

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

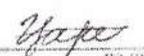
И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
«26» 06 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

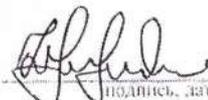
на тему: Реконструкция подстанции Бурейск напряжением 110/35/6 кВ  
Бурейского района Амурской области

Исполнитель  
студент группы 642-об1

  
16.06.2020  
подпись, дата

М.А. Царьков

Руководитель  
профессор, канд. техн. наук

  
18.06.2020  
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд. техн. наук

  
22.06.2020  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
22.06.2020  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 24 » 03 2020

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Царькова Максима Андреевича

1 Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Бурейск напряжением 110/35/6 кВ Бурейского района Амурской области

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-уч)

2 Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020

3 Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Исходная схема электрической сети, ГОСТы, ПУЭ и другая нормативно-справочная литература

4 Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района проектирования. Выбор схемы проектируемой подстанции. Выбор силовых трансформаторов. Расчет токов короткого замыкания.

Выбор оборудования. Выбор и расчет релейной защиты. Расчет молниезащиты и заземления подстанции. Безопасность и экологичность. Технико-экономический расчет.

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

1. Однолинейная схема подстанции 2. Схема заземления подстанции 3. Схема молниезащиты подстанции.

4. Схема шкафа и терминала. 5 Разрез подстанции. 6. Схема устройства терминала.

6 Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Булгаков А.Б.

7 Дата выдачи задания 24.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, профессор, канд.техн.наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020 Царь  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 111 с, 4 рисунка, 30 таблиц, 176 формул, 22 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Объектом исследования является ПС 110/35/6 кВ Бурейск филиала АО "ДРСК".

Цель исследования – разработка проекта по реконструкции подстанции 110/35/6 кВ Бурейск.

В процессе разработки был проведен выбор и расчетная проверка основного электротехнического оборудования.

В результате проведенных расчетов было выявлено, что реконструкция подстанции приведет к улучшению экономических показателей, соответственно к повышению надежности оборудования и качества передаваемой электроэнергии потребителям первой и второй категории.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определение, обозначение, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района проектирования	9
2 Выбор схемы проектируемой подстанции	11
3 Выбор силовых трансформаторов	13
3.1 Расчет нагрузок на шинах ПС	14
3.2 Проверка трансформаторов	15
4 Расчет токов короткого замыкания	18
4.1 Расчет параметров схемы замещения	18
4.2 Эквивалентирование схемы замещения	21
4.3 Действующее значение периодической составляющей тока	23
4.4 Ударный ток КЗ в начальный момент ТКЗ	24
5 Выбор оборудования	26
5.1 Выбор оборудования на стороне 110 кВ	26
5.1.1 Выбор выключателя	26
5.1.2 Выбор разъединителя	27
5.1.3 Выбор трансформатора тока	28
5.1.4 Выбор трансформатора напряжения	30
5.1.5 Выбор и проверка токоведущих частей	33
5.1.6 Расчет количества подвесных изоляторов	34
5.1.7 Выбор опорных изоляторов	35
5.1.8 Выбор ОПН	37
5.1.9 Выбор высокочастотных заградителей	37
5.2 Выбор оборудования на стороне 35 кВ	38
5.2.1 Выбор выключателя	38
5.2.2 Выбор разъединителя	39
5.2.3 Выбор трансформатора тока	39
5.2.4 Выбор трансформатора напряжения	42

5.2.5	Выбор и проверка токоведущих частей	43
5.2.6	Расчет количества подвесных изоляторов	44
5.2.7	Выбор опорных изоляторов	45
5.2.8	Выбор ОПН	46
5.3	Выбор оборудования на стороне 10 кВ	47
5.3.1	Выбор КРУ	47
5.3.2	Выбор выключателя	48
5.3.3	Выбор трансформатора тока	50
5.3.4	Выбор трансформатора напряжения	52
5.3.5	Выбор ОПН	53
5.3.6	Выбор и проверка токоведущих частей	54
5.3.7	Выбор опорных изоляторов	56
5.3.8	Выбор трансформатора собственных нужд	57
5.3.9	Выбор аккумуляторных батарей	59
6	Заземление и молниезащита подстанции Бурейск	63
6.1	Заземление подстанции	63
6.2	Молниезащита подстанции	70
7	Релейная защита, автоматика и сигнализация	76
7.1	Защита трансформатора	76
7.2	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	77
7.3	Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2)	78
7.4	Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-1)	80
7.5	Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)	81
7.6	Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора	81
7.7	Расчет уставок МТЗ	82
7.8	Газовая защита трансформатора	86
7.9	Автоматика на подстанции Бурейск	87
7.10	Сигнализация на подстанции Бурейск	88
8	Безопасность и экологичность	91

8.1 Безопасность	91
8.1.1 Безопасность при монтаже и эксплуатации ПС	91
8.1.2 Безопасность при эксплуатации установок ПС	91
8.2 Экологичность	92
8.3 Чрезвычайная ситуация	97
9 Технико-экономическая часть проекта	101
9.1 Капиталовложение в подстанцию	101
9.2 Расчет эксплуатационных издержек	103
9.3 Срок окупаемости проекта	105
Заключение	108
Библиографический список	109

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ, ОБОЗНАЧЕНИЕ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПГВ – подстанция глубокого ввода;

ПС – подстанция;

РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;

ТКЗ – трехфазное короткое замыкание;

ЭДС – электродвижущая сила.

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы заключается в необходимости реконструкции подстанции Бурейск напряжением 110/35/6 кВ в Бурейском районе Амурской области.

Целью этой работы является реконструкция подстанции 110/35/6 кВ для обеспечения требуемой надежности энергетического оборудования и его экономической эффективности.

Задачи, которые были поставлены для достижения указанной цели:

1. Разработка оптимальных схем подстанции;
2. Определение токов короткого замыкания на разных участках подстанции;
3. Произвести выбор и проверку оборудования подстанции;
4. Произвести расчет молниезащиты и заземление подстанции;
5. Произвести расчет безопасности и экологичности;
6. Произвести технико-экономический расчет.

Ценность выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимальной схемы подстанции, а также обеспечение требуемой надежности путем внедрения нового оборудования для электроснабжения потребителей.

Планируемые результаты работы: произвести реконструкцию подстанции 110/35/6 кВ Бурейск. Разработать схему и выбрать оборудование которое должно будет обеспечить безотказную работу в течение нормативного срока эксплуатации оборудования – 30 лет с минимальным ущербом из-за недоотпуска электроэнергии потребителю.

К работе прилагается 6 листов графической части.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Муниципальное образование поселок городского типа Новобурейск расположено в юго-западной части Бурейского района, граничит с муниципальными образованиями рабочий поселок (поселок городского типа) Прогресс, рабочий поселок (поселок городского типа) Бурей, Долдыканский сельсовет, Малиновский сельсовет, Родионовский сельсовет, Завитинский муниципальный район.

Площадь муниципального образования рабочий поселок Новобурейск составляет 34590 га. Посёлок Новобурейск находится в Амурской области, в Бурейском районе.

Координаты посёлка: 49°42' с.ш. 130° в.д. До северного полюса - 4400 км., до экватора - 5500 км.

Преобладающие формы рельефа данной местности - равнина, холмистая, собственное географическое название носит Зейско-Бурейская равнина. Высота над уровнем моря достигает от 0 до 200 м. Слагают поверхность горные породы осадного происхождения - песок, глина, галька, гравий, и не просто песок, а строительный песок. Зейско-Бурейская равнина, на которой расположен посёлок, сложена морскими и континентальными отложениями мезо-кайнозойского возраста (150 млн. лет до настоящего времени) мощностью до 2000 м. лежащими на докембрийском кристаллическом фундаменте.

На юге и юго-западе посёлка равнина заболочена, находится на высоте до 180 м. Посёлок находится в умеренном климатическом поясе. Область муссонного климата. Средняя температура января -24°, июля +18°; среднее годовое количество осадков 600 мм. Больше осадков выпадает летом, высота снежного покрова составляет 20 см. Направление господствующих ветров: зимой северо-западный, летом юго-восточный.

Основными потребителя являются:

- угольный разрез АО «Амурский уголь»;
- железнодорожная станция Бурей ОАО РЖД;

- Поселок Малиновка;
- Поселок Родионовка;
- Поселок Буряя.

Питание угольного разреза, поселков Малиновка и Родионовка осуществляется линия 35 кВ от подстанции Бурейск.

Питание железнодорожной станция Буряя ОАО РЖД осуществляется линии 110 кВ от подстанции.

## 2 ВЫБОР СХЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Выбор главной схемы является определяющим при реконструкции электрической части подстанции, так как определяется количество присоединений и связей между ними.

По способу подключения подстанции делятся на тупиковые, ответвительные проходные и узловые.

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

- Тип подстанции
- Число и мощность силовых трансформаторов
- Категорийность приемников электрической энергии
- Величина напряжения
- Число питающих линий и отходящих присоединений
- Уровни токов короткого замыкания

Основные требования к электрическим схемам:

- Надежность
- Приспособленность электроустановки к проведению ремонтов
- Оперативная гибкость
- Экономическая целесообразность

ПС 110/35/6 «Бурейск» по высокому напряжению является ПГВ.

В связи с количеством присоединений к подстанции и технико-экономической целесообразностью следует принять следующие схемы электрических соединений распределительных устройств:

- Открытое распределительное устройство 110 кВ (ОРУ) – схема № 110-9 одна рабочая секционированная выключателем система шин.

- Открытое распределительное устройство 35 кВ (ОРУ) – схема № 35-9 одна рабочая секционированная выключателем система шин.

- комплектное распределительное устройство 6 кВ (КРУ) – схема № 10-1  
одна секционированная выключателем, система шин.

Вид обслуживания подстанции является оперативно-выездная бригада.

### 3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При выборе числа и мощности трансформаторов, устанавливаемых на вновь возводимых, реконструируемых подстанциях, следует исходить из надежности электроснабжения и категорийности потребителей. Из-за того, что время отключения потребителей первой и второй категории составляет время отключения АВР, то в большинстве случаев, на подстанции предусматривается установка двух трансформаторов.

Мощность каждого из трансформаторов обычно определяется из требований к параллельно работающим трансформаторам:

1. Группы соединения обмоток должны быть одинаковы;
2. Соотношение мощностей трансформаторов не должна превышать более 1:3;
3. Коэффициенты трансформации не должны отличаться более чем на  $\pm 0,5\%$
4. Напряжение короткого замыкания отличается не более чем на  $\pm 10\%$
5. Произведена фазировка трансформаторов.

Согласно выше изложенного рекомендуется выбирать трансформаторы одинаковой мощности.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета.

$S_{кз}$ МВА	$L_{110}$ км	U кВ	$P_{max}$ МВт	$\cos \varphi$
1200	16,4	110/35/6	6,334	0,87
			12,087	0,9

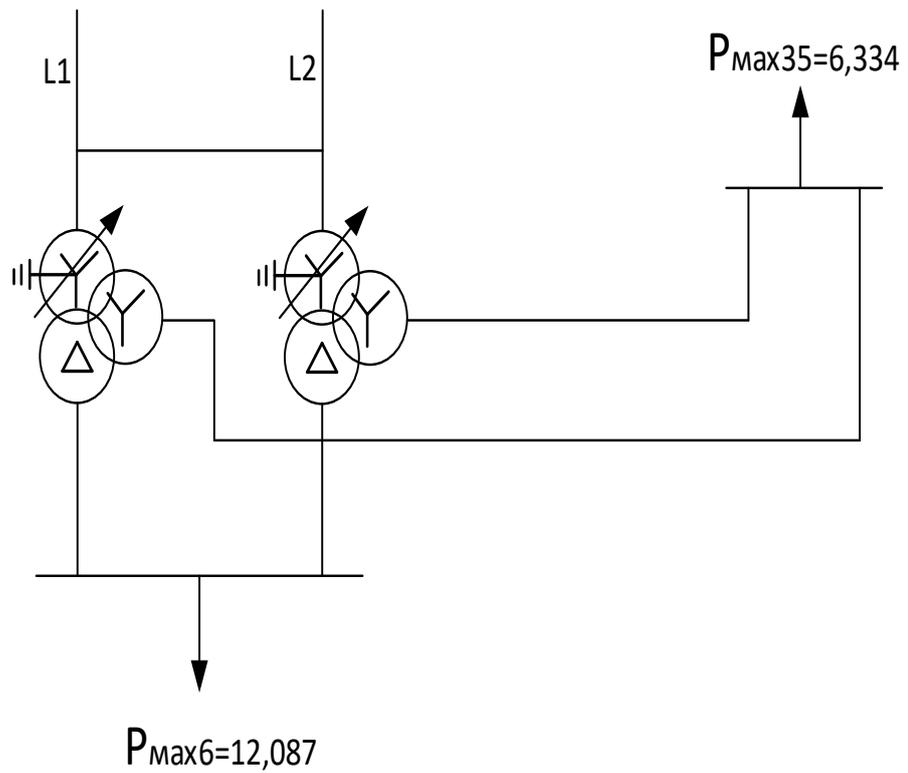


Рисунок 1 – Структурная схема ПС

### 3.1 Расчет нагрузок на шинах ПС

Полные мощности ПС на ступенях напряжения:

$$S_M^{CH} = \frac{P_M}{\cos \varphi}, \quad (1)$$

$$S_M^{HH} = \frac{P_M}{\cos \varphi}, \quad (2)$$

$$S_M^{CH} = \frac{6,334}{0,87} = 7,28 \text{ МВА.}$$

$$S_M^{HH} = \frac{12,087}{0,9} = 13,43 \text{ МВА.}$$

Реактивные мощности ПС:

$$Q_M^{CH} = \sqrt{(S_M^{CH})^2 - (P_M^{CH})^2}, \quad (3)$$

$$Q_M^{HH} = \sqrt{(S_M^{HH})^2 - (P_M^{HH})^2}, \quad (4)$$

$$Q_M^{CH} = \sqrt{(7,28)^2 - (6,334)^2} = 3,589 \text{ Мвар.}$$

$$Q_M^{HH} = \sqrt{(13,43)^2 - (10,087)^2} = 5,854 \text{ Мвар.}$$

Суммарная активная и реактивная мощность ПС:

$$P_M^{BH} = P_M^{CH} + P_M^{HH}, \quad (5)$$

$$Q_M^{BH} = Q_M^{CH} + Q_M^{HH}, \quad (6)$$

$$P_M^{BH} = 6,334 + 12,087 = 18,421 \text{ МВт.}$$

$$Q_M^{BH} = 3,589 + 5,854 = 9,443 \text{ Мвар.}$$

$$S_M^{BH} = \sqrt{(P_M^{BH})^2 + (Q_M^{BH})^2}, \quad (7)$$

$$S_M^{BH} = \sqrt{(18,421)^2 + (9,443)^2} = 20,7 \text{ МВА.}$$

### 3.2 Проверка трансформаторов.

Трансформатор выбирается от 70% загрузке максимально допустимой мощности в нормальном режиме:

$$S_{номТР} \geq S_{Трасч}, \quad (8)$$

$$S_{Трасч} = \frac{S_M^{BH}}{n \cdot K_3}, \quad (9)$$

$$S_{Трасч} = \frac{20,7}{2 \cdot 0,7} = 14,78 \text{ МВА.}$$

По каталогу (таблице 7.6 [7]) выбран трансформатор ТДТН-16000/110 – трехфазный; охлаждение с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла; трехобмоточный; с регулированием напряжения под нагрузкой.

