

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ 2016г.
«_____» _____

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрической части подстанции Архара 220\35\10 в
связи с подключением Нижнебурейской ГЭС, Амурская область

Исполнитель

студент группы 242об1

подпись, дата

В. В. Кононыхина

Руководитель

ассистент

подпись, дата

Д.А. Коршик

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ 2016г.
« _____ » _____

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: _____

1. Тема выпускной квалификационной работы: _____

(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): _____

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.д.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

(фамилия, имя, отчество, должность, ученная степень, ученное звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

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

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Направление подготовки _____

Направленность (профиль) программы _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или не полное) _____

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой
и направленностью _____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 83 с., 7 рисунков, 9 источников, 21 таблицу, 75 формул.

ПОДСТАНЦИЯ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДЕНИТЕЛЬ, ТОКОПРОВОД, ОПН, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТОК, ЗАЩИТА, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе была реконструирована подстанция напряжением 220/35/10, а также были произведены расчеты заземления, молниезащиты подстанции. Рассчитывались токи короткого замыкания, рабочие токи для выбора и проверки электрического оборудования и уставок релейной защиты трансформатора. Проведен анализ экологичности и пожарной безопасности на подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Характеристика района расположения подстанции 220/35/10 «Архара»	9
2 Расчёт токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования	12
2.1 Общие положения	12
2.2 Составление расчётной схемы замещения и определение её параметров	14
2.3 Расчёт токов КЗ	16
3 Выбор электрических аппаратов	18
3.1 Общие положения	18
3.2 Выбор выключателей и разъединителей	18
3.3 Выбор трансформаторов тока	24
3.4 Выбор трансформаторов напряжения	33
3.5 Выбор шинных конструкций	36
3.5.1 Общие положения	36
3.5.2 Выбор гибких шин	39
3.5.3 Выбор жёстких шин	40
3.6 Выбор ОПН	43
3.7 Выбор трансформаторов собственных нужд	46
3.8 Выбор КРУ	47
3.9 Выбор аккумуляторных батарей	53
4 Изоляция и перенапряжения	57
4.1 Общие положения	57
4.2 Расчёт заземлителя подстанции	58
4.3 Расчёт молниезащиты	63
4.4 Анализ грозоупорности ОРУ 220 кВ	66
5 Релейная защита и автоматика	70
5.1 Основные типы защит трансформаторов	70

5.2 Дифференциальная защита трансформаторов	71
6 Надёжность	75
6.1 Общие положения	75
6.2 Определение показателей надёжности	76
7 Экологичность и безопасность	78
8 Экономика	84
Заключение	85
Библиографический список	86

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – Воздушная линия

ГЭС – Гидроэлектростанция

КЗ – Короткое замыкание

КРУ – Комплектное распределительное устройство

ОРУ – Открытое распределительное устройство

ОПН – Ограничитель перенапряжений нелинейный

ПС – Подстанция

РЗ –Релейная защита

ВВЕДЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается вариант реконструкции подстанции 220/35/10 кВ «Архара». На данной подстанции планом перспективного развития намечается расширение ОРУ 220 кВ.

Необходимость расширения вызвана изменениями в распределительной сети. В период 2015 – 2025 гг предполагается осуществить связь по средствам линии электропередачи с проектируемой Нижнебурейской ГЭС.

Для чего, согласно проекту намечается выполнить присоединение двухцепной линии электропередачи к ОРУ 220 кВ ПС «Архара».

Для присоединения ВЛ 220 кВ НБГЭС - Архара к энергосистеме необходимо расширение ОРУ 220 кВ ПС Архара на 5 ячеек с выключателями (4 линейных и одну технологическую) для захода на ПС второй цепи транзита ВЛ 220 кВ РГРЭС – Облучье, который повышает надёжность схемы выдачи мощности НБГЭС на ПС Архара.

Расширение ОРУ 220 кВ выполняется в соответствии с ПУЭ, строительными нормами и правилами (СНиП), а также указаниями и рекомендациями инструкции, руководящих указаний действующих директивных документов, относящихся к проектированию, сооружению и эксплуатации ПС.

Расширению ОРУ 220 кВ, замене устаревшего оборудования, а также экономической эффективности этой замены посвящён данный дипломный проект.

Исходными данными к проекту послужили:

- схема электрических соединений ПС 220 кВ «Архара» на 2014 год;
- потоки мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше энергосистемы Амурской области 2015 г.;
- электрические нагрузки и уровни токов короткого замыкания на шинах ПС «Архара» к 2015 году;

- проект развития электрических сетей 35 кВ и выше Амурской области на период до 2020 г с учетом перспективы до 2025 г.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ 220/35/10 КВ «АРХАРА»

В административном отношении ПС 220 кВ Архара расположена в 5 км от северо-восточной окраины п. Архара Архаринского района Амурской области.

Посёлок расположен в 230 км к юго-востоку от Благовещенска, на правом берегу реки Архара (протекает в 3 км юго-восточнее посёлка) в 30 км от её впадения в Амур. В 8 км восточнее Архары проходит автомагистраль Р297 «Амур» (Чита – Хабаровск).

Железнодорожная станция Архара, расположенная на 8079 км – 8081 км Транссибирской магистрали и является самой западной станцией Дальневосточной железной дороги.

На проектируемом участке до глубины 8 м залегают суглинки полутвердой и тугопластичной консистенций. Грунты легкие, пылеватые, тяжелые песчаные. Минералогический состав глинистой фракции гидрослюдисто–бейделлитовый. На территории подстанции распространены следующие типы почв: бурые лесные глеевые почвы и квазизёмы.

Специфические грунты в районе работ не обнаружены.

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

Грунтовые воды на участке работ не обнаружены.

Основные климатические характеристики района размещения площадки ПС «Архара» следующие:

Таблица 1 – Характеристика района размещения ПС «Архара»

Наименование параметра	Значение
Нормативное ветровое давление	650 Па (III район)
Снеговая нагрузка	I район
Толщина стенки гололеда	25 мм (IV район)
Ср. продолжительность гроз	От 40 до 60 часов
Сопротивление грунта	100 Ом/м (суглинок)

Подстанция размещается в районе, не попадающем в зону влияния промышленных и природных источников загрязнения. В соответствии с ГОСТ 9920-89, табл.1.9.1 ПУЭ 7-го издания и с учетом опыта эксплуатации оборудования изоляция вновь устанавливаемого оборудования и ошиновки принято для II степени загрязненности атмосферы с удельной длиной пути утечки не менее 2.25 см/кВ.

