

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование электрической части подстанции Садовая
напряжением 110/6 кВ в городе Большой Камень Приморского края

Исполнитель

студент группы 242 об1

(подпись, дата)

Е.В. Румянцев

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113 с., 15 рисунков, 25 таблицы, 22 источника, 3 приложений.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА,
ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ, НАДЕЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ,
РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА
ТРАНСФОРМАТОРА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА

В данной выпускной квалификационной работе представлен план проектирования подстанции «Садовая» напряжением 110/6 кВ.

Цель работы – предложить варианты проектирования подстанции и подробно разработать наиболее оптимальный из них. В процессе реализации данной цели решается определенный ряд задач. Работе над окончательным планом проектирования предшествует технико-экономическое сравнение предложенных вариантов. Для выбора основного электрооборудования рассчитаны токи короткого замыкания.

Основными этапами работы также является описание и расчет релейной защиты и автоматики, расчет заземления и молниезащиты подстанции. Затем произведены оценка и расчет надежности проектируемой подстанции. Завершающим этапом работы является рассмотрение безопасности и экологичности подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Анализ исходных данных	10
1.1 Характеристика рассматриваемого района	10
2 Разработка вариантов проектирования	12
2.1 Технико-экономическое сравнение вариантов	15
3 Расчет токов короткого замыкания и рабочих токов	19
4 Выбор электрических аппаратов	23
4.1 Выбор силовых трансформаторов на ПС Садовая	23
4.2 Разработка однолинейной схемы ПС Садовая	25
4.3 Конструктивное исполнение ПС Садовая	26
4.4 Выбор комплектного распределительного устройства	26
4.5 Выбор выключателей	27
4.6 Выбор разъединителей	32
4.7 Выбор трансформаторов тока	33
4.8 Выбор трансформаторов напряжения	42
4.9 Выбор сборных шин и изоляторов	44
4.10 Выбор трансформатора собственных нужд	50
4.11 Выбор аккумуляторных батарей	51
4.12 Выбор и проверка ОПН	57
5 Релейная защита и автоматика	63
5.1 Релейная защита силового трансформатора	63
5.1.1 Дифференциальная защита трансформатора	65
5.1.2 Максимальная токовая защита	67
5.1.3 Защита от перегрузки	69
5.1.4 Газовая защита	69
5.2 Автоматика на ПС Садовая	71
6 Надежность подстанции	73
7 Безопасность и экологичность подстанции	77

7.1 Обеспечение безопасности	77
7.1.1 Определение параметров контура заземления	80
7.1.2 Расчет молниезащиты подстанции	86
7.1.3 Анализ грозоупорности ОРУ 220 кВ	88
7.1.4 Пожарная безопасность	93
7.2 Обеспечение экологичности	96
Заключение	99
Библиографический список	100
Приложение А Перечень установленного на подстанции оборудования	102
Приложение Б Расчет токов короткого замыкания	104
Приложение В Расчет надежности	108

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АБ – аккумуляторные батареи

ВКР – выпускная квалификационная работа

ВЛ – воздушная линия

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

КРУ - комплектное распределительное устройство

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

ОПН – ограничитель перенапряжения

ОПУ - общеподстанционный пункт управления

ОРУ – открытое распределительное устройство

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ПТЭ – правила технической эксплуатации

ПС – подстанция

РЗиА – релейная защита и автоматика

СН – собственные нужды

СТ – силовой трансформатор

ВВЕДЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа (ВКР) является заключительным этапом освоения студентом специальности и позволяет определить результат его обучения по данному направлению.

Данная работа включает в себя выполнение расчетов по всему спектру изученных дисциплин, в частности:

- обоснование и анализ предлагаемых инженерных решений.
- технико-экономическое сравнение вариантов;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор основного электрооборудования;
- расчет и выбор уставок релейной защиты и автоматики;
- комплекс расчетов по определению параметров грозозащиты и заземления;
- расчет и анализ надежности подстанции;
- организация технической и пожарной безопасности;

Темой данной выпускной работы является проектирование подстанции напряжением 110/6 кВ Садовая, которая расположена в г. Белый Камень, Приморского края.

Проектируемая ПС «Садовая» планируется для электроснабжения потребителей жилого микрорайона, строящегося для проживания сотрудников судостроительного комплекса «Звезда», промышленных и других потребителей г. Большой Камень Приморского края.

Подстанцию планируется выполнить в двух трансформаторном исполнении мощностью по 40 МВА каждый. Присоединение ПС «Садовая» к сети 110 кВ планируется выполнить по схеме «заход-выход» с образованием после проектирования ПС «Садовая» ЛЭП 110 кВ Береговая 1 – Садовая и Смоляниново тяг. – Садовая. Планируется расположить её удалённой от ПС «Береговая 1» на 12 км, от микрорайона «Садовый» на 1 км.

Целью работы является поиск и подробная разработка оптимального варианта проектирования подстанции «Садовая». В процессе работы над данной темой решается определенный ряд задач. Начальным этапом является разработка возможных вариантов исполнения ПС. Далее следует их технико-экономическое сравнение, необходимое для выбора наилучшего из предложенных вариантов. К основной части относится расчет токов короткого замыкания, а также номинальных рабочих токов, необходимых для дальнейшего выбора основного оборудования. К данному оборудованию относятся выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения нелинейные, шинные конструкции и изоляторы, ячейки КРУ. Необходимо произвести описание и расчет релейной защиты на подстанции. Важным пунктом является разработка заземления и молниезащиты на подстанции. После выполнения данных пунктов необходимо произвести оценку и расчет надежности работы оборудования.

Завершающей задачей является обеспечение безопасности и экологичности на подстанции, а именно: организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность при эксплуатации и выполнении различных работ, пожарная безопасность, охрана труда, а также защита окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом и элегазом.

Исходными данными к работе является план присоединение к сетям АО «ДРСК» объектов ТЭСЭР «Большой Камень» (жилые дома для сотрудников судостроительного комплекса «Звезда»).

Для выбора аппаратов и конструкций приведена климато-географическая характеристика района расположения подстанции.

Таким образом, решение поставленных в данной работе задач должно полностью отразить, а также закрепить полученные в ходе обучения знания и навыки, необходимые инженеру в его дальнейшей трудовой деятельности.

1 АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

1.1 Характеристика рассматриваемого района

При расчете ВЛ и их элементов должны учитываться климатические условия - ветровое давление, толщина стенки гололеда, температура воздуха, степень агрессивного воздействия окружающей среды, интенсивность грозовой деятельности, пляска проводов и тросов, вибрация.

В административном отношении ПС 110 кВ Садовая расположена на юго-западной окраине г. Большой Камень Приморского края.

Большой Камень находится на юге Приморского края на восточном берегу Уссурийского залива, в 20 километрах к востоку от Владивостока (110 километров по автомобильной трассе и 105,5 километров по железной дороге).

Умеренный климатический пояс. Муссонный дальневосточный климат. Средняя температура января: -25.8°C . Средняя температура июля: $+18.8^{\circ}\text{C}$.

- Среднегодовая температура воздуха — $5,3^{\circ}\text{C}$
- Средняя скорость ветра — $4,2\text{ м/с}$

Показатель	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.	Год
Средний максимум, $^{\circ}\text{C}$	-8,8	-4,9	2,0	11,3	17,6	22,3	25,1	25,5	20,4	12,8	2,6	-5,7	10,1
Средняя температура, $^{\circ}\text{C}$	-13,6	-9,8	-2,3	6,4	12,4	17,1	20,3	20,9	15,7	8,0	-1,7	-10,3	5,3
Средний минимум, $^{\circ}\text{C}$	-17,8	-14,6	-6,9	1,2	7,3	12,2	15,9	16,7	11,2	3,8	-5,2	-14,1	0,9

Рисунок 1 – Климат Большого Камня.

Сейсмичность района площадки ПС составляет 6 баллов.

Температуру воздуха

а) абсолютную максимальную

36°C

б) абсолютную минимальную	минус 48 °С
в) среднегодовую	5,3 °С
г) среднюю наиболее холодной пятидневки	минус 37.9 °С
д) среднюю наиболее холодных суток	минус 39 °С
е) зимнюю вентиляционную	минус 29.5 °С
ж) в 13 часов самого жаркого месяца	25.5 °С
з) при гололеде	минус 5 °С
и) среднюю из ежегодных абсолютных минимумов	минус 43 °С

2 Скорость ветра

а) возможная 1 раз в 25 лет с 10 минутным интервалом осреднения

на высоте 10 метров

(согласно ПУЭ 7 изд.) 32 м/с

б) возможная 1 раз в 5 лет с 10 минутным интервалом осреднения на

высоте 10 метров

(согласно СНиП 2.0107-85') 22 м/с

3 Толщина стенки гололеда

а) повторяемостью 1 раз в 25 лет плотностью 0,9 г/см³ на высоте 10

метров (согласно ПУЭ 7 изд.) 25 мм (IV р-н)

б) повторяемостью 1 раз в 5 лет плотностью 0,9 г/см³ на высоте 10

метров (согласно СНиП 2.01.07-85*) 15 мм (IV р-н)

В районе проектирования подстанции средняя годовая продолжительность гроз составляет от 40 до 60 часов.

Территория подстанции характеризуется, как район с умеренной пляской проводов.

Почвы в районе проектирования подстанции бурозёмно-оподзольные.

Участок территории реконструируемой подстанции не затрагивает водоохранные зоны водотоков и водоемов.

Грунтовые воды на участке работ в не обнаружены.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Так как ПС «Садовая» будет является важной транзитной подстанцией, то наиболее оптимальной схемой для РУ 110 кВ будет являться схема – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора. Она используется В РУ с двумя присоединениями, не допускающими даже кратковременную потерю напряжения на присоединении при плановом выводе выключателей из работы [1].

Достоинства данной схемы:

- при ревизии любого из выключателей, предусматривается дополнительная перемычка из двух разъединителей, что сохраняет в работе обе линии;
- возможность ревизий и опробование выключателей без перерыва работы;
- относительная простота схемы и низкая стоимость РУ.

Недостаток схемы заключается в том, что нормально один разъединитель перемычки отключен. Если этого не сделать, то при КЗ в любой линии отключаются обе линии. Для ревизии выключателя предварительно включают $QS3$, затем отключают $Q1$ и разъединители по обе стороны выключателя. В результате оба трансформатора и обе линии остались в работе. Если в этом режиме произойдет КЗ на одной линии, то отключится $Q2$, т. е. обе линии останутся без напряжения.

Для ревизии выключателя $Q3$ также предварительно включают перемычку, а затем отключают $Q3$. Этот режим имеет тот же недостаток: при КЗ на одной линии отключаются обе линии.

По конструктивному исполнению можно выделить следующие типы РУ:

- ОРУ (открытое распределительное устройство);
- ЗРУ (закрытое распределительное устройство);

Открытое распределительное устройство – распределительное устройство, оборудование которого располагается на открытом воздухе, где воздух служит основной изоляционной средой между элементами РУ. Все

элементы ОРУ размещаются на бетонных или металлических основаниях. Расстояния между элементами выбираются согласно ПУЭ [2].

Сборные шины ОРУ могут выполняться как в виде жёстких труб, так и в виде гибких проводов. Жёсткие трубы крепятся на стойках с помощью опорных изоляторов, а гибкие подвешиваются на порталы с помощью подвесных изоляторов.

Преимущества открытых распределительных устройств:

- ОРУ позволяют использовать сколь угодно большие электрические устройства, чем и обусловлено их применение практически на любых классах напряжения;

- Изготовление ОРУ не требует дополнительных затрат на строительство помещений;

- ОРУ удобнее ЗРУ в плане расширения и модернизации;

- Возможно визуальное наблюдение всех аппаратов ОРУ;

Недостатки:

- эксплуатация ОРУ затруднена в неблагоприятных климатических условиях, кроме того, окружающая среда сильнее воздействует на элементы ОРУ, что приводит к их раннему износу.

- ОРУ занимают намного больше места, чем ЗРУ.

Закрытые распределительные устройства как правило сооружаются на напряжении 6 – 35 кВ. Однако при ограниченной площади под РУ или при повышенной загрязненности атмосферы, а также в районах крайнего севера могут применяться ЗРУ на напряжения более высоких классов [3].

В некоторых случаях для ЗРУ используется то же оборудование, что и для ОРУ, но с размещением внутри закрытого помещения. Типичный класс напряжения: 35-110 кВ, реже 220 кВ. ЗРУ такого типа имеют мало преимуществ по сравнению с ОРУ, поэтому используются редко. Более практично применение для ЗРУ специального оборудования – КРУ.

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – распределительное устройство, собранное из типовых унифицированных блоков (ячеек) высокой

степени готовности, собранных в заводских условиях. На напряжении до 35 кВ ячейки изготавливают в виде шкафов, соединяемых боковыми стенками в общий ряд. В таких шкафах элементы с напряжением до 1 кВ (цепи учёта, релейной защиты, автоматики и управления) выполняют проводами в твердой изоляции, а элементы от 1 до 35 кВ – проводниками с воздушной изоляцией (шины с изоляторами).

Для напряжений выше 35 кВ воздушная изоляция не применима, поэтому элементы, находящиеся под высоким напряжением, помещают в герметичные камеры, заполненные элегазом. Ячейки с элегазовыми камерами имеют сложную конструкцию, внешне похожую на сеть трубопроводов. КРУ с элегазовой изоляцией сокращённо обозначают КРУЭ.

Комплектные распределительные устройства могут использоваться как для внутренней, так и для наружной установки (в этом случае их называют КРУН). КРУ широко применяются в тех случаях, где необходимо компактное размещение распределительного устройства. В частности, КРУ применяют на электрических станциях, городских подстанциях, для питания объектов нефтяной промышленности (нефтепроводы, буровые установки), в схемах энергопотребления судов [3].

