

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой



« 20 » 06 2019 г. Н.В. Савина

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция открытых распределительных устройств напряжением 220 и 110 кВ подстанции Белогорск

Исполнитель

студент группы 542-об1



подпись, дата

В.В. Муравецкий

Руководитель

профессор, канд.техн.наук



подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук


18.06.2019

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель


20.06.2019

подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Мушавецкого
Владислава Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы:
Конструкция открытых распределительных устройств 220 и 410 кВ подстанции Белогорск
(утверждено приказом от 04.04.19 № 75944)
 2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 7.06.2019
 3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Котловая схема электрической сети, ГОСТы, ПУЭ и другая нормативно-справочная литература
 4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Характеристика района проектирования, выбор схемы проектной подстанции, выбор оборудования
 5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 107с., 7 рисунков, 21 таблица, 31 источник, 3 программных продукта
 6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность - Булатов А.Б.
 7. Дата выдачи задания 27.02.2019
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Мельников Юрий Викторович
Ученый секретарь, канд. техн. наук. (фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)
- Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 107 с., 7 рисунков, 21 таблица, 31 источник, 78 формул, 6 приложений.

НАПРЯЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР, ПОДСТАНЦИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ЛИНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, НАДЕЖНОСТЬ, ОТКРЫТОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ. МАТНСАД, АРМ СРЗА, RASTRWIN.

Выполнен вариант реконструкции ОРУ 220кВ и 110 кВ ПС «Белогорская». Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведена проверка трансформаторов собственных нужд и основного электрического оборудования на ПС. Рассчитано заземляющее устройство подстанции. Защита ПС от прямых ударов молнии осуществляется при помощи молниеотводов, установленных на опорах воздушных линий электропередач. Произведен технико-экономический расчет. Определение надежности.

Графическая часть работы состоит из шести листов формата А1.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АПВ – автоматическое повторное включение;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ВЛЭП – воздушная линия;

КПД – коэффициент полезного действия

ВН – высокое напряжение;

СН – среднее напряжение;

НН – низкое напряжение;

СШ – секция шин

ВЗ – высокочастотный заградитель;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкание;

ЛЭП – линия электропередачи;

ПС – подстанция;

ПТБ – правила техники безопасности;

РЗ – релейная защита;

РЗА – релейная защита и автоматика;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя

СОО – система охранного освещения

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	2
Введение	6
1 Общая характеристика объекта реконструкции	7
1.1 Климатические условия	7
1.2 Краткое описание существующей подстанции	8
1.3 Общая характеристика оборудования установленного на ПС «Белогорская»	9
2 Выбор схемы РУ 220 кВ	12
2.1 Одна рабочая секционированная выключателем система шин 220-9	12
2.2 Две рабочие системы шин 220-13	13
2.3 Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин 220-12	14
2.4 Две рабочие системы шин с обходной системой шин 220-13н	15
2.5 Обоснование принимаемой схемы 220 кВ	16
2.6 Обоснование схемы ОРУ 110 кВ	16
3 Электрические расчёты и анализ режимов	18
3.1 Анализ электрических режимов рассматриваемых участков сети	18
3.2 Параметры электрических режимов на 2020 и 2025 г.	19
3.3 Составление схемы замещения и расчёт токов короткого замыкания	24
4 Выбор проверка электрооборудования	30
4.1 Проверка нагрузочной способности существующих силовых трансформаторов и автотрансформаторов	30
4.2 Выбор выключателей 220 кВ и 110 кВ	31
4.3 Выбор разъединителей 220 кВ и 110 кВ	38
4.4 Выбор измерительных трансформаторов тока	39
4.5 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	42
4.6 Выбор гибкой ошиновки	44
4.7 Выбор опорных изоляторов	44
4.8 Выбор ограничителей перенапряжения	45
5 Технические решения ПО РЗиА 220 и 110 кВ	47

5.1 Дифференциальная защита линий	47
5.2 Дистанционная защита	47
5.3 Токовая направленная защита нулевой последовательности	48
5.4 Междугазная токовая отсечка	48
5.5 Состав комплекса устройств релейной защиты линий 220 кВ46	48
5.6 Технические решения по релейной защите автотрансформаторов (трансформаторов)	50
5.7 Расчет параметров срабатывания максимальной токовой защиты Трансформатора	51
5.8 Технические решения по релейной защите и автоматике шин и шинных аппаратов 220 и 110кВ	56
5.9 Технические решения по автоматике выключателей	58
6 Надежность	62
6.1 Общие положения	62
6.2 Определение показателей надежности элементов схемы	63
6.3 Составление схемы замещения	64
7 Молниезащита, заземление, защита от перенапряжения	71
7.1 Принимаемые параметры токов КЗ	72
7.2 Анализ компоновки ПС 220 кВ Белогорск и других факторов, влияющих на ЭМО на объекте	72
7.3 Устройство заземления на ПС 220 кВ Белогорск	73
7.4 Заземляющие проводники	74
7.5 Естественные заземлители	75
7.6 Система молниезащиты	75
7.7 Расчетное количество разрядов молнии в территорию ПС за год	75
7.8 Оценка разностей потенциалов при молниевых разрядах	76
8 Экономическая часть	78
8.1 Затраты на ремонтно-восстановительные работы	78
8.2 Упущенная прибыль	79
8.3 Возмещение убытков потребителей	81
8.4 Возмещение экологического ущерба	84
9 Безопасность и экологичность	85

9.1 Источники и виды опасных и вредных факторов, действующих на персонал	85
9.2 Мероприятия по обеспечению безопасности персонала	86
9.3 Системы технических средств безопасности (СОО)	88
9.4 Описание системы рабочего и аварийного освещения	89
9.5 Экологичность	92
9.6. Чрезвычайные ситуации	96
Заключение	104
Библиографический список	105
ПРИЛОЖЕНИЕ А Параметры электрических режимов 2025 г.	108
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Параметры электрических режимов 2020 г.	111
ПРИЛОЖЕНИЕ В Значения токов короткого замыкания в сети 220 кВ и 110 кВ на ВЛ 2020 г.	116
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Расчет заземления и молниезащиты	121
ПРИЛОЖЕНИЕ Д расчет молниеприемников	125
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Расчеты ТТ и ТН.	131

ВВЕДЕНИЕ

В современной энергетической отрасли России одним из самых главных факторов, сдерживающих ее развитие является довольно обширное количество устаревшего оборудования. Данное оборудование обладает низкими показателями КПД, надежности и создает повышенную опасность возникновения чрезвычайной ситуации. На данный момент, на подстанции Белогорск установлено оборудование, которое морально устарело и требует замены.

В административном отношении территория действующей ПС 220/110/35/10 кВ Белогорск расположена на восточной окраине города Белогорска Белогорского района Амурской области и эксплуатируется с 1972 г.

Цель данного проекта – разработать вариант модернизации подстанции, который позволит произвести надежное снабжение электроэнергией потребителей.

Основными задачами модернизации являются:

- замена устаревшего оборудования на современное;
- повышение надежности электроснабжения;
- упрощение обслуживания подстанции персоналом;
- повышение грозоупорности подстанции.

В рамках данных задач будет произведен организационно-экономический расчет инвестиций в модернизацию подстанции «Белогорская», для обоснования целесообразности финансовых вложений в проект.

Также будут рассмотрены мероприятия по обеспечению безопасности персонала, повышению экологичности и безопасности эксплуатации подстанции. Также разработан комплекс организационных мероприятий и технических средств направленных на исключение чрезвычайных ситуаций и комплекс мер по их предотвращению.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Климатические условия

Белогорск находится на Дальнем Востоке России на Зейско-Буреинской равнине, в южной части Амурской области. Город стоит на левом берегу реки Томь (левый приток Зеи), в нижнем течении, в 50 км от её устья. Расстояние до областного центра г. Благовещенск — 105 км.

Белогорск является крупным транспортным узлом Дальнего Востока, расположенным на пересечении транспортных коридоров: Транссиб, федеральная трасса «Амур», автомагистраль «Белогорск-Благовещенск». В 26 км севернее города находится авиабаза Украинка.

Преимущество транспортно-географического расположения Белогорска было реализовано в создании ТОР «Белогорск», что, в свою очередь, сделало город привлекательным для инвестиций.

В Белогорске резко континентальный климат с муссонными чертами, это выражается в больших годовых (45—50°) и суточных (до 20°) колебаниях температур воздуха и резком преобладании летних осадков. Лето жаркое, дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния. Зима холодная, сухая, с маломощным снежным покровом.

- Среднегодовая температура воздуха — 0,3 °С;
- Относительная влажность воздуха — 68,5 %;
- Средняя скорость ветра — 2,3 м/с.

Климатические условия по району приведены в таблицу 1

Таблица 1 – Климатические условия района.

1. Температура воздуха:	
а) абсолютная минимальная	минус 48,0 °С
б) абсолютная максимальная	40,0 °С
в) среднегодовая	0,3 °С
г) средняя наиболее холодной пятидневки	минус 41,0 °С
д) средняя наиболее холодных суток	минус 43,0 °С
е) зимняя вентиляционная	минус 29,5 °С
2. Скорость ветра:	III район

а) возможная 1 раз в 25 лет с 10 минутным интервалом осреднения на высоте 10 метров (согласно ПУЭ изд.7)	32 м/с
б) возможная 1 раз в 5 лет с 10 минутным интервалом осреднения на высоте 10 метров (согласно СНиП 2.01.07-85*)	22 м/с
3. Толщина стенки гололеда:	III район
а) повторяемостью 1 раз в 25 лет плотностью 0,9 г/см ³ на высоте 10 метров (согласно ПУЭ изд.7)	20 мм
б) повторяемостью 1 раз в 5 лет плотностью 0,9 г/см ³ на высоте 10 метров (согласно ПУЭ изд.7)	10 мм

1.2 Краткое описание существующей подстанции

В административном отношении территория действующей ПС 220/110/35 кВ Белогорск расположена на восточной окраине города Белогорска Белогорского района Амурской области.

Год ввода подстанции в эксплуатацию - 1972. Оборудование выработало свой ресурс, морально устарело и требует замены.

Связь ПС с Энергосистемой осуществляется отпайками от следующих ВЛ:

- ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/Т;
- ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/Т.

ПС 220 кВ Белогорск работает на четыре класса напряжения: 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ. На ПС установлены два автотрансформатора АТ-1 и АТ-2 напряжением 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый с устройством РПН типа АТЦТДН-63000/220/110/10 каждый и два трехфазных трансформатора Т-3 и Т-4 напряжением 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый с устройством РПН типа ТДТН-40000/220/35/10.

Существующее открытое распределительное устройство 220 кВ (ОРУ-220 кВ) выполнено по схеме №220-9 «одна рабочая, секционированная выключателем, система шин». Присоединение ПС к энергосистеме амурской области выполнено ответвле-

ниями от ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т с отпайками и от ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск.

Для надежного электроснабжения существующих потребителей и для подключения новых потребителей Белогорского района ПС 220 кВ Белогорск реконструируется в части изменения схемы ОРУ 220 кВ и присоединение подстанции от ВЛ 220 кВ Амурская - Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск и от ВЛ 220 кВ Амурская - Белогорск/т с отпайками в рассечку данных линий.

1.3 Общая характеристика оборудования установленного на ПС «Белогорская»

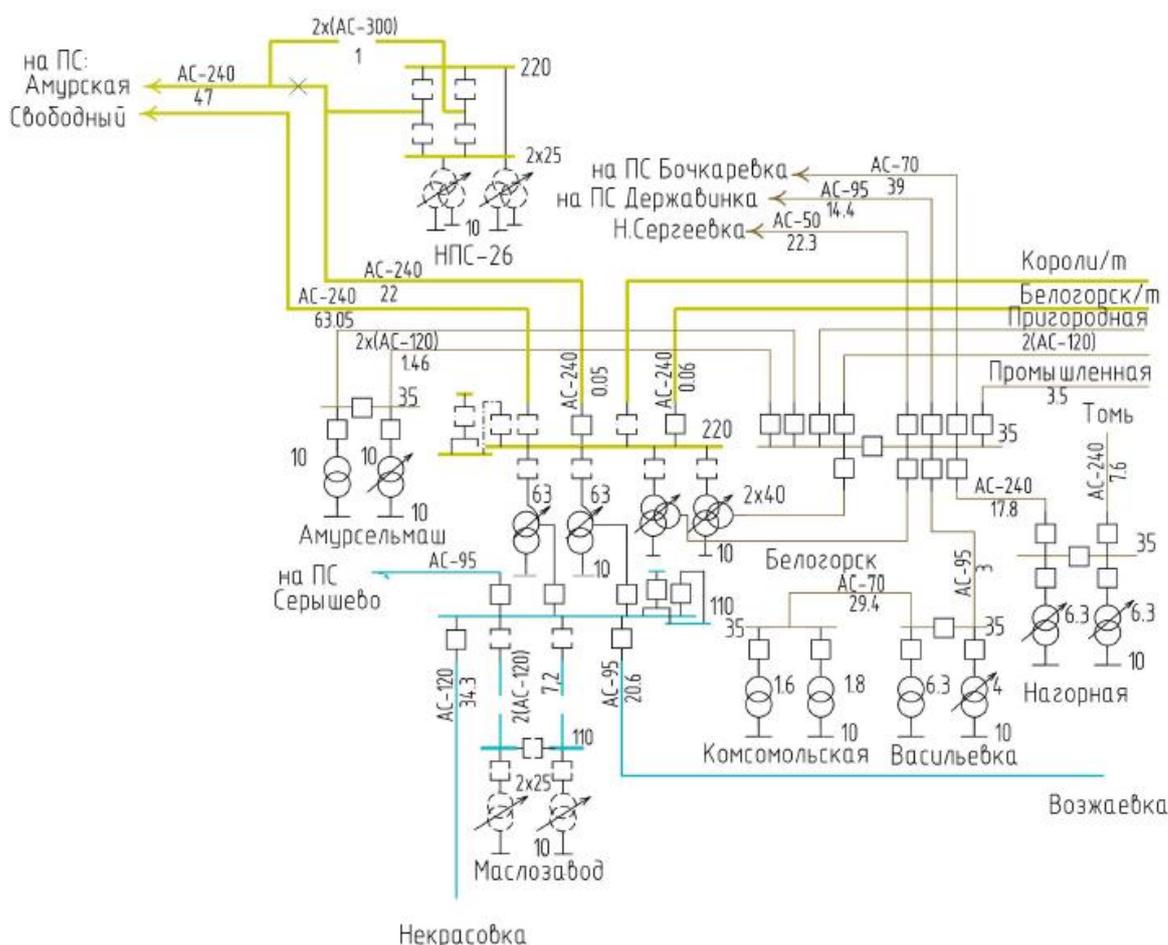


Рисунок 1 – Схема электрических соединений района расположения объекта
 В настоящее время на ПС 220 кВ Белогорск находится в эксплуатации следующие силовые трансформаторы:

1. Два автотрансформатора АТ-1 и АТ-2 напряжением 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый с устройством РПН типа АТДЦТН-63000/220/110/10;
2. Два трехфазных трансформатора Т-3 и Т-4 напряжением 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый с устройством РПН типа ТДТН-40000/220/35/10;

3. Четыре двухобмоточных трансформатора ТСН-1, ТСН-2, ТСН-3, ТСН-4 типа ТМ-630/10/0,4, используемые в качестве трансформаторов собственных нужд.

Основное оборудование подстанции выбрано по номинальному напряжению, максимальному длительному току присоединений, по отключающей способности и стойкости к токам короткого замыкания.

К ОРУ-220 кВ выполнено шесть присоединений: трансформаторы АТ-1, АТ-2, Т-3, Т-4 и две ВЛ 220 кВ.

На ОРУ-220 кВ установлены высоковольтные выключатели У220М-1000-2000-25У1 – 3 шт, разъединители двухколонковые с заземляющими ножами РНДЗ-16-220/1000 – 12 шт, ОД-220 – 4 шт, трансформаторы напряжения каскадный с фарфоровой крышкой НКФ-220-58У1 – 2 шт. Ограничители перенапряжения нелинейные ОПН-220/164/10 УХЛ1 – 2 шт, ограничитель перенапряжения нелинейный ОПН-220/160/10 ЗУХЛ1 – 2 шт, высокочастотный заградитель ВЗ-1000-0,6 – 6 шт и конденсатор связи СМП-110/кор3-6,4 ХЛ1 – 12 шт. Системы шин 1С – провода сечением АС-300, АС-240, АС-330, 2С – провод сечением АС-300.

Четыре трансформатора собственных нужд, мощностью 630 кВА каждый, подключены от стороны 10 кВ силовых трансформаторов Т-3, Т-4, АТ-1 и АТ-2.

Загруженность ТСН в зимний период составляет не более 40% от номинальной мощности. Контрольные замеры потребляемой мощности на ЩСН от 22.11.16 составляют около 350 кВа. В связи с установкой дополнительного оборудования прогнозируется незначительное увеличение потребляемой мощности. Требуется произвести проверку ТСН исходя из принятой схемы реконструкции.

Существующее открытое распределительное устройство 110 кВ (ОРУ – 110 кВ) выполнено по схеме №110-12 «Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная система шин» Электроснабжение ОРУ-110 кВ осуществляется от средних сторон автотрансформаторов. Присоединение данного ОРУ к энергосистеме Амурской области выполнено ВЛ 110 кВ Белогорск – Серышево, ВЛ 110 кВ Белогорск – Возжаевка, ВЛ 110 кВ Белогорск – Среднебелая с отпайкой на ПС Некрасовка.

На ОРУ-110 кВ установлены высоковольтные выключатели МКП-110М-1000/630-20У1 – 7 шт, разъединители РНДЗ-16-110/1000 – 13 шт, РНДЗ-26-110/1000 – 7 шт, СОНК112-31,5 - 2 шт, трансформаторы напряжения каскадный с фарфоровой

покрышкой НКФ-110-57 – 2 шт, трансформаторы тока ИМВ-145 - 3 шт. Ограничитель перенапряжения нелинейный ОПН-110/77/10 ЗУХЛ1 – 4 шт, высокочастотный заградитель ВЗ-630-0,6 – 6 шт и конденсатор связи СМП-110/кор3-6,4 ХЛ1 – 6 шт.

Системы шин 1С – провода сечением АС-240, 2С – провод сечением АС-240, ОСШ - АС-240.

Данные по трансформаторам и автотрансформаторам, установленным на ПС «Белогорская» сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Данные по трансформаторам и автотрансформаторам ПС Белогорск

Обозначение	Тип	S _{ном} , МВА	Схема и группа соединения обмоток	ц _к , %		
				ВН	СН	ВС
ОРУ 220Кв ПС «Белогорская»						
1	2	3	4	5	6	7
АТ1	АТДЦТН-63000/220/110/10	63	Y ₀ /Y ₀ /Δ	3 1	1 9	1 1
АТ2	АТДЦТН-63000/220/110/10	63	Y ₀ /Y ₀ /Δ	3 1	1 9	1 1
Т3	ТДТН-40000/220/35/10	40	Y ₀ /Δ	11		
Т4	ТДТН-40000/220/35/10	40	Y ₀ /Δ	10,5		

2 ВЫБОР СХЕМЫ РУ 220 кВ

Проект комплексной реконструкции ОРУ 220 Кв ПС «Белогорская» включает в себя:

1. Изменение схемы подключения силовых трансформаторов, а именно, подключение автотрансформаторов АТ-1, АТ-2 и трансформаторов Т-3, Т-4 от разных систем шин;

2. Демонтаж всех существующих выключателей 220 кВ и установка элегазовых выключателей на ОРУ-220 кВ для АТ-1, АТ-2, Т-3, Т-4, в том числе и для каждой реконструированной ВЛ по схеме «Заход-выход»;

3. Установка ОПН для трансформаторов Т-3 и Т-4 на ОРУ-220 кВ, с заменой РВ на ОПН по стороне 35 кВ.

4. Организация электромоторных приводов для вновь устанавливаемых коммутационных аппаратов с возможностью телеуправления данными аппаратами от АСУ ТП.

5. Изменение схемы ОРУ-220 кВ на схему 220-13 «Две рабочие системы шин». Присоединение ПС от ВЛ 220 кВ «Амурская - Короли/Т и от ВЛ 220 кВ «Амурская - Белогорск/Т в рассечку данных линий. Увеличение количества линейных присоединений к ОРУ 220 кВ, с 2-х до 4-х.

Ошиновка распределительных устройств выбрана по максимальному длительному току присоединений, по стойкости к токам трехфазного короткого замыкания, по условиям коронирования, механической прочности опорных конструкций при наименьших расстояниях от токоведущих частей до различных элементов распределительных устройств, а также с учётом однотипности проводов линии электропередачи и ПС.

Обслуживание ВЛ и подстанции осуществляется постоянным оперативным персоналом.

2.1 Одна рабочая секционированная выключателем система шин 220-9

Обычно секционирование выполняется получала питание от разных ИП. Число присоединений и нагрузка на СШ должны быть приблизительно равны. В нормальном режиме секционный выключатель может быть включен при параллельной работе секции шин или отключен при их отдельной работе. В системах электро-

снабжения предприятий и городов обычно предусматривается именно раздельная работа СШ. Данная схема проста, наглядна и достаточно надежна, широко применяется в промышленных и городских сетях электроснабжения для любой категории.

Допускаемо применять эту схему при пяти и более присоединениях в распределительном устройстве 220-110 кВ из герметизированных ячеек с элегаз. изоляцией, также в распределительных устройствах 110 кВ с выкатными выключателями при возможности замены выключателей в эксплуатационный период. В сетях 10(6) кВ данная схема имеет преимущества по сравнению с одиночной не секционированной системой шин. Она имеет более высокую надежность, так как при КЗ на сборных шинах отключается только одна секция шин, в то время, как другая продолжает работать.

Недостатки схемы с одной секционированной выключателем системы шин:

на все время проведения контроля или ремонта секции сборных шин один источник питания отключается;

профилактический ремонт секции сборных шин и шинных разъединителей связан с отключением всех линий, подключенных к данной секции шин;

повреждения в зоне секции сборных шин приводят к отключению всех линий этой секции шин;

ремонт выключателей связан с отключением соответствующих присоединений.

Вышеперечисленные недостатки частично устраняются при использовании схем с большим числом секций.

2.2 Две рабочие системы шин 220-13

Схему "две рабочие системы шин" допускается применять в РУ 110 – 220 кВ при числе присоединений от 5 до 15, если они выполнены из герметизированных ячеек с элегаз. изоляцией, также в распределительных устройствах 110 кВ с выкатными выключателями при возможности замены выключателей в эксплуатационный период.

Данную схему также допускаемо применять в распредел.устройствах 110 – 220 кВ, если распределительное устройство выполнено из:

Схемы РУ с двумя системами сборных шин являются естественным развитием схем с одной системой сборных шин.

В схеме каждый элемент присоединяется через развилку двух шинных разъединителей, это позволяет осуществлять работу от одной, и от другой системы шин. Обе системы шин могут быть соединены между собой шиносоединительными выключателями, а так-же возможен и другой режим работы, когда две СШ находятся под напряжением и присоединения распределяются между ними равномерно. Данный режим называется с фиксированным присоединением цепей.

Достоинства схемы:

гибкость схемы, возможность отключения для ремонта любого элемента без отключения других присоединений,

достаточно высокая надежность схемы.

Недостатки схемы:

- большое количество разъединителей, изоляторов, токоведущих материалов;
- более сложная конструкция РУ по сравнению с предыдущей схемой;
- большие капитальные затраты;
- использование разъединителей в качестве оперативных аппаратов;
- большое количество операций с разъединителями и сложная блокировка между выключателями и разъединителями допускает возможность ошибочного отключения тока нагрузки разъединителями;
- вероятность аварий из-за ошибок обслуживающего персонала больше, чем в схемах с одной системой шин.

2.3 Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин 220-12

Данная схема применяется для РУ высшего напряжения узловых подстанций и электростанций 110 – 220 кВ с большим числом присоединений и с выключателем на каждое из присоединений.

При ремонте одной системы сборных шин присоединения переводятся на другую.

При переводе соединений с одной СШ на другую СШ, ШСВ должен находиться во включенном положении. Отдельные присоединения в нормальном режиме работы могут быть подключены к одной или двум системам рабочей системы шин. ОСШ используется для ремонта выключателя одного из присоединений. При включении рабочего ножа разъединительная блокировка не даст включить ни один за-

земляющий нож, для предотвращения КЗ, если включен хотя бы один заземляющий нож, блокировка не даст включить рабочий нож.

Достоинства схемы:

малое количество выключателей (один на одно присоединение);

достаточно высокая надежность схемы;

относительно малое время перерыва электроснабжения при авариях на одной из систем шин.

Недостатки схемы:

повреждение шиносоединительного выключателя равносильно короткому замыканию на обеих системах шин;

усложняется эксплуатация РУ, так как при выводе в ревизию и ремонт выключателей требуется большое число операций разъединителями;

увеличены затраты на сооружение ОРУ в связи с установкой разъединителей шиносоединительного, обходного выключателей и большого количества

2.4 Две рабочие системы шин с обходной системой шин 220-13н

Схема применяется для РУ высшего напряжения узловых подстанций и электростанций 110 – 220 кВ с большим числом присоединений и с одним выключателем на каждое присоединение. При ремонте одной из системы сборных шин присоединение переводится на другую. Шиносоединительный выключатель (ШСВ) в нормальном режиме работы может быть и включен и отключен. При переводе присоединений с одной системы шин на другую ШСВ должен находиться во включенном положении. Отдельные присоединения в нормальном режиме работы могут быть подключены к одной или обеим системам рабочей системы шин. Обходная система шин используется для ремонта выключателя одного из присоединений. При включении рабочего ножа разъединительная блокировка не даст включить ни один заземляющий нож, чтобы не было КЗ. Если включен хотя бы 1 нож, блокировка не даст включить рабочий нож.

Достоинства схемы:

- малое количество выключателей (один на одно присоединение);

- достаточно высокая надежность схемы;

- относительно малое время перерыва электроснабжения при авариях на одной из систем шин.

Недостатки схемы:

повреждение шиносоединительного выключателя равносильно короткому замыканию на обеих системах шин;

усложняется эксплуатация РУ, так как при выводе в ревизию и ремонт выключателей требуется большое число операций разъединителями;

увеличены затраты на сооружение ОРУ в связи с установкой шиносоединительного, обходного выключателей и большого количества разъединителей.

2.5 Обоснование принимаемой схемы 220 кВ

В рамках текущей работы принимается решение о применении схемы №220-13Н «Две рабочие системы шин, соединённых шиносоединительным выключателем и обходной системой шин» по следующим причинам:

1. ПС 220 кВ Белогорская является крупным распределительным центром Белогорского района

2. К шинам 110 кВ подстанции подключены линии, питающие стратегически важные объекты (ВЧ Серышево)

3. Данная схема позволяет выводить в плановый и аварийный ремонт коммутационное оборудование с минимальным временем перерыва электроснабжения

Существенный недостаток выбранной схемы – усложнение оперативных переключений и цепей оперативной блокировки, упрощается применением современного коммутационного оборудования с электродвигательными приводами и возможностью удалённого оперирования. Современная АСУ ТП на подстанции позволяет производить переключения без нахождения в непосредственной близости оперативного персонала во время оперативных переключений, что снижает риск травм на производстве в случаях, когда оборудование по тем или иным причинам имеет скрытый дефект и может повлечь за собой серьёзный вред здоровью человека. В случае применения всех наработок электроэнергетики не требуется присутствие оперативного персонала на ОРУ во время оперативных переключений и фиксировать изменения положения коммутационных аппаратов из ОПУ с помощью системы технологического видеонаблюдения.

