

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии электропередачи напряжением 220 кВ подстанция Магдагачи - подстанция Гонжатыга

Исполнитель
студент группы 742-об4

(подпись, дата)

В.А. Телеутов

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
ассистент

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

Министерство образования и науки 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
« ____ » _____ 2021 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Телеутова Вячеслава Андреевича
1. Тема выпускной квалификационной работы Модернизация релейной защиты и автоматики
воздушной линии электропередачи напряжением 220 кВ подстанция Магдагачи - подстанция
Гонжа-тяга

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, пере-
чень потребителей, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке во-
просов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Основные технические решения
3. Выбор оборудования и варианта схемы РУ-220 кВ на ПС 220 кВ Магдагачи. 4. Релейная
защита и автоматика 5. Молниезащита и заземление. 6. Безопасность и экологич-
ность.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Схема прилегающей сети ПС 220 кВ
Магдагачи. 2. Электрическая схема соединений ПС 220 кВ Магдагачи. 3. План ПС 220 кВ Маг-
дагачи. 4. План заземления и молниезащиты ПС 220 кВ Магдагачи. 5. Структурно функцио-
нальные схемы РЗА 6. Схема распределения устройств РЗА по ТТ и ТН ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ
Магдагачи
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним
разделов): Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков
7. Дата выдачи задания _____
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Александр Николаевич Козлов, доцент,
канд.техн.наук.

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 94 с., 6 рисунков, 21 таблицу, 38 источников, 1 приложение.

ЗАХОДЫ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ОШИНОВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, УРОВЕНЬ ШУМА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА.

В бакалаврской работе были рассмотрены варианты реконструкции ОРУ 220 кВ на ПС 220 кВ Магдагачи. Определены электрические нагрузки объекта, произведен расчет токов короткого замыкания, выбрано необходимое оборудование, спроектирована однолинейная схема. Выполнен расчет молниезащиты и заземления ПС, произведен расчет цифровой защиты ЛЭП 220 кВ на базе терминалов «ЭКРА». Рассмотрен вопрос охраны труда на подстанции, рассчитан уровень шума исходящий от трансформаторов.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 Географическая характеристика района размещения ПС 220 кВ Магдагачи	9
1.2 Климатическая характеристика района размещения ПС	9
2 Основные технические решения	12
2.1 Основные характеристики реконструируемого объекта и источников питания	12
2.2 Основные электротехнические решения переустраиваемых заходов ЛЭП на реконструируемую ПС 220 кВ Магдагачи	17
3 Выбор оборудования и варианта схемы РУ-220 кВ на ПС 220 кВ Магдагачи	18
3.1 Выбор схемы РУ 220 кВ ПС 220 кВ Магдагачи	18
3.2 Сравнение и выбор варианта реконструкции	21
3.3 Проверка и выбор силовых трансформаторов	25
3.4 Расчет токов короткого замыкания	28
3.5 Проверка высоковольтного оборудования	35
3.6 Выбор и проверка высоковольтных выключателей	36
4 Релейная защита и автоматика	40
4.1 Релейная защита воздушных линий напряжением 220 кВ	40
4.2 Релейная защита, автоматика ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/г	42
4.3 Расчет уставок ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/г	43
4.4 УРОВ ПС 220 кВ Магдагачи	62
4.5 АУВ и ТАПВ 220 кВ	64
5 Молниезащита и заземление ПС 220 кВ магдагачи	66
5.1 Перечень мероприятий по заземлению и молниезащите	66
5.2 Расчет контура заземления ПС	67

5.3	Молниезащита ПС	70
6	Организационно-экономическая часть	74
6.1	Выбор фирмы производителя и марки МПРЗ	74
6.2	Капиталовложения в реализацию проекта	74
6.3	Расчёт эксплуатационных издержек	76
7	Безопасность и экологичность	78
7.1	Охрана труда на ПС 220 кВ Магдагачи	78
7.2	Экологичность	79
7.3	Пожарная безопасность	83
7.4	Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера	87
	Заключение	90
	Библиографический список	91
	Приложение А	95

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ВЧБ – высокочастотная блокировка;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

ДЗ – дистанционная защита;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

ЗНФ – защита от непереключения фаз;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КЗ – короткое замыкание;

МФТО – междуфазная токовая отсечка;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РАС – регистратор аварийных событий;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СВ – секционный выключатель;

СН – среднее напряжение;

ТАПВ – трехфазное автоматическое повторное включение;

ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд.

ВВЕДЕНИЕ

Основным потребителем Западного энергорайона ЭС Амурской области (ЗЭР ЭС) является нагрузка тяговых подстанций ОАО «РЖД», которая представлена Забайкальской железной дорогой и составляет около 50 % от потребления всего энергорайона. Дорога с электрической тягой является потребителем первой категории. Характер нагрузки потребителей – промышленный.

Тема ВКР – «Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии электропередачи напряжением 220 кВ подстанции Магдагачи - подстанции Гонжа-тяга».

Таким образом, целью работы является реконструкция релейной защиты и автоматики ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа на ПС 220 кВ Магдагачи с целью повышения надежности электроснабжения потребителей.

Существующая ПС 220 кВ Магдагачи находится в эксплуатации более 40 лет. Реконструкция релейной защиты и ПС целесообразна.

Актуальность темы состоит в необходимости:

- предотвращение возникновения дефицитов электрической энергии и мощности в энергосистеме Амурской области наиболее эффективными способами;
- предотвращения возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности в Магдагачинском районе электроэнергетической системы Амурской области;
- обеспечение надежного энергоснабжения потребителей энергосистемы района.

В работе учтены следующие основные принципы:

- схема должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять её поэтапное развитие;
- схема выдачи мощности электростанции при выводе в ремонт одной из отходящих шин электростанции линии электропередачи, трансформатора или электросетевого элемента в прилегающей к электростанции электрической сети

(единичная ремонтная схема) должна обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды;

– схема и параметры системообразующих и распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения.

Для осуществления поставленной цели необходимо выполнить ряд задач:

1 рассмотреть варианты реконструкции ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Магдагачи;

2 выполнить технико-экономическую оценку вариантов реконструкции ОРУ-220 кВ;

3 спроектировать однолинейную схему реконструируемой ПС;

4 рассчитать токи КЗ на реконструируемой ПС, выполнить выбор и проверку электрооборудования;

5 выполнить выбор устройств РЗА подстанционного оборудования и ВЛ 220 кВ, рассчитать параметры настройки устройств РЗА;

6 выполнить расчет молниезащиты ПС и заземляющих устройств;

7 оценить безопасность и экологичность проекта.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Географическая характеристика района размещения ПС 220 кВ Магдагачи

Район расположен в юго-западной части Амурской области. В административном отношении местность относится к Магдагачинскому району.

Существующая ПС 220 кВ Магдагачи расположена по адресу: Амурская обл, Магдагачинский р-н, пгт. Магдагачи, в 150 м от юго-западной окраины п.Магдагачи, на запад 3 км железная дорога.

По физико-географическому районированию участок расположен в лесной зоне.

Согласно физико-географическому районированию объекты изысканий расположены в пределах Амуро-Зейской горно-котловинной области Амуро-Сахалинской страны – на Амуро-Зейской возвышенной равнине (плато). Амуро-Зейская равнина представляет собой слабоволнистое плато, сложенное песчаными и глинистыми отложениями позднекайнозойского – четвертичного возраста. Средние высоты равнины – от 500 м на севере до 250 м на юге. Особенности равнины – расчлененность долинами рек, оврагами и балками.

Днища долин и плоских водораздельных участков заболочены.

Местность ровная с небольшим уклоном на северо-восток. Относительные отметки колеблются в пределах от 334,0 до 336,0 м. Территория площадки с севера и запада граничит с частным сектором п.г.т. Магдагачи, с восточной стороны оконтурена лесным массивом, с южной стороны пойма реки Магдагачи.

1.2 Климатическая характеристика района размещения ПС

Климат рассматриваемой территории находится под влиянием муссонов и обуславливается влиянием Азиатского континента и Тихого океана. Влияние материка проявляется главным образом зимой, когда сухой и сильно охлажденный континентальный воздух проникает на территорию Амурской области. В результате этого зима здесь холодная, сухая, малоснежная, солнечная, осадков выпа-

дает мало. Влияние Тихого океана проявляется в основном летом, когда на территорию Амурской области проникают с моря воздушные потоки южных и юго-восточных направлений. Лето теплое и дождливое. Весна и осень являются переходными сезонами. Весна бывает обычно холодная, затяжная; осень - ясная, теплая.

Определение расчетных условий по ветру и гололеду произведено на основании карт климатического районирования территории РФ (ПУЭ-7, 2003 г.) с уточнением по региональным картам - схемам расчетных ветровых, гололедных нагрузок территории Амурской области с повторяемостью 1 раз в 25 лет (ВНИИЭ, 1987 г.) и по материалам наблюдений за скоростью ветра и гололедно-изморозевыми явлениями метеостанций Магдагачи, а также по данным эксплуатации существующих в данном районе линий электропередачи и связи.

Среднегодовое количество осадков в рассматриваемом районе составляет 476-485 мм. Осадки в течение года распределяются неравномерно. Минимум осадков приходится на январь - февраль, максимум - на июль - август. Основное количество осадков (89%-90%) приходится на теплый период (IV-X). Зима сравнительно малоснежная. Средняя дата появления снежного покрова 15-20 октября. Устойчивый снежный покров в среднем устанавливается 2 ноября, разрушается 4 - 6 апреля. Средняя дата схода снежного покрова – 21– 22 апреля.

Небольшое количество осадков зимнего периода является причиной малой высоты снежного покрова.

Климатические условия на ПС 220 кВ «Магдагачи» представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Климатические условия на ПС 220 кВ Магдагачи.

Климатическая характеристика	Значение
Район по ветру (п. 2.5.41 ПУЭ-7)	II
Максимальная скорость ветра с повторяемостью 1 раз в 25 лет, V_0 , м/с	29 м/с
Нормативное ветровое давление, W_0 , Па	500 Па

Продолжение таблицы 1.1

Климатическая характеристика	Значение
Район по гололеду	III
Нормативная толщина стенки гололеда, бэ с повторяемостью 1 раз в 25 лет, мм	20 мм
Район по ветровой нагрузке при гололеде	III
Нормативная ветровая нагрузка при гололеде, R_{wg} с повторяемостью 1 раз в 25 лет, Н/м	6, 9 Н/м
Условная толщина стенки гололеда, b_u , мм	28; 44,6 мм
Скорость ветра при гололеде с повторяемостью 1 раз в 25 лет, $V_{г0,96}$, м/с	11 м/с
Среднегодовая продолжительность гроз в часах	40-60 часов
Район по степени загрязнения изоляции (СТО 56947007-29.240.058-2010)	1 СЗ
Район по степени пляски проводов	Район с умеренной пляской проводов

2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

2.1 Основные характеристики реконструируемого объекта и источников питания

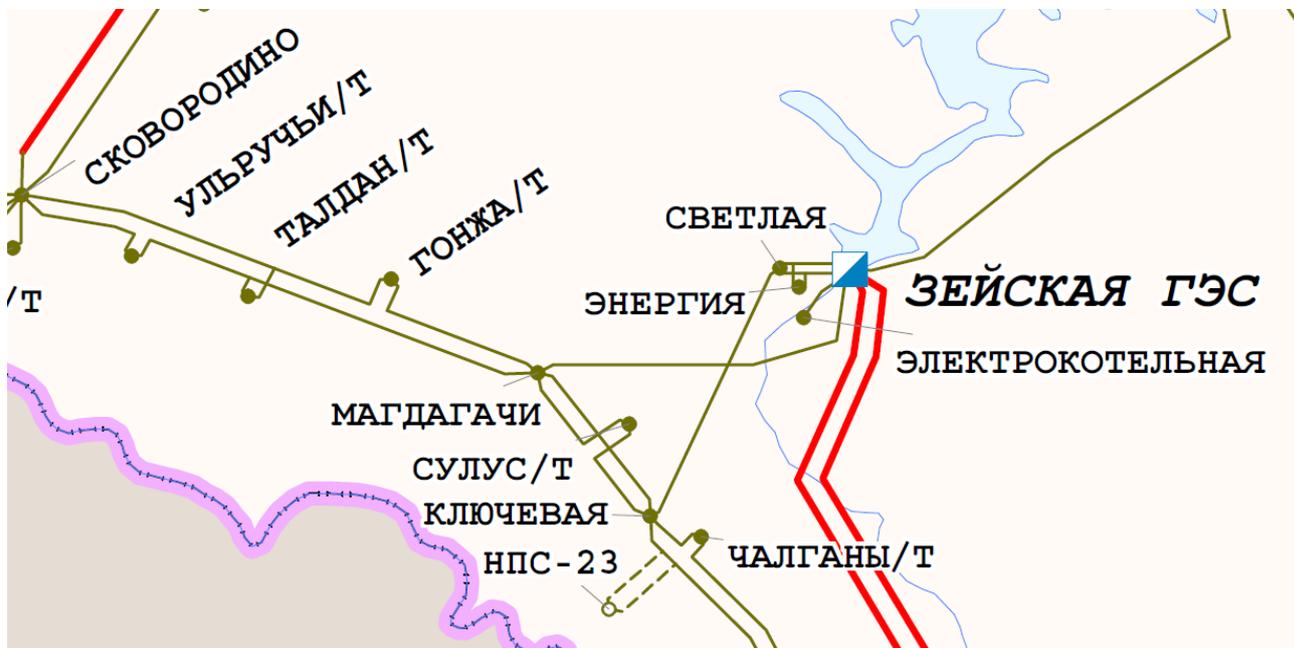


Рисунок 2.1 – Схема проектируемого энергорайона

Существующая ПС 220 кВ Магдагачи расположена по адресу: Амурская обл, Магдагачинский р-н, в 150 м от юго-западной окраины п.Магдагачи, на запад 3 км железная дорога.

Подстанция введена в эксплуатацию в 1977 году. Таким образом срок эксплуатации большей части основного электротехнического оборудования составляет более 43 лет.

В настоящее время на ПС в эксплуатации находятся следующее основное оборудование и сооружения:

- один трансформатор Т-1 типа ТДТН-25000/220/35/10, мощностью 25 МВА, напряжением 220/35/10 кВ;
- один трансформатор Т-2 типа ТДТНЖ-40000/220/27,5/10, мощностью 40 МВА, напряжением 220/27,5/10 кВ;
- один трансформатор Т-3 типа ТДТНЖ-40000/220/35/27,5, мощностью 40 МВА, напряжением 220/35/27,5 кВ.



Рисунок 2.2 – Общий вид ПС 220 кВ Магдагачи

Существующее оборудование ПС 220 кВ Магдагачи и ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа представлено в таблицах 2.1 – 2.8.

Таблица 2.1. – Устройства РЗА

Параметр		
Тип устройства	КСЗ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т (ЭПЗ-1636/2М)	ВЧБ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т (ЭПЗ-1643)
Завод изготовитель	ЛЭЗ	ЛЭЗ
Год ввода в работу	1986	1986
Назначение устройства	Резервная защита	Основная защита.