Среди шкафов КРУ, отдельно выделяют камеры сборные одностороннего обслуживания (КСО). Одностороннее обслуживание позволяет ставить КСО непосредственно к стене или задними стенками друг к другу, что позволяет экономить место (важно в условиях высокой плотности застройки) [3].

При выборе того или иного конструктивного исполнения РУ необходимо четкое обоснование, так как от этого зависят, во-первых, капитальные затраты на закупку, монтаж и эксплуатацию распределительного устройства, а, во-вторых, надежность и долговечность работы данного оборудования.

Исходя из вышеизложенного можно предложить несколько вариантов выполнения РУ 110 кВ, из которых затем путем технико-экономического сравнения выбрать оптимальный:

- выполнить ОРУ 110 кВ, используя схему мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;

- выполнить высокую сторону подстанции в исполнение КРУЭ;

- выполнить ОРУ в виде двух ячеек блок линия-трансформатор с выключателем.

Распределительное устройство 6 кВ выполнить в виде КРУ.

2.1 Технико-экономическое сравнение вариантов

Каждый из предложенных вариантов обладает своим рядом преимуществ и недостатков, оценивать которые необходимо исходя из условий установки.

Выполнение распределительного устройства открытым гораздо упрощает работу и удешевляет её. Для климатической зоны, где будет проектироваться ПС «Садовая», исполнение открытым распределительное устройство приемлемо. Схема мостик с выключателем в цепях трансформаторов гораздо надёжнее схемы двух ячеек блок линия-трансформатор с выключателем.

Использование КРУЭ выгодно в суровых условиях севера ввиду высокой изоляции всего оборудования от воздействия внешних условий. Данное оборудование обладает высокой надёжностью, долговечностью и практически не требует обслуживания. Монтаж КРУЭ обходится дешевле, чем ОРУ ввиду высокой заводской готовности модулей. Но само оборудование стоит в разы дороже, чем на ОРУ. Общие затраты за весь срок службы также выше. Добавятся затраты на постройку здания под КРУЭ. По сравнению с предыдущим вариантом затраты будут очень велики и, скорее всего, такой вариант не окупится.

Для большей наглядности целесообразно произвести сравнение по капитальным вложениям, необходимым для проектирования. К сравнению принимаем вариант с постройкой КРУЭ и ОРУ по схеме мостик. Вариант с ОРУ по схеме блок линия трансформатор из сравнения исключается ввиду ненадёжности схемы.

Экономическим критерием, по которому будем сравнивать два варианта является минимум приведенных затрат, вычисляемых по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (1)$$

где E – норматив дисконтирования, принимаемый равным 0,1 1/год;

K – капитальные вложения, руб., необходимые для сооружения сети;

I – эксплуатационные издержки, руб./год.

Расчёт капиталовложений будем проводить по укрупненным стоимостным показателям. Цены на основное оборудование даны на 2000 год, поэтому необходимо учесть коэффициент инфляции, а также районный коэффициент.

Капитальные вложения, необходимые для проектирования РУ 110 кВ будут складываться из следующих показателей:

$$K_P = (K_{пост} + K_{пу}) \cdot K_{инф} \cdot K_{зон}, \quad (2)$$

где $K_{пост}$ – стоимость постоянной части затрат по ПС;

$K_{пу}$ – затраты на сооружение ОРУ.

Стоимость постоянной части затрат по ПС учитывает подготовку и благоустройство территории, ОПУ, устройство СН, систему оперативного постоянного тока, компрессорную, внутриплощадочные водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, наружное освещение, ограду и прочие элементы (табл. 7.29, [4]). Постоянная часть затрат принимается с учетом схемы электрических соединений и высшего напряжения ПС [4].

Показатели стоимости ОРУ 35–1150 кВ учитывают установленное оборудование (выключатель, разъединитель, ТТ и ТН, разрядники и ОПН); панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ и др., а также строительные и монтажные работы. Стоимость ячейки ОРУ 35–1150 кВ с тремя выключателями, а также закрытого РУ 6 кВ,

включая строительную часть здания, может быть принята по данным табл. 7.18, [4].

Затраты на отвод земли не учитываются, так как в укрупненных показателях даны затраты для подстанции в целом.

Издержки при проектировании подстанции будут определяться по формуле:

$$I = (\alpha_a + \alpha_p + \alpha_o) \cdot K_p, \quad (3)$$

где α_a – ежегодные отчисления на амортизацию, в о.е.;

α_p – ежегодные отчисления на ремонт, в о.е.;

α_o – ежегодные отчисления на обслуживание, в о.е.

В расчет включается стоимость новых ячеек ОРУ. Помимо этого, учитывается постоянная часть затрат, которую примем в процентах от показателей, заданных для проектирования. Коэффициент инфляции принимается равным 9,47 на первое полугодие 2016 по отношению к базисному 2000 году. Коэффициент зоны примем равным 1,3. Ежегодные отчисления на амортизацию примем равными 0,05 (табл. 6.1, [4]), на ремонт – 0,029 (табл. 6.1, [4]), на обслуживание – 0,02 (табл. 6.1, [4]).

Капитальные затраты на реконструкцию ОРУ составят, тыс.руб.:

$$K_{P(ОРУ)} = (36000 + 23500 \cdot 2 + 4,6 \cdot 2) \cdot 9,47 \cdot 1,3 = 1021926,26.$$

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание составят, тыс.руб/год:

$$I_{ОРУ} = (0,05 + 0,029 + 0,02) \cdot 1021926,26 = 101170,7.$$

Приведенные затраты составят, тыс.руб./год:

$$Z_{ОРУ} = 0,1 \cdot 1021926,26 + 101170,7 = 203363,326.$$

При установки КРУЭ учитываются те же самые показатели, что и для первого варианта. При этом стоит учесть, что постоянная часть затрат всё же

будет больше, чем для первого варианта в связи с большим объемом необходимых работ. Капитальные затраты на сооружение КРУЭ будут составлять, тыс. руб.:

$$K_{P(KPYЭ)} = (41000 + 24000 \cdot 2 + 4,6 \cdot 2) \cdot 9,47 \cdot 1,3 = 1095792,26.$$

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание составят, тыс.руб./год:

$$I_{KPYЭ} = (0,05 + 0,029 + 0,02) \cdot 1095792,26 = 305726,041.$$

Приведенные затраты для КРУЭ составят, тыс.руб./год:

$$Z_{KPYЭ} = 0,1 \cdot 1095792,26 + 305726,041 = 415305,267.$$

Как видно, вариант с установкой КРУЭ оказался заметно дороже, по сравнению со строительством ОРУ.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что первый из предложенных вариантов является наиболее оптимальным, дешевым и простым в плане реализации. Использование современного оборудования высокой степени заводской готовности позволит снизить затраты на установку и эксплуатацию в дальнейшем, повысит надежность РУ и подстанции в целом.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И РАБОЧИХ ТОКОВ

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования, а также уставок релейной защиты и автоматики.

При расчете токов КЗ вводят допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

Исходная схема сети для расчета токов короткого замыкания представлена на Рисунке 1.

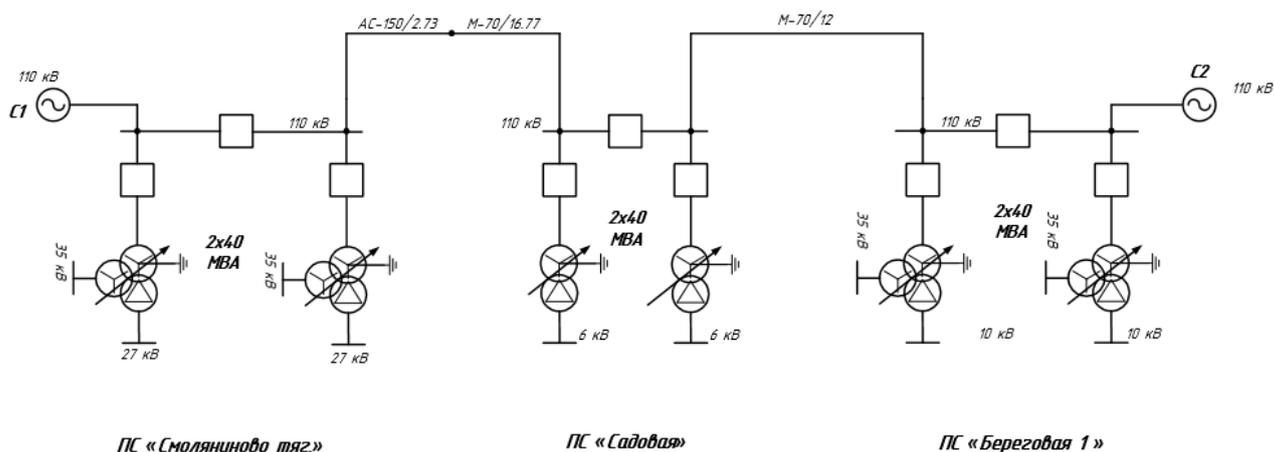


Рисунок 2 – Исходная схема

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить схему замещения, на которой должны быть указаны все сопротивления, необходимые для расчета.

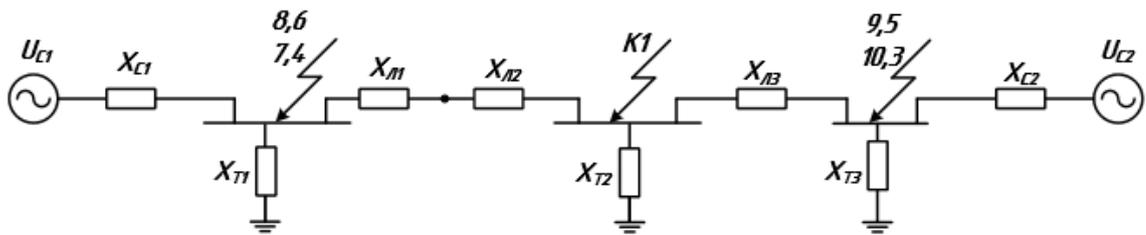


Рисунок 3 – Схема замещения участка сети

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, позволяющее значительно быстрее и проще получить приближенную схему замещения. При этом установлены средние номинальные напряжения: 750; 515; 340; 230; 154; 115; 37; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,4; 0,23 кВ. Считаем, что номинальные напряжения всех элементов (кроме реакторов) данной ступени одинаковы и равны U_{cp} . Коэффициент трансформации каждого трансформатора будет равен отношению тех ступеней, который он связывает.

Исходные данные взяты со схемы развития приморских электрических сетей на 2020 год. Так как схема имеет простую конфигурацию, расчет целесообразнее произвести в именованных единицах.

В качестве примера произведем расчет тока трехфазного КЗ на шинах 110 кВ подстанции (точка К1).

Определим параметры элементов схемы замещения со стороны ПС Смоляниново тяговая:

Сопротивление линий, Ом:

$$x_{Лс\text{мол}1} = X_{AC-150} \cdot l_{Лс\text{мол}1}, \quad (4)$$

$$x_{Лс\text{мол}2} = X_{M-70} \cdot l_{Лс\text{мол}2}, \quad (5)$$

$$x_{Лбк1} = X_{M-70} \cdot l_{Лбк1},$$

$$x_{Л\text{тын}} = 0,2046 \cdot 2,73 = 0,559,$$

$$x_{Лтын} = 0,2723 \cdot 16,77 = 4,566,$$

$$x_{Лтын} = 0,2723 \cdot 12 = 3,268.$$

Сопротивление системы, Ом:

$$x_{Ссмол} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.С.смол}}, \quad (6)$$

$$x_{Сбк1} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.С.бк1}}, \quad (7)$$

$$x_{Ссмол} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 8,6} = 7,385,$$

$$x_{Сбк1} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 9,5} = 6,685.$$

Для составления расчетной схемы замещения для данной точки сведем все присоединения, от которых идет подпитка точки КЗ к стороне 110 кВ, обозначив э.д.с. и сопротивления отдельных ветвей.

Расчетная схема замещения для точки К1 примет вид:

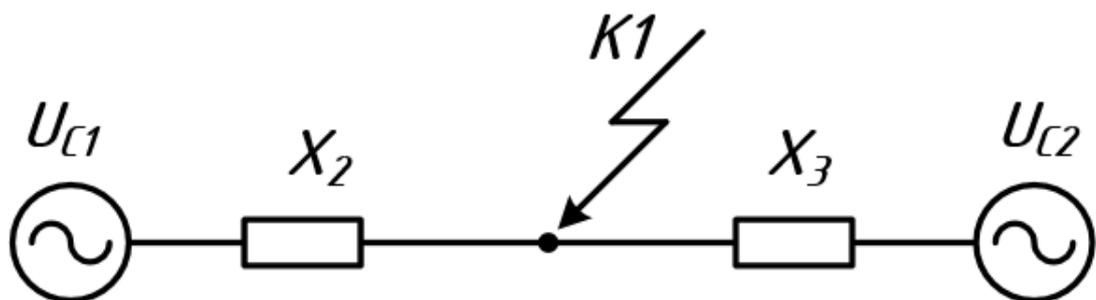


Рисунок 4 – Расчетная схема для точки К1

Ток трехфазного КЗ на шинах 110 кВ ПС Садовая будет равен:

$$x_{\Sigma} = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3}, \quad (8)$$

$$x_{\Sigma} = \frac{12,51 \cdot 9,953}{12,51 + 9,953} = 5,543 \text{ Ом.}$$

$$I_{\Pi,0}^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}}, \quad (9)$$

$$I_{\Pi,0}^{(3)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 5,543} = 11,458 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\Pi,0}^{(3)}, \quad (10)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 11,458 = 27,822 \text{ кА.}$$

Расчет для других видов КЗ, а также для других точек представлен в Приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 2.

