

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция подстанции Архара напряжением 220/35/10 кВ в Амурской области в связи с увеличением трансформаторной мощности

Исполнитель

студент группы 842-об1

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Р. Козырев

Руководитель

профессор, докт.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по безопасно-

сти и экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Козырева Евгения Руслановича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Архара напряжением 220/35/10 кВ в Амурской области в связи с увеличением трансформаторной мощности

(утверждено приказом от 15.03.22 № 506-Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 27.06.22 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема ПС, Схема заземления и молниезащиты, Контрольные замеры, Нормативно-справочная литература ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

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

Установка дополнительного четвертого силового трансформатора, расширение схемы ОРУ 220 кВ, Подключение новых потребителей.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Схема подключения ПС, 2. Однолинейная схема ПС, 3. Молниезащита и план ПС, 4. Заземление ПС, 5. Разрезы ПС, 6. Релейная защита и автоматика силового трансформатора.

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

7. Дата выдачи задания 03.03.22 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, профессор, докт.техн.наук.

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

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 161 с., 21 рисунков, 45 таблиц, 35 источника.

**ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.**

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант реконструкции ПС Архара находящейся в Амурской области в связи с увеличением трансформаторной мощности на ней, путем установки дополнительного трансформатора, и как следствие расширение распределительного устройства высокого напряжения. Для подключение нового трансформатора установлена дополнительная ячейка, произведен выбор и проверка оборудования для неё. Рассчитаны токи короткого замыкания для проверки оборудования. Установлены комплектные распределительные устройства, подключаемые к новому трансформатору. Старое оборудование на подстанции проверено и где необходимо заменено на новое и более современное. Для силового трансформатора выбрана и рассчитана релейная защита и автоматика. В связи с изменением размера подстанции произведена разработка заземления и молниезащиты.

В конце рассчитана экономическая окупаемость проекта, а также экологичность и безопасность силовых трансформаторов, установленных на подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района размещения ПС Архара	9
1.1 Климатические и географические характеристики района	9
1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания в районе размещения подстанции	10
2 Характеристика ПС Архара и анализ её однолинейной схемы	14
2.1 Характеристика ПС Архара	14
2.2 Анализ однолинейной схемы ПС Архара	19
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	24
4 Оценка необходимости реконструкции линий связи ПС Архара с ЭЭС и выбор марки провода	34
5 Однолинейная схема ПС Архара после реконструкции	36
6 Расчет токов КЗ	38
6.1 Выбор метода расчета токов КЗ и разработка схемы замещения для расчета КЗ	38
6.2 Расчет токов КЗ в РУ ВН	40
6.3 Расчет токов КЗ в РУ СН	49
6.4 Расчет токов КЗ в РУ НН	52
7 Выбор и обоснование технических решений по компоновке ПС Архара и выполнению РУ ВН, РУ СН, РУ НН	57
7.1 Разработка вариантов исполнения ПС при реконструкции	58
7.2 Сравнительная характеристика предложенных вариантов и выбор из предложенных наиболее целесообразного	64
8 Выбор и проверка оборудования на ПС Архара	66
8.1 Выбор и проверка оборудования РУ ВН	67
8.2 Выбор и проверка оборудования РУ СН	84

8.3 Выбор и проверка оборудования РУ НН	92
9 Организация заземления и молниезащиты ПС Архара	104
9.1 Расчет заземляющего устройства	105
9.2 Молниезащита ПС от прямых ударов молнии	111
9.3 Защита ПС от набегающих волн перенапряжения	116
10 Выбор релейной защиты и автоматики на ПС Архара после реконструкции	122
10.1 Релейная защита силового трансформатора	123
10.2 Дифференциальная защита трансформатора	126
10.3 Максимальная токовая защита	128
10.4 Защита от перегрузки	130
10.5 Газовая защита трансформатора	131
10.6 Автоматика на ПС Архара	132
11 Технико-экономическое обоснование принятого варианта реконструкции ПС Архара	135
11.1 Расчет капиталовложений	135
11.2 Расчет эксплуатационных издержек	137
11.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат	138
11.4 Срок окупаемости проекта	139
11.5 Построение графика чистого дисконтированного дохода	140
12 Безопасность и экологичность	143
12.1 Безопасность	143
12.2 Экологичность	147
12.3 Чрезвычайные ситуации	153
Заключение	157
Библиографический список	158

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ГЗТ – газовая защита трансформатора;

ДФЗ – дифференциальная защита;

КВЛ – кабельно-воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

МТЗ – максимально токовая защита;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

СН – среднее напряжение;

СЦБ – устройства сигнализации, централизации и блокировки;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

ЩСН – Щит собственных нужд.