2.6 Обоснование схемы ОРУ 110 кВ

Связь с ОРУ 220 кВ осуществляется с помощью двух автотрансформаторов связи и к 2020 году планируется, что от ору 110 кВ будут отходить 5 ВЛ, соответ-

ственно общее число присоединений будет равно семи. Учитывая указания НТП можно оставить существующую схему распределительного устройства – Одна секционированная система шин с отдельным обходным и секционным выключателем.

3 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ

3.1 Анализ электрических режимов рассматриваемых участков сети

В расчетах режимов учтены сети 110 кВ, 220 кВ, 500 кВ, прилегающих к объектам проектирования.

В расчетной модели учтены следующие электрические станции: Зейская ГЭС, Бурейская ГЭС, Нижне-Бурейская ГЭС, Благовещенская ТЭЦ и Райчихинская ГРЭС.

Расчеты выполняются с целью определения влияния вводимых электросетевых объектов на рассматриваемую часть энергосистемы Дальнего Востока и надёжность её работы в нормальных и послеаварийных режимах.

В расчётной схеме учтены:

1. На ПС 500 кВ Амурская в нормальном режиме на шинах 10 кВ РК-1 и РК-отключены. Также на данной подстанции смоделирован УШР-5-500 на шинах 500
2. Секционный выключатель между проектируемыми двумя секциями шин ОРУ 220 кВ на ПС 220 кВ Белогорск нормально отключен (секции работают раздельно);
3. На Зейской и Бурейской ГЭС смоделированы реакторы 500 кВ;
4. Подключение строящейся ПС 110 кВ НПЗ выполнено тремя линиями 110 кВ: ВЛ 110 кВ Ивановка-НПЗ, ВЛ 110 кВ Силикатная-НПЗ, ВЛ 110 кВ Среднебелая-НПЗ) с отключенными секционными выключателями в нормальном режиме;
5. На ПС 220 кВ Новокиевка смоделирован реактор РТД-8000/35;
6. На ПС 220 кВ Хвойная АТ-1 и АТ-2 нормально включены.

При расчете режимов пропускная способность линий указана исходя из паспортных данных проводников и длительно допустимого тока оборудования по концам линий в соответствии с ПУР Приложение 10 «Длительно допустимые токовые нагрузки ЛЭП».

Следует учесть, что в соответствии с «Перечнем мероприятий, направленных на повышение надежности и наблюдаемости внешнего электроснабжения тяговых подстанций ОАО «РЖД» в 2018 - 2025 годах» планируется выполнение реконструк-

ции ПС 220 кВ Белогорск\т и ПС 220 кВ Короли\т с заменой ошиновки и оборудования присоединений 220 кВ, являющихся в настоящее время элементами, ограничивающими допустимую токовую нагрузку транзита 220 кВ Амурская - Завитая.

Технические характеристики ошиновки и оборудования присоединений 220 кВ реконструируемой ПС 220 кВ Белогорск не должны ограничивать допустимые токовые нагрузки транзита 220 кВ Амурская - Завитая после реконструкции тяговых подстанций. С учетом изложенного допустимые токовые нагрузки оборудования присоединений 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск после реконструкции должны составлять (для ТНВ 25°С):

- первичное оборудование - не менее 1000 А;
- ошиновка - не менее 853 А.

Полный анализ приведен в ПРИЛОЖЕНИИ А и ПРИЛОЖЕНИИ Б.

3.2 Параметры электрических режимов на 2020 и 2025 г.

Параметры электрических режимов 2020г приведены в таблице 3.

Таблица 3.- Параметры электрических режимов 2020г.

Наименование режима	ВЛ 220 кВ ПС Амурская-ПС Белогорск 2сш с отп. ПС Свободный	ВЛ 220 кВ ПС НПС-26-ПС Белогорск 1сш	ВЛ 220 кВ ПС Белогорск 2 сш-ПС Белогорск\т	ВЛ 220 кВ ПС Белогорск 1 сш - ПС Короли\т
	АС-240 длит.доп=610(+25) А (ТТ, ошиновка)	АС-240 длит.доп=610(+25) А (ТТ, ошиновка)	АС-240 АС-300 длит.доп=610(+25) А (ТТ, ошиновка)	АС-240 АС-300 длит.доп=610(+25) А (ТТ, ошиновка)
Зимний максимум 2020г. Норм. реж.	105	77	24	114
Летний минимум 2020г. Норм. реж.	98	94	135	189

Зимний максимум 2020 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26 на ремонт ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т	218	-	100	-
Зимний максимум 2020 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26 на ремонт АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Белогорск	173	-	56	89
Зимний максимум 2020 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т, отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26 на ремонт Т-3 ПС 220 кВ Белогорск	219	-	100	-

Зимний максимум 2020 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т, отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26 на ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Белогорск	219	-	100	-
Летний минимум 2020 г. Включение на холостой ход ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т со стороны Короли/т	127	85	194	-
Летний минимум 2020 г. Включение на холостой ход ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 2 сш - ПС 220 кВ Белогорск/т со стороны Белогорск/т	50	124	-	228
Летний минимум 2020 г. Отключение Т-3 ПС 220 кВ Белогорск	94	101	141	182
Летний минимум 2020 г. Отключение АТ-1 ПС 220 кВ Белогорск	84	136	163	160

Параметры электрических режимов 2025г приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Параметры электрических режимов 2025г.

Наименование режима	ВЛ 220 кВ ПС Амур- ская-ПС Бе- логорск 2сш с отп. ПС Свободный	ВЛ 220 кВ ПС НПС-26-ПС Белогорск 1сш	ВЛ 220 кВ ПС Белогорск 2 сш-ПС Белогорск/т	ВЛ 220 кВ ПС Белогорск 1 сш - ПС Короли/т
	АС-240 длит.доп=61 0(+2 5) А (ТТ, ошиновка)	АС-240 Идлит.доп=610(+ 25) А (ТТ, ошиновка)	АС-240 АС-300 Идлит.доп=610 (+25) А (ТТ, ошиновка)	АС-240 АС-300 Идлит.доп=61 0 (+25) А (ТТ, ошиновка)
Зимний макси- мум 2025г. Норм. реж.	124	100	19	111
Летний минимум 2025г. Норм. реж.	82	96	133	172
Зимний макси- мум 2025 г. От- ключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Белогорск	194	102	54	73
Зимний макси- мум 2020 г. От- ключение Т-3 (Т- 4) ПС 220 кВ Бе- логорск	194	207	54	74
Зимний макси- мум 2025 г. Наложение ава- рийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т, отклю- чение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Бело- горск 1 сш - Отпайка на НПС- 26 на ремонт Т-3 ПС 220 кВ Бело- горск	262	-	477	-

Зимний максимум 2025 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш -Отпайка на НПС-26 на ремонт ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш -ПС 220 кВ Короли/т	260	-	-	97
Летний минимум 2025 г. Отключение АТ-1 ПС 220 кВ Белогорск	64	34	154	150
Летний минимум 2025 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т на ремонт Т-3 (Т-4) ПС 220 кВ Белогорск	125	51	198	-
Летний минимум 2025 г. Включение на холостой ход ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т со стороны Короли/т	53	54	225	
Летний минимум 2025 г. Включение на холостой ход ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 2 сш - ПС 220 кВ Амурская с отпайкой на		144	112	164

3.3 Составление схемы замещения и расчёт токов короткого замыкания

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разрядники. Как правило, оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость.

Расчеты максимальных значений уровней токов короткого замыкания (далее ТКЗ) проводились в два этапа:

1. 2020 г. – окончание работ по данному проекту
2. 2025 г. – перспектива 5 лет

В качестве исходных данных при проверке оборудования в режиме КЗ принят максимальный ток КЗ на шинах подстанции.

Расчёты токов короткого замыкания выполнены для выбора и проверки первичного оборудования, разработки мероприятий по ограничению токов коротких замыканий на реконструируемой части ПС Белогорск ОРУ 220 кВ.

Расчет проведен на основании руководящих указаний по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования (РД 153-34.0-20.527-98).

Расчет токов короткого замыкания выполнен с использованием программы «АРМ СРЗА», разработанной ПК «БРИЗ», г. Новосибирск.

Величины токов короткого замыкания рассчитаны для нормальной схемы сети и максимального режима (электростанции учитывались их полной установленной мощностью). Расчет произведен по средним положениям РПН силовых трансформаторов. Схема замещения представлено на рисунке 1

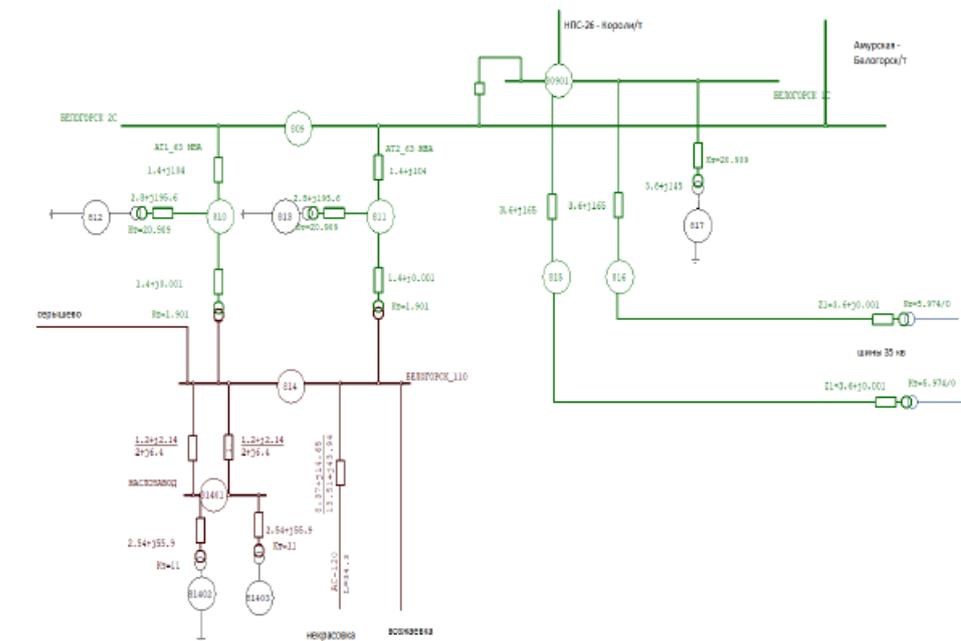
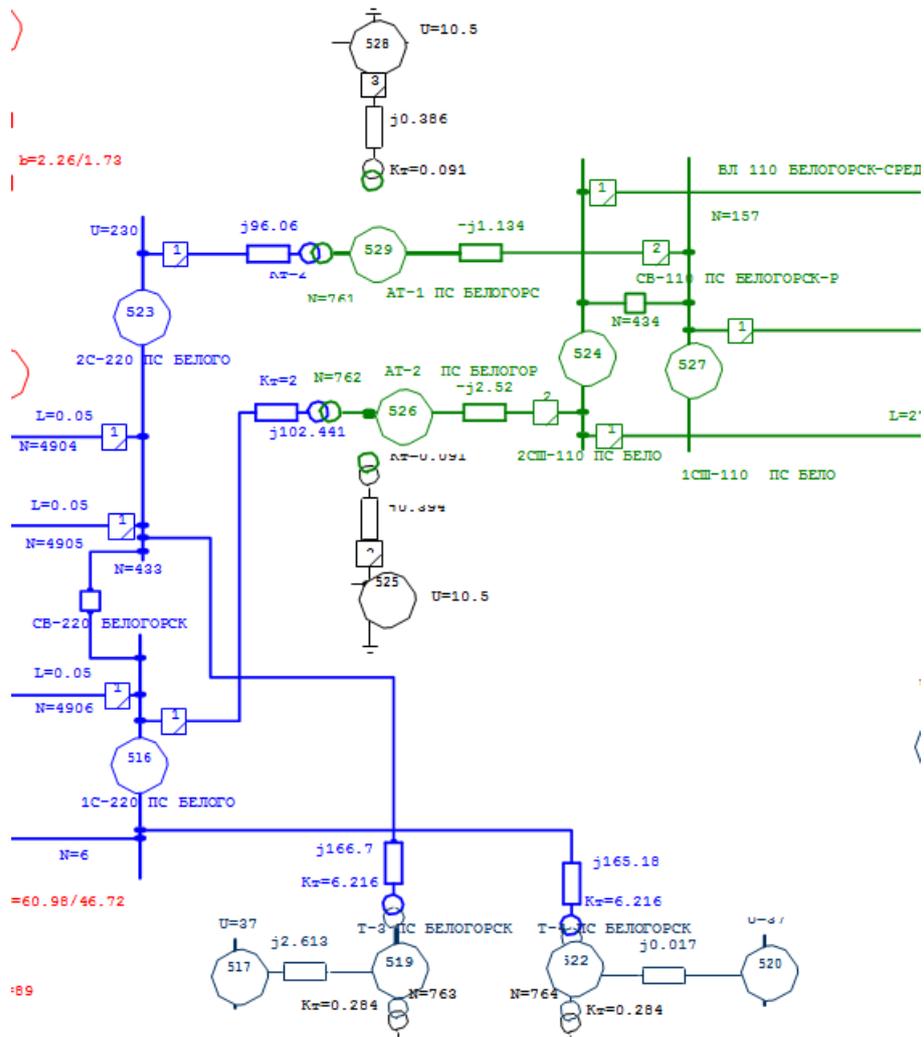


Рисунок 1 – Схема замещения ПС Белогорск.

Величины токов короткого замыкания представлены в именованных единицах и приведены к соответствующим номинальным напряжениям узла.

Результаты расчетов токов КЗ для ПС Белогорск и примыкающих к ней подстанций приведены в таблицах 5, 6,.

Таблица 5. – Расчетные значения токов КЗ на шинах 220 кВ

Точка к.з.	Значения ТКЗ в расчетный период, А			
	2020г.		2025.г	
	3-ф КЗ	1-ф КЗ	3-ф КЗ	1-ф КЗ
Шины ПС Белогорск 220 кВ 1СШ	8829	8719	8877	8757
Шины ПС Белогорск 220 кВ 2СШ	8829	8719	8877	8757
Шины ПС НПС-26 220 кВ	7631	6755	7677	6809
Шины ПС Белогорск/т 220 кВ	7850	7435	7885	7461
Шины ПС Короли/т 220 кВ	6425	5752	6436	5758
Шины ПС Амурская 220 кВ	15992	18852	16283	19377
Шины ПС Завитая 220 кВ	12670	12079	12690	12091
Шины ПС Благовещенск 220 кВ	7418	7603	7440	7619
Шины ПС Шимановск/т 220 кВ	4679	4584	6222	6117
Шины ПС Ледяная 220 кВ	4442	5142	4774	4647
Шины ПС Ледяная/т 220 кВ	4252	4730	6445	6970
Шины ПС Сила Сибири (лед) 220 кВ	6022	6247	5975	6168
Шины ПС Сила Сибири (нов) 220 кВ	9196	8828	7579	-
Шины ПС Зея 220 кВ	5431	5627	6807	-
Шины ПС Хвойная 220 кВ	6838	5924	6398	6655

Таблица 6 – Расчетные значения КЗ на шнах 110 кВ

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ(А0)					
Узла	Узла	I1(мод/фаза)		I1(мод/фаза)		I2(мод/фаза)		3I0(м/ф)	
U=238.9/-0 Z1=2.923+j16.217 Z2=2.923+j16.217 Z0=2.429+j19.176									
809-	БЕЛОГОРСК 2С	8369	100	2638	99	2638	99	7915	99
478	ОТП_СВОБОДНЫЙ_22	2360	99	754	98	739	98	1548	102
810	БЕЛОГОРСК_110_АТ	244	105	71	104	80	104	799	94
811	БЕЛОГОРСК_110_АТ	244	105	71	104	80	104	799	94
1004	БЕЛОГ-Т 220 1СШ	1705	101	530	100	541	100	879	102
80901	БЕЛОГОРСК 1С	3818	100	1214	99	1199	98	3899	99
U=124.8/-0 Z1=2.584+j12.175 Z2=2.584+j12.175 Z0=0.677+j7.535									
814-	БЕЛОГОРСК_110	5790	102	2223	100	2223	100	6670	100

Расчетный вид КЗ – трехфазное, по которому согласно ПУЭ, проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов. В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить следующие их значения:

I_{no} - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

i_y - ударный ток короткого замыкания;

i_a - аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Определяем параметры схемы замещения. Сопротивление системы X_C определяется по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{S_{K3}} \quad (1)$$

где S_{K3} - мощность короткого замыкания системы;

S_{δ} – базисная мощность.

Напряжения короткого замыкания обмоток автотрансформатора определяются по формулам:

$$U_{kB} = 0,5(U_{kBH} + U_{kBC} - U_{kCH}) \quad (2)$$

$$U_{kC} = 0,5(U_{kCH} + U_{kBC} - U_{kBH}) \quad (3)$$

$$U_{kH} = 0,5(U_{kBH} + U_{kCH} - U_{kBC}) \quad (4)$$

Сопротивления обмоток автотрансформатора определяются по формулам:

$$X_{BH} = \frac{U_{kB}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМАТ}} \quad (5)$$

$$X_{CH} = \frac{U_{kC}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМАТ}} \quad (6)$$

$$X_{HH} = \frac{U_{кН}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{номАТ}} \quad (7)$$

где $U_{кВ}$, $U_{кС}$, $U_{кН}$ - напряжение короткого замыкания обмоток ВН, СН, НН автотрансформатора соответственно;

S_6 - базисная мощность;

$S_{номАТ}$ - номинальная мощность автотрансформатора.

Сопротивления нагрузок определяются по формулам:

$$\begin{aligned} X_{НСН} &= X_{нагр}^* \frac{S_6}{S_{СН}} \\ X_{ННН} &= X_{нагр}^* \frac{S_6}{S_{НН}} \\ X_{Нтр} &= X_{нагр}^* \frac{S_6}{S_{тр}} \end{aligned} \quad (8)$$

где $X_{нагр}^* = 0,35$ – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

$S_{кЗ}^{СН}$ - мощность короткого замыкания на стороне СН;

$S_{ВН}$, $S_{НН}$ - мощность нагрузки на стороне ВН и НН соответственно.

Расчет токов короткого замыкания.

Базисный ток для точки К1 определяется по формуле:

$$I_{61ст} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6^{1ст}} \quad (9)$$

Базисный ток для точки К2 определяется по формуле:

$$I_{62ст} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6^{2ст}} \quad (10)$$

Базисный ток для точки К3 определяется по формуле:

$$I_{63ст} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6^{3ст}} \quad (11)$$

Токи рассчитываем по формуле:

$$I_{n0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} I_{\sigma} \quad (12)$$

Ударные токи определяем по формуле:

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} I_{n0} K_{y\sigma} \quad (13)$$

Полные расчеты представлены в ПРИЛОЖЕНИИ В

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

4.1 Проверка нагрузочной способности существующих силовых трансформаторов и автотрансформаторов

В рамках данной работы требуется производить проверку существующих силовых трансформаторов и автотрансформаторов в силу следующих факторов:

1. Комплексная реконструкция подстанции не предусматривает замену силовых трансформаторов и автотрансформаторов

2. Подстанция существующая, предполагаемый рост нагрузки будет учтён при расчёте режимов

Так как подстанция действующая, то для определения нагрузочной способности требуется произвести анализ контрольных замеров в часы максимумов.

Полученные данные сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Контрольные замеры в часы максимумов

Трансформаторы	АТ-1		АТ-2		Т-3		Т-4		
	Т, час	I сш U, кВ	I, А	I сш U, кВ	I, А	II сш U, кВ	I, А	II сш U, кВ	I, А
12:00		235,0	29,9	234,8	18,7	откл	откл	112,9	84,1
21:00		235,0	14,7	234,8	18,2	откл	откл	113,5	89,4

В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих подстанциях рекомендуется выбирать из условий допустимых перегрузок в послеаварийных режимах до 70-80% на время максимума общей суточной продолжительности не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки подстанции имеются потребители 1-й категории или $P_{\text{HMAX}} \geq 10$ МВт, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух.

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}}{N \cdot K_3}, \quad (14)$$

где K_3 - коэффициент загрузки СТ, принимается равным $K_3=0,75$;

S_{CH}, S_{HH} - мощность средней и низкой стороны СТ соответственно.

$$S_{НОМАТ} = \frac{110+11}{2 \cdot 0,7} = 62,857 \text{ МВА}$$

В результате расчета получили значение $S_{тр}=62,857$ МВА, следовательно выбираем автотрансформаторы марки АДЦТН - 63000/220/110, который установлен на данной ПС и полностью исправен. Каталожные данные автотрансформатора представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Каталожные данные автотрансформатора

АДЦТН - 63000/220/110	Напряжение обмоток, кВ	Напряжение короткого замыкания, %
Обмотка ВН	230	11,5
Обмотка СН	121	0
Обмотка НН	10,5	20,5

На основании таблицы 8 делаем вывод о допустимости применения существующего оборудования.

4.2 Выбор выключателей 220 кВ и 110 кВ

Выключатели являются важнейшим коммутационным оборудованием и предназначены для включения, отключения и повторного включения электрических присоединений. Эти действия выключатели должны совершать как в нормальном режиме, так и в режиме короткого замыкания.

В общих сведениях о выключателях рассмотрены параметры, которые характеризуют выключатели. При выборе выключателей необходимо учесть 12 разнообразных параметров, но т.к. заводами изготовителями гарантируется определенная зависимость параметров, то допускается производить выбор выключателя по основным важным параметрам.

по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{ сек.} \tag{15}$$

по длительному току

$$I_{\max} \leq I_{\text{НОМ}}, \quad (16)$$

по отключающей способности.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{n,0} \leq I_{\text{отк,НОМ}} \quad (17)$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{НОМ}} = \sqrt{2} \beta_{\text{Н}} I_{\text{отк,НОМ}} / 100, \quad (18)$$

где $i_{a,\text{НОМ}}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ , кА;

$\beta_{\text{Н}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

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

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

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов определяется по формуле:

$$\tau = t_{z,\min} + t_{c,v}, \quad (19)$$

где $t_{z,\min}$ – минимальное время действия релейной защиты, $t_{z,\min} = 0,01$ сек;

$t_{c,v}$ – собственное время отключения выключателя, сек.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ равна:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2}I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (20)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ сек.

Если условие $I_{п,0} \leq I_{отк, ном}$ соблюдается, а $i_{a,\tau} \geq i_{a, ном}$, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ по условию:

$$(\sqrt{2}I_{п,0} + i_{a,\tau}) \leq I_{отк, ном} (1 + \beta_H/100). \quad (21)$$

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_y \leq i_{вкл}, \quad (22)$$

$$I_{n,0} \leq I_{вкл}, \quad (23)$$

где i_y – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

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

$i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения, кА.

Величина ударного тока определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2}I_{п,0} \cdot k_y, \quad (24)$$

где k_y – ударный коэффициент, определяемый по формуле:

Также все выключателя проверяются на электродинамическую и термическую стойкости.

Электродинамическая стойкость аппарата – это его свойство противостоять действию короткого замыкания в течении первых нескольких периодов без механических повреждений, которые препятствуют его работоспособности.

Заводы изготовители характеризуют электродинамическую стойкость оборудования номинальным током эл. динамической стойкости, под которым понимается наибольший, гарантированный заводом – изготовителем начальный ток короткого замыкания, который аппарат выдерживает без каких-либо механических повреждений, которые могут повлечь на его дальнейшую работу. Номинальные токи электродинамической стойкости коммутационных аппаратов относятся к полностью включенному положения. Гарантированные значения ТКЗ не должны быть превышены в течение некоторого малого промежутка времени. На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам короткого замыкания.

$$I_{n,0} \leq I_{дин}, \quad (26)$$

$$i_y \leq i_{дин}, \quad (27)$$

где $I_{дин}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА

$i_{дин}$ – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

Термической стойкостью аппарата называется его способность противостоять кратковременному тепловому действию ТКЗ без повреждений, которые могут в дальнейшем повлиять на его работу.

Термическую стойкость аппаратов заводы – изготовители характеризуют током термической стойкости и временем его прохождения.

Током термической стойкости аппарата называют затухающий периодический ток (действующее значение), установленный заводом-изготовителем на основании соответствующих тепловых расчетов и испытаний в качестве параметра аппарата рассматриваемого типа. Аппарат должен выдерживать этот ток в течение времени тер-

мической стойкости. При этом температура частей аппарата не должна превышать допускаемую температуру при кратковременном нагревании. Для коммутационных аппаратов ток термической стойкости относится к полностью включенному положению. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

Током термической стойкости аппарата называется затухающий периодический ток, установленный заводом – изготовителем на основании соответственных тепловых расчетов и испытаний, в качестве примера аппарат рассматриваемого типа. Данный аппарат должен выдерживать этот ток в течении времени термической стойкости. При этом температура частей аппарата не должна превышать допускаемую температуру при кратковременных нагревах. Для коммутационных аппаратов ток термической стойкости относится к полностью выключенному положению. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу ТКЗ.

$$B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (28)$$

где B_{κ} – тепловой импульс тока КЗ по расчету, $\text{кА}^2\text{с}$;

$I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА ;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости, сек .

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_{\kappa} = I_{n,0}^2 (t_{отк} + T_a), \quad (29)$$

где $t_{отк}$ – время отключения, сек .

Согласно ПУЭ время отключения (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{р,з} + t_{отк,в}, \quad (30)$$

где $t_{р,з}$ – время действия основной релейной защиты данной цепи, сек ;

$t_{отк,в}$ – полное время отключения выключателя, сек .

Сторона ОРУ 220 кВ выбираем колонковые элегазовые выключатели ВГТ-220П-40/2500У1

Сторона ОРУ 110 кВ: ВГТ-110Б-20/1000 У1

Выключателя серии ВГТ предназначены для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц, напряжением 110, 220, 330 и 500 кВ. Климатическое исполнение выключателя У1, высота над уровнем моря 1000 м, температура окружающей среды от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$, при гололеде с коркой не более 20 мм, допустимой скорости ветра не более 15 м/с, при отсутствии гололеда не более 40 м/с. Допустимое натяжение проводов в горизонтальной плоскости, приложенное к выводам полюса не более 2500 Н.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{\kappa} = I_{\text{КЗ}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (31)$$

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

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_{\kappa} = 12,281^2 \cdot (0,055 + 0,04) = 2,436 \text{ кА}^2\text{с} \quad (32)$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ .

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{откл}} = 22,62, \quad (33)$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$$\beta_n = 0,4.$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot 220} = \frac{180}{\sqrt{3} \cdot 220} = 143,2 \text{ А}$$

Сравнение каталожные и расчетных данных для выключателей 220 кВ и 110 кВ приведены в таблицах 9, 10

Таблица 9. – Расчетные и каталожные данные выключателей ОРУ 220 кВ.