Таблица 1 – Токи КЗ

Точка КЗ	КЗ трехфазное		КЗ однофазное
	$I_{\Pi,0}^{(3)}$, кА	$i_{y\partial}$, кА	$I_{\Pi,0}^{(1)}$, кА
К-1 (на шинах 110 кВ)	11,458	27,822	12,819
К-2 (на шинах 6 кВ)	0,161	0,312	-

4 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

4.1 Выбор силовых трансформаторов на ПС Садовая



Рисунок 5 – План проектирования ПС Садовая.

Исходя из плана проектирования, на ПС Садовая планируется установка двух трёхфазных трансформатора в двухобмоточном исполнении 110/6 кВ. Таким образом количество и мощность трансформаторов нам известна, нужно выбрать марку силового трансформатора.

Выбираем ТРДН-40000/110.

Трансформатор силовой масляный трехфазный двухобмоточный ТРДН-40000/110-У1 с регулированием напряжения под нагрузкой и системой охлаждения Д предназначен для работы в электрических сетях общего назначения 110 кВ. Трансформатор предназначен для преобразования электрической энергии переменного тока класса напряжения 110 кВ в электрическую энергию класса напряжения 6 или 10 кВ низшего напряжения. Трансформатор рассчитан на работу в районах с умеренным климатом на открытом воздухе. Условия эксплуатации: высота установки над уровнем моря - не более 1000 м; температура окружающего воздуха при эксплуатации в рабочем состоянии от минус 45 °С до плюс 40 °С.

Общий вид трансформатора тока ТРДН-40000/110 приведен на рисунке 6.



Рисунок 6 – Общий вид ТРДН-40000/110.

Основные параметры трансформатора ТРДН-40000/110 приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Основные параметры ТРДН-40000/110

Тип трансформатора, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, Вт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %	Габаритные размеры, мм длина x ширина x высота
		ВН	НН		холостого хода	короткого замыкания			
ТРДН-40000/110-У 1, УХЛ1 СТО 15352615-001-2007	40000	115	6,6 - 6,6; 11,0-11,0	Y _n /D-D-11-11	22,0	170,0	10,5	0,28	6500x4000x6000

Габаритные размеры ориентировочно приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Габаритные размеры ТРДН-40000/110

Наименование	Масса, кг
Масло, подлежащее доливке	4850
Транспортная с маслом	53400
Полная масса масла	17000
Полная масса	63200

4.2 Разработка однолинейной схемы ПС Садовая.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанций, так как он определяет состав элементов и связей между ними.

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций следует производить с учетом следующих факторов:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;

При выборе главной схемы электрических соединений следует соблюдать следующие основные требования:

- обеспечить наглядность и экономичность;
- обеспечить возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ;
- удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и т.д.

Т.к. подавляющее большинство потребителей имеет 2 категорию надежности, а ПС является проходной, выбираем схему мостик с

выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

4.3 Конструктивное исполнение ПС Садовая

РУ электрических ПС выполняются внутренней и наружной установки и соответственно называются закрытыми и открытыми. Закрытые РУ применяются на напряжениях 3-20 кВ, а также в частных случаях 35-500 кВ при ограниченности площадей под РУ, в случае повышенной загрязненности атмосферы и при особо тяжелых климатических условиях. Открытые – на напряжениях 35-1150 кВ.

Ввиду тяжелых климатических условий и близости моря, РУ выполняем с минимальным количеством открыто установленного оборудования. РУ 110 кВ ПС Садовая выполняем открытым, 6 кВ – закрытым. Изоляция на данной ПС должна быть выполнена усиленной, шинные конструкции подлежат обязательной окраске.

4.4 Выбор комплектных распределительных устройств

На низкую сторону выбираем закрытое распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ 59, предназначенное для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц и 60 Гц на напряжение 10(6) кВ.

Таблица 4 – Основные параметры ЗРУ серии КРУ СЭЩ-59

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10(6)
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12(7,2)
Номинальный ток главных цепей шкафа КРУ, А	630; 1250; 1600, 2500
Номинальный ток сборных шин	1000; 1600; 2000; 3150
Ток термической стойкости	20
Ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек КРУ	51
Виды линейных высоковольтных подсоединений КРУ	Шинные, кабельные, воздушные
Наличие в КРУ выкатных элементов	С выкатными элементами

Общий вид КРУ СЭЩ-59 представлен на рисунке 7.



Рисунок 7 – Общий вид КРУ СЭЩ-59

4.5 Выбор выключателей

Выключатели высокого напряжения могут быть выбраны элегазовые (от 6 до 750 кВ) и вакуумные (до 35 кВ).

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (11)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном} , \quad (12)$$

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

$I_{ном}$ – номинальный ток аппарата.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд} \quad (13)$$

где $i_{пр.скв}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата;

$i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания.

Для установки на ОРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель ВЭБ – УЭТМ - 110 завода «Уралэлектротяжмаш».

Выключатели серии ВЭБ предназначены для выполнения включений и отключений электрических цепей и шунтирующих реакторов при рабочих и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока с изолированной или заземленной нейтралью.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (14)$$

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

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс на 110 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом, время отключения определяется по формуле:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{с.в.}, \quad (15)$$

где Δt – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты, равная 0,3 с;

$t_{с.в.}$ – собственное время отключения выключателя, равное 0,04 с.

Рассчитаем значения по формулам 14-15:

$$t_{откл} = 0,3 + 0,04 = 0,34 \text{ с}$$

$$B_k = 5,544^2 \cdot (0,02 + 0,34) = 11,065 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить

номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном}, \quad (16)$$

где $\beta_{ном}$ – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя;

$$\beta_{ном} = 40 \%;$$

$I_{откл.ном}$ – номинальный ток отключения, кА;

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}.$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ по формуле 16:

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

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{раб.мах} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot 110}, \quad (17)$$

Максимальный рабочий ток по формуле 17:

$$I_{раб.мах} = \frac{46,3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,210 \text{ кА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-УЭТМ-110.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 210 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 12,606 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 11,065 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{н0} = 5,554 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 5,554 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} > I_{п0}$
$i_{а.ном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{ат} = 4,755 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

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



Рисунок 8 – Общий вид ВЭБ-УЭТМ-110

Для установки на КРУ 6 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000 ЗАО СЭЦ (согласно комплектации КРУ).

Проверку по термической и динамической устойчивости, возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ, проводят по формулам 13-16.

Максимальный рабочий ток по формуле 17:

$$I_{раб.маx} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1,419 \text{ кА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 6.

Таблица 6 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1419 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{пр.скв} = 52 \text{ кА}$	$i_{уд} = 17,308 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 27,174 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{n0} = 8,94 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{n0} = 8,94 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} > I_{n0}$
$i_{а.ном} = 14,14 \text{ кА}$	$i_{ат} = 4,651 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

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



Рисунок 9 – Общий вид ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000

4.6 Выбор разъединителей

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

Разъединители устанавливаем на высокой стороне. Выбираем разъединители горизонтально-поворотного типа РПД-УЭТМ-110 завода «Уралэлектротяжмаш» с тремя заземляющими ножами.

Расчёты для $I_{раб.мах}$ и B_k берём те, что приведены выше.

Общий вид разъединителя РПД-УЭТМ-110 приведен на рисунке 10.



Рисунок 10 – Общий вид РПД-УЭТМ-110

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя ВН представлено в таблице 7.

Таблица 7 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250$ А	$I_{раб.мах} = 243$ А	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{пр.скв} = 64$ кА	$i_{уд} = 12,606$ кА	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
Главные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 11,065 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 11,065 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

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

4.7 Выбор трансформаторов тока

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:

$$Z_{2ном} \geq Z_2, \quad (18)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{\sqrt{3} \cdot I_2}, \quad (19)$$

$S_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка ТТ;

I_2 – вторичный ток ТТ, равный 5 А.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2, \quad (20)$$

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

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (21)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{пр}} = R_{\text{пр}}$. Состав вторичной нагрузки ТТ ВН приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	4	4	4
ИТОГО		4	4	4

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие 21:

$$Z_{2\text{ном}} \geq \Sigma (Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{к}}), \quad (22)$$

На стороне ВН применим трансформаторы тока типа ТВГ-УЭТМ-110, встроенные в выключатели ВЭБ-УЭТМ-110. Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле 55:

$$Z_{\text{нагр}} = \Sigma Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{к}}, \quad (23)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 2,31 \text{ Ом}$$

Сопротивление проводов определяется по формуле 56:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - \Sigma R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}, \quad (24)$$

где $R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов;

$Z_{2\text{ном}}$ – допустимое сопротивление нагрузки на ТТ;

$\Sigma R_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление приборов, подключенных к ТТ на стороне ВН, определяется по формуле 58.

$$\Sigma R_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (25)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Рассчитаем по формуле 58:

$$\Sigma R_{\text{приб}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,16 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\kappa} = 0,05 \text{ Ом}$.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет (по формуле 24):

$$R_{\text{пр}} = 2,31 - 0,16 - 0,05 = 2,1 \text{ Ом}$$

Сечение провода определяется по формуле 26:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{пр}}}, \quad (26)$$

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

$\rho = 0,0283$ – удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	$l, \text{ м}$
110	60
6	7

Сечение провода определим по формуле 26:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{2,1} = 0,81 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 .

$$R_{np} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно (по условию 23):

$$Z_{нагр} = 0,16 + 0,43 + 0,05 = 0,64 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 10.

Таблица 10 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 243 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$Z_{2ном} = 2,31 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,64 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 12,606 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 11,065 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

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

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ 10 (согласно комплектации КРУ). Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 11. Общий вид трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ 10 приведен на рисунке 11.



Рисунок 11 – Общий вид ТОЛ-СЭЩ 10

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Ячейка вводного выключателя				
Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Амперметр	СА3020	4	0	0
Ваттметр	СР3020	0	5	0
Варметр	СР3020	0	0	5
ИТОГО		4,2	5	5
Ячейка линейного выключателя				
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Амперметр	СА3020	4	0	0
ИТОГО		4,2	0	0
Ячейка секционного выключателя				
Амперметр	СА3020	0	0	4
ИТОГО		0	0	4

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Ячейка ТСН				
Счетчик АЭ	СЭТ- 4ТМ.03М	0	0,1	0
Амперметр	СА3020	0	4	0
ИТОГО		0	4,1	0

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично проверке трансформатора тока на стороне ВН.

Для вводного выключателя:

$$Z_{2ном} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 0,46 \text{ Ом};$$

$$\Sigma R_{приб} = \frac{5}{5^2} = 0,2 \text{ Ом};$$

$$R_{пр} = 0,46 - 0,2 - 0,1 = 0,16 \text{ Ом};$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,16} = 0,7075 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм².

$$R_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 4}{4} = 0,0283 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_{нагр} = 0,2 + 0,03 + 0,1 = 0,33 \text{ Ом}$$

Для линейного выключателя:

$$Z_{2ном} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 0,46 \text{ Ом};$$

$$\Sigma R_{приб} = \frac{4,2}{5^2} = 0,168 \text{ Ом};$$

$$R_{np} = 0,46 - 0,168 - 0,05 = 0,242 \text{ Ом};$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 4 \cdot 2}{0,242} = 0,94 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм².

$$R_{np} = \frac{0,0283 \cdot 4 \cdot 2}{4} = 0,06 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_{нагр} = 0,168 + 0,06 + 0,05 = 0,278 \text{ Ом}$$

Для секционного выключателя:

$$Z_{2ном} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 0,46 \text{ Ом};$$

$$\Sigma R_{приб} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом};$$

$$R_{np} = 0,46 - 0,16 - 0,05 = 0,25 \text{ Ом};$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 4 \cdot 2}{0,25} = 0,91 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм².

$$R_{np} = \frac{0,0283 \cdot 4 \cdot 2}{4} = 0,06 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_{нагр} = 0,16 + 0,06 + 0,05 = 0,27 \text{ Ом}$$

Для ячейки ТСН:

$$Z_{2ном} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 0,46 \text{ Ом};$$

$$\Sigma R_{проб} = \frac{4,1}{5^2} = 0,164 \text{ Ом};$$

$$R_{пр} = 0,46 - 0,164 - 0,05 = 0,246 \text{ Ом};$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 4 \cdot 2}{0,246} = 0,92 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм².

$$R_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 4 \cdot 2}{4} = 0,06 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_{нагр} = 0,164 + 0,06 + 0,05 = 0,274 \text{ Ом}$$

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

Таблица 12 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Вводной выключатель		
Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 215 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,33 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 62,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 17,3 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 27,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
Линейный выключатель		
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 75 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 53,75 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,278 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 20 \text{ кА}$	$i_{уд} = 17,3 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 27,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Секционный выключатель		
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 107,5 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,27 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} = 17,3 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 27,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Ячейка ТСН		
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 50 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 7,76 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,38 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 7,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

4.8 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

При выборе трансформаторов напряжения должно соблюдаться условие 27:

$$S_{2\text{расч}} \leq S_{2\text{ном}} , \quad (27)$$

где $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

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.

Для однофазных трансформаторов, соединенных по схеме открытого треугольника, в качестве номинальной берется удвоенная мощность одного трансформатора.

Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 13.

Таблица 13 – 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	$S_{2ном} \geq S_{2расч}$

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

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения ЗНГ-110 завода «Уралэлектротяжмаш».

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор		Тип	S, В·А
1	Вольтметр	СВ3020	4
2	Вольтметр трехфазный	СВ3021	4

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{2расч} = 4 + 4 = 8 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 15.

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2ном} = 2000 \text{ ВА}$	$S_{2расч} = 8 \text{ ВА}$	$S_{2расч} \leq S_{2ном}$

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

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения в соответствии с комплектацией КРУ – НАЛИ-СЭЩ-10.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор		Тип	S, В·А
1	Вольтметр	СВ3020	4
2	Вольтметр трехфазный	СВ3021	4
3	Счетчик АЭ	Меркурий 234 ARTM	0,1
4	Счетчик РЭ	Меркурий 234 ARTM	0,1

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{2\text{расч}} = 4 + 4 + 0,1 + 0,1 = 8,2 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 17.