## ВВЕДЕНИЕ

Для безаварийной работы подстанций, которые являются ключевыми объектами энергетики нужно качественное обслуживание и правильный выбор оборудования при реконструкции или строительстве. При планировании реконструкции нужно учитывать актуальные тенденции развития подстанций. В России можно выделить следующие современные тенденции в реконструкции подстанций: замена распределительных устройств на установки с элегазовой изоляцией (КРУЭ); замена силовых трансформаторов которые выработали свой срок службы, и являются отстающими по техническим характеристикам в сравнении с новыми и технологичными СТ; замена старых высоковольтных выключателей масляных и масляных баковых на элегазовые колонковые и баковые, а также вакуумные; при реконструкции должна проводится замена старых разъединителей, на новые более совершенные, имеющие двигательные приводы главных и заземляющих ножей.

В данной работе на тему: «Реконструкция подстанции Архара напряжением 220/35/10 кВ в Амурской области в связи с увеличением трансформаторной мощности». Будем опираться на современные и актуальные тенденции развития в области реконструкций ПС. Проведем установку новой трансформаторной ячейки на ОРУ 220 кВ, установку нового и замену устаревших и отработавших свой срок службы силовых трансформаторов, проверять трансформаторы тока и напряжения, при замене схемы распределительного устройства будем выбирать современные разъединители, и проверять выключатели. Так же будем проводить замену открытого распределительного устройства 35 кВ на комплектное распределительное устройство.

Актуальность выбранной темы заключается в том, что планируется подключение к ПС «Архара» новой тяговой ПС «Карьерная/т». В рамках реконструкции для осуществления выдачи мощности планируется установка нового трансформатора, и как следствие расширение распределительного устройства

высокого напряжения, а также подключение новых присоединений на средней и низкой стороне нового СТ.

Целью выпускной квалификационной работы является осуществление реконструкции подстанции в части распределительного устройства высокого напряжения для подключения нового силового трансформатора и как следствие подключения новых потребителей.

Для реализации данной цели выделим основные задачи:

1. Анализ существующей схемы подстанции, и рассмотрение вариантов её реконструкции.
2. Установка нового четвертого силового трансформатора на ПС «Архара».
3. Провести проверку электрического оборудования подстанции.
4. Произвести расчет молниезащиты и заземления подстанции.
5. Произвести выбор релейной защиты и автоматики на ПС.

При реконструкции нужно учитывать потребителей ПС Архара уже имеющих, а также вновь подключаемых потребителей тяговой подстанции. Потребители ПС Архара относятся к первой и второй категориям электроснабжения, поэтому для реконструкции нужно выбирать надежные схемы и электрические аппараты, релейную защиту и автоматику, устройства оперативного управления на подстанции, продумать схему МЗ и ЗУ, а также внедрить актуальные технологии которые имеются в энергетической отрасли для дальнейшего развития подстанции.

В рамках допустимости по экологическим нормативам, нужно рассчитать и сопоставить с нормативными данными безопасность и эко-логичность реконструкции для окружающей среды.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались следующие лицензионные программные обеспечения: Microsoft Office 2013, Microsoft Excel 2013, Microsoft Visio 2013, Mathcad 15.0, и свободно распространяемые: Chrome 2022, WinDjView 2.1.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПС АРХАРА

Для правильности выбора электроустановок при реконструкции нужно знать в каких климатических условиях расположена подстанция, а также знать характеристику источников, питающих подстанцию. Задачи данного раздела рассмотреть климатические и географические характеристики подстанции Архара, рассмотреть источники, питающие подстанцию и дать им оценку.