Сейсмичность района площадки ПС составляет 6 баллов.

1 Температуру воздуха

- | | |
|---|-------------|
| а) абсолютную максимальную | 37,5 °С |
| б) абсолютную минимальную | минус 48 °С |
| в) среднегодовую | 0,0 °С |
| г) среднюю наиболее холодной пятидневки | минус 38 °С |
| д) среднюю наиболее холодных суток | минус 42 °С |

2 Скорость ветра

- а) возможная 1 раз в 25 лет с 10 минутным интервалом осреднения на высоте 10 метров
(согласно ПУЗ 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 ПУЗ 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* 10 мм (IV р-н)

В соответствии с письмом ОАО «ФСК ЕЭС» № ЧА/29/11 от 12.02.2009 г. «О рекомендациях по применению высоковольтного оборудования в холодной климатической зоне РФ» значение средней из ежегодных абсолютно минимальных температур воздуха округляется до -45*С. В связи с

этим открыто устанавливаемое оборудование принимается исполнения ХЛ1 по ГОСТ 15543.1-89. ГОСТ 15150-69.

2. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА И ПРОВЕРКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

2.1 Общие положения

Для проверки и выбора электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток к.з.

Расчет тока к.з. аналитическим способом включает:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;

- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;

- определение искомого тока к.з.

Расчетный ток к.з. определяют в зависимости от назначения расчета: проверку на электродинамическую стойкость производят по току трехфазного к.з.; на термическую стойкость по току трехфазного или двухфазного к.з.; на отключающую способность выключателей - по току трехфазного к.з., а для сетей 110 кВ и выше - дополнительно по току однофазного к.з.

Расчет токов к.з. с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей.

К таким допущениям относятся следующие:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

- не учитывают емкостную проводимость линий;

- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток к.з. 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;

- не учитывают влияние нагрузки;

- при вычислении тока к.з. обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение $\frac{x}{r}$ более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной затухания апериодической составляющей тока к.з. - T_a . В нашем случае T_a будем определять приближенно.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов к.з. (погрешность практических методов расчета не превышает 10 %, что принято считать допустимым).

При выборе электрических аппаратов РУ с напряжением 35 кВ и выше можно ввести ряд упрощений:

- проверка оборудования в условиях короткого замыкания проводится по значениям суммарного тока короткого замыкания при повреждении на шинах РУ. Это соответствует расчетным условиям для выключателя (оборудования) тупиковой линии и создает определенный запас при выборе оборудования других присоединений;

- расчет ударного тока и апериодической составляющей тока к.з. можно выполнять по эквивалентным постоянным времени T_a , не рассматривая составляющих токов по отдельным ветвям;

- принимая во внимание значительную удаленность РУ 35 кВ и выше от генераторов станций не учитываем затухание периодической составляющей тока к.з., то есть $I_{пт} = I_{п0}$.

2.2 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, которое позволяет значительно быстрее и проще получить приближенную схему замещения. При этом установлен ряд средних номинальных напряжений: U_{cp} : 515; 340; 230; 154; 115; 37; 20; 18; 17.75; 13.8; 10.5; 6.3; 3.15; 0.69; 0.4; 0,23кВ.

Расчет выполняем в относительных единицах приближенным способом при $S_6 = 100$ МВА [4].

Составим исходную схему электрической сети (см. рисунок 1).

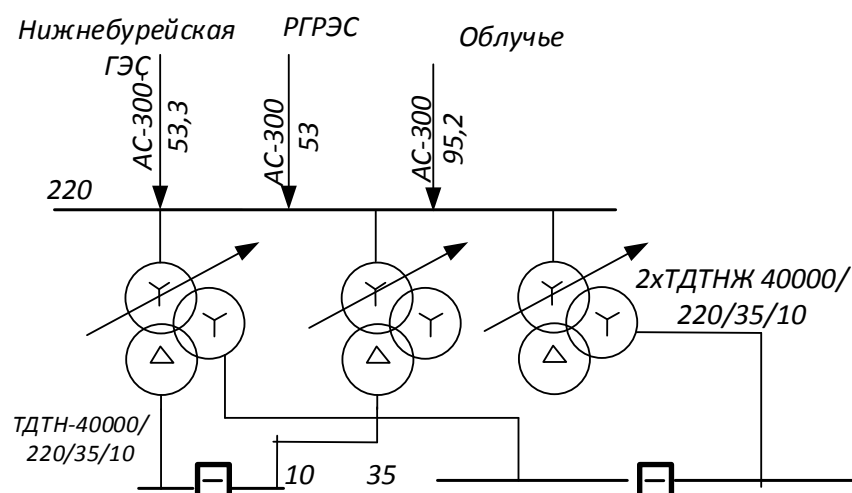


Рисунок 1 – Исходная схема сети

По этой схеме, учитывая сопротивления всех элементов сети (система, линия, трансформатор) составляем схему замещения (см. рисунок 2).

