

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 «Электрические станции»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
зав. кафедрой

_____ 2016 г.
« ___ » _____

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции напряжением 220/110/35/20кВ Артём
Приморского края

Исполнитель

студент группы 242об1

(подпись, дата)

И.Е. Притыкин

Руководитель

старший преподаватель

(подпись, дата)

Н.С. Бодруг

Нормоконтроль

доцент, канд. тех. 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
зав. кафедрой

_____ 2016 г.
«__» _____

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Притыкина Илья Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции напряжением 220/110/35/20кВ Артём Приморского края

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика района подстанции, расчет токов короткого замыкания, выбор электрических аппаратов, экологичность и безопасность проекта, освещение на подстанции

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Бодруг Наталья Сергеевна старший преподаватель

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 Притыкин

Имя Илья

Отчество Евгеньевич

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электрические станции»

Тема выпускной квалификационной работы Проектирование подстанции напряжением 220/110/35/20кВ Артём Приморского края

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержанию работы заданию (полное или не полное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

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

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика района расположения подстанции 220/110/35/20 «Артём»	9
2 Расчёт токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования	14
2.1 Общие положения	14
2.2 Составление расчётной схемы замещения и определение её параметров	16
2.3 Расчёт токов КЗ	20
3 Выбор электрических аппаратов	22
3.1 Общие положения	22
3.2 Выбор КРУ	22
3.3 Выбор выключателей и разъединителей	27
3.4 Выбор трансформаторов тока	32
3.5 Выбор трансформаторов напряжения	38
3.6 Выбор шинных конструкций	40
3.6.1 Общие положения	40
3.6.2 Выбор гибких и жестких шин	45
3.6.3 Выбор изоляторов	48
3.7 Выбор кабельной перемычки от трансформатора до КРУ	49
3.8 Выбор предохранителей	50
3.9 Выбор ОПН	52
3.10 Выбор трансформаторов собственных нужд	54
3.11 Предварительный расчет аккумуляторных батарей	56
4 Освещение на подстанции	59
4.1 Общие сведения об освещении	59
4.2 Проектирование освещения	60
5 Экологичность и безопасность	66
5.1 Мероприятия по охране труда	66
5.2 Мероприятия по сохранению окружающей природы	67

6	Изоляция и перенапряжения	70
6.1	Общие положения	70
6.2	Расчет заземлителя подстанции	71
7	Релейная защита и автоматика	80
7.1	Основные типы защиты трансформаторов	80
7.2	Максимальная токовая защита	81
7.3	АПВ	85
7.4	АВР	86
8	Надежность подстанции	88
8.1	Общие положения	88
8.2	Определение показателей надежности элементов схемы	89
	Заключение	98
	Библиографический список	99
	Приложение А Расчет молниезащиты в программе Mathcad 15.0	100

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – Воздушная линия

КЗ – Короткое замыкание

КРУ – Комплектное распред устройство

ЗРУ – Закрытое распред устройство

ОПН – Ограничитель перенапряжений нелинейный

ПС – Подстанция

ВВЕДЕНИЕ

Проект организации строительства «ПС 220/110/35/20 кВ Артём с заходами ЛЭП 220 кВ ПС «Владивосток» - ПС «Волна» разработан на основании технического задания на разработку проекта.

Актуальность темы связана со строительством электрической подстанции предназначенной для удовлетворения потребностей жителей юга Приморского края.

Подстанция «Артём» соединит в кольцо линии:

- «Артёмовская ТЭЦ» - ПС «Городская» - ПС «Артём» - ПС «Волна» - «Артёмовская ТЭЦ»;
- «Артёмовская ТЭЦ» - ПС «Владивосток» - ПС «Артём» - ПС «Городская» - «Артёмовская ТЭЦ»;
- «Артёмовская ТЭЦ» - ПС «Владивосток» - ПС «Артём» - ПС «Промузел» - ПС «Волна» - «Артёмовская ТЭЦ»

В административном отношении площадка проектируемой ПС «Артём» намечена в северной части Советского района города Владивостока, Приморского края, в 0.1 км к югу от границы Артемовского и Владивостокского городских округов, в 1.4 км к СВ от поселка Трудовое, в 4.4 км к ЮЗ от города Артема, в 2.2 км к ЮВ от поселка Угловое.

На подстанции будет применено напряжение 20 кВ, основными преимуществами по сравнению с РЭС 6-10 кВ являются: снижение потерь электрической энергии, увеличение пропускной способности линии, увеличение дальности обслуживания подстанций, снижение уровня токов короткого замыкания и др.

Распределительные устройства 35 кВ и 20 кВ предусмотрены закрытого исполнения из комплектных ячеек заводского изготовления с вакуумными выключателями.

В соответствии с техническим заданием и исходя из количества присоединений в проекте приняты следующие схемы распределительных

устройств: РУ 35 кВ – «одна рабочая секционированная выключателем система шин»; РУ 20 кВ – «одна секционированная выключателем система шин».

Для размещения ячеек КРУ-35 и КРУ-20 кВ сблокировано здание ЗРУ-35 кВ и ЗРУ 20 кВ. Объединение зданий эффективно для энергосбережения и обслуживания.

Распределительное устройство 35 кВ предполагается использовать для питания потребителей собственных нужд подстанции. Также к распределительному устройству 35 кВ подключаются две ВЛ 35 кВ:

- ВЛ 35 кВ к ПС Заводская;
- ВЛ 35 кВ к ПС Угловая.

Основное оборудование подстанции выбрано по номинальному напряжению, максимально длительному току присоединений, отключающей способности и стойкости к току короткого замыкания, условий окружающей среды.

1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УСЛОВИЙ СТРОИТЕЛЬСТВА

В административном отношении трасса захода ВЛ 220 кВ Владивосток-Волна на проектируемую ПС Артём приходит по землям поселка Трудовое и города Владивосток Приморского края.

В районе прохождения трассы предполагается перспективная застройка, поэтому заходы ЛЭП приняты в кабельном исполнении.

Общая длина трассы захода КЛ 220 кВ составляет 1 км.

Основное направление трассы КЛ восточное.

Начальным пунктом трассы проектируемого захода КЛ является кабельная опора №69б, устанавливаемая в створе существующей ВЛ 220 кВ Владивосток–Волна. Отпайка от существующей ВЛ 220 кВ «Владивосток» - ПС «Волна» осуществляется в пролете между опорами № 69-70.

Для уменьшения нагрузок на конструкцию опоры №69б с обеих сторон от нее устанавливаются две анкерные опоры типа У220-1+5 №69а, 69в.

Конечным пунктом трассы захода КЛ 220 кВ является портал ОРУ 220 кВ проектируемой ПС 220 кВ Артём.

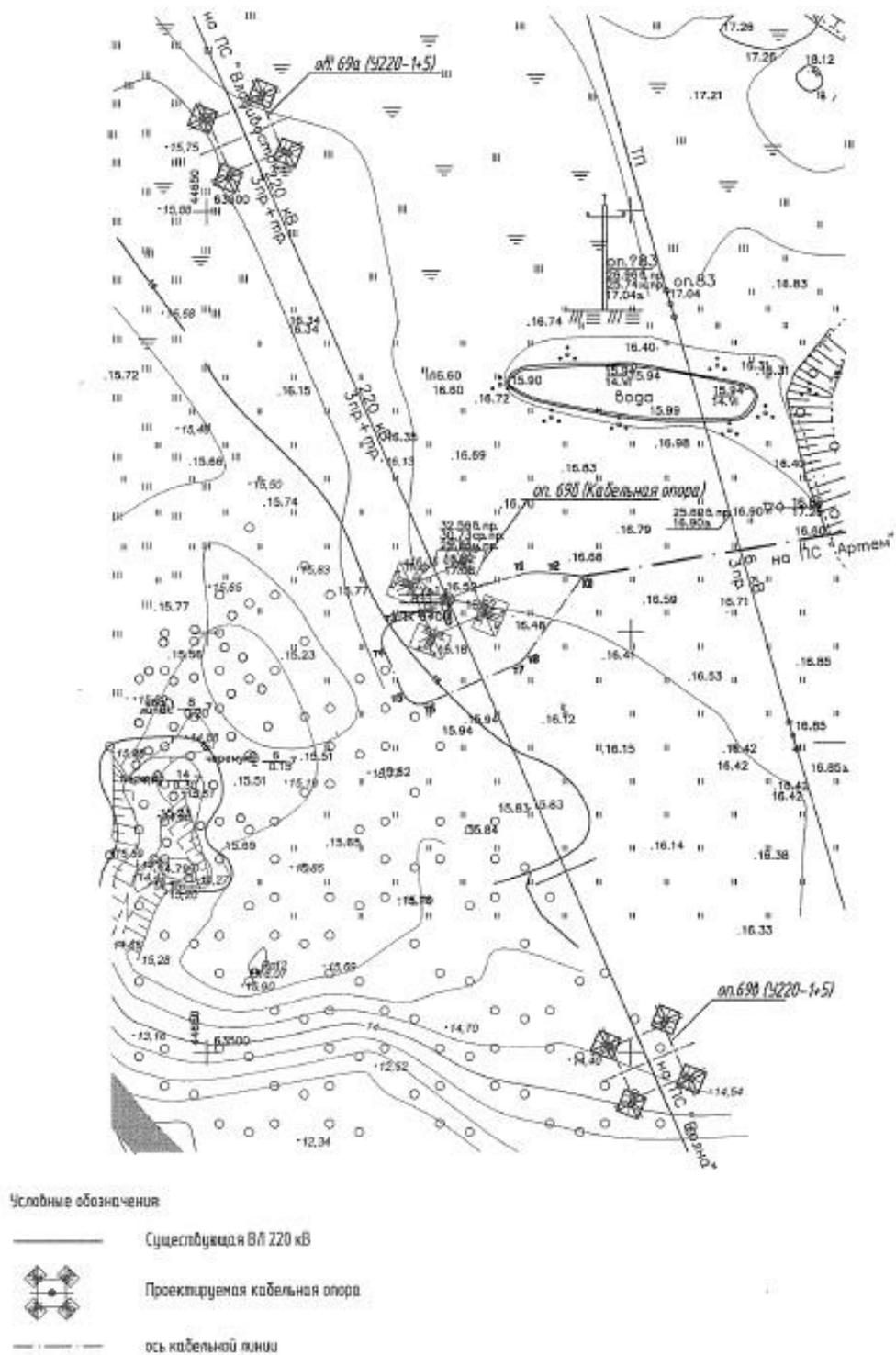


Рисунок 1 – План врезки в существующую ВЛ

Конечная точка – концевые кабельные муфты, устанавливаемые на территории ПС 220 кВ Артём.

Трасса КЛ проложена на 90% протяженности в одной полосе отвода земли с проектируемой подъездной дорогой к проектируемой ПС Артём.

В геоморфологическом отношении проектируемые подъездная автодорога и КЛ проходят по правому борту долины реки Песчанка.

В рельефном отношении район проектируемой подъездной автодороги представляет собой преимущественно равнинную местность с участками всхолмленной местности и углами наклона до 4 градусов. Абсолютные отметки колеблются от 39 до 80 метров в Балтийской 1977г. системе высот.

С южной и восточной сторон участок работ ограничен грунтовыми дорогами, с западной стороны – ложиной. С северной стороны от проектируемой подстанции находится вершина сопки Пчелиная с расположенными на ней садово-огородными участками.

Общее направление трассы проектируемого захода КЛ – северо-восточное. Длина проектируемого захода – 1 км, при 66 углах поворота.

В геоморфологическом отношении трасса захода КЛ проходит по северному борту долины реки Песчанка, пересекает один пересыхающий ручей. Абсолютные отметки по трассе захода КЛ 220 кВ колеблются от 15 до 43 метров в Балтийской 1977г. системе высот.

