

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование релейной защиты и автоматики компрессорной станции КС – 3 напряжением 220/10 кВ в Якутии

Исполнитель

студент группы 842- об4

подпись, дата

А.И. Грищенко

Руководитель

доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант:

по безопасности и
экологичности

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2022 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Грищенко Алексея Игоревича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование релейной защиты и автоматики компрессорной станции КС – 3 напряжением 220/10 кВ в Якутии
(утверждена приказом от _____ .05.22№ _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Схемы электрических соединений Южно - Якутских электрических сетей, нагрузки ПС по контрольным замерам.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района, расчет нагрузок на КС-3, подключение КС-3 к существующей сети, расчет токов КЗ, выбор оборудования, молниезащита, выбор типов защит и автоматики, техника безопасности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 24 таблицы, программный продукт Mathcad.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания _____ .04.22

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна,
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

доцент

Задание принял к исполнению (дата): _____ .04.22 _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 127 с., 14 рисунков, 24 таблицы, 24 использованных источника.

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

В выпускной квалификационной работе был произведен расчет микропроцессорной релейной защиты воздушной линии. Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики основного электрооборудования подстанции; выбрано и проверено основное электрооборудование: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения. Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	4
Введение	8
1 Характеристика района проектирования	11
1.1 Краткое описание компрессорной станции «КС-3»	11
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	12
1.3 Характеристика центров питания	13
2 Расчёт электрических нагрузок	15
2.1 Расчёт низковольтной нагрузки	15
2.2 Расчёт осветительной нагрузки	19
2.3 Расчёт высоковольтной нагрузки	21
2.4 Расчёт электрической нагрузки предприятия	23
3 Подключение «КС-3» к существующей сети	27
3.1 Разработка однолинейной схемы и конструктивное исполнение	27
3.2 Выбор номинального напряжения на ПС «КС-3»	28
3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС «КС-3»	29
3.4 Подключение ПС «КС-3» к существующей сети	32
4 Расчёт токов короткого замыкания	34
5 Выбор и проверка оборудования на ПС «КС-3»	39
5.1 Выбор и проверка выключателей	39
5.2 Выбор и проверка разъединителей	43
5.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	43
5.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	46
5.5 Выбор и проверка токоведущих частей	48
5.5.1 Выбор жестких шин	48
5.5.2 Выбор гибких шин	50
5.6 Выбор и проверка ТСН	52
5.7 Выбор и проверка опорных изоляторов	53
5.8 Выбор комплектных распределительных устройств	54

5.9	Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ	55
5.10	Выбор трансформатора тока	58
5.11	Выбор трансформатора напряжения	60
6	Молниезащита и заземление ПС «КС-3»	62
6.1	Заземление ПС «КС-3»	62
6.2	Защита от прямых ударов молнии	66
6.3	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	68
7	Релейная защита, автоматика и сигнализация	72
7.1	Виды и типы релейной защиты	72
7.2	Защита трансформатора	74
7.3	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	75
7.4	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	77
7.5	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	80
7.6	Выбор уставок максимальной токовой защиты	81
7.7	Газовая защита	83
8	Релейная защита ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга - «КС-3»	85
8.1	Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики линий	85
8.2	Расчет уставок максимальной токовой отсечки и ТЗНП	93
8.3	Расчет уставок дифференциальной защиты линии	97
8.4	Выбор уставки дифференциальной защиты	97
8.5	Автоматическое повторное включение	98
8.6	Автоматическое повторное включение	101
8.7	УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя)	102
8.8	Сигнализация на «КС-3»	104
9	Технико-экономическое обоснование проектирование	107
9.1	Расчет капитальных вложений	107
9.2	Расчет эксплуатационных издержек	108
9.3	Оценка экономической эффективности	111
10	Безопасность и экологичность	113
10.1	Безопасность	113

10.2 Экологичность проекта	116
10.3 Чрезвычайные ситуации	118
Заключение	125
Библиографический список	126

ВВЕДЕНИЕ

Бакалаврская работа заключается в проектировании релейной защиты и автоматики компрессорной станции КС – 3 напряжением 220/10 кВ в Якутии.

Подключение ПС «КС-3» к ПП 220 кВ Амга, который подключен к ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16 и ВЛ 220 кВ НПС 15-Амга.

Для строящегося газопровода, необходима электрификация газоперекачивающих станций, которые будут управлять работоспособностью насосов, на КС будет стоять подстанция 220 кВ КС - 3, которая в данном случае, как раз и будет служить для обеспечения непрерывного энергоснабжения. Для обеспечения непрерывности и устойчивости, на подстанции предусмотрена релейная защита всего сетевого оборудования.

На всех технологических этапах производства, передачи и распределения электрических мощностей возможно возникновение аварийных ситуаций, которые способны разрушить техническое оборудование или привести к гибели обслуживающий персонал за очень короткое время, исчисляемая долями секунды.

Качество электроэнергии строго регламентируется техническими нормативами:

- амплитудой напряжения и тока;
- частотой сети;
- формой синусоидальной гармоники и наличием в ней посторонних шумов;
- направлением, величиной и качеством мощности;
- фазой сигнала и некоторыми другими параметрами.

Под каждую из этих характеристик создаются определённые виды релейных защит. Они после ввода в работу:

- постоянно отслеживают измерительным органом — реле состояние одного или нескольких параметров сети. Например, тока,

напряжения,

частоты, фазы, мощности и непрерывно сравнивают его величину с заранее установленным диапазоном, называемым уставкой;

- в случае выхода контролируемой величины за нормированную границу измерительный орган срабатывает и переключением положения своих контактов коммутирует цепи подключенной логической части;

- в зависимости от решаемых задач логика схемы настроена на определенные алгоритмы. Она выполняет их воздействием на коммутационный аппарат, например, соленоид отключения выключателя первичного оборудования электрической схемы;

- силовой выключатель ликвидирует возникшую неисправность в схеме снятием с нее питания.

По видам контролируемого параметра защиты делят на:

- токовые,
- напряжения;
- дистанционные (сопротивления линии);
- частоты;
- мощности;
- фазы и другие.

По типу исполнения РЗ бывают:

- микропроцессорные;
- электромеханические;
- микроэлектронные.

Для достижения поставленной цели необходимо осуществить ряд задач:

- проектирование компрессорной станции «КС-3», разработка варианта схемы подключения к существующей сети,
- расчет токов короткого замыкания на шинах ПС «КС-3»;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ПС «КС-3»;

- расчет надежности ПС «КС-3»;
- определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- выбор устройств РЗА ЛЭП 220 кВ КС-3 – ПП Амга, ПП Амга – Нижний Куранах;
- выбор устройств РЗА трансформатора ПС 220 кВ КС-3;
- произвести расчет необходимых параметров сети и защищаемого оборудования;
- рассчитать параметры настройки (уставки) для выбранных устройств РЗА;
- сделать вывод о чувствительности выбранных защит в разных режимах работы.

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

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Краткое описание компрессорной станции «КС-3»

Компрессорная станция «КС-3» - составная часть магистрального газопровода, предназначенная для обеспечения его расчетной пропускной способности за счет повышения давления газа на выходе КС с помощью различных типов ГПА. Газоперекачивающие агрегаты посредством системы трубопроводов, запорной арматуры различных диаметров и другого специального оборудования составляют так называемую технологическую схему цеха.

В состав «КС-3» входят следующие основные устройства и сооружения:
узел подключения «КС-3» к магистральному газопроводу с запорной арматурой и установкой для запуска и приема очистного поршня;

технологические газовые коммуникации с запорной арматурой;

установка очистки технологического газа;

газоперекачивающие агрегаты, составляющие компрессорный цех;

установка охлаждения газа после компримирования;

системы топливного, пускового, импульсного газа и газа собственных нужд;

система электроснабжения и электрические устройства различного назначения;

система автоматического управления;

система связи;

система хранения, подготовки и раздачи ГСМ;

система производственно-хозяйственного и пожарного водоснабжения и канализации;

склад для хранения материалов, реагентов и оборудования;

ремонтно-эксплуатационные и служебно-эксплуатационные помещения.

Газопровод имеет ответвления (шлейфы), по которым газ поступает в компрессорные цеха станции. После очистительных устройств он попадает в

газоперекачивающие агрегаты, где осуществляется процесс сжатия, после чего пропускается через газоохладители и возвращается в газопровод для дальнейшей транспортировки.

Когда компрессорная станция не работает, газ пропускается только по газопроводу. Максимальное давление газа на входе в КС составляет от 50 кгс/см², а на выходе до 76 кгс/см², но в зависимости от потребления давление меняется. В зависимости от мощности и числа газоперекачивающих агрегатов, компрессорная станция способна перекачивать от 50 до 150 млн. м³ газа в сутки.

Основные производственные задачи КС заключаются в обеспечении надежной, экономичной и бесперебойной работы турбокомпрессорного, теплоэлектросливного, технологического и вспомогательного оборудования в заданном технологическом режиме.

Режим работы компрессорной станции круглосуточный и круглогодичный, поэтому оборудование и системы компрессорной станции обслуживаются сменным персоналом.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Расположение компрессорной станции «КС-3» находится на 1027 км трассы газопровода на территории Алданского района в юго-западной части Республики Саха (Якутия).

Климат относится к муссонному по характеру формирования и к континентальному - по температурным признакам. Его основные черты складываются под влиянием азиатского материка и Тихого океана. Континентальность проявляется в очень низких зимних и высоких летних температурах, т. е. в исключительно больших годовых амплитудах температуры воздуха. Зима в данном районе ясная, морозная, маловетренная с малым количеством осадков, небольшим снежным покровом, низкой абсолютной влажностью и большой относительной влажностью. Самый холодный месяц - январь. Абсолютный минимум температуры воздуха может

понижаться до минус 45°С. Продолжительность холодного периода со средней суточной температурой ниже нуля градусов составляет 170 день,

Характерная особенность Якутии - большая удаленность от главных экономических центров страны, большие расстояния между городами и улусами (районами) республики, зависимость сообщений от природно-климатических условий. В транспортной сети преобладают водные, авиационные и автомобильные пути. Большой удельный вес занимают сезонные пути, как водные, так и наземные - речные пути в течение короткого лета и автозимники в течение 5-6 месяцев. Воздушные линии с городами и улусами — весьма дорогостоящие.

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия

№ п/п	Климатические условия	Расчетные величины
1	Район по гололеду 25 летней повторяемости	II
2	Нормативная стенка гололеда, мм	25
3	Район по ветру 25 летней повторяемости	I
4	Нормативное ветровое давление, м/сек	25 м/сек
5	Годовое количество осадков, мм	575
6	Низшая температура воздуха, °С	-50
7	Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-45
8	Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-45
9	Среднегодовая температура воздуха, °С	0,0
10	Число грозных часов в год	20
11	Высота снежного покрова, макс/средняя, см	60/20
12	Температура гололедообразования, °С	-5
13	Преобладающее направление ветра	СЗ
14	Продолжительность отопительного периода, сутки	270
15	Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
16	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6

1.3 Характеристика центров питания

Основным источником электроснабжения НПС-15 и НПС-16 является ПС Нижний Куранах мощностью 36 МВт.

По географическим признакам проектируемая подстанция «КС-3» ближе всего расположена НПС-15 и НПС-16.

ПС Нижний Куранах является подстанцией системообразующей сети 220 кВ Южной части Якутии. Распределительное устройство на ОРУ 220 кВ выполнено «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», ОРУ 110 кВ выполнено по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин», ОРУ 35 кВ «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» На станции установлено два трехобмоточных автотрансформатора типа АТДЦТН -63000/220/110/35 -78У1 и два трансформатора марки ТДНС -10000/35-85У1.

Загрузка автотрансформаторов АТ1 и АТ2 на ПС Нижний Куранах согласно данным зимнего контрольного замера 15.12.2021 г. составляет 54% и 51% соответственно.

Исходя из географического расположения компрессорной станции «КС-3» и характеристики центра питания, целесообразнее всего подключить компрессорную станцию «КС-3» к НПС-15, НПС-16 с центром питания ПС Нижний Куранах.

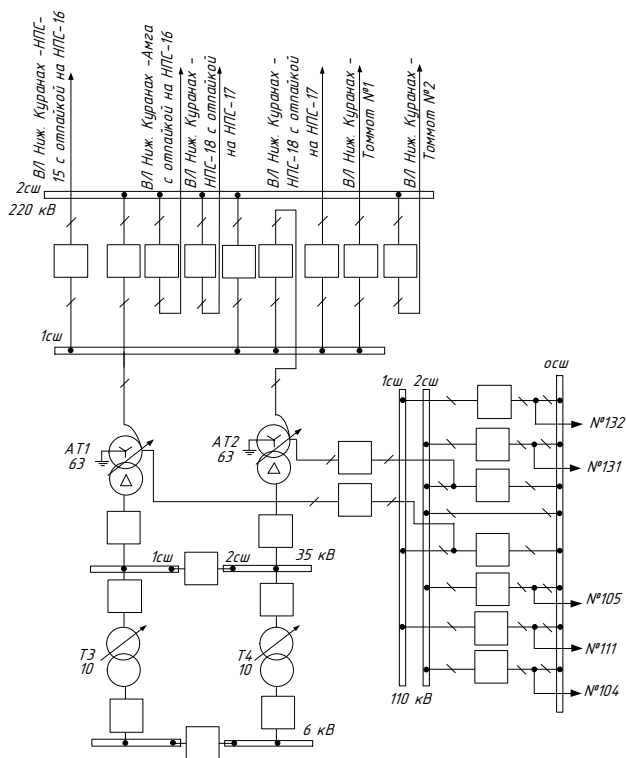


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Нижний Куранах

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА «КС-3»

Расчет электрических нагрузок необходим для выбора и проверки оборудования, а также для расчета потерь и отклонений напряжения, выбор релейной защиты и автоматики. Определим расчет нагрузок питаемых от КС -3.