## 1.1 Климатические и географические характеристики района

Амурская область лежит в умеренном географическом поясе. По устройству поверхности делится на горную и равнинную. На нашей территории (Южная часть области), где расположена подстанция Архара преобладает равнина, что не мешает размещению различных распределительных устройств и дает возможность различным модификациям подстанции [1].

Знание климатических характеристик для района реконструкции очень важно. При замене оборудования на новое нужно знать какое выбрать опираясь на климатические условия, заложенные в технической документации электротехнического оборудования.

В районе рассматриваемой ПС Архара, где запланирована реконструкция, действуют следующие климатические характеристики таблица 1, которые приведены опираясь на метеорологический центр, данные СНиП [1], карты гололеда РФ и тд:

Таблица 1 – Климатические характеристики района реконструкции.

Характеристика	Значение
1	2
район по снегу	I
район по ветру	II
средняя скорость ветра в зимний период	2,5 м/с
средняя скорость ветра в летний период	3,1 м/с
преобладающее направление ветров зимой	Западное

1	2
преобладающее направление ветров летом	Восточное
район по гололеду	II
район по продолжительности гроз	от 60 до 80 ч.
район по пляске проводов	умеренный
абсолютная минимальная температура воздуха	- 50°
абсолютная максимум температур воздуха	+ 40°
среднемесячная температура в январе	- 26,7°
среднемесячная температура в июле	+20,7°
количество осадков в год	500 – 600 мм

Почва, на которой находится ПС Архара является буротаежной, болотистой. Глубина промерзания грунта 3,2 м. По наслоению почвы на первом месте идут суглинки маловлажные глубина которых 1,5 м, а вторым слоем пески глубиной 7 м.

Данная климатическая и географическая характеристика поможет нам в дальнейшем, опираясь на неё будет производить расчеты и выбирать электротехническое оборудование, подходящие под наши условия.

## **1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания в районе размещения подстанции**

Питание подстанции Архара осуществляется от двух источников первый Райчихинская ГРЭС соединённая двухцепной воздушной линией электропередач, а второй Нижне-Бурейская ГЭС соединённая кабельно-воздушной линией (КВЛ). Дадим характеристику первому и второму источнику питания взяв те части станций, которые будут влиять на нашу ПС.

Установленная электрическая мощность Райчихинской ГРЭС составляет 102 МВт, а тепловая - 238,1 Гкал/час (277 МВт/ч). На подстанции установлены следующие турбогенераторы:

- турбоагрегат типа К-12-29 ст. № 4,

- турбоагрегат типа Р-7-29/7 ст. № 5,
- турбоагрегат типа К-50-90 ст. № 6,
- турбоагрегат типа П-33/50-90/8 ст. № 7.

Электроэнергия выдаётся в энергосистему с открытых распределительных устройств (ОРУ) напряжением 110 кВ и 220 кВ. Для подстанции Архара электроэнергия распределяется с ОРУ 220 кВ приведем схему, прилегающую к Райчихинской ГРЭС и ПС Архара на рисунке 1:

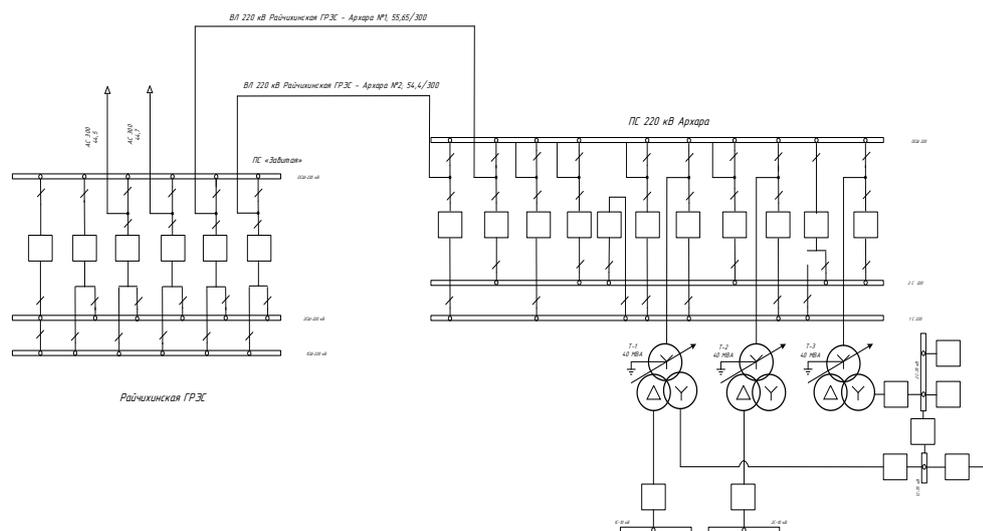


Рисунок 1 – Схема связи Райчихинской ГРЭС с ПС «Архара»