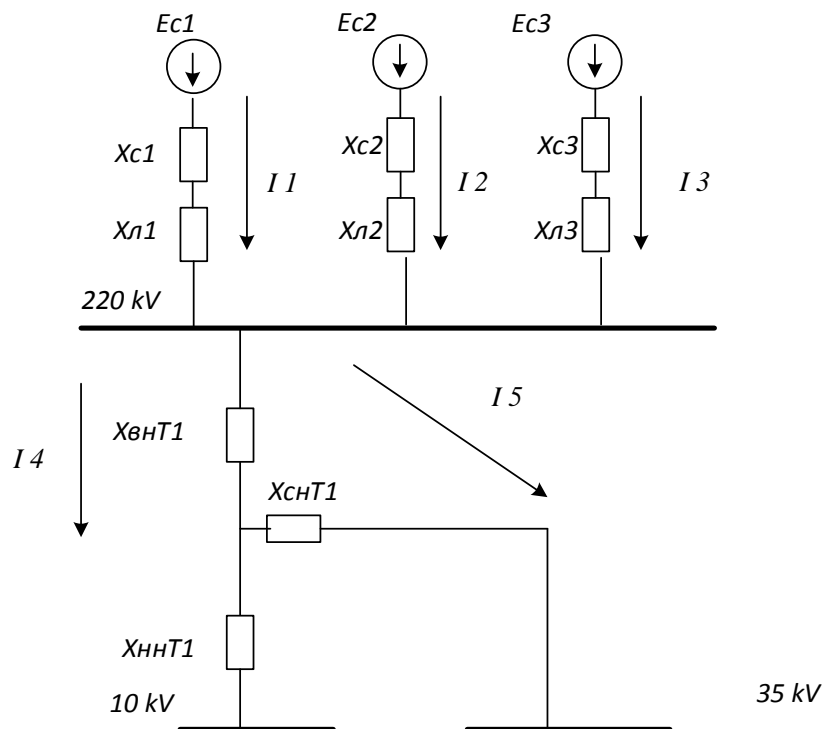


Рисунок 2 – Схема замещения

Производим расчет параметров схемы замещения.

Для каждой пары обмоток трансформаторов найдем напряжение короткого замыкания:

- трансформатор номинальной мощностью $S_{Т. ном} = 40$ МВА:

$$U_{кв-с} = 12,5 \% ; U_{кв-н} = 22 \% ; U_{кс-н} = 9,5 \% ;$$

Для каждой стороны трансформатора напряжение короткого замыкания находим по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений), %:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KC-H}); \quad (1)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}); \quad (2)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}). \quad (3)$$

По формулам определим сопротивления трансформаторов (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений):

$$X_{Т.В} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Т.НОМ}} \quad (4)$$

$$X_{Т.С} = \frac{U_{KC}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Т.НОМ}}. \quad (5)$$

$$X_{Т.Н} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Т.НОМ}} \quad (6)$$

ЭДС системы принимаем как систему бесконечной мощности ($E_c=1$)

Сопротивление системы определим по формуле:

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_k} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot I_{кз}}, \quad (7)$$

где S_{δ} – базисная мощность, МВА;

$I_{кз}$ - ток к.з. на шинах (на 2020 г.), кА.

Определим сопротивления линий:

$$X_{Л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}, \quad (8)$$

где $X_{уд}$ – удельное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км;

U_{cp} – напряжение из среднего ряда, кВ.

2.3 Расчёт токов КЗ

Определим по формуле начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в относительных единицах:

$$I_{п0} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}}, \quad (9)$$

где $E_{ЭКВ}$ – эквивалентная ЭДС;

$X_{ЭКВ}$ – эквивалентное сопротивление.

Ударный ток короткого замыкания определим формуле [4]:

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}, \quad (10)$$

где K_y - ударный коэффициент;

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле [4]:

$$I_{п0(n)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п0(n)}^{(3)} \quad (11)$$

Расчет токов КЗ приведён в приложении А, результаты расчётов токов КЗ представлены в таблице 1.

Таблица 2 – Токи короткого замыкания

Токи КЗ	$I_{п0}^{(3)}=I_{п0}$	$I_{п0}^{(2)}, \text{ кА}$	$T_a, \text{ с}$	K_y	$i_y, \text{ кА}$
I 1 (220 кВ)	7,56	6,55	0,03	1,716	18,35
I 2 (220 кВ)	7,58	6,56	0,03	1,716	18,4
I 3 (220 кВ)	6,02	5,21	0,03	1,716	14,01
I 4 (10 кВ)	0,45	–	0,05	1,82	1,16
I 5 (35 кВ)	0,77	–	0,02	1,61	1,75

3. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

3.1 Общие положения

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки (наружной или внутренней) и проверяется на действие токов короткого замыкания.

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: разъединители, высоковольтные выключатели, измерительные трансформаторы напряжения и тока, ограничители перенапряжений, гибкие или жесткие шины.

Проверка аппаратов на термическую стойкость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами короткого замыкания, для этого необходимо знать длительность короткого замыкания, $t_{откл}$ или расчетное время действия тока к.з. Это время определяется путем сложения двух времен – собственного времени отключения выключателя $t_в$ и собственного времени срабатывания защиты, которое можно принимать равным 0,01 с.

3.2 Выбор выключателей

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (до номинального тока отключения);
- быстрота действия;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления 110 кВ и выше;
- легкость осмотра и ревизии контактов;
- пожаро- и взрывобезопасность;
- удобство эксплуатации и транспортировки.

Выбор выключателей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (12)$$

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (13)$$

где I_{max} – максимальный ток, проходящий через выключатель.

$$I_{p.max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (14)$$

$$I_{p.max} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 220} = 105 \text{ A}$$

Проверяется:

- по отключающей способности;
- по термической стойкости.

На ОРУ 220 кВ выбираем элегазовый выключатель типа ЗАР1DT- 245.

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (15)$$

где $t_{отк}$ – время отключения;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания; $T_a=0,03$ с [].

Время отключения определяем по выражению:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{ов} \quad (16)$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{ов}$ – время отключения выключателя, с.

$$B_k = 7,58^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 13,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном.}}{100} \quad (17)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40$.

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 63}{100} = 35,64 \text{ кА}$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{\tau}{Ta}} \quad (18)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 7,58 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 6,56 \text{ кА}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (19)$$

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

Условия выбора, сравнение каталожных и расчетных данных выключателя и разъединителя сведены в таблицы 3 и 4 соответственно.

Таблица 3 - Сопоставление расчетных и каталожных данных выключателя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3150 \text{ А}$	$I_{p,max} = 105 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 135 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 18,4 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 13,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$I_{вкл} = 158 \text{ кА}$	$I_{но} = 7,58 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 63 \text{ кА}$	$I_{но} = 7,58 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a,ном} = 35,64 \text{ кА}$	$I_{a.t} = 6,56 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a,ном}$

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверки на отключающую способность.

Таблица 4 - Сопоставление расчетных и каталожных данных разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p,max} = 105 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 18,4 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 13,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

По данным сравнения на ОРУ 220 принимаю выключатели марки ЗАР1 DT-245-40/2000 УХЛ1



Рисунок 3 – Общий вид выключателя ЗАР1DT

На ОРУ 220 кВ принимаю разъединители марки РНДЗ-220/1000 У1.