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{2\text{ном}} = 30 \text{ ВА}$	$S_{2\text{расч}} = 8,2 \text{ ВА}$	$S_{2\text{расч}} \leq S_{2\text{ном}}$

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

4.9 Выбор сборных шин и изоляторов

В распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше обычно применяется гибкая ошиновка, выполненная сталеалюминиевыми проводами марки АС или проводами трубчатого сечения. Гибкие провода применяются также для соединения силовых трансформаторов с ОРУ. В данном варианте реконструкции гибкая ошиновка используется только на стороне 110 кВ.

Выбор сечения шин производится по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дон}}, \quad (28)$$

На ОРУ 110 кВ будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминевыми проводами марки АС-300/39. Выполним проверку по допустимому току:

$$294 \leq 710 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \leq q, \quad (29)$$

где C – коэффициент, зависящий от материала провода; для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{11,065}}{90} = 36,96 \text{ мм}^2,$$

$$36,96 \leq 300 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при $I_{\text{п0}}^{(3)} \geq 20$ кА. В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 11,458 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится.

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля:

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

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (31)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Стоит учесть, что при горизонтальном расположении фаз напряженность на среднем проводе примерно на 7 %.

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (32)$$

Итак, для провода марки АС-300 критическая напряженность электрического поля будет равна:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,63 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,2 \cdot \lg \frac{500}{1,2}} = 12,4 \text{ кВ/см.}$$

Проверим согласно условию (32):

$$1,07 \cdot 12,4 \leq 0,9 \cdot 31,63,$$

$$13,27 \leq 28,47.$$

Условие выполняется, а значит коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-300/39 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 110 кВ.

На низкой стороне устанавливаем жесткую ошиновку:

$$I_{max} = 215 \text{ А};$$

Выбираем алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения марки АД31Т:

$$d = 40 \times 4 \text{ мм}; S = 160 \text{ мм}^2; I_{дон} = 480 \text{ А}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q \quad (33)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{27,174}}{82} = 63,57 \text{ мм}^2,$$

где $C = 82$ – для АД31Т;

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шин будет превышать 200 Гц:

$$l_f = \sqrt{\frac{173,2}{f} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}}, \quad (34)$$

где J – момент инерции шины, см^4 ;

q – поперечное сечение шины, см^2 .

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (35)$$

$$J = \frac{0,4 \cdot 4^3}{12} = 2,13 \text{ см}^4.$$

$$l_f = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{2,13}{1,6}}} = 1 \text{ м}$$

Следовательно, длина пролета должна быть менее 1 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\delta}^2}{a}, \quad (36)$$

где $i_{y\delta}$ – ударный ток на шине, А;

a – расстояние между фазами, м.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{17308^2}{0,8} = 64,86 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ($\sigma_{дон}$, для материала шины АДЗ1Т = 89 МПа), определим это напряжение:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l_{np}^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (37)$$

где l_{np} – длина пролета между опорными изоляторами;

W_{ϕ} – момент сопротивления шины, который определяется:

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (38)$$

$$W_{\phi} = \frac{0,4 \cdot 4^2}{6} = 1,067 \text{ см}^3.$$

$$\sigma_{расч} = \frac{64,86 \cdot 0,8^2}{10 \cdot 1,067} = 3,9 \text{ МПа.}$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{дон} = 89$ МПа, можно сказать, что шины механически прочны.

В КРУ 6 кВ используется жесткая ошиновка, проходящая между стенками отдельных ячеек. Необходимо лишь выполнить проверку номинальных параметров шин по основным условиям:

- по максимальному длительно допустимому току;
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости;

Для удобства сведем в таблицу расчетные и каталожные данные.

Сопоставление данных для КРУ 6 кВ представлено в таблицах 41.

Таблица 17 – Каталожные и расчетные данные шин в КРУ-СЭЩ-59.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 215 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 0,312 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 27,174 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$

Вся устанавливаемая в КРУ жесткая ошиновка прошла проверку.

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 (39-40) при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (39)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}, \quad (40)$$

Для КРУ 6 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н) по формуле 40:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 12000 = 7500 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 215 \text{ мм}$.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{17308^2}{0,8} \cdot 0,8 \cdot 10^{-7} = 51,8 \text{ Н};$$

Проверка: $F_{расч} \leq F_{дон}$

Общий вид опорного изолятора ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 приведен на рисунке 12.

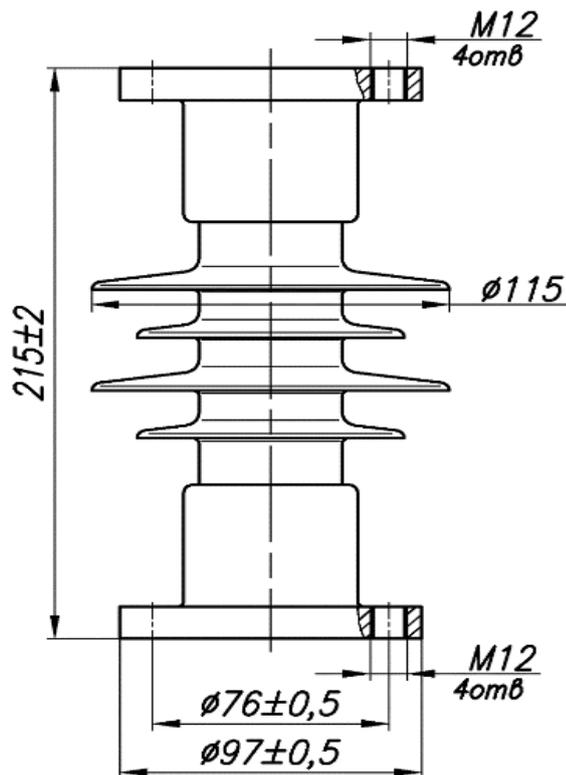


Рисунок 12 – Общий вид опорного изолятора ОСК 12,5-10-2 УХЛ1

Таким образом, ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

4.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд.

Таблица 18 – Определение нагрузок собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos \varphi$	Нагрузка	
	кВт×п	Всего		$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВар
Охлаждение ТРДН-40000/110	5.5×8	44	0,85	44	27,27
Подогрев ВЭБ - 110	6,41×2	12,82	1	12,82	
Подогрев КРУ 6 кВ	10	10	1	10	
Освещение	10	10	1	10	
Насосная	50	50	0,85	50	31
Вентиляция	15	15	0,85	15	9,3
Итого				141,82	67,57

Расчетную нагрузку определяем по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (41)$$

где k_c – коэффициент спроса, равный 0,8.

Расчетная нагрузка составляет:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{141,82^2 + 67,57^2} = 125,68 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке два трансформатора ТСЗ 160/6/0,4.

4.11 Выбор аккумуляторных батарей

На электростанциях и подстанциях необходима установка постоянного тока с аккумуляторными батареями для питания цепей управления, сигнализации, автоматики, аварийного освещения, а также для электроснабжения наиболее ответственных механизмов собственных нужд, которые обеспечивают сохранение оборудования в работоспособном состоянии (маслонасосы смазки, уплотнений вала, систем регулирования турбогенераторов).

Всех потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи, можно разделить на три следующие группы:

Постоянно включенная нагрузка;

Временная нагрузка;

Кратковременная нагрузка.

Наибольшее применение на электростанциях и подстанциях получили батареи из свинцово – кислотных аккумуляторов с положительными поверхностными и отрицательными коробчатыми пластинами типа СК. Такие батареи имеют большой срок службы и устойчивы в работе. В качестве электролита применяется обычный раствор серной кислоты плотностью 1,2 при температуре 25°C . При приготовлении электролита используется концентрированная, отвечающая специальным требованиям серная кислота и дистиллированная вода.

Аккумуляторы типа СК (стационарные для кратковременного разряда) выпускаются в 46 типовых исполнениях от СК – 1 до СК – 48. Аккумуляторы типа СК – 1 имеют следующие характеристики: Разрядные токи и емкости других аккумуляторов определяются умножением соответствующего значения для СК – 1 на типовой номер. Например: аккумулятор СК – 14 имеет разрядный ток получасового разряда $14 \cdot 18,5 = 259$ А. Установившееся напряжение полностью заряженного аккумулятора СК при разомкнутой цепи равно 2,15 В.

Аккумулятор типа СН выпускается в закрытом исполнении, в стеклянных сосудах, заливочные отверстия закрыты вентиляционными пробками, что значительно уменьшает унос электролита. В этом аккумуляторе применяются намазные пластины, собранные в плотные блоки.

Намазанная пластина имеет каркас из сплава свинца с сурьмой, на который накладывается масса из окислов свинца и свинцового порошка, смешанного с разведенной кислотой.

После формирования на положительной пластине образуется перекись свинца, на отрицательной пластине образуется чистый свинец. Чтобы исключить замыкание, между пластинами проложены сепараторы из стекловолокна, перфорированного винипласта и мипора. Сосуд заливается электролитом - раствором серной кислоты плотностью 1,22 при температуре + 25 °С. Установившееся напряжение плотностью заряженного аккумулятора при разомкнутой цепи должно быть не ниже 2,06 В.

Аккумуляторы СН выпускаются четырнадцать типоразмеров: 0,5; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 12; 14; 16; 18; 20. Аккумулятор СН – 1 имеет следующие характеристики:

Таблица 19 – Параметры аккумуляторов СН –1

Режим разряда, ч	10	3	1	0,5	0,25
Разрядный ток, А	4	10	20	30	40
Номинальная	40	30	20	15	10

Аккумуляторы СН имеют меньшие размеры, чем СК; они поставляются в собранном виде, что облегчает их установку. Разрядные характеристики аккумуляторов СН лучше, чем СК, благодаря меньшей толщине пластин и большей их пористости. Емкость аккумуляторов СН – 20 при часовом разряде $20 \cdot 20 = 400 \text{ А} \cdot \text{ч}$. Такая емкость не может обеспечить аварийную нагрузку на электростанциях, поэтому аккумуляторы СН применяются на подстанциях. Достоинством аккумуляторов типа СН является также значительно меньшее выделение паров серной кислоты в процессе работы, поэтому они могут устанавливаться в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Как было сказано выше, пластины аккумуляторов подвергаются формированию, то есть электрохимическому процессу, в результате которого образуется активная масса положительной и отрицательной пластин. Формирование пластин в аккумуляторах СК производится в два этапа: на

заводе обрабатывается положительная пластина до получения на ней губчатого свинца, затем на месте установки через собранную батарею пропускают зарядный ток в течение 50 – 60 часов, при этом на положительной пластине образуется перекись свинца PbO_2 , на отрицательной пластине губчатый свинец Pb .

Аккумуляторы типа СН приходят с завода в собранном виде, и формируется на месте установки после заливки их электролитом.

Для этого через батарею пропускают небольшой разрядный ток в течение 55 ч. После формирования цвет активной массы становится однородным, а структура – пористой.

При расчете аккумуляторных нагрузок используется алгоритм:

Для данной подстанции применяем одну аккумуляторную батарею с элементным коммутатором с подзарядом основных и дополнительных элементов.

Число основных элементов в батарее

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

Общее число элементов:

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

Количество добавочных элементов

$$n_{доб} = 125 - 108 = 17.$$

Типовой номер определяем по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} = 18,732;$$

$$j = 25 \frac{A}{N}$$

Таблица 20 – Подсчет нагрузок батареи

Вид потребителя	Количество электроприемников	Параметры электроприемников				Расчетные нагрузки, А		
		Номинальная мощность, кВт	Номинальный ток,	Расчетный ток длительного	Пусковой ток, А	Аварийный режим до 30 мин	Толчок тока в	Наибольший толчковый ток
Постоянная нагрузка	-	-	-	20	-	20	20	20
Аварийное освещение	-	-	-	110	-	110	-	110
Приводы выключателей:								
Электромагнитный	24	-	18	-	-	-	43	-
	7	-	28	-	-	-	2	196
	9	-	10	-	-	-	-	90
Преобразовательные агрегаты оперативной связи	1	7,2	3,8	30	100	30	100	30
Расчетные величины	-	-	-	-	-	160	55	446
							2	

Проверка по максимальному толчковому току (принимаем СН-20):

$$46N \geq I_{m.max};$$

$$46 \cdot 20 = 920 > I_{m.max} = 446 A$$

следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером

$$N \geq \frac{446}{46} = 9,696$$

Окончательно принимаем СН – 20.

Проверяем отклонение напряжения при толчковом токе:

$$I_{p(N=1)} = \frac{I_{m.max}}{N} = \frac{552}{20} = 27,6.$$

По кривой определяем напряжение на аккумуляторе равным 85%. Если принять потерю напряжения равным 5%, то напряжение на приводах будет 80%. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80 – 110%, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Подзарядное устройство:

$$I_{nz} \geq 0,15N + I_n = 0,15 \cdot 20 + 60 = 63A;$$

$$U_{nz} = 2,2n_o = 2,2 \cdot 108 = 237,6 B$$

Выбираем подзарядное устройство ВА3П – 380/260-40/80.

$$\text{Ток подзаряда добавочных элементов } I_{nz.доб} = 0,05 \cdot 18 = 0,9A$$

$$\text{Напряжение } U_{nz.доб} = 2,2 \cdot 18 = 39,6 B$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3, которое поставляется комплектно с панелью автоматического регулирования напряжения типа ПЭХ 9045-00А2.

Зарядное устройство:

$$I_z \geq 5N + I_n = 5 \cdot 20 + 60 = 160A;$$

$$U_z = 2,75n = 2,75 \cdot 125 = 343,75 B;$$

Выбираем зарядный агрегат из генератора постоянного тока П – 91:

$P_{ном} = 48 \text{ кВт}$; $U_{ном} = 270/360 \text{ В}$; $I_{ном} = 160 \text{ А}$ и асинхронного электродвигателя типа А2-82-4, $P_{ном} = 55 \text{ кВт}$.