Таблица 2.2 – Шины, ошиновки ОРУ-220 кВ

Тип (марка), сечение	мм ²	АС-300/39	АС-240/39
Номинальный ток	А	710	610
Перегрузочная способность (величина допустимой токовой перегрузки)	А	801	686
Допустимая длительность токовой перегрузки	час	24	24

Таблица 2.3 – Силовые трансформаторы ПС 220 кВ Магдагачи

Параметр	Ед.изм.	Величина параметра	Величина параметра	Величина параметра
Тип (марка) трансформатора		ТДТН-25000/220	ТДТНЖ-40000/220-81У1	ТДТНЖ-40000/220-81У1
Диспетчерское наименование		Т-1	Т-2	Т-3
Тип системы охлаждения		Д	Д	Д
Завод изготовитель		Запорожский	Тольятти	Тольятти
Год ввода		1977	1988 год	1988 год
Срок службы нормативный		25	25	25
Техническая характеристики				
Номинальная мощность(полная)	МВА	25	40	40
Номинальная мощность НН (полная)	МВА	25	40	40
Номинальная мощность СН (полная)	МВА	25	40	40
Номинальная мощность ВН (полная)	МВА	25	40	40
Напряжение НН номинальное	кВ	11	11	27,5
Напряжение СН номинальное	кВ	38,5	27,5	38,5
Напряжение ВН номинальное	кВ	230	230	230
Номинальный ток ВН	А	1312	2100	840
Номинальный ток СН	А	357-394	840	600
Номинальный ток НН	А	55,22-65,89	100,5	100,5

Таблица 2.4 – Выключатели

Параметр	ед. изм	ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т
Тип выключателя		У-220-1000/2000-25-У1
Диспетчерское наименование		В-220 ВЛ Гонжа/т
Год ввода		1977
Номинальное напряжение	кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	252
Полное время отключения	сек	0,08
Номинальный ток отключения	кА	25000
Номинальный ток	А	1000

Таблица 2.5 – Разъединители

	ед.изм			
Тип разъединителя		РНДЗ-1-220/1000 УХЛ1	РНДЗ-2-220/1000 У1	РНДЗ-1-220/1000 У1
Диспетчерское наименование		ОР-220 ВЛ Гонжа/т	ЛР-220 ВЛ Гонжа/т	ШР-220 ВЛ Гонжа/т
Год ввода		1988	1977	1977
Номинальное напряжение	кВ	220	220	220
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	252	252	252
Номинальный ток	А	1000	1000	1000

Таблица 2.6 – Трансформаторы тока

	ед. изм	
Тип трансформатора тока		ТВ-220-25
Диспетчерское наименование		Встроенный в В-220 ВЛ Гонжа/Т
Год ввода		1977
Класс напряжения	кВ	220
Номинальное ток (первичной)	А	600
Номинальный ток (вторичной)	А	1
Класс		0,2
Номинальная мощность	ВА	25

Таблица 2.7 – Трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения	ед.изм			
Тип трансформатора напряжения		НКФ-220-58 У-1	НАМИ-220	НАМИ-220
Диспетчерское наименование		ТН-220 ОСШ (ф.А)	ТН-220 2С	ТН-220 1С
Год ввода		1988	2012	2012
Номинальное напряжения первичной обмотки	кВ	$220\sqrt{3}$	$220\sqrt{3}$	$220\sqrt{3}$
Наибольшее рабочее напря- жения первичной обмотки	кВ	$252\sqrt{3}$	$252\sqrt{3}$	$252\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной(вторичных) обмо- ток	кВ	$0,1/\sqrt{3};0,1;0,1/\sqrt{3}$	$0,1/\sqrt{3};0,1;0,1/\sqrt{3}$	$0,1/\sqrt{3};0,1;0,1/\sqrt{3}$
Класс		0,5;1;3.	0,2;0,5;1;3.	0,2;0,5;1;3.
Номинальная мощность,	ВА	400;600;1200.	200;400;600;1200 .	200;400;600;1200.

Таблица 2.8 – Высокочастотные заградители

Ед.изм.			
	ВЗ-1000-0,6 УХЛ1	ВЗ-1000-0,6 УХЛ1	ВЗ-1000-0,6 УХЛ1
	ВЧЗ ВЛ-220 Гонжа/т ф.А	ВЧЗ ВЛ-220 Гонжа/т ф.В	ВЧЗ ВЛ-220 Гонжа/т ф.С
кВ	220	220	220
А	1000	1000	1000

2.2 Основные электротехнические решения переустраиваемых заходов ЛЭП на реконструируемую ПС 220 кВ Магдагачи

Компоновка сооружений и месторасположение реконструируемой ПС 220 кВ Магдагачи разработана с учетом следующего:

- наличие свободной от застройки территории в восточной части существующей подстанции;
- месторасположение здания подстанции обеспечивает минимальную протяженность высоковольтных связей, связывающих распределительного устройства с трансформаторами и линиями;

Взаимное расположение сооружений подстанции принято исходя из направления подходов присоединяемых ВЛ 220, 35 и 27,5 кВ с минимальным количеством пересечений и углов поворота кабельных трасс.

При разработке компоновки ПС учтено перспективное развитие ПС.

Установка силовых трансформаторов 220 кВ предусмотрена открыто вдоль автодороги, по которой возможна их транспортировка при необходимости замены. Для организации ремонта трансформаторов предусматриваются площадки обслуживания, рассчитанные на размещение снятых с ремонтируемого трансформатора технологического оборудования и такелажа.

3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ И ВАРИАНТА СХЕМЫ РУ-220 КВ НА ПС 220 КВ МАГДАГАЧИ

3.1 Выбор схемы РУ 220 кВ ПС 220 кВ Магдагачи

Проектные решения в части компоновки проектируемых зданий и сооружений обусловлены отсутствием свободного места на территории действующей ПС, наличием свободного места расширения территории ПС в южном направлении (в сторону существующих заходов ВЛ 220 кВ), а также заходами ЛЭП 220, 35, 27,5 и 10 кВ.

Земельный участок для размещения реконструируемой ПС 220 кВ Магдагачи, образуемый в результате реконструкции ПС формируется из:

- Участков №1 площадью 10952 м², №15 площадью 3422 м² в границах которого располагается действующая ПС. Категория земель - земли населенных пунктов, вид использования – для размещения подстанций;

- Участка №7 площадью 1616 м², отведенного для расширения ПС 220 кВ Магдагачи в рамках проектных работ по реконструкции ПС;

- Земельных участков №3 - 1707м², №14 - 260м², №16 - 21м², отведенных для строительства и эксплуатации ЛЭП 10 кВ и ВЛ 10 кВ;

- Участка №5 площадью 27м², для размещения и эксплуатации ЛЭП 35 кВ;

- Земельных участков участок №6 - 82 м², участок №8 - 160 м², №9 - 1380 м², №11 - 238 м², №12 - 5 м², для размещения и эксплуатации ВЛ 220 кВ;

- Участков №2 (15508 м²), №4 (49485 м²) и №13 (369 м²), дополнительно отводимых в рамках реконструкции. Участки расположены в пределах территории МО пгт. Магдагачи, границы временных отводов не сформированы, категория земель и вид разрешенного использования не установлены. Данные участки относятся к землям, государственная собственность на которые не разграничена.

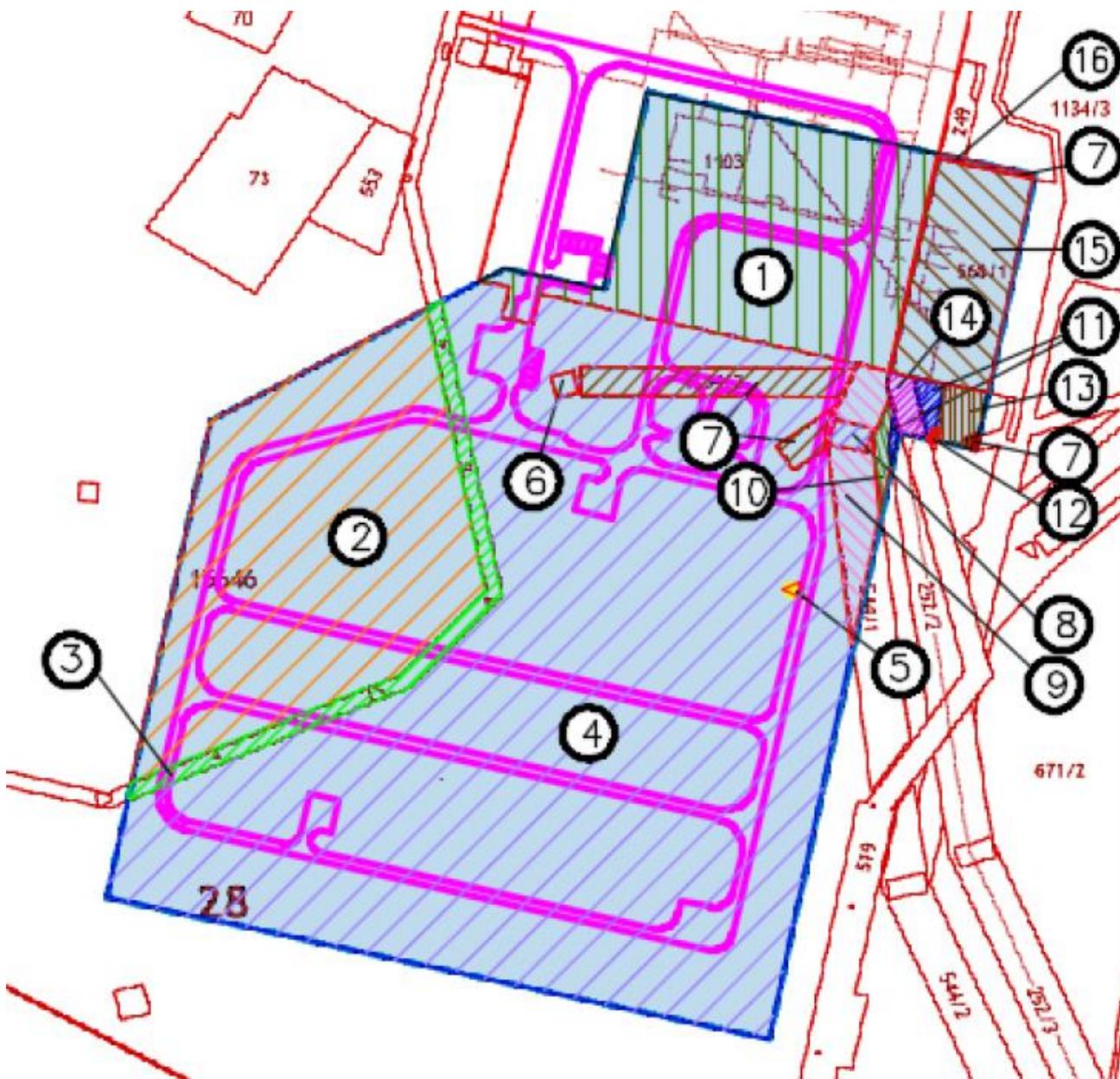


Рисунок 3.1 – Схема расширения ПС 220 кВ Магдагачи

Рассмотрим два варианта реконструкции.

3.1.1 Вариант 1 (Основной)

По данному варианту предусматривается:

- строительство здания КРУЭ 220 кВ с установкой в нем оборудования КРУЭ 220 кВ по схеме №220-9 «Одна рабочая, секционированная система шин» с присоединением ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Магдагачи через развилку выключателей» с учетом резервирования площади зала КРУЭ для установки 1-ой линейной ячейки в перспективе.

Подключение КРУЭ 220 кВ к ВЛ и трансформаторам Т-1 - Т-4 выполняется кабельными линиями;

- строительство здания общеподстанционного пункта управления (ОПУ) с размещением в нем вторичного оборудования;

- установка двух трехобмоточных силовых трансформаторов Т-1, Т-2, напряжением 220/38,5/11 кВ, мощностью предположительно 25 МВА каждый;

- установка двух трехобмоточных силовых трансформаторов Т-3, Т-4, напряжением 220/27,5/11 кВ, мощностью предположительно 40 МВА каждый, обмотки НН не задействованы в схеме;

- монтаж блочно-модульного здания закрытого распределительного устройства (ЗРУ 35 кВ, 10 кВ); [20]

- установка КРУ 35 кВ по схеме № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» в здании закрытого распределительного устройства (ЗРУ 35 кВ, 10 кВ); [20]

- установка КРУ 10 кВ по схеме № 10-1 «Одна секционированная выключателем система шин» в здании закрытого распределительного устройства (ЗРУ 35 кВ, 10 кВ); [20]

- сооружение ОРУ 27,5 кВ по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»; [20]

- установка двух двухобмоточных силовых сухих трансформаторов собственных нужд ТСН-1, ТСН-2, напряжением 11/0,4 кВ с ПБВ, мощностью предположительно 1000 кВА каждый;

- установка дизель-генераторной установки напряжением 0,4 кВ;

- перезавод в реконструируемые РУ заходов ВЛ 220, 35, 27,5 кВ и КЛ 10 кВ;

- сооружение маслосборника.

3.1.2 Вариант 2

По данному варианту предусматривается:

- сооружение открытого распределительного устройства 220 кВ по схеме № 220-13Н «Две рабочие и обходная система шин» с учетом резервирования места на территории ОРУ для установки 1-ой линейной ячейки в перспективе;
- строительство здания общеподстанционного пункта управления (ОПУ) с размещением в нем вторичного оборудования;
- установка двух трехобмоточных силовых трансформаторов Т-1, Т-2, напряжением 220/38,5/11 кВ, мощностью предположительно 25 МВА каждый;
- установка двух трехобмоточных силовых трансформаторов Т-3, Т-4, напряжением 220/27,5/11 кВ, мощностью предположительно 40 МВА каждый, обмотки НН не задействованы в схеме;
- монтаж блочно-модульного здания закрытого распределительного устройства (ЗРУ 35 кВ, 10 кВ); [20]
- установка КРУ 35 кВ по схеме № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» в здании закрытого распределительного устройства (ЗРУ 35 кВ, 10 кВ); [20]
- установка КРУ 10 кВ по схеме № 10-1 «Одна секционированная выключателем система шин» в здании закрытого распределительного устройства (ЗРУ 35 кВ, 10 кВ); [20]
- сооружение ОРУ 27,5 кВ по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»; [20]
- установка двух двухобмоточных силовых сухих трансформаторов собственных нужд ТСН-1, ТСН-2, напряжением 11/0,4 кВ с ПБВ, мощностью предположительно 1000 кВА каждый;
- установка дизель-генераторной установки напряжением 0,4 кВ;
- перезавод в реконструируемые РУ заходов ВЛ 220, 35, 27,5 кВ и КЛ 10 кВ;
- сооружение маслосборника.

3.2 Сравнение и выбор варианта реконструкции

Экономические показатели сравнения вариантов реконструкции

Расчет экономических показателей выполнен по СТО 56947007-29.240.01.271-2019 «Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований».

Расчет экономических показателей приведен в части сравниваемых вариантов выполнения распреустройств 220 кВ: [16]

– Вариант 1. КРУЭ 220 кВ с кабельными вводами в здании по схеме №220-9 «Одна рабочая, секционированная система шин» с присоединением ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Магдагачи через развилку выключателей с установкой одиннадцати выключателей 220 кВ;

- Вариант 2. ОРУ 220 кВ по схеме № 220-13Н «Две рабочие и обходная система шин» с установкой одиннадцати выключателей 220 кВ.

Дисконтированные затраты определяются по формуле: [16]

$$Z_i = K + I \left[\frac{(1 + E_{н.п})^n - 1}{E_{н.п} \cdot (1 + E_{н.п})^n} \right], \quad (3.1)$$

где Z_i - дисконтированные затраты, млн. руб. в ценах 2000 г.;

K – капитальные вложения, млн. руб. в ценах 2000 г.;

I – ежегодные издержки, млн. руб. в ценах 2000 г.;

n - расчетный период времени, лет. В соответствии с п.5.2. СТО 56947007-29.240.01.271-2019 «Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований» расчетный период времени составляет 30 лет; [16]

$E_{н.п.}$ – ставка дисконтирования, %. В соответствии с п.5.3 СТО 56947007-29.240.01.271-2019 «Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований», приказом Федеральной службы по тарифам от 21.11.2014 № 2049-э «Об утверждении нормы доходности инвестированного капитала для расчета тарифов на услуги по передаче

электрической энергии по Единой национальной (общероссийской) электрической сети» и исходя из прогнозируемого размера инфляции 4%, ставка дисконтирования составляет 6%. [16]

Капитальные вложения и дисконтированные затраты рассчитываются только в части решений, отличающихся по двум вариантам. Условно принимаем что постоянные затраты по двум вариантам существенно не отличаются и при сравнении вариантов ими можно пренебречь. [16]

Капитальные вложения по варианту 1 состоят из затрат на сооружение КРУЭ 220 кВ (11 выключателей) и прокладки кабелей 220 кВ.

Капитальные вложения по варианту 2 состоят из затрат на сооружение ОРУ 220 кВ (11 выключателей).

Ежегодные издержки определяются по формуле:

$$I = I_{рем} + I_{обсл}, \quad (3.2.)$$

где $I_{рем}$ – ежегодные затраты на ремонт, млн. руб. в ценах 2000 г.;

$I_{обсл}$ – ежегодные затраты на обслуживание, млн. руб. в ценах 2000 г.