Рисунок 4 – Общий вид разъединителя марки РНДЗ

Выбор и проверка выключателя на ОРУ 35 кВ

$$I_{p.max} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 35} = 660 \text{ A}$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 0,77^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 0,766 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 5 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 630 \text{ A}$	$I_{p.max} = 630 \text{ A}$	$I_p \leq I_n$
$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 1,75 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 0,766 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 0,77 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 0,77 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

По данным сравнения выключатель марки ВГБЭ – 35 – 12,5/630 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям.



Рисунок 5 – Выключатель марки ВГБЭ-35

Выбор и проверка выключателя на КРУН 10 кВ

$$I_{p.max} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2309 \text{ A}$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 0,45^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 0,047 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя:

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

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 6.

Таблица 6 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{p,max} = 2309 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$i_{пр.скв} = 31 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 1,16 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 0,047 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 0,45 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 0,45 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

По данным сравнения выключатель марки ВВУ - СЭЩ - ЭЗ - 10 - 20/1600 УЗ удовлетворяет всем условиям.



Рисунок 6 – Выключатель ВВУ – СЭЩ – ЭЗ - 10

3.5 Выбор шинных конструкций

3.5.1 Общие положения

Выбор жестких шин:

Согласно п. 1. 3. 28 ПУЭ // сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах ОРУ по экономической плотности тока не выбираются; выбор сечения шин производится по нагреву (допустимому току).

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (33)$$

где I_{\max} - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки, А;
 $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя /6,10/, А.

После этого жесткие шины проверяют на термическую стойкость при коротких замыканиях по выражению:

$$q \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (34)$$

где q - выбранное сечение, мм²;

B_k - тепловой импульс тока короткого замыкания;

$C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ - расчетный коэффициент для алюминиевых шин //.

Далее шины проверяются на электродинамическую стойкость: шинная конструкция считается электродинамически стойкой, если максимальное расчетное напряжение в материале шин $\sigma_{\text{доп}}$ и максимальные расчетные нагрузки на изоляторы $F_{\text{расч}}$ не превышают допустимых значений, т. е.

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}; \quad (35)$$

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (36)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$, $F_{\text{доп}}$ - допустимые напряжение в материале и нагрузка на изолятор.

Согласно ПУЭ допустимое напряжение $\sigma_{\text{доп}}$ принимается равным 70% временного сопротивления разрыву (предела прочности) материала шин σ_B , т. е.

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,7\sigma_B. \quad (37)$$

Временные сопротивления разрыву и допустимые напряжения материалов шин приведены в //.

Допустимая нагрузка на изолятор $F_{\text{доп}}$ принимается равной 60% от минимальной разрушающей нагрузки $F_{\text{разр}}$, приложенной к головке изолятора, т. е.

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}. \quad (38)$$

Если центр масс поперечного сечения шины удален от вершины опорного изолятора допустимая нагрузка при изгибе изолятора должна быть уменьшена в соответствии с формулой

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}H/(h+H), \quad (39)$$

где h - расстояние от вершины изолятора до центра масс поперечного сечения шины;

H - расстояние от головки изолятора до опасного сечения (сечения, где наиболее вероятна поломка) изолятора.

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при коротком замыкании, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины-изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Частоту собственных колебаний для алюминиевых шин можно определить как:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (40)$$

где l - длина пролета между изоляторами, м;

J - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей шины, см⁴;

q - поперечное сечение шины, см².

Изменяя длину пролета и форму сечения шин, добиваются того, чтобы механический резонанс был исключен, то есть $f_0 > 200$ Гц.

Механический расчет однополосных шин:

Определяется наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании, Н/м:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд}^2 / a, \quad (41)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания, А;

a - расстояние между фазами, м.

Находится напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W}, \quad (42)$$

где l - длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м;

W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия /5/, см³.

Полученное значение напряжения в материале шин сравнивается с допустимым.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по номинальному напряжению и допустимой нагрузке. Проходные изоляторы кроме этого выбираются по номинальному току ($I_{max} \leq I_{доп}$).

Выбор гибких шин:

- проверка сечения на нагрев проводится по допустимому току;
- проверка на термическое действие тока к.з. не производится, так как ошиновка выполнена голыми проводами на открытом воздухе;
- проверка на электродинамическое действие токов короткого замыкания (на схлестывание) не производится, так как токи к.з. для ОРУ 35, 110 и 220 кВ меньше 20 кА;
- проверка по условию короны: необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 110 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (43)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (44)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D - p = 1,26 \cdot D, \quad (45)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

Провода не будут коронировать если выполняется условие

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (46)$$

3.5.2 Выбор и проверка гибких шин

В распределительном устройстве 220 кВ применяются гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводами марки 6хАС-300. Гибкие токопроводы для соединения трансформаторов с РУ 10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку от собственного веса, гололеда и ветра. Остальные провода – являются только токоведущими. Сечения отдельных проводов в пучке рекомендуется выбирать возможно большими, т.к. это уменьшает число проводов и стоимость токопровода [2].

Гибкие провода применяются для соединения трансформаторов с ОРУ.

Выбираем сборные шины 220 кВ и токоведущие части в блоке от сборных шин до выводов трансформаторов.

Так как сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения.

На стороне напряжения 220 кВ выбираем гибкие шины марки АС–300/48, допустимый ток которых $I_{дон} = 690 \text{ А}$, диаметр провода $d = 24,1 \text{ мм}$.

Так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени $< 20 \text{ кА}$, то проверку шин на схлестывание не производим. Так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе, то проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится.

Проверим сечение на нагрев (по допустимому току):

$$I_{дон} = 690 \text{ А}$$

$$I_{max} = 660 \text{ А}$$

$$I_{дон} \geq I_{max} \text{ - условие выполняется.}$$

Проверим по условиям коронного разряда:

Начальная критическая напряженность электрического поля (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{12,05}} \right) = 26,99$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного поля (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 220}{12,05 \cdot \lg \frac{3500}{12,05}} = 2,62$$

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

$1,07 \cdot 2,62 \leq 0,9 \cdot 26,99$ - условие выполняется, провод подходит.