Геологическое строение по оси профиля проектируемой КЛ предоставлено грунтами супесчаного и крупнообломочного состава, на участках выхода трассы КЛ в долину р. Песчанка галечниковыми супесями, песками и галечниками.

Грунты выветрелые, обладают сильной трещиноватостью и различной прочностью: средней и малой. Самая низкая прочность присуща песчаникам, обладающим сильной степенью выветривания.

Переувлажненные, частично заболоченные участки имеют по трассе КЛ ограниченное распространение и встречаются в понижениях рельефа. В период снеготаяния и обильного выпадения осадков на глубине 0.5 - 3.5 м прогнозируются локальные формирования грунтовых вод типа «верховодка». «Верховодка» слабоагрессивная к бетону нормальной проницаемости (W4).

Трасса проектируемого захода КЛ проходит в основном по необжитой местности, занятой лесными массивами, луговой растительностью. Основные

лесообразующие породы – береза, дуб, ильм, ясень, ольха, клен высотой деревьев до 15 метров с диаметром стволов до 0.3 м, кустарника и подлеска до 4 м.

Осложняющими факторами при строительстве и эксплуатации проектируемых сооружений будут являться пучинистость грунтов.

Для характеристики климатических условий района ПС 220 кВ Артём с заходами ЛЭП 220 кВ использованы данные многолетних наблюдений метеостанций Сад-город, Озерные Ключи, а также данные климатических справочников (СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»; Справочник по климату СССР, выпуск 26).

Определение расчетных условий по ветру и гололёду произведено на основании карт климатического районирования территории РФ по ветровым и гололедным нагрузкам (ПУЭ-7, 2003 г.; СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия»).

В качестве нормативных проектом приняты:

1. Температура воздуха:
 - а) абсолютная максимальная 38 °С;
 - б) абсолютная минимальная минус 38 °С;
 - в) среднегодовая 3.8 °С;
 - г) средняя наиболее холодной пятидневки
обеспеченностью 0.92 минус 26 °С;
обеспеченностью 0.98 минус 27 °С;
 - д) при гололёде минус 5°С.
2. Скорость ветра повторяемостью 1 раз в 25 лет (с 10 минутным интервалом) на высоте 10 метров над поверхностью земли 36 м/с.
3. Толщина стенки гололеда плотностью 0.9 г/см³ на высоте 10 метров над поверхностью земли 25мм (IV р-н).
4. Максимальная высота снежного покрова 57 см.
5. Зона влажности 1 (влажная).

6. Количество ветреных дней за зимний период с силой ветра более 4 баллов (8 м/с и более) 15%.

2. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА И ПРОВЕРКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

2.1 Общие положения

Для выбора и проверки 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 апериодической 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.

- 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 пренебрегаю 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;

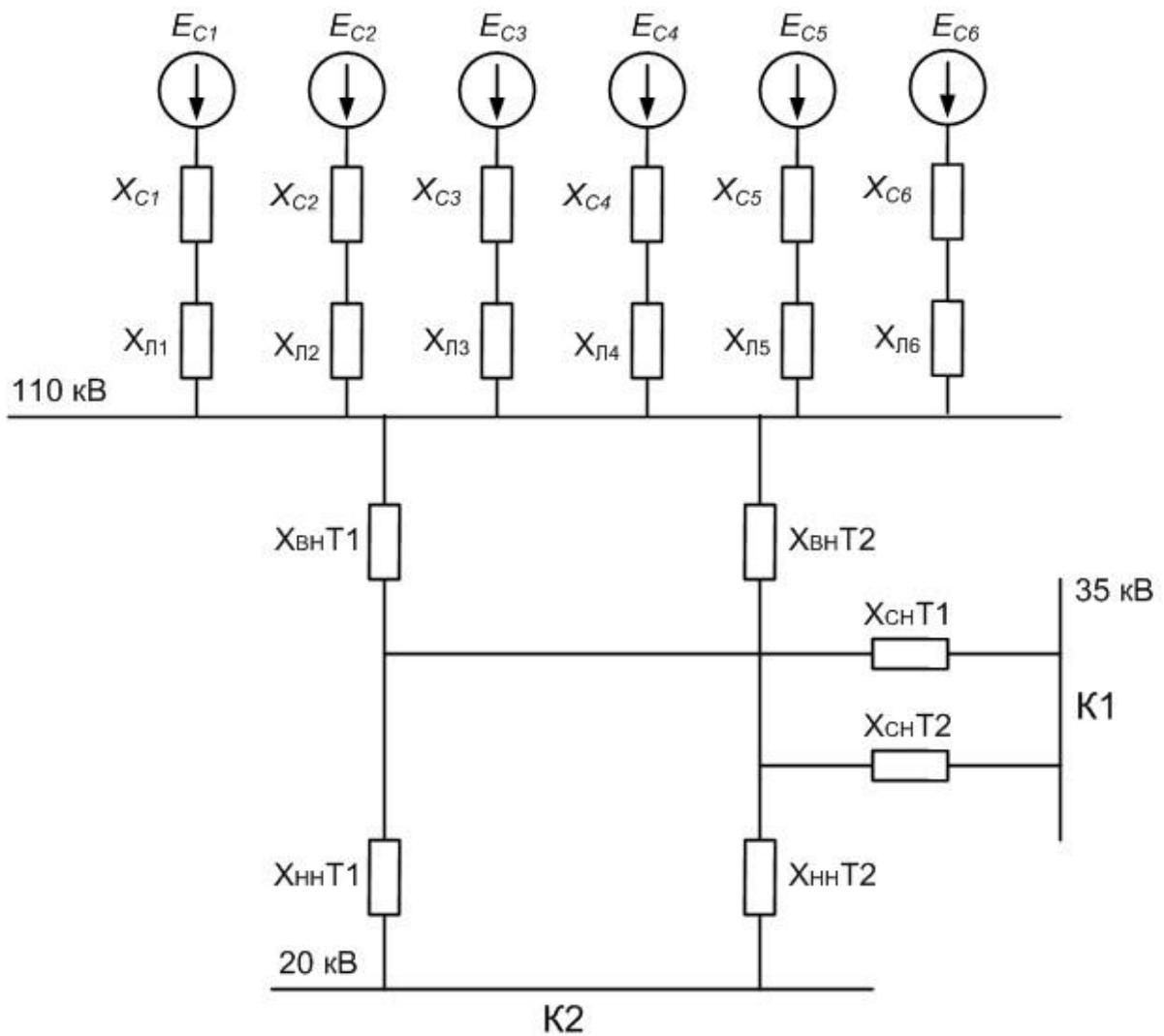


Рисунок 3 – Схема замещения

Произведем расчет параметров схемы замещения.

Напряжения короткого замыкания для каждой пары обмоток трансформаторов:

-трансформатор номинальной мощностью $S_{T, \text{ном}}=40\text{MVA}$:

$$U_{K \text{ вн-сн}}=10.5\%; U_{K \text{ вн-нн}}=17.5\%; U_{K \text{ сн-нн}}=6.5\%;$$

Напряжения короткого замыкания для каждой стороны трансформатора находим по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжения), %;

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

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

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

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75\%$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25\%$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%$$

Сопротивления трансформаторов определяются по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжения):

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

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

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

$$X_{Т.В} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,27$$

$$X_{T.C} = 0$$

$$X_{T.H} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,17$$

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

Сопротивление системы можно определить по формуле:

$$X_c = \frac{S_6}{S_k} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{кз}}, \quad (7)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

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

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.N}} \quad (8)$$

$$I_B = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}$$

$$I_B = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 20} = 2,89 \text{ кА}$$

Определим сопротивления линий:

$$X_{л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}, \quad (9)$$

$$X_{Л35} = 3.25 \cdot 0.44 \cdot \frac{100}{35^2} = 0.117$$

$$X_{Л20} = 3.25 \cdot 0.44 \cdot \frac{100}{20^2} = 0.154$$

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

l – длина линии, км;

$U_{ср}$ – напряжение из среднего ряда, кВ.

2.3 Расчёт токов КЗ

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{по} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}}, \quad (10)$$

Определим ток короткого замыкания в кА:

$$I_{по} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}} \cdot I_B,$$

$$I_{по35} = \frac{1}{0.108} \cdot 1.56 = 14.4 \text{ кА},$$

$$I_{по20} = \frac{1}{0.127} \cdot 1.56 = 12.2 \text{ кА},$$

где $E_{ЭКВ}$ – эквивалентная ЭДС;

$X_{ЭКВ}$ – эквивалентное сопротивление.

Ударный ток короткого замыкания определим формуле [4]:

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{по}, \quad (11)$$

$$i_{y35} = 1.61 \cdot \sqrt{2} \cdot 14.4 = 36.7 \text{ кА}$$

$$i_{y20} = 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot 12.2 = 31.1 \text{ кА}$$

где K_y - ударный коэффициент;

Результаты расчётов токов КЗ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{н0}^{(3)}$, кА	T_a , с	K_y	i_y , кА
<i>K1 (35) кВ</i>	<i>14,4</i>	<i>0,02</i>	<i>1,61</i>	<i>36,7</i>
<i>K2 (20) кВ</i>	<i>12,2</i>	<i>0,05</i>	<i>1,8</i>	<i>31,1</i>

3. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

3.1 Общие положения

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений, гибкие или жесткие шины. Оборудование выбирается по номинальному напряжению и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость.

3.2 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 Шкаф КРУ на напряжение 35 кВ.

КРУ серии К-130 предназначен для приема и распределения электрической энергии в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц номинальным напряжением 35 кВ с изолированной нейтралью или с частично заземленной нейтралью на всех видах электростанций, распределительных подстанциях энергосистем, подстанциях промпредприятий, в том числе на подстанциях городских, сельских, коммунальных и других электрических сетей.

Устройство шкафов КРУ серии К-130 состоит из отдельных шкафов, которые на объекте собираются в секции распределительного устройства.

Шкафы КРУ серии К-130 имеют ряд преимуществ:

- Локализованность перегородок и отсеков;
- Быстродействующая дуговая защита на основе волоконно-оптических датчиков;
- Одностороннее обслуживание;
- Аварийное отключение выключателя кнопкой при запертой двери шкафа;
- Перемещение выкатного элемента при закрытых фасадных дверях;
- Индикатор наличия напряжения;
- Активная мнемосхема;
- Жесткость конструкций;
- Наличие современных микропроцессорных устройств в комплексе с выключателями для обеспечения надежности и стабильности эксплуатации;
- Может поставляться в утепленных блочно-модульных зданиях контейнерного типа заводской готовности.

Основные параметры шкафов КРУ приведены в таблице 16.



Рисунок 4 – Шкафы КРУ серии К-130.

Таблица 2 – Основные параметры шкафа КРУ серии К – 130

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток, А: Сборных шин шкафов	1250
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	80
Тип выключателя	VD4-36
Тип привода	Пружинно-моторный
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Ток термической стойкости, кА	31,5
Трансформатор тока	GIF 36 (RITZ)
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ –СЭЩ 35
Ограничители перенапряжения	ОПН – 35 УХЛ1
Срок службы, лет	30
Габаритные размеры шкафа КРУ, мм	
Ширина	1200
Глубина	2500
Высота	2460

3.8.2 Шкаф КРУ на напряжение 20 кВ.

Устройства комплектные распределительные (КРУ) К-131 предназначены для приема и распределения электрической энергии в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц наибольшим напряжением до 24 кВ. Область применения – на всех видах электростанций,

распределительных подстанциях энергосистем, подстанциях промпредприятий, электрификации транспорта и других объектах электроснабжения. Устройство К-131 состоит из отдельных шкафов или состыкованных между собой блоков, которые на объекте собираются в секции распределительного устройства.



Рисунок 5 – Шкафы КРУ серии К-131.