2.1 Расчёт низковольтной нагрузки

Для каждой характерной категории определяется номинальная суммарная мощность:

$$P_{ном\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{номi} ; \quad (1)$$

Определение средней активной и реактивной мощности для каждого потребителя:

$$P_{cp} = K_u \cdot P_{ном} ; \quad (2)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi ; \quad (3)$$

где $P_{ном}$ - номинальная мощность потребителя;

K_u - коэффициент использования для данного потребителя;

P_{cp} - средняя активная мощность потребителей;

$tg\varphi$ - коэффициент реактивной мощности;

Q_{cp} - средняя реактивная мощность для потребителя;

Определяется суммарная средняя мощность по каждой характерной категории:

$$P_{cp\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{cpi} ; \quad (4)$$

$$Q_{cp\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{cpi} , \quad (5)$$

где $P_{cp\Sigma}$, $Q_{cp\Sigma}$ - суммарная активная и реактивная мощность каждой характерной категории.

Определение средневзвешенного коэффициента использования и средневзвешенного коэффициента мощности по характерной категории:

$$K_{иср} = \frac{P_{cp\Sigma}}{P_{ном\Sigma}}; \quad (6)$$

$$tg\varphi = \frac{Q_{cp\Sigma}}{P_{cp\Sigma}}; \quad (7)$$

Определение эффективного числа потребителей.

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{номi}}{P_{номmax}}; \quad (8)$$

Если полученное значение $n_{\text{э}}$ больше фактического числа потребителей, то принимается $n_{\text{э}} = n_{\text{ф}}$.

Определение коэффициента расчетной нагрузки. Расчетный коэффициент характеризует отношение расчетной активной мощности к средней мощности для группы потребителей с эффективным числом больше 2.

Коэффициент расчетной нагрузки является функцией зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа потребителей:

$$k_p = f(k_{иср}; n_{\text{эф}})$$

Определение расчетной нагрузки:

$$P_p = K_p \cdot P_{cp\Sigma}; \quad (9)$$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{cp\Sigma}, \text{ если } K_p \leq 1$$

$$Q_p = 1.1 \cdot Q_{cp\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{\text{эф}} \leq 10; \quad (10)$$

$$Q_p = Q_{cp\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{эф} > 10; \quad (11)$$

Рассмотрим пример расчёта для потребителя системы магнитного подвеса роторов нагнетателей:

Определяем номинальная суммарная мощность:

$$P_{ном\Sigma 1} = 43,7 \cdot 3 = 131 \text{ кВт.}$$

Определение средней активной и реактивной мощности:

$$P_{cp1} = 131 \cdot 0,85 = 111,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp} = 111,4 \cdot 1,73 = 192,6 \text{ кВар.}$$

Определение средневзвешенного коэффициента использования и средневзвешенного коэффициента:

$$K_{иср} = \frac{2410,7}{2836} = 0,85;$$

$$tg\varphi = \frac{1958}{2410,7} = 0,812 .$$

Определяем эффективного числа ЭП:

$$n_{э} = \frac{(2 \cdot (131 + 2071 + 306 + 328))}{43,7 + 690,3 + 76,5 + 82} = 6,36;$$

Определяем коэффициент расчетной нагрузки:

$$K_p = 1,01;$$

Определяем расчетные нагрузки:

$$P_p = 1,01 \cdot 2411 = 2435 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1,01 \cdot 1958 = 1978 \text{ кВар.}$$

Для остальных цехов и корпусов компрессорной станции «КС-3»

расчёт низковольтной нагрузки произведем по указанным формулам.

Результаты полученных расчётов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчёт низковольтной нагрузки компрессорной станции «КС-3»

Потребитель	$P_{\Sigma \text{уст.}}$ кВт	K_u	$tg\varphi$	$P_{\text{ср.}}$ кВт	$Q_{\text{ср.}}$ кВт	$n_{\text{э.}}$ шт	$K_{\text{иср.}}$	K_p	$P_{\text{расч}}$ кВт	$Q_{\text{расч.}}$ квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Системы магнитного подвеса роторов нагнетателей	131	0,85	1,73	111.4	192.6					
Вентиляторы продувки электродвигателей	2071	0,85	0,75	1760.4	1320.3					
Аварийные насосы смазки ГПА	306	0,85	0,8	260.1	208.1					
Маслонасосы уплотнений	328	0,85	0,85	278.8	237.0					
Итого	2836			2411	1958	6,36	0,85	1,01	2435	1987
Аварийное освещение	18	0,8	1,17	14.4	16.85					
Котельная	1030	0,8	0,85	824	700.4					
Противопожарные насосы	560	0,8	0,8	448	358.4					
Компрессоры газодинамических уплотнений ГПА	1146	0,8	0,85	916.8	779.3					
Электродвигатели подпорных и приточных вентиляторов	769,5	0,8	0,85	615.6	523.3					
Компрессорный цех с газотурбинными и поршневыми ГПА и линейные КС и ПХГ	825,6	0,8	0,85	660.5	561.4					
Итого	4349			3479	2940	4,2	0,8	1,08	3758	3214
Бытовой корпус	320	0,6	1,17	192.0	224.6					
Административный корпус	242	0,6	0,85	145.2	123.4					
Итого	562			337,2	348	2,8	0,6	1,28	431,6	382,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Установки электрохимической защиты коммуникаций КС	167	0,45	0,8	75.2	60.1					
Конденсатная	97	0,45	0,8	43.7	34.9					
КС с электроприводным и ГПА	544	0,45	0,6	244.8	146.9					
Автоматизированная система управления технологическими процессами цеха	113	0,45	0,6	50.9	30.5					
Циркуляционные насосы АВО масла	207	0,45	0,8	93.2	74.5					
Итого	1128			507,8	346,9	4,7	0,45	1,15	583,9	381,6
Приточная вентиляция	235	0,3	0,75	70.5	52.9					
Экологическая лаборатория	120	0,3	0,6	36.0	21.6					
Экспресс-анализ	34	0,3	0,6	10.2	6.1					
Экипировочная	22	0,3	0,6	6.6	4.0					
Итого	411			123,3	84,6	7,4	0,3	1,19	146,7	93,1
Итого «КС-3»									7355	6050

2.2 Расчёт осветительной нагрузки

На компрессорной станции «КС-3» в качестве электрических источников света используются люминесцентные лампы.

Активная расчётная нагрузка осветительных приёмников цеха определяется по удельной нагрузке:

$$P_{расч.л.} = p_{уд.л.} \cdot F_{ц}, \quad (12)$$

где $p_{уд.л.}$ - удельная нагрузка осветительных приёмников (ламп);

$F_{ц}$ - площадь пола цеха.

Разрядные лампы на предприятии используются как основной источник света (составляют примерно 75% от общего освещения), обеспечивающий нормальную работу производства. Для них реактивная мощность вычисляется по формуле:

$$Q_{расч.Л} = 0,75 \cdot P_{расч.Л} \cdot tg\phi_{рл}, \quad (13)$$

где $tg\phi_{рл} = 0,5$ [16].

Пример расчёта приведем для системы магнитного подвеса роторов нагнетателей, для остальных цехов результаты представлены в таблице 3.

$$P_{расч.Л.} = p_{уд.Л.} \cdot F_{ц} = 18 \cdot 10^{-3} \cdot 340 = 6,12 \text{ кВт} \quad (14)$$

$$Q_{расч.Л.} = 0,75 \cdot P_{расч.Л.} \cdot tg\phi_{рл} = 0,75 \cdot 6,12 \cdot 0,5 = 1,51 \text{ кВар} \quad (15)$$

Результаты расчёта осветительной нагрузки для каждого цеха (здания) предприятия компрессорной станции «КС-3» показаны в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчёта осветительной нагрузки

Потребитель	$F_{ц},$ $м^2$	$P_{уд.Л.}$ $Вт/м^2$	$P_{расч.Л}$ $кВт$	$Q_{расч.Л}$ $квар$
1	2	3	4	5
Системы магнитного подвеса роторов нагнетателей	340	18,00	6.12	1.51
Вентиляторы продувки электродвигателей	1000	20,00	6.8	1.68
Аварийные насосы смазки ГПА	150	23,00	7.82	1.94
Маслонасосы уплотнений	140	23,00	7.82	1.94
Аварийное освещение	120	20,00	6.8	1.68
Котельная	230	16,00	5.44	1.35
Противопожарные насосы	160	17,00	5.78	1.43
Компрессоры газодинамических уплотнений ГПА	280	22,00	7.48	1.85
Электродвигатели подпорных и приточных вентиляторов	210	23,00	7.82	1.94

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
Компрессорный цех с газотурбинными и поршневыми ГПА и линейные КС и ПХГ	305	18,00	6.12	1.51
Бытовой корпус	180	20,00	6.8	1.68
Административный корпус	70	23,00	7.82	1.94
Установки электрохимической защиты коммуникаций КС	170	24,00	8.16	2.02
Конденсатная	240	24,00	8.16	2.02
Автоматизированная система управления технологическими процессами цеха	145	20,00	6.8	1.68
Циркуляционные насосы АВО масла	90	20,00	6.8	1.68
Приточная вентиляция	80	18,00	6.12	1.51
Экологическая лаборатория	120	19,00	6.46	1.60
Экспресс-анализ	160	24,00	8.16	2.02
Экипировочная	95	24,00	8.16	2.02
Итого			147,6	36,5

2.3 Расчёт высоковольтной нагрузки

Расчётная мощность высоковольтной нагрузки на КС - 3 вычисляется по методу коэффициента расчетной нагрузки. Расчетный коэффициент характеризует отношение расчетной активной мощности к средней мощности для группы ЭП с эффективным числом больше 2.

Коэффициент расчетной нагрузки является функцией зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП:

$$k_p = f(k_{u,sp}; n_{эф})$$

Определение расчетной нагрузки:

$$P_p = K_p \cdot P_{cp\Sigma}; \quad (16)$$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{cp\Sigma},$$

В нашем случае для внешнего высоковольтного электроснабжения $K_p = 1$. [19]

Для определения суммарной нагрузки по предприятию в целом учитывают коэффициент одновременности максимумов нагрузки:

$$P_{предн} = \sum_1^n K_0 \cdot P_{p\Sigma}; \quad (17)$$

$$Q_{предн} = \sum_1^n K_0 Q_{p\Sigma}; \quad (18)$$

Коэффициент одновременности определяется, исходя из способа присоединения нагрузки к источнику питания.

$$P_{ср.ВН} = K_u \cdot P_{уст.},$$

$$Q_{ср.ВН} = K_u \cdot P_{уст.} \cdot tg\phi,$$

где $P_{ср.}$ – средняя активная мощность;

K_u – коэффициент использования, принимаемый по справочным данным [14];

$tg\phi$ – соответствует характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности $\cos\phi$.

Основные элементы газоперекачивающего оборудования — это нагнетатель природного газа (компрессор) и его привод, всасывающее и выхлопное устройства, маслосистема, топливоздушные коммуникации, автоматика и вспомогательное оборудование. В качестве привода центробежных нагнетателей рассмотрим два электродвигателя типа СТД-2000-23УХЛ4, которые подключаются к нагнетателям через повышающий редуктор.

Для синхронных двигателей находится максимальная реактивная мощность, которую СД может генерировать. Значения реактивной мощности, получаемой от СД, зависят от его загрузки активной мощностью и относительного напряжения на зажимах двигателя:

$$Q_{CD} = \frac{K_{з.QCD} \cdot P_{ном.ΣCD} \cdot tg\phi_{CD}}{\eta_{CD}}, \quad (19)$$

где $P_{ном.ΣCD}$ – суммарная установленная мощность группы СД;

$tg\phi_{CD}$, η_{CD} – номинальные данные СД (коэффициент реактивной мощности и КПД);

$K_{з.QCD}$ – коэффициент наибольшей допустимой нагрузки СД по реактивной мощности.

Определим активную и реактивную мощность расчетной высоковольтной нагрузки для «КС-3» (где установлены СД):

$$P_{ср.ВН(двиг)} = K_u \cdot P_{уст.}, \quad (20)$$

$$P_{ср.ВН(двиг)} = 0,8 \cdot 2000 \cdot 2 = 3200 \text{ кВт},$$

$$P_{расч.ВН(двиг)} = K_p \cdot P_{срВН(двиг)},$$

$$P_{расч.ВН(двиг)} = 1 \cdot 3200 = 3200 \text{ кВт}$$

$$Q_{AD(двиг)} = -\frac{K_{з.QAD} \cdot P_{ном.ΣAD} \cdot tg\phi_{AD}}{\eta_{AD}}, \quad (21)$$

$$Q_{AD(двиг)} = -\frac{1,27 \cdot 3200 \cdot 0,48}{0,945} = -2064 \text{ квар},$$

Для СД, работающих с «опережающим» коэффициентом мощности, величина Q_{CD} берётся со знаком “минус”.

Результаты расчётов высоковольтной нагрузки 10 кВ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчёт высоковольтной нагрузки 10 кВ компрессорной станции «КС-3»

Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	K_u	$\cos\phi$	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ квар
СТД-2000-23УХЛ4	2х2000	0,8	0,85	3200	-2064

Расчетные полную активную и реактивную мощности, отнесенные к шинам низкого напряжения ПС «КС-3», находят по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (как силовым – до 1 кВ и выше так и осветительным) с учетом потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки $K_{O.M}$.

