальнего Востока в период до 2030 года планируется строительство дополнительной связи 500 кВ по транзиту: Зейская ГЭС - ПС Сковородино - ПС Тында - Нерюнгринская ГРЭС, и как следствие - сооружение соответствующих ЛЭП 500 кВ. Это, в свою очередь приводит к необходимости строительства на ПС 220 кВ Сковородино распределительного устройства 500 кВ.

Данное мероприятие невозможно, согласно исходным данным ввиду отсутствия площадки под строительство распределительного устройства и силовых автотрансформаторов, потому принято решение о строительстве ПС 500 кВ Даурия с образованием новых линий электропередач 500 и 220 кВ.

В данной работе будет рассмотрено проектирование устройств релейной защиты и автоматики ПС Сковородино, в связи с перекстройством и реконструкцией ВЛ 220 кВ Сковородино - Уруша/т и других линий электропередачи, отходящих от ПС 220 кВ Сковородино.

Актуальность работы состоит в необходимости проектирования новых или модернизации существующих устройств РЗА ПС Сковородино, в связи со строительством новой ПС 500 кВ Даурия.

Практическая значимость работы состоит в возможности применения данной работы в ходе проектирования современных цифровых защит для рассматриваемой ЛЭП и оборудования.

Цель работы - спроектировать новые устройства релейной защиты и сетевой автоматики для ВЛ 220 кВ Сковородино - Уруша/т в связи с переустройством данной ЛЭП в новое распределительное устройство и образованием ВЛ 220 кВ Даурия - Уруша/т.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- 1 выбрать число и мощности силовых трансформаторов на проектируемой ПС;
- 2 спроектировать однолинейную схему проектируемой ПС;
- 3 выполнить выбор и проверку электрооборудования;
- 4 выполнить выбор устройств РЗА ВЛ 220 кВ Даурия - Уруша/т, рассчитать параметры настройки устройств РЗА.

В составе выпускной квалификационной работы представлены 6 листов графической части формата А1. При выполнении выпускной работы применены следующие программные продукты: Microsoft Office Visio 2016, Mathcad 16.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА И ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

В данной главе необходимо выполнить анализ климатогеографических характеристик, произвести анализ существующей сети и произвести обоснование необходимых объемов реконструкций и проектирования.

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции

В административном отношении площадка проектируемой ПС 500 кВ Даурия расположена, в 2,6 км юго-западнее г. Сквородино, в 1,7 км от ПС 220 кВ Сквородино в Сквородинском районе на западе Амурской области и проходит по землям лесного фонда Урушинского лесничества.

Местность слабообжитая, залесенная. Территория, под проектируемую ПС покрыта лесной растительностью. Основные лесообразующие породы береза, лиственница, осина, сосна высотой до 10 м. В районе размещения проектируемой ПС 500 кВ дорожная сеть развита слабо, имеются плохо проходимые лесные проезды. Ближайшая автомобильная автодорога А-361 подъезд к границе с КНР (с. Джалинда) расположена в 3,8 км к северо-западу от места проектируемой ПС.

Согласно физико-географическому районированию территория Сквородинского района относится к Алдано-Амурскому междуречью и представлена отрогами хр. Янкан.

Район работ расположен в верхнем течении ручья Рассыпной, являющимся притоком р. Большой Невер. Рельеф участка работ всхолмленный. Отметки высот колеблются от 602 до 659 м. В пределах рассматриваемой площадки и на прилегающей территории признаков активных тектонических разломов не обнаружено.

Опыт строительства на грунтах, развитых в пределах исследуемой территории показывает, что геологическая среда участка работ очень чувствительна к прямым техногенным воздействиям (рытье котлованов под фундаменты и дренажных канав для перехвата временных поверхностных вод, подрезки склонов, рубка просек, устройство временных дорог и т.д.) которые изменяют состав, состояние, свойства и формы геологической среды, нарушая естественный тепло- и влагообмен, приводящий к необратимым процессам ее изменения.

Сводная информация по наиболее значимым метеорологическим характеристикам, по метеостанциям представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Расчетные климатические условия

Характеристика	Значение
1	2
Район, край, область	Амурская область
Район по ветру	I
Район по гололеду	I
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли W_0 , Па (скорость ветра V_0 , м/сек)	650 (32)
Среднеэксплуатационная температура воздуха $t_{экс}$, °С	-2,5
Высшая температура воздуха t_{+max} , °С	+35
Низшая температура воздуха t_{-min} , °С	-42
Температура воздуха при гололеде t_g , °С	-10
Температура воздуха при максимальном ветре t_B , °С	-10
Температура наиболее холодной пятидневки, °С	-43
Среднегодовая продолжительность гроз, ч	20 - 40
Степень загрязнения атмосферы	1

1.2 Обоснование объемов реконструкции и проектирования

Западный энергорайон энергосистемы Амурской области характеризуется близкими по значению величинами максимума потребления мощности в осенне-зимний период и период летних максимальных нагрузок.

В ОЗП 2017/2018 гг. максимум потребления ЗЭР АО составил 315 МВт при среднесуточной температуре наружного воздуха -21,9 °С.

В ОЗП 2018/2019 гг. максимум потребления ЗЭР АО составил 313 МВт при среднесуточной температуре наружного воздуха -24,8 °С.

В ОЗП 2019/2020 гг. (по состоянию на 22.01.2020) максимум потребления ЗЭР составил 325 МВт при среднесуточной температуре наружного воздуха -21,0 °С.

В летний период 2019 максимум потребления ЗЭР АО составил 298 МВт при среднесуточной температуре наружного воздуха 18,3 °С.

Основными потребителями являются:

- Забайкальская железная дорога ОАО «РЖД» (доля тяговой нагрузки Забайкальской железной дороги составляет около 60 % от потребления всего энергорайона) - потребители первой категории надёжности электроснабжения;

- объекты ВСТО (НПС-20, НПС-21) - потребители первой категории надёжности электроснабжения;

- ООО «Березитовый рудник» - потребитель третьей категории надёжности электроснабжения.

ЗЭР АО граничит:

- с Восточным энергорайоном энергосистемы Амурской области по:

- ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул;

- ВЛ 220 кВ Магдагачи - Ульручьи/т с отпайкой на ПС Талдан/т;

- ВЛ 220 кВ Магдагачи - Гонжа/т.

Нагрузка ПС 220 кВ Магдагачи и ПС 220 кВ Призейская не входит в потребление ЗЭР АО.

- с Южно-Якутским районом энергосистемы Республики Саха Якутия), включающим Алданский и Нерюнгринский районы, по:

– КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19;

– КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19;

– ВЛ 220 кВ Юктали - Хани с отпайкой на ПС Олекма.

Нагрузка ПС 220 кВ НПС-19 не входит в потребление ЗЭР АО.

- с энергосистемой Забайкальского края по:

– ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка;

– ВЛ 220 кВ Амазар - Аячи/т.

Графическое изображение ЗЭР АО и прилегающих энергорайонов приведено на рисунке 1.1.

В ЗЭР АО отсутствует источник генерации, электроснабжение района осуществляется от Нерюнгринской ГРЭС (установленная мощность 570 МВт) и Чульманской ТЭЦ (установленная мощность 48 МВт), расположенных в ЮЯЭР, и электростанций, расположенных в ВЭР АО. Кроме того, возможно получение мощности из Центрального и Западного районов энергосистемы Республики Саха (Якутия) в ЮЯЭР.

Выдача мощности из ЮЯЭР в ЗЭР АО ограничена пропускной способностью контролируемого сечения «Южная Якутия - Амурэнерго (прямое)», в состав которого входят: КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19 и КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19.

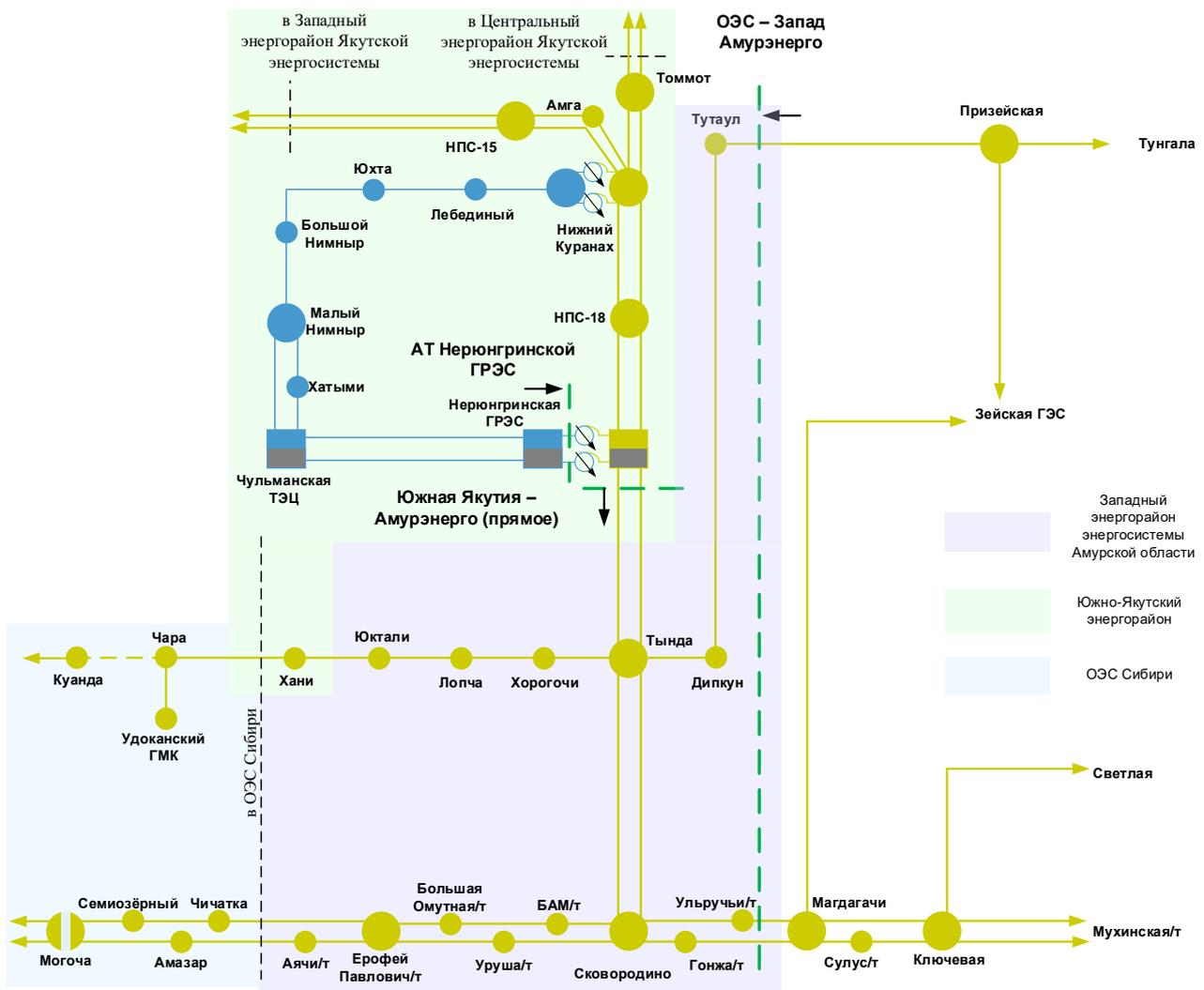


Рисунок 1.1 - Структура электрической сети 220 кВ ЗЭР АО и прилегающих энергорайонов

Выдача мощности Блоков 1 и 2 Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ ограничена пропускной способностью частичного сечения «АТ Нерюнгринской ГРЭС», в состав которого входит 1АТ и 2АТ Нерюнгринской ГРЭС.

Передача мощности в ЗЭР АО из ВЭР АО ограничена пропускной способностью контролируемого сечения «ОЭС - Запад Амурэнерго», в состав которого входят:

- ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул;
- ВЛ 220 кВ Магдагачи - Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т;
- ВЛ 220 кВ Магдагачи - Гонжа/т.

В ЗЭР АО и прилегающем ЮЯЭР (за контролируемым сечением «ОЭС - Запад Амурэнерго») наблюдается рост потребления мощности объектов ОАО «РЖД» и ПАО «Транснефть». В ОЗП 2017/2018 гг. по отношению к ОЗП 2016/2017 гг. прирост потребления мощности составил около 60 МВт (ОАО «РЖД» 30 МВт, ПАО «Транснефть» 30 МВт). В ОЗП 2018/2019 гг. по отношению к ОЗП 2017/2018 гг. прирост потребления мощности составил 10 МВт (ОАО «РЖД» 3 МВт, ПАО «Транснефть» 7 МВт). В ОЗП 2019/2020 гг. (по состоянию на 22.01.2020) по отношению к ОЗП 2018/2019 гг. прирост потребления составил около 60 МВт (ПАО «Транснефть» 60 МВт).

В летний период 2019 года (характерный состав на Нерюнгринской ГРЭС - в работе два блока, в плановом ремонте один блок) непокрываемый дефицит активной мощности отсутствовал в нормальной схеме. В единичных ремонтных схемах (ремонт ВЛ 220 кВ Магдагачи - Гонжа/т, ремонт блока Нерюнгринской ГРЭС), в двойных ремонтных схемах (ремонт ВЛ 220 кВ Магдагачи - Гонжа/т и ВЛ 220 кВ Магдагачи - Ульручьи/т, ремонт ВЛ 220 кВ Магдагачи - Гонжа/т и блока Нерюнгринской ГРЭС) отмечалась возможность возникновения непокрываемого дефицита активной мощности.

В ОЗП 2019/2020 годов продолжительное время на Нерюнгринской ГРЭС в работе находилось два блока из-за аварийного ремонта одного из трех блоков (наблюдается положительная динамика увеличения случаев аварийного отключения энергоблоков Нерюнгринской ГРЭС). В данных условиях в нормальной схеме и в единичных ремонтных схемах (ремонт ВЛ 220 кВ Магдагачи - Гонжа/т, ремонт блока на Нерюнгринской ГРЭС, дополнительно к аварийному ремонту блока) отмечалась возможность возникновения непокрываемого дефицита активной мощности.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима в ремонтных схемах в летний период и ОЗП выполняются следующие мероприятия:

- включение из резерва всего генерирующего оборудования Чульманской ТЭЦ, Нерюнгринской ГРЭС;

- обеспечение максимального перетока активной мощности, не превышающего МДП, из ЗЭР и ЦЭР энергосистемы Республики Саха (Якутия);
- перенос точки раздела на транзите 220 кВ Могоча - Сквородино с ПС 220 кВ Могоча на ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т (ПС 220 кВ Сквородино) (обеспечение электроснабжения части нагрузки ОЭС Востока (Транссиб) от ОЭС Сибири);
- перенос точки раздела по транзиту 220 кВ Тында - Хани на ПС 220 кВ Хорогочи (ПС 220 кВ Тында) (обеспечение электроснабжения части нагрузки ОЭС Востока (БАМ) от ОЭС Сибири);
- подтверждение возможности переноса точки раздела между ОЭС Востока и ОЭС Сибири в аварийных ситуациях.

Перенос точки раздела на транзите 220 кВ Могоча - Сквородино осуществляется с погашением тяговых подстанций и перерывами в движении железнодорожного транспорта.

При невозможности обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима с учетом реализации мероприятий, представленных выше, и необходимости выполнения неотложных ремонтов собственники или иные законные владельцы объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства выполняют согласование ремонтов со штабами по обеспечению безопасности электроснабжения на территории Амурской области и Республики Саха (Якутия) с фиксацией возможных рисков нарушения электроснабжения потребителей. При аварийном (неотложном) ремонте и превышении МДП в контролируемом сечении «ОЭС - Запад Амурэнерго» осуществляется переход на работу в вынужденном режиме (при условии допустимости перехода) на время прохождения максимума нагрузок либо на период аварийного (неотложного) ремонта, позволяющий исключить ввод ГВО или уменьшить объем вводимых ГВО в ЗЭР АО и ЮЯЭР. Информация о случаях перехода на работу в вынужденном режиме в контролируемом сечении «ОЭС - Запад Амурэнерго» в 2017, 2018, 2019 годах представлена в приложении 1.

Вышеуказанные риски нарушения электроснабжения рассматриваемого энергорайона обусловлены, в том числе, значительным числом случаев аварийного отключения энергоблоков Нерюнгринской ГРЭС: 12 случаев в 2017 году, 17 случаев в 2018 году и 21 случай в 2019 году.

Анализ баланса мощности ЗЭР АО на 2020-2026 годы показывает, что при прогнозируемом росте потребления мощности указанного энергорайона до 357 МВт и увеличении перетока мощности в энергосистему Забайкальского края до 197 МВт (в связи с вводом в работу Удоканского ГМК) отмечается непокрываемый дефицит активной мощности:

В ОЗП:

- в нормальной схеме в 2020 г. в объеме до 50 МВт и в 2022 - 2026 гг. в объеме до 134 МВт;
- единичной ремонтной схеме в объеме до 304 МВт на всем рассмотренном периоде.