Ежегодные затраты на ремонт определяются по формуле:

$$I_{рем} = K \cdot \kappa_{рем}, \quad (3.3)$$

где $\kappa_{рем}$ – коэффициент отчислений на ремонт, %, коэффициент отчислений на ремонт для РУ 220 кВ составляет 2,9 %, для кабелей 0,5%. [16]

Ежегодные затраты на обслуживание определяются по формуле:

$$I_{обсл} = K \cdot \kappa_{обсл}, \quad (3.4)$$

где $\kappa_{обсл}$ – коэффициент отчислений на обслуживание, %. [16]

Результаты расчетов экономических показателей по формулам (3.2) – (3.4) приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Экономические показатели вариантов

№ п/п	Показатель	Вариант 1	Вариант 2
1.	Капитальные вложения на сооружение РУ 220 кВ, млн. руб. в ценах 2000 г.	11*21,096=232,056	11*14,698=161,678
2.	Капитальные вложения на сооружение КЛ 220 кВ, млн. руб. в ценах 2000 г.	0,381*15,836+ 0,473*21,430=16,1699	-
3.	Капитальные вложения, млн. руб. в ценах 2000 г.	П.1+П.2=232,056+ 16,1699=248,2259	П.1+П.2=161,678+ 0=161,678
4.	Ежегодные затраты на ремонт по (3), млн. руб. в ценах 2000 г.	232,056*0,029+ 16,1699*0,005= 6,8105	161,678*0,029 =4,6887
5.	Ежегодные затраты на обслуживание по (4), млн. руб. в ценах 2000 г.	248,2259*0,02=4,9645	161,678*0,02=3,2336
6.	Ежегодные издержки по (2), млн. руб. в ценах 2000 г.	6,8105+4,9645= 11,775	4,689+3,234= 7,9222
7.	Дисконтированные затраты по (1), млн. руб. в ценах 2000 г.	248,2259+11,775· $\left[\frac{(1+0,06)^{30}-1}{0,06 \cdot (1+0,06)^n} \right] =$ 410,3067	161,678+7,9222· $\left[\frac{(1+0,06)^{30}-1}{0,06 \cdot (1+0,06)^n} \right] =$ 270,7263

В соответствии с выполненными расчетами капитальные вложения по варианту 1 превосходят затраты по варианту 2 на 86,548 млн. руб. (в ценах 2000 г.), дисконтированные затраты по варианту 1 превосходят затраты по варианту 2 на 139,58 млн. руб. (в ценах 2000 г.).

Разница дисконтированных затрат между вариантами составляет:

$$(410,3067-270,7263)/410,3067 = 34\%$$

В результате сравнения двух вариантов реконструкции при их соизмеримой надежности, затраты по варианту 2 на 34% меньше чем по варианту 1. Для

дальнейшего проектирования в качестве основного выбираем вариант 2 – с сооружением открытого распределительного устройства 220 кВ по схеме № 220-13Н «Две рабочие и обходная система шин». [20]

3.3 Проверка и выбор силовых трансформаторов

В таблице 3.2 и таблице 3.3 представлены результаты контрольных замеров нагрузок на ПС 220 кВ Магдагачи

Таблица 3.2 – Результаты анализа контрольных замеров нагрузок в зимний период на ПС 220 кВ Магдагачи.

Амурское ПМЭС, ПС 220 кВ Магдагачи									
Зима (12.2020)									
Трансформатор	максимум					минимум			
	U, кВ	P, МВт	Q, Мвар	I, А	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	I, А	S, МВА
Т-1 (ТДТН-25000/220/35/10)	35	0,66	-0,12	10,50	0,67	0,49	-0,13	8,10	0,51
	10	7,21	2,65	417,00	7,68	0,54	1,73	298,00	1,81
Т-2 (ТДТНЖ-40000/220/27,5/10)	27	19,80	10,30	355,00	22,32	3,06	6,09	181,00	6,82
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Т-3 (ТДТНЖ-40000/220/35/27,5)	35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	27	14,10	13,90	555,00	19,80	5,44	4,92	223,00	7,33

Таблица 3.3 – Результаты анализа контрольных замеров нагрузок в летний период на ПС 220 кВ Магдагачи.

Амурское ПМЭС, ПС 220 кВ Магдагачи									
Лето (06.2020)									
Трансформатор	максимум					минимум			
	U, кВ	P, МВт	Q, Мвар	I, А	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	I, А	S, МВА
Т-1 (ТДТН-25000/220/35/10)	35	0,18	-0,14	4,00	0,23	0,08	-0,14	3,10	0,16
	10	4,40	1,50	280,00	4,65	1,98	1,05	132,00	2,24
Т-2 (ТДТНЖ-40000/220/27,5/10)	27	8	13,4	464,00	15,61	2,90	3,70	164,00	4,70
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Т-3 (ТДТНЖ-40000/220/35/27,5)	35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	27	12,1	21,2	560,00	24,41	4,10	5,00	216,00	6,47

S_{Σ} на напряжении 35 кВ = 0,67 МВА – зимний максимум;

S_{Σ} на напряжении 35 кВ = 0,23 МВА– летний максимум;
 S_{Σ} на напряжении 27,5 кВ = 42,12 МВА– зимний максимум;
 S_{Σ} на напряжении 27,5 кВ = 40,02 МВА– летний максимум;
 S_{Σ} на напряжении 10 кВ = 7,68+0,686=8,366 МВА– зимний максимум;
 S_{Σ} на напряжении 10 кВ = 4,65+0,686=5,336 МВА– летний максимум;
 $S_{\Sigma} = 0,67+7,68+22,32+19,8+0,686 = 51,156$ МВА – зимний максимум;
 $S_{\Sigma} = 0,23+4,65+15,61+24,41+0,686 = 45,586$ МВА – летний максимум.

В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70—80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух [1]. Мощность силовых трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{(P_{HH})^2 + (Q_{HH})^2}}{N \cdot K_3}, \quad (3.5)$$

где K_3 – коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным $K_3=0,7$;

P_{HH} , Q_{HH} – мощности низкой стороны ПС.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 36 МВт

$$P = \frac{S}{\cos \phi} \quad (3.6)$$

$$Q_{HH} = P \cdot tg(\varphi) \quad (3.7)$$

$$Q_{HH} = 42,12 \cdot 0,75 = 31,59 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{(42,12)^2 + (31,59)^2}}{2 \cdot 0,7} = 37,607 \text{ МВА}$$

К дальнейшему проектированию принимается установка двух трехобмоточных силовых трансформаторов Т-3, Т-4, напряжением 220/27,5/11 кВ, мощностью 40 МВА каждый типа ТДТН-40000/220-УХЛ1, обмотки НН не задействованы в схеме.

Мощность трансформаторов Т-1, Т-2 220/38,5/11 кВ выбирается в соответствии с ГОСТ 17544-85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия (С Изменением N 1)». К установке приняты трансформаторы ТДТН-25000/220-УХЛ1 напряжением 230/38,5/11 кВ, мощностью 25/25/25 МВА каждый (минимальное значение мощности из ряда трансформаторов по указанному ГОСТ).

Таким образом, к дальнейшему проектированию принимается установка двух трехобмоточных силовых трансформаторов Т-1, Т-2, напряжением 220/38,5/11 кВ типа ТДТН-25000/220-УХЛ1;

Основные технические характеристики трансформаторов приведены в таблице 3.4.

Проверка по коэффициенту загрузки на примере трансформатора ТДТН-40000/220-УХЛ1:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{тр}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}}, \tag{3.8}$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{42,12}{2 \cdot 40} = 0,53$$

$$K_3^{авар} = \frac{S_{ТР}}{S_{ном.т}}, \quad (3.9)$$

$$K_3^{авар} = \frac{42,12}{40} = 1,05$$

Таблица 3.4 – Технические характеристики силового трансформатора

Тип трансформатора	Ном. мощн., кВ А	Ном. напряжение обмоток, кВ			Схема и группа соединения обмоток
		ВН	СН	НН	
ТДТН-25000/220-УХЛ1	25000	220	38,5	11	УН/Д- 0-11
ТДТН-40000/220-УХЛ1	40000	220	27,5	11	УН/Д- 0-11

3.4 Расчет токов короткого замыкания

3.4.1 Составление схемы замещения

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой, средней и низкой сторонах подстанции ПС 220 кВ Гонжа/т для реальной схемы построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки, система – сопротивлениями и ЭДС. [5]

Схема замещения для расчета симметричного трехфазного короткого замыкания представлена на рисунке 3.2.

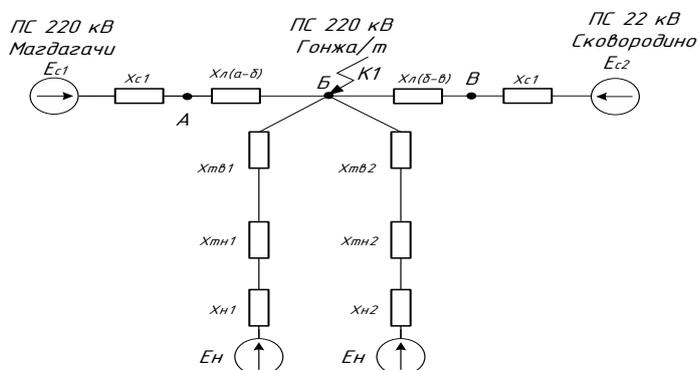


Рисунок 3.2 – Схема замещения для расчета трехфазного КЗ на ПС ПС 220 кВ Гонжа/т.

3.4.2 Определение параметров элементов схемы замещения

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные условия: [5]

$$S_{\text{баз}}=100 \text{ МВА}; U_{\text{баз1}}=230 \text{ кВ};$$

Рассчитаем значение базисного тока по формулам: [5]

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА.} \quad (3.10)$$

Определяем сопротивления элементов сети.

Сопротивление системы будем рассчитывать по формуле: [5]

$$X_c = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}} \cdot I_k}, \quad (3.11)$$

где I_k - трехфазный ток короткого замыкания на шинах системы.

Для ПС 220 кВ Магдагачи $I_k=6,242$ кА

Произведем расчет сопротивлений системы по формуле 3.11:

$$X_{c1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 6,242} = 0,04 \text{ о.е.}$$

$$X_{c2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 6,5} = 0,039 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем сопротивление нагрузок по формуле 3.12:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{H1}} \text{ о.е.} \quad (3.12)$$

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{100}{40} = 0,875 \text{ о.е.};$$

$$X_{H2} = 0,35 \frac{100}{40} = 0,875 \text{ о.е.};$$

Сопротивления линий считаем по формуле 3.13, приведенной ниже:

$$X_{л} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз}}^2} \text{ о.е.}, \quad (3.13)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии;
для ВЛ 220 кВ $x_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$.

L - длина линии.

Рассчитаем сопротивление линии на участке между ПС 220 кВ Магдагачи и ПС 220 кВ Гонжа/т. [5]

$$X_{л} = 0,42 \cdot 35,95 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,029 \text{ о.е.}$$

Линиям соответствуют сопротивления, значения которых приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Значения сопротивлений линий

Х _{Л.АБ} , о.е.	Х _{Л.БВ} , о.е.
0,029	0,115

Напряжение короткого замыкания для различных обмоток, %:

$$U_{кВ} = 0,5 \cdot (U_{кВ-С} + U_{кВ-Н} - U_{кС-Н}); \quad (3.14)$$

$$U_{кС} = 0,5 \cdot (U_{кВ-С} - U_{кВ-Н} + U_{кС-Н}); \quad (3.15)$$

$$U_{кН} = 0,5 \cdot (-U_{кВ-С} + U_{кВ-Н} + U_{кС-Н}). \quad (3.16)$$

Индуктивные сопротивления трансформатора прямой, обратной и нулевой последовательностей равны, о.е:

$$X_{Ti} = \frac{U_{ki, \%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{H}}}, \quad (3.17)$$

где i – сторона обмотки трансформатора.

Для определения сопротивления трансформатора необходимо знать фазные напряжения короткого замыкания, приведенные в таблице 3.6:

Таблица 3.6 – Фазные напряжения короткого замыкания трансформаторов

$u_{k_T}, \%$	ПС ПС 220 кВ Гонжа/т
$u_{k_Tв}$	12,5
$u_{k_Tс}$	22
$u_{k_Tн}$	9,2

Приведем расчет сопротивления трансформатора на подстанции ПС 220 кВ Гонжа/т.

Рассчитываем напряжение короткого замыкания для различных обмоток, %:

$$U_{\text{кВ}} = 0.5 \cdot (12,5 + 22 - 9,2) = 12,65 \%;$$

$$U_{\text{кС}} = 0.5 \cdot (12,5 - 22 + 9,2) = -1,5 \%; \quad U_{\text{кС}} = 0$$

$$U_{\text{кН}} = 0.5 \cdot (-12,5 + 22 + 9,2) = 9,35\% .$$

Расчет индуктивных сопротивлений трансформатора ПС 220 кВ Гонжа/т:

$$X_{\text{АТВ}} = \frac{u_{\text{кАТВ}} \cdot S_{\text{баз}}}{100 \cdot S_{\text{АТ}}} = \frac{12,65 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,316 \text{ о.е.} \quad (3.18)$$

$$X_{\text{АТс}} = \frac{u_{\text{кАТс}} \cdot S_{\text{баз}}}{100 \cdot S_{\text{АТ}}} = \frac{0 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0 \text{ о.е.} \quad (3.19)$$

$$X_{\text{АТН}} = \frac{u_{\text{кАТН}} \cdot S_{\text{баз}}}{100 \cdot S_{\text{АТ}}} = \frac{9,35 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,234 \text{ о.е.} \quad (3.20)$$

Сопротивления трансформаторов приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Значения индуктивных сопротивлений трансформатора

Подстанция	$X_{Tв}$, о.е.	$X_{Tс}$, о.е.	$X_{Tн}$, о.е.
ПС 220 кВ Гонжа/т (трансформатор)	0,316	0	0,234

3.4.3 Приведение схемы замещения к расчетному виду

При расчете коротких замыканий сложную схему сворачивают к простейшему виду, представляя в виде одной ветви, либо к семейству радиальных простейших ветвей, сходящихся в месте КЗ, при этом каждая из этих ветвей называется расчетной схемой замещения. [5]

Рассмотрим расчет трехфазного короткого замыкания на высокой стороне ПС ПС 220 кВ Гонжа/т.