Тип обо- руд-я 220 кВ	Расчетные данные						Каталожные данные					
	I_{\max}	$I^{(3)}_{\text{кз}}$	$I^{(1)}_{\text{кз}}$	$I_{\text{уд}}$	$t_{\text{откл}}$	$B_{\text{к}}$ ($I^3_{\text{кз}}$)* $t_{\text{кз}}$ кА ² *с	$I_{\text{ном}}$	$I_{\text{откл}}$	$I_{\text{терм}}$	$I_{\text{дин}}$	$t_{\text{тер}}$ м	$I^2_{\text{терм}}$ * $t_{\text{тер}}$ м кА ² *с
	А	кА	кА	кА	с		А	кА	кА	кА	с	с
Выключа- тель эле- газовый колонко- вый 220 кВ (для ВЛ)	143	88,8	8,76	22,6	0,14	122,5	1000	40	40	100	3	4800
Выключа- тель эле- газовый колонко- вый 220 кВ (для Т, АТ, сек- ционный)	165	88,8	8,76	22,6	0,14	240,7	1000	40	40	100	3	4800

Таблица 10 – Расчетные и каталожные данные выключателей ОРУ 110 кВ

Условия выбора	Каталожные дан- ные	Расчетные дан- ные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сети}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{утж}}$	1000 А	984; 390 А
$I_{\text{пр.с.}} \geq I_{\text{по}}$	20 кА	8,3 (8,5) кА
$i_{\text{пр с}} \geq i_{\text{уд}}$	52 кА	18,87 кА
$I_{\text{откл ном}} \geq I_{\text{пт}}$	20 кА	8,3 (8,5) кА
$i_{\text{а ном}} \geq i_{\text{ат}}$	7,07 кА	0,584 кА
$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	1200 кА ² ·с	293,47 кА ² ·с

Примечание.

Токи утяжеленных режимов для ВЛ 110 кВ определяем приближенно по длительно допустимому току для проводов ВЛ (АС-120) -390 А.

Существующее оборудование ПС 220 кВ Белогорск проверено на устойчивость к действию ТКЗ и токам нагрузки на 2020 г и 2025 г.

ПС размещается в районе, который не попадает в зону природных и промышленных загрязнений. В соответствии с ПУЭ изд.7 и с учетом опыта эксплуатации оборудования, изоляция вновь устанавливаемого оборудования и ошиновки принята для II степени загрязнения атмосферы с удельной длиной пути утечки не менее 2, 00 см/кВ.

4.3 Выбор разъединителей 220 кВ и 110 кВ

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

Разъединители выбираются по следующим условиям:

номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном\ сети}; \quad (34)$$

номинальному длительному току:

$$I_{ном} \geq I_{утж}; \quad (35)$$

электродинамической стойкости (достаточна проверка только по ударному току):

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (36)$$

где $i_{дин}$ - предельный ток динамической стойкости разъединителя, кА.
термической стойкости.

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k. \quad (37)$$

Выбираем разъединители РНГ.1-220/1000 ХЛ1 и РНГ.2-220/1000 ХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей представлено в таблицах 11 и 12.

Таблица 11. – Каталожные и расчетные данные разъединителей.

Тип оборуд-я 220 кВ	Расчетные данные						Гарантийные данные					
	I_{\max}	$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$	$I_{\text{КЗ}}^{(1)}$	$I_{\text{уд}}$	$t_{\text{откл}}$	$B_{\text{к}}$ ($I_{\text{КЗ}}^3$)* $t_{\text{КЗ}}$ кА ² *с	$I_{\text{ном}}$	$I_{\text{откл}}$	$I_{\text{терм}}$	$I_{\text{дин}}$	$t_{\text{терм}}$	$I_{\text{терм}}^2$ * $t_{\text{терм}}$ кА ² *с
	А	кА	кА	кА	с		А	кА	кА	кА	с	
Разъединитель 220 кВ (для ВЛ)	143	88,8	8,76	22,6	0,14	122,5	1000	-	12,5	34,5	3	468,7
Разъединитель 220 кВ	143	88,8	8,76	22,6	0,14	240,7	1000	-	12,5	34,5	3	468,7

Таблица 12 – Выбор разъединителей в ОРУ 110 кВ

Условия выбора	Каталожные дан- ные	Расчетные дан- ные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сети}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{утж}}$	1000 А	984 А (390 А)
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	80 кА	18,87 кА
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	1600 кА ² ·с	293,5 кА ² ·с

4.4 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются:

-по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (38)$$

-по току

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{Iном}}, \quad I_{\text{мах}} \leq I_{\text{Iном}} \quad (39)$$

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

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости

$$i_{y\partial} = K_{\text{эд}} \sqrt{2} I_{\text{НОМ}} \quad (40)$$

где $K_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{\text{НОМ}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока;
по термической стойкости

$$B_k \leq (K_m \cdot I_{\text{НОМ}})^2 t_m \quad (41)$$

где K_m – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_m – время термической стойкости, величина справочная;
по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}},$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx r_2$$

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

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}} \quad (42)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2.5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно –6 и

10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{ПРОВ} = r_{ПРОВ}$.

Выбор измерительных приборов на ОРУ 220 и 110 кВ приведен в таблице 13.

На стороне 220 кВ предусматривается измерение электроэнергии в следующем объеме:

На ОРУ - измерение тока в одной из фаз ВЛ.

На стороне трансформатора – измерение тока в одной из фаз.

Таблица 13 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Счетчик активной энергии	САЗ-И680	2,5		2,5
Счетчик реактивной энергии	САЗ-И680	2,5		2,5
Датчик активной энергии	Е-849	1		1
Датчик реактивной энергии	Е-830	1		1
Итого		9,5	1,5	9,5

Выберем марку трансформатора тока ТГФ – 220 У1, с данными:

Справочные данные трансформаторов тока:

$$U_n = 220 \text{ кВ}$$

$$I_n = 1200 \text{ А}$$

$$Z_n = 2 \text{ Ом}$$

$$B_k = 4609 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

$$I_{дин} = 100 \text{ кА}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{9,5}{25} = 0,38 \text{ Ом};$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,38 - 0,1 = 0,72 \text{ Ом};$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов ($r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$)

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{L}{r_{\text{пр}} \cdot \gamma} = \frac{100}{0,72 \cdot 32} = 4,3 \text{ мм}^2;$$

где L – длина соединительных проводов ($L = 100 \text{ м}$); зависимость длины провода от напряжения приведена в таблице 7.

Выбираю провод марки АКРВГ с сечением 5 мм^2 .

4.5 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}},$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме “открытый треугольник”. Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-10 кВ) устанавливают 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

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

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Условия выбора трансформаторов напряжения

Тип оборудования	Расчетные данные						Гарантийные данные					
	I_{\max}	$I_{\text{кз}}^{(3)}$	$I_{\text{кз}}^{(1)}$	$I_{\text{уд}}$	$t_{\text{откл}}$	$V_{\text{к}}$ ($I_{\text{кз}}^3$)* $t_{\text{кз}}$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ном}}$	$I_{\text{откл}}$	$I_{\text{терм}}$	$I_{\text{дин}}$	$t_{\text{терм}}$	$I_{\text{терм}}^2$ * $t_{\text{терм}}$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
220 кВ	А	кА	кА	кА	с		А	кА	кА	кА	с	
Трансформатор напряжения 220 кВ	143	88,8	8,76	22,6	0,14	240,7	1000	-	40	100	3	4800

По итогу выбору к установке трансформаторы напряжения НКФ-220-58У1

4.6 Выбор гибкой ошиновки

Токоведущие части от сборных шин до вводов трансформаторов (автотрансформаторов) выбираем по допустимому току при максимальной нагрузке.

$$I_{\max} = 330 \text{ А.}$$

Принимаем провод АС-300/39, имеющий следующие параметры: радиус провода $r_0 = 12 \text{ мм}$, $I_{\text{доп}} = 710 \text{ А} > I_{\max} = 330 \text{ А}$.

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D=700 \text{ см}$.

Проверка по условиям коронирования:

начальная критическая напряженность электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot \text{м} \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,9 \text{ кВ/см.}$$

Среднее геометрическое расстояние между проводами фаз

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 700 = 882 \text{ см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \frac{882}{1,08}} = 10,75 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

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

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 10,75 = 11,5 < 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 31,9 = 28,71 \text{ кВ/см,}$$

то есть провод АС-300/39 по условиям короны проходит.

4.7 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираем по напряжению, роду установки и механической нагрузке.

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

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (44)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (45)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3,75 УХЛ с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250$$

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

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = f \cdot L \cdot k_h = 61,44,$$

где k_h - поправочный коэффициент на высоту шины, равный:

$$k_h = \frac{H_{из} + 8 + \frac{100}{2}}{H_{из}} = 1,483$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

4.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжения на изоляции электрооборудования распределительных устройств применяют ОПН, задачей которых является защита электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 220/154/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 220 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
220	192	154	10	40

5 ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО РЗА 220 и 110 кВ

В соответствии с СТО «ПАО ФСК ЕЭС» «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС) на ВЛ 220 кВ с двусторонним питанием необходимо устанавливать два комплекта защит от всех видов повреждений: быстродействующую защиту с абсолютной селективностью и комплект ступенчатых защит.

В настоящее время на ВЛ 220 кВ «ПС Амурская - Белогорск/т с отпайкой на ПС Белогорск» со стороны ПС 500 кВ «Амурская» в качестве основной защиты от всех видов коротких замыканий используется высокочастотная блокировка от однофазных и междуфазных КЗ с абсолютной селективностью типа ЭПЗ-1643 и комплекты резервных ступенчатых защит типа ЭПЗ-1636. Со стороны ПС 220 кВ «Белогорск/т» установлены микропроцессорные устройства РЗА ВЧБ и КСЗ РС.

На ВЛ 220 кВ «НПС-26 - Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск» будут установлены микропроцессорные устройства РЗА ВЧБ и КСЗ РС, но только со стороны ПС 220 кВ «НПС-26».

На ПС 220 кВ «Белогорск» установлены блокирующие комплекты электромеханической ВЧБ для вышеописанных ВЛ 220 кВ.

5.1 Дифференциальная защита линий

Дифференциальная защита линий предназначена для защиты от однофазных и междуфазных КЗ. По своему принципу действия способна обеспечивать ликвидацию КЗ на всей длине линии без выдержки времени с абсолютной селективностью. Для взаимодействия полукомплектов ДЗЛ В состав ДЗЛ должна входить функция ОМП.

5.2 Дистанционная защита

Предусматриваемая настоящей работой дистанционная защита, в соответствии со сложившейся в ЕНЭС идеологией построения РЗ линий, предназначена для защиты линии от междуфазных коротких замыканий и обеспечения дальнего резервирования защит смежных элементов.

Кроме того, отсутствуют общепринятые методики расчетов таких защит, а также сколько-нибудь четкие указания в нормативных документах об их применении (в приказе РАО «ЕЭС России» №57 п.5.2.2 говорится лишь о допустимости

применения ступенчатых защит от всех видов КЗ), что может послужить основанием Системному Оператору отказаться от ее применения. В связи с вышесказанным предусматривается выполнение дистанционной защиты только от междуфазных КЗ.

Для предотвращения ложного срабатывания ДЗ при качаниях предусмотрена блокировка защиты при качаниях с контролем тока обратной последовательности.

Для предотвращения ложного срабатывания ДЗ при неисправности цепей напряжения предусмотрен контроль исправности цепей напряжения.

Дистанционная защита должна включать не менее трех ступеней с многоугольными характеристиками, независимыми выдержками времени.

В дистанционной защите должны быть реализованы меры, позволяющие защите действовать при близких трехфазных металлических коротких замыканиях.

5.3 Токовая направленная защита нулевой последовательности

Токовая направленная защита нулевой последовательности предназначена для защиты линии от коротких замыканий на землю и обеспечения дальнего резервирования защит смежных элементов. Органы направления мощности нулевой последовательности должны быть выполнены:

а) разрешающего и блокирующего типов или

б) разрешающего типа с возможностью вывода направленности ступеней при неисправности цепей напряжения. ТНЗНП должна включать не менее четырех ступеней с независимыми выдержками времени и возможностью ввода/вывода направленности любой ступени при конфигурировании.

5.4 Междуфазная токовая отсечка

Междуфазная токовая отсечка предназначена для резервирования действия ДЗ при близких трехфазных металлических КЗ и действует на отключение линии без выдержки времени.

Должна быть предусмотрена возможность выбора при настройке режима работы МФО: «Постоянно введенная МТО» или «МТО, вводимая при опробовании линии».

5.5 Состав комплекса устройств релейной защиты линий 220 кВ

На линии ВЛ 220 кВ «ПС Белогорск - Амурская с отп. на ПС Свободный» предусматриваются следующие устройства релейной защиты и автоматики:

1) Комплект проектируемой основной защиты линии типа ДЗЛ;

2) Комплект проектируемой резервной защиты линии с функциями КСЗ РС включает в себя:

- дистанционную защиту (ДЗ);
- токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП);
- междуфазную токовую отсечку (МТО).

На ВЛ 220 кВ «Белогорск - НПС 26», ВЛ 220 кВ «Белогорск - Белогорск/т» и ВЛ 220 кВ «Белогорск - Короли/т», предусматриваются следующие устройства релейной защиты и автоматики:

1) Комплект проектируемой основной защиты линии типа ВЧБ;

2) Комплект проектируемой резервной защиты линии с функциями КСЗ РС включает в себя:

- дистанционную защиту (ДЗ);
- токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП);
- междуфазную токовую отсечку (МТО).

Общие требования к комплексу устройств релейной защиты линий 220 кВ

Терминал ДЗЛ основной быстродействующей защиты должен содержать и комплект ступенчатых защит. Требования к КСЗ аналогичны требованиям, предъявляемым к отдельному комплексу ступенчатых защит. Терминал ДЗЛ должен иметь в составе функцию двустороннего ОМП.

В комплекте резервных защит предусматривается оперативное ускорение выбранных ступеней ДЗ и ТНЗНП, а также ускорение ступеней ДЗ и ТНЗНП в режиме опробования.

Резервные защиты осуществляют ближнее резервирование основной защиты линии (ДЗЛ и ВЧБ), а также дальнее резервирование защит смежных элементов. Комплекты основных и резервных защит линии действуют на отключение выключателей линии и пуск УРОВ.

Защиты линий 220 кВ, устанавливаемые со стороны ПС 500 кВ «Амурская», ПС 220 кВ «НПС-26», ПС 220 кВ «Белогорск/т», ПС 220 кВ «Короли/т» функционально совместимы с защитами, запроектированным со стороны ПС 220 кВ «Белогорск», и должны быть согласованы с ними по зонам и времени срабатывания.

Все комплекты должны иметь возможность выбора определенной группы уставок, количество групп должно быть не менее четырех.

В каждом микропроцессорном терминале необходимо предусматривать функцию регистрации аварийных событий (РАС).

5.6 Технические решения по релейной защите автотрансформаторов (трансформаторов)

На АТ (Т) с высшим классом напряжения 220 кВ и мощностью менее 160 МВА должен устанавливаться:

- один комплект дифференциальной защиты трансформатора;
- газовая защита;
- защита РПН с использованием струйных реле;
- резервные защиты на сторонах ВН, СН;
- защита от перегрузки (включая защиту от перегрузки общей обмотки);
- автоматика управления РПН;
- технологические защиты (защита от понижения уровня масла, защита от потери охлаждения и т. п. по требованиям завода-изготовителя АТ).

В настоящее время основные и резервные защиты трансформаторного оборудования (АТ-1 (2), Т-3 (4)) реализованы на базе электромеханических реле, являются морально и физически устаревшими и нуждаются в замене.

В качестве защит автотрансформаторов (трехобмоточных трансформаторов) предлагаются следующие комплекты:

1) Комплект проектируемой основной защиты трансформатора, включающий в себя:

- дифференциальную защиту трансформатора;
- защиты от перегрузок сторон ВН, СН и общей обмотки (для АТ);
- контроль изоляции стороны НН (для АТ);
- автоматику управления охлаждением трансформатора;
- максимальную токовую защиту стороны НН с пуском по напряжению (МТЗ НН).

2) Комплект проектируемой резервной защит стороны ВН (СН) автотрансформатора включает в себя:

- дистанционную защиту (ДЗ);
- токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП);
- максимальную токовую защиту с пуском по напряжению (МТЗ ВН (СН)).

3) Комплект проектируемой резервной защиты стороны СН трансформаторов Т-3 (4) с функциями КСЗ и АУВ включает в себя:

- максимальную токовую защита стороны СН с пуском по напряжению. (МТЗ СН);
- автоматику управления выключателем (АУВ);
- трехфазное автоматическое включение (ТАПВ);
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Более детальное описание функций АУВ, УРОВ и ТАПВ выключателя СН содержится в следующем пункте.

Дифференциальная защита трансформатора.

Дифференциальная защита трансформатора предназначена для защиты от однофазных и междуфазных КЗ в трансформаторе, является защитой действующей на отключение трансформатора без выдержки времени с абсолютной селективностью. ДЗТ не срабатывает при броске тока намагничивания и текущих через трансформатор токов внешних КЗ.

Защита от перегрузок сторон ВН (СН, ОО)

Токовые защиты, действующие на сигнал при загрузке соответствующей обмотки на мощность больше номинальной.

5.7 Расчет параметров срабатывания максимальной токовой защиты трансформатора

Для резервирования основных защит трансформатора и резервирования отключения КЗ на шинах НН и СН предусматривается максимальная токовая защита со стороны ВН с возможностью комбинированного пуска по напряжению.

Для отключения КЗ на шинах НН и для резервирования защит элементов, присоединенных к этим шинам, предусматривается МТЗ в цепи обмотки НН трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению. Защита подключается по токовым цепям к ТТ стороны НН трансформатора.

Для отключения КЗ на шинах СН и для резервирования защит элементов, присоединенных к этим шинам, предусматривается МТЗ с возможностью комбинированного пуска по напряжению. Защита подключается по токовым цепям к ТТ стороны СН трансформатора.

Параметры срабатывания МТЗ выбираются по следующим условиям:

обеспечение отстройки от максимального тока нагрузки;

– согласование с защитами отходящих элементов сети (например, ВЛ соответствующего напряжения);

– по согласованию с МТЗ вышестоящих элементов. Это делается для того, чтобы не менять, по возможности, параметров срабатывания защит сети более высокого напряжения;

– по чувствительности к междуфазным КЗ за трансформатором в минимальном режиме с коэффициентом не ниже 1,5.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты без пуска по напряжению определяется по условию отстройки от тока в месте ее установки при самозапуске двигателей нагрузки по выражению:

$$I_{с.з} = I_{раб.макс} \cdot (k_{отс} \cdot k_{зап}) / k_{в}, \quad (46)$$

где:

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибку реле и необходимый запас, может быть принят равным 1,2;

$k_{зап}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки, для городских сетей общего назначения

$$k_{зап} = 2,5;$$

$k_{в}$ – коэффициент возврата реле, может быть принят равным 0,95;

$I_{раб.макс}$ – первичное значение максимального рабочего тока в месте установки защиты, в первом приближении примем равном номинальному току соответствующей обмотки трансформатора.

Для АТ-1 ток срабатывания МТЗ НН отстроим от номинального тока ТСН-1 с учетом перегрузки т.е $1,4 \cdot 57,73 = 80,83$ А, $k_{зап}$ примем равным 1,5.

$$I_{с.з.АТ1.НН} = 80,83 \cdot (1,2 \cdot 1,5) / 0,95 = 153,15 \text{ А}. \quad (47)$$

$$I_{с.р.АТ1.НН} = I_{с.з.АТ1.НН} / K_{тт} = 153,15 / (1500/5) = 0,51 \text{ А}. \quad (48)$$

Для АТ-2 ток срабатывания защиты МТЗ НН равен:

$$I_{с.з.АТ2.НН} = 1653 \cdot (1,2 \cdot 2,5) / 0,95 = 5220 \text{ А.}$$

Полученный ток срабатывания защиты меньше, тока двухфазного КЗ – 4500 А на стороне НН АТ-2. Поэтому, отстройку будем вести от максимального рабочего тока – 161 А.

$$I_{с.з.АТ2.НН} = 161 \cdot (1,2 \cdot 2,5) / 0,95 = 508,4 \text{ А.}$$

$$I_{с.р.АТ2.НН} = I_{с.з.АТ1.НН} / K_{тт} = 508,4 / (5000/5) = 0,508 \text{ А.}$$

Для трансформаторов Т-3 АТ-1 ток срабатывания МТЗ НН отстроим от номинального тока ТСН-1 с учетом перегрузки т.е $1,4 \cdot 57,73 = 80,83 \text{ А}$, $k_{зап}$ примем равным 1,5.

$$I_{с.з.Т.НН} = 80,83 \cdot (1,2 \cdot 2,5) / 0,95 = 508,4 \text{ А.}$$

$$I_{с.р.Т3.НН} = I_{с.з.АТ.НН} / K_{тт} = 508,4 / (600/5) = 4,24 \text{ А.}$$

$$I_{с.р.АТ2.НН} = I_{с.з.АТ.НН} / K_{тт} = 508,4 / (2000/5) = 1,27 \text{ А.}$$

Контроль изоляции стороны НН

Фиксация замыкания на землю на ошиновке НН путем контроля напряжения ЗУО на ТН установленных до вводного выключателя. Действует на сигнализацию.

Дистанционная защита стороны ВН (СН)

Предусматриваемая настоящей работой дистанционная защита, в соответствии со сложившейся в ЕНЭС идеологией построения РЗ автотрансформатора, предназначена для резервирования отказов защит ВЛ при междуфазных коротких замыканиях с протеканием токов КЗ через соответствующие обмотки. Выполняется многоступенчатой как минимум четырехступенчатой, каждая ступень имеет независимые выдержки времени. Две ступени направлены в сторону шин к которым подключена защищаемая обмотка, две ступени направлены в автотрансформатор т.е сторону смежной обмотки. Соответственно защита действует на отключение автотрансфор-

матора ступенчато с выдержками времени, в зависимости от того в каком направлении ступень сработала. Первым отключается СВ, затем вводной выключатель соответствующей стороны и с третьей выдержкой времени отключается автотрансформатор.

Для предотвращения ложного срабатывания ДЗ при качаниях предусмотрена блокировка защиты при качаниях с контролем тока обратной последовательности.

Для предотвращения ложного срабатывания ДЗ при неисправности цепей напряжения предусмотрен контроль исправности цепей напряжения.

Дистанционная защита должна включать не менее четырех ступеней, две из которых должны быть направленными в шины, две в автотрансформатор.

Дистанционная защита должна включать не менее трех ступеней с многоугольными характеристиками, независимыми выдержками времени.

В дистанционной защите должны быть реализованы меры, позволяющие защите действовать при близких трехфазных металлических коротких замыканиях.

Токовая направленная защита нулевой последовательности стороны ВН (СН)

Токовая направленная защита нулевой последовательности предназначена для резервирования отказов защит ВЛ при однофазных коротких замыканиях с протеканием токов КЗ через соответствующие обмотки. ТНЗНП должна включать не менее четырех ступеней с независимыми выдержками времени и возможностью ввода/вывода направленности любой ступени при конфигурировании.

Выполняется многоступенчатой как минимум четырехступенчатой, каждая ступень имеет независимые выдержки времени. Две ступени направлены в сторону шин к которым подключена защищаемая обмотка, две ступени направлены в автотрансформатор т.е в сторону смежной обмотки. Соответственно защита действует на отключение автотрансформатора ступенчато с выдержками времени, в зависимости от того в каком направлении ступень сработала. Первым отключается СВ, затем вводной выключатель соответствующей стороны и с третьей выдержкой времени отключается автотрансформатор.

Технологические защиты трансформатора

Под этой группой понимаются устройства и комплексы автоматики, контролирующие состояние трансформатора, и при изменении того или иного параметра

работы, действующие на сигнализацию или отключение трансформатора. Газовые защиты трансформатора и бака РПН выделены в отдельную группу.

К контролируемым параметрам работы трансформатора и его систем относятся

- температура верхних слоев масла трансформатора. Контроль осуществляется датчиком температуры с двумя уставками, действует на сигнализацию или отключение трансформатора;

- температура обмоток трансформатора. Контроль осуществляется соответствующим датчиком температуры с двумя уставками, действует на сигнализацию или отключение трансформатора;

- уровень масла в трансформаторе/баке РПН. Контроль осуществляется соответствующим датчиком с двумя уставками, действует на сигнализацию или отключение трансформатора;

- исправность систем охлаждения трансформатора. Контроль осуществляется автоматикой управления охлаждением трансформатора. При неисправности системы охлаждения трансформатора происходит отключение трансформатора через выдержку времени.

Газовая защита трансформатора и струйная защита РПН

Газовая защита предназначена для защиты трансформатора от дуговых витковых замыканий внутри бака трансформатора сопровождающихся разложением масла и выделением газа.

Для защиты РПН используется струйное реле реагирующее на скорость истечения масла из бака РПН.

Оба реле должны действовать на сигнал или отключение в основной и резервный комплекты защит, гальванически несвязанными между собой парами контактов.

Струйные и газовые реле, установленные на существующем трансформаторном оборудовании, не имеют второй пары контактов, поэтому их необходимо заменить на новые.

Общие требования к комплексу устройств релейной защиты трансформаторов

В комплекте резервных защит предусматривается оперативное ускорение выбранных ступеней МТЗ, ДЗ и ТНЗНП, а также ускорение ступеней МТЗ, ДЗ и ТНЗНП в режиме опробования.

Резервные защиты автотрансформатора осуществляют резервирование защиты линии отходящих от непосредственно от ОРУ, а также дальнейшее резервирование защит смежных элементов. Комплекты основных и резервных защит трансформатора действуют на отключение выключателей трансформатора, СВ и пуск УРОВ. Комплекты должны быть согласованны с защитами смежных линий 110 и 220 кВ.

Резервные защиты АТ (Т) должны удовлетворять требованию совместимости в части согласования их характеристик с характеристиками резервных защит ЛЭП прилегающей сети.

Газовая защита трансформаторов и струйное реле должны иметь устройство контроля изоляции цепей, проходящих на газовое и струйное реле, действующее в случае их неисправности с выдержкой времени на сигнал.

Возможно совмещение функций АУВ В-35 кВ с функциями СЗ в одном микропроцессорном терминале.

В комплектах РЗА АТ-1, АТ-2, Т-3, Т-4 необходимо предусмотреть возможность выбора номинального вторичного тока ТТ (1 или 5 А).

Все микропроцессорные терминалы РЗА должны иметь функцию переключения групп уставок.

В каждом микропроцессорном терминале необходимо предусматривать функцию регистрации аварийных событий (РАС).

5.8 Технические решения по релейной защите и автоматике шин и шинных аппаратов 220 и 110кВ

К шинным аппаратам относятся трансформаторы напряжения и секционный выключатель.