В период летних максимальных нагрузок:

- в единичной ремонтной схеме в период 2020 г. в объеме до 31 МВт, в период 2022 - 2026 гг. в объеме до 146 МВт;
- в двойной ремонтной схеме в объеме до 253 МВт на всем рассмотренном периоде.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима в рассмотренных схемно-режимных ситуациях необходима:

- реализация ПА на объектах ПАО «РусГидро», ПАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «РЖД»:
- установка устройств АРПМ на ПС 220 кВ Призейская, ПС 220 кВ Магдагачи;
- изменение логики действия устройств АОПО на ПС 220 кВ Магдагачи (ВЛ 220 кВ Магдагачи - Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т, ВЛ 220 кВ Магдагачи - Гонжа/т);
- модернизация ЛАПНУ Зейской ГЭС.
- строительство ЛЭП 500 кВ в контролируемом сечении ОЭС - Запад

Амурэнерго (ВЛ 500 кВ ПП Агорта - Сковородино).

Строительство ЛЭП 220 кВ в контролируемом сечении ОЭС - Запад Амурэнерго не обеспечивает допустимых параметров электроэнергетического режима в ОЗП в единичной ремонтной схеме, в период летних максимальных нагрузок в двойных ремонтных схемах.

С учетом прогнозируемого роста потребления мощности в ЗЭР АО и ЮЯЭР отмечаются непокрываемый дефицит активной мощности в период ОЗП 2024 - 2026 гг. в объеме до 29 МВт, в период летних максимальных нагрузок 2023 - 2026 гг. в объеме до 36 МВт.

Строительство ЛЭП 500 кВ в контролируемом сечении ОЭС - Запад Амурэнерго при прогнозируемом росте потребления мощности в ЗЭР АО и ЮЯЭР обеспечивает допустимые параметры электроэнергетического режима в ОЗП и снижает непокрываемый дефицит активной мощности в двойных ремонтных схемах в период летних максимальных нагрузок, а также создает условия для последующего развития электрической сети, необходимого для обеспечения повышения пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей.

В соответствии с дополнением к заданию на проектирование определена этапность реконструкции рассматриваемого энергорайона:

I этап:

- строительство ПП 500 кВ Агорта;
- реконструкция ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1 с образованием ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1 и ВЛ 500 кВ Агорта – Амурская № 1;
- реконструкция ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2 с образованием ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2 и ВЛ 500 кВ Агорта – Амурская № 2.

II этап:

- строительство ПС 500 кВ Даурия в объеме сооружения ОРУ 220 кВ;
- строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 2;

- реконструкция ВЛ 220 кВ, присоединенных к ПС 220 кВ Сковородино, для подключения к ПС 500 кВ Даурия.

III этап:

- строительство ОРУ 500 кВ на ПС 500 кВ Даурия с установкой двух АТ 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА и одного ШР 500 кВ мощностью 3х60 Мвар с резервной фазой 60 Мвар.

IV этап:

- строительство ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 280 км.

Таким образом, данная выпускная квалификационная работа затрагивает II и III этапы реконструкции в части проектирования ПС 500 кВ Даурия и переустройство линий электропередач, отходящих от ПС 220 кВ Сковородино.

Укажем основные параметры питающих ЛЭП. Данные по линиям электропередач: сечения и протяженность сведены в таблицу 1.1

Таблица 1.2 – Параметры питающих ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка, сечение	Протяженность, км
1	2	3
ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т	АС-300/39	75,6
КВЛ 220 кВ Даурия – Тында №1	АС-300/39	153,4
КВЛ 220 кВ Даурия – Тында №2	АС-300/39	155,2
ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т	АС-300/39	25,8
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручы/т	АС-240/39	25,8
ВЛ 220 кВ Даурия – Гонжа/т с отпайкой на ПС Талдан/т	АС-300/39	114,9

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Как было отмечено, основными потребителями района являются:

- Забайкальская железная дорога ОАО «РЖД» (доля тяговой нагрузки Забайкальской железной дороги составляет около 60 % от потребления всего энергорайона) - потребители первой категории надёжности электроснабжения;
- объекты ВСТО (НПС-20, НПС-21) - потребители первой категории надёжности электроснабжения;
- ООО «Березитовый рудник» - потребитель третьей категории надёжности электроснабжения.

2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Для связи РУ 500 кВ с существующими РУ 220 кВ требуется выбрать автотрансформаторы. Выбор мощности автотрансформаторов связи производим из условия максимального перетока мощности между, РУ 500 кВ и РУ 220 кВ в нормальном и послеаварийных режимах (выход из строя одного из АТ), с учётом перегрузочной способности в аварийном режиме. Наложение аварийного и ремонтного режимов не рассматриваем, т.к. вероятность такого режима очень мала.

Значение максимального перетока мощности в нормальном и послеаварийном режимах берем из данных от организации, полученных в ходе преддипломной практики. Максимальная нагрузка ПС Сковородино (зимний максимум 2020 года) – $138,2+j31,6$ МВА.

Информация о перспективе развития нагрузок в рассматриваемом районе за последние годы отсутствует, получены данные в виде контрольных замеров за декабрь 2022 года. Известны значения активной и реактивной мощностей и напряжения на шинах. Таким образом, наиболее рациональным способом будет определение прогнозируемой нагрузки по формуле сложных процентов:

$$P_{max}^{prog} = P_{max}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{prog} - t_{баз}}, \quad (2.1)$$

где $P_{max}^{баз}$ – базовая заданная максимальная мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,019 [10];

t_{prog} – год, на который определяется электрическая нагрузка – 2029 г.;

$t_{баз}$ – год в который снимался первый замер – 2022 г.

При проектировании сетей принимаем $t_{prog} - t_{баз}$ равным 7, так как данные контрольных замеров известны на период 2021 года, а текущий год 2021. Поэтому нагрузку прогнозируем на 5 лет вперед, вплоть до 2028 года.

Ниже приведен расчет прогноза максимальной активной мощности для ПС Сквордино.

$$P_{max}^{prog} = 138,2 \cdot (1 + 0,019)^{2029-2022} = 157,7 \text{ МВт},$$

$$Q_{max}^{prog} = 31,6 \cdot (1 + 0,019)^{2029-2022} = 36,1 \text{ МВар}$$

Условие выбора мощности автотрансформатора имеет вид:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{(P_{HH})^2 + (Q_{HH})^2}}{N \cdot K_3} \quad (2.2)$$

где K_3 - нормативный коэффициент загрузки силового трансформатора,

принимается равным $K_3=0,7$;

P_{HH} , Q_{HH} - максимальное значение мощности, протекающей через автотрансформатор.

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{(157,7)^2 + (36,1)^2}}{2 \cdot 0,7} = 115,5 \text{ МВА}$$

Минимальная мощность выпускаемых трёхфазных автотрансформаторов, классом напряжения 500/220 кВ составляет – 167 МВА. Предварительно выберем автотрансформатор типа АТДЦТН-167000/500/220/35 УХЛ1. Основные технические характеристики автотрансформатора приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Технические характеристики выбранного автотрансформатора 500 кВ

Параметр	Значение
1	2
Марка	АТДЦТН-167000/500/220/35 УХЛ1
Номинальная мощность, МВА	167
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	50
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	500
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	38,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	11,0
Напряжение КЗ ВН-НН, %	35,0
Напряжение КЗ СН-НН, %	21,5
Полная масса, т	166

Проверка по коэффициенту загрузки. Следует отметить, что значение коэффициента загрузки в нормальном режиме не должно выходить за пределы 0,5 – 0,75; в послеаварийном режиме (отключение одного трансформатора) – не должно быть больше 1,4.

$$K_3^{норм} = \frac{S_{TP}}{S_{ном.т}}, \quad (2.3)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{115,5}{167} = 0,69$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{2 \cdot S_{TP}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (2.4)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{2 \cdot 115,5}{167} = 1,38$$

Выбранный автотрансформатор удовлетворяет условиям перегрузочной способности. Таким образом, принимаем к установке на вновь вводимой ПС 500 кВ Даурия 2 автотрансформатора АДЦТН-167000/500/220/35 УХЛ1, связывающие распределительные устройства 500 кВ и ОРУ-220 кВ.

2.2 Выбор конструкции и сечений строящихся линий

В сетях и линиях электропередачи напряжением 110-500 кВ используются сталеалюминевые провода. Содержание стали в сталеалюминевых проводах приводит к увеличению их стоимости, усложнению их конструкций. На воздушных линиях чаще всего применяются сталеалюминевые провода марки АС.

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях по соотношению [2]:

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{P_{\text{тр}}^2 + Q_{\text{тр}}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.5)$$

где $P_{\text{тр}}$ – активная мощность транзита по стороне высокого напряжения, МВА;

Q_{mp} – реактивная мощность транзита по стороне высокого напряжения, МВА;

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Проектируемую подстанцию питает двухцепная связь. Итак, выполним расчет для проектируемой питающей линии:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{157,7^2 + 36,1^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 0,212 \text{ кА}.$$

Определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП, [6]:

$$I_p = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (2.6)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

Принимаем значения коэффициентов из справочных данных:

$$\alpha_i = 1,0,$$

$$\alpha_t = 1,07,$$

$$I_p = 0,212 \cdot 1,0 \cdot 1,07 = 0,227 \text{ кА}.$$

В условиях отключения одной из цепей, величина расчетного послеаварийного тока составляет:

$$I_{p.послеавар} = 227 \cdot 2 = 454 \text{ А}.$$

Далее, согласно справочных данных [3], выбираем марку и сечение провода по значению длительно-допустимого тока. В таблице 2.3 представлен результат выбора конструкции и сечения провода.

Таблица 2.3 – Расчетные токи и сечения ЛЭП

Наименование ЛЭП	Расчетный ток, А	Марка провода	Послеаварийный ток, А	Длительно-допустимый ток, А	Аварийно-допустимый ток, А	Протяженность, км
1	2	3	4	5	6	7
ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино №1	227	АС- 300/39	454	630	720	2
ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино №2	227	АС- 300/39	454	630	720	2

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данной главе необходимо выполнить следующий объем расчетов:

- выполнить составление схемы замещения участка сети;
- выполнить расчет параметров схемы замещения;
- выполнить расчет симметричных токов КЗ для участка сети;
- выполнить расчет несимметричных токов КЗ для участка сети;
- выполнить расчет периодической составляющей максимального тока КЗ для проверки оборудования;
- выполнить расчет аperiodической составляющей максимального тока КЗ для проверки оборудования;
- выполнить расчет ударного тока КЗ в начальный момент времени для расчета динамической устойчивости токам КЗ первичного оборудования подстанции;
- выполнить расчет максимальных рабочих токов реконструируемых присоединений.

3.1 Составление схемы замещения и расчет ее параметров

Составим схему замещения рассматриваемой сети для расчета токов трёхфазного, двухфазного и однофазного КЗ в расчетных точках. На рисунке 2 изображена схема замещения прямой (обратной) последовательности.

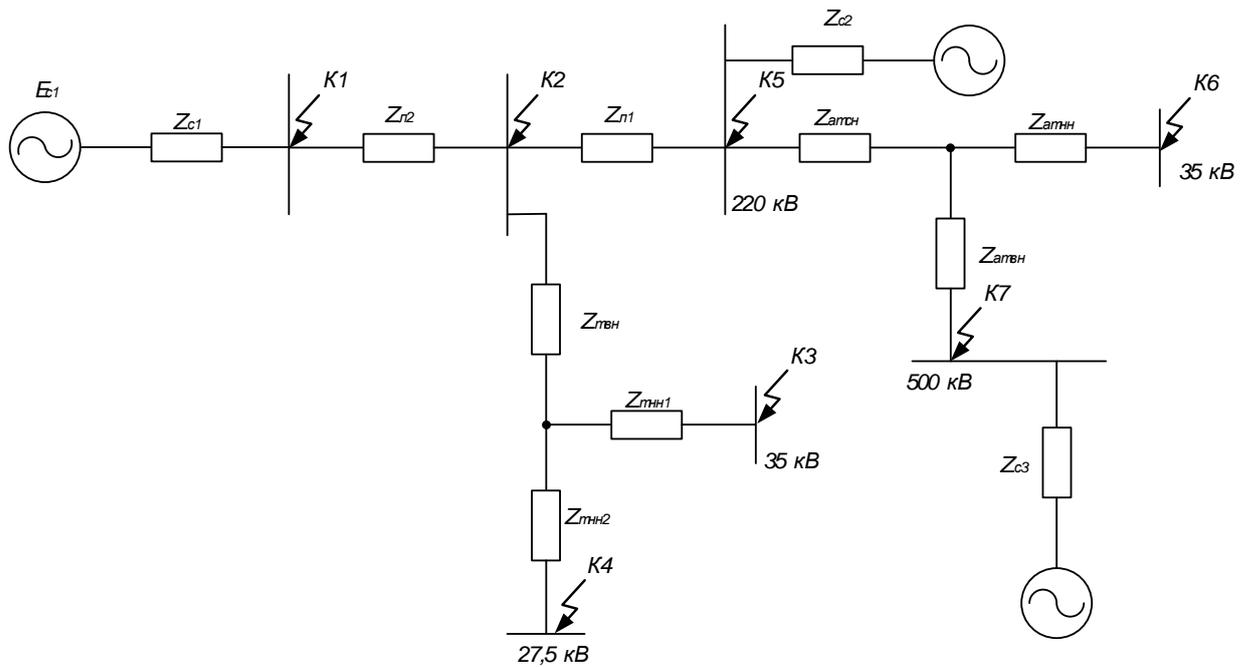


Рисунок 3.1 – Схема замещения сети прямой последовательности

Далее определим основные параметры схемы замещения.

Сопротивление системы прямой последовательности определяется как:

$$Z_c = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с}} \quad (3.1)$$

Покажем для примера расчет сопротивления системы для максимального режима:

$$Z_c = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 2,7} = 49,2 \text{ Ом}$$

Параметры воздушных линий. Расчетные параметры оборудования прием на основании справочных данных [9]. Для примера покажем расчет для линии 220 кВ Даурия – Уруша/т.

$$r_0 = 0,098 \text{ Ом / км ;}$$

$$x_0 = 0,394 \text{ Ом / км .}$$

Активное сопротивление рассматриваемой линии:

$$R_{л} = r_0 \cdot l_{вл} . \quad (3.2)$$

$$R_{л} = 0,098 \cdot 75,6 = 7,4 \text{ Ом} .$$

Реактивное сопротивление рассматриваемой линии:

$$X_{л} = x_0 \cdot l_{вл} . \quad (3.3)$$

$$X_{л} = 0,394 \cdot 75,6 = 29,8 \text{ Ом} .$$

Полное сопротивление линии, Ом:

$$Z_{л} = \sqrt{R_{л}^2 + X_{л}^2} . \quad (3.4)$$

$$Z_{л} = \sqrt{7,4^2 + 29,8^2} = 30,7 \text{ Ом} .$$

Параметры трансформаторов.

$$Z_{амі} = \frac{u_{кі\%}}{100} \cdot \frac{U_{номі}^2}{S_{номі}} \quad (3.5)$$

Для примера выполним расчет сопротивления автотрансформатора:

$$Z_{амі} = \frac{11,25}{100} \cdot \frac{500^2 \cdot 10^3}{167000} = 168,4 \text{ Ом} ,$$

$$Z_{амі} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{230^2 \cdot 10^3}{167000} = 0,8 \text{ Ом} ,$$

$$Z_{амі} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{38^2 \cdot 10^3}{56000} = 1,66 \text{ Ом} .$$

Подробный расчет остальных параметров сети приведен в Приложении

А.