Шкафы КРУ серии К-130 имеют ряд преимуществ:

- Перемещение отключенного выключателя из рабочего положения в контрольное и из контрольного положения в рабочее при закрытых фасадных дверях шкафа;
- Перемещение ВЭ при открытых дверях шкафа из ремонтного положения в рабочее только при отключенном выключателе;
- Возможность аварийного отключения выключателя в рабочем положении с помощью кнопки на фасадной двери шкафа;
- Наличие смотрового окна на фасадной двери отсека ВЭ для визуального наблюдения за состоянием выключателя;
- Наличие мнемосхемы, которая показывает положение ВЭ (контрольное и рабочее), состояние выключателя (вкл/откл),

заземляющего разъединителя (вкл/откл), предупреждая неправильные действия персонала;

– Индикатор наличия высокого напряжения;

– Магистральная шинка заземления.

Данные особенности обеспечивают высокий уровень безопасности для обслуживающего персонала.

Таблица 3 – Основные параметры шкафа КРУ серии К – 131

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	20
Номинальный ток, А: Сборных шин шкафов	2000
Номинальный ток отключения, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	64
Тип выключателя	Sion – 24
Тип привода	Пружинно-моторный
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Ток термической стойкости, кА	31,5
Трансформатор тока	ТОЛ - СЭЦ– 20
Трансформатор напряжения	GE 24S
Ограничители перенапряжения	ОПН – 20 УХЛ1
Срок службы, лет	30
Габаритные размеры шкафа КРУ, мм	
Ширина	1000
Глубина	1470
Высота	2300

3.3 Выбор выключателей

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

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.

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

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

Проверяется:

- по отключающей способности;
- по термической устойчивости.

На ЗРУ 35 кВ выбираем вакуумный выключатель типа VD4-36.

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

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

где $t_{отк}$ – время отключения;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания; $T_a=0,02$ 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.

$$B_k = 14,4^2 \cdot (0,2 + 0,02) = 45,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

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

$$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (17)$$

Термическая стойкость выключателя :

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

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Таблица 4 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1250 \text{ А}$	$I_{p.max} = 660 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 36,7 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 45,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 14,4 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 14,4 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

По данным сравнения выключатель марки VD4-36 удовлетворяет всем условиям.



Рисунок 6 – Выключатель марки VD4-36

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

Таблица 5 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 660 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 63 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 36,7 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 45,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбираем разъединитель РДЗ - 35/1000 НУХЛ1.

Выбор выключателя на 20 кВ:

$$I_{p.max} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 20} = 1155 \text{ А}$$

На ЗРУ 20 кВ выбираем вакуумный выключатель типа Sion – 24.

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 12,2^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 37,21 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном.}}{100} \quad (18)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40$.

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 25}{100} = 14,1 \text{ кА}$$

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

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

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Таблица 6 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 20 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 1155 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 31,1 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 37,21 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{но} = 12,2 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{но} = 12,2 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

По данным сравнения выключатель марки Sion – 24 удовлетворяет всем условиям.

Таблица 7 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 20 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 1155 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 125 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 31,1 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 37,21 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбираем разъединитель РДЗ - 35Б/2000 НУХЛ1.



Рисунок 7 – Выключатель Sion – 24

3.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [6].

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки;
- по номинальному току

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

Проверка производится:

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости

$$i_{y\partial} = K_{\text{эд}} \sqrt{2} I_{\text{ном}}, \quad (20)$$

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

$I_{\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока;

- по термической стойкости

$$B_k \leq (K_m \cdot I_{\text{ном}})^2 t_m, \quad (21)$$

где K_m – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_m – время термической стойкости, величина справочная;

по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (22)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$

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

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (23)$$

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. По ПУЭ их минимальные сечения должны быть 2.5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем

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

На ЗРУ 35 кВ будут установлены амперметр, ваттметр, варметр, счетчик активной и счетчик реактивной энергии.

Таблица 8 – нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА
Амперметр	ЩП72П	1.5
Ваттметр	ЩВ96	1.5
Варметр	ЩВ96	1.5
Счетчик активной энергии	Меркурий 234	2
Счетчик реактивной энергии	Меркурий 234	2
Итого		8.5

Трансформатор тока GIF 36 (RITZ) обеспечивает передачу сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления, предназначен для использования в цепях коммерческого учета электроэнергии в электрических установках переменного. Используясь в закрытых помещениях они монтируются в любом положении и успешно выдерживают механические нагрузки и вибрацию. Номинальные первичные токи трансформатора от 25 до 3000 А.

Потребляемая мощность прибора:

$$S_{приб} \leq 8.5 \text{ ВА}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (24)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 1$ А.

$$r_{\text{приб}} = \frac{8.5}{1} = 8.5 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (25)$$

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

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2 \cdot \sqrt{3}} \quad (26)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{70}{1^2 \cdot \sqrt{3}} = 40.4 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр}} = 40.4 - 8.5 - 0.1 = 31.8 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов:

$$S = \rho \cdot \frac{L}{r_{\text{пр}}} \quad (27)$$

$$S = \frac{80 \cdot 0.0175}{31.8} = 0.04 \text{ мм}^2$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением 2.5мм². Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{L \cdot \rho}{S} \quad (28)$$

$$r_{np} = 0.0175 \cdot \frac{80}{4} = 0.56 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{нагр} = Z_{нагр} = 0.56 + 0.1 + 6 = 6.7 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 8.

Таблица 9- Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p,max} = 660 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_n = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_{np} = 0.6 \text{ Ом}$	$Z_{np} \leq Z_n$
$B_k = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 2,543 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 13,04 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{дин}$

На секционные и приходящие линии 35 кВ выбирается трансформатор GIF 36 с коэффициентом трансформации 1000/1А. На отходящие линии выбирается коэффициент трансформации 300/1А. На линии собственных нужд коэффициент равен 50/1А.

Выбор трансформаторов тока 20 кВ.

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ - СЭЦ– 20.



Рисунок 8 – Трансформатор тока ТОЛ

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{8.5}{1} = 8.5 \text{ Ом} \quad (29)$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (30)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{20}{I^2 \cdot \sqrt{3}} = 11.55 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр}} = 11.55 - 8.5 - 0.1 = 3.04 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов:

$$S = \frac{6 \cdot 0.0175}{3.04} = 0.03 \text{ мм}^2$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением 2,5 мм².. Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = 0.0175 \cdot \frac{6}{2.5} = 0.042 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{нагр} = Z_{нагр} = 0.042 + 0.1 + 0.24 = 0.292 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 9.

Таблица 10 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 20 \text{ кВ}$	$U_n = 20 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3000 \text{ А}$	$I_p = 1155 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_n = 0,462 \text{ Ом}$	$Z_{np} = 0,292 \text{ Ом}$	$Z_{np} \leq Z_n$
$B_k = 1400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 329,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{kp} \leq B_{kn}$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{yd} = 25,66 \text{ кА}$	$I_{yd} \leq I_{дин}$

Выбираем на приходящие и секционные линии коэффициент трансформации 1500/1А. На отходящие линии коэффициент трансформации 400/1А.

3.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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

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

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых

обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Выбираем вольтметр марки ЩП72П. Прибор ЩП72П предназначен для измерения и преобразования действующего значения силы тока, напряжения и значения частоты в однофазных и трехфазных цепях переменного тока в выходные унифицированные сигналы постоянного тока.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$.

Должно при этом соблюдаться условие

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} \quad (31)$$

Мощность измерительных приборов и системы учета равна:

$$S_{2\Sigma} = 8.5 \text{ ВА}$$

Выбор трансформаторов напряжения на 35 кВ

Выбираю трансформатор напряжения типа ЗНОЛ –СЭЦ 35 - УХЛ1.



Рисунок 9 – Трансформатор напряжения ЗНОЛ

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 42.5 \text{ ВА}$$

Вторичная нагрузка слишком велика для одного трансформатора напряжения, поэтому предусматриваем установку двух трансформаторов напряжения соединенных по схеме открытого треугольника, общей мощностью $2 \cdot 30 = 60 \text{ ВА}$

Таблица 11– Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 60 \text{ ВА}$	$S_p = 42.5 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Выбор трансформаторов напряжения на 20 кВ

Выбираю трансформатор напряжения GE 24S.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 54.5 \text{ ВА}$$

Таблица 12– Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
$U_n = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 20 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 90 \text{ ВА}$	$S_p = 54.5 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

3.6 Выбор шинных конструкций

3.6.1 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).

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (32)$$

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.

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

$$q \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (33)$$

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.

Проверка шин 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 превосходят допустимых значений, т. е.

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}; \quad (34)$$

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (35)$$

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.

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,7\sigma_B. \quad (36)$$

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.

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}. \quad (37)$$

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

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}N/(h+N), \quad (38)$$

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

N - 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:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (39)$$

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:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд}^2 / a, \quad (40)$$

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

a - расстояние между фазами, м.

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

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W}, \quad (41)$$

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 ($I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$).

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,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (42)$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}, \quad (43)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D - p = 1,26 \cdot D, \quad (44)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

Провода не будут коронировать если выполняется условие

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (45)$$

3.6.2 Выбор и проверка жестких и гибких шин

В закрытых РУ 6 – 20 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами, укрепленными на опорных изоляторах.

При токах менее 3000 А рекомендуется применять шины прямоугольного 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 – 20 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

Выбор шин на 20 кВ:

Ток продолжительного режима

$$I_{норм} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1155 \text{ A}. \quad (46)$$

$$I_{p.max} = 1,35 \cdot I_{норм} = 1,56 \text{ kA} \quad (47)$$

Принимаю шину плоского сечения алюминиевые (120×10) мм;

$$I_{ном} = 2070 \text{ A};$$

С учётом поправочного коэффициента на температуру 0,94 определим

$$I_{дон} = 2070 \cdot 0,94 = 1946 \text{ A};$$

Проверка по термической стойкости:

$$I_{н.о} = 12,2 \text{ кА}; T_a = 0,5; i_y = 31,1 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a). \quad (48)$$

$$B_k = 12,2^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 37,21 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}, \quad (49)$$

где $c = 91$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{37,21}}{91} = 67 \text{ мм}^2$$

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

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:

$$\sigma_{\text{ф.мах}} = 2,2 \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{yo-yo}} \cdot 10^{-8}, \quad (50)$$

где $l = 2 \text{ м}$;

$a = 0,8$ – расстояние между фазами.

$$\sigma_{\text{ф.мах}} = 2,2 \frac{31 \cdot I^2 \cdot 2^2 \cdot 10^{-8}}{0,8 \cdot 167} = 6,37 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{ф.мах}} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа.}$$

Таким образом шины механически прочны.

Выбор шин на 35 кВ:

Ток продолжительного режима

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 660 \text{ А.}$$

$$I_{\text{р.мах}} = 1,35 \cdot I_{\text{норм}} = 0,89 \text{ кА}$$

Принимаю гибкие шины выполненные проводом марки АС (400×35) мм; $S = 400 \text{ мм}^2$; $I_{\text{ном}} = 830 \text{ А}$;

С учётом поправочного коэффициента на температуру 0,94 определим

$$I_{\text{доп}} = 830 \cdot 0,94 = 780,2 \text{ А};$$

Проверка по термической стойкости:

$$I_{n.o} = 14.4 \text{ кА}; T_a = 0.2; i_y = 36.7 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_k = 14,4^2 \cdot (0,2 + 0,02) = 45,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{45,62}}{91} = 74 \text{ мм}^2$$

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

Шины термически стойкие.