4.12 Выбор и проверка ОПН

Ограничители перенапряжения (ОПН) относятся к высоковольтным аппаратам, предназначенным для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбор ОПН производится в два этапа:

- 1) предварительный выбор;
- 2) после изучения влияющих факторов, окончательный выбор.

Главным обстоятельством, определяющим безаварийную работу ограничителей, является длительное допустимое рабочее напряжение на аппарате.

Также, одним из основных параметров, определяющих электрические характеристики ОПН, является величина импульсного (разрядного) тока I_p , допустимого через варисторы. При значениях тока больше допустимого I_p для выбранных варисторов может произойти их перекрытие по боковой поверхности, что недопустимо.

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

- 1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с.}}{\sqrt{3}}, \quad (42)$$

- 2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p.}}{K_B}, \quad (43)$$

где K_B – коэффициент зависимости от времени τ (ГОСТ Р 53735.5).

- 3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_k \leq I_{разр}, \quad (44)$$

где
$$I_K = \frac{U - U_{OCT}}{Z_B};$$

U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

U_{OCT} – остающееся напряжение на ОПН;

Z_B – волновое сопротивление провода относительно земли.

Определим энергию, поглощаемую ОПН 110 кВ:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{(U_{max} - U_{ocm})}{Z_B} \right) \cdot U_{ocm} \cdot 2T \cdot n, \quad (45)$$

где U_{max} – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

U_{ocm} – остающееся напряжение на ограничителе, кВ[];

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом[];

T – время распространения волны, мкс;

n – количество последовательных токовых импульсов.

$$T = \frac{L}{V}, \quad (46)$$

где L – длина линии, км;

V – скорость распространения волны.

$$U_{max} = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (47)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте её возникновения, кВ;

k – коэффициент полярности, равный $0,2 \cdot 10^{-3}$ [];

l – длина защищенного подхода питающей линии.

$$U_0 = U_{50\% \text{ разр}}, \quad (48)$$

где $U_{50\% \text{ разр}}$ – 50 % разрядное напряжение изоляции при стандартном

грозовом импульсе, кВ;

Энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (49)$$

По зависимости \mathcal{E}^* от отношения $\frac{U_{ост}}{U_{ном}}$ (обозначают K_B или T)

определяют класс энергоемкости ОПН.

Для ОПН 110 кВ:

$$U_{max} = \frac{352}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 352} = 308,6 \text{ кВ}$$

$$T = \frac{2}{300000} = 6,67 \text{ мкс}$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{(308 - 232)}{506} \right) \cdot 232 \cdot 2 \cdot 6,67 \cdot 1 = 464,8 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{464,8}{110} = 4,22 \text{ кДж/кВ}$$

Выбираем ОПН с классом энергоемкости 4.

Энергию, поглощаемая ОПН 3-35 кВ:

$$W = 0,5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0,82 \cdot U_{н.р})^2 - (1,77 \cdot U_{н.д})^2], \quad (50)$$

где C – емкость кабеля или конденсаторной батареи, Ф;

K_n – кратность ПН, равная 4;

$U_{н.р}$ – наибольшее рабочее напряжение сети или оборудования, кВ;

$U_{н.д}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН, кВ.

Для ОПН 6 кВ:

$$W = 0,5 \cdot 0,00076 \cdot [(4 \cdot 0,82 \cdot 11)^2 - (1,77 \cdot 12)^2] = 0,32 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{0,32}{10} = 0,032 \text{ кДж/кВ}$$

Выбираем ОПН с классом энергоемкости 1.

Осуществляем предварительный выбор, на стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-РК-110/56-10-680 УХЛ 1, выпускаемые компанией «Таврида Электрик», с классом напряжения 110 кВ, наружной установки.

Основные характеристики ОПН представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Основные характеристики ОПН на стороне 110 кВ.

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее	73
Остающееся напряжение при коммут. токе	181
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	680
Полная энергоемкость W_c , кДж	540,2
Длина пути утечки внешней изоляции, см	315

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-КР/TEL-6/6,9 УХЛ 2 с классом напряжения 6 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Основные характеристики ОПН на стороне 6 кВ.

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	6
Наибольшее длительно допустимое рабочее	6,9
Остающееся напряжение при коммут. токе	17,0
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	250
Полная энергоемкость W_c , кДж	36
Длина пути утечки внешней изоляции, см	14,3

Произведем проверку выбранных ОПН (предварительный выбор).

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

Для ОПН 110 кВ:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} \rightarrow 73 \geq 66,7 \text{ кВ}$$

Для ОПН 6 кВ:

$$U_{про} \geq 1,05 \cdot \frac{6}{\sqrt{3}} \rightarrow 12 \geq 3,7 \text{ кВ}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

Для ОПН 110 кВ:

$$73 \leq \frac{100}{1,3} \rightarrow 73 \leq 76,92 \text{ кВ}$$

Для ОПН 6 кВ:

$$12 \leq \frac{15}{1,23} \rightarrow 12 \leq 12,2 \text{ кВ}$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

Для ОПН 110 кВ:

$$I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}, \quad (51)$$

$$I_K = \frac{308 - 232}{506} = 0,15 \text{ кА}$$

$$0,15 \leq 10 \text{ кА}$$

Для ОПН 6 кВ:

$$I_K = \frac{80 - 17,6}{10} = 6,24 \text{ кА}$$

$$6,24 \leq 10 \text{ кА}$$

ОПН для 110 и 6 кВ проходят предварительную проверку.

Далее осуществляется окончательный выбор, чтобы убедиться в надежности выбранных ОПН.

Окончательный выбор ОПН производится с учетом требований ПУЭ, ПТЭ, руководящих указаний по защите от перенапряжений, а также неэлектрических воздействий. К последним весьма условно можно отнести:

- взрывобезопасность, длину пути утечки внешней изоляции ОПН, механические воздействия, климатическое исполнение и категорию размещения, температуру окружающей среды, а также вибрации, допустимый уровень частичных разрядов.

Для сетей до 110 кВ наиболее опасными являются грозовые перенапряжения, поэтому проверку характеристик по квазистационарным перенапряжениям проводит не обязательно.

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

$$W_{уд} \cdot U_{нд} \geq W_c, \quad (52)$$

Для ОПН 110 кВ с 4 классом энергоемкости:

$$5,8 \cdot 100 \geq 464,8 \text{ кДж} \rightarrow 580 \geq 464,8 \text{ кДж}$$

Для ОПН 6 кВ с 1 классом энергоемкости:

$$1,1 \cdot 15 \geq 0,32 \text{ кДж} \rightarrow 16,5 \geq 0,32 \text{ кДж}$$

2) Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям:

$$A_{зр110} = \frac{U_{исп} - U_{ост.зр}}{U_{исп}} = \frac{308 - 232}{308} = 0,27 \geq 0,25 - \text{ для ОПН 110 кВ}$$

$$A_{зр6} = \frac{U_{исп} - U_{ост.зр}}{U_{исп}} = \frac{80 - 17}{80} = 0,78 \geq 0,25 - \text{ для ОПН 6 кВ}$$

3) Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн110} = \frac{U_{дон} - U_{ост.к}}{U_{дон}} = \frac{280 - 232}{280} = 0,17 \geq 0,15 - \text{ для ОПН 110 кВ}$$

$$A_{вн6} = \frac{U_{дон} - U_{ост.к}}{U_{дон}} = \frac{46 - 17}{36} = 0,81 \geq 0,15 - \text{ для ОПН 6 кВ}$$

4) Ток короткого замыкания сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН.

$$I_{кз} \leq I_{вз.без.}, \quad (53)$$

$$11,457 \leq 40 \text{ кА} - \text{ для 110 кВ}$$

$$0,161 \leq 20 \text{ кА} - \text{ для 6 кВ}$$

Таким образом, в результате окончательной проверки выбранные ОПН соответствуют предъявленным условиям.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Релейная защита силового трансформатора

Силовые трансформаторы являются одними из основных электрических машин, устанавливаемых на подстанции. Надежная и безаварийная работа трансформаторов влияет на функционирование всей подстанции. Поэтому очень важно правильно построить релейную защиту трансформатора от всех возникающих в трансформаторе неисправностей.

В соответствии с ПУЭ, для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла [2].

Для защиты от многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах трансформатора на ПС 110/6 кВ «Садовая» устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Также предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. В обязательном порядке устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Для выполнения вышеперечисленных защит будем использовать шкаф защиты и автоматики двухобмоточного трансформатора ШЭ 2607 154 отечественного предприятия «ЭКРА». Питание шкафа осуществляется от цепей оперативного постоянного тока. Микроэлектронная часть устройств

шкафа гальванически отделена от источника оперативного постоянного тока. Шкаф типа ШЭ2607 154 состоит из двух комплектов [9].

Комплект А1 выполнен на базе терминала серии БЭ 2704 и электромеханических реле. Комплект А2 выполнен на базе терминала серии БЭ 2502.

Комплект А1 реализует функции ДЗТ, ТЗНП ВН, МТЗ ВН, МТЗ НН1 с пуском по напряжению, ЗП, токовые реле для пуска АО, реле минимального и максимального напряжения сторон НН1 для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН1, блокировку РПН при перегрузке по току и понижению напряжения сторон НН1, УРОВ выключателя ВН1, обеспечивает прием сигналов от ГЗТ и ГЗ РПН.

Комплект А2 реализует функции АРКТ, обеспечивает автоматическое поддержание напряжения, ручное регулирование напряжения, оперативное переключение регулирования и изменения уставки по напряжению, блокировки РПН.

Комплект А1 оснащен устройством контроля изоляции цепей ГЗ.

Газовую защиту трансформатора выполним при помощи реле РГТ-80.

ДЗТ обеспечивает защиту от всех видов коротких замыканий внутри бака и выполнена в виде двухканальной дифференциальной токовой защиты, содержащей чувствительное реле и отсечку. Чувствительное реле ДЗТ имеет токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания. Дифференциальная отсечка предназначена для обеспечения надежной работы при больших токах повреждения в зоне действия защиты.

Для отстройки ДЗТ от бросков токов намагничивания контролируется уровень второй гармоники в дифференциальном токе. МТЗ на всех сторонах трансформатора выполняется в трехфазном исполнении и содержит: реле максимального тока, при этом МТЗ НН имеет две ступени; реле выдержки времени для действия на различные выключатели всех сторон трансформатора; пусковые органы низшего напряжения, реагирующие на

уменьшение междуфазных напряжений и на увеличение напряжения обратной последовательности.

Автоматический регулятор коэффициента трансформации осуществляет автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах и ручное регулирование напряжения, блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН и блокировку РПН от внешних сигналов.

5.1.1 Дифференциальная защита трансформатора

Дифференциальная защита является основной защитой трансформаторов от повреждений в обмотках, на вводах трансформатора и на ошиновках. Участок цепи между измерительными трансформаторами тока на всех сторонах силового трансформатора является зоной защиты. Все объекты внутри зоны защиты охватываются дифференциальной защитой.

Поскольку дифференциальная защита имеет строго ограниченную область действия, она используется для быстрого отключения, обеспечивая тем самым селективность, отключая только неисправный трансформатор и объекты, попадающие в область защиты.

Для расчета уставок дифференциальной защиты на микропроцессорной базе необходимо рассчитать рабочие вторичные токи трансформаторов тока.

На подстанции были выбраны ранее следующие трансформаторы тока: на стороне ВН – ТВГ-УЭТМ-110-0,2-200/5, на стороне НН – ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,2/0,5-30-1500/5-У2.

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ТТ1}}{I_{ТТ2}}, \quad (54)$$

где $I_{ТТ1}$ – первичный ток трансформатора тока, А;

$I_{ТТ2}$ – вторичный ток трансформатора тока, А.

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{200}{5} = 40;$$

$$K_{ТТ.НН} = \frac{1500}{5} = 300.$$

Рабочие вторичные токи трансформаторов напряжения:

$$I_{ТТ2} = \frac{I_{НОМ}}{K_{ТТ}}, \quad (55)$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток обмоток силового трансформатора;

$K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$I_{ТТ2.ВН} = \frac{92}{40} = 2,30 \text{ А};$$

$$I_{ТТ2.НН} = \frac{1443}{300} = 4,81 \text{ А}.$$

Дифференциальная защита отстраивается от токов небаланса.

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле, о.е.:

$$I_{НБ*} = K''_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ*} + \Delta f_{ВЫР*}, \quad (56)$$

где $K''_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, $K''_{ПЕР} = 2,5$;

ε – полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{РЕГ*}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{РЕГ*} = 0,02$;

$\Delta f_{ВЫР*}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{ВЫР*} = 0,02$.

$$I_{НБ*} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Минимальный ток срабатывания $I_{d.min*}$ следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения $I_{bias*} = 1,25$.

$$I_{d.min*} \geq I_{bias*} \cdot K_{ОТС} \cdot (K'_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ*} + \Delta f_{ВЫР*}), \quad (57)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки от тока небаланса, $K_{ОТС} = 1,1$;

$K'_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, $K'_{ПЕР} = 1,5$

$$I_{d.min}^* \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,26 \text{ о.е.}$$

Далее необходимо произвести выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Правильность установки тормозной характеристики влияет на чувствительность защиты. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
K_{T1}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Проверяем соответствие коэффициента торможения заданному в таблице через $I_{T.расч}^*$ по формуле:

$$K_{T1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб}^* \cdot I_{скв}^* - 0,7}{I_{скв}^* - I_{т.расч}^*} \leq K_{T1}; \quad (58)$$

Сквозной ток для трансформаторов малой мощности принимается равным $I_{скв}^* = 3$. Произведем проверочный расчет для четвертой характеристики:

$$K_{т1.4} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4.$$

Условие выполняется, следовательно, устанавливаем 4 характеристику.