Далее представлена схема замещения нулевой последовательности (Рисунок 3.2)

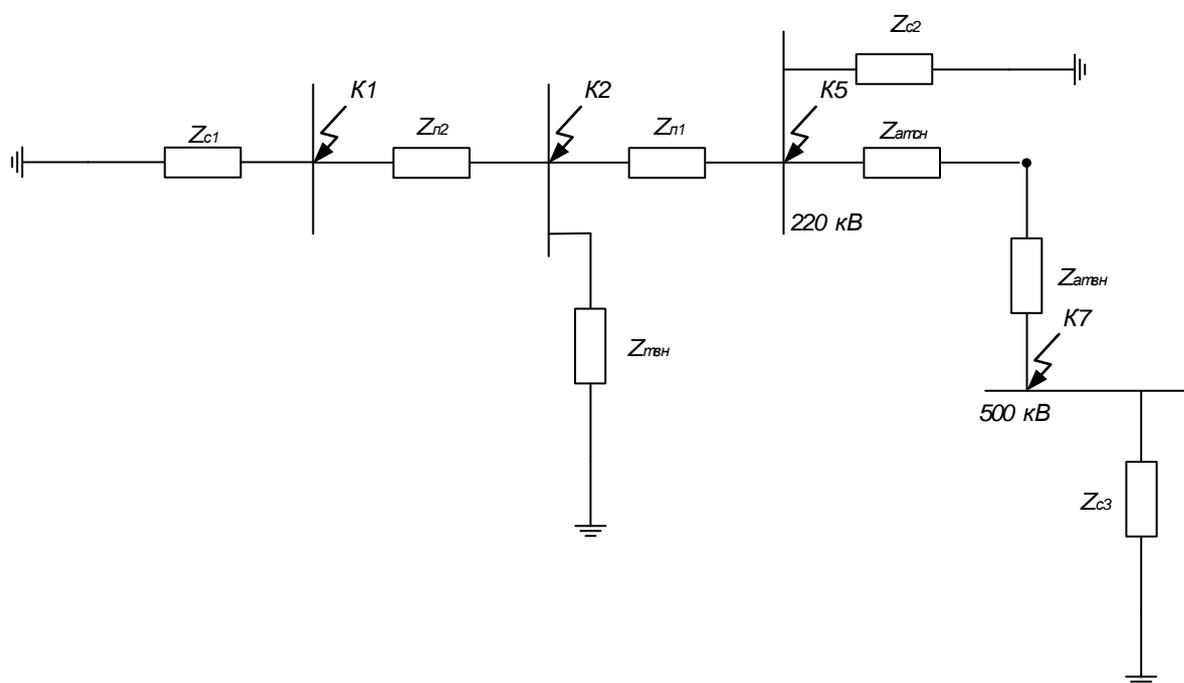


Рисунок 3.2 – Схема замещения сети нулевой последовательности

Для схемы замещения нулевой последовательности требуется выполнить расчет некоторых параметров схемы. Для линий в одноцепном исполнении без грозозащитного троса:

$$Z_{0л} = (3 \div 3,5) \cdot Z_{л} \quad (3.6)$$

Для силовых трансформаторов допускается принимать:

$$Z_{0m} = Z_m \quad (3.7)$$

Для системы допускается принимать:

$$Z_{0с} = (1,5 \div 1,8)Z_c \quad (3.8)$$

3.2 Расчет токов короткого замыкания

Формулы для определения периодической составляющей токов трёхфазного, двухфазного и однофазного КЗ, А:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{E_{C.cр}}{\sqrt{3} \cdot Z_{ПП\Sigma}}, \quad (3.9)$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (3.10)$$

$$I_{КЗ}^{(1)} = \frac{3 \cdot E_{C.cр}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{ПП\Sigma} + Z_{ОП\Sigma} + Z_{НП\Sigma})}. \quad (3.11)$$

где $E_{C.cр}$ - величина эквивалентной ЭДС;

$Z_{ПП\Sigma}$ - значение суммарного сопротивления прямой последовательности;

$Z_{ОП\Sigma}$ - значение суммарного сопротивления обратной последовательности (принимается равным значению прямой последовательности);

$Z_{НП\Sigma}$ - значение суммарного сопротивления нулевой последовательности.

В качестве примера покажем расчет тока КЗ для расчетной точки К-1 в максимальном режиме.

$$Z_{эвкК1} = \frac{Z_{c1.макс} \cdot Z_2}{Z_{c1.макс} + Z_2} \quad (3.12)$$

$$Z_{\text{экв}K1} = \frac{49,2 \cdot 78}{49,2 + 78} = 30,2 \text{ Ом}$$

Далее необходимо определить сопротивление нулевой последовательности:

$$Z_{0\text{экв}K1} = \frac{Z_{03} \cdot Z_{0c1.\text{макс}}}{Z_{03} + Z_{0c1.\text{макс}}} \quad (3.13)$$

$$Z_{0\text{экв}K1} = \frac{73,8 \cdot 135,6}{73,8 + 135,6} = 47,8 \text{ Ом}$$

Все промежуточные значения сопротивлений и процесс преобразований для схем замещения в различных режимах работы сети представлен в приложении Б

Далее определяем суммарное значение тока в расчетной точке. Ток трёхфазного КЗ в точке К1:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 30,2} = 4,4 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ в расчетной точке:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,4 = 3,8 \text{ кА}$$

Ток однофазного КЗ в расчетной точке:

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{3 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 30,2 + 47,8)} = 3,7 \text{ кА}$$

Расчет для остальных значений токов приведен в приложении Б, результаты расчета сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Уровни токов КЗ в расчетных точках сети

Расчетная точка КЗ	Ток 3ф КЗ, кА	Ток 2ф КЗ, кА	Ток 1ф КЗ, кА
1	2	3	4
Максимальный режим			
К-1	4,4	3,8	3,7
К-2	3,3	2,9	3,6
К-3	10,5	9,1	-
К-4	9,7	8,4	-
К-5	10,9	9,5	7,7
К-6	23,8	20,6	-
К-7	7,6	6,6	7,2
Минимальный режим			
К-1	2,7	2,3	2,7
К-2	1,6	1,4	1,9
К-3	4,7	4,1	-
К-4	4,6	4,0	-
К-5	1,2	1,0	1,6
К-6	5,2	4,5	-
К-7	2,4	2,1	2,1

3.3 Расчет токов короткого замыкания для проверки оборудования

Перед началом расчета выбора и проверки основного оборудования подстанции следует выполнить расчет токов КЗ, требуемых для проверки данного оборудования. В частности, требуется дополнительно рассчитать:

- периодическую составляющую тока максимального КЗ в расчетных точках;
- апериодическую составляющую тока максимального КЗ в расчетных точках;
- величину и длительности ударного тока КЗ в расчетных точках;

- величины максимальных рабочих токов по присоединениям.

Номинальный ток силового трансформатора определяется по формуле:

$$I_{ном.т.i} = \frac{S_{ном.i}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.i}} \quad (3.14)$$

где $S_{ном.i}$ – номинальная мощность обмотки трансформатора, кВА;

$U_{ном.i}$ – номинальное напряжение стороны трансформатора, кВ;

Рассчитаем рабочие токи по сторонам силового трансформатора.

Для обмотки ВН силового автотрансформатора ПС 500/220/35 кВ «Даурия»:

$$I_{ном.т.ВН} = \frac{167000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 193 \text{ A}.$$

Для обмотки СН силового автотрансформатора ПС 500/220/35 кВ «Даурия»:

$$I_{ном.т.СН} = \frac{167000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 419 \text{ A}.$$

Для обмотки НН силового автотрансформатора ПС 500/220/35 кВ «Даурия»:

$$I_{ном.т.НН} = \frac{55670}{\sqrt{3} \cdot 38} = 835 \text{ A}.$$

Величина апериодической составляющей расчетного тока КЗ равна:

$$I_{i.a} = \sqrt{2} \cdot I_{i.n} \quad (3.15)$$

где $I_{i.n}$ – величина апериодической составляющей расчетного тока КЗ, рассчитана ранее в п.3.3, кА.

Для расчетной точки К-1 расчетным током КЗ является ток 3-фазного КЗ. Значит, используем далее в качестве периодической составляющей именно этот ток.

$$I_{1.a} = \sqrt{2} \cdot 7,6 = 10,7 \text{ кА}$$

Величина расчетного ударного тока КЗ можно определить по кривым токов КЗ, но для упрощения расчета можно воспользоваться расчетными

данными для ударных коэффициентов. Итак, соотношения для определения ударной составляющей тока равна:

$$I_{i,y\delta} = k_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{i,n}, \quad (3.16)$$

где $k_{y\delta}$ - величина ударного коэффициента. Определяется согласно справочным данным для каждой расчетной точки [12]. Подробно расчет представлен в приложении Б.

Для расчетной точки К-7:

$$I_{1,y\delta} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,6 = 19,1 \text{ кА}$$

Величины токов для остальных расчетных точек представлен в приложении Б. Результаты расчета составляющих токов КЗ для выбора и проверки оборудования сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчета составляющих токов КЗ

Расчетная точка	Расчетный вид КЗ	Периодическая составляющая тока КЗ, кА	Апериодическая составляющая тока КЗ, кА	Ударная составляющая тока КЗ, кА
1	2	3	4	5
К-7 (500 кВ)	3-фазное	7,6	10,7	19,1
К-5 (220 кВ)	3-фазное	10,9	15,4	27,4
К-6 (35 кВ)	3-фазное	23,8	33,7	64,6

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В данной главе производится, главным образом, выбор и проверка основного оборудования реконструируемой подстанции 500/220/35 кВ «Даурия», что является одной из основных задач и, как следствие, целью данной выпускной квалификационной работы.

В ходе данной главы необходимо произвести следующий объем работ:

- разработать конструктивное исполнение распределительных устройств;
- разработать однолинейную схему реконструируемой подстанции для всех классов напряжения;
- произвести выбор и проверку ошиновки подстанции;
- произвести выбор и проверку выключателей;
- произвести выбор и проверку разъединителей;
- произвести выбор и проверку измерительных трансформаторов тока;
- произвести выбор и проверку измерительных трансформаторов напряжения;
- разработать систему оперативного тока объекта;
- произвести выбор и проверку трансформаторов собственных нужд;
- разработать систему диспетчерской и технологической связи и системы сбора и передачи информации.

4.1 Выбор конструктивного исполнения распределительных устройств

В настоящее время в электрических сетях широко используются открытые, закрытые и комплектные распределительные устройства.

При строительстве новых подстанций наиболее актуальным является использование элегазовых комплектных распределительных устройств для напряжений 110 кВ и выше. На более низкое напряжение применение КРУЭ требует дополнительного технико-экономического обоснования.

Новые механизмы КРУЭ заимствованы из элегазовых аппаратов наружной установки производства «Shandong Taikai High-voltage Switchgear Co». Долговечность элементов, подтверждённая 40 летней эксплуатацией в самых тяжёлых условиях, гарантирует КРУЭ качество и надёжность высочайшего уровня.

КРУЭ оснащаются интеллектуальными цифровыми устройствами управления и контроля, цифровыми оптическими трансформаторами тока и напряжения, обеспечивающие обмен данных по протоколу МЭК 61850 и МЭК 61850-9.2LE.

Конструктивной особенностью КРУЭ является герметичный корпус, заполненный элегазом, в который помещено оборудование КРУ. Элегаз — это специальный электротехнический газ (шестифтористая сера SF₆), обладающий высокими изолирующими и дугогасительными свойствами. Он является основным изолятором в элементах ячеек с элегазовой изоляцией.

По эксплуатационным данным известно, что площадь используемая под КРУЭ составляет порядка 10-20% от площади занимаемой ОРУ, при том же напряжении.

К основным преимуществам КРУЭ относятся:

1. Взрыво- и пожаробезопасность
2. Возможность установки в сейсмически активных районах и зонах с повышенной загрязненностью
3. Отсутствие электрических и магнитных полей
4. Безопасность и удобство эксплуатации, простота монтажа и демонтажа
5. Малая занимаемая площадь
6. Замена и расширение в пределах существующих границ подстанции

Из представленных выше аргументов, а также исходя из основной цели работы, делается вывод о целесообразности применения КРУЭ на реконструируемой подстанции на напряжение 500 и 220 кВ.

Для напряжения 35 кВ конструктивное исполнение распределительных устройств представляет собой КРУН. Комплектные распределительные устройства наружной установки представляют собой полностью автономные здания с ячейками, где применены вакуумные выключатели, отдельными отсеками РЗА и выкатными элементами. Данный тип распределительных устройств является наиболее надежным и недорогим для данных классов напряжения.

4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

При разработке типа схемы распределительного устройства следует руководствоваться, прежде всего:

- мощностью силового оборудования;
- категорией надежности потребителей;
- количеством отходящих присоединений.

На ПС 500/220/35 кВ «Даурия» 3 распределительных устройства, среди которых:

- КРУЭ 500 кВ;
- КРУЭ 220 кВ;
- КРУН 35 кВ.

соединяющие их силовые трансформаторы:

- АТДЦТН-167000/500/220/35 У1.

На стороне 500 кВ применяется схема №17 «Полуторная», которая применяется при 4 и более присоединениях, при повышенных требованиях к обеспечению надежного подключения присоединений. Схема 17 - с «полуполтора» выключателями на присоединение применяются в РУ мощных узловых ПС 220-750 кВ, т.к. сохранение в работе ВЛ указанных напряжений во много раз превышает экономию на стоимости ячеек РУ.

На стороне 220 кВ принимаем схему 13 (две рабочие системы шин). Она применяется на напряжении 110-220 кВ при числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при отсутствии возможности отключения всех присоединений секции (системы шин) на

время ревизии и ремонта этой секции сборных шин. Схему с обходной системой шин для КРУЭ применять не рекомендуется вследствие его значительного удорожания. Надежность оборудования КРУЭ достаточно высокая и дополнительное повышение его надежности за счет применения обходной системы шин нецелесообразно.

На стороне 35 кВ принимаем схему 35-1: одна секционированная выключателем система шин. Применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции. При этом, для обеспечения электроэнергией местных потребителей и собственных нужд на подстанции используется РУ 35 кВ.

4.3 Проверка оборудования КРУЭ 500 кВ

4.3.1 Проверка выключателей

Итак, проверку по термической стойкости производят по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (4.1)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Время отключения при работе ступеней защит, обеспечивающих дальнейшее резервирование, равно:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{отклвыкл}, \quad (4.2)$$

где $t_{рз}$ – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты, в данном случае принимаем максимальную выдержку времени ступени, обеспечивающей дальнейшее резервирование – 3 с.

Проверку по способности отключения аperiodической составляющей тока КЗ производят по следующей формуле:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (4.3)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе.

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток.

В составе КРУЭ 500 кВ проверке подлежит выключатель Shandong Taikai High-voltage Switchgear Co ZF 25-500(1). Для данного выключателя ток отключения составляет 25 кА, доля аperiodической составляющей – 40%, полное время отключения – 0,06 с. Выполним расчеты, согласно формул.

$$t_{откл} = 3,0 + 0,06 = 3,06 \text{ с}$$

$$B_k = 7,6^2 (3,06 + 0,02) = 178 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 25 = 14 \text{ кА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя КРУЭ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	500	500
Номинальный ток, А	3150	193
Номинальный ток включения/отключения, кА	25	7,6

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	14	10,7
Ток термической стойкости, кА	25	7,6
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	1400	178
Ток динамической стойкости, кА	31,5	19,1

Таким образом, выключатель ZF 25-500(1) удовлетворяет произведенным проверкам и может быть принят к установке в КРУЭ 500 кВ.

4.3.2 Выбор и проверка разъединителей и заземляющих ножей

Проверке подлежат разъединители в составе КРУЭ DS-500/3150. Технические параметры и условия выбора разъединителей сведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей КРУЭ 500 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	500	500
Номинальный ток, А	3150	193
Ток термической стойкости, кА	25	7,6
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	1400	178
Ток динамической стойкости, кА	31,5	19,1

4.3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению номинальному току присоединения. Проверка производится по нагрузке

на цепи вторичной коммутации, питающиеся от измерительных трансформаторов тока.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} , \quad (4.4)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

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

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (4.5)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ для меди. Максимальные сечения, соответственно – 6 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Ввода 500 кВ трансформаторов					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Итого			2,4	2,4	2,4
Линии 500 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Итого	-	-	2,4	2,4	2,4

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (4.6)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (4.7)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (4.8)$$

где $r_{\text{пр}}$ - сопротивление проводов;

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

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

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{н}}^2}, \quad (4.9)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (4.10)$$

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

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

Сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}}, \quad (4.11)$$

Проверке подлежит трансформатор тока LR-500.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{2,4}{5^2} = 0,1 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 0,1 - 0,05 = 19,8 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 1000}{19,47} = 0,9 \text{ мм}^2$$

Принимаем сечение кабеля: КВВГНг-5х2,5. Уточняем сопротивление провода:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 1000}{2,5} = 7,0 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = 0,1 + 7 + 0,05 = 7,1 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 500 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	500	500
Номинальный ток первичной обмотки	300	193
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	7,6
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	120	19,1
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,1
Классы точности	10P/5P/0,5S/0,2S	

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы тока LR-500.

4.3.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 500 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Итого	-	-	26

Выполним проверку для трансформатора напряжения в составе КРУЭ 500 кВ JDQXF3-500. Выполним расчет полной мощности вторичной нагрузки ТН 220 кВ:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{26^2 + (26 \cdot 0,65)^2} = 31 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения JDQXF3-500 представлено в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 500 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	515	515
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	500	500
Предельная мощность ТН, ВА	200	31
Классы точности	3P/0,5S/0,2S	

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы напряжения в составе КРУЭ 500 кВ JDQXF3-500.

4.3.5 Выбор и проверка гибкой ошиновки

Ошиновка гибких связей 500 кВ выключателей, разъединителей, трансформаторов напряжения выполняется сталеалюминевыми проводами и располагается на существующих и вновь смонтированных ячейковых и шинных металлических порталах.

Шины и шинные конструкции гибкой ошиновки требуется проверить по динамическим воздействиям при токах КЗ. На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки 3хАС – 300/39, допустимый ток которых $I_{доп} = 1000$ А [1].

Проверка шин на схлестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА [9].

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \geq 0,9E_0, \quad (4.12)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (4.13)$$

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

r_0 – радиус провода;

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{CP}}{r_0}} \quad (4.14)$$

где D_{CP} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз:

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 - \frac{0,299}{\sqrt{0,7}} \right) = 34,2 \text{ кВ / см},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 500}{0,7 \cdot \lg \frac{500}{0,7}} = 38,98 \text{ кВ / см}.$$

Проверяем по условию:

$$1,07 \cdot 38,98 \geq 0,9 \cdot 34,2$$

$$41,7 \geq 30,78$$

Таким образом, гибкая ошиновка принята в виде 3хАС-300/39.

4.3.6 Выбор и проверка изоляторов

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

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов [3]:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (4.15)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (4.16)$$

На стороне 220 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 16-500-46-2 УХЛ1.