Таблица 2 – Параметры трансформатора.

Тип	$S_{кз}$ МВА	U кВ			$P_k$ кВт	$P_{xx}$ кВт	$U_{к\%}$ кВ			$I_{xx}$
		ВН	СН	НН			ВН	СН	НН	
ТДТН 16000/110	16	115	38,5	6,6	90	158	10,5	17,5	6,5	0,33

Проверка выбранного трансформатора осуществляется в нормальном и послеаварийном режиме по фактическому коэффициенту загрузки и аварийной перегрузки.

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(P_M^{BH})^2 + (Q_M^{BH})^2}}{n_T \cdot S_{Тном}}, \quad (10)$$

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(18,421)^2 + (9,443)^2}}{2 \cdot 16} = 0,647$$

$$K_3^{ав} = \frac{\sqrt{(P_M^{BH})^2 + (Q_M^{BH})^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}}, \quad (11)$$

$$K_3^{ag} = \frac{\sqrt{(18,421)^2 + (9,443)^2}}{16} = 1,294$$

Полученный коэффициент загрузки автотрансформатора в послеаварийном режиме не превышает допустимый 1.4, поэтому в послеаварийном режиме мы не отключаем часть потребителей третьей категории, которая составляет 40 % от суммарной нагрузки подстанции.

## 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

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

Расчет токов КЗ при выборе и проверке силового оборудования не требует высокой точности, поэтому в данном проекте расчет выполняется в приближенном приведении в относительных единицах и приведение параметров элементов сети к одной ступени напряжения.

Допущения, которые принимаются при решении большинства задач, связанных с током и напряжением. К числу таких допущений следует отнести:

- 1) Отсутствие насыщения магнитных систем;
- 2) Пренебрежение токами намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;
- 3) Сохранение симметрий трехфазной системы;
- 4) Пренебрежение емкостными проводимостями;
- 5) Приближенный учет нагрузок;
- 6) Отсутствие активных сопротивлений.

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо задаться базисными условиями:  $S_{\sigma}=1000$  МВА. За базисное напряжение удобно принять среднее напряжение  $U_{\sigma}=U_{\text{ср}}$  ступени где рассчитывается КЗ.

### 4.1 Расчет параметров схемы замещения

Выбраны базисные величины

$S_{\sigma} = 1000$  МВА – базисная мощность;

$U_{\sigma 1} = 115$  кВ,  $U_{\sigma 2} = 37$  кВ,  $U_{\sigma 0} = 6,3$  кВ – базисные напряжения ступеней.

Базисные токи ступеней КЗ:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}; \quad (12)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,604 \text{ кА.}$$

$$I_{\sigma 3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,643 \text{ кА.}$$

Сопротивление в схеме замещения в относительных единицах:

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз}}, \quad (13)$$

$$X_c = \frac{1000}{1200} = 0,833 \text{ о.е.}$$

Сопротивление нагрузки:

$$X_n = 0,35 \cdot \frac{S_{\sigma} \cdot \cos \varphi}{P} \quad (14)$$

$$X_{n1} = 0,35 \cdot \frac{100 \cdot 0,9}{10,93} = 2,882 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = X_2 = X_3 = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} \quad (15)$$

$$X_{BI} = 0,43 \cdot 16,4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,533 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$u_{B\%} = 0,5 \cdot (u_{BH} + u_{BC} - u_{CH}), \quad (16)$$

$$u_{C\%} = 0,5 \cdot (u_{BC} + u_{CH} - u_{BH}), \quad (17)$$

$$u_{H\%} = 0,5 \cdot (u_{BH} + u_{CH} - u_{BC}), \quad (18)$$

$$u_{B\%} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75 \text{ о.е.}$$

$$u_{C\%} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \text{ о.е.}$$

$$u_{H\%} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \text{ о.е.}$$

$$x_B = x_4 = x_5 = \frac{u_{B\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}}, \quad (19)$$

$$x_H = x_8 = x_9 = \frac{u_{H\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}}, \quad (20)$$

$$x_B = \frac{10,75\%}{100\%} \cdot \frac{1000}{16} = 6,719 \text{ о.е.}$$

$$x_H = \frac{6,75\%}{100\%} \cdot \frac{1000}{16} = 4,219 \text{ о.е.}$$

## 4.2 Эквивалентирование схемы замещения

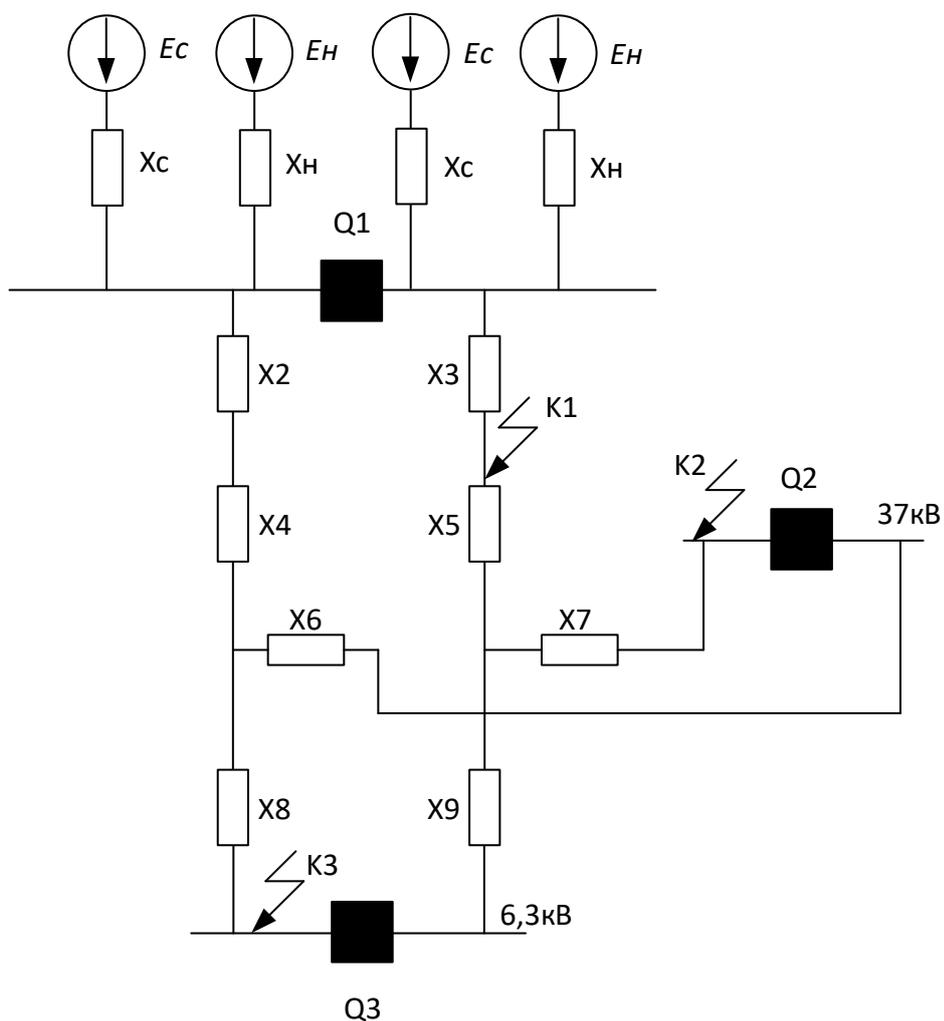


Рисунок 2 – Схема замещения ПС.

Преобразуем исходную схему замещения т.к. Q1 Q2 Q3 отключены то  $X_2$   $X_4$   $X_6$   $X_8$  – не учитываются.

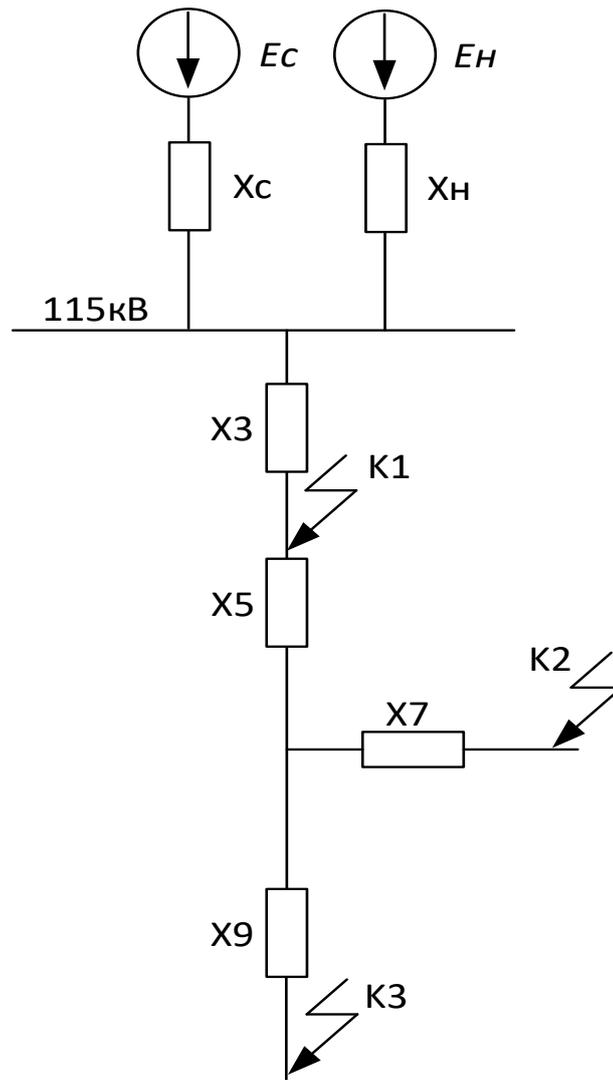


Рисунок 3 - Упрощенная схема замещения.

Преобразуем параллельные ветви нагрузки и системы:

$$X_H = \frac{X_H \cdot X_c}{X_H + X_c}, \quad (21)$$

$$X_1 = \frac{2,882 \cdot 0,833}{2,882 + 0,833} = 0,646 \text{ о.е.}$$

Эквивалентрируем ЭДС и сопротивление системы и нагрузки:

$$E_{\text{эКВ}} = \frac{E_H X_c \cdot E_c X_H}{X_c + X_H}, \quad (22)$$

$$E_{\text{экв}} = \frac{0,85 \cdot 0,833 + 1 \cdot 2,882}{0,833 + 2,882} = 0,966 \text{ о.е.}$$

Преобразуем схему замещения относительно точки К1:

$$X_{\text{рез1}} = X_{\text{экв}} + X_3, \quad (23)$$

$$X_{\text{рез1}} = 0,646 + 0,533 = 1,18 \text{ о.е.}$$

Преобразуем схему замещения относительно точки К2:

$$X_{\text{рез2}} = X_{\text{рез1}} + X_5, \quad (24)$$

$$X_{\text{рез2}} = 1,18 + 6,719 = 7,898 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{рез3}} = X_{\text{рез2}} + X_H, \quad (25)$$

$$X_{\text{рез3}} = 7,898 + 4,219 = 12,117 \text{ о.е.}$$

#### 4.3 Действующее значение периодической составляющей тока:

Действующее значение периодической составляющей ТКЗ в месте КЗ будет определяться суммой всех токов, протекающих по ветвям.

Для точки К1:

$$I_{\text{П01}} = \frac{E_{\text{экв}} \cdot I_{\text{б1}}}{X_{\text{рез1}}}, \quad (26)$$

$$I_{\text{П01}} = \frac{0,966 \cdot 5,02}{1,18} = 4,113 \text{ кА.}$$

Для точки К2:

$$I_{\text{ПО2}} = \frac{E_{\text{экв}} \cdot I_{\text{б2}}}{X_{\text{рез2}}}, \quad (27)$$

$$I_{\text{ПО2}} = \frac{0,966 \cdot 15,604}{7,898} = 1,909 \text{ кА.}$$

Для точки К3:

$$I_{\text{ПО3}} = \frac{E_{\text{экв}} \cdot I_{\text{б3}}}{X_{\text{рез3}}}, \quad (28)$$

$$I_{\text{ПО3}} = \frac{0,966 \cdot 91,643}{12,117} = 7,309 \text{ кА.}$$

#### 4.4 Ударный ток КЗ в начальный момент трехфазного КЗ

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot K_y, \quad (29)$$

где  $K_y$  - ударный коэффициент определяемый по таблице 3

Таблица 3 – параметры ударного коэффициента и постоянной времени

Место КЗ	$T_a$	$K_y$
Ветвь генератор-трансформатор	0,1-0,2	1,9-1,95
Ветвь асинхронного двигателя	1,6	0,02
КЗ за линейным реактором ПС	1,85	0,06
Распределительные сети 6-10 кВ	0,01	1,369
За ВЛ напряжением 35-110 кВ	0,22	1,608
За трансформаторами мощностью менее 32 МВА	0,045	1,8

Для точки К1:

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 4,113 \cdot 1,608 = 9,352 \text{ кА.}$$

Для точки К2:

$$I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,909 \cdot 1,8 = 4,86 \text{ кА.}$$

Для точки К3:

$$I_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 7,309 \cdot 1,369 = 14,15 \text{ кА.}$$

Занесем полученные результаты в таблицу 4.

Таблица 4 – Сводная таблица токов КЗ.