Для защиты шин должен применяться один комплект ДЗШ. С учетом того, что возможна перефиксация присоединения с одной системы шин на другую необходимо применять один терминал РЗА ДЗШ для обеих секций шин сразу. Данное решение является типовым и применяемым на подстанциях МЭС Востока – АПМЭС.

ДЗШ должна иметь устройство контроля исправности цепей переменного тока.

Комплект проектируемой защиты шин 220 кВ включает в себя:

- дифференциальную токовую защита шин;
- функция контроля исправности токовых цепей;
- функция опробования.
- функцию контроля фиксации присоединения за определённой секцией шин.

Для СВ 220 кВ должна предусматриваться СЗ от междуфазных и однофазных КЗ.

Состав комплект защит проектируемого СВ 220 кВ:

- токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТЗНП);
- междуфазная токовая отсечки (МТО).

Для организации цепей напряжения шинных ТН необходимы шкафы зажимов ТН, установленные рядом с ТН 220 кВ и шкафы автоматики ТН устанавливаемые в ОПУ.

Шкаф автоматики ТН содержит измерительные приборы, переключатели и зажимы необходимые для организации и управления цепями переменного напряжения.

Общие требования к комплексу устройств релейной защиты шин 220 кВ

Измерительные органы ДЗШ должны иметь специальную отстройку от переходных и установившихся токов небаланса (например, измерительные органы, включенные через насыщающиеся трансформаторы тока, органы с торможением и др.).

ДЗШ должна иметь контроль исправности вторичных цепей трансформаторов тока, действующий с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал. При этом весьма желательно иметь контроль исправности нулевых проводов от ТТ.

При наличии ТТ с двух сторон выключателей схема релейной защиты должна выполняться так, чтобы выключатель входил в зону действия ДЗШ и в зону действия защиты присоединения.

Общие требования к комплексу устройств релейной защиты секционного выключателя 220 кВ

В комплекте ступенчатых защит предусматривается оперативное ускорение выбранных ступеней МТЗ и ТЗНП, а также ускорение ступеней МТЗ и ТЗНП в режиме опробования.

Ступенчатые защиты СВ 220 кВ осуществляют защиту СВ 220 кВ от протекающих токов КЗ и шин при их присоединениях при производстве опробования напряжением. Комплект действует на отключение выключателей шин 220 кВ.

Комплект должны иметь возможность выбора определенной группы уставок, количество групп должно быть не менее четырех.

В микропроцессорных терминалах необходимо предусматривать функцию регистрации аварийных событий (РАС).

5.9 Технические решения по автоматике выключателей

Вновь образуемые и существующие присоединения ПС 220 кВ Белогорск необходимо оснастить автоматикой управления выключателем, автоматическим повторным включением и устройством резервирования при отказе выключателя. Помимо выключателей присоединений ОРУ 220 кВ автоматикой управления выключателем.

На существующем СВ 220 кВ и выключателях отпаек от ВЛ 220 кВ установлены комплекты автоматики управления выключателем, УРОВ и АПВ, выполненные на электромеханической базе. К настоящему времени эти устройства морально и физически устарели, в связи с чем предлагается замена этих устройств.

На вводных выключателях 110 кВ АТ-1 (2) установлены комплекты автоматики управления выключателем, УРОВ и АПВ, выполненные на электромеханической базе. К настоящему времени эти устройства морально и физически устарели, в связи с чем предлагается замена этих устройств.

На вводных выключателях 35 кВ (СН) Т-3 (4) установлены комплекты автоматики управления выключателем, УРОВ и АПВ, выполненные на электромеханической базе. К настоящему времени эти устройства морально и физически устарели, в связи с чем предлагается замена этих устройств.

Автоматика управления выключателем

Автоматика управления выключателем предназначена для выполнения операций включения/отключения выключателя (подачи соответствующих команд к приводу выключателя), фиксации положения выключателя (в том числе для выдачи сигналов состояния выключателя в смежные устройства), выявления несоответствия состояния выключателя его оперативному состоянию, защиты электромагнитов

управления от длительного протекания тока с контролем исправности цепей ЭМ управления.

Со стороны ПС 500 кВ «Амурская» на ВЛ 220 кВ установлены выключатели с пофазным приводом. Следовательно, в АУВ должна предусматриваться защита от непереключения фаз (ЗНФ).

При отказе во включении одной из фаз ЗНФ действует на отключение включившихся фаз.

Автоматическое повторное включение

Т.к. по данному титулу и титулу строительства НПС-26 на проектируемых ВЛ со стороны ПС 220 кВ «Белогорск» и ПС 220 кВ «НПС-26» проектом предусматривается установка выключателей с трехфазным приводом, возможность выполнения однофазного АПВ отсутствует. На линиях необходимо выполнять трехфазное автоматическое повторное включение.

Пуск ТАПВ осуществляется по несоответствию положения выключателя и релеефикации команды «включить» (или от релейной защиты линии при ее действии на трехфазное отключение). ТАПВ запрещается при оперативном отключении выключателя, а также от внешних устройств РЗА и ПА. Должна быть предусмотрена возможность оперативного выбора режима ТАПВ на всех комплектах АУВ в т.ч трансформаторных выключателей 220-110-35 кВ, позволяющая выбрать комбинацию, из условий, при совпадении которых произойдет ТАПВ.

Нормально ТАПВ на ПС 220 кВ «Белогорск» вводятся со следующими контролями:

- с контролем синхронизма (КС)/с улавливанием синхронизма (УС);
- с контролем наличия напряжения на шинах и отсутствия напряжения на линии (трансформаторе) (КОНЛ) (УС/КС);
- с контролем наличия напряжения на линии и отсутствия напряжения на шинах (АПВ шин) (КОНШ) (УС/КС);
- КОНШ или КОНЛ (УС/КС);
- по факту (слепое АПВ).

Существующее ТАПВ введено в работу со следующими контролями:

- Со стороны ПС 500 кВ «Амурская» и ПС 220 кВ «НПС-26» - с контролем наличия напряжения и синхронизма, с контролем отсутствия напряжения на ВЛ.

- Со стороны ПС 220 кВ «Короли/т» и «Белогорск/т» - с контролем наличия напряжения и синхронизма.

- Со стороны ПС 220 кВ «Свободный» - с контролем наличия напряжения после успешных АПВ на питающих концах линии.

ТАПВ на трансформаторных выключателях 110-35 кВ вводится прямым, без контроля каких-либо параметров т.к ОРУ 110 и 35 кВ являются тупиковыми, без других связей с энергосистемой.

Устройство резервирования при отказе выключателя

УРОВ выполняется по ступенчатому принципу.

При пуске УРОВ:

- Первая ступень без выдержки времени и без контроля тока действует на отключение резервируемого выключателя;

- Вторая ступень с выдержкой времени и контролем тока действует на отключение смежных присоединений через ДЗТ или ДЗШ.

Согласно типовым решениям, принятым в ОЭС Востока, функция УРОВ должна быть использована только в терминале АУВ с формированием сигнала «Телеотключение» в том же терминале.

На ПС 500 кВ «Амурская» и ПС 220 кВ «Белогорск» УРОВ линейного выключателя должен действовать через ДЗШ СШ 220 кВ на отключение смежных выключателей с пуском их УРОВ, останавливать ВЧ-передатчик ВЧ-защиты, запрещать ТАПВ, посылать команду «Телеотключение» на противоположный конец линии.

На ПС 220 кВ «Свободный» УРОВ выключателя отпайки отсутствует. Резервирование отказа выключателя будет осуществляться ступенчатыми защитами ВЛ.

На ПС 220 кВ «НПС-26» УРОВ одного из линейных выключателей должен действовать через ДЗО АТ на отключение смежных выключателей с пуском их УРОВ, останавливать ВЧ-передатчика ВЧ-защиты, запрещать ТАПВ, посылать команду «Телеотключение» на противоположный конец линии.

На ПС 220 кВ «Белогорск/т» УРОВ выключателя В-220 Т1 должен действовать на отключение трансформатора Т1 через его защиты, останавливать ВЧ-передатчика ВЧ-защиты, запрещать ТАПВ, посылать команду «Телеотключение» на противоположный конец линии. УРОВ выключателя рабочей перемычки СВ 220 при его пуске от защит ВЛ «Белогорск - Белогорск/т» должен действовать на отклю-

чение ВЛ «Белогорск/т - Завитая», останавливать ВЧ-передатчик ВЧ-защиты, запрещать ТАПВ, посылать команду «Телеотключение» на противоположный конец линии.

На ПС 220 кВ «Короли/т» УРОВ выключателя В-220 Т1 должен действовать на отключение трансформатора Т1 через его защиты действовать на останов ВЧ-передатчика ВЧ-защиты, запрещать ТАПВ, посылать команду «Телеотключение» на противоположный конец линии. УРОВ выключателя рабочей перемычки СВ 220 при его пуске от защит ВЛ 220 кВ «Белогорск - Короли/т» должен действовать на отключение ВЛ 220 кВ «Короли/т - Завитая с отпайкой на ПС Хвойная».

6 НАДЕЖНОСТЬ

6.1 Общие положения

Надежность электроэнергетических систем – комплексное понятие, зависящее от многих факторов, в том числе от размещения генерирующих блоков, установленной мощности, межсистемных перетоков, числа блоков в системе и вероятности их выхода. Задача определения показателей надежности ЭЭС при конкретных исходных данных включает в себя в общем случае: расчетную схему ЭЭС, состав работающего, ремонтируемого и резервного оборудования; показатели надежности элементов расчетной схемы; значения нагрузки потребителей в расчетной схеме.

Важным элементом энергосистемы является - подстанция, от надежности работы, которой зависит функционирование самой системы и объектов, являющихся потребителями электроэнергии. Вопросы надежности – это технико-экономическая проблема, решение которой позволит с помощью рационального использования затрат целенаправленно изменить большинство факторов, влияющих на надежность.

Проблема надежности подстанции и ее элементов связана с вопросами определения и оптимизации показателей надежности подстанций на стадиях проектирования, сооружения и эксплуатации. С увеличением электропотребления усложняется структура подстанции, увеличивается ее мощность, повышается уровень автоматизации.

Процессы функционирования электроустановок на современных подстанциях характеризуются стационарными и переменными режимами, особенно при ступенчатом градиенте нагрузки.

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

В своем проекте произвожу расчет вероятности безотказной работы подстанции «Биробиджан» относительно мощности, передаваемой автотрансформаторами, в нормальном и ремонтном режиме. В ремонтном режиме производится ремонт одного автотрансформатора. Для оценки надежности подстанции необходимо:

составить схему замещения для подстанции;

показатели надежности каждого элемента схемы;

выбрать модель представления выключателя;
 определить показатели надежности схемы с учетом возможного дефицита электроэнергии;

учесть вероятность отказа и безотказной работы средств РЗ и А;

6.2 Определение показателей надежности элементов схемы

Вероятность отказа работы элемента определяется по формуле:

$$g = \frac{\omega \cdot t_B}{T_G}, \quad (46)$$

где ω - средний параметр потока отказа элемента, 1/год;

t_B – среднее время восстановления элемента, ч.;

T_G – время года, ч.;

Параметры показателей надежности взяты из справочника и сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Показатели надежности элементов.

Элемент	ω , 1/год	T_B , ч	μ , 1/год	T_p , ч	$a_{оп} / a_k$
АТС 220 кВ	0,025	60	1	30	–
Выключатели 220 кВ	0,0012	20	0,1	30	0,011/0,000
Разъединители 220 кВ	0,01	7	0,1	13	–
Шины 220 кВ	0,013	5	0,1	3	–
ВЛ 220 кВ (на 100 км)	0,5	14,	2,8	17	–

Вероятность отказа и параметра потокоотказа основных защит:

- газовой - $q_g=0,00525$; $W=0.003087$;
- дифференциальной - $q_{дзт}=0,0044$; $W=0,0102$;
- ДЗШ - $q_{дзш}=0,0096$; $W=0,02636$;
- УРОВ – $q_{уров} = 0,00078$; $W=0,02134$;
- АВР – $q_{авр}=0,001$.

Вероятность безотказной работы элемента определяется по формуле:

$$p = 1 - g \quad (47)$$

Вероятность отказа и вероятность безотказной работы элементов указана в таблиц 17.

Таблица 17 – Вероятности работы элементов

№ элемента	g	P
1,4	$7,2 \cdot 10^{-4}$	0,999282
2,5	$5,8 \cdot 10^{-4}$	0,999418
3,6	$1,6 \cdot 10^{-4}$	0,99837
7-10	$2,74 \cdot 10^{-4}$	0,999997
11-15	$2,74 \cdot 10^{-4}$	0,999997
16,17	$2,97 \cdot 10^{-4}$	0,99997
19,20	$1,712 \cdot 10^{-4}$	0,999828

6.3 Составление схемы замещения

Каждый элемент однолинейной электрической схемы вводится собственным элементом показателя вероятности отказа. Вероятность отказа выключателя вводится моделью отказа выключателя, где учитываются смежные элементы и их РЗиА, а также оперативные переключения выключателя. Схема замещения составляется нормального и аварийного режимов.

Для начала необходимо изобразить исходную схему замещения рисунок 2

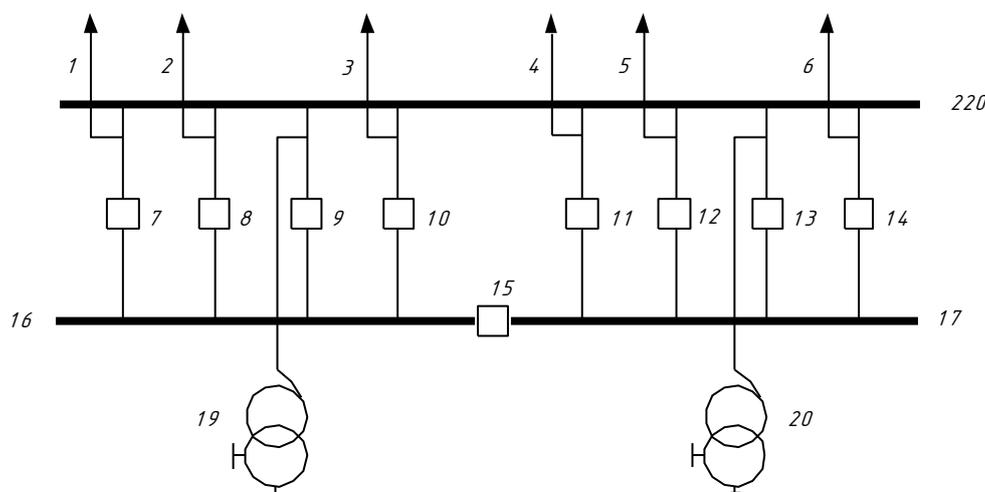


Рисунок 2 – Исходная схема замещения

Расчет модели отказа выключателя:

Вероятность отказа выключателя определяется по математической модели вероятности отказа с учетом смежных элементов и их РЗиА по формуле:

$$g = g_{CT_B} + a_{кз} (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot (\sum g_{P3}) \cdot (\sum g_{см}) + a_{он} \cdot N_{он}, \quad (48)$$

где $g_{CT_B} = g_B + 2 \cdot g_P$ – статическая вероятность отказа выключателя;

a – коэффициент, учитывающий отсутствие или наличие АПВ; если АПВ есть, то $a = 1$, если АПВ нет $a = 0$;

$a_{кз}$ – параметр отказа выключателя при отключении КЗ;

$a_{он}$ – относительная частота отказов выключателя;

$N_{он}$ – количество оперативных переключений за год, определяется по формуле:

$$N_{он} = 2 \cdot \mu_{pi} + \sum \mu_{p.см} + \mu_{p.выкл}, \quad (49)$$

где μ_p – частота капитальных ремонтов;

$\mu_{см}$ – частота капитальных ремонтов смежных элементов;

$\mu_{p.выкл}$ – частота капитальных ремонтов выключателя.

$$N_{он9,13} = 2 \cdot 0,166 + 1 + 0,166 + 0,14 = 1,9$$

Полученное значение округляем в большую сторону до целого числа, то есть принимаем $N_{он6,7} = 2$. Рассчитанные значения $N_{он}$ заносу в таблицу 18

Таблица 18 – Количество оперативных переключений

№ модели отказа выключателя в схеме	$N_{он}$	g'
1	2	3
9	2	0.00803
13	2	0.00803
7	4	0.006
8	4	0.006
10	4	0.006
11	4	0.006
12	4	0.006

14	4	0.006
15	1	0.00402

Теперь необходимо начертить схему замещения, соответствующую рассчитанным моделям отказа выключателей.

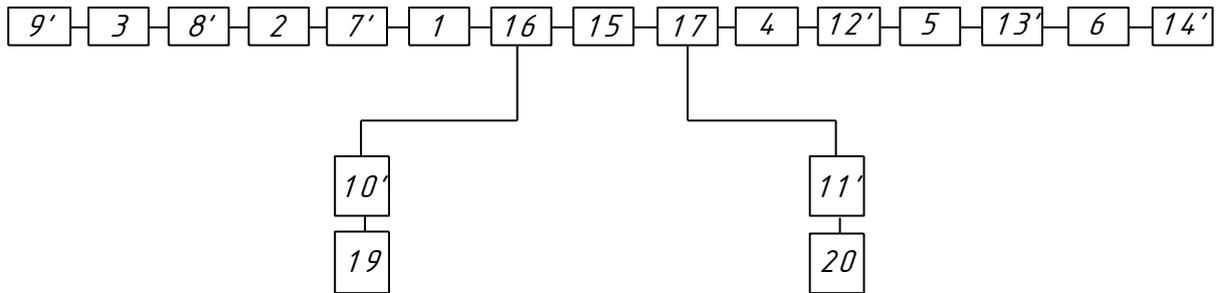


Рисунок 3 – Схема замещения моделей выключателей

Произведя математические операции, такие как сложение последовательных элементов и перемножение параллельных можно вычислить вероятность отказа подстанции:

$$g_c = (g'_9 + g_3 + g'_8 + g_2 + g'_7 + g_1 + g_{16} + g'_{10} + g_{19}) \times (g'_{14} + g_6 + g'_{13} + g_5 + g'_{12} + g_4 + g_{17} + g'_{11} + g_{20}) = 3,4 \cdot 10^{-7} \quad (50)$$

Вероятность безотказной работы подстанции будет определяться как

$$p_c = 1 - g_c = 1 - 3,4 \cdot 10^{-7} = 0.99999$$

Определение вероятности отказа системы с учетом АВР:

Вероятность системы с учетом АВР определяется по полной формуле вероятности:

$$g_c(t) = g(S/A_1A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + g(S/\bar{A}_1A_2) \cdot g(\bar{A}_1) \cdot p(A_2) + g(S/A_1\bar{A}_2) \cdot p(A_1) \cdot g(\bar{A}_2) + g(S/\bar{A}_1\bar{A}_2) \cdot g(\bar{A}_1) \cdot g(\bar{A}_2), \quad (51)$$

где $g(S/A_1A_2)$ – условие вероятности отказа системы при условии успешного

автоматического отключения поврежденного элемента и включения резерва;

$p(A_1)$ – вероятность отсутствия отказов срабатывания при автоматическом отключении повреждения;

$p(A_2)$ – вероятность отсутствия отказов при повреждении выключателя.

Пересчет веду для выключателя 220 кВ с учетом его АВР, принимая во внимание, что количество отходящих линий с шин равно 4:

$$g_{c220} = 3,4 \times 10^{-7} \cdot 0,999 \cdot 0,999981 + 0,25 \cdot 0,001 \cdot 0,999981 + 0,25 \cdot 0,999943 \cdot 0,0000187 + 0,25 \cdot 0,001 \cdot 0,0000187 = 5,3 \times 10^{-6};$$

Отсюда $p_{c220} = 1 - 0,0000053 = 0,9999947$;

Определение вероятности отказа системы с учетом УРОВ.

Пересчет веду для выключателя 220 кВ с учетом его УРОВ:

$$g_{c110} = 5,3 \times 10^{-6} \cdot 0,99922 \cdot 0,9904 + 0,5 \cdot 0,00078 \cdot 0,9904 + 0,5 \cdot 0,99922 \cdot 0,0096 + 0,5 \cdot 0,00078 \cdot 0,0096 = 0,00008;$$

Отсюда $p_{c220} = 1 - 0,00008 = 0,99992$.

Определение среднего параметра потокоотказа системы с учетом преднамеренных отключений:

Средний параметр потокоотказа модели выключателя определяется по формуле:

$$\omega = \omega_{CT_B} + a_{кз} (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot (\sum \omega_{PЗ}) \cdot (\sum \omega_{см.}) + a_{он} \cdot N_{он}, \quad (52)$$

где ω_{CT_B} – статический параметр потокоотказа выключателя;

$a_{кз}$ – параметр отказа выключателя при отключении КЗ;

$a_{он}$ – относительная частота отказов выключателя;

Эквивалентный параметр потокоотказа при параллельном сложении определяется по формуле:

$$\omega_c = \omega_I \cdot g_{II} + \omega_{II} \cdot g_I + \omega_I^* \cdot g_{III} + \omega_{II}^* \cdot g_{III} = 0.027$$

где $g_{III} = \frac{\mu \cdot t_B}{T_\Gamma}$ – преднамеренный параметр вероятности отказа;

Таблица 19 – Количество оперативных переключений и параметр потокоотказа

№ модели от- каза выключате- ля в схеме	N_{on}	ω'
1	2	3
9	2	0,029
13	2	0,029
7	4	0,037
8	4	0,037
10	4	0,037
11	4	0,037
12	4	0,037
14	4	0,037

$$\omega_I^* = \omega_{cI} - \omega_{III.HB.I}, \quad (53)$$

$$\omega_{II}^* = \omega_{cII} - \omega_{III.HB.II}, \quad (54)$$

где $\omega_{III.HB.} = \mu_{i,max}$;

Расчёт времени работы системы:

Среднее время восстановления системы определяется по формуле:

$$t_{BC} = \frac{g_c}{\omega_c} \cdot T_\Gamma = \frac{0,00008}{0,027} \cdot 8760 = 25 \text{ (часа);}$$

Среднее время безотказной работы системы определяется по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0,027} = 37 \text{ (лет)};$$

Расчетное время безотказной работы системы определяется по формуле:

$$T_p = 0.105 \cdot T_c = 0.105 \cdot 37 = 3,8 \text{ (лет)};$$

Вывод в ремонта автотрансформатора.

Для определения вероятности отказа системы сворачиваю схему до одного элемента, в итоге :

$$g_c = [(g'_9 + g_3 + g'_8 + g_2 + g'_7 + g_1) \times \\ \times (g'_{14} + g_6 + g'_{13} + g_5 + g'_{12} + g_4 + g_{17} + g_{15})] + g_{16} + g'_{10} + g_{19} = 3 \times 10^{-4} \quad (55)$$

$$\text{Отсюда } p_c = 1 - g_c = 1 - 3 \times 10^{-4} = 0,9997;$$

Эквивалентный параметр потокоотказа при параллельном сложении определяется по формуле:

$$\omega_c = \omega_1 \cdot g_{II} + \omega_{II} \cdot g_I + \omega_1^* \cdot g_{II} + \omega_{II}^* \cdot g_{II} = 0,056$$

где $g_{II} = \frac{\mu \cdot t_B}{T_\Gamma}$ – преднамеренный параметр вероятности отказа;

$$\omega_1^* = \omega_{cI} - \omega_{II.HB.I}, \quad (56)$$

$$\omega_{II}^* = \omega_{cII} - \omega_{II.HB.II}, \quad (57)$$

где $\omega_{II.HB.} = \mu_{i,max}$;

Среднее время восстановления системы определяется по формуле:

$$t_{BC} = \frac{g_c}{\omega_c} \cdot 8760 = \frac{3 \times 10^{-4}}{0,056} \cdot 8760 = 47 \text{ (часа)};$$

Среднее время безотказной работы системы определяется по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0,056} = 18 \text{ (лет)};$$

Расчетное время безотказной работы системы определяется по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot T_c = 0,105 \cdot 18 = 2 \text{ (лет)}$$

7 МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Основные технические решения

Защита от грозовых перенапряжений вновь устанавливаемого оборудования на подстанции выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ изд.7, с «Руководством по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений» РД 153-34.3-35.125-99.

В районе размещения подстанции средняя годовая продолжительность гроз составляет от 60 до 80 часов с грозой.

Для защиты сооружаемого оборудования предусматривается установка прожекторных мачт. Схема молниезащиты реконструируемой части подстанции должна соответствовать зоне защиты типа А с надежностью не ниже 0,995 согласно РД 153-34.3-35.125-99.

Защита проектируемых трансформаторов напряжения от волн перенапряжений, подходящих с ВЛ 220 кВ осуществляется с помощью ограничителей перенапряжения (ОПН), обладающих достаточной энергоемкостью, необходимым защитным уровнем и взрывобезопасностью.

Для защиты от грозовых перенапряжений существующих силовых трансформаторов АТ-1, АТ-2, Т-3, Т-4 устанавливаются ОПН у трансформаторов по стороне 220 кВ. Также по данному титулу производится замена разрядников на стороне среднего напряжения 35 кВ трехобмоточных трансформаторов Т-3 и Т-4.

Заземляющее устройство реконструируемой части подстанции предусматривается горизонтальным заземлителем сечением 5х50 и присоединяется к существующему заземляющему контуру заземления подстанции. При повреждениях существующего контура во время строительства контур необходимо восстановить.

В местах установки трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, ограничителей перенапряжения необходимо дополнительно установить вертикальные электроды диаметром 16 мм и длиной 5 метров. Все мероприятия выполняются в соответствии с «Руководящими указаниями по проектированию заземляющих устройств электрических станций и подстанций напряжением 35-750 кВ переменного тока». При этом соблюдаются требования главы 1.7 ПУЭ изд.7. к допустимому

сопротивлению заземляющего устройства, к его конструктивному исполнению и к ограничению напряжения на заземляющем устройстве подстанции.

Все металлические части вновь устанавливаемого электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением при нарушении изоляции, присоединяются к проектируемому заземляющему устройству. Присоединение заземляющих проводников от оборудования к заземляющему устройству осуществляется с помощью сварки внахлест с последующим антикоррозионным покрытием. Качество соединения проверяется измерением переходного сопротивления с выдачей протокола проверки металlosвязи оборудования с заземляющим устройством.

Сопротивление заземляющего устройства в любое время года не должно превышать 0,5 Ом, при этом напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать 5000 В.

7.1 Принимаемые параметры токов КЗ

Ниже в таблице 19 приведена информация по принятым в данном отчете параметрам КЗ в сетях на подстанции.

Таблица 19 - Расчётные значения ТКЗ

Наименование	Значение ТКЗ в расчетный период, кА			
	2020г.		2025г.	
	3-ф	1-ф КЗ	3-ф КЗ	1-ф КЗ
	КЗ Iз	Iп	Iз	Iп
Белогорск 220 кВ	8,88	8,72	8,88	8,16

Схема электрическая принципиальная ПС 220 кВ Белогорск и характеристики устанавливаемого оборудования приведены на листе 1.