С допустимой силой на изгиб (Н):

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

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

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н}, \quad (4.17)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{19,1^2}{0,12} \cdot 1 \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 0,6 \text{ кН.}$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}}, \quad (4.18)$$

$$K_h = \frac{120 + 80 + 100 / 2}{120} = 2,1$$

Проверка:

$$F_{расч.} = 650 \text{ Н} \leq F_{доп} = 3750 \text{ Н}$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке на открытую часть распределительного устройства 500 кВ.

4.3.7 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на РУ применяют ОПН, назначение которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Ограничители перенапряжений нелинейные предназначены для защиты изоляции электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений в сетях напряжением от 3 до 1150 кВ переменного тока частотой 50 Гц с изолированной либо компенсированной нейтралью.

Ограничители перенапряжений подключаются параллельно защищаемому объекту.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 500/515/10/900 УХЛ1. Основные технические параметры ОПН представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Основные характеристики ОПН 500 кВ

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	515	515
Длительное рабочее напряжение, кВ	500	500
Номинальное напряжения ОПН, кВ	500	500
Ток взрывобезопасности, кА	30	7,6

1	2	3
Длина пути утечки оборудования, см	1000	850
Класс энергоёмкости ОПН, кДж/кВ	10	0,6

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot C}, \quad (4.20)$$

где β – коэффициент затухания ($\beta = 0,91$);

C – скорость света.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 0,9 \text{ мкс.}$$

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (4.21)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения. ($U_0 = 900$);

l – длина защищаемого подхода;

k – коэффициент полярности.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,8 \text{ кВ.}$$

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (4.22)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе ($U_{ост} = 152$);

Z – волновое сопротивление линии ($Z=470$).

$$\mathcal{E}^{500} = \frac{661,8-152}{470} \cdot 152 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 297 \text{ кДж}.$$

Удельная энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (4.23)$$

$$\mathcal{E}_{500}^* = \frac{297}{500} = 0,6 \text{ кДж / кВ}$$

4.4 Проверка оборудования КРУЭ 220 кВ

4.4.1 Проверка выключателей

В составе КРУЭ 220 кВ проверке подлежит выключатель ZF 16-252(1). Для данного выключателя ток отключения составляет 25 кА, доля апериодической составляющей – 40%, полное время отключения – 0,06 с. Выполним расчеты, согласно формул.

$$t_{откл} = 3,0 + 0,06 = 3,06 \text{ с}$$

$$B_k = 10,9^2 (3,06 + 0,02) = 370 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 25 = 14 \text{ кА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя КРУЭ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220

Продолжение таблицы 4.8

1	2	3
Номинальный ток, А	3150	419
Номинальный ток включения/отключения, кА	25	10,9
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	14	15,4
Ток термической стойкости, кА	25	10,9
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	1400	370
Ток динамической стойкости, кА	31,5	27,4

Таким образом, выключатель ZF 16-252(1) удовлетворяет произведенным проверкам и может быть принят к установке в КРУЭ 220 кВ.

4.4.2 Выбор и проверка разъединителей и заземляющих ножей

Проверке подлежат разъединители в составе КРУЭ DS-220/3150. Технические параметры и условия выбора разъединителей сведены в таблице 4.2.

Таблица 4.9 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей КРУЭ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток, А	3150	419
Ток термической стойкости, кА	25	10,9
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	1400	370
Ток динамической стойкости, кА	31,5	27,4

4.4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Ввода 220 кВ трансформаторов					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Итого			2,4	2,4	2,4
Линии 220 кВ					
Амперметр	8	ЦП 8501/10	4,0	4,0	4,0
Ваттметр	8	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Варметр	8	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Счетчик комплексный	8	СЕ 304	4,0	4,0	4,0
Итого	-	-	9,6	9,6	9,6

Проверке подлежит трансформатор тока LR-220.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{9,6}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 0,3 - 0,05 = 19,5 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 1000}{19,5} = 0,9 \text{ мм}^2$$

Принимаем сечение кабеля: КВВГНг-5х2,5. Уточняем сопротивление провода:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 1000}{2,5} = 7,0 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = 0,4 + 7 + 0,05 = 7,5 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 4.11.

Таблица 4.11 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток первичной обмотки	600	419
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	10,9
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	120	27,4
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,5
Классы точности	10P/5P/0,5S/0,2S	

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы тока LR-220.

4.4.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Итого	-	-	26

Выполним проверку для трансформатора напряжения в составе КРУЭ 220 кВ JDQXF3-500. Выполним расчет полной мощности вторичной нагрузки ТН 220 кВ:

$$S_P = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{26^2 + (26 \cdot 0,65)^2} = 31 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения JDQXF3-220 представлено в таблице 4.13.

Таблица 4.13 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252	252

1	2	3
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	220	220
Предельная мощность ТН, ВА	200	31
Классы точности	3P/0,5S/0,2S	

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы напряжения в составе КРУЭ 220 кВ JDQXF3-220.

4.4.5 Выбор и проверка гибкой ошиновки

Ошиновка гибких связей 220 кВ выключателей, разъединителей, трансформаторов напряжения выполняется сталеалюминевыми проводами и располагается на существующих и вновь смонтированных ячейковых и шинных металлических порталах.

Шины и шинные конструкции гибкой ошиновки требуется проверить по динамическим воздействиям при токах КЗ. На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС – 300/39, допустимый ток которых $I_{\text{Доп}} = 1000 \text{ А}$ [1].

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 - \frac{0,299}{\sqrt{0,7}}\right) = 34,2 \text{ кВ / см},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 400}{0,7 \cdot \lg \frac{400}{0,7}} = 36,3 \text{ кВ / см}.$$

Проверяем по условию:

$$1,07 \cdot 36,3 \geq 0,9 \cdot 34,2$$

$$38,8 \geq 30,78$$

Таким образом, гибкая ошиновка принята в виде АС-300/39.

4.4.6 Выбор и проверка изоляторов

На стороне 220 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 16-220-46-2 УХЛ1.

С допустимой силой на изгиб (Н):

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

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

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{19,1^2}{0,12} \cdot 1 \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 0,6 \text{ кН.}$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{120 + 80 + 100 / 2}{120} = 2,1$$

Проверка:

$$F_{расч.} = 650 \text{ Н} \leq F_{дон} = 3750 \text{ Н}$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке на открытую часть распределительного устройства 220 кВ.

4.4.7 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

На стороне СН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 220/252/10/900 УХЛ1. Основные технические параметры ОПН представлены в таблице 4.14.

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии:

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 0,9 \text{ мкс.}$$

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,8 \text{ кВ.}$$

$$\mathcal{E}^{220} = \frac{661,8 - 152}{470} \cdot 152 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 297 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}_{220}^* = \frac{297}{220} = 1,35 \text{ кДж / кВ}$$

Таблица 4.14 – Основные характеристики ОПН 220 кВ

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	252	252
Длительное рабочее напряжение, кВ	220	229
Номинальное напряжения ОПН, кВ	220	220
Ток взрывобезопасности, кА	30	10,9
Длина пути утечки оборудования, см	1000	850
Класс энергоёмкости ОПН, кДж/кВ	10	1,35

4.5 Выбор и проверка оборудования КРУ 35 кВ

В качестве распределительного устройства на стороне 35 кВ применяем КРУ.

Выбор и проверка ячеек КРУ.

Комплектное распределительное устройство - это распределительное устройство, состоящие из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Для КРУ 35 кВ применены вакуумные выключатели, а вместо разъединителей втычные контакты.

К эксплуатации были выбраны КРУ наружной установки 35 кВ компании «САМАРАЭЛЕКТРОЦИТ» марки КРУ-СЭЩ-405 со встроенными выключателями марки ВВУ-СЭЩ-ПЗ-35-40,5/1000 У2.

В КРУ нет отдельных разъединителей, так как видимый разрыв создается с помощью выкатывания тележки КРУ в ремонтное положение.

Выбор и проверка ячеек КРУ и входящего в него оборудования производится в соответствие с алгоритмом, представленном в пункте 4.3.

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в главах 2 и 3.

4.5.1 Выбор и проверка силовых выключателей КРУ 35 кВ.

Проверяем ВВУ-СЭЩ-ПЗ-35-40,5/1000 У2

Таблица 4.15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя 35 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток, А	1000	835
Номинальный ток включения/отключения, кА	40,5	23,8
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	14	33,7
Ток термической стойкости, кА	40,5	23,8
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	3000	1756
Ток динамической стойкости, кА	80	64,6

4.5.2 Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 35 кВ.

Таблица 4.16– Состав вторичной нагрузки для ТТ 35

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5

1	2	3	4	5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

К установке принимается ТТ ТОЛ -СЭЦ-35-1000-/0,5/10Р У2.

Таблица 4.17 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока во вводной ячейке

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток первичной обмотки	1000	834
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	23,8
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	120	64,6
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	1,7
Классы точности	10P/5P/0,5S/0,2S	

Для ТТ в секционной ячейке:

Таблица 4.18 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

К установке принимается ТТ ТОЛ -СЭЦ-35-600-/0,5/10Р УХЛ1.

Таблица 4.19 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в секционной ячейке

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Зна- чение пара- метра рас- четное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток первичной обмотки	600	413
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	23,8
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	120	64,6
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	0,5
Классы точности	10P/5P/0,5S/0,2S	

Таблица 4.20 – Состав вторичной нагрузки в фидерных ячейках

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		0,7	0,7	0,7

К установке принимается ТТ ТОЛ -СЭЦ-35-1000-/0,5/10Р У2.

Таблица 4.21 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в фидерных ячейках

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Зна- чение пара- метра рас- четное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток первичной обмотки	1000	839
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	23,8
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	120	64,6
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	0,7
Классы точности	10P/5P/0,5S/0,2S	

4.5.2 Выбор и проверка трансформаторов напряжения на стороне 35 кВ

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-35-У2.

Таблица 4.22 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 35 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Итого	-	-	26

Таблица 4.23 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-35 У2

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,2	40,2
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	35	35
Предельная мощность ТН, ВА	200	26
Классы точности	3P/0,5S/0,2S	

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.

Трансформаторы напряжения на стороне 35 кВ защищаются с помощью предохранителей.

$$I_{пл.вс} = \frac{0,834}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,14 \text{ А}$$

Примем к установке предохранитель марки ПКТ 101-35-2-70 У1 с током плавкой вставки 2 А.

Таблица 4.24 – Выбор предохранителя для защиты ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном.пл.вс} = 2 \text{ А}$	$I_{пл.вс} 0,14 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$i_{ном.откл} = 70 \text{ кА}$	$i_{уд} = 64,6 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

Предохранитель удовлетворяет условиям выбора.

4.5.3 Выбор токопровода

В качестве токопровода для связи КРУ 35 кВ с трансформатором будем использовать жесткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току $I_{раб.мах} = 835 \text{ А}$.

Принимаем, аналогично, алюминиевые прямоугольные шины АДЗ1Т1 сечением 80х6 мм, с номинальным током $I_{раб.мах} = 1480 \text{ А}$.

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$$

$$835 \text{ А} \leq 1480 \text{ А}$$

4.5.4 Проверка жесткой ошиновки

Расположение шины-плашмя. Длина пролета между опорными изоляторами принимается равной $L=1,5$ м [33].

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 19,2^2 \cdot 1 = 369 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$369 \text{ кА}^2\text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{369 \cdot 10^6}}{90} = 213 \text{ мм}^2$$

$$S = a \cdot b = 80 \cdot 6 = 480,$$

где a и b – ширина и толщина шины соответственно, взятые из выше названных условий.

$$213 \text{ мм}^2 \leq 480 \text{ мм}^2$$

Максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{48,3^2}{0,2} = 1236 \text{ Н/м}$$

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

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \frac{1236 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 74,2 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{доп} = 75$ МПа [33].

Шины считаются механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$.

$$74,2 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

Таблица 4.25 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{ном} = 1480 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 835 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 369 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 480 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 213 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 74 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

4.5.5 Выбор и проверка изоляторов

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, вы выбор которых производится по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$

2. По допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора;

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

На стороне 35 кВ к установке приняты опорные изоляторы ИОР-35-7,5 У1 с допустимой нагрузкой на изгиб:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}$$

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4 \cdot \frac{22700^2}{0,2} = 620 \text{ Н}$$

Таблица 4.26 – Выбор опорных изоляторов ИОР-10-7,5

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 10 \text{ кВ}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$F_{дон} = 4500 \text{ Н}$	$F_{расч} = 620 \text{ Н}$	$B_k \leq B_{к.ном}$

4.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

К системе собственных нужд электрических подстанций предъявляют два основных требования: обеспечение надежности и экономичности работы механизмов СН. Также важным условием работы СН является обеспечение экономичности- в связи с большим потреблением электроэнергии на собственные нужды.

В зависимости от типа и мощности подстанции питание потребителей собственных нужд должно осуществляться от специально установленных трансформаторов. Такими потребителями являются: система охлаждения силовых трансформаторов, обогрев шкафов с установленной в них электроаппаратурой, система пожаротушения и другие. При установке трансформаторов мощность их берется по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд:

$$S_{ТСН} = \frac{\sum S_{СН}}{2 \cdot k_3} \quad (4.24)$$

Расчетные данные мощности и потребления на собственные нужды подстанции сведены в таблицу 4.27.

Таблица 4.27 – Мощности основных потребителей собственных нужд

Потребители	Потребляемая мощности, кВА
1	2
Система охлаждения трансформаторов	24
Подогрев выключателей и приводов на три полюса КРУЭ-500	0,75
Подогрев выключателей и приводов на три полюса КРУЭ-220	0,75
Подогрев шкафов в КРУ	3
Подогрев релейных шкафов	1,5
Отопление, освещение, вентиляция КРУ совмещенного с ОПУ	30
Здание административного персонала с диспетчерским пунктом	500
Зарядно-подзарядный агрегат	2x23
Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	30
Освещение территории ПС	5
Итого	641

$$S_{ТСН} = \frac{641}{2 \cdot 0,7} = 457,89 \text{ кВА}$$

Таким образом, каждой секции шин выбирается к установке по одному трансформатору собственных нужд марки ТМГ-630.

Проверим по коэффициентам загрузки:

$$k_{з.норм} = \frac{457}{2 \cdot 630} = 0,36,$$

$$k_{з.авар} = \frac{457}{630} = 0,73.$$

По результатам проверки принимаем к установке предварительно выбранные трансформаторы собственных нужд.

4.7 Выбор аккумуляторных батарей

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее определяется:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (4.25)$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки;

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108$$

Общее число элементов:

$$n = \frac{220}{1,75} = 125$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (4.26)$$

$$n_{доб} = 125 - 108 = 17$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (4.27)$$

где $I_{ав}$ – нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

$$N = 24$$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24.

$$k_{пер} \cdot N \geq I_{Тmax}, \quad (4.28)$$

где $I_{Тmax}$ - максимальный толчковый ток для данного вида батарей;

$$I_{Тmax} = 1269 \text{ A};$$

$k_{пер} = 46$ – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot 24 = 1104 \text{ A.}$$

Значение получилось меньше необходимого, следовательно, надо выбрать аккумулятор с другим типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,58;$$

Окончательно принимаем к установке 125 аккумуляторных батарей марки СК – 28.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_{п}, \quad (4.29)$$

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ A}$$

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (4.30)$$

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot 125 = 260 \text{ B}$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

4.8 Описание системы связи и обработки информации

По данному титулу предполагается создание следующих OTN/DWDM и OTN трактов:

- ПС 220 кВ Тында – ПС 500 кВ Даурия (по ВОЛС длиной 155 км (после переустройства заходов ВОЛС с ПС 220 кВ Сковородино на ПС 500 кВ Даурия) и ВОЛС проектируемой по титулу «Строительство одноцепной КВЛ 220 кВ Даурия – Тында №3, ориентировочной протяженностью 157 км с реконструкцией ПС 220 кВ Тында (расширение КРУЭ 220 кВ на одну линейную ячейку) и реконструкцией ПС 500 кВ Даурия (расширение ОРУ 220 кВ на одну линейную ячейку)») (OTN/DWDM тракт) далее тракт №1;

- ПС 500 кВ Даурия – ПП 500 кВ Агорта (по проектируемой ВОЛС длиной 275,8 км на ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия) (OTN/DWDM тракт) – далее тракт №2;

- ПС 500 кВ Даурия – ПС 220 кВ Сковородино (по проектируемой ВОЛС длиной 2 км на ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино №1) (два OTN тракта OTU2) – далее тракт №3;

- ПС 500 кВ Даурия – ПС 220 кВ Сковородино (по проектируемой ВОЛС длиной 2 км на ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино №2) (два OTN тракта OTU2) – далее тракт №4;

- Зейская ГЭС – ПП 500 кВ Агорта (по проектируемой и существующей ВОЛС общей длиной 24,5 км) (OTN тракт OTU4) далее тракт №5;

- ПП 500 кВ Агорта – ПС 220 кВ Сиваки (по проектируемой и существующей ВОЛС общей длиной 192,4 км) (OTN/DWDM тракт) далее тракт №6;

- ЦУС Амурского ПМЭС (новое административное здание Амурского ПМЭС г. Благовещенск, ул. Краснофлотская 154/2) – Благовещенская ТЭЦ (ВОЛС проектируемая по титулу «Реконструкция Амурского ЦУС (перевод в новое административное здание Амурского ПМЭС)» ориентировочной протяженностью 4,9 км) (OTN/DWDM тракт) далее тракт №7;

- ЦУС Амурского ПМЭС (новое административное здание Амурского ПМЭС г. Благовещенск, ул. Краснофлотская 154/2) – Узел связи АО «ДРСК» г. Благовещенск, ул. Шевченко 28 (ВОЛС проектируемая по титулу «Реконструкция Амурского ЦУС (перевод в новое административное здание Амурского ПМЭС)» ориентировочной протяженностью 2,6 км) (OTN/DWDM тракт) далее тракт №8.