Исходную схему замещения сворачиваем до схемы, представленной на рисунке 3.3:

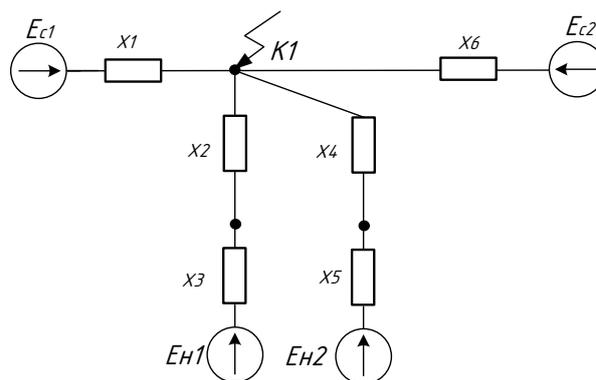


Рисунок 3.3 – Преобразование исходной схемы

$$X_1 = X_{c1} + X_{л.аб} = 0,069 \text{ о.е.} \quad (3.21)$$

$$X_2 = X_{ATB1} = 0,316 \text{ о.е.} \quad (3.22)$$

$$X_3 = X_{ATH} + X_{H1} = 1,109 \text{ о.е.} \quad (3.23)$$

$$X_4 = X_{ATB2} = 0,316 \text{ о.е.} \quad (3.24)$$

$$X_5 = X_{ATH} + X_{H2} = 1,109 \text{ о.е.} \quad (3.25)$$

$$X_6 = X_{C2} + X_{Л.6B} = 0,152 \text{ о.е.} \quad (3.26)$$

Следующие преобразования заменим параллельные ветви, содержащих ЭДС, на одну эквивалентную:

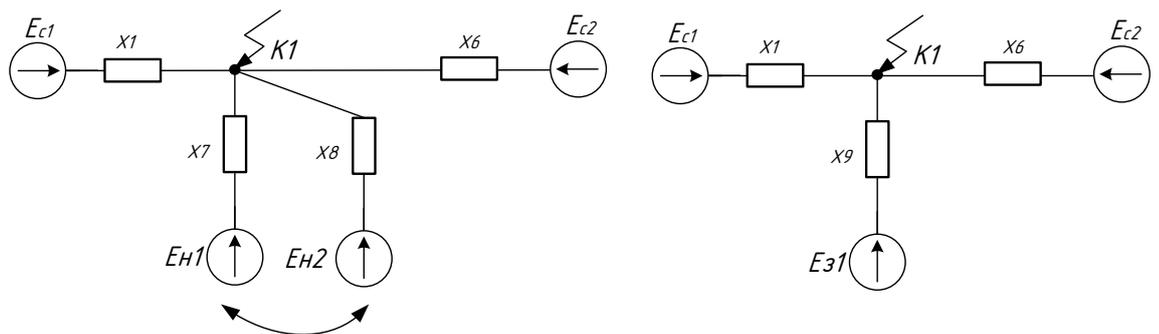


Рисунок 3.4– Преобразование № 2

$$X_7 = X_2 + X_3 = 1,425 \quad (3.27)$$

$$X_8 = X_5 + X_4 = 1,425 \quad (3.28)$$

$$X_9 = \frac{X_7 \cdot X_8}{X_7 + X_8} = 0,713, \quad (3.29)$$

$$E_{Э1} = \frac{E_{H1} \cdot X_7 + E_{H2} \cdot X_8}{X_7 + X_8} = 0,85. \quad (3.30)$$

Преобразование № 3: Следующие преобразования заменим параллельные ветви, содержащих ЭДС, на одну эквивалентную:

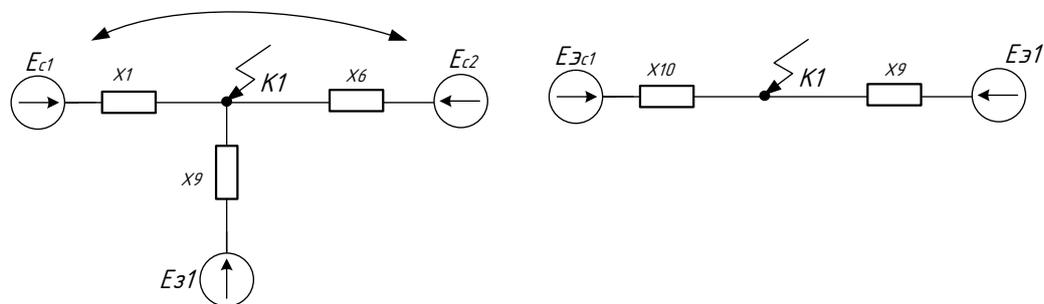


Рисунок 3.5 – Преобразование № 3

$$X_{10} = \frac{X_1 \cdot X_9}{X_1 + X_9} = 0,063, \quad (3.31)$$

$$E_{эс1} = \frac{E_{c1} \cdot X_1 + E_{c2} \cdot X_6}{X_1 + X_6}. \quad (3.32)$$

Находим действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в начальный момент времени по формуле 3.33:

$$I_{П0} = \frac{E_C}{X_{\Sigma}} \cdot I_{баз} \quad (3.33)$$

Со стороны системы 220 к получаем следующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{П0} = \frac{1}{0,0381} \cdot 0,251 = 6,59 \text{ кА}$$

В таблице 3.7 представлены результаты расчета на ПС 220 кВ Магдагачи и ПС 220 кВ Гонжа/т

Таблица 3.7 – Суммарные токи короткого замыкания на 2020 г

Точка К.З.	$I^{(3)}$, кА	$I^{(1)}$, кА
1 СШ 220 кВ ПС Магдагачи	6,242	6,511
2 СШ 220 кВ ПС Магдагачи	6,242	6,511
1 С 35 кВ ПС Магдагачи	4,213	-
2 С 35 кВ ПС Магдагачи	4,213	-
1 С 27,5 кВ ПС Магдагачи	5,760	-
2 С 27,5 кВ ПС Магдагачи	5,760	-
Шины 220 кВ ПС 220 кВ Гонжа	6,599	4,012
Шины 220 кВ ПС 220 кВ Сквородино	6,330	4,559
Шины 220 кВ Зейской ГЭС	20,509	14,847

3.5 Проверка высоковольтного оборудования:

Проверка оборудования выполнена в соответствии с Руководящими указаниями по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования, РД 153–34.0–20.527–98 [2].

Технические характеристики должны удовлетворять условиям выбора: [9]

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}$$

По номинальному току:

$$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

$$I_{ном.расч.} = \frac{1.4 \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.сети}} \quad (3.34)$$

где $I_{ном.расч.}$ – номинальный расчетный ток кА;

$S_{тр}$ – мощность трансформатора, кВА;

По отключающей способности: [9]

$$I_{откл.} \geq I_{по.}$$

По току динамической стойкости: [9]

$$i_{Дин.} \geq i_{уд.}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{no}. \quad (3.35)$$

где $i_{y\partial}$ – ударный ток, кА;

$K_{y\partial} = 1,85$ – ударный коэффициент.

По току термической стойкости: [9]

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k; \quad (3.36)$$

$$B_k = I_{no}^2 \cdot t_{откл}. \quad (3.37)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ, кА²с;

$t_{откл}$ – время отключения тока КЗ, с.

3.6 Выбор и проверка высоковольтных выключателей:

3.6.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей 220 кВ со стороны ПС 220 кВ Гонжа:

На ПС 220 кВ Гонжа к предварительной установке принимаем элегазовые выключатели 220 кВ со встроенными трансформаторами тока типа ВЭБ-220/2500 УХЛ1 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш». Сравнительные технические характеристики и результаты проверки приведены в таблице 3.8.

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 220 \text{ кВ}; \quad U_{ном.сети} = 220 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{40000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 220} = 146,96;$$

$$I_{ном} = 2500 \text{ А}; I_{ном} \geq I_{ном.расч.}$$

По отключающей способности:

$$I_{откл.} = 50 \text{ кА}; I_{по} = 6,59 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{по}.$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 6,59 = 17,265 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 125 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд}.$$

По току термической стойкости:

$$B_k = 6,59^2 \cdot 3 = 130,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$$

Таблица 3.8 – Проверка силовых выключателей со стороны ПС 220 кВ Гонжа

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	Ун.с, кВ	И _{нр} , А	И _{по} , кА	і _{уд} , кА	В _к , кА ² ·с	Ун, кВ	И _{ном} , А	І _{откл} , кА	і _{дин} , кА	І ² ·t, кА ² ·с
В 220 кВ	220	146,96	6,59	17,27	130,64	220	2500	50	125	7500

Вывод: устанавливаемое оборудование соответствует расчетным токам КЗ.

3.6.2 Выбор и проверка высоковольтных выключателей 220 кВ со стороны ПС 220 кВ Магдагачи:

На ПС 220 кВ Магдагачи к предварительной установке принимаем элегазовые выключатели 220 кВ со встроенными трансформаторами тока типа ВЭБ-220/2500 УХЛ1 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш». Сравнительные технические характеристики и результаты проверки приведены в таблице 3.9.

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 220 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 220 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{51156 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 220} = 187,95;$$

$$I_{ном} = 2500 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По отключающей способности:

$$I_{откл.} = 50 \text{ кА}; I_{по} = 6,51 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{по}.$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 6,51 = 17,035 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 125 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд}.$$

По току термической стойкости:

$$B_k = 6,51^2 \cdot 3 = 127,179 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$$

Таблица 3.9 – Проверка силовых выключателей со стороны ПС 220 кВ Магдагачи

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	Uн.с, кВ	Iнр, А	Iпо, кА	iуд, кА	Bк, кА ² ·с	Uн, кВ	Iном, А	Iоткл, кА	iдин, кА	I ² ·t, кА ² ·с
В 220 кВ Гонжа	220	187,95	6,51	17,04	127,18	220	2500	50	125	7500

Вывод: устанавливаемое оборудование соответствует расчетным токам КЗ.

4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

4.1 Релейная защита воздушных линий напряжением 220 кВ

В качестве основной защиты от всех видов коротких замыканий устанавливается быстродействующая защита с абсолютной селективностью, действующая без замедления при коротком замыкании в любой точке защищаемого участка с использованием проводного, высокочастотного и оптоволоконного канала связи. Она обладает 100% защитоспособностью и быстротой срабатывания на уровне, начиная с которого замедление в отключении тока короткого замыкания приводит к заметному росту ущерба. [7]

В связи с тем, что линия ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/г является питающей тяговые подстанции, в качестве основной защиты с абсолютной селективностью принят комплект ступенчатых защит с ВЧ блокировкой (ВЧБ). [7]

Резервные защиты выполняют функции ближнего резервирования основной защиты, если ее устойчивость или надежность функционирования оказываются недостаточными, и дальнего резервирования защит и выключателей смежных элементов. С учетом того, что на смежных элементах реализуются функции УРОВ и ближнего резервирования, требования к выполнению функций дальнего резервирования не такие строгие, как для основных защит. Для микропроцессорных терминалов при наличии полноценных дублированных основных защит на смежных элементах дублирования функций дальнего резервирования не требуется. [7]

Шкаф резервных защит линий, питающий электротягу, должен иметь возможность организации ускорения 3-й ступени ДЗ от шкафа основных защит. Возможность реализации должна быть предусмотрена в логике терминала.

Комплект ступенчатых защит должен содержать дистанционную и токовую направленную защиту нулевой последовательности. Отдельные (по выбору) ступени дистанционной защиты должны блокироваться при качаниях. [7]

Должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения ступенчатых защит и выбора ускоряемых ступеней.

Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых приводит к ложному отключению, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения. [7]

Предусмотрено устройство резервирования при отказе выключателя 220 кВ линии, которое размещается в терминале автоматического управления выключателем (АУВ), либо в терминале защиты шин 220 кВ.

Сигнал телеотключения от УРОВ (команда №1) передается по ВЧ каналу через аппаратуру связи.

Выводы по формулировке функций терминалов РЗА линий 220 кВ:

а) в целях обеспечения надежности и устойчивости функционирования системы РЗА воздушной линии выполнить с применением двух микропроцессорных терминалов, один из которых выполняет функции основной защиты, а другой - функции резервной. Предусмотреть УРОВ, управление выключателем, трехфазное АПВ (функция АПВ активируется только в одном терминале) в терминале АУВ; тяговые подстанции, в качестве основной защиты применить ВЧБ;

б) в качестве резервных защит предусмотреть комплект ступенчатых защит (КСЗ) от всех видов КЗ, включающий ДЗ, ТЗНП, МТЗ. Отдельные (по выбору) ступени дистанционной защиты должны блокироваться при качаниях. Должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения ступенчатых защит и выбора ускоряемых ступеней. По проектируемым защитам линий ТУ, питающие тяговой подстанции, не предусматривается в связи с отсутствием данной возможности.

Для выключателей 220 кВ с пофазным управлением предусматривается защита от непереключения фаз (ЗНФ) и защита от неполнофазного режима (ЗНР).

4.1.1 Технические требования к устройствам РЗА линий 220 кВ

Терминал первого комплекта и второго комплекта полностью идентичны друг другу. [7]

Терминал резервных защит допустимо устанавливать совместно с другим терминалом защит/автоматики/управления/определения места повреждения и т.д. в одном шкафу. [7]

Допускается установка автоматики выключателя и комплекта резервных защит в случае, если количество терминалов не превышает 3 штук.

4.1.2 Технические требования к устройствам автоматики выключателей 220 кВ на ПС Магдагачи

Для каждого выключателя присоединений 220кВ предусматривается устройство автоматического повторного включения (АПВ) и устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ). Функции АПВ и УРОВ могут быть выполнены в отдельном устройстве или в составе терминалов автоматики управления выключателем соответствующего присоединения. Предпочтительно объединение функции УРОВ, АПВ и управления выключателем в одном устройстве.

Допускается установка автоматики выключателя и комплекта резервных защит в случае, если общее количество терминалов не превышает 3 штук. [7]

4.2 Релейная защита, автоматика ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т

Для ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т проектируется установка двух шкафов производства НПП «ЭКРА»: типа ШЭ2607 085 в качестве основной защиты и типа ШЭ2607 021 в качестве резервных. В шкафу ШЭ2607 021, помимо МП терминала резервной защиты, установлен МП терминал Сириус-2-ОМП, выполняющий функции определения места повреждения.

Шкаф ШЭ2607 085 состоит из одного комплекта. Комплект включает в себя:

- ВЧБ;
- дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных и земляных замыканий (5 ступеней);
- токовая направленная защита нулевой последовательности (ТЗНП, 8 ступеней);
- максимальная токовая защита (МТЗ, 2 ступени);
- ненаправленная максимальная токовая защита;
- блокировка при неисправностях цепей напряжения;
- автоматическое ускорение ДЗ и ТЗНП;

- оперативное ускорение ДЗ и ТЗНП;
- телеускорение ДЗ и ТЗНП;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Аппаратно указанные выше функции комплекта реализованы на базе микропроцессорного терминала БЭ2704 201.

В состав высокочастотной части шкафа входят: приемопередатчик, обеспечивающий передачу ВЧ сигналов по линии, и аппаратура автоматического контроля канала связи.

Резервные защиты линии реализованы на базе микропроцессорного терминала БЭ2704V02, который установлен в шкафу ШЭ2607 021. Терминал включает в себя:

- пять ступеней дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных замыканий;
- ступень ДЗ от земляных замыканий;
- шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТЗНП);
- токовая отсечка (ТО);
- максимальная токовая защита (МТЗ);
- автоматическое ускорение ДЗ и ТЗНП;
- оперативное ускорение ДЗ и ТЗНП;
- телеускорение ДЗ и ТЗНП.

Настоящий раздел содержит расчёты ориентировочных параметров срабатывания устройств РЗА ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т.

4.3 Расчет уставок ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т.

Данный раздел ВКР содержит расчёты ориентировочных параметров срабатывания устройств РЗА ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т.

- Основной защиты ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т типа «ШЭ 2607 085»;
- Резервной защиты ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т типа «ШЭ 2607 021».

Исходные данные

Защищаемый объект – ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т.

Коэффициент трансформации измерительных трансформаторов тока:

$$K_{\text{ТТ}} = 1000/5.$$

Коэффициент трансформации измерительных трансформаторов напряжения:

$$K_{\text{ТН}} = 220000/100.$$

Дистанционная защита междуфазного контура

Дистанционная защита включает в себя следующие группы измерительных органов:

- дистанционные измерительные органы (реле сопротивления);
- орган направленности на базе реле сопротивления;
- ИО общего критерия повреждения;
- блокировку при качаниях (БК) по току.

В формулах для расчета сопротивления срабатывания учитываются следующие коэффициенты: [11]

– коэффициент $d = (0,07-0,1)$ – погрешность, вызванная неточностью расчета первичных электрических величин (влияет как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения защищаемой зоны), и необходимый запас, о.е.

– коэффициенты α и β – погрешности трансформаторов тока и трансформаторов напряжения и релейной аппаратуры (α – в сторону уменьшения, а β – в сторону увеличения защищаемой зоны). Погрешности трансформаторов тока действуют в сторону уменьшения защищаемой зоны, а трансформаторов напряжения и реле (из-за разброса характеристики) – в сторону увеличения или уменьшения защищаемой зоны, поэтому коэффициент α должен быть принят больше коэффициента β . Значения коэффициентов рекомендуется принимать: $\alpha = 0,1$ и $\beta = 0,05$ о.е.

Направленность реле сопротивления задается двумя уставками: [11]

– угол направленности в четвертый квадрант «Ф4» принимается равным 15 градусов;

– угол направленности во второй квадрант «Ф3» принимается равным 115 градусов.

4.3.1 Расчет параметров срабатывания основной защиты

4.3.1.1 Выбор уставки токового органа с пуском по току обратной последовательности I₂ [11]

Токовый орган с пуском по току обратной последовательности I₂ при тяговой нагрузке не используется.

Выводится из действия при тяговой нагрузке накладкой ХВ 12.

$$I_{2\text{блуст}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{2\text{нб расч}} / k_{\text{возв}}, \quad (4.1)$$

где $I_{2\text{нб расч}} = 28,08$ А- расчетный ток небаланса обратной последовательности;

$k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки принимается равным $k_{\text{отс}} = 1,3$; $k_{\text{возв}}$ - коэффициент возврата принимается равным $k_{\text{возв}} = 0,9$.

$$I_{2\text{блуст}} = 1,3 \cdot 28,08 / 0,9 = 40,56 \text{ А}$$

4.3.1.2 Выбор уставки токового органа с пуском по току обратной последовательности I₂, действующего на отключение. [11]

Токовый орган с пуском по току обратной последовательности I₂ при тяговой нагрузке не используется.