	$U_{cp}$ кВ	$I_{\sigma}$ кА	$I_{по}$ кА	$I_{уд}$ кА
К1	115	5,02	4,113	9,352
К2	37	15,604	1,909	4,86
К3	6,3	91,643	7,309	14,15

## 5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

### 5.1 Выбор оборудования на стороне 110 кВ.

#### 5.1.1 Выбор выключателя

По каталогу (таблице 7.14 [7]) выбран выключатель ВТБ-110-40/2000 УХ1 элегазовый баковый, предназначен для выполнения коммутационных операций (включений и отключений), а также циклов АПВ при заданных условиях в нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ с заземленной нейтралью.

Преимущества:

- Способность сохранять электрическую прочность изоляции напряжением 84 кВ в случае потери давления газа в выключателе из-за технической аварии.
- Отключать емкостные токи без пробоев из-за низких перенапряжений в электроэнергетической системе.
- Низкий уровень звуковых шумов, который происходит из-за срабатывания (соответствует природоохранным требованиям);
- Минимальный уровень воздействия динамических нагрузок на фундаментные опоры;
- Высокая надежность и безопасность пружинного привода;
- Наличие в приводе выключателя автоматического управления двух ступеней обогрева (антиконденсатный и основной) шкафа привода и контроль их работы и исправности;
- Закупка комплектующих изделий у рекомендованных производителей;
- Наличие блочно-модульной конструкции позволяет осуществлять поставку заказчику продукции в удобной таре с минимальными транспортными затратами и обеспечить быстрый и оперативный монтаж выключателя, а также ввести его в эксплуатацию.

Таблица 5 – Параметры выключателя ВТБ-110-40/2000

Исходные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 117,57 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{отк} = 40 \text{ кА}$	$I_{нт} = 4,113 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{нт}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,113 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 9,352 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4,8 \cdot 10^3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 6,682 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$

Расчет электродинамической стойкости:

$$B_{к} = I_{ПО}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (30)$$

где  $t_{откл}$  - полное время срабатывания выключателя;

$t_{РЗмах}$  - полное время срабатывание релейной защиты;

$t_{св}$  - полное время отключения выключателя;

$T_a$  - постоянная времени цепи КЗ.

Полное время действия выключателя:

$$t_{откл} = t_{РЗмах} + t_{св}, \quad (31)$$

$$t_{откл} = 0,12 + 0,055 = 0,175 \text{ с.}$$

$$B_{к} = 4,113^2 \cdot (0,175 + 0,22) = 6,682 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

### 5.1.2 Выбор разъединителя

По каталогу выбран разъединитель РГЗ-110/2000 УХЛ1 (таблице 7.16 [7])

– разъединитель; горизонтально поворотный; с двумя (2), с одним (1)

заземляющими ножами; напряжением 110 кВ; номинальный ток 2000 А; для работы в умеренном холодном (УХЛ) климате, категория размещения (1) на открытом воздухе

Таблица 6 – Параметры разъединителя РГЗ-110/200

Исходные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 117,57 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{отк} = 40 \text{ кА}$	$I_{нт} = 4,113 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{нт}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,113 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 9,352 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4,8 \cdot 10^3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 6,682 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$

### 5.1.3 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока – это трансформатор, предназначенный для уменьшения первичного тока до значений, оптимальных для электроизмерительных приборов и реле, а также предусматривает собой разделение цепей измерения, защиты от главных цепей высокого напряжения.

Погрешность трансформатора тока зависит от вторичной нагрузки, а именно: сопротивление приборов измерения и учета, проводов, которые идут от счетчиков и от величины первичного тока по отношению к номинальному току. Повышение нагрузки и тока приводит к увеличению погрешности, следовательно, к некачественной работе трансформатора.

При первичных токах, значительно меньше номинального тока, погрешность трансформатора также возрастает. Если трансформатор тока не догружен, то его погрешность также возрастает.

Таблица 7 – Данные по вторичной нагрузке ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-345	0,5	-	0,5
Варметр	Д-345	0,5	-	0,5
ФИП	-	3	-	-
Счетчик активной энергии	Н-395	10	-	10
Счетчик активной энергии	Н-395	10	-	10
Частотомер	Н-397	0,5	-	0,5
Итого		25	3,5	22

Определим сопротивление провода:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k, \quad (32)$$

где  $r_k$  - сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов

Выразим из выражения  $r_{\text{пр}}$ :

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k, \quad (33)$$

Находим номинальное вторичное сопротивление:

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2н}^2}, \quad (34)$$

$$Z_{2ном} = \frac{60}{5^2} = 2,4 \text{ Ом.}$$

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}, \quad (35)$$

$$r_{приб} = \frac{25}{5^2} = 1 \text{ Ом.}$$

$$r_{np} = 2,4 - 1 - 0,1 = 1,3 \text{ Ом.}$$

$$q = \frac{pl_{расч}}{r_{np}}, \quad (36)$$

где  $p$  - удельное сопротивление материала провода. Выбираем  $p = 0,0283$  с алюминиевыми жилами;

$l_{расч}$  - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока;

$$q = \frac{0,0283 \cdot 85}{1,3} = 1,85 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель КРСГ с жилами сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

По каталогу выбираем трансформатор тока марки ТВ-110-II (таблица 7.43 [7]). Трансформаторы тока встроенные серии ТВ служат для передачи сигнала измерительной информации приборам учета и устройствам защиты и управления в установках переменного тока частоты 50 и 60 Гц. Трансформаторы

этой серии встраиваются в силовые трехобмоточные трансформаторы на напряжение от 10 до 220 кВ.

Трансформатор тока изготовлен в виде тороида. Магнитопровод выполнен в форме ленты из электротехнической стали. Роль первичной обмотки трансформатора тока выполняет высоковольтный ввод силового трехобмоточного трансформатора. Вторичная обмотка наматывается равномерно по магнитопроводу. Изменение коэффициента трансформации у трансформаторов тока получается в результате изменения числа витков вторичной обмотки трансформатора тока.

Таблица 8 – Параметры трансформатора тока ТВ-110-I

Исходные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 117,57 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{уд} = 9,352 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 15 \cdot 10^3 \text{ кА}$	$B_{к} = 6,682 \text{ кА}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$

#### 5.1.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения – это высоковольтное оборудование предназначенное для снижения номинального напряжения до стандартного значения 100 или  $100 / \sqrt{3}$  В и разъединения цепей измерения и релейной защиты от основных цепей номинального напряжения.

Совокупность потребления измерительных приборов и реле, подключенных к вторичной обмотке трансформатора напряжения, не должно превышать номинальную мощность трансформатора напряжения, так в этом случае приведет к увеличению погрешности, следовательно, к не правильной работе трансформатора напряжения.

Таблица 9 – Данные по вторичной нагрузке ТН

Название прибора	Вид	S ВА	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
					P	Q
Вольтметр	Э-350	3	1	1	3	-
Ваттметр	Д-345	2	2	1	4	-
Варметр	Д-345	2	2	1	4	-
Счетчик активной энергии	Н-395	10	2	1	20	9,7
Счетчик реактивной энергии	Н-395	10	2	1	20	9,7
ФИП	-	3	1	1	3	-
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	1	10	-
Частотомер	Э-362	1	1	1	7	-
Итого					71	19,4

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (37)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{71^2 + 19,4^2} = 73,603 \text{ ВА.}$$

По каталогу выбираем трансформатор напряжения марки НАМИ-110-УХЛ1 (таблица 7.44 [7]). Электромагнитный антирезонансный однофазный трансформатор напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с глухо заземленной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации

приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления. Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1 имеет одноступенчатую некаскадную конструкцию. Он состоит из активной части, помещенной в металлический корпус. На верху корпуса расположена изоляционная крышка с металлическим компенсатором давления, обеспечивающим компенсацию температурных изменений объема масла и защиту внутренней изоляции от увлажнения. Компенсатор закрыт защитным колпаком с прорезию для визуального контроля уровня масла. Трансформатор заполнен трансформаторным маслом марки ГК.

Таблица 10 – Параметры трансформатора напряжения НАМИ-110-УХЛ1

Исходные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$Z_{2ном} = 400 \text{ ВА}$	$Z_2 = 73,603 \text{ ВА}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$

### 5.1.5 Выбор и проверка токоведущих частей

В распределительных устройствах начиная с 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие провода применяются для соединения блочных трансформаторов с ОРУ.

Начальная критическая напряженность электрического поля определяется:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (38)$$

где  $m=0,82$  коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода.

Радиус провода определяется:

$$r_0 = \frac{d_0}{2} \quad (39)$$

$$r_0 = \frac{13,5}{2} = 6,75 \text{ мм}^2.$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}}\right) = 33,888 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля вокруг не расщепленного провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (40)$$

где  $D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз;

$D=300 \text{ см}$  – расстояние между соседними фазами;

$U=121 \text{ кВ}$  – максимальное линейное напряжения.

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,675 \cdot \lg \frac{378}{0,675}} = 23,091 \text{ кВ/см.}$$

Условия образования короны записывается в виде:

$$1,07E \geq 0,9E_0 \quad (41)$$

$$1,07 \cdot 23,091 \geq 0,9 \cdot 33,888$$

$$24,707 \text{ кВ/см} \leq 30,499 \text{ кВ/см.}$$

Провод АС 95/16 проходит по условию коронирования.

#### 5.1.6 Расчет количества подвесных изоляторов

Электротехническое устройство, предназначенное для электрической изоляции и механического крепления электроустановок или их отдельных частей, находящихся под разными электрическими потенциалами. Изоляторы по делятся по способу крепления:

- Штыревые
- Подвесные
- Стержневые

Определим количество подвесных изоляторов

$$m = \frac{L}{L_{II}} + 1, \quad (42)$$

где  $L_{II}$  - длина пути утечки изолятора.

Найдем длину пути утечки:

$$L = \lambda \cdot U \cdot K_u \cdot K_k, \quad (43)$$

где  $\lambda$  - удельная эффективная длина пути утечки;

$K_u$  - коэффициент использования подвесных тарельчатых изоляторов специального исполнения [10];

$K_k = 1$  коэффициент использования одноцепных гирлянд и одиночных опорных колонок, составленных из однотипных изоляторов [10].

$$L = 2 \cdot 126 \cdot 1,25 \cdot 1 = 315 \text{ см.}$$

$$m = \frac{315}{44,5} + 1 = 8,09$$

Выбраны 9 штук подвесных изоляторов типа ПСВ 120Б для крепления проводов на опоры.

#### 5.1.7 Выбор опорных изоляторов.

Опорные изоляторы - это устройство, используемое для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций и в КРУ.

Выбирается изолятор типа ОСК-10-110-Б-0,1

Расчетная сила изолятора:

$$F_u = \sqrt{3} \cdot \frac{I_{yd}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (44)$$

$$F_u = \sqrt{3} \cdot \frac{9352^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 37,871 \text{ Н.}$$

Определим высоту изолятора:

$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2}, \quad (45)$$

$$H = 846 + 10 + \frac{1050}{2} = 1380 \text{ мм.}$$

Определим поправочный коэффициент на высоту шины:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}}, \quad (46)$$

$$K_h = \frac{1380}{846} = 1,632$$

Расчетная сила изолятора, расположенного на ребро:

$$F_{расч} = K_h \cdot F_u, \quad (47)$$

$$F_{расч} = 1,632 \cdot 37,871 = 61,805 \text{ Н.}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (48)$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

$61,805 \leq 6000 \text{ Н}$ .

Данный изолятор по условиям выбора проходит.

#### 5.1.8 Выбор ОПН

Нелинейные ограничители напряжения (ОПН) предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанции и электрических сетей от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбор нелинейных ограничителей напряжения производим в зависимости от номинального напряжения в месте установки, т.к. уточненных параметров их выбора нет.

На стороне высокого напряжения выбираем ОПН марки ОПН–110/88-10/650(II)/4УХЛ1 с параметрами:

Таблица 11 – Характеристики ОПН–110/88-10/650(II)/4УХЛ1

Напряжение сети	110 кВ
Допустимое напряжение	88 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кВ
Пропускная способность	550 А

#### 5.1.9 Выбор высокочастотного заградителя

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. Высокочастотные заградители всегда подвешиваются на линейных порталах.

Предназначен для использования в схеме высокочастотной обработки воздушных линии, для ослабления шунтирующего воздействия оборудования, а также обеспечение эффективного заграждения сигнала высоких частот в полосе заграждения.

К установке принимаем Высокочастотный заградитель типа ВЗ-200-0,5 УХЛ1.

Таблица 12 – Параметры высокочастотного заградителя ВЗ 200

Исходные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 117,57 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{вкл} = 10 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,113 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$i_{дин} = 25,5 \text{ кА}$	$I_{уд} = 9,352 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq I_{уд}$

## 5.2 Выбор оборудования на стороне 35 кВ.

### 5.2.1 Выбор выключателя

По каталогу (таблица 7.14 [7]) выбран выключатель ВТБ-35-50/3150 УХЛ1 элегазовый баковый предназначены, для выполнения коммутационных операций (включений и отключений), а также циклов АПВ при заданных условиях в нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока 50 Гц с номинальным напряжением 35 кВ изолированной нейтралью.