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки:

– силовые приемники до 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.НН} = 7355 \text{ кВт} ,$$

$$\Sigma Q_{расч.НН} = 6050 \text{ квар} ,$$

– силовые приемники выше 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.ВН} = 3200 \text{ кВт} ,$$

$$\Sigma Q_{СД} = -2064 \text{ квар} ,$$

– осветительные приемники:

$$\Sigma P_{расч.Л} = 147,6 \text{ кВт} ,$$

$$\Sigma Q_{расч.Л} = 36,5 \text{ квар}$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах приближённо принимаются равными соответственно 2 и 10 % полной трансформируемой мощности $S_{расч.ΣН}$:

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН} ; \tag{22}$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣН} ; \tag{23}$$

$$S_{расч.ΣН} = \sqrt{(P_{расч.ΣН})^2 + (Q_{расч.ΣН})^2} \tag{24}$$

$$P_{расч.ΣН} = \Sigma P_{расч.ΣН} + \Sigma P_{расч.Л} = 7355 + 147,6 = 7503 \text{ кВт} \tag{25}$$

$$Q_{расч.ΣH} = \sum Q_{расч.ΣH} + \sum Q_{расч.Л.} = 6050 + 36,5 = 6087 \text{ квар} \quad (26)$$

$$S_{расч.ΣH} = \sqrt{(7503)^2 + (6087)^2} = 9662 \text{ кВА} \quad (27)$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣH} = 0,02 \cdot 9662 = 193,24 \text{ кВт} \quad (28)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣH} = 0,1 \cdot 9662 = 966,2 \text{ квар} \quad (29)$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых сетях приближённо принимаются равными соответственно 1,5 и 2 % от полной трансформируемой мощности $S_{расч.ΣH}$:

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч.ΣH}; \quad (30)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣH} \quad (31)$$

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч.ΣH} = 0,015 \cdot 9662 = 144,93 \text{ кВт} \quad (32)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣH} = 0,02 \cdot 9662 = 193,24 \text{ квар} \quad (33)$$

Полная, активная и реактивная мощность «КС-3» определяется по следующим формулам:

$$P_{расч} = (\sum P_{расч.НН} + \sum P_{расч.ВН}) \cdot K_{О.м.} + \sum P_{расч.Л.} + \Delta P_{ТЦ} \quad (34)$$

где $K_{О.м.}$ – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки, равный $K_{О.м.} = 0,9$

$$P_{расч.} = (7355 + 3200) \cdot 0,9 + 147,6 + 193,24 = 10840 \text{ кВт}$$

$$Q_{расч.} = (\sum Q_{расч.НН} + \sum Q_{расч.ВН} - \sum Q_{СД}) + \sum Q_{расч.Л.} + \Delta Q_{ТЦ} \quad (35)$$

$$Q_{расч.} = (6050 - 2064) + 36,5 + 966,2 = 4989 \text{ квар}$$

$$S_{расч.} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{расч.})^2} = \sqrt{(10840)^2 + (4989)^2} = 11930 \text{ кВА} \quad (36)$$

Значение реактивной мощности $Q_{сист}$, поступающей от питающей энергосистемы к шинам низшего напряжения определяют по формуле:

$$Q_{сист} = P_{расч.} \cdot tg\phi = 10840 \cdot 0,4 = 4336 \text{ квар} \quad (37)$$

Расчётная нагрузка:

$$S_{расч.СКЗ} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{сист.})^2} = \sqrt{(10840)^2 + (4336)^2} = 11680 \text{ кВА} \quad (38)$$

3 ПОДКЛЮЧЕНИЕ «КС-3» К СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

3.1 Разработка однолинейной схемы и конструктивное исполнение

Пункт приема на компрессорной станции «КС-3» рассмотрим ПС.

Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и другое), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям рабочего (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение.

Выбор местоположения, типа, мощности и других параметров ПС обуславливается величиной и характером электрических нагрузок, и размещением их на плане. Намеченное место расположения уточняется по условиям розы ветров, планировки предприятия, габаритов и типа ПС, возможности подвода высоковольтных линий от энергосистемы.

Распределительное устройство по высокой стороне выполним по схеме: «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Распределительное устройство по низкой стороне выполнено по схеме «одна секционированная система шин» [24].

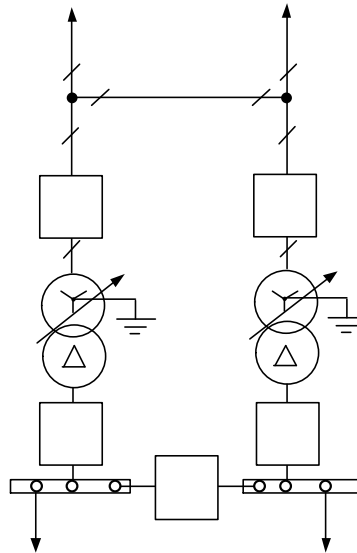


Рисунок 2 – ПС «КС-3»

3.2 Выбор номинального напряжения на ПС «КС-3»

Номинальное напряжение сети зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удалённости их от источника питания, конфигурации сети и т. д. Существенные из этих факторов являются: мощность, передаваемая по сети $P_{P\Sigma}$ и длина линии сети l . При повышении номинального напряжения снижаются потери активной мощности, сечение линии, но растёт пропускная способность линии. Рациональное напряжение определяем по формуле Илларионова:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P_{ij}}}} \quad (39)$$

где l – длина линии электропередачи, км;

P_{ij} – передаваемая активная мощность, МВт.

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{163,89} + \frac{2500}{10,840}}} = 85,41 \text{ кВ.} \quad (40)$$

Исходя из географического расположения компрессорной станции «КС-3», целесообразнее всего подключить компрессорную станцию к сети 220 кВ,

так сеть 110 кВ находится в 300 км от «КС-3». Принимаем номинальное напряжение по высокой стороне ПС «КС-3» 220 кВ.

Напряжение 10 и 6 кВ широко используется на промышленных предприятиях средней мощности – для питающих и распределительных сетей, на крупных предприятиях – на второй и последующих ступенях.

Напряжение 10 кВ является наиболее экономичным по сравнению с напряжением 6 кВ. напряжение 6 кВ допускается только в тех случаях, если на предприятии преобладает нагрузка с напряжением 6 кВ или когда значительная часть нагрузки питается от заводской ТЭЦ, где стоят генераторы напряжением 6 кВ.

а) Если процент высоковольтной нагрузки напряжением 6 кВ до 30%, то напряжение распределительных линий 10 кВ, принимаем понизительные трансформаторы 10/6.

б) Если процент высоковольтной нагрузки больше 30% то напряжение распределения должно соответствовать напряжению высоковольтной нагрузки.

При рассмотренных условиях напряжение распределительных линий для проектируемого варианта принимаем 10 кВ.

3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС «КС-3»

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к ПС «КС-3». Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на ПС. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к ПС подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью

названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на ПС двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки ПС.

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость ПС. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов. Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (41)$$

где $S_{\text{тр}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора на ПС «КС-3»:

$$S_{тр\text{расч}} = \frac{\sqrt{10,84^2 + 4,336^2}}{2 \cdot 0,7} = 8,3 \text{ МВА} \quad (42)$$

В связи с тем, что нагрузка 8,3 МВА и исходя из географического расположения компрессорной станции «КС-3», целесообразнее всего подключить компрессорную станцию к сети 220 кВ, так сеть 110 кВ находится в 300 км от «КС-3» вследствие этого принимаем трансформаторы ТДН 10000 220/10 кВ, сделанные заводом изготовителем на заказ.

Проверяем трансформатор на загрузку в нормальном режиме, при работе двух трансформаторов:

$$k_{3\text{ норм}} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_m) \cdot S_{тр}} \quad (43)$$

$$k_{3\text{ н/а}} = \frac{\sqrt{10,84^2 + 4,336^2}}{10 \cdot 2} = 0,58 \quad (44)$$

Условие выполняется.

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3\text{ н/а}} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_m - 1) \cdot S_{тр}} \quad (45)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3\text{ п/а}} \leq 1,4 \quad (46)$$

$$k_{3\text{ н/а}} = \frac{\sqrt{10,84^2 + 4,336^2}}{10} = 1,16 \quad (47)$$

Условие выполняется, следовательно, трансформатор выбран верно.

3.4 Подключение «КС-3» к существующей сети

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Подключение «КС-3» предусматривает разработку внешнего электроснабжения с подключением ПС «КС-3» к ПП 220 кВ Амга, который подключен к ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16 и ВЛ 220 кВ НПС 15-Амга.

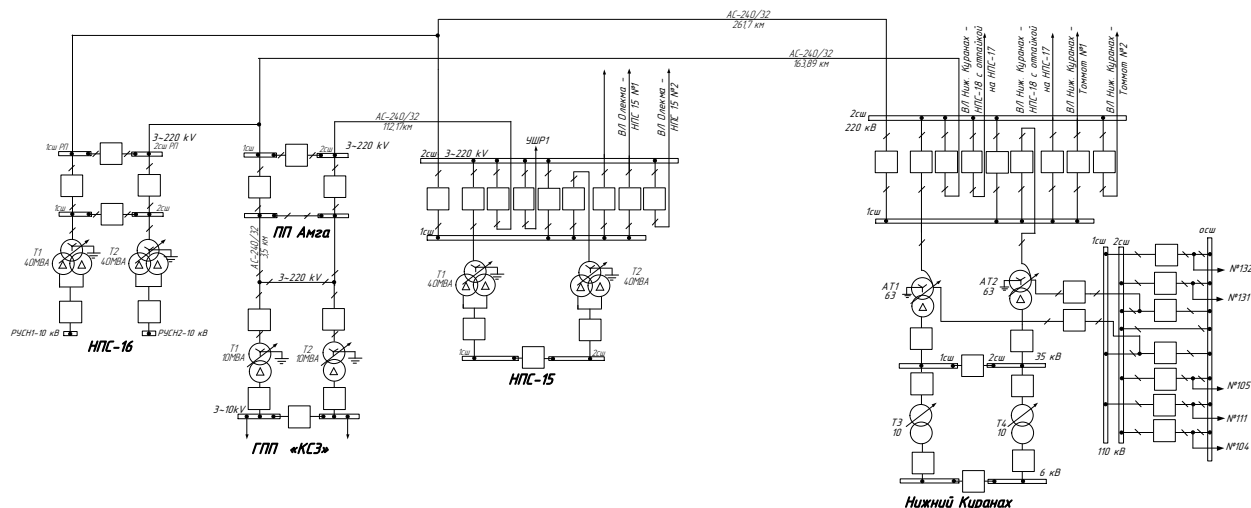


Рисунок 3 – Подключение «КС-3» электрической сети

Рассмотрим выбор сечений воздушных линий по методу экономических интервалов.

Выбор сечения проводников ВЛ 220 кВ принимается в зависимости от расчетного тока I_p . Значение расчетного тока определяется по выражению:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \quad (48)$$

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

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициента попадания нагрузки в максимум энергосистемы.

Для ВЛ 220 кВ принимается $\alpha_i = 1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение α_T определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии T_m , который для рассматриваемого района равен 5000 ч, $\alpha_T = 1,1$ [24]

Необходимо проверить сечение существующей линии. Загрузка трансформаторов с учетом вновь водимой нагрузкой составит на ПС Нижний Куранах 61%, на ПС НПС-15 36%. При подключении ПС «КС-3» определим расчетный ток на ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16 и ВЛ 220 кВ НПС 15-Амга:

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{11,25^2 + 4,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 0,016 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-240/32 [24].

В послеаварийном режиме при отключении одной линии:

$$I_{AP} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{11,25^2 + 4,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 0,032 \text{ кА}$$

Длительно допустимый ток для выбранного провода АС-240 составляет 610 А, следовательно, сечение существующего провода проходит по всем параметрам. Отсюда можно сделать вывод, что провод сечением АС - 240 выбран, верно.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными - также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства работают в трех основных режимах: длительном, перегрузки и короткого замыкания.

В длительном режиме надежная работа аппаратов обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и току.

В режиме перегрузки надежная работа аппаратов электрических установок обеспечивается ограничением значения и длительности повышения напряжения или тока в таких пределах, при которых гарантируется нормальная работа установок за счет запаса прочности.

В режиме короткого замыкания надежная работа аппаратов обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств условиям термической и электродинамической стойкости. Следовательно, можно сказать, что расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, ошиновки, трансформаторов тока и напряжения), а также для выбора уставок срабатывания релейной защиты и автоматики.

Расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета

Составляем расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

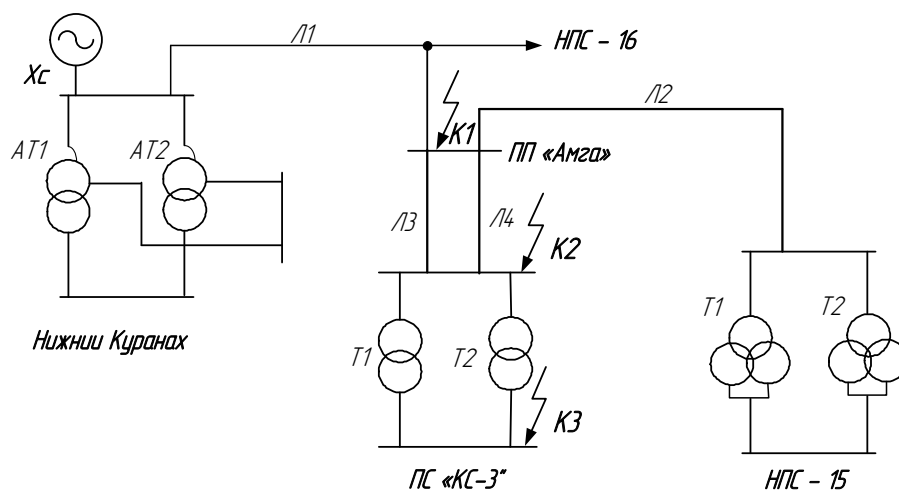


Рисунок 4 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем схему замещения рассматриваемой сети.