4.3.1.3 Выбор уставки пускового органа тока, реагирующего на составляющую обратной последовательности, с торможением от первой гармоники тока прямой последовательности

4.3.1.4 Выбор уставки пускового органа тока, реагирующего на составляющую обратной последовательности, с торможением от первой гармоники тока прямой последовательности, действующего на блокировку. [11]

Уставка ПО тока, реагирующего на составляющую обратной последовательности, с торможением от первой гармоники тока прямой последовательности $I_{2\text{пуск уст2}}^{\Gamma}$ необходима для пуска блокировки при качаниях. [11]

При отсутствии торможения уставка $I_{2\text{пуск уст2}}^{\Gamma}$ принимается равной $I_{2\text{блуст}}$, так

как торможение начинается с $I_{ном}$.

Принимаем уставку « $I_{2пускуст2}^T$ » равной 80 А

Коэффициент торможения необходимо определять по формуле:

$$k_{торм} = (I_{2пуск}^T - I_2^T) / (I_{кач макс} - I_{ном}), \quad (4.2)$$

$$\text{где } I_2^T = k_{отс} \cdot I_{2нб кач} = k_{отс} \cdot k_{несим} \cdot I_{кач макс}; \quad (4.3)$$

$$I_2^T = 1,5 \cdot 0,02 \cdot 1359 = 40,77 \text{ А}$$

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки принимается равным $k_{отс} = 1,5$;

$k_{несим}$ - коэффициент не симметрии принимается равным $k_{несим} = 0,02$;

$I_{кач макс} = 1359$ - максимальный ток качаний, протекающий в месте установки

защиты.

$$k_{торм} = (80 - 40,77) / (1359 - 720) = 0,06$$

Принимаем уставку « $k_{торм}$ » равной 0,06 о.е

4.3.1.5 Выбор уставки органа тока, реагирующего на составляющую нулевой последовательности [11]

- отстройка от суммарного тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока, протекающего в максимальном нагрузочном режиме

$$I_{0с.з.}^{III} \geq \frac{k_{отс}}{k_g} (I_{0н.б.} + 3I_{0несим}); \quad (4.4)$$

$$I_{0с.з.}^{III} \geq \frac{1,25}{0,9} (36 + 14,4) = 70 \text{ А}$$

где $k_{отс} = 1,25$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета и необходимый запас;

$k_g = 0,9$ – коэффициент возврата;

$I_{0нб} = k_{0нб} \cdot I_{раб.макс} = 0,05 \cdot 720 = 36 \text{ А}$ – первичный ток небаланса в нулевом

проводе трансформаторов тока в рассматриваемом режиме, А;

$I_{раб.макс} = 720$ – ток максимального нагрузочного режима, А;

$k_{0нб} = 0,05$ – коэффициент небаланса.

$3I_{0несим} = 0,02 \cdot I_{раб.макс} = 14,4 \text{ А}$ – утроенный ток нулевой последовательности,

обусловленный не симметрией нагрузки, А.

Принимаем уставку « $I_{0уст.}$ » равной 70 А.

Уставка реле тока нулевой последовательности 3Ю, отключающий выбирается: [11]

- по условию согласования по чувствительности с реле тока НП, действующего на пуск ВЧ передатчика в защите, установленной на противоположном конце линии:

$$I_{0.откл} = K_n \cdot I_{0.блок}; \quad (4.5)$$

где K_n - коэффициент надежности принимается в диапазоне 1,5 -2;

$I_{0.блок} = 60 \text{ А}$ уставка пускового органа ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т со стороны ПС 220 кВ Магдагачи.

$$I_{0.откл} = 2 \cdot 60 = 120 \text{ А}.$$

Принимаем уставку « $I_{0.откл}$ » равной 120 А.

Первичное напряжение срабатывания напряжения срабатывания ПО по U_0 выбирается по условию отстройки от напряжения небаланса и напряжения, обусловленного не симметрией в нормальном нагрузочном режиме, и определяется по выражению: [11]

$$U_0 \geq \frac{k_{отс.}}{k_g} (U_{0н.б.} + 3U_{0н.р.}); \quad (4.6)$$

$$U_0 \geq \frac{1,25}{0,9} (2,5 + 0) = 3,47 \text{ кВ}.$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность терминала, ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,25;

k_{ϵ} – коэффициент возврата реле, равен 0,9;

$U_{0н.б.}$ – первичное напряжение небаланса на реле в рассматриваемом режиме;

$3U_{0н.р}$ – утроенное напряжение нулевой последовательности, обусловленное не симметрией в системе.

$3U_{0н.р}$ – первичное напряжение небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока в рассматриваемом режиме, А;

$U_{НО} = 220$ – номинальное напряжение, А;

$k_{0нб} = 0,02$ – коэффициент небаланса

Напряжение $U_{0нб}$ может приниматься порядка 1,9 – 2,5 кВ.

Принимаем уставку «U0.» равной 5080 В.

4.3.1.6 Выбор уставок реле сопротивления Zоткл

Условие отстройки от нагрузки. [11]

$$Z_{с.з} = \frac{U_{мин.раб}}{\sqrt{3}k_{отс} \cdot k_{\epsilon} \cdot I_{нагр} \cdot \cos(\varphi_{м.ч.} - \varphi_{нагр})}; \quad (4.7)$$

где $U_{мин.раб} = 0,9 \cdot 220 = 198$ – минимальное рабочее напряжение линии, кВ;

$k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$k_{\epsilon} = 1,1$ – коэффициент возврата реле сопротивления;

$I_{нагр} = 720$ – максимально допустимый нагрузочный ток линии, А;

$\varphi_{м.ч.} = 74$ – угол максимальной чувствительности реле сопротивления, град;

$\varphi_{нагр} = 30$ – угол сопротивления, обусловленный нагрузкой, град.

Принимаем уставку «Xоткл.» равной 40 Ом.

Принимаем уставку «Rоткл.» равной 30 Ом.

4.3.1.7 Выбор уставки реле сопротивления $Z_{откл}$, по углу максимальной чувствительности.

Угол максимальной чувствительности принимается равным углу защищаемой линии [11]

$$\varphi_{м.ч.} = \arctg \frac{X_L}{R_L}; \quad (4.8)$$

$$\varphi_{м.ч.} = \arctg \frac{15,05}{3,52} = 76,83^\circ.$$

где $X_L = 15,05$ – реактивное сопротивление прямой последовательности линии, Ом;

$R_L = 3,52$ – активное сопротивление прямой последовательности линии, Ом.

Уставку « $\varphi_{м.ч.}$ » принимаем равной 77 градусам.

4.3.2 Расчет параметров срабатывания резервной защиты

4.3.2.1 Выбор уставок первой ступени ДЗ

Первичное сопротивление срабатывания первой ступени выбирается для случая металлического КЗ, исходя из условия отстройки от коротких замыканий на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии. [11]

4.3.2.2 Расчет уставок для полуккомплекта, установленного на ПС 220 кВ Гонжа/г

1) Расчет первой ступени дистанционной защиты

$$Z_{с.з.}^I \leq \frac{Z_L}{1 + \beta + \delta} = 0,85 \cdot Z_L; \quad (4.9)$$

$$Z_{с.з.}^I \leq 0,85 \cdot 15,39 = 13,08 \text{ Ом},$$

Принимаем $Z_{с.з.}^I = 13,08 \text{ Ом}$, $t_{с.з.} = 0 \text{ с}$.

2) Расчет второй ступени дистанционной защиты

Согласование с первой ступенью дистанционной защиты смежной линии

ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан:

$$Z_{с.з.}^{II} \leq 0,85 \cdot Z_1 + 0,78 \frac{Z_{с.з.смеж.}^I}{K_m}; \quad (4.10)$$

$$Z_{с.з.}^{II} \leq 0,85 \cdot 15,39 + 0,78 \cdot \frac{41,81}{1} = 45,69 \text{ Ом},$$

где $Z_1 = 15,39$ Ом – сопротивление линии ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т;

$Z_{с.з.}^I = 41,81$ Ом – уставка срабатывания первой ступени ДЗ смежной линии

ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан.

Выбираем и принимаем $Z_{с.з.}^{II} = 45,69$ Ом.

$$t_{с.з.}^{II} = \Delta t + t_{с.з.см}^I; \quad (4.11)$$

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

где $t_{с.з.см}^I$ – время срабатывания защиты первой ступени смежной линии,

Δt – степень селективности.

Чувствительность второй ступени проверяется при металлическом КЗ в конце защищаемой линии:

$$K_{\psi}^{II} = \frac{Z_{с.з.}^{II}}{Z_1} \geq 1,5; \quad (4.12)$$

$$K_{\psi}^{II} = \frac{45,69}{15,391} = 2,96 \geq 1,5.$$

Чувствительность обеспечивается.

3) Расчет третьей ступени дистанционной защиты

$$Z_{с.з.}^{III} \leq 0,85 \cdot Z_1 + 0,78 \frac{Z_{с.з.смеж.}^{II}}{K_m}; \quad (4.13)$$

где $Z_1 = 15,39$ Ом – сопротивление линии ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т;

$Z_{с.з.смеж.}^{II} = 66,2$ Ом – уставка срабатывания второй ступени ДЗ смежной линии ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан.

$$Z_{с.з.}^{III} \leq 0,85 \cdot 15,39 + 0,78 \cdot \frac{66,2}{1} = 64,71 \text{ Ом},$$

Уставку срабатывания третьей ступени принимаем $Z_{с.з.}^{III} = 64,71$ Ом.

$$K_{\psi}^{III} = \frac{Z_{с.з.}^{III}}{Z_1} \geq 1,5; \quad (4.14)$$

$$K_{\psi}^{III} = \frac{64,74}{15,391} = 4,2 \geq 1,5.$$

$$t_{с.з.}^{III} = \Delta t + t_{с.з.см}^{II}; \quad (4.15)$$

$$t_{с.з.}^{III} = 0,5 + 1 = 1,5 \text{ с},$$

где $t_{с.з.}^{II}$ – время срабатывания защиты второй ступени смежной линии, Δt – степень селективности.

4.3.2.3 Расчет уставок для полуккомплекта, установленного на ПС 220 кВ Магдагачи [11]

1) Расчет первой ступени дистанционной защиты по формуле 4.3.9.

$$Z_{с.з.}^I \leq 0,85 \cdot 15,39 = 13,08 \text{ Ом},$$

Принимаем $Z_{с.з.}^I = 13,08$ Ом, $t_{с.з.} = 0$ с.

2) Расчет второй ступени дистанционной защиты

Согласование с первой ступенью дистанционной защиты смежной линии ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи:

$$Z_{с.з.}^{II} \leq 0,85 \cdot Z_1 + 0,78 \frac{Z_{с.з.смеж.}^I}{K_m}; \quad (4.16)$$

$$Z_{с.з.}^{II} \leq 0,85 \cdot 15,39 + 0,78 \cdot \frac{24,1}{1} = 31,88 \text{ Ом},$$

где $Z_1 = 15,39$ Ом – сопротивление линии ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т;

$Z_{с.з.}^I = 24,1$ Ом – уставка срабатывания первой ступени ДЗ смежной линии ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи ан.

Выбираем и принимаем $Z_{с.з.}^{II} = 31,88$ Ом.

$$t_{с.з.}^{II} = \Delta t + t_{с.з.см}^I; \quad (4.17)$$

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

где $t_{с.з.см}^I$ – время срабатывания защиты первой ступени смежной линии, Δt – степень селективности.

Чувствительность второй ступени проверяется при металлическом КЗ в конце защищаемой линии:

$$K_{\psi}^{II} = \frac{Z_{с.з.}^{II}}{Z_1} \geq 1,5; \quad (4.18)$$

$$K_{\psi}^{II} = \frac{31,88}{15,391} = 2,07 \geq 1,5.$$

Чувствительность обеспечивается.

3) Расчет третьей ступени дистанционной защиты

$$Z_{с.з.}^{III} \leq 0,85 \cdot Z_1 + 0,78 \frac{Z_{с.з.смеж.}^{II}}{K_m}; \quad (4.19)$$

где $Z_1 = 15,39$ Ом – сопротивление линии ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т;

$Z_{с.з.смеж.}^{II} = 34,2$ Ом – уставка срабатывания второй ступени ДЗ смежной линии ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан.

$$Z_{с.з.}^{III} \leq 0,85 \cdot 15,39 + 0,78 \cdot \frac{34,2}{1} = 39,75 \text{ Ом},$$

Уставку срабатывания третьей ступени принимаем $Z_{с.з.}^{III} = 39,75$ Ом.

$$K_{\psi}^{III} = \frac{Z_{с.з.}^{III}}{Z_1} \geq 1,5; \quad (4.20)$$

$$K_{\psi}^{III} = \frac{39,75}{15,391} = 2,58 \geq 1,5.$$

$$t_{с.з.}^{III} = \Delta t + t_{с.з.см}^{II}; \quad (4.21)$$

$$t_{с.з.}^{III} = 0,5 + 1 = 1,5 \text{ с},$$

где $t_{с.з.}^{II}$ – время срабатывания защиты второй ступени смежной линии;

Δt – степень селективности.

4.3.3 Расчет уставок токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП) ВЛ 220 кВ Магжагачи – Гонжа/т [11]

4.3.3.1 Расчет для комплекта защит, установленного на ПС 220 кВ Гонжа/т.

Расчет первой ступени ТЗНП

Ток срабатывания первой ступени выбирается по условию отстройки от максимального тока $3I_0$, протекающего через защиту при КЗ на шинах приемной ПС 220 кВ Магдагачи:

$$I_{0с.з.}^I = K_3 3I_{0\max}; \quad (4.22)$$

$$I_{0с.з.}^I = 1,3 \cdot 6511 = 8464 \text{ А},$$

где $K_3 = 1,3$ – коэффициент запаса по избирательности;

$$3I_{0\max} = 6511 \text{ А};$$

$$t_{с.з.} = 0 \text{ с}.$$

Чувствительность первой ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в начале защищаемой линии в максимальном режиме:

$$K_{\text{ч}}^I = \frac{3I_{0\text{кmax}}^I}{I_{0\text{с.з.}}^I} \leq 1,5, \quad (4.23)$$

$$K_{\text{ч}}^I = \frac{6511}{8464} = 0,77 \leq 1,5;$$

где $3I_{0\text{кmax}}^I = 6511 \text{ А}$.

Чувствительность не обеспечивается.

Расчет второй ступени ТЗНП

Ток срабатывания второй ступени выбирается по условию согласования с первой ступенью защиты смежной линии ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи при КЗ в конце ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи со стороны Зейской ГЭС:

$$I_{0\text{с.з.}}^{II} = K_3 K_{\text{ТОК}} I_{0\text{с.з.см}}^{II}; \quad (4.24)$$

$$I_{0\text{с.з.}}^{II} = 1,1 \cdot 0,76 \cdot 750 = 741 \text{ А},$$

где $K_3 = 1,1$ – коэффициент запаса по избирательности;

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{защ.линии}}}{I_{\text{защ.линии}}} = 0,76,$$

$I_{0\text{с.з.см}}^{II} = 750 \text{ А}$ – ток срабатывания первой ступени защиты смежной линии ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи.

$$t_{\text{с.з.}}^{II} = \Delta t + t_{\text{с.з.см}}^{II}; \quad (4.25)$$

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

где $t_{\text{с.з.см}}^{II}$ – время срабатывания защиты второй ступени смежной линии,

Δt – ступень селективности.

Чувствительность второй ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме: [11]

$$K_{\text{ч}}^{\text{II}} = \frac{3I_{0\text{кmax}}}{I_{0\text{с.з.}}^{\text{II}}} \leq 1,5; \quad (4.26)$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{II}} = \frac{6511}{741} = 8,78 \geq 1,5,$$

где $3I_{0\text{кmax}} = 6511 \text{ А}$.

Чувствительность обеспечивается.

Расчет третьей ступени ТЗНП

Ток срабатывания третьей ступени выбирается по условию согласования со второй ступенью защиты смежной линии ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи при КЗ в конце ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи со стороны Зейской ГЭС:

$$I_{0\text{с.з.}}^{\text{III}} = K_3 K_{\text{ТОК}} I_{0\text{с.з.см}}^{\text{II}}; \quad (4.27)$$

$$I_{0\text{с.з.}}^{\text{III}} = 1,1 \cdot 0,76 \cdot 580 = 573 \text{ А},$$

где $K_3 = 1,1$ – коэффициент запаса по избирательности;

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{защ.линии}}}{I_{\text{защ.линии}}} = 0,76;$$

$I_{0\text{с.з.см}}^{\text{II}} = 580 \text{ А}$ – ток срабатывания второй ступени защиты смежной линии ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи.