На момент проектирования данного титула между ПС 220 кВ Тында и ПС 220 кВ Сковородино проложена ВОЛС, находящаяся в собственности ПАО «Ростелеком», в данной ВОЛС два волокна принадлежат ПАО «ФСК ЕЭС», вышеуказанные волокна были переданы «доверенному оператору связи» АО «Читатехэнерго». На данном участке у АО «Читатехэнерго» организован OTN/DWDM тракт 100G с применением когерентных технологий, в котором для нужд ПАО «ФСК ЕЭС» арендуется канал STM-16. По данному титулу предполагается переустройство вышеуказанной ВОЛС с организацией захода на проектируемую ПС 500 кВ Даурия вместо ПС 220 кВ Сковородино и перенос оборудования АО «Читатехэнерго» на ПС 500 кВ Даурия.

Также на участке ПС 220 кВ Тында – ПС 500 кВ Даурия проектируется строительство ВОЛС ПАО «ФСК ЕЭС» по титулу «Строительство одноцепной КВЛ 220 кВ Даурия – Тында №3, ориентировочной протяженностью 157 км с реконструкцией ПС 220 кВ Тында (расширение КРУЭ 220 кВ на одну линейную ячейку) и реконструкцией ПС 500 кВ Даурия (расширение ОРУ 220 кВ на одну линейную ячейку)». После окончания строительства вышеуказанной ВОЛС для АО «Читатехэнерго» будут предоставлены два волокна в новом ВОК, взамен ОВ в кабеле ПАО «Ростелеком».

До реализации ВОЛС по смежному титулу для тракта №1 (Тында – Даурия) будет арендоваться длина волны в OTN/DWDM тракте АО «Читатехэнерго», после реализации ВОЛС на вышеуказанном участке тракт №1(Тында – Даурия) будет переведен на ОВ ПАО «ФСК ЕЭС».

Схема организации связи до строительства ВОЛС ПС 500 кВ Даурия – ПС 220 кВ Тында приведена на чертеже 688541-ОТР8-2.

Схема организации связи после строительства ВОЛС ПС 500 кВ Даурия – ПС 220 кВ Тында приведена на чертеже 688541-ОТР8-3.

В рамках проекта «Реконструкция Амурского ЦУС (перевод в новое административное здание Амурского ПМЭС)», ЦУС Амурского ПМЭС (г. Благовещенск, ул. Северная, д. 149) переносится в Управление Амурского ПМЭС (г. Благовещенск, ул. Краснофлотская 154/2).

Проектируемый DWDM/OTN/SDH/Packet мультиплексор на узле связи ЦУС Амурского ПМЭС предполагается устанавливать на новой площадке в Управление Амурского ПМЭС (г. Благовещенск, ул. Краснофлотская 154/2), данный мультиплексор не может быть установлен на текущей площадке ЦУС Амурского ПМЭС (г. Благовещенск, ул. Северная, д. 149) ввиду отсутствия места для размещения данного оборудования.

Тракты № 7 (ЦУС АПМЭС – БТЭЦ) и 8 (ЦУС АПМЭС – УС ДРСК (ул. Шевченко 28)) предполагается создавать с использованием ВОЛС проектируемых по титулу «Реконструкция Амурского ЦУС (перевод в новое административное здание Амурского ПМЭС)», который находится на начальных стадиях проектирования, соответственно оконечные точки вышеуказанных ВОЛС (Благовещенская ТЭЦ и Узел связи АО «ДРСК» г. Благовещенск, ул. Шевченко 28) и соответственно их длины могут быть изменены. __

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Данная глава посвящена вопросу выбора устройств релейной защиты и автоматики на ПС 500/220/35 кВ «Даурия» для реконструируемой ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т и расчету параметров настройки выбранных устройств.

5.1 Выбор принципов релейной защиты и автоматики линии

Комплексы РЗА должны выполняться в соответствии с Нормами технологического проектирования (НТП) ОАО «ФСК ЕЭС», ПУЭ, ПТЭ и другими действующими в РФ нормативными материалами и обеспечивать предъявляемые к ним требования по надежности, быстродействию, селективности и чувствительности.

Все устройства РЗА, проектируемые по данному титулу, предусматриваются в составе типовых шкафов ШЭТ, разработанных в рамках типизации НКУ для нужд ПАО ФСК ЕЭС.

Комплекс РЗА каждого защищаемого элемента выполняется с использованием МП устройств (терминалов), размещаемых в шкафах.

Шкафы должны быть выполнены в единой унифицированной конструкции, быть удобными в эксплуатации, позволять взаимодействовать с устройствами РЗА, выполненными как на МПТ, так и на электромеханических реле, а также с устройствами ССПИ и проверочными устройствами, которые должны заказываться вместе с программами настройки.

Шкафы должны удовлетворять требованиям по климатическому исполнению согласно ГОСТу 15150-69.

Все устройства должны размещаться в шкафах в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.120.70.042-2010 «Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами» и СТО 56947007-29.120.70.241-2017 «Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА».

Требования к шкафам с МП устройствами РЗА в части условий эксплуатации и технического обслуживания должны соответствовать разделу 4 «Общих технических требований к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» (РД 34.35.310-97).

Питание терминалов РЗА должно осуществляться от системы оперативного постоянного тока подстанции. Микропроцессорная часть устройств должна быть гальванически отделена от источника постоянного тока.

Питание оперативным постоянным током каждого комплекта защиты должно осуществляться от отдельного автоматического выключателя, устанавливаемого вне шкафа РЗА.

Должны быть предусмотрены меры, обеспечивающие практически бесперебойное питание всех МП устройств РЗА оперативным постоянным током. Нормальное функционирование терминалов не должно нарушаться при исчезновении или снижении напряжения ниже установленного предела при соответствующей системе оперативного тока на подстанции на время до 0,5 с.

Цепи переменного тока и напряжения шкафов (от трансформаторов тока и напряжения соответственно) должны присоединяться через испытательные блоки. При этом входные цепи переменного тока МП устройств РЗА должны быть, как правило, проходными.

В шкафах должна быть предусмотрена возможность подключения внешних специализированных и/или универсальных устройств для проверки защит.

Предусматриваются следующие виды сигнализации:

- местная светодиодная сигнализация на передней панели каждого терминала;
- передача сигналов в ССПИ и на более высокий уровень управления с использованием протоколов МЭК (с помощью порта на задней панели каждого терминала).

ПС 220 кВ Сковородино подключается к ПС 500 кВ Даурия по двум линиям ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1 и ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 2.

Данным титулом предусматривается перезавод линий 220 кВ с ПС 220 кВ Сковородино на ПС 500 кВ Даурия:

- КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1;
- ВЛ 220 кВ Сковородино – Бам/т;
- ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т;
- КВЛ 220 кВ Ульручьи/т – Сковородино.

Электрическая сеть 220 кВ в районе размещения ПС 500 кВ Даурия, с учетом перезавода ВЛ 220 кВ, представлена линиями:

- ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1;
- ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 2;
- КВЛ 220 кВ Даурия – Тында № 1;
- ВЛ 220 кВ Даурия – Бам/т;
- ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т;
- ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручьи/т.

На линиях 220 кВ с многосторонним питанием должны устанавливаться две независимые защиты от всех видов повреждений: быстродействующая защита с абсолютной селективностью и комплект резервных ступенчатых защит [11].

При дополнительном обосновании применяются две быстродействующие защиты.

В качестве основной защиты линий могут применяться как ВЧ защиты (ДФЗ, НВЧЗ), так и продольная дифференциальная защита линии (ДЗЛ) [11]. При наличии волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) предпочтение следует отдавать ДЗЛ [11].

Для защиты новой реконструируемой ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т с учетом двух каналов ВОЛС предусматривается по два комплекта ДЗЛ+СЗ.

Второй комплект быстродействующих защит обоснован малой протяжённостью ВЛ и как следствие невозможностью выбора уставок простых то-

ковых защит для двух параллельных линий. Каждый комплект ДЗЛ+СЗ предусматривается в составе отдельного типового шкафа ШЭТ (итого 4 шкафа), совместимого с оборудованием на противоположном конце.

Для защиты существующей КВЛ 220 кВ Даурия – Тында № 1 с учетом организации ВОЛС оптимальным решением будет установка одного комплекта ДЗЛ+СЗ и одного комплекта КСЗ РС. Принимая во внимание, что для данной КВЛ предусмотрены каналы связи УПАСК для целей противоаварийной автоматики, реализация функции телеускорения для применяемого комплекта КСЗ (реализация второй быстродействующей защиты) не влечет за собой дополнительных материальных затрат.

Для совместимой работы с существующими и проектируемыми по смежным титулам основными защитами ВЛ 220 кВ Даурия – Бам/т, ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т и ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручы/т на ПС 500 кВ Даурия предусматривается установка ВЧ защит (НВЧЗ+СЗ). Так как на существующих тяговых ПС основной защитой является направленная ВЧ защита нулевой последовательности (ВЧБ) на базе панели ЭПЗ-1643, данным титулом в составе типового шкафа ШЭТ 221.02-1 (НВЧЗ+СЗ) предусматривается нетиповая логика ВЧБ, совместимая в работе с панелями типа ЭПЗ-1643. В качестве резервных защит для данных линий предусматриваются комплекты ступенчатых защит (КСЗ).

Каждый комплект ДЗЛ+СЗ выполняет следующие основные функции:

- продольная дифференциальная токовая защита (ДЗЛ);
- ступенчатая дистанционная защита от междуфазных КЗ и КЗ на землю (ДЗ);
- ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП);
- токовая отсечка (МФТО) и максимальная токовая защита (МТЗ);
- блокировка при качаниях (БК);
- блокировка при неисправности цепей напряжения (БНН);
- определение места повреждения (ОМП);

- логика оперативного ускорения ступеней ДЗ, ТНЗНП и МТЗ;
- логика автоматического ускорения ступеней ДЗ, ТНЗНП и МТЗ;
- логика связи для приема и передачи разрешающих и отключающих аварийных команд (ТО, ТУ ОТФ, ТУ ДЗ, ТУ ТНЗНП);
- регистрация аварийных событий (РАС);
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- автоматическое повторное включение (АПВ);
- контроль синхронизма (КСН);
- автоматика управления выключателем (АУВ).

Взаимодействие полукомплектов ДЗЛ+СЗ ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т предусматривается по каналам связи, организованным через выделенные волокна ВОЛС (по одному каналу на каждую пару полукомплектов).

5.2 Дистанционная защита линии

Расчет для 1 ступени ДЗ.

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ:

$$Z_{срI} = 0,85 \cdot Z_{л} \quad (5.1)$$

где $Z_{л}$ - сопротивление защищаемой линии;

$$Z_{срI} = 0,85 \cdot 30,7 = 26,1 \text{ Ом}$$

Выдержка времени первой ступени, как правило принимается равной минимально возможному значению (~ 0 с).

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям:

- 1) отстройка от КЗ на шинах НН(СН) предыдущей ПС;

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot \left(Z_{л} + \frac{Z_{m}}{K_{ток}} \right) \quad (5.2)$$

Отстройка от КЗ за трансформатором на ПС 220 кВ Уруша/т:

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot \left(30,1 + \frac{142,2}{0,435} \right) = 304 \text{ Ом}$$

2) согласование с 1 степенью защиты смежных линий:

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot Z_l + \frac{0,66}{K_{ток}} \cdot Z_{л2} \quad (5.3)$$

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot 30,1 + \frac{0,66}{0,31} \cdot 33,7 = 97,8 \text{ Ом}$$

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

Выбираем значение по условию 2.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5\text{с}$) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{с.з.}^{II} = t_{с.з.с.м}^I + \Delta t, \quad (5.4)$$

$$t_{с.з.}^{II} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с}$$

Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_{ч1}^{II} = \frac{Z_{с.з1.1}^{II}}{Z_l}, \quad (5.5)$$

$$k_{ч1}^{II} = \frac{97}{30,7} = 3,2 \geq 1,2$$

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы [2]:

$$Z_{C.3}^{III} = \frac{0,9 \cdot U_{НОМ} \cdot k_n \cdot k_b \cdot \cos(\phi_l - \phi_{раб})}{\sqrt{3} \cdot k_{c3} \cdot I_{нагр}}, \quad (5.6)$$

где $k_n = 1,2$ – коэффициент надежности;

$k_b = 0,85$ – коэффициент возврата (для реле сопротивления);

$$Z_{C.3}^{III} = \frac{0,9 \cdot 220 \cdot 1,2 \cdot 0,95 \cdot \cos(76 - 30)}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 400} = 181 \text{ Ом}$$

Выдержка времени третьей ступени защиты выбирается по условию селективности с согласуемыми защитами, а так же отстроенная от периода качаний (обычно, более 1,5 с):

$$t_{C.3}^{III} = t_{C.3.CM}^{II} + t_{кач} + \Delta t, \quad (5.7)$$

$$t_{C.3}^{III} = 2,0 + 0,5 + 0,5 = 3 \text{ с}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):

$$k_q^{III} = \frac{Z_{C.3}^{III}}{Z_l + Z_{см.л}} \quad (5.8)$$

$$k_q^{III} = \frac{181}{64} = 2,8 > 1,2$$

Результаты и подробный расчёт представлен в приложении В.

Выполнив расчет уставок и проверку их чувствительности на основании руководящих указаний необходимо выполнить перевод уставок ДЗ круговой

характеристики в полигональную для терминалов. Перевод осуществляется с помощью формул:

$$X_{уст} = \frac{Z_{уст} \cdot (1 + \sin \varphi_{мч})}{2} \quad (5.9)$$

$$R_{уст} = \frac{Z_{уст}}{2 \cdot \sin \varphi_{мч}} \quad (5.10)$$

где $Z_{уст}$ - уставка ДЗ, выбранная для круговой характеристики;

$\varphi_{мч}$ - угол максимальной чувствительности линии.

Например, для 1 ступени ДЗ:

$$X_{уст} = \frac{26,1 \cdot (1 + \sin 76)}{2} = 25,7 \text{ Ом}$$

$$R_{уст} = \frac{26,1}{2 \cdot \sin 76} = 13,4 \text{ Ом}$$

На основании полученных расчетов, строится характеристика ДЗ, которая является определяющей в составе программного обеспечения терминала ЭКРА. Подробный расчет приведен в приложении В. Результаты расчетов сведены в таблицу 5.1

Таблица 5.1 – Результаты расчета ДЗ

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Уставка по оси X характеристики I ступени, Ом	25,7	4,7
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	13,4	2,4
Наклон характеристики I ступени, °	76	

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	96,4	17,5
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	50,4	9,2
Наклон характеристики II ступени, °	76	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	178	32,3
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	93	16,9
Наклон характеристики III ступени, °	76	
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с	0,05	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	0,5	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	3,0	

5.3 Токовая защита нулевой последовательности

Для выбора уставок были использованы расчетные токи КЗ нулевой последовательности в узлах и подтекающие через заземленные нейтрали трансформаторов.

Ток срабатывания первой ступени защиты выбирается по условию отстройки от замыкания на землю на шинах противоположной ПС:

$$I'_{0.сз} = k_{отс} \cdot I_{0.кз.расч} \quad (5.11)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0.кз.расч}$ - ток в рассматриваемой защите при КЗ на землю на шинах предыдущей ПС.

$$I_{0.сз.дит}^I = 1,3 \cdot 3600 = 4700 \text{ A}$$

Выдержка времени первой степени защиты принимается минимально возможной, отстроенной от времени неполнофазного режима при неодновременности включения фаз выключателя:

$$t_{сз}^I = 0 + t_{НПФ} \quad (5.12)$$

где $t_{НПФ}$ - время неполнофазного включения выключателя (0,3 с).

$$t_{сз}^I = 0 + t_{НПФ} = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с}$$

Ток срабатывания второй степени защиты выбирается по условию согласования с 1 степенью защиты на предыдущем участке:

$$I_{0.сз}^{II} = k_{отс} \cdot I_{0.сз.смеж}^I \quad (5.13)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0.сз.смеж}^I$ - ток срабатывания первой степени защиты предыдущего участка.

$$I_{0.сз}^{II} = 1,3 \cdot 0,45 \cdot 4810 = 2800 \text{ A}$$

Выдержка времени 2 степени принимается равной по условию селективности с согласуемой степенью, а также со временем УРОВ смежной ПС:

$$t_{сз}^{II} = t_{созл} + t_{УРОВ} + \Delta t \quad (5.14)$$

где $t_{УРОВ}$ - время работы УРОВ смежной ПС (0,3 с) на ПС Уруша/т.

$$t_{сз}^{II} = 0,3 + 0,3 + 0,5 = 1,1 \text{ с}$$

Ток срабатывания 3 ступени защиты выбирается:

- по условию необходимой чувствительности;
- по условию отстройки от БТН силового трансформатора смежной ПС.

$$I_{0,сз}^{III} = k_{отс} \cdot I_{БТН} \quad (5.15)$$

$$I_{0,сз}^{III} = 1,1 \cdot 500 = 550 \text{ А}$$

Время срабатывания 3 ступени выбирается по условию селективности с согласуемыми ступенями защит:

$$t_{сз}^{III} = t_{созл} + \Delta t \quad (5.16)$$

$$t_{сз}^{III} = 1,1 + 0,5 = 1,6 \text{ с}$$

Чувствительность 3 ступени защиты оценивается при замыкании на землю в конце зоны резервирования:

$$k_{\psi}^{III} = \frac{I_{0кз}}{I_{0,сз}^{III}} \quad (5.17)$$

$$k_{\psi}^{III} = \frac{1900}{550} = 3,5 \geq 1,2$$

Ток срабатывания 4 ступени выбирается:

- по условию отстройки от тока небаланса при трёхфазных КЗ за силовым трансформатором противоположной ПС;
- по условию отстройки от тока небаланса в максимальном нагрузочном режиме.

$$I_{0.сз}^{IV} = k_{отс} \cdot I_{кз.транс.3ф} \quad (5.18)$$

$$I_{0.сз}^{IV} = 0,3 \cdot 505 = 151 \text{ A}$$

Время срабатывания принимается аналогично: по условию селективности с согласуемыми ступенями защит смежных трансформаторов.

$$t_{сз}^{IV} = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с}$$

$$k_{ч}^{IV} = \frac{1300}{151} = 8,6 \geq 1,2$$

5.4 Токовая отсечка линии

Покажем расчет токовой защиты для линии со стороны ПС 500 кВ Даурия.