3.5.3 Выбор и проверка жестких шин

В закрытых РУ 6 –10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

При токах больше 3000 А рекомендуется применять шины коробчатого сечения т.к. они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения. Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

Ток продолжительного режима

$$I_{норм} = \frac{S_n}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}^2} = 2385 \text{ А.} \quad (47)$$

$$I_{p.max} = 1,35 \cdot I_{норм} = 3,22 \text{ кА} \quad (48)$$

Принимаю шину коробчатого сечения алюминиевые $2 \times (125 \times 55 \times 6,5)$ мм;
 $S = 1370 \text{ мм}^2$; $I_{ном} = 4640 \text{ А}$;

С учётом поправочного коэффициента на температуру 0,94 определим

$$I_{дон} = 4640 \cdot 0,94 = 4361 \text{ A};$$

Проверка по термической стойкости:

$$I_{н.о} = 7,58 \text{ кА}; T_a = 0.1; i_y = 18,4 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_K = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a). \quad (49)$$

$$B_K = 7,58^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 13,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{c}, \quad (50)$$

где $c = 91$ принимаю по табл.3.14 //.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{13,22}}{91} = 39 \text{ мм}^2$$

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

Шины термически стойкие.

Проверка на механическую прочность.

Принимаем, что шины соединены жёстко, тогда момент сопротивления $W_{yo-yo} = 167 \text{ см}^3$.

Напряжение в материале шин:

$$\sigma_{\phi.\max} = 2,2 \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{yo-yo}} \cdot 10^{-8}, \quad (51)$$

где $l = 2$ м;

$a = 0,8$ – расстояние между фазами.

$$\sigma_{\phi.\max} = 2.2 \frac{18,4^2 \cdot 2^2 \cdot 10^{-8}}{0,8 \cdot 167} = 6,57 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi.\max} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа.}$$

Таким образом шины механически прочны.

3.5.4 Выбор изоляторов

Выбираем подвесной изолятор марки ПС – 120 А, $F_{\text{разр}} = 12000$ Н, $H_{\text{из}} = 138$ мм.

Сила на изгиб:

$$F_{\text{из}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l}{a} \cdot k_h \cdot 10^{-7} \quad (52)$$

$$F_{\text{из}} = \sqrt{3} \cdot \frac{18,4^2 \cdot 1,2}{1,5} \cdot 1,5 \cdot 10^{-7} = 0,207 \text{ кН}$$

Поправка на высоту коробчатых шин:

$$k_h = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{H_{\text{из}} + C + h / 2}{H_{\text{из}}}; \quad (53)$$

$$k_h = \frac{207}{138} = 1,5$$

$$F_{\text{расч}} = k_h \cdot F_u; \quad (54)$$

$$F_{\text{расч}} = 1,5 \cdot 207 = 310,5 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}; \quad (55)$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 120000 = 72000 \text{ Н}$$

$$F_{дон} \geq F_{расч} \quad (56)$$

Опорный изолятор марки ПС – 120 А механически прочен.

3.6 Выбор ОПН

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный. ОПН предназначен для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов, выполненных на основе оксида цинка с малыми добавками других металлов. Эти колонки заключаются в полимерные или фарфоровые покрышки.

Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

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

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot U_{ном.сети}, \quad (57)$$

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot 220 = 231 \text{ кВ}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент КВ, учитывающий

увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,52 /4, с.11.рис.2.1/.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (58)$$

$$U_{p.n.p.} = \frac{231}{1,52} = 151,97 \text{ кВ}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-220/154/10/800П УХЛ1.

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (59)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 263 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 470 \text{ Ом}$ /5, с. 201/;

T – время распространения волны;

N – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (60)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

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

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,765 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (61)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 0,9 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(661,765 - 263)}{470} \cdot 263 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 803,3 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \quad (62)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{803,3}{220} = 3,65 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ОПН – 220/154/10/800II УХЛ1 удельной энергоемкостью 5 кДж/кВ.

Выбор ОПН для других РУ выполняется аналогично, результаты выбранных ОПН сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Выбранные ОПН

Для РУ 220кВ	ОПН -220/154/10/800 II УХЛ1
Для РУ 35 кВ	ОПН-35/40,5-10(1) УХЛ1

Для РУ 10 кВ	ОПН-10/10 (I) УХЛ1
--------------	--------------------

3.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

На электрических станциях собственные нужды делятся на два типа: общестанционные и агрегатные.

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

На подстанции мощность собственных нужд расходуется на вентиляцию, освещение, подогрев масла трансформаторов и выключателей в зимний период времени; летом – на обдув масла и принудительную вентиляцию; на обогрев привода шкафов и ячеек ЗРУ.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 0,4 кВ, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд.

Определим мощность, которая необходима для собственных нужд, результат сведем в таблицу.

Таблица 14 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт × n	Всего		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВт
1	2	3	4	5	6
Охлаждение ТДТН-40000/220/35/10	22,2 × 1	22,2	0,85	22,2	13,75
Охлаждение ТДТНЖ- 40000/220/35/10	22,2 × 2	44,4	0,85	44,4	27,5
Подогрев ЗАР1D-245	20,4 × 10	204	1	204	-
Подогрев КРУН	-	2*10	1	2*10	-

Отопление и освещение ОПУ	-	100	1	100	-
Отопление и освещение ДП	-	80	1	80	-
Освещение ОРУ	-	10	1	10	-
Насосная	-	30	1	30	-
Прочие	-	46	1	46	-
Итого				657,8	41,25

Расчетная нагрузка при $K_c = 0,8$:

$$S_{расч} = k_c \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (63)$$

$$S_{расч} = 0,8 \sqrt{657,8^2 + 41,25^2} = 526,7 \text{ кВА}$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{S_{расч}}{1,4} \quad (64)$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{526,7}{1,4} = 376,2 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТМ-250/10-66У1.

3.8 Выбор комплектных распределительных устройств

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

Шкафы с полностью готовым к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в

обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

3.8.1 КРУ на напряжение 10 кВ.

В дипломном проекте на напряжение 10 кВ рационально принять КРУН серии К – 59 с выключателями ВВУ СЭЦ ЭЗ – 1000 на большие отключаемые токи КЗ.