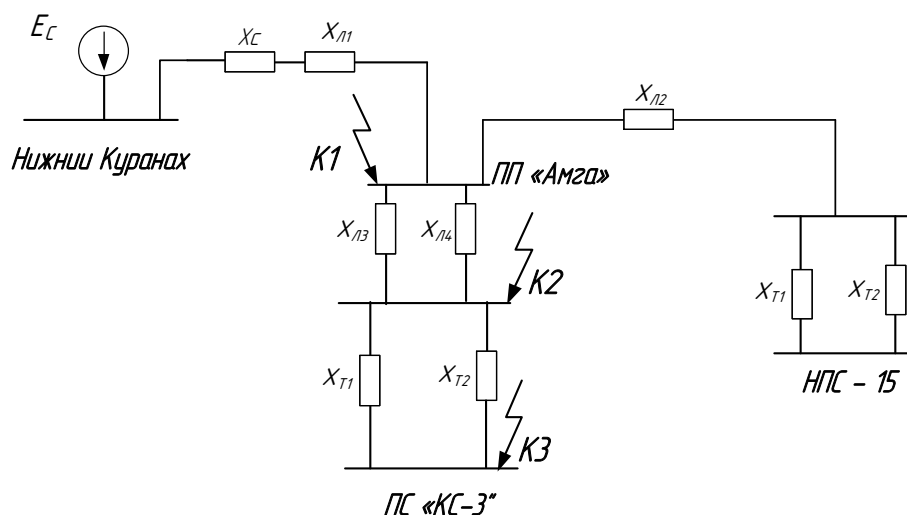


Рисунок 5 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ: $U_1=230$ кВ, $U_2=10,5$ кВ

Базисная мощность принимается: $S_{баз}=100$ МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \quad (49)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА}$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} \quad (50)$$

где $I_{\Pi 0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ.

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 19,3 \cdot 230} = 0,013 \text{ о.е.},$$

где $I_{\Pi 0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах ПС Нижний Куранах 220 кВ.

Параметры питающих линий:

ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга:

$L_{л1} = 163,89$ км, марка провода АС-240, $x_0 = 0,435$ Ом/км;

ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга:

$L_{л1} = 112,17$ км, марка провода АС-240, $x_0 = 0,435$ Ом/км;

ВЛ 220 кВ Амга – КС-3:

$L_{л1} = 3,5$ км, марка провода АС-240, $x_0 = 0,435$ Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (51)$$

$$X_{л1} = 0,435 \cdot 163,89 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,135 \text{ о.е.}$$

$$X_{л2} = 0,435 \cdot 112,17 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,092 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л3,4} = \frac{1}{2} \cdot 0,435 \cdot 3,5 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,003 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформаторов на ПС «КС-3»:

$$X_{тр} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{тр}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,525 \text{ о.е.} \quad (52)$$

$$X_1 = X_C + X_{Л1} = 0,013 + 0,135 = 0,148 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = \frac{X_{Л2} \cdot X_1}{X_{Л2} + X_1} = \frac{0,148 \cdot 0,092}{0,148 + 0,092} = 0,057 \text{ о.е.} \quad (53)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{Л3,4} + X_{\Sigma K1} = 0,003 + 0,057 = 0,06 \text{ о.е.} \quad (54)$$

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_{тр} = 0,06 + 0,525 = 0,585 \text{ о.е.} \quad (55)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{п0К1}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K1}} \cdot I_{б1} = \frac{1}{0,057} \cdot 0,251 = 4,4 \text{ кА} \quad (56)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{п0К2}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K2}} \cdot I_{б1} = \frac{1}{0,06} \cdot 0,251 = 4,2 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{п0К3}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K3}} \cdot I_{б2} = \frac{1}{0,585} \cdot 5,5 = 9,4 \text{ кА}$$

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

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п0}^{(3)}, \text{ кА} \quad (57)$$

$$I_{КЗ1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,4 = 3,81 \text{ кА}$$

$$I_{КЗ2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,2 = 3,64 \text{ кА}$$

$$I_{КЗ3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,4 = 8,14 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$i_{КЗ}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{п0}^{(3)}, \quad (58)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени

затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a , которая

определяется в зависимости от соотношения результирующих

индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [24, с.110] принимаем среднее значение $k_{уд} = 1,935$ для точки

К1, К2, для точки К3 $k_{уд} = 1,369$.

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 4,4 = 12,04 \text{ кА}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 4,2 = 11,5 \text{ кА}$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 9,4 = 18,2 \text{ кА}$$

Таблица 5 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Токи короткого замыкания			
	$I_{п0}$	$I_{уд}$	$I_{КЗ}^{(2)}$	$I_{КЗ}^{(1)}$
К1	4,4	12,04	3,81	3,9
К2	4,2	11,5	3,64	4,1
К3	9,4	18,2	8,14	8,95

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ПС «КС-3»

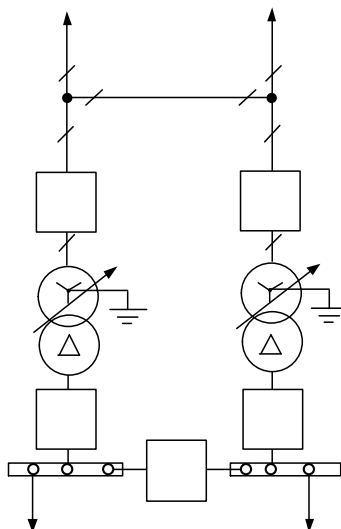


Рисунок 1 – Однолинейная схема ПС «КС-3»

5.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

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

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

Затем проверяется возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}}, \quad (59)$$

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

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

$i_{\text{ат}}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения

контактов τ ;

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

$$\tau = t_{z \min} + t_{c.v}, \quad (60)$$

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

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

По включающей способности проверка производится по условию:

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

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

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

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

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

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (61)$$

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

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

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k, \quad (62)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу;

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

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

$$W_k = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (63)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ, $t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_c$

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 4,2^2 \cdot (2,535 + 0,03) = 45,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем выключатель элегазовый ВГУ-220П-40/1000 с пружинным приводом типа ППрК.

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

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

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

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,2 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 1,54 \text{ кА.} \quad (64)$$

Для определения действующего значения периодической составляющей $I_{\text{пт}}$ в любой момент КЗ t используется метод типовых кривых. Он основан на использовании кривых изменения во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора в произвольный и начальный моменты времени, т. е. $\gamma_t = I_{\text{пт}}/I_{\text{п0}} = f(t)$, построенных для разных удаленностей точки КЗ. Метод типовых кривых целесообразно применять в тех

случаях когда точка КЗ находится у выводов генераторов или на небольшой электрической удаленности от них. Если же энергосистема связана с точкой КЗ непосредственно как в нашем случае, то действующее значение апериодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{пт} = I_{п0} = \text{const}$.

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

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

Термическая стойкость:

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

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{max p} = \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(10,84)^2 + (4,336)^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,031 \text{ кА.} \quad (65)$$

Результаты выбора выключателя на ПС «КС-3» сведены в таблице 6.

Таблица 6 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=220 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{max}=31 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт}=4,2 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$i_{a.ном}=22,63 \text{ кА}$	$i_{ат}=1,54 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$
$I_{пр.скв}=40 \text{ кА}$	$I_{п0}=4,2 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$i_{дин}=102 \text{ кА}$	$i_{уд}=11,5 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=45,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

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

5.2 Выбор и проверка разъединителей

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют

видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

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

На высокой стороне выбираем разъединители РГ-220/1000 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 7 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=220$ кВ	$U_{сет,ном}=220$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет,ном}$
$I_{ном}=1000$ А	$I_{max}=31$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{дин}=80$ кА	$i_{уд}=11,5$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
для главных ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,8$ кА ² · с	$B_k = 16,6$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
для заземляющих ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 992,25$ кА ² · с	$B_k = 45,2$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

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

5.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных ячейках

устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух ТТ.

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

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

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

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k; \quad (66)$$

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 $2,5 \text{ мм}^2$ по меди и 4 мм^2 по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно - 6 и 10 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{пров} = R_{пров}$.

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТГФ - 220У1. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

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

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

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

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом} \quad (67)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

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

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} \quad (68)$$

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

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

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

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом} \quad (69)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

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

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 31 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2ном} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 45,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

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

5.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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

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

Трансформаторы напряжения также, как и трансформаторы тока выбираются цифровые.

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

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

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

Класс точности 1. Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН ПС «КС-3» выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 220 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм},$ ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	4.2	1.68
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	4.2	1,68
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0,92 5	2	14	5,6
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0.92 5	2	14	5,6
Сумма						40.4	14.56

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{40.4^2 + 14.56^2} = 42,94 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 12.

Таблица 12– Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{нт} = 220 \text{ кВ}$	$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_{нт} \geq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 42,94 \text{ ВА}$	$S_n \geq S_p$

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

5.5 Выбор и проверка токоведущих частей

5.5.1 Выбор жестких шин

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

Номинальный ток:

$$I_{\max_{\text{нн}}} = \frac{S_{\text{нн}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{11,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 337 \text{ A}; \quad (70)$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АО:

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

$$I_{\text{доп}} = 745 \text{ A}.$$

Проверка, по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{\text{но}} = 9,4 \text{ кА}; \quad T_a = 0,02; \quad i_{\text{yd}} = 11,5 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{45,2 \cdot 10^6}}{91} = 112,39 \text{ мм}^2, \quad (71)$$

где $C = 120$ - для алюминиевых шин и кабелей;

q_{\min} – минимальное сечение провода.

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

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $L = 1,5 \text{ м}$.

Собственная частота колебаний шины при выбранной L :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{j}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{6,25}{120}} = 17,57 \quad (72)$$

где J - момент инерции шины, который равен

$$J = \frac{0,8 \cdot 5^3}{12} = 6,25 \text{ см}^4; \quad (73)$$

q - поперечное сечение выбранной шины.

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

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{yd}}}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{11500^2}{1,5} = 10,276 \text{ Н / м} \quad (74)$$

где $i_{y\delta}$ - ударный ток на шине (А);

a - расстояние между фазами (м).

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

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}} = \frac{10,276 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 2,5} = 0,925 \text{ МПа} \quad (75)$$

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

W_{ϕ} - момент сопротивления шины, который равен:

$$W_{\phi} = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3.$$

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

5.5.2 Выбор гибких шин

В РУ 220 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

-по длительно допустимому току

$$I_{доп} \geq I_{раб.мах}; \quad (76)$$

-по термической стойкости

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}, \quad (77)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,

C – коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_k - A_n} = const, \quad (78)$$

можно принять:

для медных шин и кабелей – $C = 165$;

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

для стальных шин – $C = 70$;

Наибольший рабочий ток на шинах 220 кВ равен 31 А.

Принимаем гибкие шины АС – 240/24, допустимый ток $I_{доп} = 610$ А, диаметр провода $d = 17,1$ мм.

Проверка сечения на нагрев(по допустимому току):

$$I_{доп} = 450 \text{ А.}$$

$$I_{max} = 71 \text{ А.}$$

$$I_{max} < I_{доп}.$$

Проверка по условиям короны.

Начальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{ЭКВ}}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}}\right) = 32,88 \text{ кВ/см} \quad (79)$$

Напряженность около поверхности провода:

$$E = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot U_{сн}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{ср}}{r_{ЭКВ}}\right)} = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot 220}{3 \cdot 0,855 \cdot \log\left(\frac{441}{0,855}\right)} = 5,676 \text{ кВ/см} \quad (80)$$

$$D_{ср} = 1,26 \cdot 350 = 441 \text{ см.}$$

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

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

$$6,07 \leq 29,59$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

5.6 Выбор и проверка ТСН

Состав потребителей собственных нужд зависит от типа ПС, мощности трансформатора, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без СК, без постоянного дежурства.

Мощность трансформаторов СН выбирается по нагрузкам СН с учетом коэффициента загрузки и одновременности.

Определяем нагрузку собственных нужд и сводим в таблицу 13.

Таблица 13 – нагрузка собственных нужд

Вид потребителя	Нагрузка
	P, кВт
Подогрев выключателей	10,8
Подогрев шкафов КРУ	1
Подогрев приводов разъединителей	0,6
Подогрев релейного шкафа	1
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	40
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ	5
Освещение ОРУ	5
Отопление, освещение компрессорной	17
Подзарядно-зарядный агрегат ВЗП	46

Суммарная активная мощность определяется по формуле:

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=0}^n P_i ; \quad (81)$$

$$P_{\Sigma} = 10,8 + 1 + 0,6 + 1 + 40 + 5 + 5 + 17 + 46 = 126,4 \text{ кВт.}$$

Суммарная мощность электроприемников определяется по выражению:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi}, \quad (82)$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности, равный 1 [16].

Найдем суммарную мощность для второй категории:

$$S_{\Sigma} = \frac{126,4}{1} = 126 \text{ кВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_{TCH} = \frac{S_{\Sigma}}{k_3 \cdot N_T}. \quad (83)$$

Определяем мощность трансформатора для первой категории:

$$S_{TCH} = \frac{0,1264}{2 \cdot 0,7} = 0,903 \text{ МВА.}$$

Выбираем ТМ-100/10 кВА [16].

5.7 Выбор и проверка опорных изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах.

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

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

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (84)$$

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

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

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

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \frac{11500^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,446 \cdot 10^{-7} = 22,29 \text{ Н}; \quad (85)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h/2}{H_{из}} = \frac{130 + 8 + 100/2}{130} = 1,446; \quad (86)$$

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

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

5.8 Выбор комплектных распределительных устройств

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

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

Максимальный рабочий ток на стороне ПС «КС-3»:

$$I_{\max p} = \frac{S_{III}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(10,84)^2 + (4,336)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 674 \text{ А}. \quad (87)$$

К установке принимаем КРУ серии К-63.

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

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

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

Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

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

5.9 Выбор и проверка выключателей, встроенных в КРУ

На ПС «КС-3» устанавливается ячейки секционного выключателя, а также выбор выключателей питающих рассматриваемую станцию.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

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

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

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{ат} \quad (88)$$

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

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

$i_{ат}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

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

$$\tau = t_{з min} + t_{с.в} \quad (89)$$

где $t_{з min}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

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

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

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

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

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

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

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

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

каталогу;

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

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (90)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу;

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

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (91)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ, которая для отходящих линий 10 кВ согласно принимается равной 1с;

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 9,4^2 \cdot (2,5 + 0,01) = 221,8 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

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

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

$$\tau = 0,01 + t_{\text{с.в}} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{с.}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 9,4 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,51 \text{ кА} \quad (92)$$

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

Определим номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 15,5^2 \cdot 1 = 240,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН:

$$I_{max p} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(10,84)^2 + (4,336)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 674 \text{ А.}$$

Выбираем секционный и вводной выключатель на ПС «КС-3» марки ВВ/TEL-10-20/1000.