7.2 Анализ компоновки ПС 220 кВ Белогорск и других факторов, влияющих на ЭМО на объекте

Основные особенности компоновки, места расположения МП аппаратуры, устанавливаемой по настоящему проекту на ПС 220 кВ Белогорск, и других факторов, влияющие на ЭМО, следующие:

1. При возникновении КЗ, большие разности потенциалов, могут представить опасность для МП аппаратуры, устанавливаемой в здании ОПУ и изоляции вторичных цепей, которые подходят к этой МП аппаратуре;

2. Расположение элементов системы молниезащиты (17,2 метра) относительно здания ОПУ №2, с учетом экранирующих свойств стен здания, обуславливают не высокие значения импульсных магнитных полей при разряде молнии в элементы системы молниезащиты, что не будет представлять опасность для МП аппаратуры, устанавливаемой в здании ОПУ;

3. Большие размеры ПС в сочетании с высоким ожидаемым максимальным током молнии и сложными грунтовыми условиями позволяют ожидать появления высоких разностей потенциалов между различными точками ЗУ при молниевых разрядах;

4. Сложные грунтовые условия также позволяют ожидать появление опасных импульсных помех, при стекании на ЗУ ВЧ-составляющей тока КЗ.

7.3 Устройство заземления на ПС 220 кВ Белогорск

Данные по заземляющему устройству на ПС представлены для летнего времени года.

Заземляющее устройство вновь устанавливаемого оборудования подстанции предусмотрено горизонтальным заземлителем сечением 5x50 мм и вертикальным ($d=18$ мм, $L=5$ м для заземления оборудования и $L=3$ м для заземления ограды) на проектируемой территории ПС (по условиям нагрева проводников заземления при КЗ (ПУЭ-7 п.1.7.112) и по условиям снижения разностей потенциалов (возникающих при КЗ) до допустимых значений), в соответствии с «Руководящими указаниями по проектированию заземляющих устройств электрических станций и подстанций напряжением 3-750 кВ переменного тока».

Ниже будет подробно описано устройство заземления на территории ПС. Спуски выполняются из стали, полосовой сечением не менее 5x50 мм, что соответствует указанным выше требованиям.

При КЗ:

- Нагрев заземлителей с указанным сечением не превысит значения 400 С, что удовлетворяет требованиям ПУЭ-7 п.1.7.112 (не более 400°С).

От стоек конструкций с молниеотводами обеспечено растекание тока молнии по магистралям заземления не менее чем в 3-х направлениях с углом не менее 90 °С между ними. Для каждого молниеотвода предусмотрено не менее двух вертикальных электрода $L=5$ м на расстоянии не менее 5 м от места присоединения к магистрали заземления стойки с молниеотводом. Ближайшие (расположенные ближе ~10÷15 м) трассы прокладки вторичных цепей и аппаратов не рекомендуется прокладывать в сторону заземляющих проводников конструкций молниеприемников.

Взаимное расположение вновь устанавливаемых зданий и сооружений на подстанции принято, исходя из технических и конструктивных особенностей действующего энергообъекта ПС 220 кВ Белогорск.

Размещение сооружений подстанции выполнено с учетом требований электромагнитной совместимости.

Растекание тока от любого ЭА со вторичными цепями должно обеспечиваться не менее чем в 4-х направлениях по магистральным заземлителям, а также, для всех ТТ по вертикальному заземлителю, расположенному на расстоянии не более 1,5 м от ЭА. Также вертикальные заземлители должны быть установлены не дальше чем в 1,5 м от мест размещения клеммных шкафов (КШ), в которых будет производиться заземление цепей ИТ или любых других цепей.

Экранирование кабелей вторичных цепей и кабелей, требующих защиты от помех, прокладываемых в ж/б лотках, выполнить двумя горизонтальными заземлителями из полосовой стали 5х50 и проложить на глубине 0,1 м под лотком по всей трассе кабельного лотка. Экранирующий проводник должен через каждые 15-20 м присоединяться к ЗУ ПС, но не менее чем в двух местах, включая начало и конец кабельной трассы. Сечение экранирующего проводника должно быть не менее сечения горизонтальных элементов заземляющего устройства (5х50 мм).

Соединение заземлителей между собой осуществлять с помощью сварки внахлест. Длина сварного шва должна соответствовать ГОСТ 5264-80 (не менее 6 диаметров для круглого заземлителя и не менее двойной ширины – для полосового заземлителя).

7.4 Заземляющие проводники

Заземляющие проводники, согласно проведенным расчётам необходимо выполнить полосовой сталью – сечением не менее 50х5 мм.

Для каждого ЭА к которому подведены вторичные цепи (КС, ТН, ТТ, выключатели, разъединители и др.) рекомендуется выполнить не менее 2-х заземляющих проводников. Для конструкций, к которым не подводятся вторичные цепи (порталы, опорные изоляторы и др.) допускается установка одного заземляющего проводника.

7.5 Естественные заземлители

Грозотросы защиты ВЛ 220 кВ необходимо завести и заземлить на входные линейные порталы. Все проводные коммуникации (трубопроводы), проложенные за территорию ПС, заземлить на ЗУ ПС.

7.6 Система молниезащиты

Система молниезащиты должна соответствовать зоне защиты типа А с надежностью не ниже 0,995 согласно РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите эл.сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений». Далее все расчеты зон молниезащиты выполнены в соответствии с данным нормативным документом.

Схема системы молниезащиты проектируемого ОРУ 220 кВ ПС Белогорск организована отдельностоящими молниеотводами, установленными на прожекторной мачте, и молниеотводами, установленными на порталах. Расчет молниеприёмников приведён в ПРИЛОЖЕНИИ Г

7.7 Расчетное количество разрядов молнии в территорию ПС за год

Поражение объекта молнией носит вероятностный характер и зависит от характеристик грозовой активности в регионе, геометрических параметров рассматриваемого объекта и характеристик окружающей местности. Поэтому выбор принимаемого в расчетах значения тока молнии будет определяться ожидаемым средним числом поражений объекта за год.

Расчет количества молниевых разрядов выполняется в соответствии с методикой МЭК 62305-2 «Молниезащита» (International Standard IEC 62305 Protection Against Lightning), что допускается СО-153-34.21.122-2003.

Уровень грозовой активности в районе расположения объекта:

$$T_d = 40 - 60 \text{ часов в год.}$$

Плотность ударов молнии на 1 км² в год:

$$N_g = 6.7 \cdot T_d / 100. \tag{58}$$

Если принять верхнее значение $T_d = 60$ часов в год, то $N_g = 4,02$.

Ожидаемое количество разрядов молнии в защищаемую территорию за год определяется по формуле:

$$N_D = N_g \cdot A_d \cdot C_d \cdot 10^{-6}, \quad (59)$$

где C_d – коэффициент, учитывающий влияние относительного местонахождения защищаемого объекта. Для отдельно стоящего объекта, в непосредственной близости от которого нет других объектов $C_d = 1,0$.

A_d - площадь сбора разрядов для территории объекта.

Площадь сбора разрядов определена в соответствии с International Standard IEC 62305 Protection Against Lightning и составляет 57971 м^2 .

Для принятой грозовой активности $N_D = 0,23$, что соответствует примерно одному удару в $\sim 4,3$ года.

Для расчетов примем, что система молниезащиты объекта разработана с надежностью $0,95$, прорыв молниевое разряда через систему молниезащиты возможен 1 раз в ~ 86 лет.

По приведенным данным в которых указана эмпирическая формула для оценки вероятности молниевых разрядов с той или иной величиной тока молнии, молниевые разряды с амплитудой тока 48 кА и выше будут составлять 14% от общего числа молниевых разрядов.

Таким образом, молниевые разряды с током молнии более 48 кА будут происходить (в среднем) один раз в 30 лет.

Поскольку расчетное время службы устанавливаемого оборудования не превышает 30 лет, выбранное значение тока молнии (48 кА) принимаем в качестве расчетного.

7.8 Оценка разностей потенциалов при молниевых разрядах

Для оценки импульсных потенциалов использовалась расчетная модель ЗУ. Расчеты выполнялись с использованием программного обеспечения «ElectriCS Storm». ПРИЛОЖЕНИЕ В

При проведении расчетов принималось значение амплитуды импульса тока молнии 60 кА . Параметры импульса тока молнии ($0.25/100 \text{ мкс}$). Были проведены расчеты при ударах молнии в наиболее опасные, с точки зрения ЭМС, молниепри-

емники.

В соответствии с результатами расчетов, наибольшая импульсная разность потенциалов, приложенная к входам устанавливаемой МП аппаратуры при ударах молнии в систему молниезащиты ПС составила 2 кВ.

Импульсные помехи при ударах молнии в систему молниезащиты ПС не будут представлять опасности для устанавливаемого оборудования при одновременном выполнении следующих условий:

1. при соответствии уровня помехоустойчивости планируемой к установке на ПС МП аппаратуры 4-й и выше степени жесткости испытаний на устойчивость к воздействию микросекундных импульсных помех большой энергии (при значении импульса напряжения 4,0 кВ в соответствии с ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95) «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии»);

2. при применении в качестве вторичных цепей МП аппаратуры экранированных кабелей с обязательным заземлением экранов этих кабелей с двух сторон;

Защита от импульсных перенапряжений с использованием лавинных диодов, устанавливается на каждую секцию ЩПТ. Используются диоды российского производства ДЛ161-200-4 Саранского завода «Электровыпрямитель» или зарубежного производства с техническими характеристиками, аналогичными ДЛ161-200-4. Возможно применение ОПН, имеющих в цепи искровой промежутка, на пример Ezetek DM/G10/320. ОПН устанавливается на каждый полюс относительно земли. На щите собственных нужд установить устройства защиты от импульсных перенапряжений.

В соответствии с требованием РД 153-34.0-20.525-00 «Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок М. СПО ОРГЭС, 2000» п. 10.2 «наибольшее напряжение на токоотводах и ЗУ молниеотводов по отношению к вторичным кабелям не должно превышать значения напряжения электрического пробоя с токоотводов и ЗУ на кабели». При этом напряженность электрического пробоя по поверхности земли принимается равной 150 кВ/м. В соответствии с результатами расчетов, при разрядах молнии в элементы системы молниезащиты территории ПС, наибольшее напряжение на элементах системы заземления молниеприемников не превысило значения 4,8 кВ.

8 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Определяем экономический ущерб от аварийно остановленного трансформатора ТДТН - 63000/220/110/35. Имеет место недоотпуск энергии в режиме внезапного отключения и в режиме отключения с предупреждением.

Расчётная топливная составляющая средней себестоимости 1 кВт*ч по энергосистеме - 0,124 руб. за 1 кВт*ч.

Отпускной тариф с шин электростанции - 0,25 руб. за 1 кВт*ч.

Средний тариф на электроэнергию для потребителей

Согласно коммерческим договорам энергосистемы с потребителями энергии по возмещению убытков при отключении и организации электроснабжения предусмотрены платежи в размере:

- в режиме внезапного отключения в трехкратном размере среднего тарифа;
- в режиме отключения с предупреждением в размере среднего тарифа.

Экономический ущерб от технологического нарушения на электростанции определяется по формуле

$$У = У1 + У2 + У3 + У4 - У_{\text{воз}} \quad (60)$$

где $У1$ - затраты на ремонтно-восстановительные работы;

$У2$ - упущенная прибыль;

$У3$ - возмещение убытков потребителей;

$У4$ - возмещение экологического ущерба;

$У_{\text{воз}}$ - возвратные суммы от сторонних виновных организаций.

8.1 Затраты на ремонтно-восстановительные работы

$$У1 = S_{\text{рем}} \quad (61)$$

где $S_{\text{рем}}$ - расходы на ремонтные работы.

Для определения I группы сложности работ (ремонт силовых трансформаторов со сменой обмоток, разборка трансформаторов с расшихтовкой верхнего ярма, снятие (установка) обмоток и главной изоляции, ремонт и замена переключающих

устройств, сушка активной части, восстановление антикоррозионных покрытий внутренних поверхностей оборудования (узлов), сборка, заливка маслом, испытание) расходы составляют 19590 руб.

8.2 Упущенная прибыль

$$У_2 = W_{нв} * (Ц_{от} - S_T), \quad (62)$$

где $W_{нв}$ - недовыработка электроэнергии за время простоя;

$Ц_{от}$ - отпускной тариф 1 кВт*ч с шин электростанции;

S_T - топливная составляющая средней себестоимости 1 кВт*ч.

Недовыработка электроэнергии за время простоя определяется по формуле

$$W_{нв} = P_{деф} * t_{деф} \quad (63)$$

где $P_{деф}$ - дефицит мощности;

$t_{деф}$ - время дефицита мощности.

Пропускная способность каждой линии - 100%, трансформатора - 70% требуемой мощности.

При отказе одного трансформатора

$$P_{деф} = 0,3P_{треб} \quad (64)$$

где $P_{треб}$ - требуемая мощность потребителей.

$$P_{треб} = 25 \text{ МВт.}$$

Определим дефицит мощности по формуле

$$P_{деф} = 0,3 * 25 = 7,5 \text{ МВт.} \quad (65)$$

Время дефицита мощности определяется по формуле

$$t_{деф}(P_{деф}) = p(P_{деф}) * T_{г} \quad (66)$$

где $p(P_{\text{деф}})$ - вероятность возможного дефицита мощности;

T_{Γ} - время использования оборудования в год,

$T_{\Gamma} = 8760$ ч.

Вероятность возможного дефицита мощности рассчитываем по формуле

$$p(P_{\text{деф}} = 7.5) = 2P_T * Q_T * P_{BC}^2 * P_{BNt}^2 \quad (67)$$

где p_i - вероятность безотказной работы i -го элемента схемы;

q_T - вероятность отказа трансформатора.

Вероятность отказа i -го элемента определяется по формуле

$$q_i = \sum \lambda_i * t_{bi} \quad (68)$$

где λ_i - параметр потока отказов i -го элемента;

t_{bi} - среднее время восстановления i -го элемента.

Вероятность отказа трансформатора определяется по формуле

$$q_T = \lambda_T * t_{bT} / 8760,$$

$$q_T = 0,035 * 60 / 8760 = 0,00024.$$

Вероятность отказа выключателей ВС и ВН найдём по выражению

$$q_i = \frac{\lambda_i * t_{bb}}{8760}$$

$$q_{dc} = \frac{0.01 * 30}{8760} = 0.000034$$

$$q_{dn} = \frac{0.009 * 30}{8760} = 0.000021$$

Вероятность безотказной работы элементов схемы определяется по формуле

$$p_i = 1 - q_i$$

Найдем вероятность безотказной работы выключателей и трансформатора

$$p_T = 1 - 0,00024 = 0,99976,$$

$$p_{ВС} = 1 - 0,000034 = 0,999966,$$

$$p_{ВН} = 1 - 0,000021 = 0,999979.$$

Определим вероятность возможного дефицита мощности по формуле

$$p(P_{\text{деф}}=7,5) = 2 * 0,99976 * 0,00024 * 0,999966^2 * 0,999979^2 = 0,00048$$

Определим длительность дефицита мощности по формуле

$$t_{\text{деф}}(P_{\text{деф}}) = 0,00048 * 8760 = 4,205 \text{ ч.}$$

Недовыработку электроэнергии найдем по формуле

$$W_{\text{НВ}} = 7,5 * 4,205 = 31,54 \text{ МВт.}$$

Определим упущенную прибыль по формуле

$$У_2 = 31540 * (0,25 - 0,124) = 3974 \text{ руб.}$$

8.3 Возмещение убытков потребителей

По условиям договора за внезапное отключение энергосистема обязана выплатить в трехкратном размере от среднего тарифа, за отключение с предупреждением в размере среднего тарифа.

$$У_3 = (3W_{\text{во}} + W_{\text{оп}}) * Ц, \tag{69}$$

где $W_{во}$ - недоотпуск энергии в режиме внезапного отключения;
 $W_{оп}$ - недоотпуск энергии в режиме отключения с предупреждением;
 Π - средний тариф за электроэнергию.

Недоотпуск энергии в режиме внезапного отключения определяется по формуле

$$W_{во} = K_{во} * P_{\text{треб}} * T_{г}, \quad (70)$$

где $K_{во}$ - коэффициент внезапного отключения.

Недоотпуск энергии в режиме отключения с предупреждением определяется по формуле

$$W_{го} = K_{по} * P_{\text{треб}} * T_{г}, \quad (71)$$

где $K_{по}$ - коэффициент отключения с предупреждением.

Коэффициенты отключения определяются по формулам

$$K_{во} = q_I * q_{II}, \quad (72)$$

где q_I , q_{II} - вероятность отказа каждой цепи.

$$K_{по} = (K_{прI} * \lambda_{прI} * t_{прI} * q_{II} + K_{прII} * \lambda_{прII} * t_{прII} * q_I) / 8760, \quad (73)$$

где $K_{прI}$ - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого;

$\lambda_{прI}$ - частота ремонтов (плановых, капитальных, текущего).

Вероятность отказа цепи определяется по формуле

$$q = \sum q_i. \quad (74)$$

Из формулы найдем вероятность отказа цепи

$$qI = qII = 0,00024 + 0,000034 + 0,000021 = 0,000295.$$

Из формулы определим коэффициент внезапного отключения

$$K_{во} = 0,000295 * 0,000295 = 8,7 * 10^{-8}$$

Согласно формуле найдем коэффициент отключения с предупреждением

$$K_{по} = 0,95 * 0,75 * 28 * 0,000295 * 2 / 8760 = 0,0000013.$$

Параметр отказов I и II цепи определяется по формуле

$$\lambda = \sum \lambda_i.$$

Согласно формуле найдем параметр потока отказов

$$\lambda I = \lambda II = 0,14 + 0,75 + 0,14 = 1,03 \text{ 1/год.}$$

Определим недоотпуск энергии в режиме внезапного отключения по формуле

$$W_{во} = 0,00000008 * 7 * 25 * 8760 = 19,05 \text{ кВт*ч.}$$

Определим недоотпуск энергии в режиме отключения с предупреждением

$$W_{по} = 0,0000013 * 25 * 8760 = 284,7 \text{ кВт*ч.}$$

Возмещение убытков потребителей найдем по формуле

$$УЗ = (3 * 19,05 + 284,7) * 0,3 = 102,56 \text{ тыс.руб.}$$

8.4 Возмещение экологического ущерба

При аварии окружающая среда не пострадала, санкций со стороны экологической службы не последовало

$$У_4 = 0.$$

В аварии сторонние организации не виноваты

$$У_{\text{воз}} = 0.$$

Экономический ущерб от технологического нарушения на подстанции определим :

$$У = 310951 + 3974 + 102560 + 0 + 0 = 417485 \text{ руб.}$$

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Источники и виды опасных и вредных факторов, действующих на персонал

На ПС «Белогорская» существуют опасные и вредные производственные факторов, а именно шум, вибрация; электромагнитные поля промышленной частоты 50 Гц; работа под высоким напряжением; психофизиологические факторы (монотонность работы, ответственность и пр.).

Время нахождения человека по условиям производственной необходимости составляет большее время, поэтому работающих в этих зонах администрация обязана снабжать средствами индивидуальной защиты (наушники, шлемы).

Допустимая напряженность неискаженного электрического поля составляет 5 кВ/м. При напряженности электрического поля на рабочих местах выше 5 кВ/м (работа в зоне влияния электрического поля) необходимо применять средства защиты.

Работы под высоким напряжением на токоведущих частях: чистка, обмыв и замена изоляторов, ремонт проводов, контроль измерительной штангой изоляторов и соединительных зажимов, смазка тросов; испытания оборудования повышенным напряжением.

Испытания изоляции повышенным напряжением производятся для обнаружения сосредоточенных дефектов в изоляции электрооборудования, не выявленных в предварительных испытаниях из-за недостаточного уровня напряженности электрического поля. Испытание повышенным напряжением является основным испытанием, после которого выносится окончательное суждение о возможности нормальной работы оборудования в условиях эксплуатации.

Изоляторы и оборудование с номинальным напряжением, превышающим номинальное напряжение установки, в которой они эксплуатируются, могут испытываться повышенным напряжением по нормам, установленным для класса изоляции данной установки.

Установленный уровень испытательных напряжений соответствует пробивным напряжениям изоляции при наличии в них сосредоточенных дефектов.

Уровень испытательных напряжений электрооборудования при вводе его в эксплуатацию ниже заводских испытательных напряжений и составляет $0,9 \cdot U_{\text{исп.зав.}}$.

Это объясняется тем, что в процессе испытаний нецелесообразно развивать незначительные, не влияющие на нормальную работу дефекты до опасных, которые, уменьшая электрическую прочность, могут проявиться в процессе эксплуатации.

В качестве испытательного обычно используется напряжение промышленной частоты 50 Гц. Время продолжительности приложения испытательного напряжения ограничивается во избежание появления дефектов в изоляции и преждевременного старения ее от 1 мин до 5 мин.

9.2 Мероприятия по обеспечению безопасности персонала

Для защиты персонала от влияния электрического поля могут применяться следующие средства экранирования:

- а) стационарные экранирующие устройства;
- б) переносные (передвижные) экранирующие устройства;
- в) индивидуальные экранирующие комплекты (экранирующая одежда).

Стационарные и переносные экранирующие устройства должны быть заземлены и должны обеспечивать снижение напряжённости электрического поля на рабочем месте до 5 кВ/м и менее.

Стационарные экранирующие устройства могут выполняться в виде козырьков, навесов и перегородок.

Козырьки выполняются из металлической сетки. Они устанавливаются возле устройств и аппаратов, требующих периодического обслуживания. Навесы выполняются из стальных тросов, проводов, арматуры и т. п. Они устанавливаются над проходами и над другими местами распределительных устройств, с которых может производиться осмотр оборудования. Перегородки выполняются из металлических проводников. Они устанавливаются вертикально, посередине между двумя соседними ячейками.

Заземление стационарных экранирующих устройств должно осуществляться путём присоединения их к контуру заземления или к заземлённым объектам (привариванием или с помощью болтов).

Переносные экранирующие устройства могут выполняться в виде инвентарных навесов, палаток, перегородок, щитов и др. Они устанавливаются над местом выполнения работ, а также между действующими и отключёнными или монтируемыми ячейками. Заземление переносных экранирующих устройств должно осу-

ществляться путём присоединения их к контуру заземления или к заземлённым объектам, для чего они должны иметь специальные зажимы и проводники.

На ПС «Белогорская» в ОРУ 220 кВ в целях снижения воздействия ЭП на персонал:

применены металлоконструкции ОРУ – 220 кВ из оцинкованных, алюминированных или алюминиевых элементов;

лестницы для подъема на траверсы металлических порталов расположены, как правило, внутри их стоек (лестницы, размещенные снаружи, огорожены экранирующими устройствами, обеспечивающими внутри допустимые уровни напряженности ЭП).

На ОРУ 220 кВ для снижения уровня напряженности ЭП исключено соседство одноименных фаз в смежных ячейках.

На ПС «Белогорская» производственные и складские здания размещены вне зоны влияния ЭП.

Токоограничивающие реакторы и выключатели не должны располагаться в соседних ячейках распределительных устройств. Там, где это требование невозможно выполнить, между ячейками токоограничивающих реакторов и выключателей установлены стационарные ферромагнитные экраны.

Экранирование источников МП или рабочих мест при необходимости обеспечения допустимых уровней МП осуществляется посредством ферромагнитных экранов, толщина и геометрические размеры которых рассчитываются по требуемому коэффициенту экранирования:

$$K_{\text{э}} = H_{\text{в}}/H_{\text{доп}}, \quad (143)$$

где $H_{\text{в}}$ - наибольшее возможное значение напряженности МП на экранируемом рабочем месте, А/м; $H_{\text{доп}} = 80$ А/м - допустимое значение напряженности МП. Для рабочих мест, где пребывание персонала по характеру и условиям выполнения работ является непродолжительным, $H_{\text{доп}}$ определяется исходя из требований санитарных правил и норм.

Т.к. ПС «Белогорская» удалена от жилой местности то электромагнитные поля, создаваемые высоковольтным оборудованием не оказывают вредного влияния на население.

В дипломном проекте рассматривается реконструкция подстанции «Белогорская» 220/110/35/10. Так как на подстанции находится ОРУ 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ, а как известно что открытое распределительное устройство является рабочим местом для оперативного и ремонтного персонала обслуживающих электроустановки расположенные на ОРУ

9.3 Системы технических средств безопасности (СОО)

СОО должна обеспечивать достаточные условия видимости наружного основного ограждения и основных ворот, а также прилегающей территории в условиях плохой видимости, возможность автоматического безинерционного включения источников света на отдельных участках сети при срабатывании извещателей системы охранной сигнализации периметра, возможность ручного (принудительного) управления работой СОО из помещения сотрудником охраны.

Мощность и высота установки светильников должны быть предусмотрены с таким расчетом, чтобы зоны их освещения перекрывались, создавали сплошную освещенную полосу вдоль сектора наружного основного ограждения и прилегающей к нему территории шириной не менее 4 м. При определении мест установки светильников дополнительного охранного освещения должна быть предусмотрена возможность проведения технического обслуживания светильников без использования специальных приспособлений (лестниц, помостов и т.п). Включение светильников основного охранного освещения в штатном режиме должно производиться при наличии сигнала от фотореле о снижении уровня освещенности ниже порогового значения (режим ночь). Светильников основного охранного освещения должны обеспечивать уровень освещенности не менее 0,5 лк. Силовые кабели для питания светильников, проложенные в теле опор, должны иметь многопроволочную структуру и выдерживать многократные изгибы при низких температурах.

Светильники основного охранного освещения должны обеспечивать уровень освещенности не менее 10 лк на освещенном участке периметра.

Электропитание СОО должно быть выполнено отдельно от сети рабочего освещения подстанции и подключаться к отдельной группе коммутационных аппаратов двух секций ЩСН через устройство АВР, с применением разделительного трансформатора (изоляция подключаемого оборудования от контура заземления подстанции).

Монтаж СОО выполняется в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.24.0.01.190-2014. Для освещения части периметра вдоль основного ограждения и освещения территории у основных ворот используются светодиодные светильники основного охранного освещения. Светильники должны монтироваться с помощью специальных кронштейнов на складывающихся, отдельно стоящих металлических опорах. Включение светильников основного охранного освещения должно производиться при наступлении темного времени суток по сигналу фотореле, либо сотрудником охраны вручную из шкафа управления, расположенного в здании проходной.

9.4 Описание системы рабочего и аварийного освещения.

На подстанции выполнены следующие виды освещения:

- рабочее освещение, в том числе переносное (ремонтное) и местное; - аварийное освещение.

Рабочее (наружное) освещение существующей территории подстанции выполнено прожекторами, установленными на существующих прожекторных мачтах. В объеме данного титула осуществляется освещение только расширяемой территории ПС – реконструируемого ОРУ 220 кВ и сооружения ОПУ №2).

Освещение выполняется с учётом требований СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение», раздела 6 ПУЭ 7-го изд., СТО 56947007-29.240.10.248-2017.

Общее наружное освещение на расширяемой территории подстанции и в месте сооружения ОПУ №2 предусматривается светодиодными прожекторами мощностью 800 Вт, которые устанавливаются на территории ОРУ 220 кВ на сооружаемых прожекторных мачтах. Нормы освещенности приняты согласно СП 52.13330.2016: минимальная нормируемая вертикальная освещенность главных проходов, проездов - 1 лк, на контактах, указателях, реле и прочих элементах оборудования, подлежащих контролю, у шкафов зажимов - 10 лк.