Ток срабатывания реле тока отсечки определяется по формуле:

$$I_{срМТО} = k_{отс} \cdot I_{кз} \quad (5.19)$$

где $I_{кз}$ - ток в рассматриваемой защите при междуфазном КЗ в конце линии.

Ток срабатывания МТО на ПС А:

$$I_{срМТО} = 1,3 \cdot 3300 = 4300 \text{ A}$$

Далее на рисунке 5.1 представлен графический расчет чувствительности МТО. В таблице 5.2 представлены результаты расчета токовых защит.

Таблица 5.2 – Результаты расчета ТЗНП и МТО со стороны ПС Даурия

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания ПО I ст. ТЗНП, А	4680	23,4

Продолжение таблицы 5.2

1	2	3
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	2800	14,0
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	550	2,75
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	151	0,76
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	
Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	1,1	
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	1,6	
Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	2,1	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	4300	21,5
Задержка на срабатывания ПО МФТО, с	0,05	

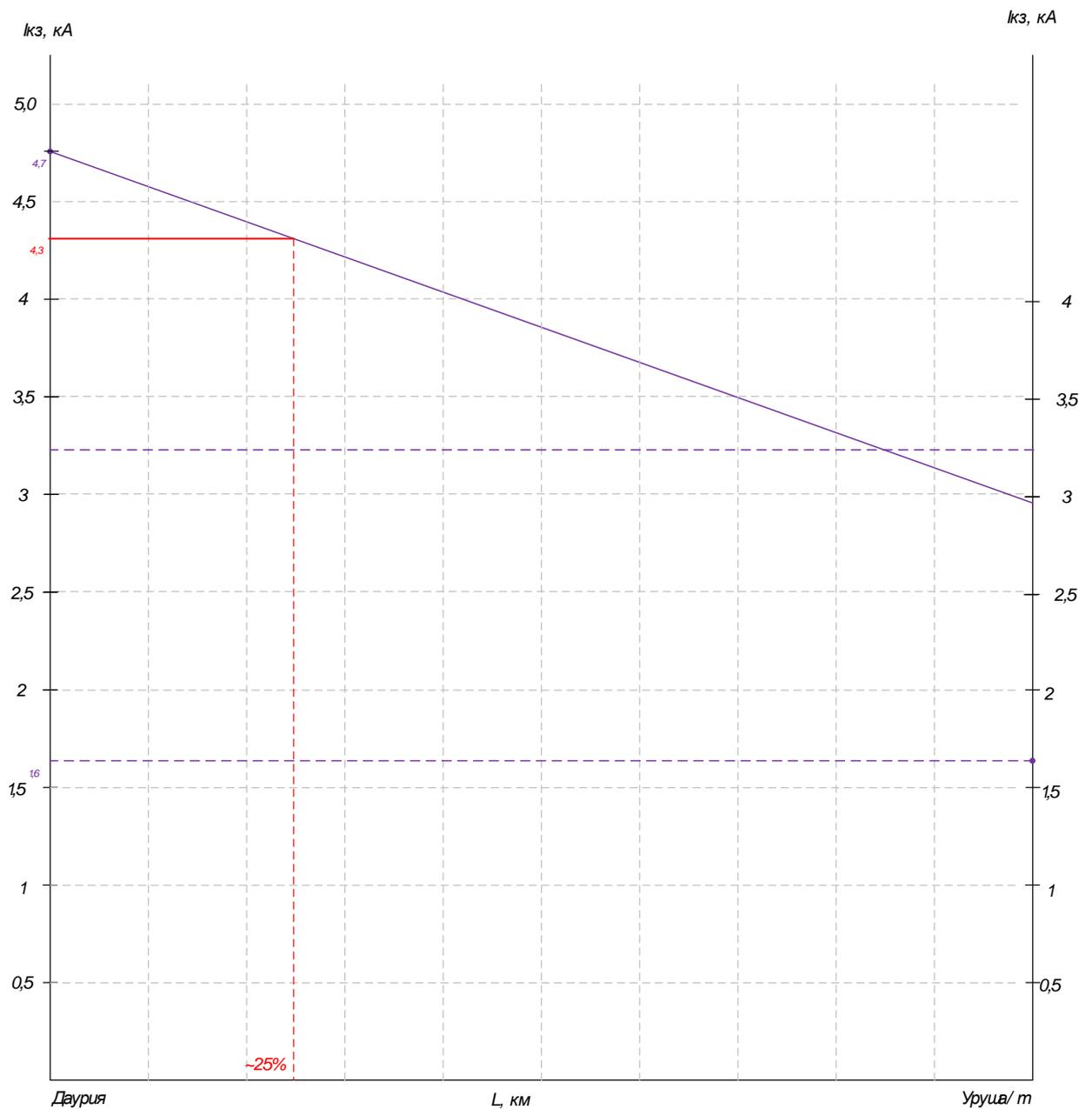


Рисунок 5.1 – Кривые спадаения токов 3-фазного КЗ для определения чувствительности МТО

Расчет показал достаточную чувствительность МТО и целесообразность ее применения в данной схеме.

5.5 Дифференциальная защита линии

Дифференциальная защита двухконцевой линии основана на пофазном сравнении векторов токов по концам защищаемой линии. Для отстройки от возможных небалансов в дифференциальном токе при внешних КЗ применено

торможение с возможностью выбора способа задания формирования тормозной величины.

Комплект терминалов, установленных на разных концах ВЛ, представляет собой устройство с единой системой векторов сигналов (токов). Для этого в терминалах обеспечивается одновременность взятия цифровых отсчетов аналоговых сигналов и синхронность цифровой обработки сигналов.

Связь между полуккомплектами ДЗЛ реализована по выделенному оптическому каналу ВОЛС, организованному в грозотросе ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т.

Далее покажем расчет уставок ДЗЛ. Расчёт тока срабатывания, отстройка от ёмкостного тока линий.

$$I_C \geq 3,43 \cdot 10^{-6} C_{уд} l_L f_{НОМ} U_{НОМ}, \quad (5.20)$$

где $C_{уд}$ - удельная ёмкость линий, нФ/км;

l_L - длина линии, км;

$f_{НОМ}$ - номинальная частота, Гц;

$U_{НОМ}$ - номинальное напряжение линии, кВ.

$$I_{C3} \geq k_{отс} \cdot I_C, \quad (5.21)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, $k_{отс} = 2-4$.

$$I_C \geq 3,43 \cdot 10^{-6} \cdot 10,2 \cdot 75,6 \cdot 50 \cdot 220 = 29 \text{ А}.$$

$$I_{C3} \geq 4 \cdot 29 = 117 \text{ А}.$$

Отстройка от нагрузочного режима:

$$I_{C3} \geq I_{нагр};$$

Ток нагрузки принимаем максимальный из рассчитанных.

$$I_{C3} \geq 400 \text{ А}.$$

Принимаем $I_{C3} = 400 \text{ A}$.

Коэффициент чувствительности согласно ПУЭ:

$$k_q \geq \frac{1200}{400} = 3 \geq 2.$$

Определение характеристик торможения. Используем секторную характеристику несрабатывания ДЗЛ, представленную на рисунке 5.3.1.

Коэффициент торможения и угол блокирования определим по номограммам. Определим постоянную времени апериодической составляющей тока КЗ:

$$\tau = \frac{X}{\omega R} \tag{5.22}$$

$$\tau = \frac{0,394}{314 \cdot 0,098} = 13 \text{ мс}$$

Кратность тока КЗ составит:

$$K = \frac{10900}{400} = 27$$

Принятые уставки и таблицы параметрирования ДЗЛ ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т представлены в таблице 5.3. Характеристика срабатывания на основе полученных расчетов изображены на рисунке 5.3. Подробные расчеты ДЗЛ представлены в приложении В.

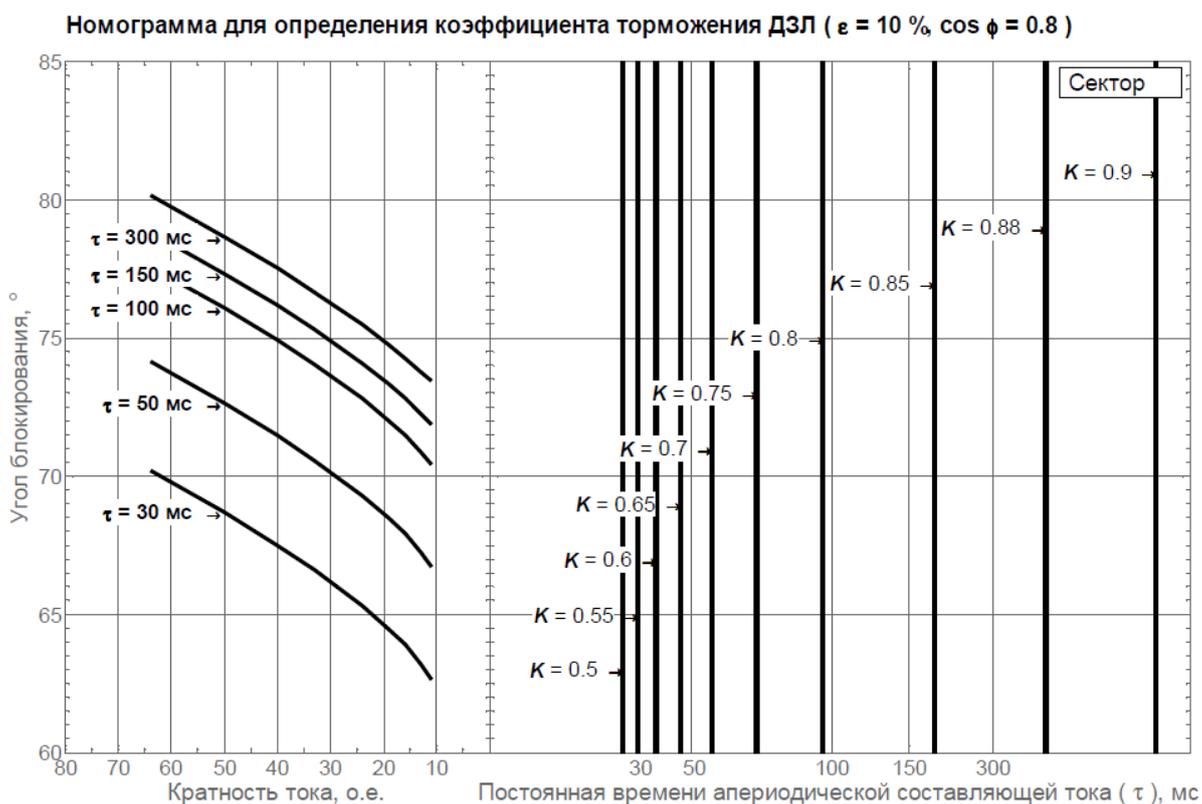


Рисунок 5.2 - Номограмма для определения коэффициента торможения и угла блокировки ДЗЛ

$$k_{ТОРМ} = 0,5 \quad \phi_{БЛОК} = 65^{\circ}$$

Таблица 5.3 – Результаты расчёта ДЗЛ

Параметр (первич/вторич)	Диапазон (первич/вторич)	Значение	
		Первичное	Вторичное
1	2	3	4
Базисный ток, А/А	300 – 2000 / 0,1 – 16,0	1000	1
Ток срабатывания ДЗЛ, А/о.е.	200 – 2000 / 0,2-2	400	0,4
Коэффициент торможения ДЗЛ, о.е.	0,3 – 0,9	0,5	
Вид торможения	Сумма модулей, сумма векторов, сектор	Сектор	
Угол сектора блокировки, °	0 – 89	65	

1	2	3	4
Компенсация ёмкостного тока	Предусмотрена/ не предусмотрена	Не предусмотрена	
Работа на ВЛ с ответвлениями	Предусмотрена/ не предусмотрена	Не предусмотрена	
Задержка на срабатывание ДЗЛ, с	0 – 0,150	0,05	

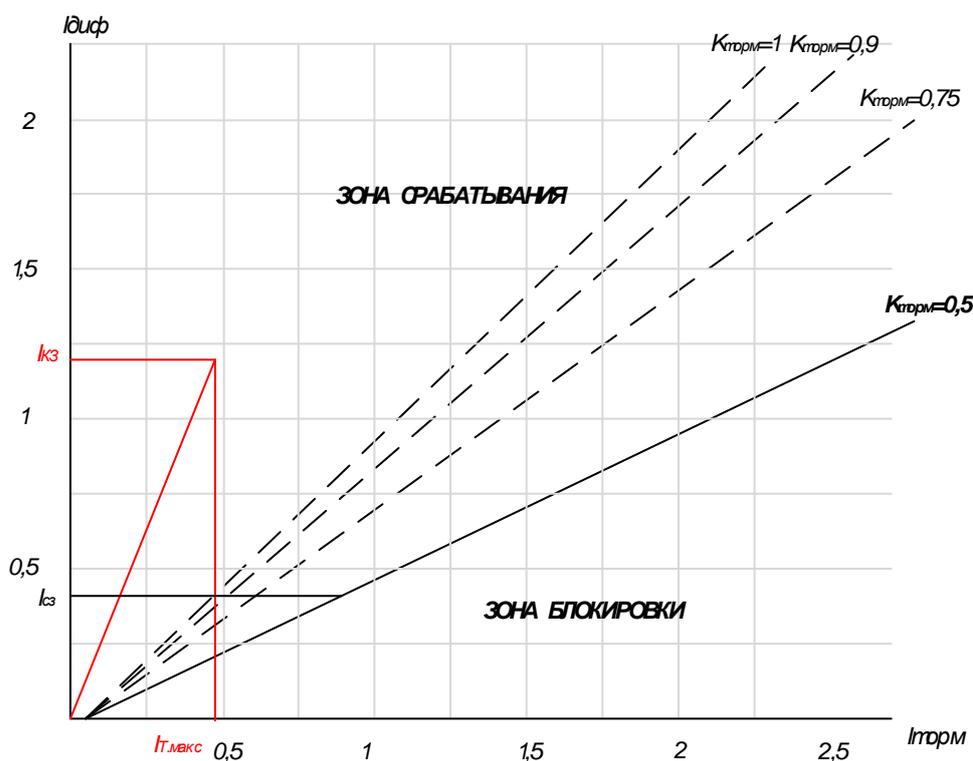


Рисунок 5.3 – Характеристика работы ДЗЛ

5.6 Автоматика линии

Для выключателей 500 и 220 кВ на ПС 500 кВ Даурия предусматривается следующий набор функций:

- автоматика управления выключателем (АУВ);
- устройство автоматического повторного включения (АПВ);
- защита от непереключения фаз для выключателей 500 кВ с пофазным приводом (ЗНФ);
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

В соответствии с типовыми решениями для II архитектуры ПС все указанные функции предусматриваются в составе терминалов защит без использования отдельных терминалов АУВ:

- функции АУВ, АПВ, ЗНФ в комплектах защит присоединений (ЛЭП, АТ, ШР, СВ/ШСВ);
- функция УРОВ в составе каждого комплекта защит присоединения, в которых предусмотрены функции токового контроля в цепи отключаемого выключателя.

Для выключателя 220 кВ ввода АТ функции АУВ и АПВ в нормальном режиме используется в составе ШЭТ 1 комплекта основной защиты, а во 2-ом комплекте выведены в резерв.

Для выключателей ВЛ 220 кВ функции АУВ и АПВ в составе резервных защит используется в нормальном режиме, а в составе основных защит выведены в резерв.

Управление выключателями осуществляется в нормальном режиме с АРМа диспетчера через АСУ ТП. При выходе из строя АСУ ТП или АРМов диспетчера управление будет осуществляться при помощи функциональных клавиш на лицевой панели терминалов РЗ с функцией АУВ.