3.6.3 Выбор изоляторов

Выбираем на 20 кВ опорный изолятор марки ОФ – 20 – 3000 УЗ,

$$F_{\text{разр}} = 30000 \text{ Н}, H_{\text{из}} = 206 \text{ мм}.$$

Сила на изгиб:

$$F_{\text{из}} = 1,62 \cdot \frac{i_{y\partial} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \tag{51}$$

$$F_{\text{из}} = 1,62 \cdot \frac{25660^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 266,8 \text{ Н}$$

Поправка на высоту плоских шин:

$$k_h = \frac{H}{H_{uz}} = \frac{H_{uz} + C + h / 2}{H_{uz}}; \quad (52)$$

$$k_h = \frac{206 + 10 + 120 / 2}{206} = 1,34$$

$$F_{расч} = k_h \cdot F_u; \quad (53)$$

$$F_{расч} = 1,34 \cdot 266,8 = 357,5 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}; \quad (54)$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н}$$

$$F_{дон} \geq F_{расч} \quad (55)$$

Опорный изолятор марки ОФ – 20 – 3000 УЗ механически прочен.

3.7 Выбор кабельной перемычки от трансформатора до КРУ

Для соединения трансформатора с КРУ выбирается соединение кабельной перемычкой. Длина кабеля в лотке (с учетом 3 фаз) от Т1 до КРУ составляет 135 метров. Длина кабеля в лотке от Т2 до КРУ составляет 150 метров. Длина кабеля от Т1 по кабельной конструкции равна 45 метров, от Т2 равна 60 метров. С учетом 5% и запасом на монтаж 15 метров длина кабельной перемычки от Т1 до КРУ 35 кВ составит 205 метров, от Т2 до КРУ 235 метров.

Максимальный рабочий ток в кабельной перемычке от Т1, Т2 до КРУ 35 кВ составляет 660 А. Выбираем сечение токопроводящей жилы кабеля 400 мм². Длительно допустимый ток медного кабеля на напряжение 35 кВ при прокладке на воздухе, кабели расположены треугольником: $I_{дл.дон.} = 903 \text{ А}$

Поправочный коэффициент при температуре окружающей среды 40°C:

$$K_A = 0,86$$

Поправочный коэффициент в зависимости от количества проложенных рядом линий (две линии, расстояние между линиями 800 мм): $K_{II} = 0.88$

Таким образом:

$$I_{дл.доп.} = 903 \cdot 0,86 \cdot 0,88 = 683 \text{ A} > 660 \text{ A}$$

При выборе сечения экрана расчетным является однофазное КЗ. На шинах 35 кВ ток однофазного КЗ равен 14,4 кА, чему соответствует сечение экрана 95 мм².

3.8 Выбор предохранителей

Высоковольтные предохранители используются для защиты электрооборудования электрических сетей напряжением выше 1000 В от токов короткого замыкания и токов недопустимых перегрузок.

Основными техническими характеристиками предохранителей являются номинальное напряжение, номинальный длительный ток, зависимость времени плавления вставки от тока. Отключающую способность предохранителей характеризуют номинальной отключаемой мощностью. Защитным элементом предохранителя является плавкая вставка, включенная последовательно в электрическую цепь защищаемой сети. Предохранители, обладающие способностью резко уменьшать ток в цепи при коротком замыкании, называются токоограничивающими. При прохождении через плавкую вставку токов короткого замыкания или длительного тока перегрузки она чрезмерно перегревается и плавится, переходя сначала в жидкое, а затем в газообразное состояние. В процессе расплавления металла вставки между контактами предохранителя образуется дуга. Длительность горения и скорость гашения электрической дуги внутри предохранителя зависят от конструкции предохранителя и правильности выбора плавкой вставки. После гашения дуги электрическая цепь полностью разрывается. Время перегорания плавкой вставки зависит от величины проходящего через нее тока и называется защитной или токовременной характеристикой

плавкой вставки, которая служит для определения выдержки времени отключения аварийных токов, а также расчетов селективной работы предохранителей и релейной защиты электроустановки. Ток, плавящий вставку, определяется конструкцией предохранителя, физическими данными самой плавкой вставки (материалом, формой, длиной и поперечным сечением) и температурой окружающего воздуха. На токовременную характеристику предохранителя влияет также состояние плавкой вставки. Если использовать вставку с оксидной пленкой, у которой вследствие этого уменьшилось сечение плавящегося элемента из-за длительного хранения в ненормальных условиях, то характеристики вставки окажутся измененными.

Плавкая вставка может работать длительное время, если через нее проходит номинальный или меньший электрический ток. При прохождении через предохранитель рабочего тока вставка нагревается, но структура металла не меняется.

Выбираем для 35 кВ предохранитель с кварцевым наполнителем марки ПКТ 103-35-40-8 УЗ.

Таблица 13– Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=35 \text{ кВ}$	$U_p=35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_{\text{ном.откл}} = 8 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}} = 14.4 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} \leq I_{\text{кз}}$

На 20 кВ выбираем предохранитель марки ПКТ 103-35-40-8 УЗ.

Таблица 14– Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=35 \text{ кВ}$	$U_p=20 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_{\text{ном.откл}} = 8 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}} = 12.2 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} \leq I_{\text{кз}}$

3.9 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 $U_{н.р.}$, которое для сетей $35кВ$ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}, \quad (56)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ кВ}$$

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].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (57)$$

$$U_{p.n.p.} = \frac{42}{1,52} = 27,63 \text{ кВ}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-35/40.5

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

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (58)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 92.7 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 490 \text{ Ом} / 5$, с. 201/;

T – время распространения волны;

N – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (59)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

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

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{190}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 190} = 183 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (60)$$

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:

$$\mathcal{E} = \frac{(183 - 92.7)}{490} \cdot 92.7 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 61.5 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \tag{61}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{61.5}{35} = 1.76 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ОПН – 35/40.5/10 удельной энергоемкостью 2.8 кДж/кВ.

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

Таблица 15 – Выбранные ОПН

Для РУ 35 кВ	ОПН-35 УХЛ1
Для РУ 20 кВ	ОПН-20 УХЛ1

3.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

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

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 16 – 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 АТДЦТН-125000/220/110	30 × 2	60	0.85	60	37.2
РПН АТДЦТН-125000/220/110	2.82 × 2	5.64	0.75	6.392	5.62
Охлаждение ТДТН-40000/220/35/20	5 × 2	10	0,85	10	6.2
РПН ТДТН-40000/220/35/20	2.82 × 2	5.64	0.85	5.64	3.5
ОПУ	-	260	1	136.5	28.72
КРУЭ 200 кВ	-	77	1	60.3	1.31
КРУЭ 110 кВ	-	114.72	1	88.28	6.42
ЗРУ 35 кВ	-	29.4	1	28.52	0.61
ЗРУ 20 кВ	-	30.84	1	29.96	0.61
Проходная	-	10.1	1	10.1	0
Насосная	-	34.05	1	21.48	6.93
Охранная сигнализация	-	8.8	1	5.16	0
Освещение	-	11.56	1	5.06	0
Обогрев ящиков зажимов и ячеек КРУ	-	4.5	1	4.5	0
Питание счётчиков РЗА	-	0.16	1	0.16	0
Маслосборник	-	2.2	1	2.2	0
Греющий кабель	-	8.3	1	8.3	0

Продолжение таблицы 16

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт × n	Всего		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВт
1	2	3	4	5	6
Контейнер под дизель генераторную установку	-	15	1	15	0
Итого				558.68	96.76

Принимаем два трансформатора с литой изоляцией в защитном кожухе ТСЗЛ-630/35/0,4.

Для резервирования особо ответственных потребителей предусматривается дизель-генераторная установка мощностью 300 кВт, устанавливаемая в блок-контейнере типа «Север». Включение ДГУ предусматривается при полном исчезновении питания от трансформаторов собственных нужд.

3.11 Предварительный расчет аккумуляторной батареи

Определение номера аккумуляторной батареи по величине толчкового тока при включении наиболее мощного электромагнитного привода в конце двухчасового разряда.

$$U_{\text{Эmin}} = \frac{0.8U_{\text{H}} + \Delta U_{\text{AP}}}{104} = \frac{176 + \Delta U_{\text{AP}}}{104} = 1.7 + \frac{\Delta U_{\text{AP}}}{104} \quad (62)$$

$$I_{\text{T}} = I_{\text{пост}} + I_{\text{толч}} \quad (63)$$

$$I_{\text{T}} = 132.2 + 20 = 152.2 \text{ A}$$

$$U_{\text{AP}} = \Delta U_{\text{кб1}} + \Delta U_{\text{нв}} + \Delta U_{\text{ксп}} + \Delta U_{\text{нсу}} = R \cdot I_{\text{T}} \quad (64)$$

где $\Delta U_{\text{кб1}}$ – падение напряжения в кабеле от АБ до ЩПТ;

$\Delta U_{\text{пву}}$ – падение напряжения в предохранителе верхнего уровня ЩПТ
200 А;

$\Delta U_{\text{ксп}}$ – падение напряжения в контактах рубильника на 200 А;

$\Delta U_{\text{псу}}$ – падение напряжения в предохранителях – разъединителях
среднего уровня.

$$R = R_{\text{кб1}} + R_{\text{пву}} + R_{\text{ксп}} + R_{\text{псу}} \quad (65)$$

Кабель от аккумуляторного блока до ЩПТ сечением 95 мм² L=25м
(петля 50м).

$$R_{\text{кб1}} = \frac{P \cdot 2l}{S} \quad (66)$$

$$R_{\text{кб1}} = \frac{0.0175 \cdot 50}{95} = 9.2 \text{ мОм}$$

$R_{\text{пву}}=1.1$ мОм – сопротивление предохранителей верхнего уровня 200А;

$R_{\text{ксп}}=0.4$ мОм – сопротивление в контактах рубильника на 200А;

$R_{\text{псу}}=3.5$ мОм – сопротивление предохранителей среднего уровня.

Падение напряжения от аккумуляторной батареи до ЩПТ

$$U_{\text{щпт}} = 152.2 \cdot (9.2 + 1.1 + 0.4 + 3.5) \cdot 10^{-3} = 2.163 \text{ В}$$

Кабель от ЩПТ до шин питания электромеханического привода
выключателя, сечением 16 мм² L=155м (петля 310м).

$$R_{\text{кб2}} = \frac{0.0175 \cdot 310}{16} = 0.339 \text{ Ом}$$

Сопrotивление АВ нижнего уровня (АВ на ток 16А), с учетом двух полюсов АВ $R_{AB}=0.176\text{Ом}$.

Падение напряжения от ЩПТ до шинок питания электромеханического привода выключателя:

$$\Delta U_{\text{выкл}} = I_{\text{толч}} \cdot (R_{\text{кб2}} + R_{AB}) \quad (67)$$

$$\Delta U_{\text{выкл}} = 20 \cdot (0.339 + 0.176) = 10.3\text{В}$$

$$\Delta U_{AP} = \Delta U_{\text{ЩПТ}} + \Delta U_{\text{выкл}} \quad (68)$$

$$\Delta U_{AP} = 2.163 + 10.3 = 12.5\text{В}$$

$$\Delta U_{\text{Эmin}} = 1.7 + \frac{12.5}{104} = 1.82\text{В}$$

По работе определяем по кривым двух часового разряда J_T и номер АВ при $U_{\text{Эmin}}=1.82\text{В}$.

$$J_T=23$$

$$N = \frac{152.2}{23} = 6.62$$

Предварительно принимаем аккумуляторную батарею закрытого исполнения с емкостью 10-часового разряда 288 Ач, эквивалентную батарее СК-8.

4. ОСВЕЩЕНИЕ НА ПОДСТАНЦИИ

4.1 Общие сведения об освещении

Для освещения электропомещений в основном применяют общее локализованное освещение. Основными источниками света для освещения помещений щитов, трансформаторных подстанций, электромашинных помещений являются люминесцентные лампы и газоразрядные лампы высокого давления.

Применение ламп накаливания ограничивается случаями, когда не могут быть использованы люминесцентные лампы (например, при малом напряжении).