КРУН серии К – 59 имеет:

- росоустойчивую фарфоровую изоляцию;
- высоковольтные коммутационные аппараты, расположенные на выкатных частях;
- высокочувствительную дуговую защиту.

КРУ серии К – 59 рассчитаны на применение всех типов высоковольтных выключателей данного напряжения: вакуумного и элегазового. Выкатные части с высоковольтным выключателем унифицированы. Работоспособность КРУН проверена при землетрясении до 9 баллов. Срок службы – 30 лет.



Рисунок 11 – Общий вид шкафов КРУН серии К-59.

Наличие различных исполнений шкафов КРУН по главным

электрическим цепям даёт возможность изготавливать РУ как с кабельными, так и с воздушными выводами.

КРУН безопасны в работе:

- имеется надёжная блокировка от неправильных действий обслуживающего персонала;
- смотровые окна обеспечивают наблюдение за оборудованием под напряжением;
- при помещении выкатной части в ремонтное положение автоматически работающие шторки защищают обслуживающий персонал от случайного прикосновения к токоведущим частям под напряжением;
- предусмотрено заземление любого участка главных цепей КРУН с помощью стационарных установленных заземляющих разъединителей.

В таблице 15 приведены параметры шкафа КРУН серии К – 59.

Таблица 15 – основные параметры шкафа КРУН серии К – 59У1

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А: Сборных шин Шкафов	3150
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	51
Тип выключателя	ВВУ СЭЦ ЭЗ – 1000
Параметры	Значения
Тип привода к выключателю	Электромагнитный
Габариты шкафа, мм:	750/3100/2725

Трансформатор тока	ТОЛ СЭЩ – 10 – 21
Трансформатор напряжения	НАМИТ – 10 Кв
Ограничители перенапряжения	ОПН – 10/10 УХЛ1

3.9 Выбор аккумуляторных батарей

Применение постоянного оперативного тока, требующее установки аккумуляторных батарей, увеличивает стоимость сооружения, эксплуатационные затраты, вызывает необходимость сооружения разветвлённой сети постоянного тока.

Внедрение в установках переменного и выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих аккумуляторных батарей и уменьшить разветвлённость оперативных цепей.

Переменный оперативный ток применяется на подстанциях с высшим напряжением 35 – 220 кВ без выключателей ВН. На подстанциях с оперативным постоянным током переменный оперативный ток применяется на панелях щитов с.н., а также компрессорных, насосных и других вспомогательных устройств.

Переменный оперативный ток применяется на ТЭС и АЭС в системе с.н. 0,4 кВ, кроме цепей управления автоматических выключателей на вводах рабочего и резервного питания, а также в схемах управления разъединителями и на местных ЩУ.

На данной подстанции 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.

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

- постоянно включенная нагрузка;

- временная нагрузка;
- кратковременная нагрузка.

На подстанции установлены аккумуляторные батареи типа ОР – 27 номинальной емкостью 648 А/ч. Данные аккумуляторы изготавливаются закрытые в прозрачных корпусах. В основе пластин - сплав с добавлением сурьмы. Этот металл позволяет увеличить механическую прочность пластин, но вызывает увеличение газовыделения. Нежелательное воздействие сурьмы на расход воды требует исключения сурьмы как составной части сплава, однако, сурьма приносит не только вышеописанный недостаток, но и наоборот, положительные воздействия, а именно – на активный материал положительной пластины. Так, положительные пластины с легированными сурьмой решетками выдерживают более сильные циклические зарядно-разрядные нагрузки.

В качестве электролита используется разбавленная серная кислота, плотностью, от 1,24 до 1,28 кг/л. К достоинствам этих аккумуляторов можно отнести:

- длительные сроки службы;
- возможность контроля плотности электролита;
- визуальный контроль состояния пластин.

Произведем проверку установленных батарей.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда, определяем как

$$n_0 = \frac{U_{Ш}}{U_{ПЗ}}, \quad (65)$$

где n_0 - число основных элементов в батарее;

$U_{Ш}$ - напряжение на шинах, В;

$U_{ПЗ}$ - напряжение на элементе в режиме подзаряда, В.

$U_{ПЗ} = 2.15$ В.

$$n_0 = \frac{230}{2.15} = 108.$$

Количество элементов установленных на подстанции больше расчетного:

$$121 \geq 108$$

Проверим по максимальному толчковому току.

$$46 \cdot N \geq I_{T.MAX}, \quad (66)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку;

$I_{T.MAX}$ – наибольший толчковый ток.

$$46 \cdot 13 = 598 > 311.$$

Проверим на отклонение напряжение при наибольшем толчковом токе по формуле

$$I_{P(N=1)} = \frac{I_{T.MAX}}{N}. \quad (67)$$

$$I_{P(N=1)} = \frac{311}{13} = 23,9 \text{ A.}$$

Принятые аккумуляторы обеспечивают все условия.

4. ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

4.1 Общие положения

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций выполняются наружной установки основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – внутренние и грозовые перенапряжения.

Источником энергии внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной – нормальные или аварийные коммутации, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров установки и характера коммутации и имеют статистический характер.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю (индуктированные перенапряжения).

Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности могут применяться тросовые молниеотводы.

ОРУ обычно защищаются несколькими молниеотводами.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку.

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства.

4.2 Расчёт заземлителя

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя) [2].

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (68)$$

$$S = (169,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (80 + 2 \cdot 1,5) = 14239 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 16 \text{ мм} ;$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (69)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (70)$$

где $T = t_{01} = 0,15$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали)- коэффициент термической стойкости.

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (71)$$

где $S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102$

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

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (16 + 0,102) = 5,16 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (72)$$

Для средней полосы $H = 2$ м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит $\rho = const$.