Таблица 14 – Данные по выбору секционного и вводного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/1000	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{max}=674 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 9,4 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
	$i_{а.ном} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{ат} = 0,51 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0} = 9,4 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 42 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,5 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 240,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 221,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

5.10 Выбор трансформатора тока

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-I-1-0,5.

Класс точности 1.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

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

Расчет производим аналогично.

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

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

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом} \quad (93)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

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

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} ; \quad (94)$$

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

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

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

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

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 16.

Таблица 16 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 674 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{ном}} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,499 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 11,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 4900 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 221,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$

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

5.11 Выбор трансформатора напряжения

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-У2. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 17.

Таблица 17– Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{\text{обм}}, \text{ ВА}$	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Сумма						28	11

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{28^2 + 11^2} = 30,08 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 18.

Таблица 18 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

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

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

Выбор и результаты оборудования приведены на 3 листе графической части выпускной квалификационной работы.

6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПС «КС-3»

6.1 Заземление ПС «КС-3»

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

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

В электроустановках напряжением выше 110 кВ сети сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно должно быть:

$$R_3 \leq 0,5 \text{ Ом} , \quad (95)$$

Определим площадь S ПС используемой под заземление:

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

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

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

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}) , \quad (96)$$

где $\delta_{\text{ср}}$ – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \text{ мм} \quad (97)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

$a_{\text{к}}$, $b_{\text{к}}$, $c_{\text{к}}$, $d_{\text{к}}$ – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\begin{aligned} \delta_{\text{ср}} &= 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = \\ &= 0,782 \text{ мм}; \end{aligned}$$

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

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя ПС согласно условию:

$$S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{кор}},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

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

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_{\text{q}} = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (98)$$

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

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (99)$$

принимая значение – 8 штук.

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

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (100)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_B} \cdot l_B} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (101)$$

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

l_B – длина вертикальных электродов, м .

Округляем до ближайшего целого значения $n_B = 34 \text{ шт.}$

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (102)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта ;

Удельное сопротивление первого и второго слоя грунта:

$$\rho_1 = \rho_{\text{Э1}};$$

$$\rho_2 = \rho_{\text{Э2}};$$

Находим отношения по кривой [19]:

$$\rho = \frac{\rho_{\text{Э1}}}{\rho_{\text{Э2}}};$$

Определяем эквивалентное сопротивление грунта двухслойного модели грунта:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{\rho_2} \cdot \rho_2 = 100;$$

A – параметр, зависящий от соотношения l_b/\sqrt{S} , равный 0,05 [19].

$$R_{\text{ст}} = 100 \cdot \left(\frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление $R_{\text{и}}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{\text{ст}}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{\text{и}}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{\text{и}} = R_{\text{ст}} \cdot \alpha_{\text{и}}, \quad (103)$$

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{\text{мол}} + 45)}}, \quad (104)$$

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

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

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

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

Сетка заземления ПС «КС-3» приведена на 4 листе графической части выпускной квалификационной работы.

6.2 Защита от прямых ударов молнии

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

Расчет производится для защиты объектов ПС «КС-3», находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

- 8 м для порталов 220 кВ;
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 10кВ).

Принимаем высоту 1 молниеотвода равной 21м, второго 19м.

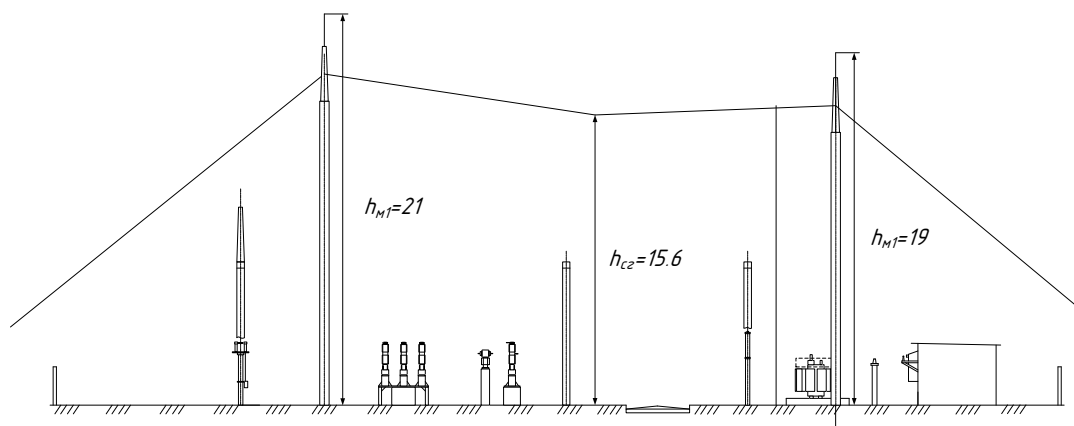


Рисунок 6 - Зоны защиты двух стержневых молниеотводов

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли.

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м}; \quad (105)$$

$$h_{\text{эф}2} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 19 = 16,1 \text{ м};$$

$$r_{0,1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м}; \quad (106)$$

$$r_{0,2} = (1,1 - 0,002 \cdot h_2) \cdot h_2 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2 \text{ м};$$

Устанавливаем два отдельностоящих молниеотвода.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (107)$$

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

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

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

$$h_{cr} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (108)$$

Для 1 молниеотвода определим:

$$h_{cr1} = 17,85 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28 - 21) = 16,6 \text{ м}$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cr2} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28 - 19) = 14,6 \text{ м}$$

Высота внутренней зоны защиты в середине между 1 и 2 молниеотводом равна:

$$h_{cr12} = \frac{h_{cr1} - h_{cr2}}{2} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м} \quad (109)$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h защищаемых порталов 220 кВ:

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}}\right) = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17,8}\right) = 12,3 \text{ м}, \quad (110)$$

$$r_{2.1} = r_{0.2} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф2}}\right) = 20,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{16,1}\right) = 10,2 \text{ м}$$

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

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 220 кВ определяются следующим образом:

$$r_{c1} = r_{c01} \cdot \left(\frac{h_{сr1} - h_{об1}}{h_{сr1}}\right) = 22,2 \cdot \left(\frac{16,6 - 8}{16,6}\right) = 11,5 \text{ м} \quad (111)$$

$$r_{c2} = 20,2 \cdot \left(\frac{14,6 - 8}{14,6}\right) = 9,1 \text{ м}$$

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м} \quad (112)$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ПС «КС-3» приведены на 5 листе графической части выпускной квалификационной работы.

6.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

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

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

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

напряжения. Когда напряжение снижается, ограничитель возвращается в исходное непроводящее состояние.

Основными параметрами ОПН являются:

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

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

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

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

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

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

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

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

Произведем выбор ОПН для защиты трансформатора на ПС «КС-3».

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 220 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,1 \cdot U_{ном.сети}, \quad (113)$$

$$U_{н.р.} = 1,1 \cdot 220 = 252 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1.1, [19].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (114)$$

$$U_{расч} = \frac{252}{1,8} = 140 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-220/88/10/ УХЛ 2. [19].

Энергия, выделяемая в ограничителе 220 кВ:

$$W = 0.5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0.82 \cdot U_{нр})^2 - (1.77 \cdot U_{но})^2], \quad (115)$$

где C – емкость кабеля или конденсирующей батареи [19];

k – кратность напряжений, [19];

$U_{нр}$ – наибольшее рабочее напряжение сети,

$U_{но}$ – наибольшее дополнительное напряжение ОПН.

$$W = 0.5 \cdot 2.5 \cdot [(2.7 \cdot 0.82 \cdot 252)^2 - (1.77 \cdot 176)^2] = 11660 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{W}{U_{ном}}; \tag{116}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{28.95}{220} = 2,53 \text{ кДж/кВ}.$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-220/88/10/ УХЛ 2 [19].

Для защиты трансформатора напряжения 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10/11,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63 [19]. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 19.

Таблица 19– Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН-П1-/220/88/10/УХЛ2		
$U_{нро} = 220 \text{ кВ}$	$U_{нс} = 220 \text{ кВ}$	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз} = 3,64 \text{ кА}$	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{ОПН} = 3,5 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^* = 2,53 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{ОПН} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-10/11,5/10 УХЛ1		
$U_{нро} = 12 \text{ кВ}$	$U_{нс} = 11,5 \text{ кВ}$	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз} = 10,338 \text{ кА}$	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^* = 2 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^* = 1,07 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{ОПН} > \mathcal{E}^*$

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И СИГНАЛИЗАЦИЯ

7.1 Виды и типы релейной защиты

Релейная защита осуществляет непрерывный контроль за состоянием всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений РЗ должна выявить поврежденный участок и отключить его от энергосистемы, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения.

Релейную защиту принято классифицировать по характеру изменения параметра, на который реагирует защита, по назначению в зависимости от ответственности и порядка работы при КЗ, а также для определенных видов КЗ.

По характеру изменения параметра защиты разделяются на максимальные и минимальные. Защиты, реагирующие на величины токов и напряжений, возрастающие в условиях КЗ, называются максимальными. Защиты, реагирующие на величины напряжения и сопротивления, снижающиеся при КЗ, называются минимальными.

По назначению в зависимости от ответственности и порядка действия при КЗ, защиты классифицируют как основные, резервные и дополнительные.

Основной называется защита, обеспечивающая первоочередное отключение повреждений в любой точке защищаемого участка.

Резервной называют защиту, обеспечивающую отключение поврежденного участка при отказе в работе основной защиты или выключателя. Различают резервные защиты ближнего действия, отключающие повреждения в любой точке защищаемого участка при отказе его основной защиты, и резервные защиты дальнего действия, создающие условия для отключения защищаемого участка при КЗ на смежном участке и отказе защиты или выключателя смежного участка. С целью упрощения резервных защит допускается выполнение их реагирующими только на более частные виды КЗ (однофазные и двухфазные).

Дополнительной называется защита, обеспечивающая частичное дублирование основной защиты и действующая в этом случае одновременно с ней. Обычно это простая защита, основанная на другом принципе и отключающая наиболее тяжелые виды КЗ на части защищаемого участка.

По назначению для определенных видов КЗ классификация защит зависит от режима заземления нейтрали сети. Для сети, работающей с эффективно заземленной нейтралью, выделяют защиты от междуфазных повреждений (максимальные токовые и дистанционные), от замыканий на землю (максимальные токовые нулевой последовательности) и от всех видов повреждений (дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты, а также приставки высокочастотной блокировки).

В зависимости от вида защищаемого оборудования различают защиты воздушных ЛЭП; кабельных ЛЭП; шин; силовых трансформаторов; синхронных компенсаторов; электродвигателей.

Таким образом, можно выделить основные виды релейной защиты оборудования, применяемые в различных системах электроснабжения:

- а) токовая защита – ненаправленная или направленная;
- б) защита минимального напряжения;
- в) газовая защита;
- г) дифференциальная защита;
- д) дистанционная защита;
- е) дифференциально-фазная (высокочастотная) защита.

При проектировании релейной защиты основными требованиями являются: быстродействие, избирательность (селективность), чувствительность, надежность и наличие устройств сигнализации.

Быстродействующей считается защита, обеспечивающая подачу командного импульса на отключение со временем не более 0,1 с момента возникновения нарушения. Быстродействующими являются первые ступени токовых отсечек, дистанционных защит, продольные и поперечные

дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты.

Избирательной считается защита, обеспечивающая отключение только поврежденного элемента энергосистемы. Необходимая избирательность достигается отстройкой от таких величин подводимых к защите параметров, при которых защита данного элемента не должна действовать.

Чувствительной считается защита, обеспечивающая надежное отключение защищаемого элемента при его повреждениях. Надежность отключения характеризуется коэффициентом чувствительности.

Надежной считается защита, обеспечивающая ее устойчивое функционирование в неодинаковых режимах. Различают аппаратную и эксплуатационную надежность. Аппаратная надежность характеризует качество защиты, обеспечивается простотой схем, а также безотказностью, ремонтпригодностью и долговечностью комплектующих элементов. Для сложных защит применяют устройства самоконтроля (функциональный контроль), обеспечивающие, в частности, вывод защиты из работы при ее повреждениях и контроль исправности выходных цепей. Эксплуатационная надежность характеризует устойчивость функционирования и обеспечивается точностью работы и помехозащищенностью, а также реализацией таких основных требований, как быстродействие, избирательность и чувствительность. Для повышения надежности применяют дублирование и резервирование основных защит.

Наличие устройств сигнализации позволяет судить о правильности работы защиты и автоматики и анализировать порядок протекания процессов при КЗ. Для этой цели применяют различные устройства регистрации аварийных событий.

7.2 Защита трансформатора

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и

автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

- максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности дифференциальная защита.

– Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

– Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

– Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

– Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслуживающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

На ПС «КС-3» 220/10 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 10 МВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

7.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (117)$$

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

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

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 26 \text{ А},$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 525 \text{ А}$$

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

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.Н}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}} \cdot I_{\text{Н.ТТ.В}}}{I_{\text{Н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}}}{K_{\text{ТР.ТТ.Н}}}, \quad (118)$$

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

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

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{ТР.ТТ.ВН}} = 30 / 5 = 6$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.НН}} = 600 / 5 = 120$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.ВН}} = \frac{26}{6} = 4,3 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.НН}} = \frac{525}{120} = 4,37 \text{ А}$$

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

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \leq 5$$

$I_{\text{ном.ВН}} = 4,3 \text{ А}$, выбираем 5А

$I_{\text{ном.НН}} = 4,37 \text{ А}$, выбираем 5А

7.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

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

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

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

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 7. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

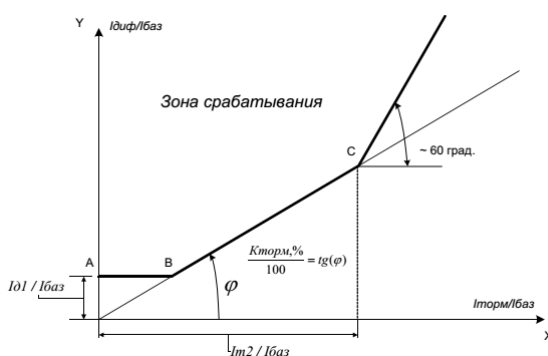


Рисунок 7– Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм}$, % – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{ном.ВН}$.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1(отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается, как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{торм}$, % и ДЗТ-2 – $I_{т2}/I_{ном.ВН}$.