Таблица 13 – Параметры выключателя ВТБ-35-50/3150

Исходные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 369,504 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{отк} = 50 \text{ кА}$	$I_{нт} = 1,909 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{нт}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 1,909 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$i_{дин} = 127,5 \text{ кА}$	$I_{уд} = 4,86 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 7.5 \cdot 10^3 \text{ кА}$	$B_{к} = 0,802 \text{ кА}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$

Расчет электродинамической стойкости:

$$B_{к} = I_{ПО}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (49)$$

где  $t_{откл} = 0,12 + 0,055 = 0,175$  с.

$$B_k = 1,909^2 \cdot (0,175 + 0,045) = 0,802 \text{ кА.}$$

### 5.2.2 Выбор разъединителя

По каталогу выбран разъединитель РГЗ-35/1000 УХЛ1 (таблице 7.16 [7]) – разъединитель; горизонтально поворотный; с двумя (2), с одним (1) заземляющими ножами; напряжением 35 кВ; номинальный ток 1000 А; для работы в умеренном холодном (УХЛ) климате, категория размещения (1) на открытом воздухе

Таблица 14 – Параметры разъединителя РГЗ-35/1000

Исходные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 1000$ А	$I_{раб.мах} = 369,504$ А	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{отк} = 63$ кА	$I_{нт} = 1,909$ кА	$I_{отк} \geq I_{нт}$
$I_{вкл} = 63$ кА	$I_{но} = 1,909$ кА	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$i_{дин} = 25$ кА	$I_{уд} = 4,86$ кА	$i_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1,5 \cdot 10^3$ кА	$B_k = 0,802$ кА	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

### 5.2.3 Выбор трансформатора тока

Таблица 15 – Данные по вторичной нагрузке ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-345	0,5	-	0,5
Варметр	Д-345	0,5	-	0,5

Счетчик активной энергии	Н-395	10	-	10
Счетчик реактивной энергии	Н-395	10	-	10
ФИП	Н-397	3	-	-
Итого		24,5	0,5	21

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k, \quad (50)$$

где  $r_k$  - сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов

Выразим из выражения  $r_{\text{пр}}$ :

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k, \quad (51)$$

Находим номинальное вторичное сопротивление:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2н}^2}, \quad (52)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{40}{5^2} = 1,6 \text{ Ом.}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}, \quad (53)$$

$$r_{проб} = \frac{24,5}{5^2} = 0,98 \text{ Ом.}$$

$$r_{np} = 1,6 - 0,86 - 0,05 = 0,57 \text{ Ом.}$$

$$q = \frac{\rho l_{расч}}{r_{np}}, \quad (54)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление материала провода. Выбираем  $\rho = 0,0283$  с алюминиевыми жилами;

$l_{расч}$  - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока;

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,57} = 2,979 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель КРСГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>

По каталогу выбираем трансформатор тока марки ТВ-35-I (таблице 7.43 [7]). Трансформаторы тока встроенные серии ТВ служат для передачи сигнала измерительной информации приборам учета и устройствам защиты и управления в установках переменного тока частоты 50 и 60 Гц. Трансформаторы этой серии встраиваются в силовые трехобмоточные трансформаторы на напряжение от 10 до 220 кВ.

Трансформатор тока изготовлен в виде тороида. Магнитопровод выполнен в форме ленты из электротехнической стали. Роль первичной обмотки трансформатора тока выполняет высоковольтный ввод силового трехобмоточного трансформатора. Вторичная обмотка наматывается равномерно по магнитопроводу. Изменение коэффициента трансформации у трансформаторов тока получается в результате изменения числа витков вторичной обмотки трансформатора тока.

Таблица 16 – Параметры трансформатора тока ТВ-35-I

Исходные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
-----------------	------------------	---------------------------

$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 369,504 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$i_{дин} = 10 \text{ кА}$	$I_{уд} = 4,86 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40 \cdot 10^3 \text{ кА}$	$B_{к} = 0,802 \text{ кА}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$

## 5.2.4 Выбор трансформатора напряжения

Таблица 17 – Данные по вторичной нагрузке ТН

Название прибора	Тип	S ВА	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
					P	Q
Вольтметр	Э-350	3	1	1	3	-
Ваттметр	Д-345	2	2	1	4	-
Варметр	Д-345	2	2	1	4	-
Счетчик активной энергии	Н-395	10	2	1	20	9,7
Счетчик реактивной энергии	Н-395	10	2	1	20	9,7
ФИП	-	3	1	1	3	-
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	1	10	-
Итого					64	19,7

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (55)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{64^2 + 19,4^2} = 66,876 \text{ ВА.}$$

По каталогу выбираем трансформатор напряжения марки НАМИ-35-УХЛ1 (таблице 7.44 [7]). Электромагнитный антирезонансный однофазный трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с глухо заземленной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления. Трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1 имеет одноступенчатую некаскадную конструкцию. Он состоит из активной части, помещенной в металлический корпус. На верху корпуса расположена изоляционная крышка с металлическим компенсатором давления, обеспечивающим компенсацию температурных изменений объема масла и защиту внутренней изоляции от увлажнения. Компенсатор закрыт защитным колпаком с прорезию для визуального контроля уровня масла. Трансформатор заполнен трансформаторным маслом марки ГК.

Таблица 18 – Параметры трансформатора напряжения НАМИ-35-УХЛ1

Исходные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$Z_{2ном} = 360 \text{ ВА}$	$Z_2 = 66,876 \text{ ВА}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$

### 5.2.5 Выбор и проверка токоведущих частей

В РУ 35 Кв выбираем гибкие шины

Начальная критическая напряженность электрического поля определяется:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (56)$$

где  $m=0,82$  коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода.

$$r_0 = \frac{15,2}{2} = 7,6 \text{ мм}^2. \text{ радиус провода.}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}}\right) = 33,368 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля вокруг не расщепленного провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (57)$$

где  $D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 250 = 315 \text{ см}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз;

$D=250 \text{ см}$  – расстояние между соседними фазами;

$U=38,5 \text{ кВ}$  – максимальное линейное напряжения.

$$E = \frac{0,354 \cdot 38,5}{0,76 \cdot \lg \frac{315}{0,76}} = 6,851 \text{ кВ/см.}$$

Условия образования короны записывается в виде:

$$1,07E \geq 0,9E_0, \quad (58)$$

$$1,07 \cdot 6,851 \geq 0,9 \cdot 33,368$$

$$7,331 \text{ кВ/см} \leq 30,031 \text{ кВ/см.}$$

Провод АС 120/19 проходит по условию коронирования.

### 5.2.6 Расчет количества подвесных изоляторов

Определим количество подвесных изоляторов:

$$m = \frac{L}{L_{II}} + 1, \quad (59)$$

где  $L_{II}$  длина пути утечки изолятора.

Найдем длину пути утечки:

$$L = \lambda \cdot U \cdot K_u \cdot K_k, \quad (60)$$

где  $\lambda$  - удельная эффективная длина пути утечки;

$K_u$  - коэффициент использования подвесных тарельчатых изоляторов специального исполнения;

$K_k = 1$  - коэффициент использования одноцепных гирлянд и одиночных опорных колонок, составленных из однотипных изоляторов.

$$L = 2,35 \cdot 40,5 \cdot 1,25 \cdot 1 = 124,917 \text{ см.}$$

$$m = \frac{124,917}{44,5} + 1 = 3,809$$

Выбраны 4 штук подвесных изоляторов типа ПСВ 120Б для крепления проводов на опоры.

### 5.2.7 Выбор опорных изоляторов.

Выбирается изолятор типа ОСК-10-110-Б-0,1

Расчетная сила изолятора:

$$F_u = \sqrt{3} \cdot \frac{I_{y0}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (61)$$

$$F_u = \sqrt{3} \cdot \frac{4860^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 10,23 \text{ Н.}$$

Определим высоту изолятора:

$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2}, \quad (62)$$

$$H = 412 + 16 + \frac{500}{2} = 678 \text{ м.}$$

Определим поправочный коэффициент на высоту шины:

$$K_h = \frac{H}{H_{uz}}, \quad (63)$$

$$K_h = \frac{678}{412} = 1,646$$

Расчетная сила изолятора, расположенного на ребро:

$$F_{расч} = K_h \cdot F_u, \quad (64)$$

$$F_{расч} = 1,646 \cdot 10,23 = 16,839 \text{ Н.}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (65)$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

$$F_{расч} \leq F_{дон} \quad (66)$$

$$16,839 \leq 6000$$

Данный изолятор по условиям выбора проходит.

### 5.2.8 Выбор ОПН

Нелинейные ограничители напряжения (ОПН) предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанции и электрических сетей от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбор нелинейных ограничителей напряжения производим в зависимости от номинального напряжения в месте установки, т.к. уточненных параметров их выбора нет.

На стороне среднего напряжения выбираем ОПН марки ОПН-35/40,5-10/400 I УХЛ1 с параметрами:

Таблица 19 – Характеристики ОПН-35/40,5-10/400 I УХЛ1

Напряжение сети	35 кВ
Допустимое напряжение	40,5 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кВ
Пропускная способность	400 А

### **5.3 Выбор оборудования на стороне 6 кВ**

#### **5.3.1 Выбор КРУ**

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – электроустановка, служащая для приема и распределения электрической энергии, оборудованное шкафами.

Шкафы КРУ на номинальные токи 2000-4000 А применяются в схеме вводов, секционирования и отходящих линии.

Шкафы К-128 имеют жесткую металлическую конструкцию, состоящую из корпуса шкафа, выкатного элемента и релейного шкафа.

В корпусе шкафа может быть встроен трансформатор тока, трансформатор напряжения.

Выключатели, разъемные контакты и трансформаторы напряжения устанавливаются на выкатном элементе.

По каталогу выбираем что РУ 6 кВ будет состоять из КРУ К-128 (таблица 7.48 [7]).

Преимущество установки шкафа КРУ-128:

1. Высокий уровень безопасности для обслуживающего персонала;
2. Высокая антикоррозийная стойкость;

3. Разделение металлическими перегородками отсека сборных шин, линейного отсека и отсека выкатного элемента;

Таблица 20 – Основные параметры КРУ К-128

$U_{ном}$ , кВ	6
$U_{наиб.раб}$ , кВ	7,2
$I_{ном}$ главных цепей шкафов с вакуумным выключателем, А	630; 1000; 1600; 2000; 3150; 4000
$I_{ном}$ отключение выключателей, кА	20; 25; 31,5; 40; 50
$I_{терм}$ , кА	20; 25; 31,5; 40; 50
$I_{дин}$ , кА	51; 64; 81; 102; 128
$S_{ном}$ трансформаторов, кВА	40; 63; 100

### 5.3.2 Выбор выключателя

ВБ-10-20/1600 УХЛ1 - вакуумный высоковольтный выключатель, предназначенный для частых коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в ячейках комплектных распределительных устройств в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с напряжением 10 (6) кВ с изолированной или компенсированной нейтралью.

Выключатель вакуумный выполнен в трёхполюсном исполнении с функционально зависимыми полюсами, встроенными в привод. Операции включения осуществляются приводом прямого действия за счет тягового усилия электромагнита включения (выключателей с электромагнитным приводом) или приводом косвенного действия за счёт тягового усилия пружины включения (выключателей с пружинным приводом). Отключение выключателя (в том числе автоматическое отключение при токах короткого замыкания или перегрузках) осуществляется за счет энергии, запасенной пружиной отключения выключателя при включении.

Гашение дуги в выключателе происходит в вакуумных дугогасительных камерах (КДВ). Электрическая дуга, благодаря специальной форме контактов, создающих собственное продольное магнитное поле с диффузионной формой горения дуги, распадающееся и гасящийся при переходе тока через ноль. Благодаря высокой электрической прочности вакуумного промежутка в течение нескольких долей секунды между контактами восстанавливается напряжение.

Выключатель состоит из трех полюсов, закрепленных на корпусе привода выключателя. Каждый полюс содержит свою вакуумную дугогасительную камеру, а также механизм дополнительного поджатия контактов КДВ и токовыводы.

Таблица 21 – Параметры выключателя ВБ-10-20/1600

Исходные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1539,6 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{отк} = 20 \text{ кА}$	$I_{нт} = 7,309 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{нт}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 7,309 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$I_{уд} = 14,15 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1,2 \cdot 10^3 \text{ кА}$	$B_k = 9,883 \text{ кА}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

Расчет по электродинамической стойкости:

$$B_k = I_{ПО}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (67)$$

где  $t_{откл} = 0,12 + 0,055 = 0,175 \text{ с}$ .

$$B_k = 7,309^2 \cdot (0,175 + 0,01) = 9,883 \text{ кА}.$$

### 5.3.3 Выбор трансформатора тока

Таблица 22 – Данные по вторичной нагрузке ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-345	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	Н-395	10	-	10
Счетчик реактивной энергии	Н-395	10	-	10
Итого		21	0,5	21

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k, \quad (68)$$

где  $r_k$  - сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов

Выразим из выражения  $r_{\text{пр}}$ :

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k, \quad (69)$$

Находим номинальное вторичное сопротивление:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2н}^2}, \quad (70)$$

$$Z_{2ном} = \frac{40}{5^2} = 1,6 \text{ Ом.}$$

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}, \quad (71)$$

$$r_{приб} = \frac{21}{5^2} = 0,84 \text{ Ом.}$$

$$r_{np} = 1,6 - 0,84 - 0,05 = 0,71 \text{ Ом.}$$

$$q = \frac{pl_{расч}}{r_{np}}, \quad (72)$$

где  $p$  - удельное сопротивление материала провода. Выбираем  $p = 0,0283$  с алюминиевыми жилами;

$l_{расч}$  - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока;

$$q = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,71} = 0,239 \text{ мм}^2$$

Принимаем контрольный кабель АПВ (1х4)

По каталогу выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-10-I (таблице 7.43 [7]). Опорный, исполнение трансформатора с литой изоляции. Трансформаторы ТОЛ-10 используются в комплектных распределительных устройствах (КРУ). Они необходимы для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и (или) устройствам защиты и управления, для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в электрических установках переменного тока на класс напряжения до 10 кВ частоты 50 или 60 Гц

Выпускаются с одной вторичной обмоткой для измерения и одной вторичной обмоткой для защиты. На номинальный ток 1000 и 1500 А могут

выпускаться с двумя вторичными обмотками для защиты. Комплекуются защитными прозрачными крышками для разделение пломбированных вторичных выводов.

Таблица 23 – Параметры трансформатора тока ТОЛ-10-1

Исходные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1539,6 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} = 14,15 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4,8 \cdot 10^3 \text{ кА}$	$B_k = 9,883 \text{ кА}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

#### 5.3.4 Выбор трансформатора напряжения

Таблица 24 – Данные по вторичной нагрузке ТН

Название прибор	Тип	S ВА	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
					P	Q
Вольтметр	Э-350	3	1	1	3	-
Ваттметр	Д-345	2	2	1	4	-
Варметр	Д-345	2	2	1	4	-
Счетчик активной энергии	Н-395	10	2	1	20	9,7
Счетчик реактивной энергии	Н-395	10	2	1	20	9,7
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	1	10	-
Итого					61	19,4

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (73)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{61^2 + 19,4^2} = 64,011 \text{ ВА.}$$

По каталогу выбираем трансформатор напряжения марки ЗНОЛПМ-6-УХЛ1 (таблице 7.44 [7]). Заземляемый трансформатор напряжения, однофазный, с литой изоляции, со встроенным предохранительным устройством. Трансформатор ЗНОЛПМ-6 – однофазный литой заземляемый трансформатор напряжения, содержит встроенное защитное предохранительное устройство, включается в электрические сети переменного тока промышленной частоты 50 Гц в сетях с изолированной нейтралью и служит для понижения высоких значений напряжения до значений пригодных для измерений. Место установки данного трансформатора - комплектные распределительные устройства, имеется возможность встраивания в токопроводы турбогенераторов. Трансформаторы типа ЗНОЛПМ можно длительно эксплуатировать, как силовые, (вне гарантированного класса точности), при условии, что максимальная нагрузка на трансформатор не будет превышать его предельную мощность.