Если выполняется условие:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2;$$

$$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{\min} = 253,54 \text{ мм}^2, \text{ то принимаем } d = 16 \text{ мм}.$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 10 \text{ м}$.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} \quad (73)$$

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot 14239}{10} = 2848 \text{ м};$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (74)$$

$$m = \frac{2848}{2 \cdot \sqrt{14239}} - 1 = 10,89$$

Принимаем: $m = 11$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 11 \text{ м}; \quad (75)$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 10,63 \leq 40$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (76)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{14239} \cdot (10 + 1) = 2874 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 5 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = (0,25 \div 8) \cdot l_B$$

$$a = 8 \cdot 5 = 40 \text{ м}$$

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (77)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{14239}}{40} = 9,581$$

Принимаю: $n_B = 10$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя [2]:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (78)$$

где $\rho_{\text{ЭР}}$ - эквивалентное удельное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м};$$

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаю: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта [2]:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (79)$$

где ρ_1, ρ_2 – удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_{\text{в}}} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (80)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_{\text{в}}} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (81)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{240}{170} = 1,41$ расчёт коэффициента k производим

по формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,1$$

Теперь определяем:

$$\rho_{\text{э}} = 170 \cdot \left(\frac{240}{170} \right)^{0,1} = 175,94 \text{ Ом/м}$$

Вычисляем расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 175,94 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{14239}} + \frac{1}{2869 + 10 \cdot 5} \right) = 0,654 \text{ Ом}$$

где - A_{\min} - коэффициент подобия; зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{14239}} = 0,042;$$

Принимаем: $A_{\min} = 0,42$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (82)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{14239}}{(21 + 320) \cdot (3,22 + 45)}} = 3,305;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot a_u \quad (83)$$

$$R_u = R \cdot a_u = 0,654 \cdot 3,305 = 2,18$$

4.3 Расчёт молниезащиты

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

типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, 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. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчет молниезащиты зданий сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

На ОРУ 220 кВ произведен расчет для зоны защиты типа- А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ [9].

Принимаю высоту молниеотвода:

$$H = 25 \text{ м,}$$

При $H \leq 150$ м.

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot H \text{ м.} \quad (84)$$

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot H = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \quad (85)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 25 \text{ м.} - \text{ на уровне шинного портала;}$$

$$h_x = 27 \text{ м.} - \text{ на уровне линейного портала.}$$

Расстояние между молниеотводами приведено в таблице:

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $H < L \leq 2 \cdot H$:

$$r_{\text{с0}} = r_0 = 26,25 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $2 \cdot H < L \leq 4 \cdot H$:

$$r_{\text{с0}} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot H)}{H} \right)$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) \quad (86)$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx}^{nm} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_i}{h_{cx}} \right) \quad (87)$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (88)$$

Расчет молниезащиты приведен в приложение Б, результаты расчета приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Результат расчета молниезащиты.

Молниеотводы	L, м	r _{cx} на уровне 1-го защищаемого объекта	r _{cx} на уровне 2-го защищаемого объекта	r _{cx} на уровне земли
1 – 2	71,2	4	13	32
2 – 3	71,2	4	13	32
3 – 4	48,7	8,6	16,3	32
4 – 5	48,7	8,6	16,3	32
5 – 6	89,5	2,4	9	32
6 – 7	89,5	2,4	9	32
7 – 8	49,2	8,5	16,25	32
7 – 9	40,1	10,1	17,3	32
8 – 9	41,7	9,8	17,2	32
9 – 10	92,4	3,6	8,2	32
1 – 9	40,1	10,1	17,3	32
1 – 11	69,3	4,2	13,3	32
11 – 12	61,6	6	14,6	32

2 – 12	39,5	13,3	17,4	32
--------	------	------	------	----

4.4 Анализ грозоупорности

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределения электроэнергии, имеет изоляцию соответствующую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, приложенное к установке может отличаться от номинального.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые).

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

Определяем число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий.

Определяем критический ток перекрытия изоляции:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} \quad (89)$$

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

z – Волновое сопротивление ошиновки, Ом.

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

$$P_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} \quad (90)$$

Ток обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$I_{ОП} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot I_{гирл}}{R_u} \quad (91)$$

где $l_{гирл}$ – Высота подвеса гирлянды на опоре, км;

R_u – Импульсное сопротивление заземлителя, Ом.

Вероятность обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов [5]:

$$P_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{оп}} \quad (92)$$

Число случаев перекрытия изоляции:

$$N_{ПИ} = p_0 \cdot (A + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (B + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_{\alpha} \cdot P_{np} + \eta_{он} \cdot P_{он}) \quad (93)$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на 1 км² поверхности;

A – Длина территории подстанции, м;

B – Ширина территории подстанции, м;

$R_{экв}$ – Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды, м;

p_{α} – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы;

η_{np} – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС, минуя молниеотводы;

$\eta_{он}$ – Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозных разрядов в ОРУ, лет:

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (94)$$

Число опасных грозových перенапряжений от набегающих волн на подстанцию в целом, т.е. перенапряжений, превышающих допустимые значения за год [5]:

$$N_{нв} = N \cdot N_{гроз_ч} \cdot l_{оп_зона} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_э) \cdot (p_{\alpha} \cdot \psi_{пр} + \delta_{он} \cdot p_{он} \cdot \psi_{он}) \quad (95)$$

где N – Общее число ударов молнии на 100 км длины линии;

$N_{гроз_ч}$ – Число грозových часов;

$l_{оп_зона}$ – Длина опасной зоны, км;

$n_{вл}$ – Количество отходящих линий;

$k_э$ – Коэффициент взаимного перекрытия линии внегородской черты (просека);

$\psi_{пр}$ – Доля опасных для изоляции пс импульсов про прорыве молнии на провода, возникших в пределах опасной зоны;

$\psi_{он}$ – Доля опасных для изоляции пс импульсов про обратных перекрытиях изоляции, возникших в пределах опасной зоны;

$\delta_{он}$ – Доля грозových ударов в опору

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС:

$$T_{нв} = \frac{1}{N_{нв}} \quad (96)$$

Расчет грозоупорности приведен в приложение В.

Число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий за год равно 0,000792 раза.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозových разрядов в ОРУ равна 1262 лет.

Число опасных грозových перенапряжений от набегающих волн на подстанцию за год равно 0,001737 раза.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции равна 577,7 лет

5. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Таблица 18 – Расчёт релейной защиты трансформатора.