Как видно из схемы связи открытое распределительное устройство Райчихинской ГРЭС 220 кВ выполнено по схеме №220-13Н «Две рабочие и обходная система шин [2]. Питание от данного РУ происходит по двум двухцепным линиям осуществляя электроснабжение ПС «Архара» и ПС «Завитая». Приведем характеристику линий, отходящих от ОРУ 220 кВ:

Таблица 2 – Характеристика линий

Линия	Кол-во цепей	Марка провода	Класс напряжения, кВ	Протяженность, км
Райч. ГРЭС - ПС Завитая	2	АС 300/39	220	44,5
Райч. ГРЭС - ПС Архара	2	АСО 300/39	220	55,65

Нижне-Бурейская ГЭС установленная мощность электростанции — 320 МВт, гарантированная зимняя мощность — 147 МВт.

В здании ГЭС размещены 4 гидроагрегата с поворотно-лопастными турбинами и вертикальными синхронными гидрогенераторами.

Приведем прилегающую схему связи Нижне-Бурейской ГЭС с ПС Архара на рисунке 2:

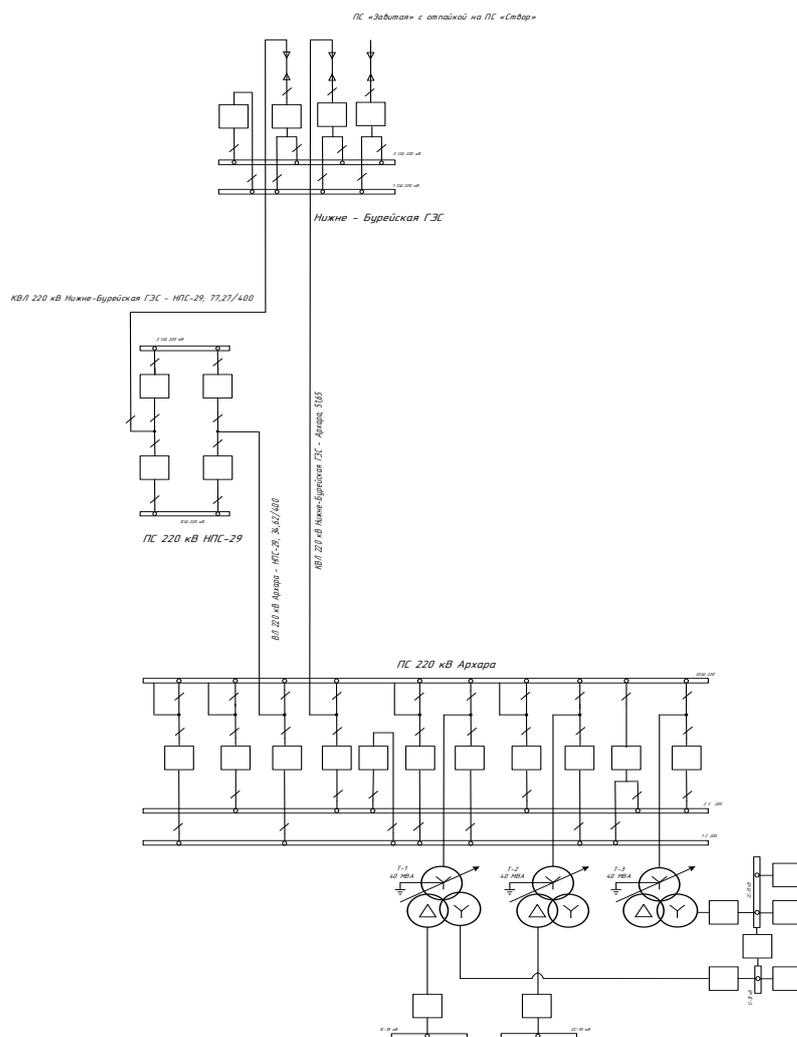


Рисунок 2 – Схема связи Нижне-Бурейской ГЭС с ПС Архара

Схема выдачи мощности:

Гидроагрегаты выдают электроэнергию на напряжении 13,8 кВ, каждый генератор подключён к своему трёхфазному трансформатору ТДЦ-125000/220-УХЛ1 мощностью по 125 МВА. С трансформаторов электроэнергия передаётся на КРУЭ 220 кВ, выполненной по схеме № 220-13 «Две рабочие

системы шин» [2], а с него — в энергосистему по следующим линиям электропередачи, приведённым в таблице 3:

Таблица 3 - Характеристика линий

Линия	Кол-во цепей	Марка провода	Класс напряжения	Протяженность, км
КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС - ПС Архара	1	АС 400/51	220	51,65
КВЛ 220 кВ Нижнее-Бурейская ГЭС - ПС НПС-29	1	АС 400/51	220	77,27
КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС - ПС Завитая	1	АС 400/51	220	57,79

Анализ приведенных данных о климатических и географических характеристиках района размещения подстанции, а также оценка источников питания, приведенные в данной главе помогут реконструировать подстанцию и правильно произвести выбор оборудования. Карта схема и схема однолинейной прилегающей сети к ПС Архара изображена на графическом листе 1 данной ВКР.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПС АРХАРА И АНАЛИЗ ЕЁ ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ

В данной главе рассмотрим технические характеристики оборудования подстанций, которое помогут оценить нам состояние подстанции в целом. Также проведем краткий анализ схем распределительных устройств ВН, СН и НН.

### 2.1 Характеристика ПС Архара

Подстанция 220 кВ Архара введена в эксплуатацию в 1973 году. Она участвует в транзите электроэнергии от Райчихинской ГРЭС и Нижне-Бурейской ГЭС потребителям юго-восточных районов Амурской области и Еврейской автономной области.

Подстанция является узловой и предназначена для питания потребителей электрической энергией своей и смежных энергосистем.

На подстанции в данный момент эксплуатируются следующие силовые трансформаторы и трансформаторы собственных нужд [3], приведенные в таблице 4:

Таблица 4 – Трансформаторы ПС Архара

Класс	Уном оборудования, кВ	Тип	Мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Тип и регулировочный диапазон
СТ	220	ТДТН-40000/220/35/10	40	1990	РПН, ПБВ
ТСН	10	ТМГ-400/10/0,4	0,4	2016	ПБВ, 10(+/-)5
ТСН	10	ТМГ-400/10/0,4	0,4	2016	ПБВ, 10(+/-)5

Нужно так же показать какие выключатели, разъединители и трансформаторы тока установлены на каждом присоединение ОРУ ВН, СН и КРУ НН [3]. Приведем характеристики оборудования в таблицах 5, 6, 7.

Таблица 5 – Оборудование ячеек ОРУ ВН

Присоединение	Электрооборудование	Уном оборудования, кВ	Тип оборудования	Признак	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6
220 Ядрин/т	Выключатель	220	ЗАР1FG-245	элегазовый колонковый	2008
	ЛР, ОР и ШР	220	РНДЗ-16-220/1000		1985
	ТТ	220	СА-245	масляный	2009
220 Т-1	Выключатель	220	ЗАР1FG-245	элегазовый колонковый	2008
	ТР, ОР и ШР	220	РНДЗ-16-220/1000		1985
	ТТ	220	СА-245	масляный	2009
220 Облучье	Выключатель	220	ЗАР1FG-245	элегазовый колонковый	2008
	ЛР, ОР и ШР	220	РНДЗ-16-220/1000		1985
	ТТ		СА-245	масляный	2009