5.1.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита обычно является резервной для трансформатора. Она полностью защищает трансформатор, а также является его защитой от токов внешних коротких замыканий. При трехстороннем питании защита ставится со всех сторон трансформатора.

Ток срабатывания защиты определяется как, кА:

$$I_{СЗ.МТЗ} = \frac{K_{НАД} \cdot K_{САМ.З}}{K_B} \cdot I_{P.MAX}. \quad (59)$$

где $K_{НАД}$ – коэффициент надежности, $K_{над} = 1,2$;

K_B – коэффициент возврата устройства, $K_B = 0,8$;

$K_{САМ.З}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам.з} = 2$;

$$I_{СЗ.МТЗ.ВН} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 92 = 276 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле, А:

$$I_{СЗ2} = \frac{k_{СХ} \cdot I_{СЗ.МТЗ}}{k_T}, \quad (60)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы (при соединении ТТ звездой равен 1).

$$I_{ср.} = \frac{1 \cdot 276}{40} = 6,9 \text{ А.}$$

Чувствительность проверяется по минимальному току короткого замыкания (обычно двухфазного КЗ) за трансформатором, приведенному к соот-ветствующей стороне. Коэффициент чувствительности определяется как:

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{I_{КЗ.ВН}^{(2)}}{I_{СЗ.МТЗ}}; \quad (61)$$

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot 3760}{276} = 11,8.$$

Полученное значение чувствительности больше 1,2, что соответствует требованию.

Выдержка времени МТЗ отстраивается от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии (принимаяем $t_{л.наиб} = 1,5$ с):

$$t_{СЗ.МТЗ} = t_{л.наиб} + \Delta t \text{ с}, \quad (62)$$

$$t_{СЗ.МТЗ} = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.}$$

Расчет для низкой сторон трансформатора производится аналогично. Параметры МТЗ представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Уставки срабатывания МТЗ

Сторона СТ	$I_{P.MAX}, A$	I_{C3}, A	I_{C32}, A	$K_{\text{ч}}$
ВН	92	276	6,9	11,8
НН	1443	4329	14,43	2,45

5.1.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях на разгрузку или отключение трансформаторов. Защиту от перегрузки устанавливают со всех сторон двухобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению:

$$I_{C3.ПЕР} = \frac{K_{OTC}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС}, \quad (63)$$

где K_{OTC} – коэффициент отстройки, $K_{OTC} = 1,05$.

Рассчитаем ток срабатывания защиты для каждой стороны трансформатора:

$$I_{сз.пер110} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 92 = 120,72 \text{ А.}$$

$$I_{сз.пер6} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 1443 = 1893,94 \text{ А.}$$

Вторичные токи срабатывания защит:

$$I_{2сз.пер110} = \frac{120,72}{40} = 3,018 \text{ А.}$$

$$I_{сз.пер6} = \frac{1893,94}{300} = 6,31 \text{ А.}$$

5.1.4 Газовая защита

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в

масле при повреждениях в баке трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого, действовать на сигнал или отключение.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле (KSG), устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа РГТ-80. Реле имеет некоторые конструктивные особенности.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – нереагирование ее на повреждения расположенные вне бака в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и другое. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа РГТ-80.

5.2 Автоматика на ПС Садовая

На подстанции Садовая установлены следующие виды автоматики, предназначенные для ликвидации аварийных режимов:

1. АВР (автоматический ввод резерва). Данная автоматика предназначена для обеспечения резервным электроснабжением нагрузок, подключенных к системе электроснабжения, имеющей не менее двух питающих вводов и направленная на повышение надежности системы электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к нагрузкам резервных источников питания в случае потери основного.

В качестве измерительного органа для АВР в высоковольтных сетях служат реле минимального напряжения (реле контроля фаз), подключённые к защищаемым участкам через трансформаторы напряжения. В случае снижения напряжения на защищаемом участке электрической сети реле даёт сигнал в схему АВР. Однако, условие отсутствия напряжения не является достаточным для того, чтобы устройство АВР начало свою работу. Как правило, должен быть удовлетворён еще ряд условий:

- на защищаемом участке нет неустранённого короткого замыкания. Так как понижение напряжения может быть связано с коротким замыканием, включение дополнительных источников питания в эту цепь нецелесообразно и недопустимо.

- вводной выключатель включён. Это условие проверяется, чтобы АВР не сработало, когда напряжение исчезло из-за того, что вводной выключатель был отключён намеренно.

- на соседнем участке, от которого предполагается получать питание после действия АВР, напряжение присутствует. Если обе питающие линии находятся не под напряжением, то переключение не имеет смысла.

2. АПВ (автоматическое повторное включение). Предназначено для повторного включения отключившегося при действии релейной защиты выключателя через определённое время; бывает однократного, двукратного и

трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

3. АЧР (автоматическая частотная разгрузка). Противоаварийная автоматика, направленная на повышение надежности работы электроэнергетической системы путем предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы. Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

Основные категории АЧР:

- АЧР I;

- АЧР II.

Задача АЧР I: быстрое отключение части потребителей с целью остановить лавинообразный процесс падения частоты в системе. Диапазон уставок АЧР-I лежит от 48,5 Гц до 46,5 Гц с шагом в 0,1 Гц. Мощность отключаемых потребителей равномерно распределяют по ступеням. Выдержка по времени у АЧР I лежит в пределах от 0,3 до 0,5 секунды.

Задача АЧР II — поднять частоту в системе после остановки «лавины частоты» выполненной АЧР I до значений выше 49 Гц 1. Она начинает срабатывать после того, как частота установится на уровне 47,5—48,5 Гц. Выдержка времени между ступенями АЧР II больше, чем у АЧР I и выбирается в диапазонах от 5—10 до 70—90 секунд. Такая большая выдержка времени обусловлена тем, что система может длительно работать при частоте выше 49,2 Гц, поэтому быстро доводить значение частоты до номинального путем отключения потребителей, которые могут получать электроэнергию без особого вреда для системы, не имеет смысла.

Схемы АЧР относят к аппаратуре РЗиА (релейной защиты и автоматики) электрических сетей и традиционно основаны на частотных реле. В настоящее время широкое распространение получили микропроцессорные терминалы РЗиА, одновременно выполняющие множество функций защит и автоматики, в т.ч. и выполнение функций АЧР и ЧАПВ.

6 НАДЕЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

Проблема надежности в современном мире является ключевой. Она определяет безопасные условия существования человечества. Особо следует выделить проблему надежности систем электроэнергетики, как один из главных аспектов обеспечения энергетической безопасности в мире. Надежность электроэнергетических систем – комплексное понятие, зависящее от многих факторов, в том числе от размещения генерирующих блоков, установленной мощности, межсистемных перетоков, числа блоков и вероятности их выхода [10].

Важным элементом энергосистемы является подстанция, от надежности работы которой зависит функционирование самой системы и объектов, являющихся потребителями электроэнергии. Вопросы надежности – это технико-экономическая проблема, решение которой позволит с помощью рационального использования затрат целенаправленно изменить большинство факторов, влияющих на надежность [10].

Проблема надежности подстанции и ее элементов связана с вопросами определения и оптимизации показателей надежности подстанций на стадиях проектирования, сооружения и эксплуатации. С увеличением электропотребления усложняется структура подстанции, увеличивается ее мощность, повышается уровень автоматизации [10].

Большинство задач по организации процессов функционирования системы сводится к качественной оценке вероятностных показателей надежности.

В общем случае стоит отметить, что замена старого оборудования на новое повышает надежность подстанции и электроснабжения, так как технологии изготовления, а также конструкция электроаппаратов совершенствуется с целью уменьшения человеческого фактора при отказах и общего увеличения срока безотказной работы.

Строительство КРУ 6 кВ вместо ОРУ 6 кВ помимо существенного сокращения площади позволит повысить надежность работы подстанции.

Высокая надежность и эксплуатационная безопасность обеспечивается за счет применения механических блокировок, не позволяющих оперативному персоналу выполнять неправильные действия:

- блокировка, препятствующая перемещению выкатного элемента при открытой двери отсека выключателя;

- блокировка открытия двери отсека выключателя при нахождении выкатного элемента в рабочем или промежуточном положении;

- блокировка, препятствующая ручному открытию шторок;

- блокировка, препятствующая перемещению выкатного элемента при включенном заземлителе;

- блокировка, препятствующая включению выключателя при нахождении выкатного элемента в промежуточном положении;

- блокировка, препятствующая перемещению выкатного элемента при включенном выключателе;

- блокировка, препятствующая операциям с заземлителем при нахождении выкатного элемента в рабочем или промежуточном положениях;

- блокировка, препятствующая операциям с заземлителем при открытой двери кабельного отсека;

- блокировка доступа в кабельный отсек при отключенном заземлителе.

Помимо этого, вся конструкция имеет повышенную механическую прочность, а также пыле- и влагозащищенность.

Для численной оценки надежности в инженерной практике пользуются аналитическим методом. Данный метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности. Он основан на композиции системного анализа и теории вероятностей. Его сущность заключается в определении количественных вероятностных значений показателей надежности для расчета случаев надежности, к которым относятся: полное погашение схемы (состояние полного отказа), разрыв транзита; оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы [10].

В качестве примера произведем расчет надежности аналитическим методом ОРУ 110 кВ подстанции «Садовая».

Ниже на рисунках приведены рабочая схема, где пронумерованы все элементы, и расчетная схема замещения в нормальном режиме.

Каждый элемент однолинейной электрической схемы вводится в схему замещения в виде показателя вероятности отказа элемента. Вероятность отказа выключателей вводится моделью выключателя, где учитывается смежные с ним элементы.

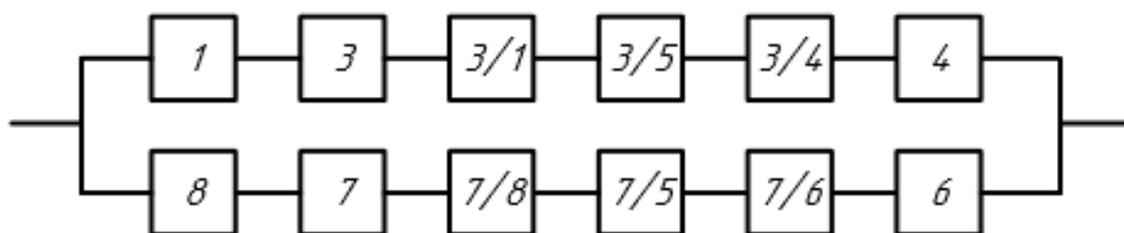


Рисунок 13 – Расчетная схема замещения нормального режима

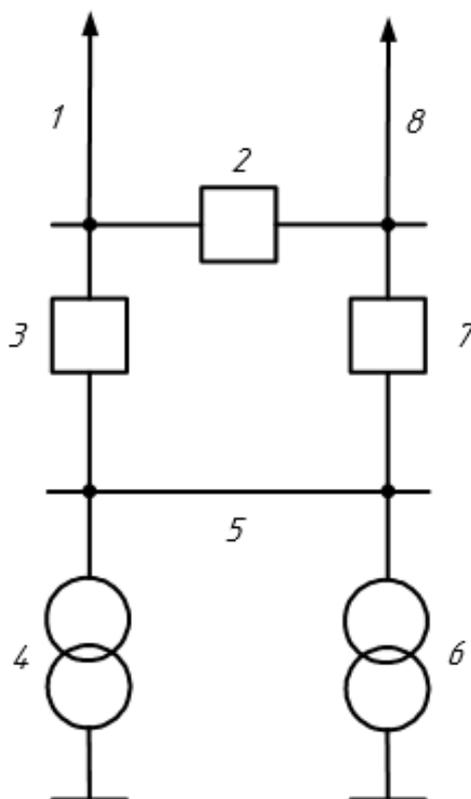


Рисунок 14 – Рабочая схема ОРУ 110 кВ (нормальный режим)

Подробный расчет надежности ОРУ 110 кВ приведен в приложении В. Основные показатели надежности для удобства сведены в таблицу 25.

Таблица 25 – Показатели надежности ОРУ 110 кВ

Параметр	Параметр потока отказов схемы, ω_c , 1/год	Коэффициент простоя схемы, $K_{ПС}$	Среднее время б/о работы, T_C , лет	Расчетное время б/о работы, T_P , лет	Среднее время восстановления, $t_{ВС}$, ч
Значение	$1,809 \times 10^{-3}$	$1,961 \times 10^{-6}$	552,9	58,054	9,497

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

7.1 Обеспечение безопасности

При проектировании и реконструкции станций, подстанций, линий электропередачи, трансформаторов и других электроэнергетических объектов, важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности при эксплуатации данных объектов. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ, МПОТ, ПТЭ, технику безопасности при строительном-монтажных работах в энергетике.

При устройстве электроустановок реконструируемой подстанции выполняются ниже перечисленные требования.

Распределительные устройства 35 кВ и выше оборудуются оперативной блокировкой, исключающей возможность:

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкатели;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;
- отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата.

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособление для запираения заземляющих ножей замками в отключенном положении.

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется применять механическую (ключевую) оперативную блокировку, а во всех остальных случаях – электромагнитную. Разъединители ОРУ-220 и ОРУ-110 оборудуются электромагнитной блокировкой.

В качестве блокирующих устройств испытательных камер применяют электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения с оборудования. Цепь питания оборудования высокого напряжения испытательных камер, как правило, оснащаются вспомогательными

контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносного заземления.

В местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

При наличии трансформаторов напряжения заземление сборных шин осуществляется заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов не менее 2 и 1,6 м; сетки должны иметь отверстия размером 10x10 мм, а также приспособления для запираения их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1-0,2 м.