Наименование величины	Обозначение и метод	Числовое значение для стороны		
		220 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4	5
Первичный ток на сторонах защищаемого тра соответствующего походной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100,41$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 599,8$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2099$

Коэффициент трансформации ТТ	K_I	200/5	1200/5	3000/5
Схема соединения ТТ	—	У	У	Д
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности Т, А	$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	$\frac{100 \cdot 1}{200 / 5} = 2,5$	$\frac{599,8 \cdot 1}{1200 / 5} = 2,5$	$\frac{2099 \cdot \sqrt{3}}{3000 / 5} = 3,5$

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5
МТЗ				
Рабочий максимальный ток, А	$I_{p,max} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 599,8$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2099$
Ток срабатывания защиты, А	$I_{МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.зап}}{K_B} \cdot I_{p,max} \cdot 2$	$\frac{8,1 \cdot 2}{0,85} \cdot 100,5 = 283,5$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 600 = 1694$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 2099 = 5928$
Коэффициент чувствительности	$K_q = \frac{I_k \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{I_{МТЗ}}$	$\frac{8,1 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{283,5} = 24,74$	$\frac{8,1 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{1694} = 4,142$	$\frac{14,1 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{5928} = 2,06$
Защита от перегрузки				
Ток срабатывания защиты, А	$I_{сз.п} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{ном}$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 100,5 = 124$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 600 = 741$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 2099 = 2593$

Вторичный ток защиты, А	$I_{втор.П} = K_{сх} \cdot \frac{I_{сз.П}}{n_T}$	$\frac{120}{40} \cdot I = 3$	$\frac{741}{240} \cdot I = 3,09$	$\frac{2593}{600} \cdot 1,732 = 7.49$
-------------------------	--	------------------------------	----------------------------------	---------------------------------------

6. НАДЕЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

6.1 Общие положения

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

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

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

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

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

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

- составить схему замещения для подстанции;
- показатели надежности каждого элемента схемы;
- выбрать модель представления выключателя;
- определить показатели надежности схемы с учетом возможного дефицита электроэнергии;
- учесть вероятность отказа и безотказной работы средств РЗ и А;

6.2 Определение показателей надежности элементов схемы

Вероятность отказа работы элемента определяется по формуле:

$$g = \frac{\omega \cdot t_B}{T_G}, \quad (98)$$

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

t_B – среднее время восстановления элемента, ч.;

T_G – время года, ч.;

Параметры показателей надежности взяты из справочника и сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Показатели надежности элементов.

Элемент	ω , 1/год	T_B , ч	μ , 1/год	T_p , ч	$a_{оп}/a_k$
Трансформатор 40МВА	0,035	7	0,035	2	–
Выключатели 220	0,001	21,9	0,04	15	0,0 25/0,0024
Разъединители 220	0,01	7	0,166	13	–
Шины 220 кВ	0,013	5	0,166	3	–
ВЛ 220 кВ (на 100 км)	0,34	14,3	2,8	17	–

Вероятность отказа и параметра потокоотказа основных защит:

- газовой - $q_r=0,00525$; $W=0.0000087$;
- дифференциальной - $q_{дзт}=0,0044$; $W=0,0002$;
- ДЗШ - $q_{дзш}=0,0096$; $W=0,00136$;
- ДФЗ линии – $q_{дфзвл} = 0,0012$; $W=0,00194$;

Каждый элемент однолинейной электрической схемы вводится собственным элементом показателя вероятности отказа. Вероятность отказа выключателя вводится моделью отказа выключателя, где учитываются смежные элементы.

Расчет всех параметров надежности приведен в приложении В.

8 ЭКОНОМИКА

В данной работе проведем сравнение реконструкции подстанции по укрупненным показателям. Произведем капиталовложения в пс при расширение ОРУ, таблица 18.

Таблица 18 – Укрупненные стоимостные показатели ОРУ 220 кВ

Тип оборудования	Затраты	Величина затрат, тыс. руб.
ТДТН-40000/220/35/10	1*12000	12000
ТДТНЖ-40000/220/35/10	2*12000	24000
ОРУ – 220 кВ	7*24000	168000
ОРУ-35 кВ	6*200	12000
КРУН-10 кВ	16*160	2560
Элегазовый выключатель	9*12500	112500
Постоянная часть затрат	47500	47500
Противоаварийная автоматика	1200	1200
Итого:		379760
Стоимость реконструкции ПС (с учетом сопутствующих затрат 21%)*3,73		1713971

Таблица 19 – Укрупненные стоимостные показатели ОРУ 220 кВ после реконструкции

Тип оборудования	Затраты	Величина затрат, тыс. руб.
ТДТН-40000/220/35/10	1*12000	12000
ТДТНЖ-40000/220/35/10	2*12000	24000
ОРУ – 220 кВ	12*24000	288000
ОРУ – 35 кВ	6*200	12000
КРУН – 10 кВ	16*160	2560
Элегазовый выключатель	9*12500	112500
Постоянная часть затрат	47500	47500
Противоаварийная автоматика	1200	1200
Итого:		499760
Стоимость реконструкции ПС (с учетом сопутствующих затрат 21%)*3,73		2255567

Вывод: ОРУ 220 кВ после реконструкции оказалось заметно дороже, по сравнению с предыдущим вариантом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью ВКР была реконструкция РУ 220 кВ ПС «Архара» с расширением его на 5 ячеек с выключателями для захода на ПС второй цепи транзита ВЛ 220 кВ. Произведено расширение ОРУ 220 кВ. Рассчитаны все необходимые данные для выбора и проверки оборудования на ПС, т. е. токи КЗ. В части безопасности и экологичности были описаны методы защиты окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом; рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции описаны первичные средства пожаротушения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляков Ю.П., Козлов А.Н., Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.
- 2 Костенко М. В. и др. Заземления в сетях высокого напряжения и средства защиты от перенапряжений. Учебное пособие. – Л.: ЛПИ, 2003.
- 3 Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М: Энергоатомиздат, 2012.
- 4 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева.– М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 5 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических станций от грозовых и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2009.
- 6 Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2007.
- 7 СТО. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35–750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10–750 кВ. Издание официальное, ОАО РАО «ЕЭС России», 2007.
- 8 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. – Благовещенск: изд. АмГУ, 2006.
- 9 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, 2002.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет токов короткого замыкания