В зависимости от высоты установки светильников рекомендуется использовать люминесцентные лампы типа ЛБ или газоразрядные лампы типов ДРЛ и ДРИ. В северных широтах для освещения электропомещений, имеющих ворота для выкатки оборудования на улицу (камеры трансформаторов, помещения КТП, распределительные устройства и т.п.), применение люминесцентных ламп не рекомендуется из-за их ненадежности в период ремонтных работ, когда температура в помещении может опускаться значительно ниже +5 °С.

Во всех электропомещениях светильники, как правило, должны обеспечивать подсветку верхней зоны. Доля светового потока, направляемого в верхнюю полусферу, может быть различной в зависимости от коэффициентов отражения строительных и электрических конструкций, назначения и размеров помещения, расположения шин, кабелей и т.п.

В электропомещениях следует применять светильники преимущественно прямого или рассеянного света. В электромашинных, операторских, диспетчерских и им подобных помещениях выбор и размещение светильников нужно осуществлять с учетом требований эстетики. В частности, при установке на подвесных конструкциях светильников с люминесцентными лампами рекомендуется использовать

непрерывные линии, в диспетчерских и операторских с подвесными потолками предпочтение следует отдавать светильникам, встраиваемым в подвесные потолки и т.д.

В помещениях или зонах помещений с временным пребыванием людей, в которых направление светового потока светильников совпадает с направлением линий зрения (задняя сторона щитов и камер распределительных устройств, камеры реакторов, трансформаторов и т.п.), целесообразно применять открытые лампы (как правило, люминесцентные лампы мощностью 40 Вт в одноламповых светильниках без рассеивателя и лампы накаливания мощностью 60 Вт в настенных патронах.).

В электропомещениях наряду с рабочим освещением предусматривают, как правило, аварийное освещение, выполняющее одновременно и функции эвакуационного освещения. Надежность питания осветительной установки определяется степенью надежности электроснабжения предприятий в целом.

4.2 Проектирование освещения

На подстанции предусматривается рабочее, ремонтное и охранное освещение. Напряжение сети рабочего и охранного освещения - 220 В, ремонтного – 42 В. Предусматривается также аварийное освещение, которое питается в нормальном режиме от сети переменного тока 380/220 В, а в аварийном – автоматически переключается на постоянный ток 220 В.

Освещение залов КРУЭ должно выполняться светильниками с применением светодиодных, натриевых или металлогалогенных ламп. Светильники должны размещаться в удобном для замены или ремонта месте. Установка светильников под перекрытием зала КРУЭ недопустима.

Рабочее освещение на площадке подстанции предусматривается светильниками с металлогалогенными лампами, которые устанавливаются на пяти прожекторных площадках мощностью 1 кВт, в зависимости от местонахождения объекта освещения. Питание наружного освещения выполняется от шкафов управления расположенных у основания

предусматривается светильниками с металлогалогенными лампами мощностью 400 Вт. Преимуществом металлогалогенных ламп является их высокая светоотдача, при невысоком потреблении электроэнергии.

Исполнение типа светильника принимается в соответствии с категорией помещения.

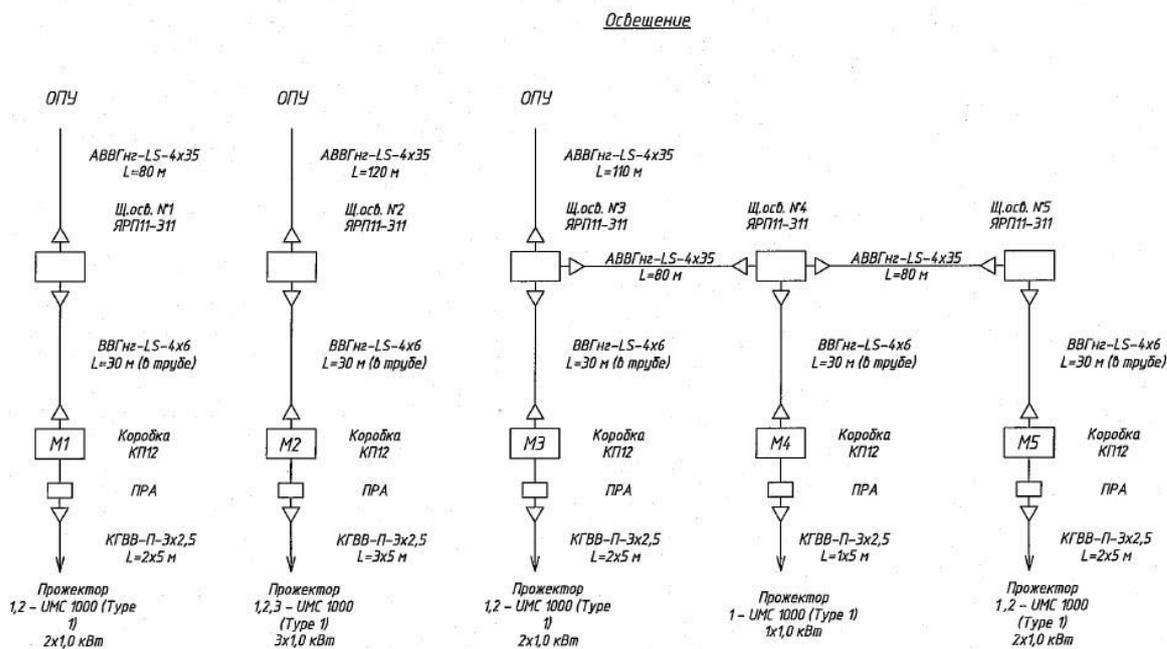


Рисунок 11 – Схема освещения

Освещение подстанции выполнено прожекторами типа УМС 1000 с блоками ПРА и металлогалогенными лампами ДРИ-1000, устанавливаемыми на прожекторной мачте. Металлоконструкция ящика, труба и электротехнический короб должны быть соединены с заземляющим устройством подстанции.

Распределительная сеть выполняется пятипроводной (3 фазы + нулевой рабочий + нулевой защитный проводник). Сеть выполняется кабелями с медными жилами с изоляцией из ПВХ пластика не распространяющей горение, с оболочками с пониженным газо- и дымовыведением.

Для ремонтного освещения предусматривается установка розеток малого напряжения 42 В для подключения светильников. Малым

напряжением называется номинальное напряжение (не более 42 В), применяемое в целях уменьшения опасности поражения электрическим током. Малые напряжения (10, 12, 36, 42 В) применяются для питания электроинструмента, светильников *стационарного местного освещения* и переносных ламп в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных. В качестве источников малого напряжения могут применяться понижающие трансформаторы, батареи гальванических элементов, аккумуляторов, выпрямительные установки и преобразователи. Использовать автотрансформаторы в качестве источников малого напряжения запрещается.

Аварийное освещение питается от щитка аварийного освещения, который подключен к блоку аварийного освещения щита постоянного тока.

Таблица 17 – Спецификация оборудования, изделий и материалов

Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед., кг	Примечание
1	ГОСТ Р МЭК 60598-1-2003	Прожектор UMC 1000(Туре 1), 220В, IP66	10	24	
2	ГОСТ Р МЭК 60598-1-2003	Лампа металлогалогенная ДРИ-1000, 220В	10		
3	ТУ 16-656.065-85	Ящик распределительный ЯРП11-31-IP54, I _н =100 А	5	9,2	для освещения
4	ТУ 16-536.024-75	Ящик распределительный ЯВШЗ-100 У1-IP54, I _н =100 А, U=380 В	4	10	для сварки
5	ГОСТ Р МЭК 60598-1-2003	Лампа металлогалогенная ДРИ-400, 220В	3		

Продолжение таблицы 17

6	ТУ 16.К71-310-2001	Кабель силовой с алюминиевыми жилами АВВГнг-LS-4х35 м.	500		
7	ТУ 16.К71-310-2001	Кабель силовой с алюминиевыми жилами ВВГнг-LS-4х6 м.	160		
8	ТУ 16.К71-310-2001	Кабель силовой с алюминиевыми жилами ВВГнг-LS-3х2.5 м.	50		
9	ТУ 34-43-10167-80	Короб электротехнический КП- 0,15/0,4-2У1	32	20,04	
10	ТУ 16-685.032-86	Коробка соединительная КП12-13 21А380ХЛ1	5	0,5	
11	ГОСТ 3262-75	Труба стальная водогазопроводная диаметром 50	100	4,24	
12	ГОСТ 3262-75	Труба стальная водогазопроводная диаметром 25	155	2,12	
13	ТУ 3491-010-47022248-2003	Труба гофрированная из полипропилена диаметром 25	90		
14	ГОСТ Р МЭК 60598-1-2003	Прожектор УМС 400S(Type 1), 220В, IP66	3	24	

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

Система заземления выполняется типа TN-S в соответствии с ПУЭ.

В системах заземления TN-S нулевой рабочий проводник N и защитный проводник PE приходят к потребителю отдельными жилами с питающей трансформаторной подстанции. Система TN-S — самая надежная и безопасная система заземления, которая максимально осуществляет защиту электрооборудования, и самое главное, человека от поражения электрическим током с помощью применения в схемах УЗО и дифавтоматов, а также системы уравнивания потенциалов.

5. ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОЕКТА

5.1 Мероприятия по охране труда и технике безопасности при строительстве

Все работы (строительные, монтажные и специальные) по строительству подстанции должны выполняться согласно: СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве общие требования, СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве строительное производство, СП 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ, РД 153-34.3-03.285-2002 Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ, ПБ-10-256-98 Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, ПБ-10-256-98 Правила устройства и безопасной эксплуатации подъемников, ПОТ РМ-012-2000 Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте, «Правила противопожарного режима в РФ» утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012г. №390.

Производство монтажных работ на высоте при силе ветра 6 баллов запрещается.

Складирование строительных конструкций, материалов и изделий должно соответствовать нормам предусмотренных в СНиП и правилам охраны труда.

Устройство и эксплуатация электроустановок должно осуществляться в соответствии с Правилами устройства электроустановок издание седьмое, Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, Правил эксплуатации электроустановок потребителей.

Территория стройплощадки освещается при помощи светильников, расположенных по периметру площадки. Рабочие места в темное время суток

освещаются прожекторами, установленными на передвижных прожекторных мачтах.

Площадки строительства оснащаются противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения в соответствии с приложением 10, РД 34.03.307-87 «Правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ на объектах Минэнерго СССР».

Временные здания должны быть снабжены автоматической пожарной сигнализацией согласно нормам.

Техническое состояние и оборудование автомобилей всех типов, марок и назначений, находящихся в эксплуатации, должны соответствовать Правилам по охране труда на автомобильном транспорте.

Эксплуатация средств механизации, средств подмащивания, оснастки, ручных машин и инструмента должна выполняться в соответствии с Правилами безопасности при работе с инструментом и приспособлениями.

Организация режима труда регламентируется перерывом для приема пищи. Питание работников осуществляется в вахтовом поселке, где для этих целей установлена столовая. На строительных площадках выделяются специальные места для курения, оборудованные противопожарным инвентарем.

Режимы труда и отдыха работников, выполняющих строительные работы должны соответствовать требованиям действующих нормативных актов.

5.2 Мероприятия по сохранению окружающей природной среды при строительстве

В части охраны окружающей среды предусмотрены следующие мероприятия:

- проезды строительных машин и механизмов предусмотрены только по действующим автодорогам, тракторному проезду вдоль ВЛ.

- заправка машин и механизмов производится на заправочных станциях г. Артёма или же от топливозаправщиков с применением «пистолета», что исключает попадание топлива на землю.

- ночная стоянка машин и механизмов предусмотрена на базе подрядной организации, или специально оборудованных для этих целей площадках.

- рубка просеки производится в объемах, оговоренных проектом, с разделкой и штабелированием древесины, которая затем вывозится на переработку. Сама просека очищается от прорубочных остатков.