Указатели уровня и температуры масла маслонеполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечить удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата должно составлять не менее 0,2 м или должен быть предусмотрен соответствующий приямок [2].

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять

требованиям государственных стандартов и руководящих документов [11].

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины, компрессорные установки и воздухохранилища, приспособления и инструмент должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда и правилами Госгортехнадзора.

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

При производстве всего комплекса строительного-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 [12].

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

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда-допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы [12].

Для обеспечения защиты персонала от прикосновения к частям аппаратов, которые могут оказаться под напряжением, а также для выравнивания потенциалов на территории подстанции в данной работе произведено проектирование сетки защитного заземления. С целью защиты от грозовых перенапряжений разработана молниезащита подстанции и произведен расчет грозоупорности ОРУ 110 кВ.

7.1.1 Определение параметров контура заземления

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения.

В электроустановках заземляются корпуса трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнить своих функций или нарушается режим работы электроустановки.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью ОПН, искровых промежутков, стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным. Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители. В качестве естественных заземлителей применяют

водопроводные трубы, металлические и железобетонные конструкции зданий, находящиеся в соприкосновении с землёй, свинцовые оболочки кабелей, подземные металлические сооружения. Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках.

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землей. Заземляющее устройство электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью должно отвечать условию $R < 0,5 \text{ Ом}$.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Для выполнения горизонтальных заземлителей используем стальные прутки диаметром $d_{гор} = 10 \text{ мм}$ (площадь сечения $-F = 78,5 \text{ мм}^2$), уложенные на глубину $t_{вер} = 0,7 \text{ м}$. Вертикальные заземлители выполняем из таких же прутков длиной $l_{вер} = 5 \text{ м}$.

Рассчитаем удельное сопротивление нижнего слоя грунта:

$$\rho_2 = \frac{\rho_1}{\psi}, \quad (64)$$

где ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя грунта (бурозёмо-оподзолные), равное $20 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

ψ – коэффициент сезонности (для Приморского края равен 7).

$$\rho_2 = \frac{20}{7} = 2,857 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Размеры заземлителя должны выходить за пределы ОРУ как минимум на 1,5 м, поэтому площадь заземлителя:

$$S = (A + 1,5 \cdot 2) \cdot (B + 1,5 \cdot 2), \quad (65)$$

где A – длина ОРУ, м;

B – ширина ОРУ, м.

$$S = (43,9 + 1,5 \cdot 2) \cdot (27 + 1,5 \cdot 2) = 1407 \text{ м}^2$$

Проверим выбранные сечения заземляющих проводников по условиям:

- термической стойкости;
- коррозионной стойкости;
- механической прочности.

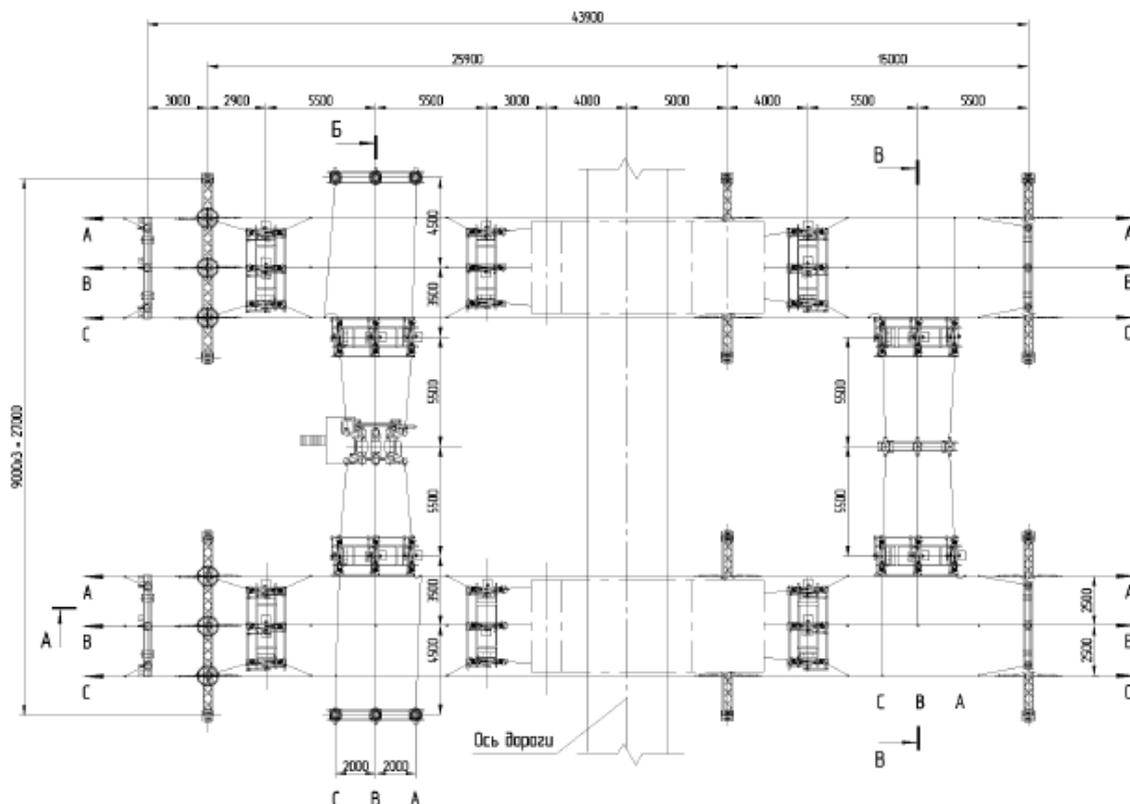


Рисунок 15 – План ОРУ 110 кВ

Сечение прутка по термической стойкости:

$$F_{тер} = \sqrt{\frac{I_0^2 \cdot t_{с.з.}}{400 \cdot \beta}}, \quad (66)$$

где I_0 – ток однофазного КЗ, А;

$t_{с.з.}$ – время срабатывания защиты, равное 0,2 с;

β – вспомогательный коэффициент для стали, равный 21.

$$F_{тер} = \sqrt{\frac{12822^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 62,565 \text{ мм}^2$$

Сечение прутка по коррозионной стойкости:

$$S_{ср} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + d_k, \quad (67)$$

где a_k, b_k, c_k, d_k – коэффициенты уравнения для прогноза глубины

коррозии стальных заземлителей;

T – время использования заземлителя, равное 240 месяцев.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,0092 \cdot \ln(240)^2 + (-0,0104) \cdot \ln(240) + 0,0224 = 0,67 \text{ мм}$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (d_{zop} + S_{cp}), \quad (68)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (10 + 0,67) = 22,439 \text{ мм}^2$$

Сечение прутка по механической прочности:

$$F_{мех} = 3,14 \cdot r_{прутка}^2, \quad (69)$$

$$F_{мех} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2$$

Проверка:

$$F_{min} = F_{кор} + F_{мер}, \quad (70)$$

$$F_{мех} \geq F_{min}, \quad (71)$$

$$F_{min} = 22,439 + 62,565 = 85,004 \text{ мм}^2,$$

$$78,5 \leq 85,004$$

Это не удовлетворяет условия.

Возьмём металлический прутки диаметром $d_{zop} = 12$ мм (площадь сечения – $F = 113,04 \text{ мм}^2$).

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (12 + 0,67) = 26,655 \text{ мм}^2$$

$$F_{мех} = 3,14 \cdot 6^2 = 113,04 \text{ мм}^2$$

Проверка:

$$F_{min} = 26,655 + 62,565 = 89,22 \text{ мм}^2,$$

$$113,04 \geq 89,22$$

Пруток подходит по всем критериям.

Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на защищаемой территории прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, создавая заземляющую сетку, к которой

присоединяется заземляемое оборудование.

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{\text{зоп}} = \frac{2 \cdot S}{a_{\text{зоп}}}, \quad (72)$$

где $a_{\text{зоп}} = 6$ – расстояние между полосами сетки, м.

$$L_{\text{зоп}} = \frac{2 \cdot 1407}{6} = 469 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос для квадратичной модели со стороной $l_{\text{зоп}} = \sqrt{S} = 37,5$ м. В этом случае число ячеек:

Определим число ячеек по стороне А и В:

$$m = \frac{L_{\text{зоп}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (73)$$

$$m = \frac{469}{2 \cdot \sqrt{1407}} - 1 = 5,252$$

Принимаем, $m = 6$.

Длина стороны ячейки:

$$L_{\text{яч}} = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (74)$$

$$L_{\text{яч}} = \frac{\sqrt{1407}}{6} = 6,252 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1), \quad (75)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1407} \cdot (6+1) = 525 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a_{\text{зоп}}}, \quad (76)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1407}}{6} = 25$$

Принимаем $n_B = 25$ электрод.

Определяем стационарное сопротивление для обоих слоев грунта:

$$R_S = \rho \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_{\text{вер}}} \right), \quad (77)$$

где A' – коэффициент, зависящий от соотношения длины вертикальных электродов $l_{\text{вер}}$ к \sqrt{S} и равный 0,345 [].

$$R_{1S} = 20 \cdot \left(\frac{0,345}{\sqrt{1407}} + \frac{1}{525 + 25 \cdot 5} \right) = 0,215 \text{ Ом},$$

$$R_{2S} = 2,857 \cdot \left(\frac{0,345}{\sqrt{1407}} + \frac{1}{525 + 25 \cdot 5} \right) = 0,031 \text{ Ом}.$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя. Для этого рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (78)$$

где I_m – ток молнии, принятый для равнинной местности 40 кА.

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1407}}{(20 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,259,$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1407}}{(2,857 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,3.$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R_S \cdot \alpha_u, \quad (79)$$

$$R_{u1} = 0,215 \cdot 1,259 = 0,270 \text{ Ом}$$

$$R_{u2} = 0,031 \cdot 1,3 = 0,040 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{общ}} = R_{u1} + R_{u2}$$

$$R_{\text{общ}} = 0,270 + 0,04 = 0,31 \text{ Ом}$$

Сопротивление подстанции не превышает 0,5 Ом, что соответствует требованиям.

7.1.2 Расчет молниезащиты подстанции

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается.

Вся территория проектируемых подстанций должна быть защищена от прямых ударов молнии.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях.

Защита ОРУ 110 кВ подстанции «Садовая» от прямого удара молнии осуществляется четырьмя молниеотводами, установленными на линейных порталах. За защищаемый объект принимаем линейный портал высотой $h_1 = 11,35$ м.

Расстояние между молниеотводами 1-2, 4-3 равно 40,9 м, а между – 1-3,

2-4 равно 20 метров.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (80)$$

где h – высота молниеотводов, равная 20 м.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м}$$

Рассмотрим молниеотводы 1-2, 4-3.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (81)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L < 2h$, $r_0 = r_{c0}$.

$$r_{c0} = 21,2 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами 1-2, 4-3:

$$h_{cz} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_m - h), \quad (82)$$

$$h_{1cz} = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (27 - 20) = 15,768 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cz} - h_1}{h_{cz}} \right), \quad (83)$$

$$r_{1cx} = 21,2 \cdot \left(\frac{15,768 - 11,35}{15,768} \right) = 5,94 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_1}{h_{эф}} \right), \quad (84)$$

$$r_{1x} = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{17} \right) = 7,046 \text{ м.}$$

Рассмотрим молниеотводы 1-3, 2-4.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L < 2h$, $r_0 = r_{c0}$.

$$r_{c0} = 21,2 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами 1-3, 2-4:

$$h_{2cx} = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (20 - 20) = 17 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта:

$$r_{2cx} = 21,2 \cdot \left(\frac{17 - 11,35}{17} \right) = 7,046 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_{2x} = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{17} \right) = 7,046 \text{ м.}$$

Как видно по плану (лист графической части 5) система молниеотводов образована многократными стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. На уровне земли территория ОРУ полностью защищено от прямых ударов молнии, на высоте 11,35 метров все элементы на ОРУ находятся внутри соответствующих зон защиты.

7.1.3 Анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ

Суть определения грозоупорности ОРУ заключается в определении средней повторяемости опасных перенапряжений на подстанции из-за грозовых разрядов, которое должно составлять для 110 кВ не менее 1000 для прямых ударов молнии и 400-600 лет при набегании волн перенапряжений на подстанции при ударе молнии в линию. Данный показатель надежности зависит главным образом от интенсивности грозовой деятельности.

Повторяемость в годах опасных перенапряжений из-за грозовых разрядов в ОРУ определяется по формуле:

$$T_{ПВ} = \frac{1}{N_{ПВ}} \text{ лет,} \quad (85)$$

где $N_{ПУ}$ – число случаев перекрытия изоляции в году.

Число случаев перекрытия изоляции определяется по формуле:

$$N_{ПУ} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (\eta_{ПР} \cdot p_\alpha \cdot p_{ПР} + \eta_{ОП} \cdot p_{ОП}) \cdot 10^{-6}, \quad (86)$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на 1 км²;

a_T и b_T – длина и ширина территории соответственно, м;

$R_{ЭКВ}$ – эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает разряды, м;

$\eta_{ПР}$ – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС минуя молниеотводы, равно 0,9.

p_α – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы, для класса напряжения до 750 кВ равно 0,005;

$p_{ПР}$ – доля опасных перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ минуя молниеотводы;

$\eta_{ОП}$ – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС минуя молниеотводы, равно 0,9.

$p_{ОП}$ – вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов.

Выполним необходимые для определения данных величин расчеты.

Волновое сопротивление ошиновки, Ом:

$$Z_{ОШ} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{cp}}{r_\varphi} \right), \quad (87)$$

где h_{cp} – высота подвеса ошиновки, м;

r_φ – радиус фазы, м.

$$Z_{ОШ} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 17,5}{0,012} \right) = 478,69 \text{ Ом.}$$

Критический ток молнии, кА:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}}, \quad (88)$$

где $U_{50\%}$ – разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности, кВ.