Питание наружного освещения выполняется от щита собственных нужд переменного тока, устанавливаемого в ОПУ №2, через силовые распределительные ящики.

Управление наружным освещением предусматривается в двух режимах: автоматически от датчика освещения и вручную дистанционно от ящика управления освещением ЯУО, устанавливаемым в здании ОПУ №2. Так же у основания про-

жекторных мачт предусмотрена установка распределительных ящиков с рубильниками, с помощью которых возможно местное управление наружным освещением.

Расчет освещения реконструируемой территории подстанции, выполненный в программе DIALux, приведен на рисунках 4,5,6,7.

ОПУ 220 кВ ПС Белогорск		DIALux 18.07.2018	
Оператор Телефон Факс Электронная почта			
Рабочее освещение / Ведомость светильников			
2 Шт.	<p>GALAD Альфа LED-42-ШО У № изделия: Световой поток (Светильник): 4201 lm Световой поток (Лампы): 4200 lm Мощность светильников: 42.0 W Классификация светильников по CIE: 100 CIE Flux Code: 46 81 98 100 100 Комплектация: 1 x СД (Поправочный коэффициент 1.000).</p>	Изображение светильников дается в фирменном каталоге.	
18 Шт.	<p>GALAD Эверест LED-800 (Extra Wide) № изделия: Световой поток (Светильник): 59998 lm Световой поток (Лампы): 60000 lm Мощность светильников: 600.0 W Классификация светильников по CIE: 100 CIE Flux Code: 49 83 98 100 100 Комплектация: 1 x СД 600 Вт (Поправочный коэффициент 1.000).</p>	Изображение светильников дается в фирменном каталоге.	
1 Шт.	<p>GALAD Эверест LED-800 (Extra Wide) № изделия: Световой поток (Светильник): 79997 lm Световой поток (Лампы): 80000 lm Мощность светильников: 800.0 W Классификация светильников по CIE: 100 CIE Flux Code: 49 83 98 100 100 Комплектация: 1 x СД 800 Вт (Поправочный коэффициент 1.000).</p>	Изображение светильников дается в фирменном каталоге.	

Рисунок 4 — Ведомость светильников

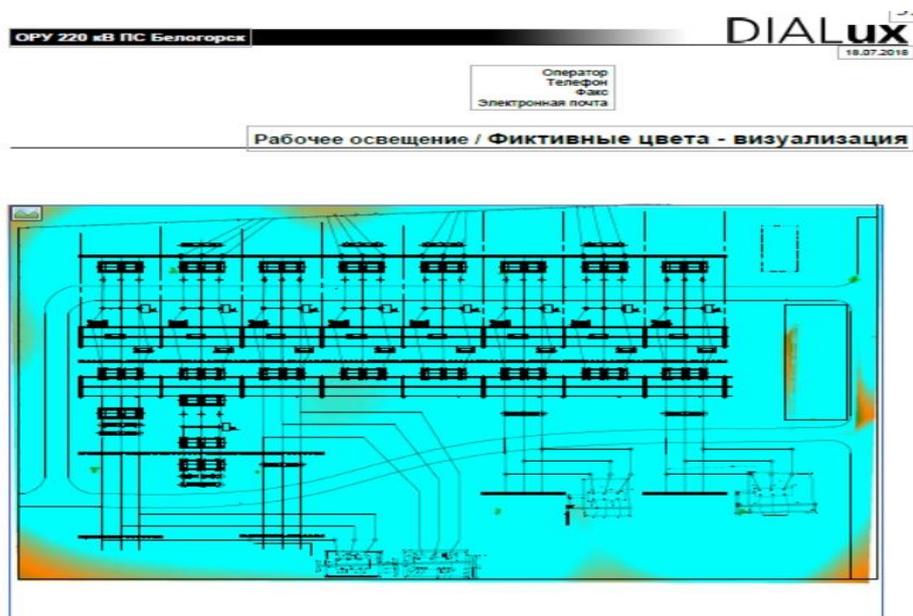
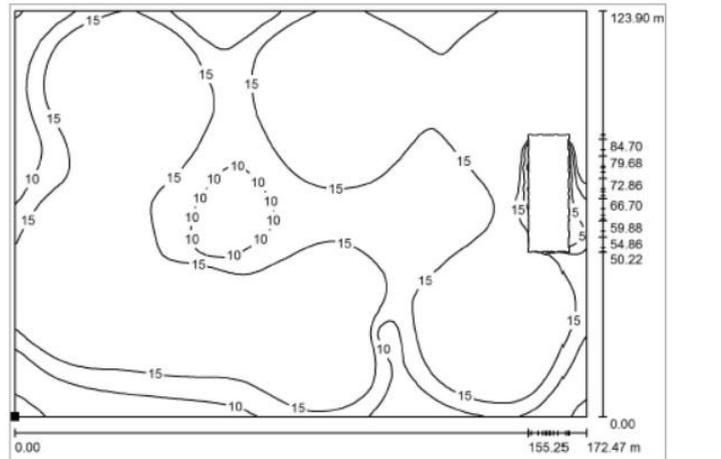


Рисунок 5 — Фиктивные цвета - визуализация

Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Рабочее освещение / Расчетные поверхности 2 / Изолинии (E, вертикальн.)



Расположение поверхности
снаружи.
Выделенная точка:
(-1.070 m, 126.766 m, 0.850 m)



Значения в Lux, Масштаб 1 : 1234

Растр: 128 x 128 Точки

E_{cp} [lx]
27

E_{min} [lx]
2.03

E_{max} [lx]
128

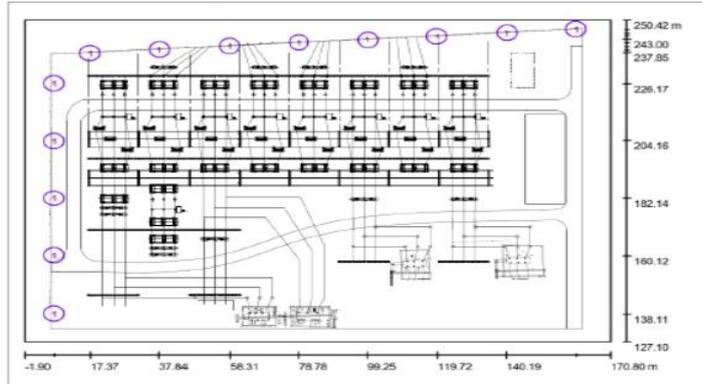
E_{min} / E_{cp}
0.075

E_{min} / E_{max}
0.016

Рисунок 6 — Изолинии (E, вертикальные)

Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Охранное освещение / Светильники (план расположения)



Масштаб 1 : 1235

Ведомость светильников

№	Шт.	Обозначение
1	13	GALAD Альфа LED-42-ШО У

Рисунок 7 — Светильники (план расположения)

Освещение помещений здания ОПУ №2 предусматривается энергосберегающими светодиодными светильниками, в соответствии с категорией помещений.

Нормы освещенности помещений приняты согласно 52.13330.2016.

Питание сети рабочего внутреннего освещения осуществляется от щитков рабочего освещения. Напряжение сети питания щитков рабочего освещения принято 380/220 В переменного тока. Групповые сети электропитания светильников приняты с системой TN-S.

Групповые линии сети рабочего освещения подключаются к щиткам рабочего освещения, укомплектованным однополюсными автоматическими выключателями.

В составе рабочего освещения входят также переносное (ремонтное) и местное освещение. Ремонтное освещение предусмотрено в помещениях ОПУ №2 и на ОРУ 220 и 110 кВ для выполнения ремонтных работ. Переносные светильники ремонтного освещения подключаются к розеткам через переносной однофазный понизительный трансформатор с номинальным вторичным напряжением 42 В.

Аварийное освещение согласно п.6.1.21 ПУЭ разделяется на освещение безопасности и эвакуационное.

Освещение безопасности предназначено для продолжения работы при аварийном отключении рабочего освещения.

Освещение безопасности в помещениях здания ОПУ №2 подстанции выполняется энергосберегающими светодиодными светильниками. В нормальном режиме сеть освещения безопасности питается от сети переменного тока 220 В и используется в качестве рабочего освещения. При потере питания аварийное освещение автоматически переключается на питание постоянным током от существующей подстанционной аккумуляторной батареи через блок аварийного освещения.

В связи с однотипностью рабочего и аварийного освещения все светильники аварийного освещения должны быть помечены буквой «А» красного цвета. Для аварийного освещения приняты светодиодные светильники.

Местное освещение предусмотрено на рабочих местах: в шкафах и ящиках зажимов.

9.5 Экологичность

В данном проекте рассмотрим негативное воздействие на окружающую среду силовых трансформаторов с масляным охлаждением, установленных на подстанции. Это возможный выброс масла из трансформаторов.

1. Плановый слив. При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее, для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб. Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, который будет исключать возможность искрообразования при ударе. Во время слива масла должны применяться кожухи или переносные лотки, чтобы исключить разбрызгивание. Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы. Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства. После сливных операций все пролитое масло необходимо убрать.

2. Аварийный сброс и протечки масла. На каждой ПС необходимо сооружать маслоприемники для аварийного приема масла. Руководствуясь требованиями ГОСТ 12.2.024-87, при массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть установлен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник.

Любые трансформаторы открытой или закрытой установки снабжают маслоприемниками, которые предотвращают растекание масла по территории ПС. Когда в трансформаторе количество масла велико и размещение под трансформатором маслоприемника, рассчитанного на удержание всего объема масла затруднительно, тогда предусматривается установка маслосборника – это отдельная закрытая емкость, являющаяся дополнительным сооружением к маслоприемнику и способная вмещать весь объем масла трансформатора.

Обнаружив свежие капли масла на маслоприемнике или гравийной засыпке необходимо немедленно принять меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых образований (заварка трещин, подтяжка фланцев) с соблюдением правил техники безопасности при работе с данным оборудованием.

Также необходимо содержать в чистоте и промывать гравийную засыпку в пределах бортовых ограждений маслоприемника не реже одного раза в год. Такая процедура помогает избежать налипания на поверхности щебня песка, осадков, атмосферных загрязнений. Отчистка производится с помощью специально оборудованной моечной машины горячим раствором каустической соды. Площадь маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора.

Произведем расчет маслоприемника на рассматриваемой ПС.

Таблица 20 - Исходные данные

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
		Длина А, мм	Ширина В, мм	Высота Н, мм
ТДТН-40000/220/35/10	28150	8500	4820	6800

На подстанции установлены два трансформатора типа ТДТН-40000/220/35/10, с содержанием масла в баках 28,15 тонн в каждом. Так как масса масла в трансформаторе составляет более 20 тонн, расчет будем проводить для маслоприемника с отводом масла.

Маслоприемники, маслоотводы и маслосборники необходимы для того, чтобы защитить окружающую среду от загрязнения трансформаторным маслом и обеспечить пожарную безопасность.

Определим площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (75)$$

где $\Delta = 1,5$ м – выступ габаритов маслоприемника за габариты трансформатора, который зависит от массы масла в трансформаторе. Согласно ПУЭ габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрического оборудования не менее, чем на 1,5 м при массе масла от 10 до 50 т включительно.

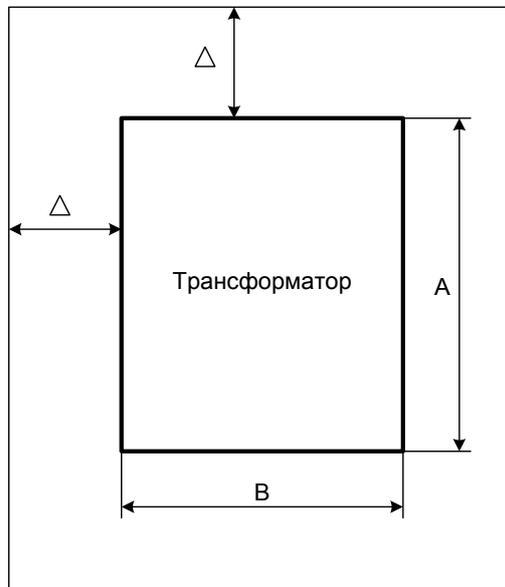


Рисунок 8 – Габариты трансформатора и маслоприемника

Отсюда:

$$S_{МП} = (8,5 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,82 + 2 \cdot 1,5) = 89,93 \text{ м}^2$$

Далее определим объем маслоприемника для приема 100% трансформаторного масла по формуле:

$$V_{ТМ} = M/\rho, \tag{76}$$

где $\rho = 0,88 \text{ г/см}^3 = 880 \text{ кг/м}^3$ – плотность трансформаторного масла;

M – масса трансформаторного масла.

Отсюда:

$$V_{ТМ} = 28150/880 = 31,989 \text{ м}^3.$$

Теперь определим глубину маслоприемника для приема 100% масла, которое содержится в трансформаторе по формуле:

$$h_{ТМ} = V_{ТМ}/S_{МП}; \tag{77}$$

$$h_{ТМ} = 31,989/89,93 = 0,356 \text{ м.}$$

Далее рассчитаем глубину маслоприемника с учетом толщины слоя гравия, равной 0,25 м и воздушного зазора 0,075 м по формуле:

$$h_{МП} = h_{ТМ} + h_{ГР} + h_{В}; \quad (78)$$

$$h_{МП} = 0,356 + 0,25 + 0,075 = 0,681 \text{ м}$$

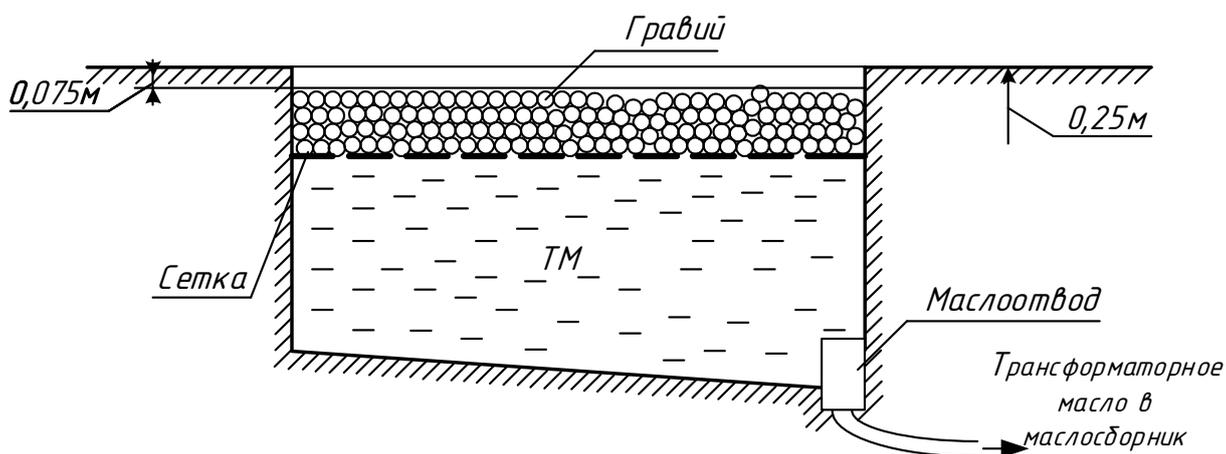


Рисунок 9 – Маслоприемник с отводом масла

Вывод: С учетом толщины слоя гравия и воздушного зазора, равными 0,25 м и 0,075 м соответственно, глубина маслоприемника с отводом масла по данным расчета составляет 0,681 м ($h_{МП} = 0,681 \text{ м}$).

9.6. Чрезвычайные ситуации

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

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

Противопожарная защита обеспечивается:

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

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Огромное значение в обеспечении пожарной безопасности уделяется противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 220 кВ.

В связи с тем, что на ПС «Белогорская» устанавливаются элегазовые выключатели снижается уровень возникновения чрезвычайных ситуаций на ОРУ.

Тем не менее, виды пожаротушения остаются те же самые (пожарная техника).

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 220 кВ, классифицируется на следующие группы:

- пожарные машины,
- средства пожарной и охранной сигнализации,
- огнетушители,
- пожарное оборудование,
- ручной инструмент,
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

К автомобилям, используемым при пожаротушении,

- относятся пожарные автоцистерны,
- насосно-рукавные автомобили,
- автомобили пенного и порошкового тушения и т.п.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

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

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений.

Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также

электроустановок.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения имеются на тропях обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

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

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

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

Поскольку на территории подстанции, где расположено маслonaполненное оборудование, возможно нахождение обслуживающего персонала и установлено различное оборудование, представляющее материальную ценность, то рассмотрим организацию пожарной безопасности на подстанции при возникновении пожара на автотрансформаторе АДЦТН – 63000/220/110/10.

Пожарная безопасность на предприятиях обеспечивается системой предотвращения пожара путём организационных мероприятий и технических средств, обеспечивающих невозможность возникновения пожара, а также системой пожарной защиты, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничения материального ущерба от него. Основными факторами пожара для людей являются открытый огонь и искры, повышенная температура воздуха и предметов, токсичные продукты горения, дым, а также взрывы.

При установке данного автотрансформатора АДЦТН – 63000/220/110 должны выполняться противопожарные расстояния от маслонаполненного оборудования с массой масла в единице оборудования 60 кг и более до производственных зданий с категорией помещения В1-В2, Г и Д, а также до жилых и общественных зданий должны быть не менее:

16 м - при степени огнестойкости этих зданий I и II;

20 м - при степени III;

24 м - при степени IV и V.

Система пожарной защиты предусматривает следующие меры:

- Изоляцию горючей среды;
- Предотвращение распространения пожара за пределы очага;
- Применение средств пожаротушения;
- Эвакуацию людей в случае пожара;
- Применение средств пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- Организацию пожарной охраны объекта.

Организационными мероприятиями по обеспечению пожарной безопасности являются обучение рабочих правилам пожарной безопасности, разработка и реализация норм и правил пожарной безопасности, инструкций о порядке работы с пожароопасными веществами и материалами.

Пожарная опасность электроустановок обусловлена наличием в применяемом электрооборудовании горючих изоляционных материалов. Наибольшую пожарную опасность представляют маслонаполненные аппараты – трансформаторы. В силовых трансформаторах с масляным охлаждением не исключено межвитковое КЗ, в результате которого в части обмотки (витке) возникает настолько большой ток, что

изоляция быстро разлагается с выделением горючих газов. Не исключен взрыв газовой смеси с разрушением стенок кожуха и последующим выбросом горящего масла в окружающее пространство.

Трансформаторное масло горит пламенем со значительным выделением продуктов неполного сгорания в виде окиси углерода CO. Прекращение горения трансформаторного масла, возможно, осуществить следующим способом – охлаждением зоны реакции или самого горючего вещества. Это может быть осуществлено путем нанесения на его поверхность таких огнетушащих веществ, как вода или водяная пена, или путем охлаждения горячей жидкости в результате активного ее перемешивания при этом температура верхнего слоя жидкости понижается, и поступление горючих паров в зону сгорания резко снижается.

Чаще всего для охлаждения используют воду в виде компактной струи или в распыленном виде. Вода, обладая высокой теплопроводностью, оказывает охлаждающее воздействие. Вода и воздушно-механическая пена на основе воды производят одновременное разбавляющее, охлаждающее и изолирующее действия на горящие вещества.

Система пожарной защиты объекта предусматривает наряду с мерами предотвращения возникновения пожара и распространения его также применение средств пожаротушения и пожарной сигнализации. В качестве стационарной системы пожаротушения примем систему водяного пожаротушения. Кроме того, согласно “Норм первичных средств пожаротушения для электростанций и подстанций” предусматриваем первичные средства пожаротушения.

Вблизи автотрансформатора устанавливается ящик вместимостью 0,5 м³ с песком. При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные – бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Согласно ПУЭ (4,2) автотрансформаторы мощностью 63 МВА не оборудуются стационарными автоматическими установками пожаротушения, поэтому для туше-

ния пожара предусматриваются первичные средства пожаротушения. В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования. Место установки и количество огнетушителей определяется по таблице 21.

Таблица 21 – Количество первичных средств пожаротушения

Место установки средств пожаротушения	Средство пожаротушения	Количество	Вместимость, л
1	2	3	4
Щит управления ОРУ	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		2	10
	огнетушитель углекислотный	4	2
		4	5
		1	25
		1	80
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель пенный	2	10
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель порошковый	2	5
		2	10
Помещение регенерации и чистки масла (площадь 800 м ²)	огнетушитель пенный	2	10
		1	100
	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		1	10
		огнетушитель комбинированный (пена и порошок)	1

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Если горящая электроустановка почему-либо не отключена и находится под напряжением, то тушение ее представляет дополнительную опасность поражения электрическим током. Поэтому, как правило, приступать к тушению пожара электроустановки можно только после снятия с нее напряжения.

Электрическая пожарная сигнализация служит для быстрого извещения службы пожарной охраны о возникшем пожаре.

Руководитель предприятия обязан:

- организовать на объекте изучение и выполнение Типовых правил пожарной безопасности всеми работниками предприятия;
- организовать на объекте добровольную пожарную дружину;
- установить на территории предприятия строгий противопожарный режим и постоянно контролировать его соблюдение всеми работниками предприятия (режим курения, проведения огневых работ);
- организовать на объекте проведение противопожарного инструктажа;
- периодически проверять состояние пожарной безопасности объекта, наличие и исправность технических средств борьбы с пожарами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью выпускной квалификационной работы было реконструирование открытых распределительных устройств 220 и 110 кВ ПС 220/110/10 Белогорск. Для этого были даны характеристика района электроснабжения ПС 220/110/10 кВ Белогорск и подробное обоснование проектирования подстанции.

В ходе реконструкции ОРУ был произведен расчет токов короткого замыкания, для выбора электрооборудования для устройств ОРУ 220 и 110 кВ. Также был произведен выбор гибких и жестких шин для подстанции.

Выбраны необходимые приборы для полноценного контроля за параметрами сети. По расчету их нагрузок выбраны первичные преобразователи тока и напряжения.

Осуществлен выбор параметров устройств релейной защиты и автоматики автотрансформатора.

Определены показатели надежности подстанции без вывода в ремонт и с выводом в ремонт одного из автотрансформаторов.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в эксплуатации оборудования на подстанции, был рассчитан план освещения открытых распределительных устройств 220 и 110 кВ, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия на подстанции.

Рассчитан экономический ущерб от аварийно остановленного трансформатора.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Гольстрем В.А., Иваненко А.С. «Справочник энергетика промышленных предприятий». Издание 4-е, переработанное и дополненное. Киев, «Техника», 1977.
- 2 Указания по расчету электрических нагрузок (технический циркуляр ВНИПИ Тяжпромэлектропроект № 358-90 от 1 августа 1990г.)
- 3 Фёдоров А.А., Старкова Л.Е. «Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования», М.: «Энергоатомиздат», 1987.
- 4 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. «Электрооборудование станций и подстанций»: Учебник для техникумов. – 3-е изд., переработанное и дополненное. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
- 5 Правила устройства электроустановок / Минтопэнерго РФ. – 7-изд., перераб. и доп. – 2003. – 648 с.: ил.
- 6 Блок В.М.: «Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей».–М.: Высш. школа, 1990.
- 7 Блок В.М., Обушев Г.К., Паперенко Л.Б.: «Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей».–М.: Высш. школа, 1990.
- 8 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94
- 9 Козлов В.А.: «Электроснабжение городов». – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение, 1988.
- 10 Липкин Б.Ю. «Электроснабжение промышленных предприятий и установок». – М.: Высш. школа, 1990.
- 11 Барыбин Ю.Г. и др. «Электроустановки промышленных предприятий». – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с
- 12 Овчаренко А.С., Рабинович М.Л., Мозыркий В.И.– К.: Техника, 1985.
- 13 Нейфульд М.Р.Заземление и защитные меры безопасности. – М.: Энергия, 1971.
- 14 Правила техники эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. – С116: ООО Альтернативная Полиграфия, 2003. – 312 стр.
- 15 Козлов В.А. и др. Справочник по проектированию электроснабжения городов/В. А. Козлов, Н. И. Билик, Д. Л. Файбисович. –2-е изд., перераб. и доп.- Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1986. – 256 с.: ил.

- 16 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.1. Производство и распределение электрической энергии (Под общ. ред. профессоров МЭИ: И.Н. Орлова (гл. ред.) и др.) 7-е изд., испр. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 880 с.: ил.
- 17 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2. Производство и распределение электрической энергии (Под общ. ред. профессоров МЭИ: И.Н. Орлова (гл. ред.) и др.) 7-е изд., испр. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 880 с.: ил.
- 18 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования.- М.: Энергоатомиздат, 1989.- 608 с.: ил.
- 19 Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях. М. Минтопэнерго, 1994.
- 20 Идельчик В.И.. «Электрические системы и сети», М: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.: ил.
- 21 Стандарт предприятия: Проекты (работы) дипломные и курсовые. Правила оформления / СТП АмГУ-05-97.
- 22 ГОСТ 27514-87 Короткие замыкания в электроустановках напряжением выше 1 кВ.
- 23 Тульгин И.К., Нудлер Г.И. Электрические сети и электрооборудование жилых и общественных зданий. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 480 с.
- 24 Дьяков В.И. Типовые расчеты по электрооборудованию. – М.: Высшая школа, 1985. – 143 с.
- 25 Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г.М. Кноринг, Ю.Б. Оболенцев и др. – Л.: Энергия, 1976. – 384 с.
- 26 Веников В.А. и др. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев.- М.: Энергоатомиздат, 1985.- 216 с., ил.
- 27 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ (№14278ТМ-Т1)
- 28 Методические указания к выполнению индивидуальных заданий по курсу «Безопасность жизнедеятельности» для студентов всех специальностей, Томск, изд. ТПУ, 1991-21с.

- 29 Московские городские строительные нормы. Естественное и искусственное освещение. – МГНСН 2.06-97
- 30 Борисова А.Ф. Инженерные расчеты систем безопасности труда и промышленной экологии – Нижний Новгород , 2000. – 273 с.
- 31 Пожарная безопасность предприятия. Курс пожаро-технического минимума: Справочник . 5-е изд., доп.(с изм.). – М.: Спецтехника, 2001. – 448 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Параметры электрических режимов 2020 г.