- проектом предусмотрено выполнить рекультивацию изымаемых во временное пользование территорий временных поселков, участков занимаемых пашней, рекультивировать места отбора непучинистого грунта.

- при отрывке котлованов растительный грунт срезается и складировается в непосредственной близости. После монтажа фундаментов и выполнения обратной засыпки растительный грунт обратно перемещается и планируется по месту.

- проезд строительной техники и механизмов через водотоки осуществляется по временным мостам и переездам.

- вода для хозяйственно-питьевых нужд привозная, из сетей и источников населенных пунктов, что исключает ее забор из естественных водоемов.

- получение непучинистого грунта и щебня намечено из действующих карьеров и предприятий в зоне строительства.

- при строительстве отсутствуют технологические процессы с вредными выбросами в атмосферу, почву и водоемы, поэтому мероприятия по их локализации и удалению настоящим проектом не предусматривались.

Санитарными нормами запрещается сжигание на строительной площадке строительных отходов.

Емкости для хранения и места складирования, розлива, раздачи горюче-смазочных материалов и битума оборудуются специальными приспособлениями и выполняются мероприятия для защиты почвы от загрязнения.

Бытовой мусор и нечистоты следует регулярно удалять с территории строительной площадки в установленном порядке и в соответствии с требованиями действующих санитарных норм.

6. ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

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

6.2 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:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (69)$$

$$S = 132,5 \cdot 121 = 16032,5 \text{ м}^2$$

Заземляющее устройство подстанции выполняется в виде контура из стальных полос сечением 50x5 мм с вертикальными электродами $d=18$ мм, длиной 5мм. Кроме этого, предусматривается установка 3 глубинных заземлителей диаметром 150 мм, длиной 15м.

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (70)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 9^2 = 260.47 \text{ мм}^2;$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (71)$$

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

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

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 253,54 \text{ мм}^2,$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (72)$$

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

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (18 + 0,102) = 5,8 \text{ мм}^2$$

Сечение проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (73)$$

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

Если выполняется условие:

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

$$F_{M.П.} = 260,47 \geq F_{\min} = 259,34 \text{ мм}^2, \text{ то принимаем } d = 18 \text{ мм}.$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 9$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} \quad (74)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 16032.5}{9} = 3563 \text{ м};$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (75)$$

$$m = \frac{3563}{2 \cdot \sqrt{16032.5}} - 1 = 13,07$$

Принимаем: $m = 13$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 10 \text{ м}; \quad (76)$$

При этом должно соблюдаться условие:

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

$$1,25 \leq 9,556 \leq 40$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (77)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{16032.5} \cdot (13 + 1) = 3545 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 15$ м - длина вертикального электрода;

Расстояние между вертикальными электродами:

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

$$a = 8 \cdot 15 = 120 \text{ м}$$

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (78)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{16032.5}}{120} = 3.22$$

Принимаю: $n_B = 3$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя [2]:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (79)$$

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: $h_3 = 0,7$ м.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта [2]:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (80)$$

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

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_B} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (81)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (82)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{50}{30} = 1,67$ 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:

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left(\frac{50}{30} \right)^{0,1} = 31,57 \text{ Ом/м}$$

Вычисляем расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 31,57 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{16032,5}} + \frac{1}{3545 + 3 \cdot 15} \right) = 0,109 \text{ Ом}$$

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

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{15}{\sqrt{16032,5}} = 0,118;$$

Принимаем: $A_{\min} = 0,4$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (83)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{16032.5}}{(31,57 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,27;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \quad (84)$$

$$R_u = R \cdot \alpha_u = 0,07 \cdot 2,27 = 0,16$$

Условие $R_u < 0,5$ выполняется.

В зданиях магистрали заземления прокладываются по стенам. Все металлические токоведущие части электрооборудования, устанавливаемого внутри зданий, которые могут оказаться под напряжением, а также стальные трубы водопровода и газового пожаротушения должны быть присоединены к контуру заземления зданий, подключенному к общему контуру заземления подстанции не менее чем в четырех точках.

На расстоянии 1 метр от стены здания прокладывается замкнутый заземлитель, связанный с общим ЗУ ПС.

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.

Произведен расчет для зоны защиты типа- А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ [7].

Принимаю высоту молниеотвода:

$$H = 31,75 \text{ м,}$$

При $H \leq 150 \text{ м}$.

Высота зоны защиты:

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

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot H = 0,85 \cdot 31,75 = 27 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \quad (86)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 31,75) \cdot 31,75 = 32,9 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 11,35 \text{ м.} \text{ – на уровне шинного портала;}$$

$$h_x = 17 \text{ м.} \text{ – на уровне линейного портала.}$$

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

$$r_{\text{с0}} = r_0 = 32,9 \text{ м.}$$

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:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) \quad (87)$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx}^{nm} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_i}{h_{cx}} \right) \quad (88)$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (89)$$

Расчет молниезащиты приведен в приложение А, результаты расчета приведены в таблице 18.

7. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Основные типы защит трансформаторов

Трансформаторы и автотрансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию у них движущихся или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны и практически имеют место их повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Поэтому трансформаторы и автотрансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой.

В обмотках трансформаторов и автотрансформаторов могут возникать короткие замыкания между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать короткие замыкания между фазами и на землю.

Кроме указанных повреждений, в условиях эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов и автотрансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Из выше изложенного следует, что защита трансформаторов и автотрансформаторов должна выполнять следующие функции:

1) отключать трансформатор (автотрансформатор) от всех источников питания при его повреждении;

2) отключать трансформатор (автотрансформатор) от поврежденной части установки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором (автотрансформатором), а также при повреждениях смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей;

3) подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу

подстанции (или электростанции) при перегрузке трансформатора (автотрансформатора), выделении газа из масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

Дифференциальная защита для защиты при повреждениях обмоток, вводов и ошиновки трансформаторов (автотрансформаторов). Токовая отсечка мгновенного действия для защиты трансформатора (автотрансформатора) при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания. Газовая защита для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора (автотрансформатора), сопровождающихся выделением газа, а также при понижениях уровня масла. Максимальная токовая или максимальная направленная защита или эти же защиты с пуском минимального напряжения для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор (автотрансформатор), при повреждении как самого трансформатора (автотрансформатора), так и других элементов, связанных с ним. Защиты от сверхтоков действуют, как правило, с выдержкой времени.

Защита от замыканий на корпус. Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного дежурного персонала. Кроме того, в отдельных случаях на трансформаторах (автотрансформаторах) могут устанавливаться и другие виды защиты.

7.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ) применяется в качестве основной на маломощных трансформаторах, и в качестве резервной на трансформаторах большой мощности, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а так же при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от

повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах.

Трансформатор собственных нужд подстанции является маломощным, поэтому в качестве основной защиты выбираем максимальную токовую защиту.

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению [8].

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{над}} \cdot k_{\text{сам.зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{р.мах}}, \quad (90)$$

где $k_{\text{над}}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{\text{сам.зап}}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 2 для городских сетей;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85;

$I_{\text{р.мах}}$ – максимальный рабочий ток трансформатора.

Максимальный рабочий ток найдем по формуле:

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}. \quad (91)$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{\text{сп}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{МТЗ}}}{k_{\text{т}}}. \quad (92)$$

Коэффициент чувствительности при КЗ в конце защищаемого участка определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.min}}}{I_{\text{МТЗ}}}, \quad (93)$$

где $I_{\text{КЗ.min}}$ – минимальное значение тока при КЗ в конце защищаемого участка.

Значение $k_{\text{ч}}$ должно быть не менее 1,2 (при выполнении функций резервирования).

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номСН}}}, \quad (94)$$

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 659.83 \text{ А},$$

$$I_{\text{МТЗ.В}} = \frac{k_{\text{над}} \cdot k_{\text{сам.зап}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{р.макс}}, \quad (95)$$

$$I_{\text{МТЗ.В}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 659.83 = 1863 \text{ А},$$

$$i_{\text{ср.В}} = \frac{k_{\text{сх.}\Delta} \cdot I_{\text{МТЗ.В}}}{k_{\text{ТВН}}}, \quad (96)$$

$$i_{\text{ср.С}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1863 \cdot 5}{400} = 40.3 \text{ А}.$$

$$k_q = \frac{I_{K3.min}}{I_{MT3.B}}, \quad (97)$$

$$k_q = \frac{2500}{1863} = 1,34 \geq 1,2$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{p.maxH} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 1154,7 \text{ А,}$$

$$I_{MT3.H} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 1154,7 = 3260,3 \text{ А,}$$

$$i_{cp.H} = \frac{1 \cdot 3260,3 \cdot 5}{800} = 20,38 \text{ А.}$$

$$k_q = \frac{4000}{3260,3} = 1,23 \geq 1,2$$

Выбираем микропроцессорное устройство направленной максимальной токовой защиты РС83-АВ2.

Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) серии РС83 предназначены для использования на присоединениях 6 – 110 кВ подстанций и распределительных пунктов. Состав серии позволяет комплексно обеспечить выполнение функций РЗА распределительных сетей практически без применения дополнительной аппаратуры. Устройства выгодно отличаются от отечественных и зарубежных аналогов доступностью, малыми габаритами, низким потреблением, точностью

контроля параметров и удобством эксплуатации, а по соотношению функциональность/стоимость превосходят большинство аналогов.

7.3 АПВ

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

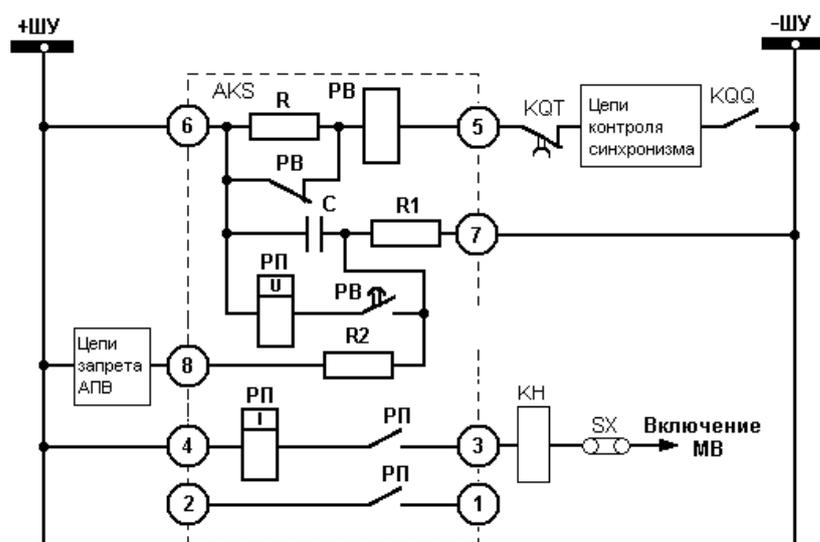


Рисунок 12 – Схема однократного АПВ

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов

системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбирательного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Выдержку времени устройства ТАПВ на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного неодновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности ТАПВ однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинации): а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ); б) несинхронное ТАПВ (НАПВ); в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Быстродействующее АПВ или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на одиночных линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и блокируется или задерживается при работе УРОВ.

Устройства АПВ формируют команду на отключение с выдержкой времени [1]:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл. Q} + t_{зан.}, \quad (98)$$

$$t_{АПВ-1} \geq 0,3 - 0,05 + 0,5.$$

7.4 АВР

Назначение АВР – быстрое восстановление электроснабжения потребителей при отключении рабочего источника питания или находящегося в работе оборудования путём автоматического включения резервного источника питания или резервного оборудования [8].