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 620}{478,69} = 2,59 \text{ кА.}$$

Доля опасных перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ минуя молниеотводы:

$$p_{пр} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}},$$

$$p_{пр} = e^{-0,04 \cdot 2,59} = 0,902.$$

Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает разряды, м:

$$R_{экр} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30}, \quad (89)$$

где h_c – максимальная высота сооружения.

$$R_{экр} = 5 \cdot 17,5 - \frac{2 \cdot 17,5^2}{30} = 67,08 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на 1 км²:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{гроз_ч}, \quad (90)$$

где $N_{гроз_ч}$ – среднее число грозových часов, для ПС «Садовая» равно 50.

Тогда число случаев перекрытия изоляции составит:

$$N_{ПВ} = 2,5 \cdot (123,6 + 2 \cdot 67,08) \cdot (87,5 + 2 \cdot 67,08) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,902 + 0,9 \cdot 0) \cdot 10^{-6} = 5,795 \cdot 10^{-4}$$

Повторяемость в годах опасных перенапряжений при прямых ударах

МОЛНИИ СОСТАВИТ:

$$T_{ПВ} = \frac{1}{5,795 \cdot 10^{-4}} = 1676 \text{ лет,}$$

что соответствует норме.

Число опасных грозových перенапряжений, возникающих от набегающих волн, определяется по формуле:

$$N_{ПВ} = N \cdot N_{гроз_ч} \cdot l_{опас_зона} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_{э}) \cdot (p_{\alpha} \cdot \psi_{ПР} + \delta_{ОП} \cdot p_{ОП} \cdot \psi_{ОП}) \cdot 10^{-4}, \quad (91)$$

где N – общее число ударов молнии на 100 км линии;

$l_{опас_зона}$ – длина опасной зоны, 2 км;

$n_{вл}$ – число подходящих к ОРУ линий, равно 4;

$k_{э}$ – коэффициент взаимного перекрытия линии вне городской черты, 0,6;

$\psi_{ПР}$ – доля опасных для изоляции ПС импульсов при прорыве молнии на провода, возникших в пределах опасной зоны.

$\delta_{ОП}$ – доля грозových ударов в опору;

$\psi_{ОП}$ – доля опасных импульсов, возникающих при обратных перекрытиях в пределах опасной зоны;

Определим необходимые для расчета параметры.

Величина критического тока набегающей волны на РУ при ударе молнии в провод для внутренней изоляции электроустановки, кА:

$$I_{ПР_ЭУ} = \frac{2 \cdot U_{ДОП}}{Z_{ПР_КОР}}, \quad (92)$$

где $U_{ДОП}$ – допустимое напряжение для внутренней изоляции СТ, реактора, выключателя и линии, равно 484 кВ.

$Z_{ПР_КОР}$ – волновое сопротивление коронирующей линии, 368 Ом.

$$I_{ПР_ЭУ} = \frac{2 \cdot 484}{368} = 2,63 \text{ кА.}$$

Доля опасных для изоляции ПС импульсов при прорыве молнии на

провода:

$$\Psi_{np} = e^{-0,04 \cdot I_{np_эв}}, \quad (93)$$

$$\Psi_{np} = e^{-0,04 \cdot 2,63} = 0,9.$$

Величина критического тока для внутренней изоляции ПС при обратных перекрытиях:

$$I_{оп_эв} = \frac{U_{доп}}{R_{II} + \delta \cdot h_{оп}}, \quad (94)$$

где R_{II} – импульсное сопротивление заземлителя, 0,5 Ом;

δ – коэффициент для одного защитного троса, равный 0,3;

$h_{оп}$ – высота опоры, 36 м.

Величина критического тока при обратных перекрытиях составит:

$$I_{оп_эв} = \frac{484}{0,5 + 0,3 \cdot 36} = 42,83 \text{ кА.}$$

Доля опасных импульсов, возникающих при обратных перекрытиях в пределах опасной зоны:

$$\Psi_{он} = e^{-0,04 \cdot I_{оп_эв}}, \quad (95)$$

$$\Psi_{он} = e^{-0,04 \cdot 42,83} = 0,18.$$

Доля грозовых ударов в опору:

$$\delta_{оп} = \frac{N_{оп}}{N}, \quad (96)$$

где $N_{оп}$ – число ударов молнии в опору.

$$\delta_{оп} = \frac{10}{30} = 0,33.$$

Число опасных грозовых перенапряжений, возникающих от

набегающих волн составит:

$$N_{ПВ} = 30 \cdot 50 \cdot 2 \cdot 4 \cdot (1 - 0,6) \cdot \\ \cdot (0,005 \cdot 0,9 + 0,3 \cdot 0 \cdot 0,18) \cdot 10^{-4} = 2,16 \cdot 10^{-3}$$

Определим среднюю повторяемость опасных перенапряжений на ПС при набегании волны:

$$T_{ПВ} = \frac{1}{2,16 \cdot 10^{-3}} = 462,9 \text{ лет.}$$

7.1.4 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранение материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия [13].

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

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него [13].

Противопожарная защита обеспечивается: максимально возможным

применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных, а также ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды; применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью; системами противодымной защиты; применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре; организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается: устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.); установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций; устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций; применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре; применением огнепреграждающих устройств; применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях. Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери [13].

Виды пожарной техники применяемые на ОРУ 110 кВ.

В связи с тем, что на ПС «Садовая» устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения пожара на ОРУ. Тем не менее виды пожаротушения остаются те же самые (пожарная техника).

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

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

На предприятиях энергетики широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты горящих веществ [13].

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

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

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ [14].

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

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов возгорания щелочных металлов и других соединений. Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается [15].

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

исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега. Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [16].

7.2 Обеспечение экологичности

В процессе строительства и эксплуатации все энергообъекты оказывают определенное влияние на окружающую среду. Все проявления вредного влияния, которое оказывается на среду различными электротехническими объектами можно разделить на несколько групп.

Акустический шум.

Источниками шума являются все энергетические объекты: электростанции, ЛЭП и ПС. В последнее время в практике строительства и эксплуатации все чаще приходится сталкиваться с вопросами борьбы с шумом от подстанций, близких к жилым массивам. Источниками шума на ПС являются трансформаторы, вентиляторы и насосы систем охлаждения, синхронные компенсаторы, выключатели. Снижение шума достигается специальным размещением ПС, применением шумозащитных экранов [17].

Изъятие из пользования земель под ЭС.

Во время строительства и эксплуатации воздушных линий и подстанций при условии соблюдения всех проектных решений и строительных норм, изменения состояния и свойств грунтов не произойдет.

Нарушение почвенно-растительного покрова при строительстве обусловлено устройством котлованов для заглубления опор ВЛ, под фундаменты оборудования, под маслосборники и т.д.

Использование земельных ресурсов в проекте обеспечивается изъятием

земли в постоянное и временное пользование в соответствии с 14278тм-т1 «Нормами отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ» и «Правилами определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи» (Постановление Правительства Российской Федерации от 11.08.2003г. № 486 г. Москва).

При разработке проекта учитывались возможности ограничения изымаемых земель, а именно, взамен ОРУ 6 кВ было спроектировано КРУ 6 кВ, которое позволило существенно сократить размеры распредустройства.

Загрязнение среды трансформаторным маслом и элегазом.

При возникновении серьезных аварий (возгорание трансформатора) может произойти разлив горящего масла за пределы бака трансформатора, что влечет за собой особую опасность для окружающей среды и человека. Для предотвращения растекания горящего масла по подстанции, маслonaполненное оборудование ограждается маслоприемником.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков.

Элегаз является одним из сильнейших парниковых газов, который очень медленно разлагается в природной среде. Также элегаз является более тяжелым газом, чем воздух и, поэтому, при утечках скапливается в нишах,

вытесняя при этом воздух, что несет большую опасность для персонала, обслуживающего установки. Поэтому при использовании элегазового оборудования огромное внимание уделяется уплотнениям разъемных частей аппаратов и производится постоянный контроль давления элегаза, утечка в год которого не должна превышать 0,5 %. В закрытых помещениях, где установлено элегазовое оборудования в обязательном порядке предусматривается приточно-вытяжная вентиляция.

При разработке варианта реконструкции был сделан упор на уменьшение количества маслонаполненного и элегазового оборудования на подстанции. Так, использование КРУ 6 кВ с вакуумными выключателями позволит полностью избавиться от маслонаполненного и элегазового оборудования в распредустройстве низкого напряжения. Вместо масляных трансформаторов собственных нужд были приняты сухие трансформаторы с литой изоляцией.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Проектирование электрической части подстанции Садовая напряжением 110/6 кВ в городе Большой Камень Приморского края» были решены основные задачи, связанные с проектированием.

Разработаны проектные варианты подстанции, технико-экономическое сравнение которых позволило определить наилучший. Выбранный вариант проектирования является оптимальным в плане надежности и экономичности. Спроектированное распределительное устройство будет отвечать требованиям надежности ввиду использования современного оборудования, а также за счет конфигурации самой схемы. Было решено возвести вместо ОРУ 6 кВ компактное КРУ 6 кВ, которое позволяет существенно сократить площадь, занимаемую распределительным устройством, повысить надежность, упростить монтаж и обслуживание.

Всё принятое к установке оборудование соответствует климатогеографическим условиям установки, а также обладает большим запасом прочности к воздействию токов короткого замыкания, а, значит, способно выполнять свои функции в нормальном и аварийных режимах.

Для выбранных на подстанции силовых трансформаторов произведен расчет уставок основных защит, выполненных на микропроцессорной базе.

По произведенному расчету параметров надежности ОРУ 110 кВ можно судить и высокой продолжительности работы схемы в нормальном режиме.

С целью обеспечения безопасности на подстанции было рассчитано и спроектировано защитное заземление. Для защиты изоляции установленного оборудования произведен расчет молниезащиты подстанции и выполнена проверка путем расчета грозоупорности. В заключении были рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности и экологичности, что достигается путем замещения маслонаполненных выключателей вакуумными и элегазовыми, а масляных трансформаторов собственных нужд – сухими с литой изоляцией.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008.
- 2 Правила устройства электроустановок. – М. : НЦ ЭНАС, 2003.
- 3 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.
- 4 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35–1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. – 32 с.
- 5 ГОСТ Р 52565-2006.
- 6 Высоковольтное оборудование / Уралэлектротяжмаш. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://uetm.ru/products/146/> – 20.06.2015.
- 7 Электрощит.Ру [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/catalog/> – 20.06.2015.
- 8 РД 34.51.101-90. Инструкция по выбору изоляции электроустановок. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 9 Шкаф защиты трехобмоточного трансформатора ШЭ2607 155 / ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-35-110-kv/298-she2607-155.html>– 20.06.2015.
- 10 Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие / Н.В. Савина. – Амурский гос. ун-т, 2007.
- 11 Техника безопасности при строительномонтажных работах в энергетике. Справочное пособие / под ред. П. Н. Долина. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 544 с.
- 12 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2003 г.

13 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

14 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Челябинск: АТОКСО, 1995. – 42 с.

15 ГОСТ 12.4.009-83. Государственный стандарт СССР. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. 1983. – 24 с.

16 СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. Постановление Министра России от 13.02.1997 № 18-7 СНиП от 13.02.1997 № 21-01-97. Строительные нормы и правила РФ.

17 Кукин, П.П. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда) / П. П. Кукин, В. Л. Лапин, Н. Л. Пономарев. Учеб. пособие для вузов., 2-е изд. испр. и доп. М. : Высш. шк., 2002. – 319 с.

18 СНиП 23-03–2003. «Нормы проектирования. Защита от шума». Система нормативных документов в строительстве. М. : 2010. – 67 с.

19 Беляков, Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. Учебное пособие. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2004. – 136 с.

20 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

21 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б. Н. Неклепаева. – М. : Изд-во НИЦ ЭНАС, 2001.

22 РД 153–34.3–35.125–99. Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / под научной ред. Н. Н. Тиходеева. – С.-Петербург : ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перечень установленного на подстанции оборудования

1.	Краткая характеристика, местоположение ПС	ПС-110/6 «Садовая», г. Большой Камень
2.	Тип РУ (конструктивное исполнение распределительных устройств (ОРУ, ЗРУ, КРУЭ))	ОРУ-110; ЗРУ-6.
3.	Трансформаторы силовые	ТРДН-40000/110-У1 - 2 шт.
4.	Суммарная установленная мощность ПС	80 МВА
5.	Линейные вводы количество по напряжениям: а) воздушных б) кабельных	а) 110 кВ – 2 линии; б) 6 кВ – 10 линий.
6.	Высоковольтные выключатели	ВЭБ–УЭТМ–110 – 3 шт.; ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 – 15 шт.
7.	Разъединители	РПД-УЭТМ-110 – 8 шт.;
8.	Компенсирющие устройства (ШР, БСК, СК, СТК...)	Нет
9.	Трансформаторы напряжения	ЗНГ-110У1 – 3 шт.; НАЛИ-СЭЩ-10– 2 шт.
10.	Трансформаторы тока	ТВГ-УЭТМ-110 – 2 шт.; ТОЛ-СЭЩ 10 - 8 шт.
11.	Грозозащита	Контур заземления и молниезащита
12.	Аккумуляторная батарея	СН-20

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Перечень установленного на подстанции оборудования

13.	Масляное хозяйство	Нет
14.	Компрессорное хозяйство	Нет
15.	Устройство для подъема трансформатора	Нет
16.	Дизель-генераторы (мощность, параметры, схема подключения)	Нет
17.	Собственные нужды (схема, источники)	ТСЗ-160/6/0,4 - 2 шт.