Таблица 25 – Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛПМ-6-УХЛ1

Исходные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$Z_{2ном} = 200 \text{ ВА}$	$Z_2 = 56,439 \text{ ВА}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$

### 5.3.5 Выбор ОПН

Нелинейные ограничители напряжения (ОПН) предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанции и электрических сетей от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбор нелинейных ограничителей напряжения производим в зависимости от номинального напряжения в месте установки так как уточненных параметров их выбора нет.

На стороне среднего напряжения выбираем ОПН марки ОПН-6/7,2-10/400 I УХЛ1 с параметрами:

Таблица 26 – Характеристики ОПН-6/7,2-10/400 I УХЛ1

Напряжение сети	6 кВ
Допустимое напряжение	7,2 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кВ
Пропускная способность	400 А

### 5.3.6 Выбор и проверка токоведущих частей

В РУ 6 – 10 кВ сборные шины выполняются исключительно жесткими алюминиевыми шинами. Если токи достигают значения 3000 А то шины выполняются в одно или двухполюсном исполнении. Меньшие потери наблюдаются в шинах коробчатого сечения так как в них наблюдается великолепные условия охлаждения

Выбираем сечение шин из условия наибольшего длительно допустимого тока  $I_{\text{раб.мах}} = 1539,6 \text{ А}$ . Следует выбрать шины коробчатого сечения из алюминиевого сплава АДЗ1Т1.

Необходимо проверить выбранные шины.

Проверка по длительно допустимому току:

$$I_{\text{Доп}} \geq I_{\text{раб.мах}}, \quad (74)$$

$$2670 \geq 1539,6 \text{ А.}$$

Проверка шин на термическую стойкость:

$$q_{min} \leq q, \quad (75)$$

где  $q_{min}$  - минимальное сечение проводника, мм<sup>2</sup>.

Минимальное сечение проводника:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T}, \quad (76)$$

где  $C_T$  - значение термической функции  $A \cdot c^{1/2}$ , при начальной температуре.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{9,883 \cdot 10^6}}{91} = 34,546 \text{ мм}^2.$$

$$q_{min} \leq q, \quad (77)$$

$$34,546 \leq 800$$

Далее проводим механический расчет шин:

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}, \quad (78)$$

Определим расчетное напряжение в материале шин:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l^2}{W} \cdot 10^{-8}, \quad (79)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{14,15^2 \cdot 1,5^2}{167} \cdot 10^{-8} = 4,7 \text{ Мпа.}$$

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}, \quad (80)$$

$$4,7 \leq 89$$

Данные шины удовлетворяют всем условиям проверки.

### 5.3.7 Выбор опорных изоляторов.

Выбирается изолятор типа ИО6-3,75

Расчетная сила изолятора:

$$F_u = \sqrt{3} \cdot \frac{I_{yd}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (81)$$

$$F_u = \sqrt{3} \cdot \frac{14150^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 86,711 \text{ Н.}$$

Определим высоту изолятора:

$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2}, \quad (82)$$

$$H = 100 + 10 + \frac{140}{2} = 180 \text{ мм.}$$

Определим поправочный коэффициент на высоту шины:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}}, \quad (83)$$

$$K_h = \frac{180}{100} = 1,8$$

Расчетная сила изолятора, расположенного на ребро:

$$F_{расч} = K_h \cdot F_u, \quad (84)$$

$$F_{расч} = 1,8 \cdot 86,711 = 156,08 \text{ Н.}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (85)$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н.}$$

$$F_{расч} \leq F_{дон}, \quad (86)$$

$$156,08 \leq 2250$$

Данный изолятор по условиям выбора проходит.

### 5.3.8 Выбор трансформатора собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от конкретного типа подстанции, установленной мощности трансформаторов, наличие синхронных компенсаторов, типа установленного силового оборудования. Самое наименьшее количество потребителей системы собственных нужд подстанции наблюдается на подстанциях, которые выполнены по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурного персонала.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанции являются оперативные цепи релейной защиты и автоматики, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

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

Таблица 27 - собственных нужд подстанции

Электроприемники	Количество электроприемников	Установленная мощность	Суммарная мощность
Обдув трансформатора	2	13,1	26,2
Обогрев ОПУ	1	15,75	15,75

Вентиляция и освещение ОПУ	1	2,9	2,9
Обогрев КРУ	1	5	5
Наружное освещение	1	4,5	4,5
Зарядное-подзарядное устройство	1	16,5	16,5
Вентиляция аккумуляторной	1	4,2	4,2
Обогрев выключателей	7	9,9	69,3
	6	9,9	59,4
Электродвигатели компрессоров	7	4,5	31,5
	6	4,5	27
Обогрев компрессорной	1	15	15
телемеханика	1	8,7	8,7
Итого			285,952

Расчет мощности трансформатора собственных нужд:

$$S_{TP} = K_n \cdot S_{расч}, \quad (87)$$

где  $K_n=0,8$  – коэффициент, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки.

$$S_{TP} = 0,8 \cdot 285,952 = 228,762 \text{ КВа.}$$

Проверка выбранного трансформатора в послеаварийном режиме:

$$K_{ПА} = \frac{S_{расч}}{S_{тр}}, \quad (88)$$

$$K_{ПА} = \frac{228,762}{250} = 0,915$$

$$K_3^{норм} = \frac{228,762}{2 \cdot 250} = 0,458$$

Предельная мощность трансформатора собственных нужд не должна превышать 630 кВА.

По каталогу (таблица 7.8 [7]) принимаем к установке 2 трансформатора ТМГ-250/6.

### 5.3.9 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели - генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного заряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее определяется:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (89)$$

где  $U_{ш}$  - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$  - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 107$$

Общее число элементов:

$$n_0 = \frac{230}{1,75} = 132$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (90)$$

$$n_{доб} = 132 - 107 = 25$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (91)$$

где  $I_{ав}$  - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

$j$  - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера  $N=24$ .

Проверим по максимальному толчковому току.

Принимаем батарею СК-24.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax} \quad (92)$$

где  $I_{Tmax} = 1269$  А - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot 24 = 1104$$

Полученное значение значительно меньше необходимого, следовательно, надо выбрать другой аккумулятор:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,58$$

Принимаем СК-28

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{П}, \quad (93)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А.}$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (94)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 107 = 230 \text{ В.}$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/230 – 40/80.

Зарядно-подзарядные выпрямительные агрегаты ВАЗП обеспечивают плавное регулирование выходного напряжения в следующих пределах: I режим - от 0 до 380 В, II режим - от 0 до 260 В, III режим - от 0 до 8

В. Выпрямители ВАЗП в I и II режимах автоматически поддерживают выходное напряжение с точностью  $\pm 1\%$  при колебании входного напряжения от минус 5 % до плюс 10 % от номинала:

- в I режиме при изменении тока нагрузки от 4 А до 40 А при  $U = 260 - 380$  В;

- во II режиме при изменении тока нагрузки от 4 А до 80 А при  $U = 220 - 260$  В.

- В III режиме точность стабилизации не нормируется. Коэффициент пульсации выходного напряжения агрегатов ВАЗП 2-го исполнения в режиме II при работе на активную нагрузку должен быть не более 5 %.

## 6 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ БУРЕЙСК

### 6.1 Заземление подстанции

Составной частью электроустановок являются заземляющие устройство. Оно обеспечивает необходимый уровень электробезопасности в зоне обслуживания и эксплуатации электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов, для создания контакта при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющим устройством называется совокупностью заземляющих проводников и заземлителя. Заземлитель - это проводник большой площади (например, сетка), находящийся в соприкосновении с землей и соединенный с заземляющими проводниками, контактирующими с заземляемой частью электроустановки.

Заземлению подлежат:

- корпуса электрических машин, трансформаторов, приборов, светильников;
- приводы электрических аппаратов;
- вторичные обмотки трансформаторов;
- каркасы распределительных щитов управления;
- кабельные соединительные муфты;
- металлические оболочки и броня силовых кабелей напряжением до 42

В переменного тока и до 110 В постоянного.

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

Для заземления электроустановок могут использоваться как искусственные, так и естественные заземлители.

Использование естественных заземлителей в качестве заземляющего устройства не должно приводить к повреждению устройств при протекании через него токов короткого замыкания.

Заземляющее устройство, используемое для заземления электроустановок должно удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к заземлению этих электроустановок:

1. Защита людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции;
2. Защиты электрооборудования от перенапряжения.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, рекомендуется прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединять их между собой в заземляющую сетку.

Искусственный заземлитель подстанции с ОРУ 110 кВ состоит из продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, соединенных между собой в заземляющую сетку, вертикальных заземлителей и заземляющих проводников.

Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение расстояний от фундаментов или оснований оборудования до 1,5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены друг к другу, а расстояние между основаниями или фундаментами двух рядов не превышает 3,0 м.

Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от

периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов и короткозамыкателей к заземляющему устройству, не должны превышать 6х6 м.

Горизонтальные заземлители следует прокладывать по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

Вертикальные заземлители должны устанавливаться по периметру заземляющего устройства равномерно.

Если контур заземляющего устройства располагается в пределах внешнего ограждения электроустановки, то у входов и въездов на ее территорию следует выравнивать потенциал путем установки двух вертикальных заземлителей, присоединенных к внешнему горизонтальному заземлителю напротив входов и въездов. Вертикальные заземлители должны быть длиной 3-5 м, а расстояние между ними должно быть равно ширине входа или въезда.

Размер площади ПС Бурейск, которая используется под заземлитель, с учетом того, чтобы контур заземляющего устройства заземления расположен за границами данного оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя):

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3), \quad (95)$$

$$S = (133 + 3) \cdot (119 + 3) = 41412 \text{ мм}^2.$$

где  $A=133$  м – ширина территорий;

$B=119$  длина территорий.

Определяем удельное сопротивление второго грунта:

$$\rho_2 = \frac{\rho_1}{\Psi}, \quad (96)$$

$$\rho_2 = \frac{20}{1,9} = 10,526 \text{ Ом.}$$

Определим сечение проводника:

$$F_{МП} = \pi \cdot \frac{d^2}{4}, \quad (97)$$

где  $d=18$  мм диаметр провода.

$$F_{МП} = \pi \cdot \frac{18^2}{4} = 254,469 \text{ мм}^2.$$

Проверка выбранного сечения проводника на термическую прочность:

$$F_{ТС} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (98)$$

$$F_{ТС} = \sqrt{\frac{16000^2 \cdot 0,12}{400 \cdot 21}} = 60,474 \text{ мм}^2.$$

где  $I_M$  максимальный ток КЗ;

$t$ -время срабатывания релейной защиты;

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

Проверка на коррозионную стойкость:

$$S_{cp} = a_K \cdot \ln(240)^3 + b_K \cdot \ln(240)^3 + c_K \cdot \ln(240)^3 + d_K, \quad (99)$$

где  $a_K, b_K, c_K, d_K$  - коэффициенты зависящая от свойств грунта.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = 0,782$$

мм<sup>2</sup>.

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d), \quad (100)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (0,782 + 18) = 46,119 \text{ мм}^2.$$

Общая длина полос в сетке:

$$L_{II} = \frac{A+3}{l_{III}} \cdot (B+3) + \frac{B+3}{l_{III}} \cdot (A+3), \quad (101)$$

где  $L_{III}=20$  м - расстояние между полосами сетки.

$$L_{II} = \frac{113+3}{20} \cdot (119+3) + \frac{119+3}{20} \cdot (113+3) = 2778,2 \text{ м.}$$

Число ячеек:

$$m = \frac{S}{l_{III}^2}, \quad (102)$$

$$m = \frac{41412}{20^2} = 103,53$$

Принимаем  $m=103$

Определим количество электродов по горизонтали:

$$n_{Г} = \frac{A+3}{l_{III}}, \quad (103)$$

$$n_{Г} = \frac{113+3}{20} = 5,8$$

Принимаем  $n_{\Gamma} = 5$

Определим количество электродов по вертикали:

$$n_B = \frac{B + 3}{l_{III}}, \quad (104)$$

$$n_B = \frac{119 + 3}{20} = 6,1$$

$$n_B = 6$$

Определяем длину сторон ячейки:

$$L_{\Gamma} = \frac{A + 3}{n_{\Gamma}}, \quad (105)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{113 + 3}{5} = 23,2 \text{ м.}$$

$$L_B = \frac{B + 3}{n_B}, \quad (106)$$

$$L_B = \frac{119 + 3}{6} = 20,3 \text{ м.}$$

Длина полос в рассматриваемой модели:

$$L = (L_{\Gamma} \cdot 6 \cdot 6) + (L_B \cdot 5 \cdot 7), \quad (107)$$

$$L = (23,2 \cdot 6 \cdot 6) + (20,3 \cdot 5 \cdot 7) = 1546,9 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{12}, \quad (108)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{41412}}{12} = 65,833$$

Принимаем  $n_B = 66$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_1 = \rho_1 \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot L_B} \right), \quad (109)$$

$$R_1 = 20 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{41412}} + \frac{1}{1546,9 + 5 \cdot 5} \right) = 0,052 \text{ Ом.}$$

$$R_2 = \rho_2 \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot L_B} \right), \quad (110)$$

$$R_2 = 10 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{41412}} + \frac{1}{1546,9 + 5 \cdot 5} \right) = 0,026 \text{ Ом.}$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев:

$$a_{И1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_{\text{молн}} + 45)}}, \quad (111)$$

$$a_{И1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{41412}}{(20 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 2,996$$

$$a_{И2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (I_{\text{молн}} + 45)}}, \quad (112)$$

$$a_{И2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{41412}}{(10 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 3,041$$

Рассчитываем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{И1} = R_1 \cdot a_{И1}, \quad (113)$$

$$R_{И1} = 0,052 \cdot 2,996 = 0,156 \text{ Ом.}$$

$$R_{И2} = R_2 \cdot a_{И2}, \quad (114)$$

$$R_{И2} = 0,026 \cdot 3,041 = 0,079 \text{ Ом.}$$

$$R_{об} = R_{И1} + R_{И2}, \quad (115)$$

$$R_{об} = 0,156 + 0,079 = 0,235 \text{ Ом}$$

Полученное значение заземлителя не превышает 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

## 6.2 Молниезащита подстанции

Молниезащита – это комплекс защитных устройств, предназначенный для обеспечения безопасности людей, а также сохранности зданий и сооружений. Устройство молниезащиты является неотъемлемой задачей при проектировании подстанции. Устройство молниезащиты состоит из : молниеприемника, токоотвода и заземлителя.