Устройство автоматического включения резерва является одним из основных элементов автоматизации в системах промышленного электроснабжения. Для большинства электрических сетей промышленных предприятий характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В этом случае шины подстанции разделены на две секции, каждая из которых получает питание по самостоятельной линии. Устройство АВР выполняют при этом на секционном выключателе. При выходе из строя линии или трансформатора устройство АВР восстанавливает питание, значительно сокращая простои технологического оборудования. Устройства АВР позволяют упростить и удешевить схемы электроснабжения объектов предприятия.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматики включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме работает, но используется не полностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатора имеет место при 60 — 80 %-ной номинальной нагрузке. В этом случае при отключении одного рабочего источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.

8. НАДЕЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

8.1 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 «Артём» части с напряжением 35 кВ, в нормальном и ремонтном режиме. В ремонтном режиме производится ремонт одного автотрансформатора. Для оценки надежности подстанции необходимо:

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

8.2 Определение показателей надежности элементов схемы

Вероятность отказа работы элемента определяется по формуле:

$$g = \frac{\omega \cdot t_B}{T_G}, \quad (99)$$

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 18.

Таблица 18 – Показатели надежности элементов.

Элемент	ω , 1/год	T_B , ч	μ , 1/год	T_p , ч	$a_{оп} / a_k$
ТСН 35 кВ	0,01	50	0,25	6	–
Выключатели 35 кВ	0,02	40	0,2	29	0,013/0,012
Разъединители 35 кВ	0,01	6	0,166	6	–
Шины 35 кВ	0,02	7	0,166	4	–
ВЛ 35 кВ (на 100 км)	3,2	16	1	2	–

Вероятность отказа и параметра потокоотказа основных защит:

- газовой - $q_{г}=0,00525$; $W=0.003087$;
- ДЗШ - $q_{ДЗШ}=0,0096$; $W=0,02636$;
- УРОВ – $q_{УРОВ} = 0,00078$; $W=0,02134$;
- АВР – $q_{АВР}=0,001$.

Вероятность безотказной работы элемента определяется по формуле:

$$p = 1 - g \quad (100)$$

Вероятность отказа и вероятность безотказной работы элементов свожу в таблицу 19.

Таблица 19 – Вероятности работы элементов

№ элемента	g	P
1,2	$0,05 \cdot 10^{-4}$	0,9995
3,8,9	$0,91 \cdot 10^{-4}$	0,999909
4,7,10,11	$0,91 \cdot 10^{-4}$	0,999909
5,6	$0,16 \cdot 10^{-4}$	0,999984
12,15	$1,6 \cdot 10^{-4}$	0,99837
13,14	$0,57 \cdot 10^{-4}$	0,999943

Составление схемы замещения.

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

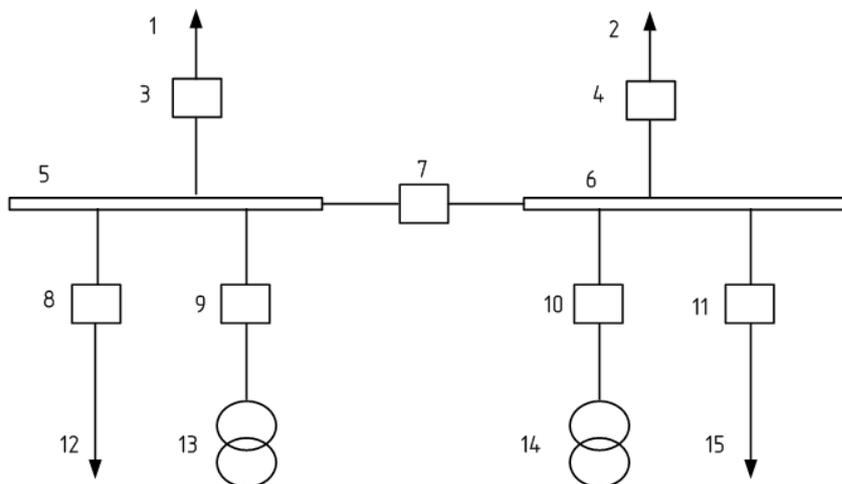


Рисунок 13 – Исходная схема замещения

Расчет модели отказа выключателя:

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

$$g = g_{CT_B} + a_{кз} (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot (\sum g_{PЗ}) \cdot (\sum g_{см}) + a_{он} \cdot N_{он}, \quad (101)$$

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

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

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

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

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

$$N_{он} = 2 \cdot \mu_{pi} + \sum \mu_{р.см} + \mu_{р.выкл}, \quad (102)$$

где μ_p – частота капитальных ремонтов;

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

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

$$N_{он9,13} = 2 \cdot 0,166 + 1 + 0,166 + 0,2 = 1,96 \quad (103)$$

Полученное значение округляем в большую сторону до целого числа, то есть принимаем $N_{он6,7} = 2$. Рассчитанные значения $N_{он}$ заносу в таблицу 29

Таблица 29 – Количество оперативных переключений

№ модели отказа выключателя в схеме	$N_{он}$	g'
1	2	3
3	2	0.00803
4	2	0.00803
8	4	0.006
9	4	0.006
10	4	0.006
11	4	0.006
7	1	0.00402

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

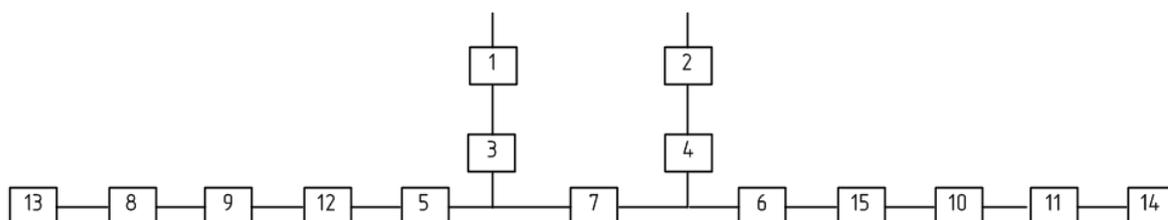


Рисунок 14 – Схема замещения моделей выключателей

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

$$g_c = (g_{13} + g_8 + g_9 + g_{12} + g_5 + g_3 + g_1) \times (g_{14} + g_{11} + g_{10} + g_{15} + g_6 + g_4 + g_2) = 2,61 \cdot 10^{-7} \quad (104)$$

Вероятность безотказной работы подстанции будет определяться как

$$p_c = 1 - g_c = 1 - 2,61 \cdot 10^{-7} = 0,99999 \quad (105)$$

Определение вероятности отказа системы с учетом АВР:

Вероятность системы с учетом АВР определяется по полной формуле вероятности:

$$g_c(t) = g(S/A_1A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + g(S/\bar{A}_1A_2) \cdot g(\bar{A}_1) \cdot p(A_2) + g(S/A_1\bar{A}_2) \cdot p(A_1) \cdot g(\bar{A}_2) + g(S/\bar{A}_1\bar{A}_2) \cdot g(\bar{A}_1) \cdot g(\bar{A}_2), \quad (106)$$

где $g(S/A_1A_2)$ – условие вероятности отказа системы при условии успешного автоматического отключения поврежденного элемента и включения резерва;

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

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

Пересчет веду для выключателя 35 кВ с учетом его АВР, принимая во внимание, что количество отходящих линий с шин равно 2:

$$g_{c35} = 2,61 \times 10^{-7} \cdot 0,99999 \cdot 0,999909 + 0,25 \cdot 0,001 \cdot 0,999909 + 0,25 \cdot 0,999943 \cdot 0,0000187 + 0,25 \cdot 0,001 \cdot 0,0000187 = 2,5 \times 10^{-4}; \quad (107)$$

Отсюда $p_{c35} = 1 - 0,00025 = 0,99975$;

Определение вероятности отказа системы с учетом УРОВ.

Пересчет веду для выключателя 35 кВ с учетом его УРОВ:

$$g_{c35} = 2,5 \times 10^{-4} \cdot 0,99922 \cdot 0,9904 + 0,5 \cdot 0,00078 \cdot 0,9904 = 0,00006; \quad (108)$$

Отсюда $p_{c35} = 1 - 0,00006 = 0,99994$.

Определение среднего параметра потокоотказа системы с учетом преднамеренных отключений:

Средний параметр потокоотказа модели выключателя определяется по формуле:

$$\omega = \omega_{CT_B} + a_{кз} (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot (\sum \omega_{P3}) \cdot (\sum \omega_{см.}) + a_{он} \cdot N_{он}, \quad (109)$$

где ω_{CT_B} – статический параметр потокоотказа выключателя;

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

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

$N_{он}$ – количество оперативных переключений за год.

Эквивалентный параметр потокоотказа при параллельном сложении определяется по формуле:

$$\omega_c = \omega_1 \cdot g_{II} + \omega_{II} \cdot g_1 + \omega_1^* \cdot g_{IIPI} + \omega_{II}^* \cdot g_{IPI} = 0,027 \quad (110)$$

где $g_{IPI} = \frac{\mu \cdot t_B}{T_G}$ – преднамеренный параметр вероятности отказа;

Таблица 30 – Количество оперативных переключений и параметр потокоотказа

№ модели отказа выключателя в схеме	N_{on}	ω'
1	2	3
3	2	0,029
4	2	0,029
8	4	0,037
9	4	0,037
10	4	0,037
11	4	0,037
7	1	0,025

$$\omega_1^* = \omega_{cl} - \omega_{ПР.НБ.1}, \quad (111)$$

$$\omega_{II}^* = \omega_{clII} - \omega_{ПР.НБ.II}, \quad (112)$$

где $\omega_{ПР.НБ.} = \mu_{i.max}$;

Расчёт времени работы системы:

Среднее время восстановления системы определяется по формуле:

$$t_{BC} = \frac{g_c}{\omega_c} \cdot T_\Gamma = \frac{0,00006}{0,027} \cdot 8760 = 19,5 \text{ (часа)}; \quad (113)$$

Среднее время безотказной работы системы определяется по формуле:

$$T_C = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0,027} = 37 \text{ (лет)}; \quad (114)$$

Расчетное время безотказной работы системы определяется по формуле:

$$T_p = 0.105 \cdot T_c = 0.105 \cdot 37 = 3,8 \text{ (лет)}; \quad (115)$$

Выбор в ремонта автотрансформатора.

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

$$g_c = [(g_{13} + g_8 + g_9 + g_{12}) \times (g_{14} + g_{11} + g_{10} + g_{15})] + g_5 + g_3 + g_1 = 1,12 \times 10^{-4} \quad (116)$$

$$\text{Отсюда } p_c = 1 - g_c = 1 - 1,12 \times 10^{-4} = 0,999888;$$

Эквивалентный параметр потокоотказа при параллельном сложении определяется по формуле:

$$\omega_c = \omega_1 \cdot g_{II} + \omega_{II} \cdot g_1 + \omega_1^* \cdot g_{ПРII} + \omega_{II}^* \cdot g_{ПРI} = 0,056 \quad (117)$$

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

$$\omega_1^* = \omega_{cI} - \omega_{ПР.НБ.I}, \quad (119)$$

$$\omega_{II}^* = \omega_{cII} - \omega_{ПР.НБ.II}, \quad (120)$$

где $\omega_{ПР.НБ.} = \mu_{i,\max}$;

Среднее время восстановления системы определяется по формуле:

$$t_{BC} = \frac{g_c}{\omega_c} \cdot 8760 = \frac{1,12 \times 10^{-4}}{0,056} \cdot 8760 = 17,52 \text{ (часа);} \quad (121)$$

Среднее время безотказной работы системы определяется по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0,056} = 18 \text{ (лет);} \quad (122)$$

Расчетное время безотказной работы системы определяется по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot T_c = 0,105 \cdot 18 = 2 \text{ (лет)} \quad (123)$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью ВКР был выбор основного оборудования электрической части подстанции на напряжение 35 и 20 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 проектирования освещения на подстанции, молниезащиты и заземления.