Наименование режима	ВЛ 220 кВ ПС Амурская-ПС Белогорск 2сш с отп. ПС Свободный	ВЛ 220 кВ ПС НПС-26-ПС Белогорск 1сш	ВЛ 220 кВ ПС Белогорск 2 сш - ПС Белогорск/т	ВЛ 220 кВ ПС Белогорск 1 сш - ПС Короли/т
	АС-240 I _{длит.доп} =610 ⁽⁺²⁵⁾ А (ТТ, ошиновка)	АС-240 I _{длит.доп} =610 ⁽⁺²⁵⁾ А (ТТ, ошиновка)	АС-240 АС-300 I _{длит.доп} =610 ⁽⁺²⁵⁾ А (ТТ, ошиновка)	АС-240 АС-300 I _{длит.доп} =610 ⁽⁺²⁵⁾ А (ТТ, ошиновка)
Зимний максимум 2020 г. Нормальный режим	105	77	24	114
Летний минимум 2020 г. Нормальный режим	98	94	135	189
Зимний максимум 2020 г. Отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26	122	-	12	191
Зимний максимум 2020 г. Отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 2 сш - ПС 220 кВ Белогорск/т	124	73	-	120
Зимний максимум 2020 г. Отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т	82	191	53	-
Зимний максимум 2020 г. Отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 2 сш - ПС 220 кВ Амурская с отпайкой на ПС 220 кВ Свободный	-	100	125	91
Зимний максимум 2020 г. Отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Белогорск	107	20	21	74
Зимний максимум 2020 г. Отключение Т-3 (Т-4) ПС 220 кВ Белогорск	106	28	22	81
Зимний максимум 2020 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26 на ремонт ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т	218	-	100	-

Продолжение приложения А

Зимний максимум 2020 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26 на ремонт АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Белогорск	173	-	56	89
Зимний максимум 2020 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т на ремонт Т-3 (Т-4) ПС 220 кВ Белогорск	143	106	72	-
Зимний максимум 2020 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т, отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26 на ремонт Т-3 ПС 220 кВ Белогорск	219	-	100	-
Зимний максимум 2020 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т, отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26 на ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Белогорск	219	-	100	-
Летний минимум 2020 г. Отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26	120	-	157	123
Летний минимум 2020 г. Отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 2 сш - ПС 220 кВ Белогорск/т	62	129	-	225
Летний минимум 2020 г. Отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т	147	115	186	-
Летний минимум 2020 г. Отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 2 сш - ПС 220 кВ Амурская с отпайкой на ПС 220 кВ Свободный	-	117	62	211
Летний минимум 2020 г. Отключение АТ-1 ПС 220 кВ Бел	84	136	163	160

Продолжение приложения А

Летний минимум 2020 г. Отключение Т-3 ПС 220 кВ Белогорск	94	101	141	182
Летний минимум 2020 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26 на ремонт ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т	115	-	211	-
Летний минимум 2020 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26 на ремонт АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Белогорск	110	-	200	30
Летний минимум 2020 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т на ремонт Т-3 (Т-4) ПС 220 кВ Белогорск	139	95	191	-
Летний минимум 2020 г. Включение на холостой ход ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на ПС 220 кВ НПС-26 со стороны НПС-26	126	-	151	132
Летний минимум 2020 г. Включение на холостой ход ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 2 сш - ПС 220 кВ Белогорск/т со стороны Белогорск/т	50	124	-	228
Летний минимум 2020 г. Включение на холостой ход ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т со стороны Короли/т	127	85	194	-
Летний минимум 2020 г. Включение на холостой ход ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 2 сш - ПС 220 кВ Амурская с отпайкой на ПС 220 кВ Свободный со стороны Белогорск 2 сш	-	129	80	198

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Параметры электрических режимов 2025 г.

Наименование режима	ВЛ 220 кВ ПС Амурская-ПС Белогорск 2 сш с отп. ПС Свободный	ВЛ 220 кВ пс НПС-26-ПС Белогорск 1 сш	ВЛ 220 кВ пс Белогорск 2 сш-ПС Белогорск/т	ВЛ 220 кВ пс Белогорск 1 сш - ПС Короли/т
	АС-240 Идлит.доп=610 ⁽⁺²⁵⁾ А (ТТ, ошиновка)	АС-240 Идлит.доп=610 ⁽⁺²⁵⁾ А (ТТ, ошиновка)	АС-240 АС-300 Идлит.доп=610 ⁽⁺²⁵⁾ А (ТТ, ошиновка)	АС-240 АС-300 Идлит.доп=610 ⁽⁺²⁵⁾ А (ТТ, ошиновка)
Зимний максимум 2025 г. Нормальный режим	124	100	19	111
Летний минимум 2025 г. Нормальный режим	82	96	133	172
Зимний максимум 2025 г. Отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26	146	-	4	213
Зимний максимум 2025 г. Отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 2 сш - ПС 220 кВ Белогорск/т	143	96	-	115
Зимний максимум 2025 г. Отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т	102	213	44	-
Зимний максимум 2025 г. Отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 2 сш - ПС 220 кВ Амурская с отпайкой на ПС 220 кВ Свободный	-	126	145	86

Продолжение приложения Б

Зимний максимум 2025 г. Отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Белогорск	194	102	54	73
Зимний максимум 2020 г. Отключение Т-3 (Т-4) ПС 220 кВ Белогорск	194	207	54	74
Зимний максимум 2025 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26 на ремонт ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т	260	-	97	-
Зимний максимум 2025 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26 на ремонт АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Белогорск	192	-	102	125
Зимний максимум 2025 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т на ремонт Т-3 (Т-4) ПС 220 кВ Белогорск	180	110	69	-
Зимний максимум 2025 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т, отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26 на ремонт Т-3 ПС 220 кВ Белогорск	262	-	477	-

Зимний максимум 2025 г. Наложение аварийного отклю- чения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Коро- ли/т, отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Бе- логорск 1 сш - Отпай- ка на НПС-26 на ре- монт АТ-1 ПС 220 кВ Белогорск	261	-	97	-
Летний минимум 2025 г. Отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - От- пайка на НПС-26	114	-	165	84
Летний минимум 2025 г. Отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 2 сш - ПС 220 кВ Белогорск/т	69	142	-	217
Летний минимум 2025 г. Отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т	138	84	191	-
Летний минимум 2025 г. Отключение ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 2 сш - ПС 220 кВ Амурская с отпайкой на ПС 220 кВ Свободный	-	123	69	197
Летний минимум 2025 г. Отключение АТ-1 ПС 220 кВ Бе- логорск	64	34	154	150
Летний минимум 2020 г. Отключение Т-3 ПС 220 кВ Бело- горск	75	110	145	159

Летний минимум 2025 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26 на ремонт ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т	100	-	212	-
Летний минимум 2025 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на НПС-26 на ремонт АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Белогорск	101	-	195	36
Летний минимум 2025 г. Наложение аварийного отключения ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т на ремонт Т-3 (Т-4) ПС 220 кВ Белогорск	125	51	198	-
Летний минимум 2025 г. Включение на холостой ход ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 1 сш - Отпайка на ПС 220 кВ НПС-26 со стороны НПС-26	145	-	113	164
Летний минимум 2025 г. Включение на холостой ход ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск 2 сш - ПС 220 кВ Белогорск/т со стороны Белогорск/т	62	66	-	253

Летний минимум 2025 г. Включение на холостой ход ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Бело- горск 1 сш - ПС 220 кВ Короли/т со сто- роны Короли/т	53	54	225	-
Летний минимум 2025 г. Включение на холостой ход ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Бело- горск 2 сш - ПС 220 кВ Амурская с отпай- кой на ПС 220 кВ Свободный со сторо- ны Белогорск 2 сш	-	144	112	164

ПРИЛОЖЕНИЕ В Значения токов короткого замыкания в сети 220 кВ на ВЛ 2020 г.

Точка КЗ	Ток в ветви	Максимальный режим		Минимальный режим	
		3-ф КЗ II (А)	1-ф КЗ 3I0 (А)	3-ф КЗ II (А)	1-ф КЗ 3I0 (А)
Шины 220 кВ ПС Белогорск 1 сш	Амурская-Белогорск/т с отпайками	2761	1516	2682	1510
	Белогорск-Белогорск/т	1556	2192	1551	2173
Шины 220 кВ ПС Белогорск 2 сш	Белогорск-НПС-26	2455	1516	2385	1500
	Белогорск-Короли/т	1719	954	1713	945
Шины 220 кВ ПС Белогорск/т	Белогорск-Белогорск/т	6139	4932	6032	4897
	Завитая-Белогорск/т	1711	742	1706	737
Шины 220 кВ ПС НПС-26	Амурская-НПС-26	3932	2948	3842	2919
	Белогорск-НПС-26	3699	3142	3638	3114
Шины 220 кВ ПС Короли	Белогорск-Короли/т	2510	1424	2493	1424
	Завитая-Короли/т	3917	2400	3910	2400
Шины 220 кВ ПС Амурская	Амурская-Шимановск/т	668	644	1043	696
	Амурская-Благовеценск	929	302	928	305

Точка КЗ	Максимальный режим		Минимальный режим	
	3-ф КЗ II (А)	1-ф КЗ 3I0 (А)	3-ф КЗ II (А)	1-ф КЗ 3I0 (А)
Шины 220 кВ ПС Белогорск 1 сш	8829	8719	8668	8631
Шины 220 кВ ПС Белогорск 2 сш	8829	8719	8668	8631
Шины 110 кВ ПС Белогорск 1 сш	5161	6088	5164	6100

Продолжение приложения В

Шины 110 кВ ПС Белогорск 2 сш	5161	6088	5164	6100
Шины 220 кВ ПС НПС-26	7631	6755	7480	6692
Шины 220 кВ ПС Бело- горск/т	7850	7435	7737	7386
Шины 220 кВ ПС Короли/т	6425	5752	6401	5752
Шины 220 кВ ПС Амурская	15992	18852	14897	17563
Шины 220 кВ ПС Завитая	12670	12079	12609	12060
Шины 220 кВ ПС Благове- щенск	7418	7603	7353	7572
Шины 220 кВ Шимановск/т	4679	4584	4552	4517
Шины 220 кВ ПС Ледяная	4442	5124	2475	3165
Шины 220 кВ ПС Ледяная/т	4252	4730	2450	3049
Шины 220 кВ Сила Сиби- ри(лед	6022	6247	2167	2660
Шины 110 кВ Сила Сибири	5500	-	3877	-
Шины 220 кВ Сила Си- бири(Нов)	9196	8828	8918	8662
Шины 110 кВ Сила Си- бири	5989	-	5991	-
Шины 220 кВ ПС Зея	5431	5627	2224	2733
Шины 220 кВ ПС Хвойная	6838	5924	6815	5925
Шины 35 кВ ПС Белогорск 1 сш	5965	2983	5682	2841
Шины 35 кВ ПС Белогорск 2 сш	6162	3081	5722	2861

Точка КЗ	Ток в ветви	Максимальный режим		Минимальный режим	
		3-ф КЗ II (А)	1-ф КЗ 3I0 (А)	3-ф КЗ II (А)	1-ф КЗ 3I0 (А)
Шины 220 кВ ПС Бело- горск 1 сш	Амурская- Белогорск/т с отпайками	2784	1543	2739	1529
	Белогорск- Белогорск/т	1557	2195	1554	2187
Шины 220 кВ ПС Бело- горск 2 сш	Белогорск- НПС-26	2476	1537	2436	1528
	Белогорск- Короли/т	1720	955	1717	951
Шины 220 кВ ПС Бело- горск/т	Белогорск- Белогорск/т	6173	4954	6115	4939
	Завитая- Белогорск/т	1712	743	1709	741
Шины 220 кВ ПС НПС-26	Амурская- НПС-26	3959	2992	3908	2978
	Белогорск- НПС-26	3718	3154	3683	3142
Шины 220 кВ ПС Ко- роли	Белогорск- Короли/т	2519	1426	2513	1428
	Завитая- Короли/т	3920	2402	918	2405
Шины 220 кВ ПС Амурская	Амурская- Шима- новск/т	594	615	736	675
	Амурская- ГПП	484	705	913	761
	Амурская- Благове- щенск	929	292	928	300

Точка КЗ	Максимальный режим		Минимальный режим	
	3-ф КЗ II (А)	1-ф КЗ 3I0 (А)	3-ф КЗ II (А)	1-ф КЗ 3I0 (А)
Шины 220 кВ ПС Бело- горск 1 сш	8877	8757	8785	8715
Шины 220 кВ ПС Бело- горск 2 сш	8877	8757	8785	8715

Продолжение приложения В

Шины 110 кВ ПС Белогорск 1 сш	5168	6095	5180	6115
Шины 110 кВ ПС Белогорск 2 сш	5168	6095	5180	6115
Шины 220 кВ ПС НПС-26	7677	6809	7591	6781
Шины 220 кВ ПС Белогорск/т	7885	7461	7824	7442
Шины 220 кВ ПС Короли/т	6436	5758	6429	5766
Шины 220 кВ ПС Амурская	16283	19377	15555	18426
Шины 220 кВ ПС Завитая	12690	12091	12659	12089
Шины 220 кВ ПС Благовещенск	7440	7619	7409	7611
Шины 220 кВ ГПП	6222	6117		
Шины 220 кВ Шимановск/т	4774	4647	4778	4665
Шины 220 кВ ПС Ледяная	6445	6970	5227	5962
Шины 220 кВ ПС Ледяная/т	5975	6181	5758	4968
Шины 220 кВ Сила Сибири(лед	6807	7491	3600	4365
Шины 110 кВ Сила Сибири	7579		3877	

Продолжение приложения В

Шины 220 кВ Сила Сибири(Нов)	9364	9797	9197	9685
Шины 110 кВ Сила Сибири	6807		5639	
Шины 220 кВ ПС Зея	6398	6655	3853	4469
Шины 220 кВ ПС Хвойная	6849	5929	6842	5938
Шины 35 кВ ПС Белогорск 1 сш	5770	2885	5854	2927
Шины 35 кВ ПС Белогорск 2 сш	5929	2964	5946	2973

ЗАЩИТА ОТКРЫТОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА (ОРУ) ПОДСТАНЦИИ ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ. РАСЧЕТ КОНТУРА ЗАЗЕМЛЕНИЯ ОРУ

Исходные данные:

Номинальное напряжение ОРУ: $U_{\text{НОМ}} := 220 \text{ кВ}$
 Число ячеек: $n_{\text{я}} := 9$
 Число ВЛЭП в схеме ОРУ: 4
 Климатическая зона:
 $N := 3$
 Вспомогательный коэффициент для стали $\beta := 21$
 Толщина первого слоя грунта: $h_1 := 1.7 \text{ м}$
 Ток короткого замыкания: $I_{\text{кз}} := 8757$
 Ток молнии: $I_{\text{МОЛН}} := 150 \text{ кА}$
 Время срабатывания защиты: $t_{\text{с.з.}} := 0.1 \text{ сек}$
 Состав грунта 1-го/2-го слоя: суглинок полутвердый/песок твердый

$\rho_1 := 121$ $I_{\text{кз}} := 8757 \text{ А}$

$\rho_2 := 140$

расчет приведен для зимнего времени года

коэффициент сезонности для третьей климатической зон $\psi := 1.4$

две системы сборных шин

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ КОНТУРА ЗАЗЕМЛЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ДОПУСТИМУЮ ВЕЛИЧИНУ ЕГО СТАЦИОНАРНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ.

1. расчет удельного сопротивления грунта

удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом*м)

удельное сопротивление второго слоя грунта, (Ом*м)

$$\rho_{\text{экв}} := \frac{\psi \cdot \rho_1 \cdot \rho_2 \cdot 5}{[\rho_1 \cdot (5 - 1.7 + 0.7) + \rho_2 \cdot (1.7 - 0.7)]} = 190.032$$

$t := 10$

2. Рассчитываем контур сетки заземлителя, если п/ст имеет размеры

$A := 157$ длина ПС, (м).

$B := 85$ ширина ПС, (м).

$$S_{\text{плоч}} := (A + 1.5 \cdot 2)(B + 1.5 \cdot 2) = 1.408 \times 10^4$$

3. Принимаем диаметр горизонтальных прутков в сетке по условиям мех. прочности

$$d_{\text{пр_гор}} := 18 \text{ мм}$$

$$F_{\text{мехпроч}} := \left(\frac{d_{\text{пр_гор}}}{2} \right)^2 \cdot \pi = 254.469 \text{ мм}^2$$

Определяем сечение прутка по термической стойкости, (мм²)

$$F_{\text{ТС}} := \sqrt{\frac{(I_{\text{кз}})^2 \cdot t_{\text{с.з.}}}{400 \cdot \beta}} = 30.215$$

4. определяем сечение прутка по коррозионной стойкости

$$a_k := 0.0026 \quad c_k := 0.0104$$

$$b_k := 0.00915 \quad \alpha_k := 0.0224 \quad \text{коэффициенты зависящие от грунта.}$$

$$T := 240 \quad \text{время использования заземления, (месяцы).}$$

$$S_{\text{ср}} := a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot (\ln(T))^2 + c_k \cdot \ln(T) + \alpha_k = 0.782$$

$$F_{\text{кор}} := 3.14 \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d_{\text{пр_гор}} + S_{\text{ср}}) = 46.135$$

Сечение горизонтальных проводников

$$F_{\text{min}} := F_{\text{кор}} + F_{\text{ТС}} = 76.35$$

$$H := 1.7$$

$$F_{\text{мехпроч}} = 254.469$$

т.к. механическая прочность больше минимального сечения, то условие выполняется

для первой климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта, (м).

$$t_{\text{верт}} := 0.8 \quad \text{глубина заложения верхнего конца вертикального прутка, (м).}$$

5. Рассчитываем общую для горизонтальных полос (м)

$a_{гор} := 12$ расстояние между полосами сетки, (м).

$$A := A + 1.5 \cdot 2 = 160$$

$$B := B + 1.5 \cdot 2 = 88$$

$$L_{гор} := A \cdot \frac{A}{a_{гор}} + B \cdot \frac{B}{a_{гор}} = 2.677 \times 10^3$$

$$a := 12$$

$$\frac{A}{a_{гор}} = 13.083 \quad \frac{B}{a_{гор}} = 7.333$$

6. Определим кол-во вертикальных электродов длиной 5 м при расстоянии между ними

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n'_B := \frac{4 \cdot \sqrt{S_{плоч}}}{a} = 39.553 \quad n_B := 40$$

7. Вычислим стационарное сопротивление заземлителя

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для обоих слоев грунта, (Ом)

$$\frac{l_{верт}}{\sqrt{S_{плоч}}} = 0.042 \quad \text{следовательно} \quad A' := 0.37$$

Определяем число ячеек:

$$m := \frac{L_{гор}}{2 \sqrt{S_{плоч}}} - 1 = 10.282 \quad m' := 11$$

Определяем длину стороны ячейки:

$$L_{ячейки} := \frac{\sqrt{S_{плоч}}}{m'} = 10.787$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{\text{гор}} := 2 \cdot \sqrt{S_{\text{плоск}}} \cdot (m' + 1) = 2.848 \times 10^3$$

$$R_{1s} := \rho_1 \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S_{\text{плоск}}}} + \frac{1}{n_{\text{в}} \cdot l_{\text{верт}} + L} \right) = 0.417$$

$$R_{2s} := \rho_2 \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S_{\text{плоск}}}} + \frac{1}{n_{\text{в}} \cdot l_{\text{верт}} + L} \right) = 0.482$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев

$$\alpha_{\text{и1}} := \sqrt{\frac{1500 \sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (L_{\text{гор}} + 45)}} = 0.412$$

$$\alpha_{\text{и2}} := \sqrt{\frac{1500 \sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (L_{\text{гор}} + 45)}} = 0.404$$

Расчитываем импульсное сопротивление заземлителя, (Ом)

$$R_{\text{и1}} := R_{1s} \cdot \alpha_{\text{и1}} = 0.172$$

$$R_{\text{и2}} := R_{2s} \cdot \alpha_{\text{и2}} = 0.195$$

$$R_{\text{об}} := R_{\text{и1}} + R_{\text{и2}} = 0.367$$

Заземлитель подобран верно, общее (эквивалентное сопротивление) меньше 0.5 Ом

ПРИЛОЖЕНИЕ Д расчет молниеприемников.

Одиночные стержневые молниеприемники на высоте $H_x=0$ м

Молние- приемники	H, м	H ₀ , м	R ₀ , м	R _x , м
1	30	25.	31	3
1	30	25.	31	3
1	30	25.	31	3
М.осв №1	31.	26.	32	32
2	30	25.	31	3
2	30	25.	31	3
2	30	25.	31	3
2	30	25.	31	3
3	30	25.	31	3
3	30	25.	31	3
4	30	25.	31	3
4	30	25.	31	3
1	2	22.	28	28
1	3	25	31	31
1	2	22.	28	28
1	15.	13.	16	16
1	15.	13.	16	16
1	15.	13.	16	16
1	2	20	25	25

Двойные стержневые молниеприемники на высоте $H_x=0$ м

Молние- приемники	H ₁	H ₂	L, м	H _{c1}	H _{c2} ,	H _c	H ₀	r _c	Гсх,м
1.2-	30.5	30.5	46.2				25.9	31.7	31.7
1.2-	30.5	30.5	92.4				25.9	25.2	25.2
2.1-	30.5	30.5	36.5				25.9	31.7	31.7
1.2-	30.5	30.5	45.2				25.9	31.7	31.7
1.2-	30.5	30.5	69.9				25.9	29.8	29.8
1.2-	30.5	30.5	112.8				25.9	20.9	20.9
3.1-	30.5	30.5	63.6				25.9	31.2	31.2
1.2-	30.5	30.5	6				25.9	3	3
1.2-	30.5	30.5	105.7				25.9	22.4	22.4
1.2-	30.5	2	106.4				24.4	3	3
1.5-	30.5	30.5	46.2				25.9	31.7	31.7
1.5-М.осв №1	30.5	31.75	84.2				26.5	32.3	32.3
2.1-	30.5	30.5	69.9				25.9	29.8	29.8
2.4-	30.5	30.5	36.5				25.9	31.7	31.7
1.5-	30.5	30.5	36.5				25.9	31.7	31.7
1.5-	30.5	30.5	69.9				25.9	29.8	29.8
3.1-	30.5	30.5	87.2				25.9	26.2	26.2
3.4-	30.5	30.5	63.6				25.9	31.2	31.2
1.5-	30.5	30.5	78.7				25.9	28	28
1.5-	30.5	30.5	9				25.9	24.6	24.6
10-	2	30.5	96.5				24.4	3	3
1.5-	30.5	3	106.3				25.7	31.4	31.4
1.8-М.осв №1	30.5	31.75	38.7				26.5	32.3	32.3
2.1-	30.5	30.5	112.8				25.9	20.9	20.9

Двойные стержневые молниеприемники на высоте $H_x=0$ м

Молние- приемники	H 1	H 2	L ,	H с1	H с2,	H с	H 0	r с	Гсх,м
2.4-	30.5	30.5	69.9				25.9	29.8	29.8
2.6-	30.5	30.5	45.2				25.9	31.7	31.7
1.8-	30.5	30.5	36.5				25.9	31.7	31.7
3.4-	30.5	30.5	87.2				25.9	26.2	26.2
4.7-	30.5	30.5	7				25.9	2	2
1.8-	30.5	30.5	7				25.9	2	2
10-	2	30.5	107.5				24.4	3	3
11-	30	30.5	111.4				25.7	31.4	31.4
1.8-	30.5	2	104.4				24.4	3	3
2.4-М.осв №1	30.5	31.75	107.9				26.5	32.3	32.3
2.6-М.осв №1	30.5	31.75	80.6				26.5	32.3	32.3
2.9-М.осв №1	30.5	31.75	48.2				26.5	32.3	32.3
4.7-М.осв №1	30.5	31.75	97.7				26.5	32.3	32.3
4.9-М.осв №1	30.5	31.75	85.1				26.5	32.3	32.3
2.1-	30.5	30.5	46.2				25.9	31.7	31.7
2.1-	30.5	30.5	7				25.9	28.4	28.4
2.1-	30.5	30.5	28.6				25.9	31.7	31.7
2.1-	30.5	30.5	54.3				25.9	31.7	31.7
2.1-	30.5	30.5	100.4				25.9	23.5	23.5
2.1-	30.5	2	87.4				24.4	3	3
2.1-	30.5	3	102.8				25.7	31.4	31.4
2.1-	30.5	15.85	6				19.7	24.3	24.3
16-	2	30.5	6				23.2	28.5	28.5
2.4-	30.5	30.5	30.8				25.9	31.7	31.7
2.4-	30.5	30.5	7				25.9	28.4	28.4
3.1-	30.5	30.5	54.3				25.9	31.7	31.7
2.4-	30.5	30.5	28.6				25.9	31.7	31.7
2.4-	30.5	30.5	60.6				25.9	31.7	31.7
2.4-	30.5	30.5	86.4				25.9	26.4	26.4
2.4-	30.5	2	64.9				24.4	3	3
2.4-	30.5	3	77.3				25.7	31.4	31.4
2.4-	30.5	2	101.7				24.4	3	3
15-	15.85	30.5	60.6				19.7	24.3	24.3
16-	2	30.5	87.6				23.2	28.5	28.5
2.6-	30.5	30.5	46.2				25.9	31.7	31.7
3.1-	30.5	30.5	82.1				25.9	27.3	27.3
3.4-	30.5	30.5	4				25.9	31.7	31.7
2.6-	30.5	30.5	42.2				25.9	31.7	31.7
2.6-	30.5	30.5	60.6				25.9	31.7	31.7
10-	2	30.5	65.5				24.4	3	3
11-	3	30.5	72.8				25.7	31.4	31.4
2.6-	30.5	2	82.4				24.4	3	3
3.4-	30.5	30.5	82.1				25.9	27.3	27.3
4.7-	30.5	30.5	49.9				25.9	31.7	31.7
2.9-	30.5	30.5	39.3				25.9	31.7	31.7
10-	2	30.5	89.3				24.4	3	3
11-	3	30.5	88.5				25.7	31.4	31.4
12-	2	30.5	70.7				24.4	3	3
3.1-	30.5	30.5	46.2				25.9	31.7	31.7
3.1-	30.5	30.5	9				25.9	2	2
3.1-	30.5	2	69.5				24.4	3	3
3.1-	30.5	3	8				25.7	31.4	31.4
3.1-	30.5	15.85	32.7				19.7	24.3	24.3
3.1-	30.5	15.85	38.6				19.7	24.3	24.3
3.1-	30.5	15.85	45.8				19.7	24.3	24.3
16-	2	30.5	37.6				23.2	28.5	28.5

Двойные стержневые молниеприемники на высоте $H_x=0$ м

Молниеприемники	H_1	H_2	L	H_{c1}	H_{c2}	H_c	H_0	r_c	$r_{cx,м}$
3.4-	30.5	30.5	47.4				25.9	31.7	31.7
3.4-	30.5	30.5	77.7				25.9	28.2	28.2
3.4-	30.5	2	37.5				24.4	3	3
3.4-	30.5	3	51.4				25.7	31.4	31.4
3.4-	30.5	2	84.4				24.4	3	3
13-	15.85	30.5	51.4				19.7	24.3	24.3
14-	15.85	30.5	39.4				19.7	24.3	24.3
15-	15.85	30.5	33.1				19.7	24.3	24.3
16-	2	30.5	69.7				23.2	28.5	28.5
4.7-	30.5	30.5	30.8				25.9	31.7	31.7
10-	2	30.5	40.2				24.4	3	3
11-	3	30.5	38.7				25.7	31.4	31.4
4.7-	30.5	2	41.4				24.4	3	3
15-	15.85	30.5	61.8				19.7	24.3	24.3
10-	2	30.5	67.4				24.4	3	3
11-	3	30.5	60.5				25.7	31.4	31.4
12-	2	30.5	31.6				24.4	3	3
10-	2	3	15.5				24.2	29.7	29.7
10-	2	2	59.6				2	27.1	27.1
13-	15.85	2	54.2				18.2	22.6	22.6
14-	15.85	27	38				18.2	22.6	22.6
15-	15.85	2	26.5				18.2	22.6	22.6
16-	2	2	74.4				21.7	26.7	26.7
11-	3	2	46.7				24.2	29.7	29.7
14-	15.85	3	51.9				19.5	24.1	24.1
15-	15.85	3	40.9				19.5	24.1	24.1
16-	2	3	87.3				2	28.2	28.2
13-	15.85	15.85	16.3				13.5	16.9	16.9
13-	15.85	15.85	27.9				13.5	16.9	16.9
16-	2	15.85	20.4				16.9	21.1	21.1
14-	15.85	15.85	11.6				13.5	16.9	16.9
16-	2	15.85	36.7				16.9	21.1	21.1
16-	2	15.85	48.3				16.9	21.1	21.1

Тройные стержневые молниеприемники на высоте $H_x=0$ м

Молниеприемн	H_1	H_2	H_3	L_{12}	L_{23}	L_{13}	H_{c12}	H_{c23}	H_{c13}	r_{x1}	r_{x2}	r_{x3}	$r_{cx1,2}$	$r_{cx2,3}$	$r_{cx1,3}$
1.2-1.5-	25.	25.	25.	46.	92.	46.				31.	31.	31.	31.	25.	31.
1.2-1.5-	25.	25.	25.	46.	36.	69.				31.	31.	31.	31.	31.	29.
1.2-1.5-	25.	25.	25.	46.	45.	36.				31.	31.	31.	31.	31.	31.
1.2-1.5-	25.	25.	25.	46.	69.	36.				31.	31.	31.	31.	29.	31.
1.2-1.5-	25.	25.	25.	46.	112	69.				31.	31.	31.	31.	20.	29.
1.2-1.5-	25.	25.	25.	46.	63.	87.				31.	31.	31.	31.	31.	26.
1.2-1.5-	25.	25.	25.	46.	6	63.				31.	31.	31.	31.	3	31.
1.2-1.5-	25.	25.	25.	46.	105	78.				31.	31.	31.	31.	22.	2
1.2-1.5-10	25.	25.	22.	46.	106	96.				31.	31.	28.	31.	3	3
1.2-1.8-	25.	25.	25.	92.	36.	112				31.	31.	31.	25.	31.	20.
1.2-1.8-	25.	25.	25.	92.	45.	69.				31.	31.	31.	25.	31.	29.
1.2-1.8-	25.	25.	25.	92.	69.	45.				31.	31.	31.	25.	29.	31.
1.2-1.8-	25.	25.	25.	92.	112	36.				31.	31.	31.	25.	20.	31.
1.2-1.8-	25.	25.	25.	92.	6	87.				31.	31.	31.	25.	3	26.
1.2-1.8-	25.	25.	25.	92.	105	7				31.	31.	31.	25.	22.	2
1.2-1.8-10	25.	25.	22.	92.	106	107				31.	31.	28.	25.	3	3
1.2-2.1-	25.	25.	25.	36.	45.	46.				31.	31.	31.	31.	31.	31.
1.2-2.1-	25.	25.	25.	36.	69.	7				31.	31.	31.	31.	29.	28.