Защита ОРУ 35 и 110 кВ и выше от прямых ударов молнии должна быть выполнена отдельно стоящими или установленными на конструкции

молниеотводами. Растекание тока молнии по магистралям заземлениям не менее как в 2 направлениях. Должно быть установлено не менее одного вертикального электрода длиной 3-5 м на каждом направлении.

Для определения числа и расположение молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не должна превосходить 0,05 или 0,005.

Расчет производится для защиты ПС Бурейск.

Зоны защиты одиночного линейного молниеотвода высотой 25 м.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эфл}} = 0,85 \cdot h_l, \quad (116)$$

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

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0л} = 1,2 \cdot h_l, \quad (117)$$

$$r_{0л} = 1,2 \cdot 25 = 30 \text{ м.}$$

Радиусы зоны защиты на высоте  $h_X = 8$  м и  $h_X = 11$  м:

$$r_X = r_{0л} \cdot \frac{(h_{\text{эфл}} - h_X)}{h_{\text{эфл}}}, \quad (118)$$

$$r_{X8} = 30 \cdot \frac{(21,25 - 8)}{21,25} = 18,7 \text{ м.}$$

$$r_{X11} = 30 \cdot \frac{(21,25 - 11)}{21,25} = 14,5 \text{ м.}$$

Зоны защиты одиночного шинного молниеотвода высотой 18 м.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эфл}} = 0,85 \cdot h_{\text{ш}}, \quad (119)$$

$$h_{\text{эфл}} = 0,85 \cdot 18 = 15,3 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0л} = 1,2 \cdot h_{\text{ш}}, \quad (120)$$

$$r_{0л} = 1,2 \cdot 18 = 21,6 \text{ м.}$$

Радиусы зоны защиты на высоте  $h_X = 8$  м и  $h_X = 11$  м:

$$r_X = r_{0л} \cdot \frac{(h_{\text{эфл}} - h_X)}{h_{\text{эфл}}}, \quad (121)$$

$$r_{X8} = 21,6 \cdot \frac{(15,3 - 8)}{15,3} = 10,3 \text{ м.}$$

$$r_{X11} = 21,6 \cdot \frac{(15,3 - 11)}{15,3} = 6,071 \text{ м.}$$

Двойной стержневой молниеотвод.

Определим минимальную высоту внутренней зоны между молниеотводами М1-М2:

$$h_{\text{схл}} = h_{\text{эфл}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_{\text{л}}) \cdot (L - h_{\text{л}}), \quad (122)$$

где  $L$  – это расстояние между молниеотводами.

$$h_{\text{схл}} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (53,2 - 25) = 16,244 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте 8 и 11 м:

$$r_{CX} = r_{0л} \cdot \frac{(h_{cxl} - h_X)}{h_{cxl}}, \quad (123)$$

$$r_{X8} = 30 \cdot \frac{(16,244 - 8)}{16,244} = 15,226 \text{ м.}$$

$$r_{X11} = 30 \cdot \frac{(16,244 - 11)}{16,244} = 9,685 \text{ м.}$$

Для молниеотводов М7-М1 (разные высоты).

Минимальная высота внутренней зоны линейного молниеотвода:

$$h_{cxl} = h_{эфл} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_l) \cdot (L - h_l), \quad (124)$$

$$h_{cxl} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (36,7 - 25) = 19,173 \text{ м.}$$

Радиусы внутренней зоны на высоте 8 и 11 м:

$$r_{X8л} = 30 \cdot \frac{(19,173 - 8)}{19,173} = 17,483 \text{ м.}$$

$$r_{X11л} = 30 \cdot \frac{(19,173 - 11)}{19,173} = 12,789 \text{ м.}$$

Минимальная высота внутренней зоны шинного молниеотвода:

$$h_{cxl} = h_{эфш} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_{ш}) \cdot (L - h_{ш}), \quad (125)$$

$$h_{cxl} = 15,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 18) \cdot (36,7 - 18) = 12,02 \text{ м.}$$

Радиусы внутренней зоны на высоте 8 и 11 м:

$$r_{X8ш} = 21,6 \cdot \frac{(12,02 - 8)}{12,02} = 7,224 \text{ м.}$$

$$r_{X_{11u}} = 21,6 \cdot \frac{(12,02 - 11)}{12,02} = 1,833 \text{ м.}$$

Средняя минимальная высота внутренней зоны:

$$h_{\text{схр}} = \frac{h_{\text{схл}} + h_{\text{схu}}}{2}, \quad (126)$$

$$h_{\text{схр}} = \frac{19,173 + 12,02}{2} = 15,597 \text{ м.}$$

Средняя половина ширины внутренней зоны на уровне высоты 8 и 11 м:

$$r_{\text{схр}} = \frac{r_{X_{л}} + r_{X_{u}}}{2}, \quad (127)$$

$$r_{\text{схр}} = \frac{r_{X_{л}} + r_{X_{u}}}{2}, \quad (128)$$

$$r_{\text{схр}8} = \frac{17,483 + 7,224}{2} = 12,353 \text{ м.}$$

$$r_{\text{схр}11} = \frac{12,789 + 1,833}{2} = 7,311 \text{ м.}$$

Результаты расчета других молниеотводов занесем в таблицу 28.

Таблица 28 – результаты расчета зон защиты молниеотводов

Название молниеотводов	Расстояние между молниеотводов м	Минимальная высота внутренней зоны м	Половина ширины внутренней зоны на высоте 8 м	Половина ширины внутренней зоны на высоте 11 м
M1-M2	53,2	16,244	15,226	9,685
M2-M3	45,3	17,647	16,4	11,3

## Продолжение таблицы 28

M3-M4	34,6	19,546	17,721	13,117
M4-M5	58,3	15,339	14,354	8,487
M5-M6	67,5	13,706	12,49	5,923
M6-M7	54,4	14,139	11,259	6,234
M7-M1	36,7	15,597	12,35	7,311

## 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И СИГНАЛИЗАЦИЯ

Релейная защита и автоматика – это комплекс автоматических устройств, состоящих из устройств автоматического управления и устройств автоматического регулирования.

Релейная защита включает в себя: измерительную, логическую и выходную часть. В измерительную часть входят пусковые и измерительные органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических величин (ток, напряжение, мощности, сопротивление) от значений, предварительно для объекта.

Логическая часть состоит из органов выдержки времени и отдельных переключающих элементов, которые при определенном действии пусковых и измерительных органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами и устройствами сигнала телемеханики и каналам связи.

### 7.1 Защита трансформатора

Основными видами повреждений трансформатора являются многофазные и однофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора, а также так называемый «пожар стали». Однофазные повреждения бывают двух видов: на землю и между витками обмотки трансформатора называемые витковыми замыкания. Наиболее вероятны многофазные и однофазные КЗ на выводах трансформаторов и однофазные витковые замыкания на землю.

Рассмотрим следующие защиты для трансформатора:

- Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА
- максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности, дифференциальная защита.
- Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

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

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

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

На подстанции Бурейск 110/35/6 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 16000 кВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т3».

## 7.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Определим первичные токи для всех сторон трехобмоточного трансформатора соответствующего его мощности:

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{СР.ВН}}, \quad (129)$$

где  $S_T$  – мощность трансформатора

$U_{СР.ВН}$  – среднее значение напряжения.

$$I_{НОМ.ВН} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,3 \text{ кА.}$$

$$I_{НОМ.СН} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 240 \text{ кА.}$$

$$I_{НОМ.НН} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466 \text{ кА.}$$

Номинальные токи во вторичных цепях:

$$I_{НОМ.ВТ} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}}, \quad (130)$$

где  $K_{cx}$  - коэффициент схемы, учитывающий схему соединения вторичных обмоток трансформаторов тока, обмотки которые собраны по схеме «звезда», коэффициент схемы принимается 1.

$$I_{НОМ.ВТ.ВН} = \frac{80,3}{40} = 2,01 \text{ А.}$$

$$I_{НОМ.ВТ.СН} = \frac{240}{60} = 4 \text{ А.}$$

$$I_{НОМ.ВТ.НН} = \frac{1466}{400} = 3,67 \text{ А.}$$

Занесем выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора в таблицу 29.

Таблица 29 - Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Наименование величины	Числовое значение для стороны		
	ВН	СН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, кА	80,3	240	1466
Коэффициент трансформации трансформатора тока	200/5	300/5	2000/5
Схема соединения трансформаторов тока	Y	Y	Y
Вторичный ток в плечах защиты, А	2,04	4	3,67

### 7.3 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений, а также на выводах трансформатора. Дифференциальный принцип позволяет выполнить быстродействующую защиту трансформатора, реагирующую на повреждение в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями.

Тормозная характеристика определяется условиями:

$$I_{Д} / I_{НОМ} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} I_{НОМ} , \quad (131)$$

где  $K_{отс}$  -показатель, отстраивания принимается равным 1,2.

$I_{нб.расч}$  - относительный ток небаланса определяется по формуле:

$$I_{нб.расч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав} , \quad (132)$$

где  $K_{пер}$  - коэффициент определяющий переходный этап принимать 2;

$K_{одн}$  - показатель тождественности ТТ, принимаем 1;

$\varepsilon$  - относительная величина погрешности ТТ в установившемся режиме приминаем 0,05;

$\Delta U_{рпн}$  - относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной половине диапазона регулирования;

$\Delta f_{добав}$  - относительная погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора, приминаем 0,04

$$I_{нб.расч} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,4 \text{ А.}$$

$$I_{Д} / I_{НОМ} = 1,2 \cdot 0,4 = 0,48 \text{ А.}$$

Принимаем  $I_{Д} / I_{НОМ} = 0,5 \text{ А.}$

Коэффициент торможения определяется по формуле:

$$K_{торм} = 100\% \cdot K_{отс} \cdot \frac{I_{нб.расч}}{K_{сн.т}} , \quad (133)$$

где  $K_{сн.т}$  - величина понижения тормозного тока определяется по формуле:

$$K_{сн.т} = \sqrt{1 - I_{нб.расч}} , \quad (134)$$

$$K_{сн.т} = \sqrt{1 - 0,4} = 0,775$$

$$K_{торм} = 100\% \cdot 1,2 \cdot \frac{0,4}{0,775} = 62\%.$$

Принимаем  $K_{торм} = 62\%$ .

Принимаем значение уставки второй точки излома характеристики

$$I_m / I_{НОМ} = 2 \text{ А.}$$

Принимаем значение уставки блокирования по второй гармонике

$$I_{д2} / I_{д1} = 2 \text{ А.}$$

#### 7.4 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-1)

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ определяется по формуле:

$$I_{диф} / I_{баз} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{КЗ.вн.макс}, \quad (135)$$

где  $K_{пер}$  - показатель, определяющий переходный процесс, принимается равным 3;

$I_{КЗ.вн.макс}$  - относительное значение тока внешнего КЗ, определяется по формуле:

$$I_{КЗ.вн.макс} = \frac{I_{КЗ}}{I_{НОМ}}, \quad (136)$$

$$I_{КЗ.вн.макс} = \frac{617,8}{80,3} = 7,7 \text{ А.}$$

$$I_{диф} / I_{баз} = 1,2 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 7,7 = 4,6 \text{ А.}$$

$$I_{диф} / I_{баз} = 5 \text{ А.}$$

## 7.5 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{\Delta} / I_{\text{баз}}$ ), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем  $I_{\Delta} / I_{\text{баз}} = 0,1$ ;  $T=10$  с.

На рисунке показана тормозная характеристика дифференциальной защиты трансформатора.

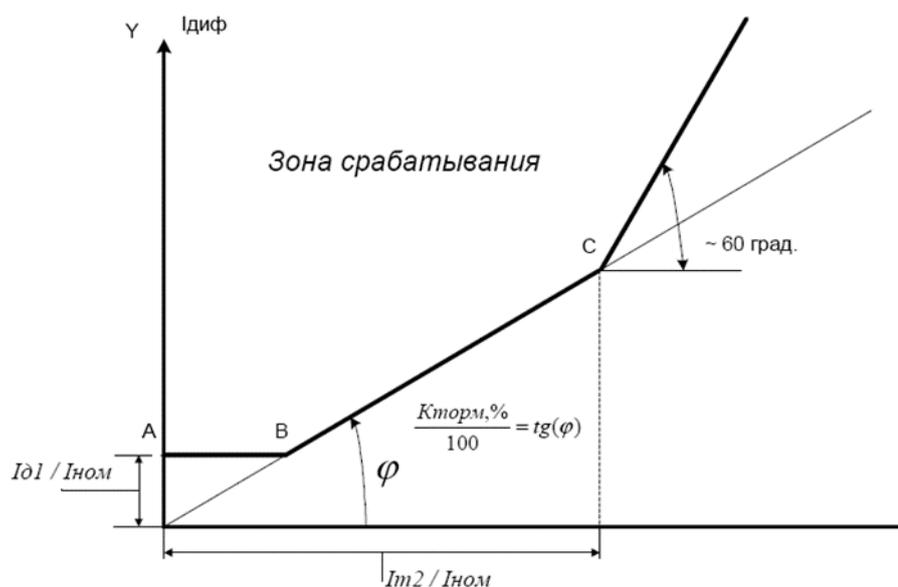


Рисунок 4 – Тормозная характеристика

## 7.6 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора

Ток срабатывания защиты от перегрузки (ЗП) определяется по выражению:

$$I_{\text{зп.ТР}} = I_{\text{ном.ТР}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{г}}}, \quad (137)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,05$  - показатель отстраивание ЗП;

$K_{отс} = 0,95$  - показатель возврата реле тока ЗП;

Для стороны ВН:

$$I_{зн.ВН} = 80,3 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 88,8 \text{ А.}$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{уст.зн.ВН} = \frac{I_{зн.ВН}}{K_{тт}}, \quad (138)$$

$$I_{уст.зн.ВН} = \frac{88,8}{40} = 2,22 \text{ А.}$$

Для стороны СН:

$$I_{зн.ВН} = 240 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 265,2 \text{ А.}$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{уст.зн.ВН} = \frac{265,2}{60} = 4,42 \text{ А.}$$

Для стороны НН:

$$I_{зн.ВН} = 1466 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 1620 \text{ А.}$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{уст.зн.ВН} = \frac{1620}{400} = 4,05 \text{ А.}$$

## 7.7 Расчет уставок МТЗ

Произведем выбор уставок на шинах 110 кВ.