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
Обх-220	Выключатель	220	ЗАР1ДТ-245	элегазовый колонковый	2008
	ОР, ШР1 и ШР2	220	РНДЗ-26-220/1000		1985
	ТТ	220	СА-245	масляный	2009
Секц-220	Выключатель	220	ЗАР1ДТ-245	элегазовый колонковый	2008
	ШР1, ШР2 и РТН2	220	SDF-245/1600		2016
	ТТ	220	ІМВ-245	масляный	2016
220 РГРЭС №1 и № 2, 220 НБГЭС I цепь, 220 НПС-29	Выключатель	220	HPL-245 B1	элегазовый колонковый	2016
	ЛР, ОР и ШР	220	SDF-245/1600		2016
	ТТ	220	ІМВ-245	масляный	2016

Таблица 6 – Оборудование ячеек ОРУ СН

Присоединение	Электрооборудование	Уном оборудования, кВ	Тип оборудования	Признак	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6
Т-1	Выключатель	35	ВГБЭ-35-12,5/1000	элегазовый баковый	2010
	ТР, ШР	35	РНДЗ-16-35/1000		1985

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
Секц-35	Выключатель	35	ВГБЭ-35-12,5/630	элегазовый ба- ковый	2010
	СР 1С и 2С	35	РНДЗ-16-35/1000		1985
35 Набережная	Выключатель	35	ВГБЭ-35-12,5/630	элегазовый ба- ковый	2010
	ЛР, ШР	35	РНДЗ-16-35/1000		1986
Богучан №2 и Отважное	Выключатель	35	ВГБЭ-35-12,5/630	элегазовый ба- ковый	2010
	ЛР, ШР	35	РНДЗ-16-35/1000		1985
Т-3	Выключатель	35	ВГБЭ-35-12,5/1000УХ Л1	элегазовый ба- ковый	2010
	ТР, ШР	35	РНДЗ-16-35/1000		1985
	ТТ	35	ІМВ-245	масляный	2016

Таблица 7 – Оборудование ячеек КРУ НН

Присоединение	Электрооборудование	Уном оборудования, кВ	Тип оборудования	Признак	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
ф.1; ф.2; ф.6; ф.7; ф.10; ф.11 Резерв; ф.13; ТСН-2	Выключатель	10	ВВУ-СЭЩ- ЭЗ-10- 20/1000	вакуумный	2008
	ТТ	10	ТОЛ СЭЩ- 10-21	литой	2008
ТСН-1 Ф.12 Резерв	Выключатель	10	ВВУ-СЭЩ- ЭЗ-10-20/630	вакуумный	2008
	ТТ	10	ТОЛ СЭЩ- 10-21	литой	2008
Т-1; Т2; Секц.	Выключатель	10	ВВУ-СЭЩ ЭЗ-10-20/1600	вакуумный	2008
	ТТ	10	ТОЛ СЭЩ- 10-21	литой	2008

Схемы распределительных устройств ПС выполнены следующие [2]:

- ОРУ 220 кВ, схема №220-12 – «Одна рабочая секционированная выключателем, и обходная система шин».

- ОРУ 35 кВ, схема № 20-9 – «Одна секционированная выключателем система шин».

- КРУН 10 кВ схема № 20-9 – «Одна секционированная выключателем система шин».