Тройные стержневые молниеприемники на высоте Нх=0 м

Молни е- приемн	Н 1	Н 2	Н 3	L 12	L 23	L13 , М	Нс 12,	Нс 23,	Нс 13,	Гх 1	Гх 2	Гх 3	Гх1 2,	Гх 2 3	Гх1 3,
1.5-2.9-	25.	25.	25.	69.	9	39.				31.	31.	31.	29.	24.	31.
1.5-2.9-10	25.	25.	22.	69.	96.	89.				31.	31.	28.	29.	3	3
1.5-2.9-11	25.	25.	25.	69.	106	88.				31.	31.	31.	29.	31.	31.
1.5-3.1-	25.	25.	25.	87.	63.	46.				31.	31.	31.	26.	31.	31.
1.5-3.1-1	25.	25.	25.	87.	78.	9				31.	31.	31.	26.	2	2
1.5-3.1-10	25.	25.	22.	87.	96.	69.				31.	31.	28.	26.	3	3
1.5-3.1-11	25.	25.	25.	87.	106	8				31.	31.	31.	26.	31.	31.
1.5-3.4-	25.	25.	25.	63.	78.	47.				31.	31.	31.	31.	2	31.
1.5-3.4-	25.	25.	25.	63.	9	77.				31.	31.	31.	31.	24.	28.
1.5-3.4-10	25.	25.	22.	63.	96.	37.				31.	31.	28.	31.	3	3
1.5-3.4-11	25.	25.	25.	63.	106	51.				31.	31.	31.	31.	31.	31.
1.5-4.7-	25.	25.	25.	78.	9	30.				31.	31.	31.	28	24.	31.
1.5-4.7-10	25.	25.	22.	78.	96.	40.				31.	31.	28.	2	3	3
1.5-4.7-11	25.	25.	25.	78.	106	38.				31.	31.	31.	2	31.	31.
1.5-4.9-10	25.	25.	22.	9	96.	67.				31.	31.	28.	24.	3	3
1.5-4.9-11	25.	25.	25.	9	106	60.				31.	31.	31.	24.	31.	31.
1.5-10-11	25.	22.	25.	96.	106	15.				31.	28.	31.	3	31.	29.
1.8-М.осв №1-2.4	25. 02	26. 00	25. 02	38. 7	69. 0	107 0				31. 7	32. 0	31. 7	32. 2	29. 8	32. 2
1.8-М.осв №1-2.6	25. 02	26. 00	25. 02	38. 7	45. 2	80. 6				31. 7	32. 0	31. 7	32. 2	31. 7	32. 2
1.8-М.осв №1-2.9	25. 02	26. 00	25. 02	38. 7	36. 5	48. 2				31. 7	32. 0	31. 7	32. 2	31. 7	32. 2
1.8-М.осв №1-4.7	25. 02	26. 00	25. 02	38. 7	7	97. 7				31. 7	32. 0	31. 7	32. 2	2 0	32. 2
1.8-М.осв №1-4.9	25. 02	26. 00	25. 02	38. 7	7	85. 1				31. 7	32. 0	31. 7	32. 2	2 0	32. 2
1.8-2.1-	25.	25.	25.	112	69.	46.				31.	31.	31.	20.	29.	31.
1.8-2.1-	25.	25.	25.	112	45.	7				31.	31.	31.	20.	31.	28.
1.8-2.1-	25.	25.	25.	112	87.	54.				31.	31.	31.	20.	26.	31.
1.8-2.1-	25.	25.	25.	112	7	100				31.	31.	31.	20.	2	23.
1.8-2.1-10	25.	25.	22.	112	107	87.				31.	31.	28.	20.	3	3
1.8-2.1-11	25.	25.	25.	112	111	102				31.	31.	31.	20.	31.	31.
1.8-2.4-	25.	25.	25.	69.	45.	30.				31.	31.	31.	29.	31.	31.
1.8-2.4-	25.	25.	25.	69.	36.	7				31.	31.	31.	29.	31.	28.
1.8-2.4-	25.	25.	25.	69.	87.	28.				31.	31.	31.	29.	26.	31.
1.8-2.4-	25.	25.	25.	69.	7	60.				31.	31.	31.	29.	2	31.
1.8-2.4-	25.	25.	25.	69.	7	86.				31.	31.	31.	29.	2	26.
1.8-2.4-10	25.	25.	22.	69.	107	64.				31.	31.	28.	29.	3	3
1.8-2.4-11	25.	25.	25.	69.	111	77.				31.	31.	31.	29.	31.	31.
1.8-2.4-12	25.	25.	22.	69.	104	101				31.	31.	28.	29.	3	3
1.8-2.6-	25.	25.	25.	45.	36.	46.				31.	31.	31.	31.	31.	31.
1.8-2.6-	25.	25.	25.	45.	87.	4				31.	31.	31.	31.	26.	31.
1.8-2.6-	25.	25.	25.	45.	7	42.				31.	31.	31.	31.	2	31.
1.8-2.6-	25.	25.	25.	45.	7	60.				31.	31.	31.	31.	2	31.
1.8-2.6-10	25.	25.	22.	45.	107	65.				31.	31.	28.	31.	3	3
1.8-2.6-11	25.	25.	25.	45.	111	72.				31.	31.	31.	31.	31.	31.
1.8-2.6-12	25.	25.	22.	45.	104	82.				31.	31.	28.	31.	3	3
1.8-2.9-	25.	25.	25.	36.	87.	82.				31.	31.	31.	31.	26.	27.
1.8-2.9-	25.	25.	25.	36.	7	49.				31.	31.	31.	31.	2	31.
1.8-2.9-	25.	25.	25.	36.	7	39.				31.	31.	31.	31.	2	31.
1.8-2.9-10	25.	25.	22.	36.	107	89.				31.	31.	28.	31.	3	3
1.8-2.9-11	25.	25.	25.	36.	111	88.				31.	31.	31.	31.	31.	31.
1.8-2.9-12	25.	25.	22.	36.	104	70.				31.	31.	28.	31.	3	3
1.8-3.4-	25.	25.	25.	87.	7	47.				31.	31.	31.	26.	2	31.
1.8-3.4-	25.	25.	25.	87.	7	77.				31.	31.	31.	26.	2	28.
1.8-3.4-10	25.	25.	22.	87.	107	37.				31.	31.	28.	26.	3	3
1.8-3.4-11	25.	25.	25.	87.	111	51.				31.	31.	31.	26.	31.	31.
1.8-3.4-12	25.	25.	22.	87.	104	84.				31.	31.	28.	26.	3	3
1.8-4.7-	25.	25.	25.	7	7	30.				31.	31.	31.	29	2	31.
1.8-4.7-10	25.	25.	22.	7	107	40.				31.	31.	28.	2	3	3
1.8-4.7-11	25.	25.	25.	7	111	38.				31.	31.	31.	2	31.	31.
1.8-4.7-12	25.	25.	22.	7	104	41.				31.	31.	28.	2	3	3
1.8-4.9-10	25.	25.	22.	7	107	67.				31.	31.	28.	2	3	3
1.8-4.9-11	25.	25.	25.	7	111	60.				31.	31.	31.	2	31.	31.
1.8-4.9-12	25.	25.	22.	7	104	31.				31.	31.	28.	2	3	3
1.8-10-11	25.	22.	25.	107	111	15.				31.	28.	31.	3	31.	29.
1.8-10-12	25.	22.	22.	107	104	59.				31.	28.	28.	3	3	27.
1.8-11-12	25.	25.	22.	111	104	46.				31.	31.	28.	31.	3	29.

Тройные стержневые молниеприемники на высоте Нх=0 м

Молни е- приемн	Н 1	Н 2	Н 3	L 12	L 23	L13 , М	Нс 12,	Нс 23,	Нс 13,	Гх 1	Гх 2	Гх 3	Гх1 2,	Гх 2 3	Гх1 3,
М.осв №1-	26. 00	25. 02	25. 02	107 0	80. 6	30. 8				32. 0	31. 7	31. 7	32. 2	32. 2	31. 7
М.осв №1-	26. 00	25. 02	25. 02	107 0	48. 2	7 7				32. 0	31. 7	31. 7	32. 2	32. 2	28. 4
М.осв №1-	26. 00	25. 02	25. 02	107 0	97. 7	60. 6				32. 0	31. 7	31. 7	32. 2	32. 2	31. 7
М.осв №1-	26. 00	25. 02	25. 02	107 0	85. 1	86. 4				32. 0	31. 7	31. 7	32. 2	32. 2	26. 4
М.осв №1-	26. 00	25. 02	25. 02	80. 6	48. 2	46. 2				32. 0	31. 7	31. 7	32. 2	32. 2	31. 7
М.осв №1-	26. 00	25. 02	25. 02	80. 6	97. 7	42. 2				32. 0	31. 7	31. 7	32. 2	32. 2	31. 7
М.осв №1-	26. 00	25. 02	25. 02	80. 6	85. 1	60. 6				32. 0	31. 7	31. 7	32. 2	32. 2	31. 7
М.осв №1-	26. 00	25. 02	25. 02	48. 2	97. 7	49. 0				32. 0	31. 7	31. 7	32. 2	32. 2	31. 7
М.осв №1-	26. 00	25. 02	25. 02	48. 2	85. 1	39. 2				32. 0	31. 7	31. 7	32. 2	32. 2	31. 7
М.осв №1-	26. 00	25. 02	25. 02	97. 7	85. 1	30. 8				32. 0	31. 7	31. 7	32. 2	32. 2	31. 7
2.1-2.4-	25. 00	25. 02	25. 02	46. 6	7 7	30. 8				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	28. 2	31. 7
2.1-2.4-	25. 00	25. 02	25. 02	46. 6	28. 2	54. 6				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7
2.1-2.4-	25. 00	25. 02	25. 02	46. 6	54. 2	28. 2				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7
2.1-2.4-	25. 00	25. 02	25. 02	46. 6	100 0	60. 8				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	23. 2	31. 7
2.1-2.4-10	25. 00	25. 02	22. 02	46. 6	87. 1	64. 4				31. 0	31. 7	28. 2	31. 7	3 2	3 2
2.1-2.4-11	25. 00	25. 02	25. 02	46. 6	102 0	77. 6				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7
2.1-2.4-16	25. 00	25. 02	20. 02	46. 6	6 6	87. 1				31. 0	31. 7	25. 2	31. 7	28. 2	28. 2
2.1-2.6-	25. 00	25. 02	25. 02	7 7	28. 2	82. 6				31. 0	31. 7	31. 7	28. 2	31. 7	27. 2
2.1-2.6-	25. 00	25. 02	25. 02	7 7	54. 1	4 4				31. 0	31. 7	31. 7	28. 2	31. 7	31. 7
2.1-2.6-	25. 00	25. 02	25. 02	7 7	100 0	42. 6				31. 0	31. 7	31. 7	28. 2	23. 2	31. 7
2.1-2.6-10	25. 00	25. 02	22. 02	7 7	87. 1	65. 4				31. 0	31. 7	28. 2	28. 2	3 2	3 2
2.1-2.6-11	25. 00	25. 02	25. 02	7 7	102 0	72. 6				31. 0	31. 7	31. 7	28. 2	31. 7	31. 7
2.1-3.1-	25. 00	25. 02	25. 02	28. 6	54. 1	46. 4				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7
2.1-3.1-	25. 00	25. 02	25. 02	28. 6	100 0	9 8				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	23. 2	2 2
2.1-3.1-10	25. 00	25. 02	22. 02	28. 6	87. 1	69. 4				31. 0	31. 7	28. 2	31. 7	3 2	3 2
2.1-3.1-11	25. 00	25. 02	25. 02	28. 6	102 0	8 8				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7
2.1-3.1-13	25. 00	25. 02	13. 02	28. 6	6 6	32. 4				31. 0	31. 7	16. 2	31. 7	24. 2	24. 2
2.1-3.1-16	25. 00	25. 02	20. 02	28. 6	6 6	37. 4				31. 0	31. 7	25. 2	31. 7	28. 2	28. 2
2.1-3.4-	25. 00	25. 02	25. 02	54. 1	100 0	47. 6				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	23. 2	31. 7
2.1-3.4-10	25. 00	25. 02	22. 02	54. 1	87. 1	37. 4				31. 0	31. 7	28. 2	31. 7	3 2	3 2
2.1-3.4-11	25. 00	25. 02	25. 02	54. 1	102 0	51. 6				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7
2.1-3.4-13	25. 00	25. 02	13. 02	54. 1	6 6	51. 4				31. 0	31. 7	16. 2	31. 7	24. 2	24. 2
2.1-3.4-16	25. 00	25. 02	20. 02	54. 1	6 6	69. 4				31. 0	31. 7	25. 2	31. 7	28. 2	28. 2
2.1-4.7-10	25. 00	25. 02	22. 02	100 0	87. 1	40. 4				31. 0	31. 7	28. 2	23. 2	3 2	3 2
2.1-4.7-11	25. 00	25. 02	25. 02	100 0	102 0	38. 4				31. 0	31. 7	31. 7	23. 2	31. 7	31. 7
2.1-10-11	25. 00	22. 02	25. 02	87. 1	102 0	15. 4				31. 0	28. 2	31. 7	3 2	31. 7	29. 2
2.1-10-13	25. 00	22. 02	13. 02	87. 1	6 6	54. 4				31. 0	28. 2	16. 2	3 2	24. 2	22. 2
2.1-10-16	25. 00	22. 02	20. 02	87. 1	6 6	74. 4				31. 0	28. 2	25. 2	3 2	28. 2	26. 2
2.1-11-16	25. 00	25. 02	20. 02	102 0	6 6	87. 4				31. 0	31. 7	25. 2	31. 7	28. 2	28. 2
2.1-13-16	25. 00	13. 02	20. 02	6 6	6 6	20. 4				31. 0	16. 2	25. 2	24. 2	28. 2	21. 2
2.4-2.6-	25. 00	25. 02	25. 02	30. 6	7 7	46. 6				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	28. 2	31. 7
2.4-2.6-	25. 00	25. 02	25. 02	30. 6	54. 1	82. 6				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7	27. 2
2.4-2.6-	25. 00	25. 02	25. 02	30. 6	28. 2	4 4				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7
2.4-2.6-	25. 00	25. 02	25. 02	30. 6	60. 1	42. 6				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7
2.4-2.6-	25. 00	25. 02	25. 02	30. 6	86. 1	60. 6				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	26. 2	31. 7
2.4-2.6-10	25. 00	25. 02	22. 02	30. 6	64. 1	65. 4				31. 0	31. 7	28. 2	31. 7	3 2	3 2
2.4-2.6-11	25. 00	25. 02	25. 02	30. 6	77. 1	72. 6				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7
2.4-2.6-12	25. 00	25. 02	22. 02	30. 6	101 0	82. 6				31. 0	31. 7	28. 2	31. 7	3 2	3 2
2.4-2.9-	25. 00	25. 02	25. 02	7 7	28. 2	82. 6				31. 0	31. 7	31. 7	28. 2	31. 7	27. 2
2.4-2.9-	25. 00	25. 02	25. 02	7 7	60. 1	49. 6				31. 0	31. 7	31. 7	28. 2	31. 7	31. 7
2.4-2.9-	25. 00	25. 02	25. 02	7 7	86. 1	39. 6				31. 0	31. 7	31. 7	28. 2	26. 2	31. 7
2.4-2.9-10	25. 00	25. 02	22. 02	7 7	64. 1	89. 6				31. 0	31. 7	28. 2	28. 2	3 2	3 2
2.4-2.9-11	25. 00	25. 02	25. 02	7 7	77. 1	88. 6				31. 0	31. 7	31. 7	28. 2	31. 7	31. 7
2.4-2.9-12	25. 00	25. 02	22. 02	7 7	101 0	70. 6				31. 0	31. 7	28. 2	28. 2	3 2	3 2
2.4-3.1-	25. 00	25. 02	25. 02	54. 1	28. 2	46. 6				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7
2.4-3.1-	25. 00	25. 02	25. 02	54. 1	60. 1	9 8				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7	2 2
2.4-3.1-10	25. 00	25. 02	22. 02	54. 1	64. 1	69. 6				31. 0	31. 7	28. 2	31. 7	3 2	3 2
2.4-3.1-11	25. 00	25. 02	25. 02	54. 1	77. 1	8 8				31. 0	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7	31. 7
2.4-3.1-15	25. 00	25. 02	13. 02	54. 1	60. 1	45. 6				31. 0	31. 7	16. 2	31. 7	24. 2	24. 2

Одиночные стержневые молниеприемники на высоте $H_x=9.5$ м

Молние-приемники	H, м	H ₀ , м	R ₀ , м	R _x , м
1.2	30.5	25.92	31.7	20.1
1.5	30.5	25.92	31.7	20.1
1.8	30.5	25.92	31.7	20.1
М.осв №1	31.75	26.99	32.9	21.3
2.1	30.5	25.92	31.7	20.1
2.4	30.5	25.92	31.7	20.1
2.6	30.5	25.92	31.7	20.1
2.9	30.5	25.92	31.7	20.1
3.1	30.5	25.92	31.7	20.1
3.4	30.5	25.92	31.7	20.1
4.7	30.5	25.92	31.7	20.1
4.9	30.5	25.92	31.7	20.1
10	27	22.95	28.2	16.6
11	30	25.5	31.2	19.6
12	27	22.95	28.2	16.6
13	15.85	13.47	16.9	5
14	15.85	13.47	16.9	5
15	15.85	13.47	16.9	5
16	24	20.4	25.2	13.5

Двойные стержневые молниеприемники на высоте $H_x=9.5$ м

Молни е-	H ₁ ,	H ₂ ,	L, м	H _c 1,	H _c 2,	H _c , м	H ₀ ,	r с	r с
1.2-1.5	30.	30.	46.				25.	3	1
1.2-1.8	30.	30.	92.				25.	2	9
2.1-1.2	30.	30.	36.				25.	3	1
1.2-2.4	30.	30.	45.				25.	3	1
1.2-2.6	30.	30.	69.				25.	2	1
1.2-2.9	30.	30.	11				25.	2	3
3.1-1.2	30.	30.	63.				25.	3	1
1.2-3.4	30.	30.	69				25.	3	1
1.2-4.7	30.	30.	10				25.	2	5
1.2-10	30.	27	10				24.	3	3
1.5-1.8	30.	30.	46.				25.	3	1
1.5-	30.	31.	84.				26.	3	1
2.1-1.5	30.	30.	69.				25.	2	1
2.4-1.5	30.	30.	36.				25.	3	1
1.5-2.6	30.	30.	36.				25.	3	1
1.5-2.9	30.	30.	69.				25.	2	1
3.1-1.5	30.	30.	87.				25.	2	1
3.4-1.5	30.	30.	63.				25.	3	1
1.5-4.7	30.	30.	78.				25.	2	1
1.5-4.9	30.	30.	95				25.	2	8
10-1.5	27	30.	96.				24.	3	6
1.5-11	30.	30	10				25.	3	6
1.8-	30.	31.	38.				26.	3	2
2.1-1.8	30.	30.	11				25.	2	3

ПРИЛОЖЕНИЕ Е Расчеты ТТ и ТН.

Технические характеристики ТТ 220 кВ

Присоединение	Тип ТТ	Ном. первич. Ток, А	Первич. токи отпаяк	Ном. втор. ток, А	Кл. точн.	Кол-во, шт	Первич. Ток от ном. ТТ, %	Предел допустимой погрешности	
								токовой, %	Угол фазного сдвига, мин.
В-220 Т-1	ТБМО-220	600	300	1	0,2S	1	1	± 0,75	± 30
							5	± 0,35	± 15
							20	± 0,2	± 10
							100	± 0,2	± 10
			300	5	0,5	1	5	± 1,5	± 90
							20	± 0,75	± 45
100	5P	3	100	± 0,5	± 10				
			120	± 0,5	± 10				
СВ-220	ТБМО-220	600	300	1	0,2S	1	1	± 0,75	± 30
							5	± 0,35	± 15
							20	± 0,2	± 10
							100	± 0,2	± 10
			600	5	0,5	1	5	± 1,5	± 90
							20	± 0,75	± 45
100	5P	4	100	± 0,5	± 10				
			120	± 0,5	± 10				
РП-220	ТБМО-220	600	600	1	0,2S	1	1	± 0,75	± 30
							5	± 0,35	± 15
							20	± 0,2	± 10
							100	± 0,2	± 10
			600	5	5P	4	100	± 0,2	± 10
							120	± 0,2	± 10
100	5P	4	100	± 1	± 60				

Технические характеристики ТН 220 кВ

Присоединение	Тип ТН	Номинальное первичное напряжение, кВ	Кл. точн	Ном. втор. напряжение, В	Предел допустимой погрешности	
					Напряжение, %	Угол фазного сдвига, мин.
Шинный ТН-220	Индуктивный	220/√3	0,2	100/√3	± 0,05	± 3,0
			0,2	100/√3	± 0,05	± 3,0
			0,5	100/√3	± 0,15	± 5,0
			3P	100	± 3	Не нормируется

Продолжение приложения Е

Токовая нагрузка ТТ ВЛ 220 кВ в мин. и макс. режиме.

Присоединение	Мин. ток, А	Макс. ток, А	Класс точности	Номинальный ток ТТ, А	Минимальное значение первичного тока для которого	Минимальный ток в котором нормируется

		А	ТТ		го нормиру- ется по- грешность, %	ется по- грешность для рас- считывае- мых $K_{ТТ}$, А
ВЛ 220 кВ «Белогорск - НПС-26»	25	29 0	0,2	600	5	30
				300		15
			0.2S	1000	1	10
				600		6
ВЛ 220 кВ «Белогорск - Бело- горск/т»	41		0,2	600	5	30
				300		15
			0.2S	1000	1	10
				600		6
ВЛ 220 кВ «Белогорск - Короли/т»	22	0,2	600	5	30	
			300		15	
		0.2S	1000	1	10	
			600		6	

Технические характеристики ТТ присоединений ОРУ 220 кВ

При- сое- дине- ние	Место уста- новки ТТ	Ном. пер- вич. Ток, А	Пер- вич. Токи отпа- ек	Но м. вто р. ток, А	Кл . то чн .	Кол- во, шт	Пер- вич. Ток от ном. ТТ, %	Предел допустимой погрешности	
								токовой, %	Угол фазного сдвига, мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Воздушные линии 220 кВ									
ВЛ 220 кВ	Яч. ВЛ	1000	1000	1	0,2 S	2	1	$\pm 0,75$	± 30
			600				5	$\pm 0,35$	± 15
							20	$\pm 0,2$	± 10
							100	$\pm 0,2$	± 10
							120	$\pm 0,2$	± 10
1000	10P	4	100	± 3	Не нор- мируют				
600									
Трансформаторы Т-3(4)									
Т-3(4)	Яч. Т	1000	400	1	0,2 S	2	1	$\pm 0,75$	± 30
			200				5	$\pm 0,35$	± 15
							20	$\pm 0,2$	± 10
							100	$\pm 0,2$	± 10
							120	$\pm 0,2$	± 10
1000	10 P	4	100	± 3	Не нор- мируют				
600									
Ввода ВН Т	200	200	5	10 P	2	100	± 3	Не нор- мируют	
Автотрансформаторы Т-3(4)									
АТ- 1(2)	Яч. АТ	1000	400	1	0,2 S	2	1	$\pm 0,75$	± 30
			200				5	$\pm 0,35$	± 15
							20	$\pm 0,2$	± 10
							100	$\pm 0,2$	± 10
							120	$\pm 0,2$	± 10
1000	10 P	4	100	± 3	Не нор- мируют				
600									
Ввода ВН АТ	600	600	5	10 P	2	100	± 3	Не нор- мируют	
Секционный выключатель 220 кВ									
СВ 220 кВ	Яч. ВЛ.	1000	1000	1	0,2 S	2	1	$\pm 0,75$	± 30
			600				5	$\pm 0,35$	± 15
							20	$\pm 0,2$	± 10
							100	$\pm 0,2$	± 10
120	$\pm 0,2$	± 10							
1000	10 P	4	100	± 3	Не нор- мируют				