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{III}} = \Delta t + t_{\text{с.з.см}}^{\text{II}}; \quad (4.28)$$

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{III}} = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с},$$

где $t_{\text{с.з.см}}^{\text{II}}$ – время срабатывания защиты второй ступени смежной линии,

Δt – ступень селективности.

Чувствительность третьей ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии: [11]

$$K_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{3I_{0\text{к.}}}{I_{0\text{с.з.}}^{\text{II}}} \geq 1,5, \quad (4.29)$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{6511}{573} = 11,362 \geq 1,5$$

где $3I_{0\text{к.}} = 6511 \text{ А}$.

Чувствительность обеспечивается.

Расчет четвертой ступени ТЗНП

Ток срабатывания четвертой ступени выбирается по условию согласования с третьей ступенью защиты смежной линии ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи при КЗ в конце ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи со стороны Зейской ГЭС:

$$I_{0\text{с.з.}}^{\text{IV}} = K_3 K_{\text{ТОК}} I_{0\text{с.з.см}}^{\text{III}}; \quad (4.30)$$

$$I_{0\text{с.з.}}^{\text{IV}} = 1,1 \cdot 0,76 \cdot 200 = 198 \text{ А},$$

где $K_3 = 1,1$ – коэффициент запаса по избирательности;

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{защ.линии}}}{I_{\text{защ.линии.}}} = 0,76;$$

$I_{0\text{с.з.см}}^{\text{III}} = 200 \text{ А}$ – ток срабатывания третьей ступени защиты смежной линии ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи.

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{IV}} = \Delta t + t_{\text{с.з.см}}^{\text{III}}; \quad (4.31)$$

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

где $t_{\text{с.з.см}}^{\text{III}}$ – время срабатывания защиты третьей ступени смежной линии,

Чувствительность четвертой ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце смежного участка ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи со стороны Зейской ГЭС:

$$K_{\text{ч}}^{IV} = \frac{3I_0}{I_{0\text{с.з.}}^{IV}} \geq 1,2; \quad (4.32)$$

$$K_{\text{ч}}^{IV} = \frac{6511}{198} = 32,35 \geq 1,2$$

где $3I_0 = 6511$ А.

Чувствительность обеспечивается.

4.3.3.2 Расчет для комплекта защит, установленного на ПС 220 кВ Магдагачи

Расчет первой ступени ТЗНП

Ток срабатывания первой ступени выбирается по условию отстройки от максимального тока $3I_0$, протекающего через защиту при КЗ на шинах приемной ПС 220 кВ Гонжа/т: [11]

$$I_{0\text{с.з.}}^I = K_3 3I_{0\text{max}}; \quad (4.33)$$

$$I_{0\text{с.з.}}^I = 1,3 \cdot 4012 = 5216 \text{ А},$$

где $K_3 = 1,3$ – коэффициент запаса по избирательности;

$$3I_{0\text{max}} = 4012 \text{ А}.$$

$$t_{\text{с.з.}} = 0 \text{ с}.$$

Чувствительность первой ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в начале защищаемой линии в максимальном режиме:

$$K_{\text{ч}}^I = \frac{3I_{0\text{кmax}}^I}{I_{0\text{с.з.}}^I} \leq 1,5, \quad (4.34)$$

$$K_{\text{ч}}^I = \frac{4012}{5216} = 0,77 \leq 1,5$$

где $3I_{0\text{кmax}}^I = 4012 \text{ А}$.

Чувствительность не обеспечивается.

Расчет второй ступени ТЗНП

Ток срабатывания второй ступени выбирается по условию согласования с первой ступенью защиты смежной линии ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан при КЗ в конце ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан со стороны ПС 220 Сквородино:

$$I_{0\text{с.з.}}^{II} = K_3 K_{\text{ТОК}} I_{0\text{с.з.см}}^{II} ; \quad (4.35)$$

$$I_{0\text{с.з.}}^{II} = 1,1 \cdot 0,76 \cdot 800 = 790 \text{ А},$$

где $K_3 = 1,1$ – коэффициент запаса по избирательности;

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{защ.линии}}}{I_{\text{защ.линии}}} = 0,76 ;,$$

$I_{0\text{с.з.см}}^{II} = 800 \text{ А}$ – ток срабатывания первой ступени защиты смежной линии ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан.

$$t_{\text{с.з.}}^{II} = \Delta t + t_{\text{с.з.см}}^{II} ; \quad (4.36)$$

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

где $t_{\text{с.з.см}}^{II}$ – время срабатывания защиты второй ступени смежной линии, Δt – ступень селективности.

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

$$K_{\text{ч}}^{\text{II}} = \frac{3I_{0\text{кmax}}}{I_{0\text{с.з.}}^{\text{II}}} \leq 1,5; \quad (4.37)$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{II}} = \frac{4012}{790} = 8,23 \geq 1,5,$$

где $3I_{0\text{кmax}} = 4012 \text{ А}$.

Чувствительность обеспечивается.

Расчет третьей ступени ТЗНП

Ток срабатывания третьей ступени выбирается по условию согласования со второй ступенью защиты смежной линии ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан при КЗ в конце ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан со стороны ПС 220 Сквородино. [11]

$$I_{0\text{с.з.}}^{\text{III}} = K_3 K_{\text{ТОК}} I_{0\text{с.з.см}}^{\text{II}}; \quad (4.38)$$

$$I_{0\text{с.з.}}^{\text{III}} = 1,1 \cdot 0,76 \cdot 290 = 287 \text{ А},$$

где $K_3 = 1,1$ – коэффициент запаса по избирательности;

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{защ.линии}}}{I_{\text{защ.линии}}} = 0,76;$$

$I_{0\text{с.з.см}}^{\text{II}} = 290 \text{ А}$ – ток срабатывания второй ступени защиты смежной линии

ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан.

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{III}} = \Delta t + t_{\text{с.з.см}}^{\text{II}}; \quad (4.39)$$

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{III}} = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с},$$

где $t_{\text{с.з.см}}^{\text{II}}$ – время срабатывания защиты второй ступени смежной линии, Δt – степень селективности.

Чувствительность третьей ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии:

$$K_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{3I_{0\text{к.}}}{I_{0\text{с.з.}}^{\text{II}}} \geq 1,5, \quad (4.40)$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{4012}{287} = 5,07 \geq 1,5$$

где $3I_{0\text{к}} = 4012 \text{ А}$.

Чувствительность обеспечивается.

Расчет четвертой ступени ТЗНП

Ток срабатывания четвертой ступени выбирается по условию согласования с третьей ступенью защиты смежной линии ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан при КЗ в конце ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан со стороны ПС 220 Сквородино:

$$I_{0\text{с.з.}}^{\text{IV}} = K_3 K_{\text{ТОК}} I_{0\text{с.з.см}}^{\text{III}}; \quad (4.41)$$

$$I_{0\text{с.з.}}^{\text{IV}} = 1,1 \cdot 0,76 \cdot 180 = 178 \text{ А},$$

где $K_3 = 1,1$ – коэффициент запаса по избирательности;

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{защ.линии}}}{I_{\text{защ.линии}}} = 0,76;$$

$I_{0\text{с.з.см}}^{\text{III}} = 180 \text{ А}$ - ток срабатывания третьей ступени защиты смежной линии ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан.

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{IV}} = \Delta t + t_{\text{с.з.см}}^{\text{III}}; \quad (4.42)$$

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

где $t_{\text{с.з.см}}^{\text{III}}$ – время срабатывания защиты третьей ступени смежной линии,

Чувствительность четвертой ступени проверяется при металлическом од-

нофазном КЗ в конце смежного участка ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан со стороны ПС 220 Сквородино:

$$K_{\text{ч}}^{IV} = \frac{3I_0}{I_{0\text{с.з.}}^{IV}} \geq 1,2; \quad (4.43)$$

$$K_{\text{ч}}^{IV} = \frac{4012}{178} = 22,56 \geq 1,2.$$

где $3I_0 = 4012$ А.

Чувствительность обеспечивается.

4.3.4 Расчет уставок ТО ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т

4.3.4.1 Расчет для комплекта защит, установленного на ПС 220 кВ Гонжа/т

Ток срабатывания ТО выбирается по условию отстройки от максимального трехфазного тока в конце линии, протекающего в месте установки защиты

$$I_{\text{с.з.}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{КЗmax}}; \quad (4.44)$$

$$I_{\text{с.з.}} \geq 1,2 \cdot 6242 = 7490 \text{ А},$$

где $K_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки; $I_{\text{КЗmax}} = 6242$ А.

Проверяем чувствительность ТО при КЗ в месте установки защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.}}}{I_{\text{с.з.}}} \leq 1,2; \quad (4.45)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7490}{6599} = 0,88 \leq 1,2,$$

Чувствительность не обеспечивается. Рекомендовано ТО вывести из работы.

4.3.4.2 Расчет для комплекта защит, установленного на ПС 220 кВ Магдагачи

Ток срабатывания ТО выбирается по условию отстройки от максимального трехфазного тока в конце линии, протекающего в месте установки защиты.

$$I_{c.з.} \geq K_{отс} \cdot I_{KЗmax}; \quad (4.46)$$

$$I_{c.з.} \geq 1,2 \cdot 6599 = 7919 \text{ A},$$

где $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки; $I_{KЗmax} = 6599 \text{ A}$.

Проверяем чувствительность ТО при КЗ в месте установки защиты в максимальном режиме

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.}}{I_{c.з.}}; \quad (4.47)$$

$$K_{ч} = \frac{6242}{7919} = 0,78 \leq 1,2.$$

Чувствительность не обеспечивается. Рекомендовано ТО вывести из работы.

4.4 УРОВ ПС 220 кВ Магдагачи.

4.4.1 УРОВ, по принципу выполнения схемы, выполнен:

1) Централизованным на базе терминал производства фирмы НПП «ЭКРА» ШЭ2607 061 для следующих выключателей:

- В-220 ВЛ Гонжа/т;
- В-220 ВЛ Сулус/т;
- В-220 ВЛ Ульручы/т.

2) Индивидуальным в виде функции, входящей в состав соответствующего АУВ для следующих выключателей:

- В-220 ВЛ ЗГЭС;
- В-220 ВЛ Ключевая;
- СВ-220;
- ОВ-220.

4.4.2 УРОВ пускается от защит, действующих на отключение выключателя, с контролем тока в повреждённом присоединении и контролем включённого положения выключателя присоединения.

4.4.3 УРОВ пускается от защит, действующих на отключение выключателя, с контролем тока в повреждённом присоединении.

УРОВ действует:

1. на отключение смежных выключателей через ДЗШ с выдержкой времени срабатывания ($T_{ср_уров}$) достаточной для нормального отключения выключателя от действия защит;
2. на передачу команды ТО на противоположную сторону ЛЭП по ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи и ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи.

4.4.4 В схеме централизованного УРОВ предусмотрен автоматический контроль исправности цепей УРОВ. Устройство контроля запускается при срабатывании любого промежуточного реле в схеме УРОВ, с выдержкой времени более $T_{ср_уров}$ действует на вывод из работы схемы УРОВ. После устранения неисправности схема вводится в работу оперативно кнопкой «Возврат схемы контроля».

Индивидуальный УРОВ при отказе выключателя присоединения формирует команду на отключение с меньшей выдержкой времени (около нуля) своего выключателя, с большей выдержкой времени ($T_{ср_уров}$) на отключение смежных выключателей с запретом АПВ и формированием Команды ТО (телеотключения) на противоположный конец линии.

Под телеотключением подразумевается отключение выключателей на одной из сторон линии, которые происходят при получении отключающего сигнала от сработавшей релейной защиты на другой стороне линии.

Требуемое отключение происходит только при срабатывании на стороне линии, принимающей сигнал ТО, какого-либо органа, фиксирующего в защищаемой системе повреждение, т.е. контроль выполняется по факту срабатывания наиболее чувствительных органов ТЗНП (реле тока 4-ой ступени) и ДЗ (реле сопротивления 3-ей ступени).

Логика работы УРОВ на примере отказа В-220 ВЛ Гонжа/т:

При работе защиты ЛЭП (сигналы пуска УРОВ формируются в КСЗ и ВЧБ) и отказе выключателя В-220 ВЛ Гонжа/т формируется алгоритм работы УРОВ:

1) При отказе В-220 ВЛ Гонжа/т и работе УРОВ, ДЗШ 2С-220 кВ действует по выходным цепям на:

– на запрет АПВ присоединений 2С-220 кВ (В-220 ВЛ Гонжа/т; В-220 ВЛ Ключевая; В-220 ВЛ ЗГЭС; В-220 Т-2; СВ-220; ОВ-220).

– на пуск команды ТО через схему КСЗ ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи;

– на пуск команды ТО через схему КСЗ ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи;

– на останов ВЧ приёмопередатчика ВЧБ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т.

4.5 АУВ и ТАПВ 220 кВ

4.5.1 Оперативное и автоматическое управление выключателями 220 кВ осуществляется с помощью соответствующих устройств АУВ:

1) На электромеханической элементной базе:

– Комплект РЗА В-220 ВЛ Гонжа/т;

– Комплект РЗА В-220 ВЛ Сулус/т;

– Комплект РЗА В-220 ВЛ Ульручьи/т.

АУВ выполняет функции:

– оперативного управления выключателем;

– АПВ;

– технологические защиты выключателя (блокировка от многократного включения, блокировка при снижении давления элегаза в баке выключателя и ЗНФ).

2) На микропроцессорной элементной базе:

– Комплект РЗА В-220 ВЛ ЗГЭС;

– Комплект РЗА В-220 ВЛ Ключевая;

– Комплект РЗА СВ-220;

– Комплект РЗА ОВ-220.

АУВ выполняет функции:

– оперативное управление выключателем;

– АПВ;

– технологические защиты выключателя (блокировка от многократного включения, защиты электромагнитов от длительного протекания токов и блокировка при снижении давления элегаза в баке выключателя);

– индивидуальный УРОВ;

– РАСП.

4.5.2 Режимы ТАПВ 220 кВ.

На выключателях предусмотрены следующие режимы ТАПВ:

1) В-220 ВЛ Гонжа/т:

– **Выведено;**

– **По факту;**

– **КС, УС;**

– **КОНЛ, КС, УС** – ТАПВ с контролем отсутствия напряжения на ЛЭП или контролем (улавливанием) синхронизма;

– **КОНШ, КС, УС** – ТАПВ с контролем отсутствия напряжения на шинах или контролем (улавливанием) синхронизма.

– **КОНШ, КОНЛ, КС, УС** – ТАПВ с контролем отсутствия напряжения на шинах или контролем отсутствия напряжения на ЛЭП, или контролем (улавливанием) синхронизма.

наличия напряжения на 1С-220 кВ, или контролем синхронизма.

4.5.3 Отключение выключателей 220 кВ происходит с запретом

ТАПВ при:

– оперативном отключении выключателя;

– отключении от УРОВ;

– отключении от ДЗШ (при оперативном вводе запрета АПВ от ДЗШ);

– отключении от ПА.

4.5.4 На ПС предусмотрено АПВ шин: на присоединении, от которого осуществляется опробование вводится режим ТАПВ КОНШ и выводится запрет АПВ в Комплексе РЗА.

5 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПС 220 КВ МАГДАГАЧИ

5.1 Перечень мероприятий по заземлению и молниезащите

Молниезащиту подстанции предлагается осуществить при помощи восьми отдельно стоящих молниеотводов высотой 35 м.

На чертеже Листа 4 графической части ВКР приведен план подстанции с молниезащитой.

Изображены три зоны защиты для объектов высотой 17 м, 5 м и зона защиты на уровне земли, которая охватывает всю территорию, где находится оборудование, здания и сооружения подстанции включая наружное ограждение,

Защита силовых трансформаторов 220 кВ и остального оборудования подстанции от волн перенапряжений, приходящих с ВЛ, осуществляется согласно ПУЭ, соответствующими ограничителями перенапряжений, установленными у трансформаторов и в местах соединения кабельных и воздушных участков линии электропередач. [1]

Заземляющее устройство (ЗУ) ПС выполняется согласно норме на допустимое сопротивление растекания, в соответствии ПУЭ. [1]

ЗУ открытой части выполняется в виде контура из стальных полос сечением 50x5 мм² с вертикальными электродами 18 мм, длиной 5 м. Заземление проектируемого оборудования выполняется путем присоединения к заземляющему контуру, при помощи двух заземляющих спусков, которые подключаются к разным магистралям ЗУ. [1]

Продольные заземлители прокладываются на глубине 0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов. Расстояние между ними принято увеличивающимся от периферии к центру.