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} , \quad (119)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

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

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч} , \quad (120)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч}^* , \quad (121)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I_{расч}^* , \quad (122)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I_{расч}^* , \quad (123)$$

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

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

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

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

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

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

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

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

$I^*_{\text{расч}}$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 9,4 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,49 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной

характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (124)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (125)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$.

7.5 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

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

Уставка ДТО отстраивается:

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

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$

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

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

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

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

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{нб.расч} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 8,14 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{дто} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{дто} = 3,5 \text{ о.е.}$

7.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (126)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{зап}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [17] для городских сетей общего назначения: $K_{зап}=2,5$;

K_B – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{\text{раб, макс}}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

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

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 31 = 103 \text{ A}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 674 = 2247 \text{ A}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз, мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (127)$$

где $I_{\text{кз, мин}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,576 \cdot 10^3}{103} = 5,6 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,943 \cdot 10^3}{2247} = 2,2 > 1,5$$

7.7 Газовая защита

Газовая защита трансформаторов имеет абсолютную селективность и срабатывает только при повреждениях внутри бака защищаемого объекта. Защита реагирует на повреждения, сопровождающиеся выделением газа, выбросом масла из бака в расширитель или аварийным понижением уровня масла. Газовая защита – одна из немногих, после которых не допускается действие АПВ, так как в большинстве случаев отключаемые ей повреждения оказываются устойчивыми.

В рассечку трубопровода, соединяющего бак и расширитель, устанавливается газовое реле. Газовое реле имеет герметичный корпус со смотровыми окошками. Сверху на корпусе реле имеется специальный кран, предназначенный для выпуска воздуха и отбора проб газа. Газовое реле имеет два поплавковых элемента, действующих при срабатывании на замыкание механически связанных с ними контактов, и реагирующих на снижение уровня масла в реле, а также струйный элемент (подвешенная на пути масла пластинка с калиброванным отверстием), срабатывающим при интенсивном движении потока масла из бака в расширитель. В нормальном режиме корпус газового реле заполнен маслом, и контакты, связанные с его поплавковыми и струйным элементами, разомкнуты.

При внутреннем повреждении в баке защищаемого аппарата – горение электрической дуги или перегрев внутренних элементов – трансформаторное масло разлагается с выделением горючего газа, содержащего до 70% водорода. Выделяющийся газ стремится вверх к крышке бака и, так как трансформатор устанавливается с наклоном (1÷2)% в сторону расширителя, движется в расширитель. Проходя через газовое реле, газ вытесняет из него масло. При незначительном выделении газа или снижении уровня масла в расширителе до уровня верхнего поплавкового элемента, он срабатывает и замыкаются контакты, действующие на сигнал (первая ступень газовой защиты). При

значительном выделении газа срабатывает нижний поплавковый элемент и замыкаются контакты, действующие на отключение (вторая ступень газовой защиты). При интенсивном движении потока масла из бака в расширитель срабатывает струйный элемент, действующий на отключение, аналогично второй ступени газовой защиты.

Результаты выбора защиты трансформатора на ПС «КС-3» приведена на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ВЛ 220 кВ НИЖНИЙ КУРАНАХ - АМГА – «КС-3»

8.1 Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики линий

8.1.1 Токовая защита нулевой последовательности ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - Амга – «КС-3»

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

8.1.2 Расчёт уставок срабатывания

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

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

1 ступень защиты (t=0 сек)

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

$$I_{с.з} = k_{зан} \cdot I_{расч} = k_{зан} \cdot 3 \cdot I_{0max}, \quad (128)$$

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

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,584 = 2,102 \text{ кА.} \quad (129)$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах КС-3).

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,663 = 2,387 \text{ кА.} \quad (130)$$

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

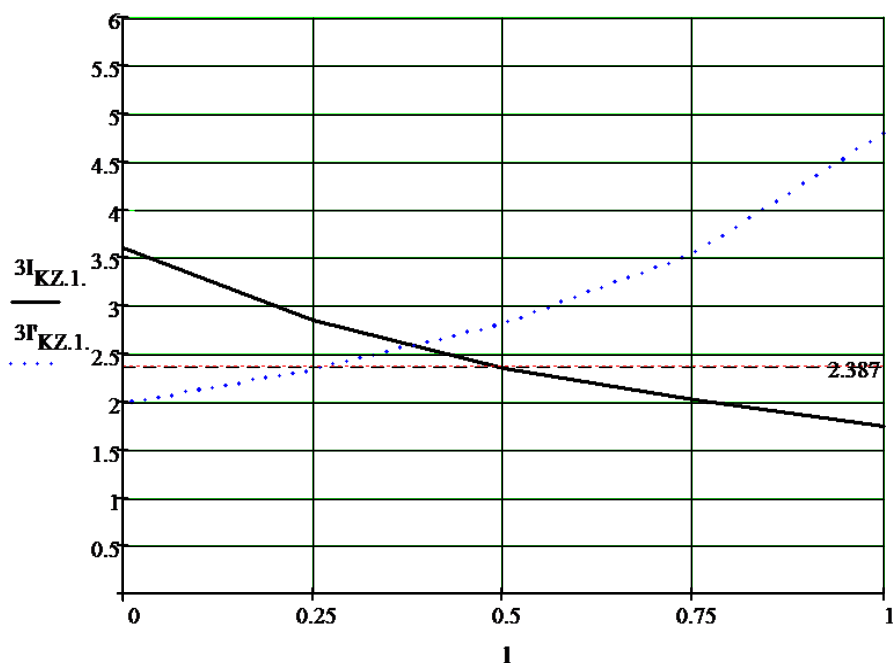


Рисунок 8 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

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

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

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

$$I_{c3}^{II} = k_3 \cdot k_{\text{ток}} \cdot 3I_{0c.3.cm}^{I(II)}, \quad (131)$$

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

$k_{ток}$ - коэффициент тока распределения;

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

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

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

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

3 ступень защиты

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

$$I_{сз}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3, \quad (132)$$

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

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

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

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

$$I_{сз}^{III} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 3,7 = 0,444. \quad (133)$$

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

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

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{3I_{0\text{мин}}}{I_{0\text{сз}}^{\text{III}}} \geq 1,2; \quad (134)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{1,6}{0,444} = 3,604 \geq 1,2. \quad (135)$$

Защита проходит по чувствительности.

8.1.3 Токовая защита нулевой последовательности.

I ступень защиты (t=0 сек)

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

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{зан}} \cdot I_{\text{расч}} = k_{\text{зан}} \cdot 3 \cdot I_{0\text{max}}, \quad (136)$$

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

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,094 = 0,367 \text{ кА}. \quad (137)$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах КС-3)

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,12 = 0,468 \text{ кА}. \quad (138)$$

Мгновенная отсечка не проверяется по чувствительности, но для неё должна быть определена зона действия. Для определения ее зоны берем максимальное значение тока срабатывания $I_{\text{с.з}} = 0,468 \text{ кА}$.

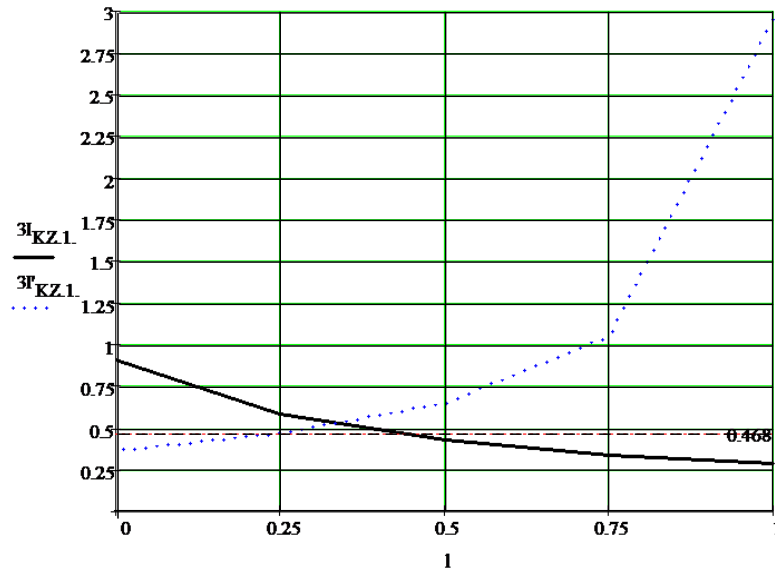


Рисунок 9 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

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

2 ступень защиты ($t=0,5$ сек)

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

$$I_{сз}^{II} = k_з \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0с.з.см}^{I(II)}, \quad (139)$$

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

$k_{ток}$ – коэффициент тока распределения;

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

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

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

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

3 ступень защиты

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

$$I_{сз}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3, \quad (140)$$

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

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

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

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

$$I_{сз}^{III} = 1,3 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 1,3 = 0,156. \quad (141)$$

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

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

$$k_q^{III} = \frac{3I_{0,мин}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2; \quad (142)$$

$$k_q^{III} = \frac{1,6}{0,56} = 10,256 \geq 1,2. \quad (143)$$

Защита проходит по чувствительности.

8.1.4 Токовая защита нулевой последовательности ПС Нижний Куранах – Амга – КС-3.

1 ступень защиты (t=0 сек)

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

$$I_{c.з} = k_{зан} \cdot I_{расч} = k_{зан} \cdot 3 \cdot I_{0max}, \quad (144)$$

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

$$I_{c.з} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,529 = 1,904 \text{ кА}. \quad (145)$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах ПС КС-3).

$$I_{c.з} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,266 = 0,958 \text{ кА}. \quad (146)$$

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

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

2 ступень защиты (t=0,5 сек).

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

$$I_{сз}^{II} = k_з \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0c.з.см}^{I(II)}. \quad (147)$$

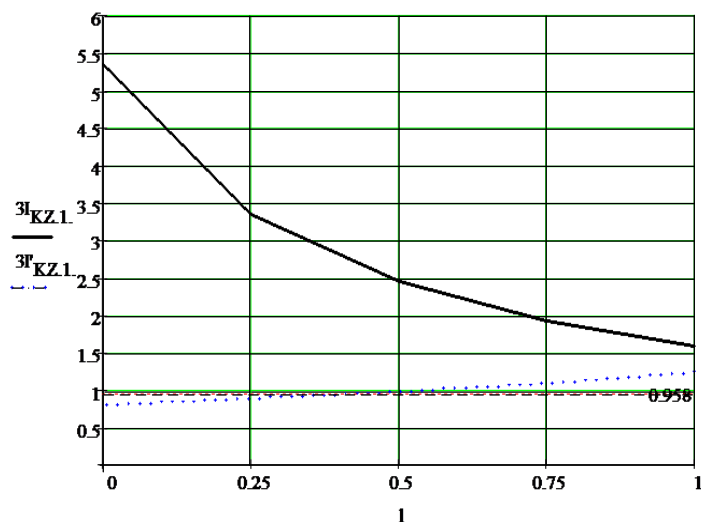


Рисунок 10 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

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

$k_{ток}$ – коэффициент тока распределения;

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

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

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

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

3 ступень защиты

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

$$I_{сз}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3, \quad (148)$$

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

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

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

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

$$I_{сз}^{III} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,5 \cdot 0,6 = 0,72. \quad (149)$$

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

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

$$k_{ч}^{III} = \frac{3I_{0,мин}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2; \quad (150)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{1,6}{0,72} = 2,22 \geq 1,2. \quad (151)$$

Защита проходит по чувствительности.

8.2 Расчет уставок максимальной токовой отсечки и ТЗНП

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

Для защиты линий от КЗ на землю применяется защита, реагирующая на ток и мощность нулевой последовательности. Необходимость специальной защиты от КЗ на землю вызывается тем, что этот вид повреждений является преобладающим, а защита, включаемая на ток и напряжение нулевой последовательности, осуществляется более просто и имеет ряд преимуществ по сравнению с рассмотренной выше токовой защитой, реагирующей на полные

токи фаз. Защиты нулевой последовательности выполняются в виде токовых максимальных защит и отсечек как простых, так и направленных.

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

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

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

Уставки МТО выбраны графически, кривые токов спадаания представлены на рисунке 11.

На этом графике видно, что защита МТО со стороны КС - 3 выполняется на 70% защищаемой линии, а со стороны ПП Амга на 65%.

$$I_{КЗ.ЗАЩ} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{ЭКВ} + Z_{Л})} \quad (152)$$

Результаты расчета ТЗНП сведены в таблице 20 и 21.