В качестве аварийного управления допускается использовать устройства управления, находящиеся в шкафу местного управления на территории соответствующего распределительного устройства (возле выключателя).

Любое действие на выключатель (включение или отключение) авторизованно фиксируется либо автоматикой выключателя, либо защитой, с расшифровкой времени отключения и с возможностью считывания этой информации в АСУ ТП.

В соответствии с нормативной документацией [14] устройство АПВ линий 220 кВ, отходящих от ПС 500 кВ Даурия, предусматривает:

- действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя линии и устройства АПВ с установленной выдержкой времени;

– запрет при отключении выключателя персоналом от ключа управления или с АРМ ОП ПС;

– возможность запрета ТАПВ от внешних устройств;

– взаимный запрет ТАПВ выключателей при неуспешном ТАПВ выключателя, включаемого первым (при наличии двух выключателей на линии);

– оперативный ввод/вывод ТАПВ, изменение алгоритма контроля ТАПВ посредством местного и (при наличии АСУ ТП) дистанционного управления;

– разные выдержки времени ТАПВ для линии и шин (при использовании автоматического опробования систем шин).

Функция ТАПВ для всех линий с двусторонним питанием предусматривает следующие виды контроля цепи пуска:

– ТАПВ с контролем отсутствия напряжения на линии и наличия напряжения на шинах;

– ТАПВ с контролем отсутствия напряжения на шинах и наличия напряжения на линии;

– ТАПВ с контролем симметрии напряжений и наличия синхронизма;

– ТАПВ с улавливанием синхронизма.

В соответствии с нормативной документацией [14] на всех выключателях 500 и 220 кВ предусматривается устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) с пуском от защит присоединений.

Функция УРОВ реализуется в составе каждого комплекта защит присоединения. При действии на отключение выключателя от защит выполняется пуск функции УРОВ (в составе своего комплекта защит) соответствующего выключателя, без перекрестного пуска от других комплектов защит. Исключением являются устройства РЗА, к которым не подводятся измерения переменного тока в цепи отключаемого от них выключателя (к примеру, КСЗ ВН АТ, КСЗ СН АТ). Для данного типа защит реализуется пуск внешних функций УРОВ, размещаемых в других комплектах

РЗА, в которых предусмотрены функции токового контроля в цепи отключаемого выключателя.

УРОВ предусмотрен со ступенчатым действием:

– первая ступень – действие без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя;

– вторая ступень – действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

Устройство резервирования при отказе выключателя имеет:

– пофазный пуск;

– пофазный контроль наличия тока;

– повторное отключение («действие на себя») с контролем по току без выдержки времени;

– действие на отключение смежных выключателей по истечении выдержки времени через выходные реле смежных элементов с запретом АПВ;

– сброс выдержки времени по факту исчезновения тока.

6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

6.1 Расчет молниезащиты

Молниезащита на ПС 500 кВ Даурия будет выполняться с помощью стержневых молниеотводов, расставленных по периметру подстанции. Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Расчет молниезащиты проводится по методике расчета для многократных стержневых молниеотводов, а именно зона защиты строится посредством попарно взятых соседних стержневых молниеотводов.

Размеры открытой части территории ПС 500 кВ Даурия – 50x50 м. Территория распределительного устройства подстанции защищается от прямых ударов молнии двумя отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, установленными на базе мачтовых опор ПМ-20, высотой 20,1 м и двумя молниеприёмниками, установленными на линейных порталах, высотой 16,3 м.

Покажем расчет зон защиты молниеотводом на примере молниеотвода М01 и М04. Подробный расчет представлен в приложении Г, масштабное отображение расчетных значений показано в графической части выпускной квалификационной работы.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 16,3 \text{ м}$$

$$h_4 = 20,1 \text{ м}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{14} = 28 \text{ м}$$

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{\text{эф}i} = 0,85h_i \quad (6.1)$$

Эффективная высота молниеотвода М01:

$$h_{\text{эф}1} = 0,85 \cdot 16,3 = 13,86 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1,1 - 0,002h_i)h_i \quad (6.2)$$

Для молниеотвода М01:

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 16,3)16,3 = 17,4 \text{ м}$$

Далее покажем расчет зоны защиты молниеотвода М01 на уровне ввода трансформатора. Высота защищаемого объекта: $h_x=4,9$ м. Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}i}} \right) \quad (6.3)$$

$$r_{x1} = 17,4 \left(1 - \frac{4,9}{13,86} \right) = 11,25 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между М01 и М04:

$$h_{\text{cx}ij'} = h_{\text{эф}i} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_i)(L_{ij} - h_i) \quad (6.4)$$

$$h_{\text{cx}ij''} = h_{\text{эф}j} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_j)(L_{ij} - h_j) \quad (6.5)$$

$$h_{\text{cx}ij} = \frac{h_{\text{cx}ij'} + h_{\text{cx}ij''}}{2} \quad (6.6)$$

$$h_{cx12'} = 13,86 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 16,3)(28 - 16,3) = 11,81 \text{ м};$$

$$h_{cx12''} = 17,1 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20,1)(28 - 20,1) = 15,7 \text{ м};$$

$$h_{cx12} = \frac{11,81 + 15,7}{2} = 13,75$$

Результаты расчета приведены в таблице 6.1. Графическое отображение зон защиты молниеотводов представлено в графической части выпускной работы.

Таблица 6.1 – Результаты расчета зон защиты молниеотводов

Параметр	Значение			
	2	3	4	5
1				
Молниеотвод	М01	М02	М03	М04
Высота, м	16,3	16,3	20,1	20,1
Эффективная высота, м	13,86	13,86	17,1	17,1
Радиус зоны защиты на уровне земли, м	17,4	17,4	21,3	21,3
Радиус зоны защиты на уровне защищаемого трансформатора, м	11,25	11,25	15,2	15,2
Радиус зоны защиты на уровне линейного портала, м	3,58	3,58	7,59	7,59

6.2 Расчет заземления

Проектирование заземляющего устройства производится в соответствии с требованиями седьмого издания ПУЭ, глава 1.7. Согласно ПУЭ величина допускаемого сопротивления заземляющих устройств в установках свыше 110 кВ с эффективно заземленной нейтралью составляет не более 0,5 Ом.

Принимаем двухслойную модель грунта. Из геологической карты Амурской области для Дауринского района, где расположена подстанция «Даурия» определяем, что на этой территории преобладают лугово-черноземовидные почвы с удельным сопротивлением $\rho_1 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и $\rho_2 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Для 3 климатической зоны толщина слоя сезонного изменения грунта 2,2

Расчет заземляющего устройства будем вести по методике представленной в [23].

Определяем эквивалентное сопротивление неоднородного грунта по графику, представленному в РД 153-34.3-35.125-99 [16]:

Алгоритм выбора:

Определим соотношение $\frac{\rho_1}{\rho_2}$:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{60}{200} = 0,3$$

Определим кривую, на которую нужно опустить перпендикуляр:

$$\frac{h_{1з} - h_з}{l_з} = \frac{2,5 - 0,5}{4} = 0,5$$

Определяем $\rho_{э\text{кв}}$ из полученного соотношения:

$$\frac{\rho_{э\text{кв}}}{\rho_2} = \frac{\rho_{э\text{кв}}}{200} = 0,5$$

$$\rho_{э\text{кв}} = 200 \cdot 0,5 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Эквивалентное сопротивление грунта составляет $\rho_{э\text{кв}} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Определяем площадь контура заземления.

Контур заземлителя расположен с выходом за границы ПС на 1,5 м для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя.

Геометрические размеры подстанции – 50x50 м.

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (6.7)$$

где $A = 50$ м-длина ПС;

$B = 50$ м-ширина ПС.

$$S = (50 + 2 \cdot 1,5) \cdot (50 + 2 \cdot 1,5) = 2809 \text{ м}$$

Принимаем диаметр вертикальных и горизонтальных электродов
 $d=12$ мм

Тогда их сечение:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (6.8)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 12^2}{4} = 113 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{тер} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (6.9)$$

где I - максимальный ток однофазного короткого замыкания, принимаем согласно расчетам главы 3 равным 6,11 кА;

T - время срабатывания РЗ при его отключении, складывается из полного времени отключения выключателя и выдержки времени, принимается равным 0,56 с [7];

β - коэффициент термической стойкости для ОРУ, для стали принимается равным 21 [7].

$$F_{тер} = \sqrt{\frac{6110^2 \cdot 0,56}{400 \cdot 21}} = 50 \text{ мм}^2$$

$$113 \text{ мм}^2 > 50 \text{ мм}^2$$

Сечение проходит проверку по термической стойкости

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

Коррозийная зона выбирается по [18] и принимается К4.

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (6.10)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + d_k, \quad (6.11)$$

где $T=240$ мкс- время использования заземлителя за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, d_k - справочные коэффициенты, зависящие от коррозионной зоны и соответственно равны 0,0026; 0,0092; 0,0104; 0,0224.

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3(240) + 0,0092 \cdot \ln^2(240) + 0,0104 \cdot \ln(240) + 0,0224 = 0,784$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,784 \cdot (12 + 0,784) = 31,47 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F \geq F_{КОР} + F_{мер} \quad (6.12)$$

$$F_{КОР} + F_{мер} = 31,47 + 50 = 81,5 \text{ мм}^2$$

$$113 \text{ мм}^2 > 81,5 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение удовлетворяет условию.

Найдем общую длину полос в сетке:

$$L_T = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}}, \quad (6.13)$$

где $l_{П-П}$ - расстояние между полосами сетки, по ПУЭ принимаем 5 м.

$$L_T = (50 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(50 + 2 \cdot 1,5)}{5} + (50 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(50 + 2 \cdot 1,5)}{5} = 1124 \text{ м}$$

Определим число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (6.14)$$

$$m = \frac{1124}{2 \cdot \sqrt{2809}} = 10,6$$

Принимаем $m=11$

Длина стороны ячейки:

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (6.15)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{2809}}{11} = 4,8 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) \quad (6.16)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2809} \cdot (11+1) = 1272 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (6.17)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами, принимается равное 5 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{2809}}{5} = 42$$

Принимаем вертикальные электроды диаметром $d=12$ мм, и длиной $l=5$ м. В этом случае вертикальные электроды будут находится в слое грунта, не подверженному сезонным изменениям.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_S = \rho_{\text{экс}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right) \quad (6.18)$$

где A – коэффициент подобия, определяется по [19], зависит от отношения: $A = \frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,094$ и принимается равным 0,161.

$$R_S = 100 \cdot \left(\frac{0,161}{\sqrt{2809}} + \frac{l}{1272 + 42 \cdot 5} \right) = 0,371 \text{ Ом}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R_S \cdot \alpha_u, \quad (6.19)$$

где α_u – импульсный коэффициент, определяется как:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экс}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (6.20)$$

где I_M – значение тока молнии, принимается равный 60 кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2809}}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,343$$

$$R_u = 0,371 \cdot 1,343 = 0,49 \text{ Ом}$$

Как видно, полученные стационарное и импульсное сопротивление заземляющего устройства не превышают 0,5 Ом, следовательно, расчеты выполнены верно.

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА

Цель данного раздела является определение оптимального варианта развития района реконструкции на основании расчёта экономической эффективности.

7.1 Расчет капиталовложений

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [6]:

- капиталовложения на сооружение подстанций, $K_{ПС}$;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП, $K_{ВЛ}$.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (7.1)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории [6].

Капиталовложения на сооружение подстанции, в данном случае, определяются по формуле:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (7.2)$$

где $K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле [6]:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l \quad (7.3)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 4,7$ и коэффициента зоны $K_{зон} = 1,5$. Значения укрупненных стоимостных показателей приведены в справочнике [11].

$$K_{ВЛ} = 12,408 \cdot 10^4 \cdot 4,7 \cdot 1,5 = 87,5 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ПС} = 4,7 \cdot (26000 + 25800) = 24,3 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K = 87,5 \cdot 10^5 + 24,3 \cdot 10^5 = 112 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

7.2 Расчет потерь электрической энергии

Условно-постоянные потери для воздушных линий – это потери на корону, они определяются по приказу Министерства энергетики РФ [25].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП в зимнее и летнее время года [5]:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} \quad (7.4)$$

где ΔP_K – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения, равно 0,008.

Потери в воздушных линиях определяются по формуле [3]:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{НЕСК.ЭФ}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{НЕСК.ЭФ}^Л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л + \Delta W_K \quad (7.5)$$

где $T_3, T_Л$ – количество зимних и летних часов (4800 и 3960 часов соответственно);

ΔW_K – потери на корону, учитываются в ВЛ свыше 110 кВ включительно.

Потери на корону вычисляется по формуле [3]:

$$\Delta W_K = \Delta P_K \cdot L_n \cdot 8760 \quad (7.6)$$

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

$$\Delta W_K = \Delta P_K \cdot L_n \cdot 8760 = 0,008 \cdot 27,5 \cdot 8760 = 1927 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ВЛ1} = \frac{(112)^2 + (42)^2}{110^2} \cdot 6,32 \cdot 4800 + \frac{(112)^2 + (42)^2}{110^2} \cdot 6,32 \cdot 3960 = 1426,83 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ВЛ2} = \frac{(112)^2 + (42)^2}{110^2} \cdot 5,30 \cdot 4800 + \frac{(112)^2 + (42)^2}{110^2} \cdot 5,30 \cdot 3960 = 1325,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W = 1427 + 1325 = 1891 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

7.3 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [6]:

$$I = I_{AM} + I_{РЭО} + I_{\Delta W} \quad (7.7)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{РЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [6]:

$$I_{РЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (7.8)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{тэоПС} = 0,059$).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет), [6]:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СП}} \quad (7.9)$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии [6]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (7.10)$$

где ΔW - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ – нерегулируемая составляющая в ставке покупки потерь электроэнергии за 2023 год для Приморья – 3,121 тыс.руб/МВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 1891 \cdot 3,12 = 6 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{AM} = \frac{112 \cdot 10^5}{20} = 5,6 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{РЭО} = 0,008 \cdot 87,5 \cdot 10^5 + 0,059 \cdot 24,3 \cdot 10^5 = 2,13 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$I = 6 \cdot 10^4 + 5,6 \cdot 10^3 + 2,13 \cdot 10^3 = 86,9 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (7.11)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

$$Z = 0,1 \cdot 112 \cdot 10^5 + 87 \cdot 10^3 = 1207 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в реконструкцию составят:

$$K = 112 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

7.4 Оценка экономической эффективности

Выполним расчет срока окупаемости вложенных средств в реализацию модернизации. Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности является оценка выручки от реализации проекта.

Полезно отпущенную часть электроэнергии потребителю принимаем на основании данных потребления на рассматриваемый год. Исходя из максимального потребления – 112 МВт, и количества часов в году – 8760 ч., получаем полезно отпущенную часть электроэнергии за год – 981000 МВтч.

$$O_{pi} = W_i \cdot T_i, \quad (7.12)$$

где $W_i = 981000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ – полезно отпущенная потребителю электроэнергия;

T_i - тариф на передачу электроэнергии, руб./МВтч;

$$O_{pi} = 981000 \cdot 202,4 = 44,32 \text{ млн.руб}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект.

$$T_{ок} = \frac{112000000}{198578688} = 0,5 \text{ г.}$$

Исходя из полученных результатов, делаем вывод об относительно быстрой окупаемости вложенных инвестиций, что делает предложенный проект по реконструкции ПС 500 кВ Даурия инвестиционно привлекательным.

Для привлечения инвесторов потребуется рассмотрение экономической составляющей проекта на более детальном уровне и может быть рассмотрен в магистерской диссертации.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Реконструкция первичного оборудования ПС 500/220/35 кВ «Даурия» в данной выпускной квалификационной работе касается выбора нового оборудования для распределительного устройства 500/220/35 кВ. В ходе работы был выбран вариант компоновки – КРУЭ.

В частности, бакалаврской работой предусмотрена проверка оборудования 220 кВ, которая была произведена в главе 4. Таким образом, на ПС 500/220/35 кВ «Даурия» приняты следующие объемы первичного оборудования:

- КРУЭ 500 кВ Shandong Taikai High-voltage Switchgear Co, в составе которого:

- выключатели ZF 25-500(I);
- разъединители и заземляющие разъединители DS-500/3150
- трансформаторы тока LR-500;
- трансформаторы напряжения JDQXF3-500;

- ОРУ 220 кВ Shandong Taikai High-voltage Switchgear Co , в составе которого:

- выключатели ZF 16-220(I);
 - разъединители и заземляющие разъединители DS-220/3150
 - трансформаторы тока LR-220;
 - трансформаторы напряжения JDQXF3-220;
- 2 силовых автотрансформатора АДЦТН-167000/500/220/35 У1.

В данной главе будут рассмотрены вопросы безопасности и экологичности на объекте, а также безопасности при возникновении чрезвычайных ситуаций.

8.1 Безопасность

В данном подразделе приведем общие требования, которых следует придерживаться при эксплуатации высоковольтных ЛЭП. Данные требования регламентированы действующими редакциями ПУЭ и ПТЭ [7].

Эксплуатация электроустановок должна осуществляться с соблюдением требований Правил, нормативных правовых актов Российской Федерации, устанавливающих требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок и обеспечению качества электрической энергии, утвержденных Минэнерго России в соответствии с нормативными правовыми актами, устанавливающими требования надежности и безопасности в сфере электроэнергетики, и на основании технической (в том числе инструктивной и оперативной) документации, разработанной и утвержденной потребителем в соответствии с главой III Правил, а также с учетом требований проектной документации и документации организаций - изготовителей оборудования, входящего в состав электроустановок.