Здание ЗРУ имеет внутренний контур заземления, который необходимо присоединить к ЗУ открытой части подстанции не менее чем в четырёх точках.

Наружная ограда к ЗУ не присоединяется. У въездов на территорию ПС устанавливаем два вертикальных заземлителя, длиной 3 м, присоединенные в

внешнему горизонтальному ЗУ напротив въезда. Полоса горизонтальных заземлителей напротив въезда прокладывается на глубине не менее 1,5 м.

От стоек конструкций с молниеотводами обеспечивается растекание тока молнии по магистралям заземления в трех направлениях с углом 90° между ними.

Кроме того, на каждом направлении установлены вертикальные электроды длиной 3 м. Сопротивление заземляющего устройства в любое время года не должно превышать 0,5 Ом.

План заземления приведен на чертеже листа 4 графической части ВКР.

5.2 Расчет контура заземления ПС

Таблица 5.1 – Исходные данные

ρ_1	удельное сопротивление верхнего слоя грунта	Ом*м	780
ρ_2	удельное сопротивление нижнего слоя грунта	Ом*м	4800
L	длина вертикального заземлителя	м	5
H	толщина верхнего слоя грунта	м	0,8
$t_{полосы}$	глубина заложения горизонтального заземлителя	м	0,5
k_1	климатический коэффициент для вертикальных электродов	-	1,5
d	диаметр стержня	мм	20
η_e	коэффициент использования вертикальных заземлителей	-	0,65
l_2	предполагаемая длина горизонтального заземлителя	м	37200
b	ширина стальной полосы	мм	40
η_2	коэффициент использования горизонтальных электродов	-	0,37
k_2	климатический коэффициент для горизонтальных электродов	-	2,25
t	расстояние от поверхности земли до середины заземлителя	м	2,5

Удельный расчетный коэффициент сопротивления грунта определяется по формуле (5.1):

$$r_B = \frac{0,366 \cdot \rho}{L} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot L}{0,95 \cdot d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L} \right) \right), \quad (5.1)$$

Исходя из формулы (5.1):

$$r_{\theta} = \frac{0,366 \cdot 4046,69}{5} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot 5}{0,95 \cdot 0,02} \right) + \frac{1}{2} \lg \left(\frac{4 \cdot 2,5 + 5}{4 \cdot 2,5 - 5} \right) \right) = 876,75 \text{ Ом.}$$

Сопротивление одного вертикального заземлителя определяется по формуле (5.2):

$$\rho = \frac{(\rho_1 \cdot k_1 \cdot \rho_2 \cdot L)}{(\rho_1 \cdot k_1 \cdot (L - H + t_{\text{полосы}}) + \rho_2 \cdot (H - t_{\text{полосы}}))}, \quad (5.2)$$

Исходя из формулы (5.2):

$$\rho = \frac{(780 \cdot 1,5 \cdot 4800 \cdot 5)}{(780 \cdot 1,5 \cdot (5 - 0,8 + 0,5) + 4800 \cdot (0,8 - 0,5))} = 4046,69 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Предполагаемое количество вертикальных заземлителей определяется по формуле (5.3):

$$n_{\eta p} = \frac{r_{\theta}}{R_{\eta} \cdot \eta_{\theta}} \quad (5.3)$$

Исходя из формулы (5.3):

$$n_{\eta p} = \frac{876,75}{0,5 \cdot 0,65} = 2697,7 \text{ шт.}$$

Сопротивление горизонтального заземлителя определяется по формуле (5.4):

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot k_2 \cdot \rho_1}{l_2 \cdot \eta_2} \cdot \lg \left(\frac{l_2^2}{b \cdot t_{\text{полосы}}} \right), \quad (5.4)$$

Исходя из формулы (5.4):

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 2,25 \cdot 780}{37200 \cdot 0,37} \cdot \lg \left(\frac{37200^2}{0,04 \cdot 0,5} \right) = 0,51 \text{ Ом.}$$

Необходимое сопротивление стержней определяется по формуле (5.5):

$$R_2 = \frac{R_H \cdot R_\Gamma}{R_\Gamma - R_H}, \quad (5.5)$$

Исходя из формулы (5.5):

$$R_2 = \frac{0,5 \cdot 0,51}{0,51 - 0,5} = 43,04 \text{ Ом.}$$

Уточнённое количество вертикальных заземлителей с учётом соединительной полосы определяется по формуле (5.6):

$$n = \frac{r_\phi}{R_2 \cdot \eta_\phi}, \quad (5.6)$$

Исходя из формулы (5.6):

$$n = \frac{876,75}{43,04 \cdot 0,65} = 31,34 \text{ шт.}$$

Принимаем 36 шт.

Согласно п.8.2.5 СТО 56947007-29.130.15.114-2012 вертикальные заземлители необходимо устанавливать у молниеотводов и ограничителей перенапряжений.

Уточненное сопротивление стержней определяется по формуле (5.7):

$$R_B = \frac{r_\phi}{n \cdot \eta_\phi} \quad (5.7)$$

Исходя из формулы (5.7):

$$R_B = \frac{876,75}{36 \cdot 0,65} = 37,47 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление контура определяется по формуле (5.8):

$$R = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{R_\Gamma + R_B}, \quad (5.8)$$

Исходя из формулы (5.8):

$$R = \frac{37,47 \cdot 0,5059}{37,47 + 0,5059} = 0,5 \text{ Ом.}$$

В электроустановках напряжением 220 кВ сети с глухозаземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть не более 0,5 Ом.

$$R_{3y} = 0,5 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Вывод:

Согласно классического расчета контура заземления на ПС 220 кВ Магдагачи необходимое число горизонтального и вертикального заземлителей составляет 37200 метров и 245 штук по 5 метров соответственно.

5.3 Молниезащита ПС

Расчет молниезащиты ПС выполнен в соответствии с [7].

Размеры ПС: ширина – 260 м; длина – 353 м.

Защита подстанции от прямых ударов молний выполняется отдельно стоящими стержневыми молниеотводами.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 35 \text{ м;}$$

$$h_2 = 35 \text{ м;}$$

$$h_3 = 35 \text{ м;}$$

$$h_4 = 35 \text{ м};$$

$$h_5 = 35 \text{ м.}$$

$$h_6 = 35 \text{ м};$$

$$h_7 = 35 \text{ м};$$

$$h_8 = 35 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 82,9 \text{ м};$$

$$L_{23} = 161,3 \text{ м};$$

$$L_{34} = 121,8 \text{ м};$$

$$L_{45} = 82,6 \text{ м};$$

$$L_{56} = 123 \text{ м.}$$

$$L_{67} = 130 \text{ м};$$

$$L_{78} = 146 \text{ м};$$

$$L_{81} = 80,4 \text{ м.}$$

Эффективная высота молниесотводов:

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot h_i; \quad (5.9)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 35 = 29,75 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1.1 - 0.002 \cdot h_i) \cdot h_i \quad (5.10)$$

$$r_{0i} = (1,1 - 0,002 \cdot 35) \cdot 35 = 36,05 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта: $h_x = 5$ м.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}i}} \right); \quad (5.11)$$

$$r_{x1} = 36,05 \cdot \left(1 - \frac{5}{29,75} \right) = 29,99 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{\text{cx12}'} = h_{\text{эф}1} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{12} - h_1);$$

$$h_{\text{cx12}'} = 29,75 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 35) \cdot (82,9 - 35) = 21,04 \text{ м.}$$

$$h_{\text{cx12}''} = h_{\text{эф}2} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L_{12} - h_2);$$

$$h_{cx12''} = 29,75 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 35) \cdot (82,9 - 35) = 21,04 \text{ м.}$$

$$h_{cx12} = \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2};$$

$$h_{cx12} = \frac{21,04 + 21,04}{2} = 21,04 \text{ м;}$$

Наименьшая ширина внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx12'} = r_{01} \cdot \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}};$$

$$r_{cx12'} = 36,05 \cdot \frac{21,104 - 5}{21,104} = 27,51 \text{ м.}$$

$$r_{cx12''} = r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}};$$

$$r_{cx12''} = 36,05 \cdot \frac{21,104 - 5}{21,104} = 27,51 \text{ м.}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2};$$

$$r_{cx12} = \frac{27,51 + 27,51}{2} = 27,51 \text{ м.}$$

Подробный расчет остальных параметров приведен в Приложении А. Так же молниезащита ПС отражена в графической части ВКР на листе 4.

6 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

6.1 Выбор фирмы производителя и марки МПРЗ

Среди множества фирм производителей устройств РЗА были выбраны устройства фирм НПП «ЭКРА». Марки выбранных микропроцессорных терминалов, а также поставляемые комплектующие и ПО приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Марки выбранных микропроцессорных терминалов

Фирма изготовитель	Марка терминала	Количество, шт	Цена за шт, руб.
НПП «ЭКРА»	ШЭ 2607 085	1	690000
НПП «ЭКРА»	ШЭ 2607 021	1	987000
НПП «ЭКРА»	ШЭ2607 061	1	93574
НПП «ЭКРА»	ШЭ2607 011	1	154934
ПО и документация	НПП «ЭКРА»	4	63248

6.2 Капиталовложения в реализацию проекта

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

$$K_{\Sigma} = (K_{\text{обр}} + K_{\text{СМР}} + K_{\text{пр}}) \cdot k_{\text{инф}}, \quad (6.1)$$

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

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

$K_{\text{пр}}$ - прочие затраты;

$k_{\text{инф}}$ - коэффициент инфляции.

Таблица 6.2 - Данные по структуре капиталовложений в электросетевом строительстве

Наименование объекта	Капиталовложения в строительство, %			
	Всего	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь	Строительно-монтажные работы	Прочие затраты
РЗ открытых и закрытых электрических подстанций напряжением 110-750 кВ, включая ПС 110/20/10 кВ	100	51	37	12

Рассчитаем сметную стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ.

$$K_{обp} = (690000 + 987000 + 93574 + 154934 + 63248 \cdot 4) \cdot 3,8 = 8278000 \text{ руб.}$$

Так как стоимость оборудования составляет 51% от общих капиталовложений в установку оборудования, определим общие капиталовложения, капиталовложения на строительно-монтажные работы и прочие капиталовложения.

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обp}}{0,51} = \frac{8278000}{0,51} = 16230000 \text{ руб.}$$

Капиталовложения на строительно-монтажные работы:

$$K_{СТP} = 0,37K_{\Sigma} = 0,37 \cdot 16230000 = 6006000 \text{ руб.}$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{ПP} = 0,12K_{\Sigma} = 0,12 \cdot 16230000 = 1948000 \text{ руб.}$$

6.3 Расчёт эксплуатационных издержек

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

$$И = И_{РЭ} + И_{АМ} \quad (6.2)$$

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

$$И_{АМ} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (6.3)$$

где K – капиталовложения;

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

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

$$И_{РЭ} = \alpha_{орэ} \cdot K, \quad (6.4)$$

где $\alpha_{орэ}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования ($\alpha_{орэ} = 0,0155$)

Рассчитаем эксплуатационные издержки:

$$И = \alpha_{орэ} \cdot K + \frac{K}{T_{сл}} = 0,0155 \cdot 8278000 + \frac{8278000}{20} = 542200 \text{ руб.}$$

6.4 Стоимостная оценка результатов

Для нового строительства такая оценка не представляет затруднений и определяется в зависимости от объемов продаж электроэнергии потребителю в год t по формуле:

$$O_{pt} = W_i \cdot T_i \quad (6.5)$$

где $W_i = 546000 \text{ MВт}\cdot\text{ч}$ – полезно отпущенная потребителю электроэнергия;

T_i - тариф на передачу электроэнергии, руб./МВт·ч;

$$O_{pt} = W_i \cdot T_i = 546000 \cdot 284,4 = 3101 \text{ млн.руб}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект.

$$T_{ок} = \frac{8,278}{3101} = 0,003.$$

В результате реализации технико-экономической оценки был сделан вывод о скорейшей окупаемости проекта. Сам по себе процесс установки устройств сохранения надежности, а именно, устройств РЗА, приводит к уменьшению недоотпуска электрической энергии и сохранению надежных поставок, а значит, стабильному доходу предприятия электроэнергетики.

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

7.1 Охрана труда на ПС 220 кВ Магдагачи

При выполнении наладочных работ, производящихся в электроустановках необходимо выполнять требования Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ)». [13]

К работе с техническими средствами Системы должны допускаться специалисты, прошедшие специальное обучение и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже третьей, а при выполнении работ в электроустановках выше 1000В не ниже четвертой. [13]

При выполнении наладочных работ все внешние (наружные) токопроводящие элементы технических средств Системы, которые могут находиться под напряжением или наведенным потенциалом, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства должны иметь зануление или защитное заземление в соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» [1].

При выполнении наладочных работ необходимо соблюдать правила противопожарной безопасности [26].

Выполнение наладочных работ в электроустановках должно производиться при строгом соблюдении требований нарядно-допускной системы. В случае работы командированного персонала должны быть оформлены соответствующие инструктажи по пожарной безопасности и технике безопасности при производстве монтажных работ и работ в электроустановках, кроме того, необходимо проведение инструктажей по оказанию первой медицинской помощи в соответствии «Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве». [13]

Выполнение наладочных работ должно производиться с использованием соответствующих средств защиты от поражения электрическим током, регламентируемых «Правилами применения и испытания средств защиты». Проведение

ние работ должно быть согласовано с руководством и эксплуатационным персоналом предприятия либо структурного подразделения, в помещениях и на оборудовании которого производятся наладочные работы. В случае проведения работ на оборудовании, имеющем иерархическое управление, а также работоспособность и функционирование которого влияет на работоспособность и надежность оборудования и функциональных систем сторонних предприятий необходимо проведения согласования проведения, начала и окончания работ со всеми заинтересованными сторонами. При проведении подобного согласования, в обязательном порядке указываются необходимые меры безопасности. Меры безопасности должны включать в себя все стадии выполнения комплекса работ: от организационно-технических мероприятий и технологических операций по подготовке места для безопасного выполнения работ, до выполнения работ по приему выполненных работ и восстановлению работоспособной схемы оборудования, на котором либо вблизи которого проводились работы.

7.2 Экологичность

7.2.1 Источники шума и их шумовые характеристики

Шумовыми характеристиками технологического и инженерного оборудования, создающего постоянный шум, являются уровни звуковой мощности, в восьми октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами 63-8000 Гц (октавные уровни звуковой мощности), а оборудования, создающего непостоянный шум, - эквивалентные уровни звуковой мощности и максимальные уровни звуковой мощности в восьми октавных полосах частот.

Основными источниками шума на ПС являются её отдельные установки, (трансформаторы, двигательная и другая нагрузка). [23]

Таблица 7.1 – Перечень источников шума в период эксплуатации

№ п/п	Наименование	Количество
1	ТДТН-25000/220-УХЛ1	2

Произведем необходимые расчеты.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 50 дБА. [38]

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) уровень звуковой мощности составляет (при $S_{\text{ном}} = 25$ МВА, $U_{\text{ном}} = 220$ кВ (принимаем ближайшее большее значение)) [38]:

$$L_{PA1} = 94 \text{ дБА};$$

1) Т.к. расстояние между трансформаторами небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен [38]:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{WAi}}; \quad (7.1)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg(10^{0,1 \cdot 94} + 10^{0,1 \cdot 94}) = 97,01 \text{ дБА}$$

где n – количество источников шума (ТМ);

L_{WAi} – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{LA}$. Тогда $R = R_{\text{min}}$. Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории [38]:

$$R_{\text{min}} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - DV_{LA})}}{2\pi}}; \quad (7.2)$$

$$R_{\text{min}} = \sqrt{\frac{10^{0,1(97,01-50)}}{2\pi}} = 89,42 \text{ м}.$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{СЗЗ}}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму. Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы, прилегающей территории будет равным 89,42 м.