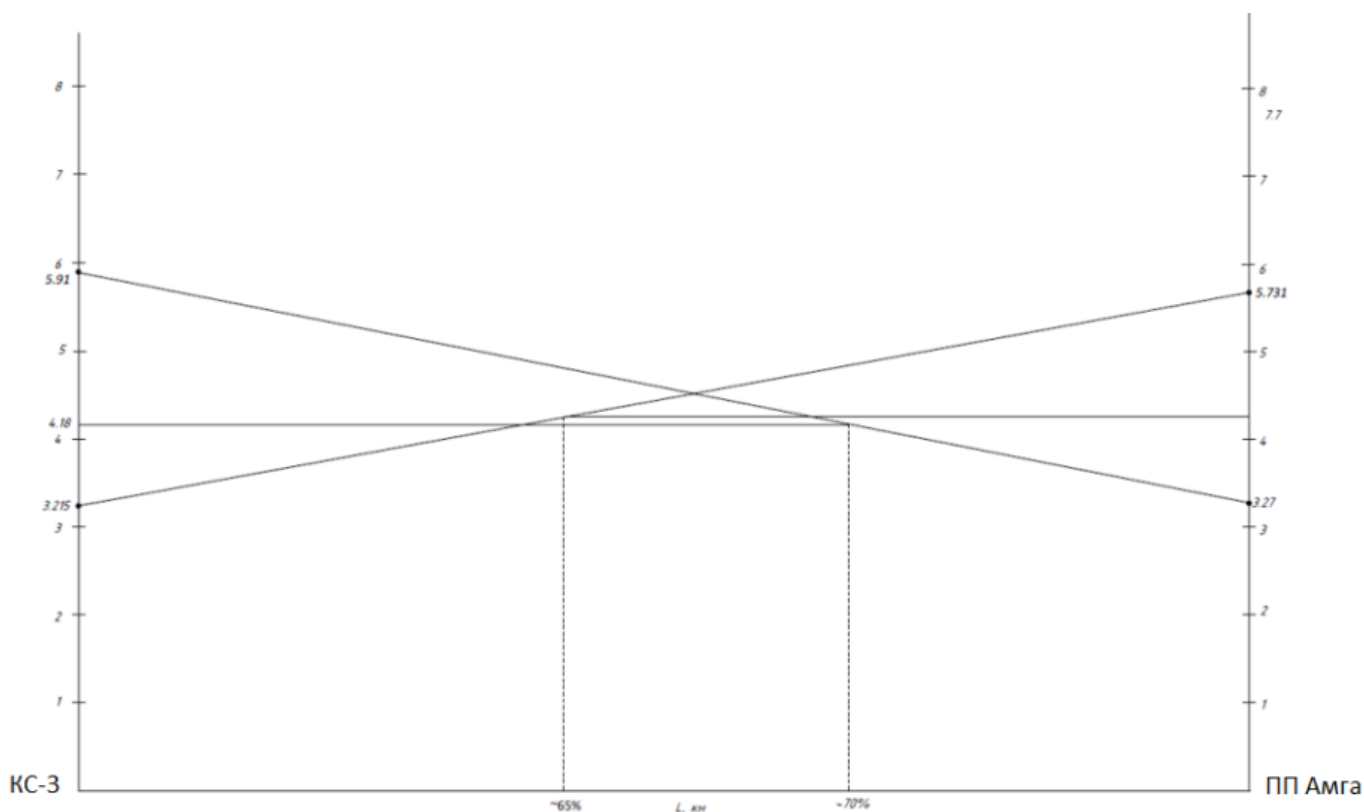


Рисунок 11 – Кривые спада ТЗЗ для определения уставки МТО

Таблица 20 – Результаты расчета ТЗНП со стороны КС-3

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

Продолжение таблицы 20

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

Таблица 21 – Результаты расчета ТЗНП со стороны ПП Амга

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

8.3 Расчет уставок дифференциальной защиты линии

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

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

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

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

8.4 Выбор уставки дифференциальной защиты

Выбор уставок происходит по отстройке от следующего:

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

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

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

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

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

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

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

Выбор уставки по условию обеспечения отстройки от внешнего КЗ.

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

6. Выбор уставки по условию обеспечения требуемой чувствительности.

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

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

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

8.5 Автоматическое повторное включение

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи показывают, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 % до 90% [10].

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

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

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

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

Согласно [10] обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением 1000 В и выше.

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

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

- 1) Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе. В некоторых случаях схемы АПВ должны отвечать дополнительным требованиям, при

выполнении которых разрешается пуск АПВ, например, при наличии или при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма и т. д.

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

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

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

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

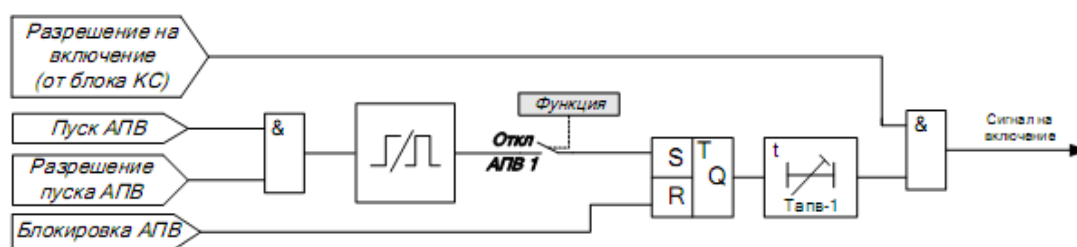


Рисунок 12 – Упрощенная функционально-логическая схема работы АПВ

Для параллельных линий с односторонним питанием прием на питающем конце однократное АПВ без контроля по напряжению, на приемном конце – однократное АПВ с контролем наличия напряжения на линии для того, чтобы избежать суммарно двойного включения выключателей на устойчивое КЗ внутри питающей линии. [10].

8.6 Автоматическое включение резерва

Схемы ПС и распределительной сети должны обеспечивать надежность электроснабжения потребителей. Высокую степень надежности обеспечивают принятые схемы питания с двумя трансформаторами, работающими на разные секции шин, с применением АВР на секционном выключателе.

При наличии АВР время перерыва питания потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения секционного выключателя и составляет $(0,3 \div 0,8)$ с.

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника.

2) Для того, чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

3) Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на не устранившееся КЗ.

4) Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в не отключившемся рабочем источнике.

5) Для того, чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

б) Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на не устранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР.

Рассмотрим принципы использования АВР на схеме ПС «КС-3», приведенной на рисунке 16.

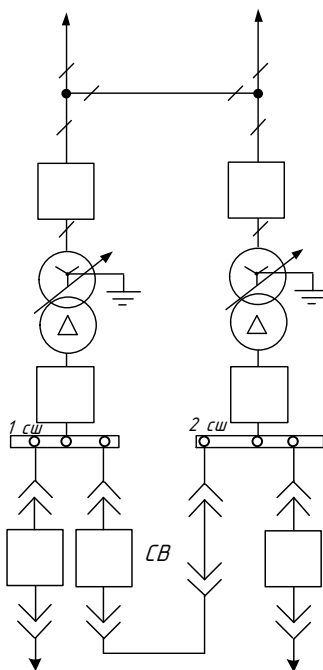


Рисунок 16 – Фрагмент схемы ПС «КС – 3»

Трансформаторы Т1 и Т2 включены на разные секции шин. Секционный выключатель СВ нормально отключен. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от АВР включается выключатель СВ, подключая нагрузку секции, потерявшей питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Принятые к установке трансформаторы имеют мощность, достаточную для питания всей нагрузки ПС.

Функцию АВР секционного выключателя 10 кВ реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-В».

8.7 УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя)

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

В данном случае УРОВ устанавливаем на выключателях по 10 кВ КС-3.

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

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

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

УРОВ не может резервировать отказ релейной защиты не сработавшего выключателя, поэтому применение УРОВ предусматривает обязательное использование резервной релейной защиты в дополнение к основной, при этом цепи обеих защит должны быть полностью независимы друг от друга, так, что неисправность в цепи одной защиты не могла вызвать отказ другой (питание оперативных цепей производится от разных предохранителей или автоматических выключателей, каждый пусковой орган обеих защит также выполняется независимым и включаются на собственный независимый комплект трансформаторов тока, сигналы на отключение выключателей осуществляется от разных выходных реле). Обычно резервный комплект релейной защиты имеет пусковые органы по току или напряжению, выполняемые посредством:

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

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

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

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

- времени срабатывания основного выключателя;
- времени возврата защиты, пускающей УРОВ (в случае удачного отключения основного выключателя);
- времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ (отклонение срабатывания в меньшую сторону);
- запаса по времени для большей надёжности системы [6].

8.8 Сигнализация на «КС-3»

Кроме своего основного назначения – автоматического отключения поврежденного участка от остальной неповрежденной сети, релейная защита служит так же для сигнализации (подачи предупредительных сигналов) обслуживающему персоналу нарушений нормального режима работы оборудования или неисправностей, которые в дальнейшем могут привести к аварии.

На подстанциях предусматриваются следующие виды сигнализации:

- сигнализация положения коммутационных аппаратов, положения РПН;

- сигнализация действия отдельных устройств релейной защиты и автоматики;

- аварийная сигнализация – об аварийных отключениях коммутационных аппаратов;

- предупредительная сигнализация – о наступлении ненормального режима или ненормального состояния отдельных элементов электроустановки.

Цепи индивидуальных аварийных и предупредительных сигналов отдельных элементов КС-3 собираются в общую схему сигнализации объекта. Общая для всех элементов объекта схема сигнализации, собранная на панели (в релейном шкафу), воспринимающая и фиксирующая сигналы от отдельных элементов, формирующая аварийный и предупредительный сигналы для обслуживающего персонала, называется центральной сигнализацией.

При аварийном отключении выключателей присоединений без выдержки времени срабатывает аварийная звуковая сигнализация.

При нарушении нормального режима работы оборудования, или при появлении его неисправности, обычно с выдержкой времени, позволяющей отстроиться от кратковременных процессов и самоустраняющихся неисправностей, срабатывает предупредительная звуковая сигнализация.

Сигнализация отключенного, включенного и аварийно отключенного состояния коммутационных аппаратов выполняется при помощи сигнальных ламп. Аварийное отключение коммутационных аппаратов (определяется по принципу несоответствия) сигнализируется миганием лампы положения «Отключено» данного коммутационного аппарата.

Сигнализация срабатывания отдельных ступеней защиты и функций автоматики микропроцессорных устройств РЗ осуществляется светодиодными индикаторами.

Центральная сигнализация КС-3 должна обеспечивать:

- постоянную готовность сигнализации к работе;
- автоматический контроль наличия оперативного тока;
- ручной контроль ее исправности;

- выдачу аварийного звукового сигнала без выдержки времени;
- выдачу предупредительного сигнала с выдержкой времени;
- фиксацию факта срабатывания сигнализации;
- ручной или автоматический съём звукового сигнала;
- возможность определения источника поступившего сигнала;
- повторность действия при последовательном поступлении нескольких сигналов;
- одновременный прием сразу нескольких сигналов;
- возможность передачи сигналов по каналам телемеханики.

Центральную сигнализацию КС-3 позволяет реализовать микропроцессорное устройство «Сириус-ЦС-220-RS».

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

9.1 Расчет капитальных вложений

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

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

$$K_{\Sigma} = (K_{обр} + K_{СМР} + K_{пр}) \cdot k_{инф}, \quad (153)$$

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

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

$K_{пр}$ - прочие затраты;

$k_{инф}$ - коэффициент инфляции, $k_{инф} = 2,1$ (на цены 2022г.) [22].

Рассчитаем сметную стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ.

Для ПС «КС – 3»:

$$K_{обр} = (113600 + 18330 + 62400 + 2808) \cdot 2,1 = 2.616 \cdot 10^6 \text{ тыс.руб.} \quad (154)$$

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

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обп}}{0,50} = \frac{2616000}{0,50} = 5232000 \text{ тыс.руб.} \quad (155)$$

Капиталовложения на строительно-монтажные работы:

$$K_{СТР} = 0,45K_{\Sigma} = 0,45 \cdot 5232000 = 2354000 \text{ тыс.руб.} \quad (156)$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{ПР} = 0,05K_{\Sigma} = 0,05 \cdot 5232000 = 261600 \text{ тыс.руб.} \quad (157)$$

9.2 Расчет эксплуатационных издержек

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

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

$$I = I_{РЭ} + I_{АМ}. \quad (158)$$

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

Экономическое содержание износа – потеря стоимости.

Выделяют следующие виды износа:

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

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

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

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

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

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

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (159)$$

где K – капиталовложения

$T_{сл}$ – срок службы оборудования ($T_{сл} = 20$ лет) [22].

$$I_{AM} = \frac{5232000}{20} = 261600 \text{ тыс.руб.} \quad (160)$$

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

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

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системы профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию

оборудования и передаточных устройств предприятий в надлежащем техническом состоянии.

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

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

$$I_{PЭ} = \alpha_{opэ} \cdot K, \quad (161)$$

где $\alpha_{opэ}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования ($\alpha_{opэ} = 0,015$) [22].

$$I_{PЭ} = 0,015 \cdot 5232000 = 78480 \quad (162)$$

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{cp.z} = p_n \cdot K + I, \quad (163)$$

где p_n – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений ($p_n = 0,1$);

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

$$Z_{cp.z} = 0,1 \cdot 5232000 + 78480 = 601700 \text{ тыс. руб.}$$

9.3 Оценка экономической эффективности

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности проекта является оценка выручки от реализации бакалаврской работы. Для проектирование такая оценка не представляет затруднений и определяется в зависимости от объемов продаж электроэнергии потребителю в год t по формуле:

$$O_{Pt} = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i, \quad (164)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия, МВт·ч;

$N=1$ – число потребителей (один населенный пункт);

T_i – одноставочный тариф для i -го потребителя (для Амурской области на 1 полугодие 2022 год) 2,49 руб/кВт·ч.

D_i – доля i -го ЭП в годовом потреблении, о.е.

Определяем суммарную электроэнергию, передаваемую ЭП:

$$W = \Sigma P_{cp.zod.} \cdot T_{\Gamma}, \quad (165)$$

где $\Sigma P_{cp.zod.}$ – среднегодовая потребленная электроэнергия;

T_{Γ} – число часов использования в году, ч.

$$W = 5200 \cdot 2300 = 33410 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

$$O_{Pt} = 334100 \cdot 2,49 \cdot 1 = 832000 \text{ тыс.руб.}$$

При этом срок окупаемости инвестиций в реконструкцию составит:

$$T_{ок} = \frac{K + I}{O_{ИП}} = \frac{(5232000 + 78480)}{832000} \approx 6,4 \text{ года} \quad (166)$$

Таким образом, средствами потребителей – проектирование окупит себя менее чем через 6 лет функционирования проектируемой сети.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

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

10.1 Безопасность

Охрана труда на ПС «КС-3».

ПС «КС-3» обслуживается оперативно-ремонтным персоналом, к которому относятся лица в возрасте не моложе 18 лет.

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

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

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

К организационным мероприятиям относятся:

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

К техническим мероприятиям относится:

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

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

Согласно норм комплектования защитными средствами для электроустановок, подстанция укомплектована средствами защиты.