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 грозových 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 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.
- 8 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебное пособие / В. А. Андреев. – М. : Высшая школа, 2006. - 642 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
 Подробный расчет в программе MathCad15

Защита от прямых ударов молнии

1. Защита на уровне земли и первого защищаемого объекта

$h := 31.75$ Высота молниеотводов равна высоте прожекторного молниеотвода

Расстояние между молниеотводами, (м)

$$L_{M1_2} := 69 \quad L_{M1_3} := 60 \quad L_{M1_4} := 51 \quad L_{M3_4} := 60$$

$$L_{M4_5} := 69 \quad L_{M4_6} := 48 \quad L_{M5_6} := 84$$

$h_{1i} := 17$ высота защищаемого объекта, (м).

эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф}} := 0.85 \cdot h = 26.988 \quad h_{\text{эф}} = 27.0$$

половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_o := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 32.909 \quad r_o = 32.9$$

радиус внешней зоны при условии, (м): $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co} := r_o \quad r_{co} = 32.9$$

наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны А ($U < 750$ кВ), (м):

$$h_{1c.r.} := h_{\text{эф}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M1_2} - h) \quad h_{1c.r.} = 20.3$$

$$h_{2c.r.} := h_{\text{эф}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M1_3} - h) \quad h_{2c.r.} = 21.916$$

$$h_{3c.r.} := h_{\text{эф}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M1_4} - h) \quad h_{3c.r.} = 23.532$$

$$h_{4c.r.} := h_{\text{эф}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M3_4} - h) \quad h_{4c.r.} = 21.916$$

$$h_{5c.r.} := h_{\text{эф}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M4_5} - h) \quad h_{5c.r.} = 20.3$$

$$h_{6c.r.} := h_{\text{эф}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M4_6} - h) \quad h_{6c.r.} = 24.07$$

$$h_{7c.r.} := h_{\text{эф}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M5_6} - h) \quad h_{7c.r.} = 17.607$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Подробный расчет в программе MathCad15

половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны А ($U < 750$ кВ), (м):

$$r_{1cx} := r_{co} \cdot \left[1 - \frac{0.2(L_{M1_2} - 2 \cdot h)}{h} \right] \cdot \frac{h_{1c.r.} - h_{1i}}{h_{1c.r.}} \quad r_{1cx} = 5.2$$

$$r_{2cx} := r_{co} \cdot \left[1 - \frac{0.2(L_{M1_3} - 2 \cdot h)}{h} \right] \cdot \frac{h_{2c.r.} - h_{1i}}{h_{2c.r.}} \quad r_{2cx} = 7.544$$

$$r_{3cx} := r_{co} \cdot \left[1 - \frac{0.2(L_{M1_4} - 2 \cdot h)}{h} \right] \cdot \frac{h_{2c.r.} - h_{1i}}{h_{2c.r.}} \quad r_{3cx} = 7.963$$

$$r_{4cx} := r_{co} \cdot \left[1 - \frac{0.2(L_{M3_4} - 2 \cdot h)}{h} \right] \cdot \frac{h_{4c.r.} - h_{1i}}{h_{4c.r.}} \quad r_{4cx} = 7.544$$

$$r_{5cx} := r_{co} \cdot \left[1 - \frac{0.2(L_{M4_5} - 2 \cdot h)}{h} \right] \cdot \frac{h_{6c.r.} - h_{1i}}{h_{6c.r.}} \quad r_{5cx} = 9.3$$

$$r_{6cx} := r_{co} \cdot \left[1 - \frac{0.2(L_{M4_6} - 2 \cdot h)}{h} \right] \cdot \frac{h_{7c.r.} - h_{1i}}{h_{7c.r.}} \quad r_{6cx} = 1.2$$

$$r_{7cx} := \left[1 - \frac{0.2(L_{M5_6} - 2 \cdot h)}{h} \right] \cdot \frac{h_{7c.r.} - h_{1i}}{h_{7c.r.}} \quad r_{7cx} = 0.03$$

$$r_{2x} := r_o \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{\Phi}} \right) \quad r_{2x} = 12.2$$

радиус внутренней зоны:

$$r_{2x} := r_o \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{\Phi}} \right) \quad r_{2x} = 12.2$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
 Подробный расчет в программе MathCad15

2. Защита на уровне второго защищаемого объекта

$h_{\text{мв}} := 31.75$ высота молниеотвода, (м.)

$h_{2i} := 11.35$ высота защищаемого объекта, (м).

эффективная высота молниеотвода, (м):

$h_{\text{эфф}} := 0.85 \cdot h$ $h_{\text{эфф}} = 27.0$

половина ширины внутренней зоны, (м):

$r_{\text{вн}} := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h$ $r_{\text{вн}} = 32.9$

радиус внешней зоны при условии, (м): $h < L \leq 2 \cdot h$

$r_{\text{вн}} := r_{\text{вн}}$ $r_{\text{вн}} = 32.9$

наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине
 междуравновеликими молниеотводами для зоны В ($U < 750$ кВ), (м):

$h'_{1\text{с.г.}} := h_{\text{эфф}} - (0.14) \cdot (L_{\text{M1}_2} - h)$ $h'_{1\text{с.г.}} = 21.8$

$h'_{2\text{с.г.}} := h_{\text{эфф}} - (0.14) \cdot (L_{\text{M1}_3} - h)$ $h'_{2\text{с.г.}} = 23.032$

$h'_{3\text{с.г.}} := h_{\text{эфф}} - (0.14) \cdot (L_{\text{M1}_4} - h)$ $h'_{3\text{с.г.}} = 24.293$

$h'_{4\text{с.г.}} := h_{\text{эфф}} - (0.14) \cdot (L_{\text{M3}_4} - h)$ $h'_{4\text{с.г.}} = 23.032$

$h'_{5\text{с.г.}} := h_{\text{эфф}} - (0.14) \cdot (L_{\text{M4}_5} - h)$ $h'_{5\text{с.г.}} = 21.773$

$h'_{6\text{с.г.}} := h_{\text{эфф}} - (0.14) \cdot (L_{\text{M4}_6} - h)$ $h'_{6\text{с.г.}} = 24.712$

$h'_{7\text{с.г.}} := h_{\text{эфф}} - (0.14) \cdot (L_{\text{M5}_6} - h)$ $h'_{7\text{с.г.}} = 19.672$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Подробный расчет в программе MathCad15

половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны В ($U < 750$ кВ), (м):

$$r'_{1cx} = r_{co} \cdot \frac{h'_{1c.r.} - h_{2i}}{h'_{1c.r.}} \quad r'_{1cx} = 15.8$$

$$r'_{2cx} = r_{co} \cdot \frac{h'_{2c.r.} - h_{2i}}{h'_{2c.r.}} \quad r'_{2cx} = 16.692$$

$$r'_{3cx} = r_{co} \cdot \frac{h'_{3c.r.} - h_{2i}}{h'_{3c.r.}} \quad r'_{3cx} = 17.533$$

$$r'_{4cx} = r_{co} \cdot \frac{h'_{4c.r.} - h_{2i}}{h'_{4c.r.}} \quad r'_{4cx} = 16.692$$

$$r'_{5cx} = r_{co} \cdot \frac{h'_{5c.r.} - h_{2i}}{h'_{5c.r.}} \quad r'_{5cx} = 15.753$$

$$r'_{6cx} = r_{co} \cdot \frac{h'_{6c.r.} - h_{2i}}{h'_{6c.r.}} \quad r'_{6cx} = 17.794$$

$$r'_{7cx} = r_{co} \cdot \frac{h'_{7c.r.} - h_{2i}}{h'_{7c.r.}} \quad r'_{7cx} = 13.922$$

радиус внутренней зоны:

$$r_{2x} = r_o \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{\Phi}} \right) \quad r_{2x} = 19.1$$

$$h = 30$$

$$h_{\Phi} = 0.85 \cdot h$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
 Подробный расчет в программе MathCad15

$$r_{\text{авн}} := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h \quad r_{\text{авн}} := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h$$

$$h'_{7\text{с.г.}} := h_{\text{эф}} - (0.14) \cdot (L_{\text{M5}_6} - h) \quad h'_{7\text{с.г.}} = 19.672$$

3. Защита на уровне земли

$$h_{\text{м}} := 31.75 \quad \text{высота молниеотвода, (м)}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$h_{3i} := 0 \quad \text{высота защищаемого объекта, (м)}$$

эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф}} := 0.85 \cdot h \quad h_{\text{эф}} = 27.0$$

половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{\text{авн}} := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h \quad r_0 = 32.9$$

радиус внешней зоны при условии, (м): $h < L \leq 2 \cdot h$

$$r_{\text{авн}} := r_0 \quad r_{\text{с0}} = 32.9$$

наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны В ($U < 750$ кВ), (м):

$$h'_{1\text{с.г.}} := h_{\text{эф}} - (0.14) \cdot (L_{\text{M1}_2} - h) \quad h'_{1\text{с.г.}} = 21.8$$

$$h'_{2\text{с.г.}} := h_{\text{эф}} - (0.14) \cdot (L_{\text{M1}_3} - h) \quad h'_{2\text{с.г.}} = 23.032$$

$$h'_{3\text{с.г.}} := h_{\text{эф}} - (0.14) \cdot (L_{\text{M1}_4} - h) \quad h'_{3\text{с.г.}} = 24.293$$

$$h'_{4\text{с.г.}} := h_{\text{эф}} - (0.14) \cdot (L_{\text{M3}_4} - h) \quad h'_{4\text{с.г.}} = 23.032$$

$$h'_{5\text{с.г.}} := h_{\text{эф}} - (0.14) \cdot (L_{\text{M4}_5} - h) \quad h'_{5\text{с.г.}} = 21.773$$

$$h'_{6\text{с.г.}} := h_{\text{эф}} - (0.14) \cdot (L_{\text{M4}_6} - h) \quad h'_{6\text{с.г.}} = 24.712$$

$$h'_{7\text{с.г.}} := h_{\text{эф}} - (0.14) \cdot (L_{\text{M5}_6} - h) \quad h'_{7\text{с.г.}} = 19.672$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Подробный расчет в программе MathCad15

половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны В ($U < 750$ кВ), (м):

$$r'_{1\text{max}} := r_{\text{co}} \cdot \frac{h'_{1\text{с.г.}} - h_{3i}}{h'_{1\text{с.г.}}} \quad r'_{1\text{cx}} = 32.9$$

$$r'_{2\text{max}} := r_{\text{co}} \cdot \frac{h'_{2\text{с.г.}} - h_{3i}}{h'_{2\text{с.г.}}} \quad r'_{2\text{cx}} = 32.9$$

$$r'_{3\text{max}} := r_{\text{co}} \cdot \frac{h'_{3\text{с.г.}} - h_{3i}}{h'_{3\text{с.г.}}} \quad r'_{3\text{cx}} = 32.9$$

$$r'_{4\text{max}} := r_{\text{co}} \cdot \frac{h'_{4\text{с.г.}} - h_{3i}}{h'_{4\text{с.г.}}} \quad r'_{4\text{cx}} = 32.9$$

$$r'_{5\text{max}} := r_{\text{co}} \cdot \frac{h'_{5\text{с.г.}} - h_{3i}}{h'_{5\text{с.г.}}} \quad r'_{5\text{cx}} = 32.9$$

$$r'_{6\text{max}} := r_{\text{co}} \cdot \frac{h'_{6\text{с.г.}} - h_{3i}}{h'_{6\text{с.г.}}} \quad r'_{6\text{cx}} = 32.9$$

$$r'_{7\text{max}} := r_{\text{co}} \cdot \frac{h'_{7\text{с.г.}} - h_{3i}}{h'_{7\text{с.г.}}} \quad r'_{7\text{cx}} = 32.9$$

радиус внутренней зоны:

$$r_{3x} := r_o \cdot \left(1 - \frac{h_{3i}}{h_{3\phi}} \right) \quad r_{3x} = 32.9$$