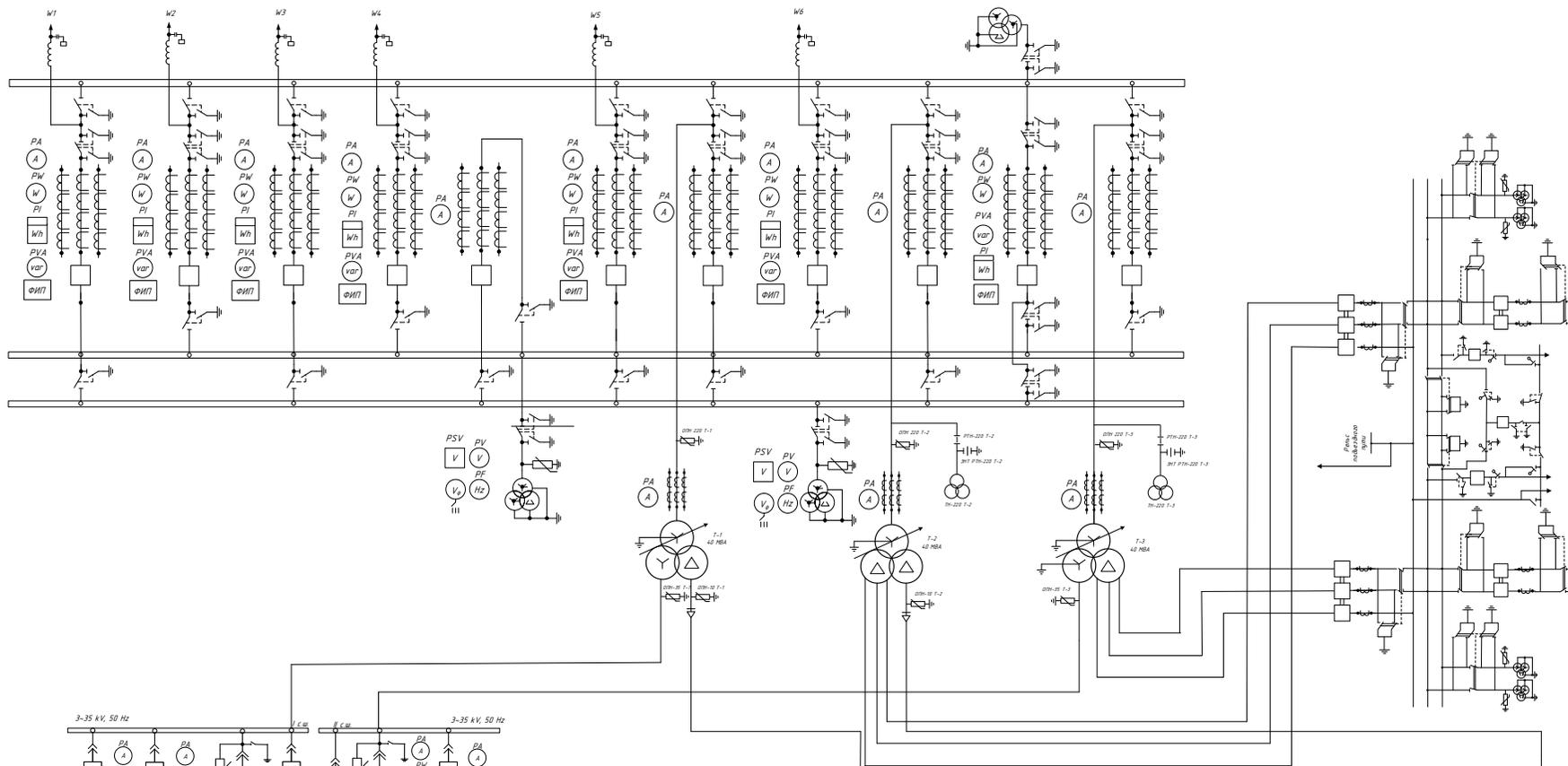
На подстанции Архара присоединены следующие линии напряжением 220 кВ приведенные в таблице 8:

Таблица 8 – Характеристика линий РУ 220 кВ

Линия	Кол-во цепей	Марка провода	Класс напряжения, кВ	Протяженность, км
Нижне-Бурейская ГЭС-Архара	1	АС 400/51	220	51,65
Райч. ГРЭС - ПС Архара	2	АСО 300/39	220	55,65
ВЛ 220 кВ Ар- хара – НПС – 29	1	АС 400/51	220	34,62
ВЛ 220 кВ Ар- хара – Ядрин/т с отпайкой на ПС Тарманчукан/т	1	АСО 300/39	220	67,16
ВЛ 220 кВ Ар- хара – Облучье с отпайкой на ПС Тарманчукан/т	1	АС 300/39	220	69,01

## 2.2 Анализ однолинейной схемы ПС Архара

Однолинейная схема и конструктивное исполнение подстанции Архара выполнена по следующей схеме, приведенной на рис 3.