Отстройка по току нагрузки:

$$I_{с.з} = \frac{K_n \cdot K_3}{K_6} \cdot I_{ном.вн}, \quad (139)$$

$$I_{c.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 80,3 = 131,861 \text{ А.}$$

Принимаем  $I_{c.з} = 131,9 \text{ А.}$

Ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах:

$$I_{c.з} = \frac{I_{КЗ.вн}^{(2)}}{K_q}, \quad (140)$$

$$I_{c.з} = \frac{3561,9}{1,5} = 2374,6 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{c.р} = \frac{I_{c.з} \cdot K_{cx}}{K_{mm}}, \quad (141)$$

$$I_{c.р} = \frac{2374,6 \cdot 1}{40} = 59,365 \text{ А.}$$

Округлять в меньшую сторону нельзя.

Принимаем  $I_{c.р} = 59,4 \rightarrow I_{c.з} = 2374,6 \text{ А.}$

Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{\min}}{K_{отс} \cdot K_g}, \quad (142)$$

где  $U_{\min}$  - междуфазное напряжение в месте установки защиты при условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, выбираем 0,85 от  $U_{\text{ном}}$ ;

$$\frac{0,85 \cdot 110000}{1,2 \cdot 1,2} = 64930,6 \text{ В.}$$

Произведем выбор уставок на шинах 35 кВ.

Отстройка по току нагрузки:

$$I_{c.з} = \frac{K_n \cdot K_3}{K_g} \cdot I_{ном.вн}, \quad (143)$$

$$I_{c.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 240 = 394,105 \text{ А.}$$

Принимаем  $I_{c.з} = 394,1 \text{ А.}$

Ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах:

$$I_{c.з} = \frac{I_{КЗ.вн}^{(2)}}{K_{\eta}}, \quad (144)$$

$$I_{c.з} = \frac{1653}{1,5} = 1102 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{c.р} = \frac{I_{c.з} \cdot K_{cx}}{K_{mm}}, \quad (145)$$

$$I_{c.р} = \frac{1102 \cdot 1}{200 / 5} = 18,367 \text{ А.}$$

Округлять в меньшую сторону нельзя.

Принимаем  $I_{c.р} = 18,4 \rightarrow I_{c.з} = 1102 \text{ А.}$

Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{\min}}{K_{отс} \cdot K_g}, \quad (146)$$

где  $U_{\min}$  - междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, выбираем 0,85 от  $U_{\text{ном}}$ ;

$$\frac{0,85 \cdot 35000}{1,2 \cdot 1,2} = 20659,7 \text{ В.}$$

Произведем выбор уставок на шинах 6 кВ.

Отстройка по току нагрузки:

$$I_{c.з} = \frac{K_n \cdot K_3}{K_6} \cdot I_{\text{ном.вн}}, \quad (150)$$

$$I_{c.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 1466 = 2407,36 \text{ А.}$$

Принимаем  $I_{c.з} = 2407,4 \text{ А.}$

Ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах:

$$I_{c.з} = \frac{I_{\text{КЗ.вн}}^{(2)}}{K_4}, \quad (151)$$

$$I_{c.з} = \frac{6333}{1,5} = 4222 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{c.р} = \frac{I_{c.з} \cdot K_{cx}}{K_{mm}}, \quad (152)$$

$$I_{c.р} = \frac{4222 \cdot 1}{2000 / 5} = 10,56 \text{ А.}$$

Округлять в меньшую сторону нельзя.

Принимаем  $I_{c.р} = 10,6 \rightarrow I_{c.з} = 4222 \text{ А.}$

Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{\min}}{K_{отс} \cdot K_{\epsilon}}, \quad (153)$$

где  $U_{\min}$  - междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, выбираем 0,85 от  $U_{\text{НОМ}}$ ;

$$\frac{0,85 \cdot 6000}{1,2 \cdot 1,2} = 3541,7 \text{ В.}$$

### 7.8 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов является надежной и наиболее чувствительной защитой от внутренних повреждений трансформатора. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Этот вид защиты основан на том, что любые повреждения в трансформаторе, включающий в себя повышенный нагрев масла, приводит к химическому разложению трансформаторного масла, и выделением воды, а также органических материалов изоляции обмотки, в результате чего внутри трансформатора происходит выделение газа. Этот газ воздействует на специальные приборы газовой защиты, которые подают сигнал предупреждение. Газовая защита реагирует на такие повреждения, как междувитковое замыкание в обмотках трансформатора, на которые основная и резервная (дифференциальная и максимально-токовая защита) не реагирует так как в подобных случаях величина тока замыкания оказывается настолько малой для срабатывания защиты.

Характер повреждения в трансформаторе и размеры повреждения сказываются на интенсивности образования газа в баке. Если повреждение развивается медленно, чему соответствует медленное газообразование, то защита дает предупреждающий сигнал, но отключение трансформатора не производит.

Интенсивное и даже бурное газообразование, свидетельствующее о коротком замыкании, создает в газовой защите сигнал такой величины, который помимо предупреждения вызывает отключение неисправного трансформатора. Газовая защита трансформаторов вызывает предупреждающий сигнал и в том случае, когда понижается уровень масла в баке. Газовая защита трансформаторов осуществляется при помощи специальных газовых реле, монтируемых в металлический кожух, врезанных в маслопровод между баком и расширителем.

### **7.9 Автоматика на подстанции Бурейск**

Противоаварийная автоматика должна обеспечивать устойчивое функционирование системы электроснабжения потребителя в аварийных и послеаварийных режимах. ПА обязана прежде всего ликвидировать повреждение, которое возникло в электроэнергетической системе. Это выполняют устройства релейной, микропроцессорной защиты, а также устройства автоматического повторного включения. При успешном срабатывании АПВ система электроснабжения восстанавливается (схлестывание проводов), а при неуспешном защита отключает поврежденный элемент (обрыв провода). В этом случае может нарушиться электроснабжение потребителей и потребуются их подключение к резервному источнику питания, это особенно важно для потребителей первой и второй категории. Для этой цели служит устройство автоматического ввода резерва. Аварийный режим и его ликвидация могут сопровождаться возникновением дефицита мощности и, как следствие этого, понижением частоты и напряжения, что будет сказано на некачественной работе электроприемников. Для их восстановления используют: устройство автоматической частотной разгрузки, для восстановления частоты, устройства токовой разгрузки, которая отключает часть потребителей начиная с менее важных таких как потребителей третьей категории. Назначением противоаварийной автоматики, функционирующей при интенсивных возмущающих воздействиях, угрожающих развитием аварийной ситуации в СЭС, является устранение возмущающего воздействия, предотвращение

развития общесистемной аварии и восстановление нормального режима работы. Эффективность ПА определяется быстродействием, селективностью и дозированием противоаварийных управляющих воздействий, вырабатываемых на основе обширной информации о предшествующем возмущающему воздействию (исходном) режиме и получаемой о переходных процессах в СЭС в реальном времени, что является ее главной особенностью.

Система противоаварийной автоматики должна состоять из подсистем, решающих следующие задачи:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронного режима;
- ограничение снижения частоты;
- ограничение повышения частоты;
- ограничение снижения напряжения;
- ограничение повышения напряжения;
- ограничение перегрузки оборудования.

### **7.10 Сигнализация на подстанции Бурейск**

Микропроцессорное устройство центральной сигнализации «Сириус-ЦС» (далее - устройство) предназначено для построения систем центральной сигнализации на объектах энергосистем, оснащенных как микропроцессорными, так и электромеханическими устройствами релейной защиты и автоматики.

Функции, выполняемые устройством:

- фиксирование времени появления и снятия сигналов, поступающих по каналам сигнализации;
- фиксация времени появления и снятия сигналов сигнализации от конкретного устройства защиты, подключаемых к дискретным входам, с обеспечением повторности действия; – отображение с помощью светодиодов и алфавитно-цифрового индикатора состояния объектов подстанции;
- создание сигналов суммарной сигнализации («Сигнализация на дому», «Звуковая аварийная сигнализация», «Звуковая предупредительная

сигнализация», «Аварийная сигнализация мигающая»), сигналов телемеханики, а также сигналов «Отказ» и «Неисправность»;

- сбор и хранение в архиве информации о зафиксированных событиях;
- передача по линии связи на верхний этап необходимой информации о текущем состоянии подстанции или участка энергетической системы, передача зафиксированных устройством событий, просмотр и изменение уставок релейной защиты;

- самостоятельная самодиагностика устройства выполняемое для соблюдения исправности системы сигнализации;

Элементная база входных и выходных цепей обеспечивает совместимость устройства с любыми устройствами защиты и автоматики разных производителей – электромеханическими, электронными, микропроцессорными устройствами защиты, а также соединения со каналами телемеханики.

Устройство может использоваться самостоятельно на действующих объектах при их строительстве, эксплуатации, модернизации или реконструкции электроэнергетических объектов.

Устройство не срабатывает ложно и не повреждается:

- при снятии и подаче оперативного тока, а также при отсутствии питания определенного промежутка времени с последующим восстановлением;

- при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;

- при коротком замыкании на землю цепей оперативного тока.

Устройство обеспечивает сохранение параметров настройки в течение всего срока службы вне зависимости от наличия питающего напряжения. Данные сохраняются при пропадании оперативного питания до нескольких лет.

Время готовности устройства к работе после подачи оперативного тока не превышает 1 с.

Наработка на отказ устройства составляет 100000 часов.

Категорически запрещается подключение устройства с исполнением по напряжению оперативного питания 110 В постоянного тока к оперативному

напряжению 220 В, так как это приводит к выходу устройства из строя. Конструкция устройства выполнена по модульному принципу, позволяющему поставлять устройства с различной аппаратной конфигурацией. Конфигурация устройства должна обеспечивать выполнение функций РЗА конкретного присоединения и согласовываться при оформлении заказа на поставку.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 8.1 Безопасность

#### 8.1.1 Безопасность при монтаже и эксплуатации ПС

При монтаже и эксплуатации подстанции, осмотре и ремонте, и ревизиях необходимо строгое соблюдение «Правил технической эксплуатации электроустановок», «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок».

К монтажу подстанции должны допускаться только те лица, которые прошли инструктаж по технике безопасности. Не допускается нарушений правил техники безопасности не при каких обстоятельствах.

Должно быть организовано безопасное выполнение работ всеми устройствами, механизмами, такелажными средствами, инструментом и приспособлениями.

#### 8.1.2 Безопасность при эксплуатации установок ПС

Наряду с указаниями настоящей инструкции необходимо руководствоваться «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок».

В конструкции подстанции предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

а) все находящееся под высоким напряжением оборудование установлено на высоте 2,5 м от нулевой отметки до основания изоляторов;

б) токоведущие части и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ должны быть закорочены и заземлены переносными закоротками, входящими в комплект заводской поставки;

в) для ограждения токоведущих частей блоков 110 и 35 кВ друг от друга, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены инвентарные ограждение с приспособлением для их запираания.

г) в конструкции подстанции предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающие ошибочные оперативные действия персоналом с коммутационными аппаратами;

д) электрическое питание к осветительным установкам и к розеткам местного освещения подается дистанционно из ячейки КРУ 6 кВ собственного расхода, так называемые собственные нужды подстанции;

е) для питания ламп переносного, местного освещения в шкафах, смонтированных на блоках ОРУ, должны быть установлены розетки на 12 В;

ж) все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, в нормальном режиме не находящиеся под напряжением, при монтаже обязаны быть надежно заземлены к контуру заземляющего устройства;

з) осветительные установки должны позволять выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;

и) хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции предусмотрено в ОПУ или в помещении для ремонтного персонала.

## **8.2 Экологичность**

Для защиты почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из трансформатора при аварии, проектом предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслостоков в маслоборник.

Согласно ПУЭ, для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслоборники с соблюдением следующих требований:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны

стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор). Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью  $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$  в течение 30 мин;

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

5) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного маслоприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника.

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

- с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

- без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

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

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

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей;

6) при установке маслonaполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным;

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

8) маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80 % общего (с

учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждения маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

Так как маслоприёмник выполнен без отвода масла, то ёмкость маслоприёмника рассчитывается на прием полного объема масла единичного трансформатора и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью  $0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$  в течение 30 мин.

Для расчета необходимо знать габариты и массу масла в трансформаторе примененного на ПС, под который будет проектироваться маслоприемник.

Таблица 30 – Характеристики трансформатора ТДТН 16000/110

Длина А, м	Ширина Б, м	Высота Н, м	Масса масла М, кг
7,2	3,6	6	19000

Габариты маслоприемника при массе трансформаторного масла от 10 до 50 тонн должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на  $\Delta = 1,5$  м.

Определяем габариты маслоприемника:

$$B = A + 2 \cdot \Delta \quad (154)$$

$$\Gamma = B + 2 \cdot \Delta \quad (155)$$

$$B = 7,2 + 2 \cdot 1,5 = 10,2 \text{ м.}$$

$$\Gamma = 3,6 + 2 \cdot 1,5 = 6,6 \text{ м.}$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{\text{мн}} = B \cdot \Gamma \quad (156)$$

$$S_{мт} = 10,2 \cdot 6,6 = 67,32 \text{ м}^2.$$

Объем воды, от средств пожаротушения, рассчитываем по следующей формуле:

$$V_{H_2O} = (S_{м.нр} + S_{БТ}) \cdot I \cdot t, \quad (157)$$

где:  $I = 0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{сек} \cdot \text{м}^2$  – интенсивность пожаротушения [11];

$t=1800 \text{ сек.}$  (30 минут) – расчетное время для запаса объема маслоприемника [11];

$S_{БТ}$  - площадь боковой поверхности трансформатора,  $\text{м}^2$ .