Таблица 22– Защитные средства [9]

№	Наименование	Количество (шт.)
1	2	3
1	Заземлители напряжения 220 кВ	2
2	Указатели напряжения 10 кВ	2
3	Изолирующие штанги 220 кВ	1
4	Изолирующие штанги 10 кВ	1
5	Диэлектрические перчатки	2 (пары)
6	Диэлектрические боты	1 (пара)
7	Изолирующие подставки	14
8	Переносное заземление 220 кВ	1 (комплект)
9	Переносное заземление 10 кВ	2 (комплекта)
10	Временное ограждение	1 (комплект)

1	2	3
11	Переносные плакаты	15
12	Защитные очки	2
13	Защитные каски	4
14	Противогаз	2
15	Лестница	1

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

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

Техника безопасности при строительстве ВЛ.

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

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

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

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

10.2 Экологичность проекта

Согласно закону Российской Федерации «Об охране окружающей среды», «при размещении, проектирования, реконструкции в энергетике, при прокладке линий должны выполняться требования экологической безопасности и охраны здоровья населения. Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление до устранения недостатков, либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию, реконструкции вредных экологических объектов в соответствии с предписанием специально на то

уполномоченных государственных органов Российской Федерации в области охраны окружающей среды.

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

Вредное действие магнитного поля на живые организмы, и в первую очередь на человека, проявляется только при очень высоких напряжениях. В данном проекте отсутствуют линии СВН и УВН, а линии 10 и 0,4 кВ не оказывают негативного воздействия на человека.

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

Допустимые уровни шума на территории, непосредственно прилегающей к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек следует принять по таблицам [3].

Произведём расчёт минимального защитного расстояния от подстанции «КС-3» до селитебной зоны. Мощность трансформаторов на подстанции «КС-3» равна 10000 кВА. Эквивалентный уровень звука, для селитебной зоны взят для ночного времени суток с 23⁰⁰ до 7⁰⁰ – 45 дБА, как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука. Согласно [3] значение скорректированного уровня звуковой мощности одного трансформатора типа ТМН составляет 85 дБА. Так как на подстанции расположено два трансформатора, то необходимо определить скорректированный уровень звуковой мощности двух трансформаторов, пренебрегая расстоянием между

трансформаторами, так как расстояние между трансформаторами намного меньше расстояния до рассматриваемой территории.

Расчётная схема изображена на рисунке 13:

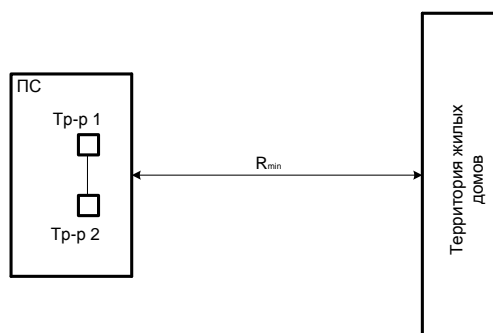


Рисунок 13 – Расположение подстанции вблизи жилых домов

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы [2]:

$$L_{WAS} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{WA}} \quad (167)$$

$$L_{WAS} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 85} = 88 \text{ дБА},$$

$$L_{WAS} = DY_{LA} + 10 \cdot \lg(S/S_0), \quad (168)$$

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

Отсюда [2]:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{WAS} - DY_{LA}}{10}}}{2\pi}} = \sqrt{\frac{10^{\frac{88-85}{10}}}{2\pi}} = 57 \text{ м}.$$

Минимальное расстояние от ПС «КС-3» до территории жилых домов составляет 57 м, а существующее расстояние от ПС «КС-3» до территории жилых домов составляет 500 м. Таким образом, получается, что защита жилых домов от шума выполняется. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

10.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к

тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара вводов электропроводки зданий и сооружений, на трансформаторах, масляных выключателях.

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

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

10.3.1 Тушение возгорания

Особенности развития пожаров трансформаторов зависят от места его возникновения. При коротком замыкании в результате воздействия электрической дуги на трансформаторное масло и разложения его на горючие газы могут происходить взрывы, которые приводят к разрушению трансформаторов и масляных выключателей и растеканию горящего масла. Пожары, где установлены трансформаторы, могут распространяться в помещении распределительного щита и кабельные каналы или туннели, а также создавать угрозу соседним установкам и трансформаторам.

При повреждении с возникновением возгорания электрооборудование должно быть незамедлительно отключено и заземлено со всех сторон. После снятия напряжения тушение возгорания можно производить любыми средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями, газовыми и порошковыми) [4].

Питание населённых пунктов реконструируемых в данном проекте, осуществляется от ПС «КС-3», на которой установлены масляные трансформаторы, и на которой может возникнуть пожароопасная ситуация.

Порядок тушения пожара на энергообъектах:

1) Первый, заметивший возгорание или при срабатывании телемеханики необходимо немедленно сообщить об этом в пожарную охрану, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Оперативно выездная бригада определяет место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара оперативно выездная бригада обязана проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами ОРУ и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может оперативно выездная бригада без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

5) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

6) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

7) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Тушение пожаров на электроустановках должно осуществляться с соблюдением обязательных условий:

- надежного заземления ручных стволов и насосов пожарных автомобилей;
- применения личным составом, участвующим в тушении, индивидуальных изолирующих электрзащитных средств;
- соблюдения минимальных безопасных расстояний от электроустановок под напряжением до пожарных, работающих со стволами или огнетушителями;
- применения эффективных огнетушащих веществ, способов и приемов их подачи.

Тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РСК-50 ($d_{\text{сн}} = 11,5$ мм) РС-50 ($d_{\text{сн}} = 13$ мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком). На рисунке 14 представлена принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара.

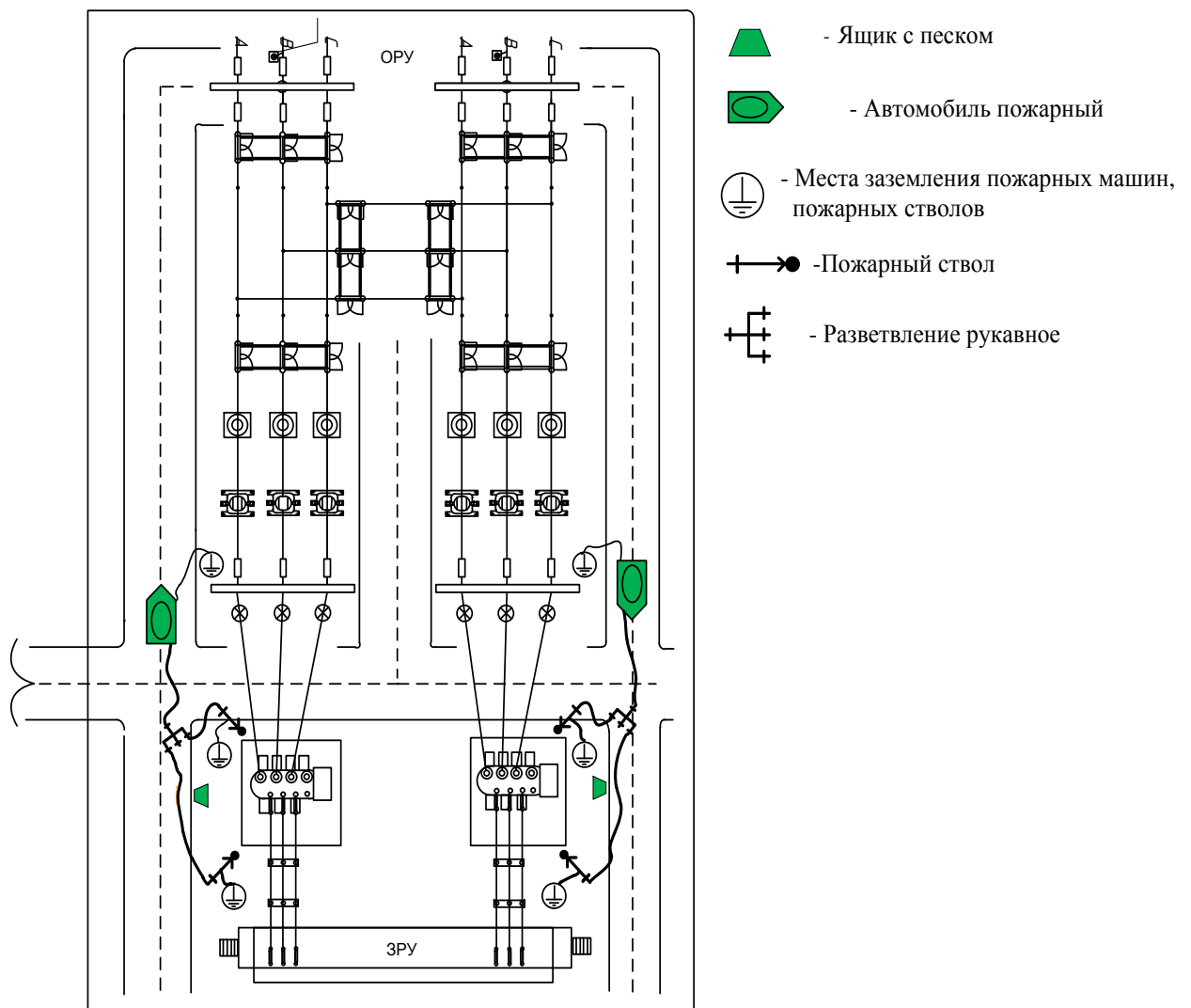


Рисунок 14 – Принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара трансформаторов

Подача любой пены ручными средствами при тушении электроустановок под напряжением категорически запрещается. Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 23 [5].

Таблица 23 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением [5]

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 70 с расходом 7,4 л/с	8,0	12,0	16,0	20,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Расстояние от насадок стволов до электрооборудования под напряжением определяют с учетом удельного сопротивления воды, равного 100 Ом/см. Сильно загрязненная и морская вода, по сравнению с водопроводной, имеет меньшее сопротивление, поэтому применять ее для тушения электроустановок под напряжением запрещается.

Тушение небольших пожаров и загораний на электроустановках под напряжением можно осуществлять с помощью ручных и передвижных огнетушителей согласно таблице 24.

Таблица 24 – Типы огнетушителей, применяемых для тушения электроустановок под напряжением [9]

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Тип персональных огнетушителей
до 0,4	не менее 1 м	хладоновые
до 1,0	не менее 1 м	порошковые
до 10,0	не менее 1 м	углекислотные

Ликвидация возгорания на ПС производится по оперативному плану. Во всех случаях возникновения или обнаружения возгорания необходимо оповестить окружающих людей о пожаре и о месте пожара любыми доступными средствами, например, голосом или ударами по металлу, и сообщить дежурному персоналу ПС и в пожарную часть.

При загорании кабелей, 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 или углекислотные-бромэтиловые огнетушители, а также распыленную воду. В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе спроектирована релейная защита и автоматика компрессорной станции КС – 3 напряжением 220/10 кВ в Якутии.

Для достижения поставленной цели осуществлены следующие задачи:

- дана характеристика компрессорной станции «КС-3»;
- рассчитаны электрические нагрузки компрессорной станции «КС-3»;
- выполнено проектирование ПС «КС-3»;
- разработана схема подключения к электрической сети ПС «КС-3»;
- произведены расчеты токов короткого замыкания на шинах 220 и 10 кВ; для выбора и проверки высоковольтного и низковольтного электрооборудования,
- произведен расчет молниезащиты вводимой ПС «КС-3» с расстановкой молниеотводов;
- защиты линии и шин выполнена на базе микропроцессорных терминалов фирмы АВВ. Произведен расчет уставок срабатывания, определены коэффициенты чувствительности и время срабатывания защит;
- выбраны защиты трансформаторов на ПС «КС- 3»: дифференциальная защита, максимально токовая защита, защита от внешних коротких замыканий, газовая защита, защита от перегрузки ;
- рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности на ОРУ 220 кВ.

Была произведена экономическая оценка эффективности и финансовой состоятельности инвестиций бакалаврской работы проектирование ПС «КС - 3» и проектирование релейной защиты и автоматики защит трансформатора и линии 220 кВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Булычев, А. В. Релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие / А. В. Булычев, В. К. Ванин, А. А. Наволочный, М. Г. Попов. — СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. — 211 с.
- 2 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А. Б. Булгаков; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск: Издательство Амур. гос. ун-та, 2020. – 90 с.
- 3 ГОСТ 12.2.024 – 87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Взамен ГОСТ 12.2.024—76; Введ. 01.01.89 – М.: Изд-во стандартов, 1990.
- 4 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».»
- 5 ГОСТ 12.1.019-79* ССБТ «Электробезопасность»
- 6 Гуревич В.А. Микропроцессорные реле защиты. Устройство, проблемы, перспективы: учебное пособие / В. А. Гуревич. — Москва: Инфра-Инженерия, 2011. — Р. 336 стр.
- 7 Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие / А. Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко — М.: Изд-во МЭИ, 2013.
- 8 Ермоленко В.М. Федосеев А.М. Релейная защита и противоаварийная автоматика: учебное пособие / В. М. Ермоленко, А. М. Федосеев. — М.: Изд-во МЭИ, 2015.
- 9 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003 г.
- 10 Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. М.: Изд-во МЭИ, 2017.
- 11 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2013. - 106 с.

- 12 Павлов, Г. М. «Автоматизация энергетических систем» : Учеб.пособие / Г. М. Павлов .— Ленинград : Изд-во Ленингр. ун-та, 2014 .— 237 с.
- 13 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.
- 14 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 15 «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». М.: НЦ ЭНАС., 2021г.
- 16 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. – М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.
- 17 Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. 2-е изд., испр. и доп. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.
- 18 Руководящие указания по релейной защите: Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500 кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 2014. – 88 с.
- 19 Савина. Н.В., Проценко. П.П., «Техника высоких напряжений». Благовещенск 2015. - 105 с.
- 20 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки.
- 21 СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.
- 22 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.
- 23 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.
- 24 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.