При эксплуатации электроустановок потребитель должен обеспечить:

- а) содержание электроустановок в исправном состоянии и их безопасную эксплуатацию;
- б) проведение технического обслуживания и ремонта электроустановок в целях поддержания исправного состояния и безопасной эксплуатации электроустановок;
- в) соответствие технических характеристик и параметров технологического режима работы электроустановок указанным в пункте 6 Правил требованиям, обеспечивающим нахождение параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы в пределах допустимых значений;
- г) подготовку и подтверждение готовности работников, осуществляющих трудовые функции по эксплуатации электроустановок (далее - персонал),

к выполнению трудовых функций в сфере электроэнергетики, связанных с эксплуатацией электроустановок, в соответствии с главой IV Правил;

д) оперативно-технологическое управление электроустановками;

е) контроль за техническим состоянием электроустановок и эксплуатацией принадлежащих потребителю на праве собственности или ином законном основании объектов по производству электрической энергии, в том числе работающих автономно от электроэнергетических систем;

ж) содержание в исправном состоянии устройств релейной защиты и автоматики, необходимых для защиты линий электропередачи (далее - ЛЭП) и оборудования, входящего в состав электроустановок (далее - оборудование);

з) контроль за соблюдением режимов работы электроустановок и потребления электрической энергии, заданных гарантирующим поставщиком (энергосбытовой, энергоснабжающей организацией), сетевой организацией в соответствии с условиями договоров энергоснабжения, купли-продажи (поставки) электрической энергии и мощности или договоров об оказании услуг по передаче электрической энергии, заключенных в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации.

В частности, при эксплуатации воздушных ЛЭП, все элементы ВЛ должны соответствовать государственным стандартам, строительным нормам и правилам Российской Федерации, требованиям ПУЭ [7].

При проектировании, строительстве, реконструкции и эксплуатации ВЛ должны соблюдаться требования «Правил охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 В» и действующих санитарно-эпидемиологических правил и нормативов.

Элементы ВЛ рассчитываются на сочетания нагрузок, действующих в нормальных, аварийных и монтажных режимах. Сочетания климатических и других факторов в различных режимах работы ВЛ (наличие ветра, гололеда, значение температуры, количество оборванных проводов или тросов и пр.) определяются в соответствии с действующими требованиями и нормативами.

Основными характеристиками нагрузок являются их нормативные значения, которые устанавливаются настоящими Правилами, а для нагрузок, не регламентированных ими, - в соответствии со строительными нормами и правилами.

Расчетные значения нагрузок определяются как произведение их нормативных значений на коэффициенты надежности по нагрузке, надежности по ответственности, условий работы, региональные. При расчете элементов ВЛ расчетные нагрузки могут дополнительно умножаться на коэффициент сочетаний. Необходимость применения коэффициентов и их значения устанавливаются согласно ПУЭ [7].

При отсутствии указаний о значениях коэффициентов они принимаются равными единице.

Нормативные значения нагрузок от веса оборудования, материалов, оттяжения проводов, грозозащитных тросов принимаются на основании государственных стандартов или в соответствии с указаниями настоящих Правил.

Основной характеристикой сопротивления материала элементов ВЛ являются:

- разрывное усилие (для проводов и тросов), механическая (электро-механическая) разрушающая нагрузка (для изоляторов), механическая разрушающая нагрузка (для линейной арматуры), указанные в стандартах или технических условиях на эти изделия;

- нормативные и расчетные сопротивления материала опор и фундаментов, устанавливаемые нормами проектирования строительных конструкций.

На ВЛ 110 кВ и выше длиной более 100 км для ограничения несимметрии токов и напряжений должен выполняться один полный цикл транспозиции.

Двухцепные ВЛ 110 кВ и выше рекомендуется выполнять с противоположным чередованием фаз цепей (смежные фазы разных цепей должны быть разноименными). Схемы транспозиции обеих цепей рекомендуется выполнять одинаковыми.

Допускаются увеличение длины нетранспонированной ВЛ, выполнение неполных циклов транспозиции, различные длины участков в цикле и увеличение числа циклов. Вносимая при этом данной ВЛ расчетная несимметрия по условиям обеспечения надежной работы релейной защиты не должна превышать 0,5 % по напряжению и 2 % по току обратной последовательности.

Шаг транспозиции по условию влияния на линии связи не нормируется.

Для ВЛ с горизонтальным расположением фаз рекомендуется упрощенная схема транспозиции (в месте транспозиции поочередно меняются местами только две смежные фазы).

На ВЛ с горизонтальным расположением фаз и двумя тросами, используемыми для высокочастотной связи, для снижения потерь от токов в тросах в нормальном режиме рекомендуется выполнять скрещивание (транспозицию) тросов. Количество скрещиваний должно выбираться из условий самопогасания дуги сопровождающего тока промышленной частоты при грозовых перекрытиях искровых промежутков на изоляторах тросов.

Схема скрещивания должна быть симметрична относительно каждого шага транспозиции фаз и точек заземления тросов, при этом крайние участки рекомендуется принимать равными половине длины остальных участков.

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов, а также РД 34.03.603 «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины, компрессорные установки и воздухохорники, приспособления и инструмент должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда, правилами Госгортехнадзора и РД 34.03.204 «Правилами безопасности при работе с инструментом и приспособлениями», а также инструкциями заводов–изготовителей.

Инструкции по охране труда для рабочих и служащих приводятся в соответствии с ПТБ.

Порядок обучения и проверки знаний работающих должен соответствовать «Руководящим указаниям по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях».

Рабочие и инженерно–технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ [5].

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

Безопасные методы и способы ведения строительно–монтажных работ должны соответствовать предусмотренных в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности [2].

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

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

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током на подстанции предусматривается защитное заземление.

.2 Экологичность

Интенсивность электрической и магнитной составляющих электромагнитного поля, создаваемого ВЛ при максимальных рабочих параметрах (напряжении и токе) и при абсолютной максимальной температуре воздуха для населенной местности, не должна превышать предельно допустимых значений, установленных в действующих санитарно-эпидемиологических правилах и нормативах.

Для ненаселенной и труднодоступной местности температура воздуха при предельно допустимой напряженности электрического поля принимается равной температуре воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,99.

По окончании сооружения или реконструкции ВЛ необходимо выполнять:

- землевладевание земель, отводимых в постоянное пользование;
- рекультивацию земель, отводимых во временное пользование;
- природоохранные мероприятия, направленные на минимальное нарушение естественных форм рельефа и сохранение зеленых насаждений и естественного состояния грунта;
- противоэрозионные мероприятия.

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране окружающей природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости. В электроустановках должны быть предусмотрены сбор и удаление отходов: химических веществ, масла, мусора, технических вод и т.п. В соответствии с действующими требованиями по охране окружающей среды должна быть исключена возможность попадания указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги, а также на территории, не предназначенные для хранения таких отходов. [7]

В данном разделе рассмотрен вопрос экологичности при эксплуатации силового трансформаторного оборудования с большим содержанием масла в баке. В качестве расчета, приведем пример для трансформаторов 220 кВ АТДЦТН-80000/220/110/35 У1.

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

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) предусматривается сооружение под трансформаторами маслоборных ям (маслоприемников) с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслоборник.

Для проектируемой подстанции Даурия проведем расчет размеров маслоприемника для автотрансформатора АТДЦТН – 125000/500/220/35 У1.

Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик автотрансформатора и занесены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Параметры рассматриваемого силового трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Марка	АТДЦТН-167000/500/220/35 У1
Мощность, МВА	167
Масса полная, т	130
Масса масла, т	39,4
Высота, м	6,81
Длина, м	9,7
Ширина, м	5,47

Определим длину $A_{мп}$ и ширину $B_{мп}$ маслоприемника:

$$A_{мп} = A_m + 2 \cdot \Delta , \quad (8.1)$$

$$B_{мп} = B_m + 2 \cdot \Delta , \quad (8.2)$$

где A_m – длина силового трансформатора, м;

B_m – ширина силового трансформатора, м;

Δ – выступы за габариты трансформатора, согласно ПУЭ при массе масла 1-50 т, не должны быть менее 1,5 м.

$$A_{мп} = 9,7 + 2 \cdot 1,5 = 12,7 \text{ м} ,$$

$$B_{мп} = 5,47 + 2 \cdot 1,5 = 8,47 \text{ м} .$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{мп} = A_{мп} \cdot B_{мп} , \quad (8.3)$$

$$S_{мп} = 12,7 \cdot 8,47 = 107,6 \text{ м}^2 .$$

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{тм} = \frac{M_{тм}}{\rho_{тм}} , \quad (8.4)$$

где $M_{тм}$ – масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{тм}$ – плотность трансформаторного масла, принимаем 890 кг/м^3

$$V_{тм} = \frac{39,4 \cdot 10^3}{890} = 44,3 \text{ м}^3 .$$

Таким образом, глубина маслоприемника с отводом масла принятой конструкции равна:

$$h_{mn} = \frac{V_{mm}}{S_{mn}} + h_g + h_z, \quad (8.5)$$

где h_g – глубина воздушного зазора между гравием на решетки и нулевой отметки ОРУ, м (не менее 75 мм);

h_z – толщина гравия (щебня), м (0,25 м).

$$h_{mn} = \frac{44,3}{107,6} + 0,075 + 0,25 = 0,74 \text{ м}.$$

При принятых выше обозначениях и требованиях к маслосборнику его объём должен быть не менее:

$$V_{mc} \geq V_{mm} + V_{вода}, \quad (8.6)$$

Объём воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{вода} = 0,8 \cdot l \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{БПТ}), \quad (8.7)$$

где l – интенсивность пожаротушения, равная 0,2 л/(с·м²);

t – нормативное время пожаротушения, равное 1800 с;

$S_{БПТ}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м².

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H_m \cdot (A_m + B_m), \quad (8.8)$$

где H_m – высота трансформатора, м.

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 6,81 \cdot (9,7 + 5,47) = 206,6 \text{ м}^2,$$

$$V_{вода} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (107,6 + 206,6) = 90,5 \text{ м}^3,$$

$$V_{мс} = 44,3 + 90,5 = 135 \text{ м}^3.$$

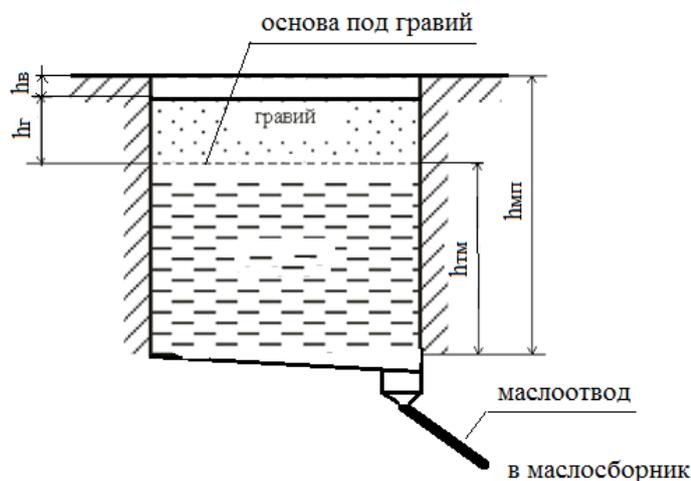


Рисунок 8.1 – Эскиз маслоприемника

8.3 Чрезвычайные ситуации

Линии электропередач служат, в первую очередь, для передачи электрической энергии по проводам. При их отключении снижается надёжность передачи, снижается пропускная способность системообразующих связей и иным негативным последствиям. Следует отметить, что одним из важнейших моментов при возникновении или угрозе возникновения рисков нарушения электроснабжения потребителя является организационная работа по обеспечению безопасности электроснабжения [35].

Правительственная комиссия по обеспечению безопасности электроснабжения (федеральный штаб) является координационным органом, образованным для обеспечения согласованности действий федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, штабов по обеспечению безопасности электроснабжения, создаваемых в субъектах Российской Федерации в соответствии с Федеральным законом "Об электроэнергетике" (далее - региональные штабы), организаций топ-

тивно-энергетического комплекса, транспорта и других заинтересованных организаций (далее - организации) в целях реализации государственной политики в области обеспечения безопасности электроснабжения.

2. Федеральный штаб осуществляет свою деятельность во взаимодействии с федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, региональными штабами и организациями.

3. Основными задачами федерального штаба являются:

а) координация деятельности региональных штабов;

б) обеспечение согласованности действий федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организаций при решении вопросов предотвращения и ликвидации последствий нарушения электроснабжения, организации безопасной эксплуатации объектов электроэнергетики и энергетических установок потребителей электрической энергии;

в) координация оперативного информационного обмена между федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и субъектами электроэнергетики в случае возникновения внештатных ситуаций на объектах электроэнергетики.

4. Федеральный штаб с целью выполнения возложенных на него задач осуществляет следующие функции:

а) организует взаимодействие с региональными штабами, субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, в том числе в случае созыва в установленном порядке заседаний региональных штабов при возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения, возникновении или угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов на территории двух или более субъектов Российской Федерации;

б) рассматривает прогнозы развития ситуации в условиях режима с высокими рисками нарушения электроснабжения либо при возникновении или угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов;

в) рассматривает оперативные вопросы обеспечения безопасности электроснабжения;

г) организует проведение согласительных процедур по урегулированию разногласий между субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии и поставщиками топлива при возникновении либо угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов;

д) дает рекомендации по введению в действие, отмене и корректировке в установленном порядке графиков ограничения снабжения газом потребителей в случае нарушения технологического режима работы газотранспортной системы, а также графиков перевода потребителей газа на резервные виды топлива;

е) рассматривает вопросы обеспечения готовности субъектов электроэнергетики к работе в осенне-зимний период и своевременного накопления необходимых запасов резервных видов топлива предприятиями электроэнергетики, вырабатывающими электроэнергию с использованием природного газа.

5. Федеральный штаб в пределах своей компетенции имеет право:

а) запрашивать у федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций необходимые материалы и информацию;

б) заслушивать на своих заседаниях представителей федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций;

в) привлекать для участия в своей работе представителей федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций;

г) вносить в установленном порядке в Правительство Российской Федерации предложения по вопросам, требующим решения Президента Российской Федерации или Правительства Российской Федерации;

д) направлять федеральным органам исполнительной власти, органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организациям рекомендации по принятию мер для предотвращения и ликвидации последствий нарушения электроснабжения, а также при необходимости давать указания федеральным органам исполнительной власти и региональным штабам.

Решения федерального штаба, принимаемые в соответствии с его компетенцией, являются обязательными для всех органов исполнительной власти и региональных штабов.

6. Состав федерального штаба утверждается Правительством Российской Федерации.

Руководителем федерального штаба является Министр энергетики Российской Федерации, который организует работу федерального штаба и несет ответственность за выполнение возложенных на него задач.

Руководитель федерального штаба имеет заместителей.

7. Заседания федерального штаба созываются по решению руководителя федерального штаба или его заместителя и проводятся по мере необходимости.

Заседания федерального штаба проводит руководитель федерального штаба или по его поручению один из его заместителей.

Члены федерального штаба принимают участие в его заседаниях без права замены.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы была достигнута основная цель – выполнено проектирование новых устройств РЗА реконструируемой ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т по причине строительства новой ПС 500/220/35 кВ «Даурия» и заводов реконструируемых ЛЭП в распределительное устройство вновь вводимой подстанции.

При осуществлении поставленной задачи был выполнен следующий объем работ:

- выполнена климатогеографическая оценка местности, а именно – района реконструкции;

- произведен расчет электрических нагрузок на ПС 500/220/35 кВ «Даурия» с учетом прогнозируемого роста энергопотребления в рассматриваемом районе;

- выполнены выбор и проверка основного оборудования подстанции Даурия согласно всех необходимым требованиям и нормативно-техническим нормам, замена которого не требуется и не предусмотрена по данному титулу выпускной квалификационной работы;

- выполнено проектирование устройств РЗА реконструируемой линии электропередачи напряжением 220 кВ «Даурия – Уруша/т» со стороны вновь вводимой подстанции;

- в работе произведена экономическая оценка объемов произведенных реконструкций, с учетом затрат на строительство новых линий электропередач, а также произведена оценка экономической эффективности проекта, которая показала высокую инвестиционную привлекательность вложений;

- в ходе работы произведена реконструкция системы молниезащиты, заземления, рассмотрены вопросы безопасной и экологичной эксплуатации электроустановки.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2011, – 86 с.
- 3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2013. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 1987. – 280 с.
- 6 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2012. – 320 с.
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 8 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.
- 10 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2012 – 368 с.
- 11 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 15.05.2023).

12 Колюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 10.06.2023).

13 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: https://www.websor.ru/va_99m.html. (дата обращения 2.06.2023).

15 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2011.

16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

17 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.

18 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.

19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

21 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

22 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2023).

23 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2013.

24 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

25 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

26 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

27 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

28 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

29 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

30 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

31 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14)

32 Материалы преддипломной практики

33 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.-М.: Энергоатомиздат, 1990.-576 с.