7.2.2 Воздействие на атмосферный воздух при реализации проектных решений

При реализации проектных решений в период строительства загрязнение атмосферы будет происходить от следующих источников: [36]

- №6001 – выброс отработавших газов от двигателей при работе строительной техники;
- №6002 – выброс отработавших газов от двигателей при проезде транзитного транспорта (внутренний проезд);
- №6003 – выброс загрязняющих веществ при проведении лакокрасочных работ;
- №6004 – выброс загрязняющих веществ при проведении сварочных работ;
- № 6005 - выбросы пыли неорганической при пересыпке сыпучих материалов;
- №0001 - выбросы от работы дизельной электростанции.

При эксплуатации реконструируемого объекта источники загрязнения атмосферного воздуха отсутствуют: постоянно работающей техники нет, устанавливаемое оборудование на ПС не является источником выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

На период эксплуатации.

На период эксплуатации ВЛ и ПС источники загрязнения атмосферы отсутствуют.

Использование автотехники носит эпизодический характер во время прибытия ремонтной бригады на случай аварийного или планового обслуживания, а процесс трансформации и передачи электроэнергии не сопровождается выбросами загрязняющих веществ в атмосферу. Сроки нахождения автомобилей незначительны и неопределенны по времени.

7.2.3 Воздействие на поверхностные воды при реализации проектных решений

В период строительства ПС источником водоснабжения для хозяйственно-питьевых нужд бригады, выполняющей строительные-монтажные работы, принята привозная бутилированная вода. Привозная вода должна соответствовать требованиям СанПиН. [24]

Для рабочих должна быть предусмотрена установка для приготовления кипяченой воды, размещенная в помещении. Работники, работающие на высоте, а также машинисты землеройных и дорожных машин, крановщики и другие участники строительного-монтажных работ, которые по условиям производства не имеют возможности покинуть рабочее место, обеспечиваются питьевой водой непосредственно на рабочих местах. [24]

Расстояние от рабочих мест на строительной площадке до туалетов и помещений для обогрева должно составлять не более 150 м, а до устройств питьевого водоснабжения - не более 75 м. [24]

Проектом не предусматривается использование поверхностных и подземных вод для нужд водоснабжения проектируемых объектов и организованный сброс стоков в водные объекты.

7.2.4 Воздействие объекта на территорию, условия землепользования и геологическую среду

Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи выполняется в границах существующих земельных участков подстанции.

Реконструируемый объект не располагается на землях сельскохозяйственного назначения, землях особо охраняемых природных территорий, землях коренных и малочисленных народов.

Воздействие объекта на территорию, условия землепользования и геологическую среду выражается при реконструкции в незначительной степени, но все земляные работы проводятся на территории уже существующей подстанции, на ранее затронутой деятельностью человека.

При строительстве объекта происходит незначительное воздействие на территорию, условия землепользования и геологическую среду.

Воздействие объекта на земельные ресурсы проявляется в виде:

1. организации мест складирования отходов;
2. нарушение земель при размещении объектов, изменение микрорельефа;
3. перемещение земляных масс при проведении работ по строительству;
4. незначительное изменение условий поверхностного стока.

Проектом предусматривается благоустройство территории в пределах участка подстанции на котором ведутся работы: после завершения работ убирается строительный мусор, ликвидируются ненужные выемки и насыпи, выполняются микропланировочные работы, после этого территория подстанции благоустраивается устройством щебеночного покрытия из щебня фракцией 20-40 мм. Перед устройством щебеночного покрытия предусматривается устройство геотекстиля Дорнит ИП400 для предотвращения роста травы и укрепления основания покрытия. [34]

Проектируемый объект не вызывает ощутимого изменения нагрузок на грунты оснований. Земли, на которых размещается объект, в результате работ не подвергаются ощутимому нарушению, затоплению, подтоплению, иссушению. [34]

7.3 Пожарная безопасность

Объем противопожарной защиты выполняется в соответствии с «Правилами пожарной безопасности для энергетических объектов».

Первичные средства пожаротушения: [25]

- ящики емкостью 0,5 м³ с песком и лопатой, огнетушители ОХВП-10 для маслonaполненных трансформаторов;

- огнетушители ОУ-5 и ОУ-25 – для распределительных устройств 35 кВ и 10 кВ.

Места кабельных проводок через стены, перегородки и перекрытия уплотняются несгораемыми материалами для обеспечения огнестойкости 0,75ч. В местах возможных механических повреждений электрические проводники дополнительно защищаются металлическими коробами и трубами. [26]

Маслonaполненные трансформаторы устанавливаются с ограждениями, исключающими растекание масла. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении трансформаторов выполняется сеть маслопроводов со сбросами масла в закрытый маслосборник, рассчитанный на задержание полного объема масла наибольшего трансформатора. [1]

Установки электрической защиты выставляются по расчетам для автоматического отключения аварийных участков сети при токах короткого замыкания и, в необходимых случаях, перегрузке.

7.3.1 Проектные решения по размещению линейного объекта, в т.ч. зданий и сооружений в его составе, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта

Проектируемая площадка ПС размещена в непосредственной близости существующей технологической автодороги.

Подъезд на площадку осуществляется со стороны существующей технологической автодороги.

Проектом предусмотрены мероприятия по обеспечению пожарной безопасности объектов – ПС 220 кВ Магдагачи: [26]

- сооружения размещены по зонам, в соответствии с их назначением и необходимыми противопожарными разрывами;

- проектом предусмотрена максимально возможная блокировка зданий и сооружений, исходя из технологических связей и целесообразности строительных решений;

- ко всем зданиям и сооружениям ПС предусмотрена возможность круглогодичного подъезда технологического и пожарного автотранспорта (по технологическим автодорогам, проездам и площадкам с твердым покрытием);

- на площадках ПС проектом предусмотрено размещение пожарных щитов.

Все здания и сооружения размещены по зонам, в соответствии с их назначением и необходимыми противопожарными разрывами. [27]

7.3.2 Сведения о категории оборудования и наружных установок по критерию взрывопожарной и пожарной опасности

Классификация наружных установок по пожарной опасности используется для установления требований пожарной безопасности, направленных на предотвращение возможности возникновения пожара и обеспечение противопожарной защиты людей и имущества в случае возникновения пожара на наружных установках. Классификация наружных установок по пожарной опасности основывается на определении их принадлежности к соответствующей категории. По пожарной опасности наружные установки подразделяются на следующие категории: [27]

- 1) повышенная взрывопожароопасность (АН);
- 2) взрывопожароопасность (БН);
- 3) пожароопасность (ВН);
- 4) умеренная пожароопасность (ГН);
- 5) пониженная пожароопасность (ДН).

Категории наружных установок по пожарной опасности определяются исходя из пожароопасных свойств находящихся в установках горючих веществ и материалов, их количества и особенностей технологических процессов.

Определение категорий наружных установок по пожарной опасности выполнен путем последовательной проверки их принадлежности к категориям от наиболее опасной (АН) к наименее опасной (ДН). [27]

По пожарной и взрывопожарной опасности помещения производственного и складского назначения независимо от их функционального назначения подразделяются на следующие категории: [27]

- повышенная взрывопожароопасность (А);
- взрывопожароопасность (Б);
- пожароопасность (В1 - В4);
- умеренная пожароопасность (Г);
- пониженная пожароопасность (Д).

Здания, сооружения, строения и помещения иного назначения разделению на категории не подлежат. Категории помещений по пожарной и взрывопожарной опасности определяются исходя из вида находящихся в помещениях горючих веществ и материалов, их количества и пожароопасных свойств, а также исходя из объемно-планировочных решений помещений и характеристик проводимых в них технологических процессов. Определение категорий помещений выполнена путем последовательной проверки принадлежности помещения к категориям от наиболее опасной (А) к наименее опасной (Д). [27]

Методы определения классификационных признаков отнесения зданий и помещений производственного и складского назначения к категориям по пожарной и взрывопожарной опасности установлены нормативными документами по пожарной безопасности.

7.3.3 Описание организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности

Организационно-технические мероприятия пожарной безопасности включают в себя: [26]

1) реализацию полномочий по решению вопросов организационно-правового, финансового, материально-технического обеспечения пожарной безопасности;

2) разработку и осуществление мероприятий по обеспечению пожарной безопасности, которые должны предусматриваться в планах и программах развития предприятия и территории, содержание в исправном состоянии средств обеспечения пожарной безопасности сооружений и площадки;

3) разработку и организацию выполнения целевых программ по вопросам обеспечения пожарной безопасности;

4) разработку плана привлечения сил и средств для тушения пожаров и проведения аварийно-спасательных работ, контроль за его выполнением;

5) установление особого противопожарного режима на территории, а также дополнительных требований пожарной безопасности на время его действия;

6) обеспечение беспрепятственного проезда пожарной техники к месту пожара;

8) организацию обучения рабочего и инженерно-технического персонала мерам пожарной безопасности и пропаганду в области пожарной безопасности, содействие распространению пожарно-технических знаний;

9) социальное и экономическое стимулирование участия рабочих и инженерно-технического персонала в добровольной пожарной охране, в том числе участия в борьбе с пожарами.

7.4 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера

Технические и конструктивные решения по строительству ПС приняты на основании действующих нормативных документов и с учетом специфических условий застраиваемой территории:

- грунтовых условий площадки;
- климатических данных.

Аварийными ситуациями на ПС являются: пожар, повреждения силовых трансформаторов, высоковольтного оборудования, силовых кабелей и потеря питания собственных нужд 0,4 кВ.

В случае пожара предусмотрены следующие мероприятия: [26]

- эксплуатация электрооборудования в соответствии с ПУЭ и Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий;
- оснащение ПС средствами пожаротушения;

- проведение противопожарных инструктажей с персоналом, осуществляющим обслуживание ПС;

- устанавливаемые масляные трансформаторы оборудованы маслоприемниками, днища которых засыпаны гравием. При тушении в маслоприемник, затем по системе маслопроводов в герметичный маслосборник поступает масло и вода, используемая для тушения. Таким образом, предотвращается загрязнение почвы.

В случае аварийного режима работы ПС 220 кВ Магдагачи предусмотрены следующие мероприятия, а также с учетом мероприятий, применяемых настоящими проектными решениями: [1]

- секционированием распределительных устройств 220, 35, 27,5, 10 кВ;
- в случае выхода из строя одного из силовых трансформаторов, питание РУ осуществляется от оставшихся в работе силовых трансформаторов, при этом обеспечивается выдача мощности потребителям в полном объеме;

- в случае выхода из строя одного из трансформаторов собственных нужд, питание потребителей 0,4 кВ собственных нужд ПС осуществляется от оставшихся в работе трансформаторов.

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждением силовых трансформаторов и высоковольтного оборудования на ПС предусмотрено: [1]

- установка нелинейных ограничителей перенапряжений и разрядников 220, 35, 27,5, 10 кВ;

- устройство молниезащиты;

- секционирование распределительных устройств 220, 35, 27,5, 10 кВ;

- система удаления масла при аварии на силовых трансформаторах;

- контроль состояния системы маслоулавливания;

- мощность каждого из силовых трансформаторов является такой, чтобы при отключении одного из них на время ремонта или замены, оставшиеся в работе, с учётом допустимой перегрузки, обеспечивал питание потребителей.

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждениями силовых кабелей предусмотрены следующие мероприятия, а также с учетом мероприятий, применяемых настоящими проектными решениями: [1]

- отдельная прокладка взаиморезервируемых силовых кабелей и кабелей разного класса напряжения;
- применение кабелей с изоляцией, не распространяющей горение (нг-LS, нг- FRLS);
- применение огнезащитной терморасширяемой пасты на основе воднополимерной дисперсии с функциональными минеральными и органическими наполнителями, для защиты кабелей.

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждениями собственных нужд 0,4 кВ предусмотрены следующие мероприятия, а также с учетом мероприятий, применяемых настоящими проектными решениями:

- установкой ТСН;
- Аварийный дизель-генератор 0,4 кВ.

Принятые решения обеспечивают безаварийную работу реконструируемого объекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения дипломного проекта была произведена реконструкция защит ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т. Выбранные решения характеризуются большей надежностью, отвечающим современным требованиям в электроэнергетике.

В качестве основной защиты от всех видов коротких замыканий устанавливается быстродействующая защита с абсолютной селективностью, действующая без замедления при коротком замыкании в любой точке защищаемого участка. Она обладает 100% защитоспособностью и быстротой срабатывания на уровне, начиная с которого замедление в отключении тока короткого замыкания приводит к заметному росту ущерба.

В связи с тем, что линия ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т является питающей тяговые подстанции, в качестве основной защиты с абсолютной селективностью принят комплект ступенчатых защит с ВЧ блокировкой (ВЧБ).

Резервные защиты выполняют функции ближнего резервирования основной защиты, если ее устойчивость или надежность функционирования оказываются недостаточными, и дальнего резервирования защит и выключателей смежных элементов.

В качестве защит ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т была выбрана микропроцессорная защита на базе терминалов производства фирмы НПП «ЭКРА». Произведен расчет необходимых параметров срабатывания при работе защиты во время коротких замыканий.

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрены вопросы безопасности эксплуатации ОРУ и ВЛ 220 кВ. Выполнен расчет шума, создаваемого трансформаторами во время эксплуатации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 552 с.
- 2 Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 964 с.
- 3 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». – Введ. 23.03.1998 г. – М.: Московский энергетический институт. – 149 с.
- 4 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчёты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с.
- 5 ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – 39 с.
- 6 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М: Энергоатомиздат. – 649 с.
- 7 РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений». – Введ. 12.07.1999. – СПб.: Издательство ПЭИПК. – 35 с.
- 8 Попов, Е.Н. Механическая часть воздушных линий электропередач: учебное пособие. / Е.Н. Попов. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 1999. – 412 с.
- 9 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 10 Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика: учебное пособие / А.Н. Козлов, Ю.А. Ротачёв. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006. – 65 с.

- 11 СТО 56947007-29.12070.99-20-2011 «Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». – Дата введения: 13.09.2011 г. – 22 с.
- 12 Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография / М. А. Шабад. - 4-е изд., перераб. и доп. - СПб.: ПЭИПК, 2003. – 296 с.
- 13 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957);
- 14 СТО 56947007-29.120.40.216-2016 Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» Методические указания по выбору оборудования СОПТ. – 70 с.
- 15 Индексы изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2021 года [Электронный ресурс] // E-smeta.ru: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.e-smeta.ru/index/680-indexy-smetnoy-oborudovaniya-1kv2015.html>. – 20.03.2021;
- 16 Судаков, Г. В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб. – метод. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006. – 496 с.
- 17 Предложения АО «СО ЕЭС» по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, а также предложения сетевых организаций и органов исполнительной власти. – 26 с.
- 18 Пособие по проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ с неизолированными и защищенными проводами. ОАО «ФСК ЕЭС» Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики РОСЭП» 2011;
- 19 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005. – 53 с.

- 20 Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – 132 с.
- 21 ГОСТ 17544-85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия (С Изменением N 1);
- 22 СанПин 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»;
- 23 СанПиН 2.1.4.1116-02 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды, расфасованной в емкости. Контроль качества»;
- 24 СП 9.13130.2009 «Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации» (утв. Приказом МЧС РФ от 25.03.3009 г. № 179);
- 25 Федеральный закон от 22.07.2008 г. №123-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- 26 СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» (утв. Приказом МЧС РФ от 25.03.3009 г. № 182) (ред. от 09.12.2010 г.);
- 27 СО 153-34.21.122-2003 (РД 34.21.122-87) «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» (утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 280);
- 28 СО 34.03.450-98 (РД 34.03.450-98) «Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО «ЕЭС России» с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности» (утв. РАО «ЕЭС России» от 10.02.1998 г.);
- 29 СО 34.35-125-99 (РД 153-34.3.45.125-99) «Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений» (утв. РАО «ЕЭС России» от 12.07.1999 г.);
- 30 Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 13.07.2015 г.) «Об охране окружающей среды»;

- 31 Положение об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в РФ, утверждённое приказом Государственного комитета РФ по охране окружающей среды от 16 мая 2000 г. № 372;
- 32 СП 11-102-97 «Инженерно-экологические изыскания для строительства»;
- 33 ГОСТ 17.4.3.02-85 «Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ»;
- 34 Федеральный закон от 04.05.1999 г. № 96-ФЗ (ред. от 13.07.2015 г.) «Об охране атмосферного воздуха»;
- 35 ГОСТ 17.2.1.01-76* «Охрана природы. Атмосфера. Классификация выбросов по составу»;
- 36 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с;
- 37 Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 178 с.