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{БТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \quad (158)$$

$$S_{БТ} = 2 \cdot (10,2 + 3,6) \cdot 6 = 165,6 \text{ м}^2.$$

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{ТМ} = \frac{M}{\rho}, \quad (159)$$

где:  $M$  – масса масла в трансформаторе, кг;

$\rho$  – плотность трансформаторного масла,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

$$V_{ТМ} = \frac{19000}{0,89} = 21,35 \text{ м}^3.$$

Объем воды, от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = (67,32 + 165,6) \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 = 83,851 \text{ м}^3.$$

Объем маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла и 80 % воды:

$$V_{МП} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \quad (160)$$

$$V_{МП} = 21,35 + 0,8 \cdot 83,851 = 88,431 \text{ м}^3.$$

Определяем глубину маслоприемника:

$$h_{МП} = \frac{V_{МП}}{S_{МП}} + h_{Г} + h_{В}, \quad (161)$$

где  $h_{Г} = 0,25$  - толщина слоя гравия, м;

$h_{В} = 0,05$  - толщина воздушного промежутка, м.

$$h_{МП} = \frac{88,431}{67,32} + 0,25 + 0,05 = 1,614 \text{ м}.$$

### 8.3 Чрезвычайная ситуация

К возникновению чрезвычайных ситуаций (ЧС) на подстанции могут привести: неправильные действия оперативного персонала, погодные условия, экологическая ситуация, террористический акт. Причинами возникновения ЧС может быть: выход из строя какого-либо оборудования, отсутствия питания, возникновение пожара, ураганные ветры, сильные морозы, наводнение. При ЧС могут быть нанесены различные виды ущерба: гибель людей, материальный ущерб от выхода из строя оборудования, экономический ущерб. Пожарная безопасность на подстанции, электроустановки высокого напряжения требуют к себе постоянного внимания с точки зрения повышенной пожароопасности.

Необходимы неукоснительное соблюдение всеми работниками подстанции правил пожарной безопасности и проведение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности:

- регулярное проведение занятий и инструктажей по умению пользоваться средствами пожаротушения и оказанию первой медицинской помощи;

- проверка наличия и исправности средств индивидуальной защиты;
- принятие строгих мер к нарушителям техники пожарной безопасности.

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Вид обслуживания ПС – оперативно-выездная бригада. Оперативно-выездные бригады (ОВБ) создаются при диспетчерских пунктах РЭС или участков и обеспечивают оперативное обслуживание электроустановок в закрепленной зоне, перечень которых утверждается главным инженером предприятия электрических сетей. Электромонтеры ОВБ одними из первых прибывают на пожары, отключают электроэнергию, чтобы пожарные не попали под напряжение.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов, неправильные действия со стороны персонала.

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

Порядок тушения пожара на подстанции:

- 1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене на подстанции, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

- 2) Старший из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему

электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады подстанции, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады по соблюдению правил техники безопасности и возможности возгорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во

время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

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

Водоисточником системы пожаротушения являются два пожарных резервуара емкостью  $80 \text{ м}^3$  каждый. Пожаротушение осуществляется насосами марки К 45/55 (один рабочий и один резервный). Насосы устанавливаются под заливом так, чтобы уровень воды в пожарных резервуарах был  $0,5 \text{ м}$  выше верха корпуса насосов.

Пополнение пожарных резервуаров автоматическое при понижении уровня в них, а также в течение всего времени пожаротушения за 36 часов по  $4,5 \text{ м}^3/\text{час}$  от существующей скважины на ПС.

Расход воды на наружное пожаротушение трансформатора  $0,2 \text{ л/сек} \cdot \text{м}^3$ . Продолжительность пожаротушения – 3 часа. Потребное количество воды на пожаротушение трансформатора составит  $108 \text{ м}^3$ .

## 9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Переход страны к рыночным отношениям и проводимые реформы в стране обусловили разработку новой политики в экономической и финансовой деятельности энергетических предприятий. Появилась необходимость решения задач, возникающих условиях рыночной экономики: совершенствования производственного учета и тарифов на электроэнергию; подготовки и переподготовки технического персонала; привлечения инвестиций в электроэнергетику, а также снижения издержек и себестоимости передаваемой потребителю электроэнергии.

В рыночных условиях финансовые вложения должны обеспечить их рост и надежный возврат, поэтому при проектировании и реконструкции современных систем электроснабжения, к которым относятся непосредственно подстанции, целесообразно и необходимо проводить экономическую оценку эффективности и финансовой состоятельности инвестиций в проекты по строительству, реконструкции и модернизации объектов электроэнергетики.

Инвестиции – вложения в основные средства, в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих организаций, приобретение машин, оборудования, инвентаря и т.п., которые в соответствии с законодательством Российской Федерации и правилами бухгалтерского учёта относятся к капитальным вложениям.

Под инвестиционным проектом понимают комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды.

Для того чтобы оценить проектирование ПС «Бурейск» необходимо найти капиталовложения, издержки, амортизационные отчисления.

### **9.1 Капиталовложение в подстанцию**

Капиталовложения – это совокупные материальные, трудовые и финансовые ресурсы, необходимые для создания и расширения предприятия, его реконструкции и технического перевооружения.

К новому строительству относится возведение зданий и сооружений, осуществляемое на новых площадках.

Строительные и монтажные работы являются неотъемлемой частью затрат, включаемых в капиталовложения могут осуществляться подрядным и хозяйственным способом. В первом случае привлекается внешняя организация или фирма, специализирующаяся на сооружении и возведении энергетических и прочих строительных объектов, во втором предприятие создает временную организационную структуру, которая проводит строительные-монтажные работы.

Капиталовложения финансируются за счет следующих средств:

- собственных финансовых ресурсов;
- заемных средств;
- привлеченных средств;

При технико-экономическом расчете будем пользоваться укрупненными стоимостными показателями. Их легко использовать для оценки стоимости энергообъекта. УСП не учитывает налоги, а также стоимость оборудования, которое намного меньше стоимости всего объекта. В капитальные вложения на сооружение подстанций входит стоимость оборудования, необходимого для постройки подстанции – трансформаторов, выключателей, а также на установку и наладку противоаварийной автоматики.

Определим стоимость капитальных вложений в подстанцию:

$$K_{ПС} = (K_{РУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{Дем} + K_{Пост}) \cdot K_{П} \cdot K_{З}, \quad (162)$$

где  $K_{РУ}$  – основные расходы в РУ;

$K_{ТР}$  – основные расходы в трансформаторы;

$K_{КУ}$  – основные расходы в КУ;

$K_{Дем}$  – основные расходы на демонтаж оборудования;

$K_{Пост}$  – постоянная часть затрат;

$K_{П}$  – индекс измерения сметной стоимости равен 9,5;

$K_3$  – районный коэффициент для Дальнего Востока равен 1,4;

Определяем капитальные затраты в РУ:

$$K_{РУ} = K_{ОРУ110} + K_{ОРУ35} + K_{КРУ6}, \quad (163)$$

$$K_{ОРУ110} = n_{выкл110} \cdot Ц, \quad (164)$$

$$K_{ОРУ35} = n_{выкл35} \cdot Ц, \quad (165)$$

$$K_{КРУ6} = n_{выкл6} \cdot Ц, \quad (166)$$

$$K_{ОРУ110} = 5 \cdot 6580 = 32900 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ОРУ35} = 5 \cdot 1880 = 9400 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{КРУ6} = 15 \cdot 120 = 1800 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{РУ} = 32900 + 9400 + 1800 = 44100 \text{ тыс.руб.}$$

Расчитаем основные расходы установку трансформаторов:

$$K_{ТР} = 2 \cdot 6956 = 13912 \text{ тыс.руб.}$$

Расчитаем основные расходы в КУ:

$$K_{ТР} = 2 \cdot 3500 = 7000 \text{ тыс.руб.}$$

Расчитаем основные расходы в демонтаж масляных выключателей:

$$K_{Дем} = 5 \cdot 940 + 4 \cdot 180 = 5420 \text{ тыс.руб.}$$

Расчитаем основные расходы на сооружения ПС:

$$K_{ПС} = (44100 + 13912 + 7000 + 4700 + 720) \cdot 9,5 \cdot 1,4 = 1199287,6 \text{ тыс.руб.}$$

## 9.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки – расходы необходимые для эксплуатации и поддержание используемого оборудования энергетических объектов в работоспособном состоянии в течение одного года. Эксплуатационные издержки

включают в себя расходы на эксплуатацию подстанций, стоимость потерь электроэнергии.

$$I_{\Sigma} = I_{\text{ЭУР}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W}, \quad (167)$$

где  $I_{\text{ЭУР}}$  - показатель издержек на ремонт и эксплуатацию оборудования;

$I_{\text{АМ}}$  - показатель ежегодных амортизационных отчислений в оборудования;

$I_{\Delta W}$  - показатель затрат на передачу электроэнергии.

Амортизационные отчисления – это накопленные средства организации для запущки и замены устаревшего или поврежденного оборудования.

Определим амортизационные отчисления:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{ср}}}, \quad (168)$$

где  $T_{\text{ср}}$  – срок службы оборудования, принимается равным 20 годам.

$$I_{\text{АМ}} = \frac{1199287,6}{20} = 59964,38 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки- это тот вид издержек которая выделяет организация на поддержание имеющегося оборудования в рабочем состоянии.

$$I_{\text{ЭУР}} = K_{\Sigma} \cdot a_{\text{НОПС}}, \quad (169)$$

$$I_{\text{ЭУР}} = 1199287,6 \cdot 0,0121 = 14511,38 \text{ тыс.руб.}$$

где  $a_{\text{НОПС}}=0,059$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт ПС.

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (170)$$

где  $\Delta W$  - потерь электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$  - стоимость потерь 1 кВт·ч.

Стоимость потерь в Амурской области принимается равным 2 руб/кВт·ч.

Когда трансформатор работает на холостом ходу или под нагрузкой, в магнитопроводе, обмотках и прочих элементах происходит потеря активной мощности.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W = \left( (2 \cdot \Delta P_{XX} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_K \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{ном}} \right)^2) \right) \cdot T_{max}, \quad (171)$$

где  $\Delta P_{XX}$  - потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода;

$\Delta P_K$  - активные потери в меди при номинальной загрузке;

$T_{max}$  - продолжительность использования наибольшей нагрузки.

$$\Delta W = \left( (2 \cdot 158 + \frac{1}{2} \cdot 90 \cdot \left( \frac{14,49}{16} \right)^2) \right) \cdot 5900 = 20821.51 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

$$I_{\Delta W} = 2082.15 \cdot 2 = 41643,03 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\Sigma} = 14511,38 + 59964,38 + 41643,03 = 116118,79 \text{ тыс.руб.}$$

### 9.3 Срок окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта – это определенный период времени за который сумма денежных средств покроет сумму вложенных средств в разработанный проект.

Срок окупаемости рассчитывается по формуле:

$$T_{OK} = \frac{K}{P_{ч} + I_{AM}}, \quad (172)$$

где  $P_{ч}$  – чистая прибыль;

$I_{AM}$  - амортизационные отчисления.

Определяем чистую прибыль:

$$P_{ч} = O - I_{\Sigma} - H, \quad (173)$$

где  $O$  – доход от полезного отпуска электрической энергии;

$I$  – сумма издержек;

$H$  – налог на прибыль;

Определим доход от полезного отпуска электрической энергии:

$$O = W_{ПО} \cdot T_{пер}, \quad (174)$$

где  $W_{ПО}$ - полезный отпуск;

$T_{пер}$  – средний тариф на передачу электроэнергии.

Полезный отпуск рассчитывается по формуле:

$$W_{ПО} = P_{max} \cdot T_{max}, \quad (175)$$

$$W_{ПО} = 18 \cdot 5900 = 106200 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Далее по формуле находим от полезного отпуска электроэнергии:

$$O = 106200 \cdot 2 = 212400 \text{ тыс.руб.}$$

Налог на прибыль определяется по формуле:

$$H = 0,2 \cdot (O - I_{\Sigma}), \quad (176)$$

$$H = 0,2 \cdot (212400 - 116118,79) = 19256,24 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитываем чистую прибыль по формуле:

$$П_{ч} = 212400 - 116118,79 - 19256,24 = 77024,97 \text{ тыс.руб.}$$

По формуле находим срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{1199287,6}{77024,97 + 55967,38} = 8,8 \text{ лет.}$$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью реконструкции подстанции 110/35/6 кВ «Бурейск» является улучшение ее функционирования и повышение надежности электроснабжения.

В данной работе решены следующие задачи:

- произведен выбор и проверка оборудования реконструированной ПС Бурейск;
- произведен расчет заземления и молниезащиты устанавливаемое на ПС с расстановкой молниеотводов;
- произведен выбор устройств релейной защиты;
- рассмотрены опасные и вредные производственные факторы, меры предотвращения этих вредных факторов;
- произведен технико-экономический расчет.

Разработанный вариант по реконструкции ПС 110/35/6 кВ Бурейск, обеспечивает эффективное и надежное электроснабжение потребителя.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Блок В.М., Обушев Г. К., Паперно Л.Б. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.
2. ГОСТ 27514-87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ.
3. ГОСТ Р 55105-2012 Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем.
4. ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
5. Дьяков А.Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем: учебно-справочное пособие для вузов / Дьяков А.Ф. – М.: Издательский дом МЭИ, 2019. — 336 с.: ил.
6. Ершов Ю.А. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем / Ю.А. Ершов, Малеев А.В. –М.: Издательский дом МЭИ, 2012. — 68 с.: ил.
7. Крючков И.П., Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ: учебно-справочное пособие для вузов / Крючков И.П. - М. : Издательский дом МЭИ, 2015. — 138 с.: ил.
8. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового проектирования: Учебное пособие для вузов. 4-е изд. перераб. и доп. –М.: Энергоатомиздат, 1989.- 608 с: ил.
9. Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.
10. Правила устройства электроустановок.

11. РД 153-34.0-49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.
12. Рогалев Н.Д. Экономика энергетики: учебник для вузов / Н.Д Рогалев, А.Г Зубкова, И.В. Мастерова –М.: Издательский дом МЭИ, 2012. — 280 с.: ил.
13. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.
14. Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.
15. Руководство по эксплуатации микропроцессорного устройства «Сириус-ТЗ» - Москва: «РАДИУС Автоматика» 2010 г.
16. Руководство по эксплуатации микропроцессорного устройства «Сириус-ЦС» - Москва: «РАДИУС Автоматика» 2010 г.
17. Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования. -М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.
18. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.
19. Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.
20. Чернобровов Н.В., Семёнов В.А. Релейная защита энергетических систем. –М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
21. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр.
22. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное пособие для

электроэнергетических специальностей вузов. Под ред. Б.Н. Неклопова. 3-е изд., перераб. и доп., М., Энергия., 1978., 456 с.