Номер ячейки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СШ 10 кВ	3-10 кВ, 50 Гц							I с.ш.	II с.ш.						3-10 кВ, 50 Гц
Схема первичной присоединения															
Наименование присоединения	ВЛ 1	ВЛ 2	ТЕН №1	Вводная ячейка №1	Измерительная ячейка №1	ВЛ 3	ВЛ 4	Секционный выключатель	ВЛ 5	Ячейка резерв	Ячейка резерв	ВЛ 7	Измерительная ячейка №2	Вводная ячейка №1	ТЕН №2
Назначение присоединения	Ф-1 Архара	Ф-2 пос. Архара (Кольцо)	Трансформатор СН 400 кВА	Ввод 10 кВ с ш 1	Трансформатор напряжения ОПН	Ф-3 Хлеболово	Ф-7 пос. Архара	Секционный выключатель	Ф-10 Гривобка	Резерв №1	Резерв №2	Ф-13 пос. Архара (Кольцо)	Трансформатор напряжения ОПН	Ввод 10 кВ с ш 1	Трансформатор СН 400 кВА
Тип	ВВУ-СЭШ 10 кВ	ВВУ-СЭШ 10 кВ	ВВУ-СЭШ 10 кВ	ВВУ-СЭШ 10 кВ	ВВУ-СЭШ 10 кВ	ВВУ-СЭШ 10 кВ	ВВУ-СЭШ 10 кВ	ВВУ-СЭШ 10 кВ	ВВУ-СЭШ 10 кВ	ВВУ-СЭШ 10 кВ	ВВУ-СЭШ 10 кВ	ВВУ-СЭШ 10 кВ	ВВУ-СЭШ 10 кВ	ВВУ-СЭШ 10 кВ	ВВУ-СЭШ 10 кВ
Адресация	ТОЛ СЭШ-10-21	ТОЛ СЭШ-10-21	ТОЛ СЭШ-10-21	ТОЛ СЭШ-10-21	ТОЛ СЭШ-10-21	ТОЛ СЭШ-10-21	ТОЛ СЭШ-10-21	ТОЛ СЭШ-10-21	ТОЛ СЭШ-10-21	ТОЛ СЭШ-10-21	ТОЛ СЭШ-10-21	ТОЛ СЭШ-10-21	ТОЛ СЭШ-10-21	ТОЛ СЭШ-10-21	ТОЛ СЭШ-10-21
Измерительные ТН					ЭНОЛ-СЭШ-10										

Рисунок 3 – Однолинейная схема ПС Архара

Как уже упоминалось выше на высокой стороне 220 кВ РУ подстанции выполнено по схеме: «Одна рабочая секционированная выключателем, и обходная система шин». Число ячеек в схеме равняется одиннадцати количеству присоединений ВЛ равно шести. Одним из важных требований к схемам на стороне высшего напряжения является создание условий для ревизий и опробований выключателей без перерыва работы. Этим требованиям отвечает схема с обходной системой шин.

Данная схема состоит из следующих основных элементов [2]:

- рабочей системы шин, секционированной секционным выключателем на две секции;
- обходной системы шин;
- выключателей присоединений;
- обходного выключателя;
- разъединителей.

В данной схеме обходной выключатель может заменять любой выключатель присоединения ячейки.

Укажем основные достоинства и недостатки схемы:

К достоинствам можно отнести, что при коротком замыкании на сборных шинах или при отказе линейных выключателей при КЗ на линии теряется только 50 % всех присоединений; возможность ревизий и опробование выключателей без перерыва работы; относительная простота схемы и низкая стоимость РУ.

Недостаток заключается в том, что при ремонте рабочей системы шин необходимо отключить все источники питания и отходящие линии.

Средняя сторона ОРУ 35 кВ, 27,5 кВ и низкая сторона КРУН 10 кВ ПС Архара выполнены по схеме «Одна секционированная выключателем система шин». К откритому распределительному устройству 35 кВ подключено три присоединения ВЛ. От КРУН 10 кВ отходит семь ВЛ, а всего ячеек равно пятнадцати. Эта схема имеет преимущество. По сравнению с одиночной не секционированной системой шин данная схема имеет более высокую надежность,

так как при коротком замыкании на сборных шинах отключается только одна секция шин, вторая остается в работе, так же простота РУ которая практически исключает совершение ошибочных операций с разъединителями, но всё равно предусматривает блокирующие устройства, чтобы полностью исключить неправильные операции с коммутационными аппаратами.

Недостатки схемы с одной секционированной выключателем системы шин:

- на все время проведения контроля или ремонта секции сборных шин один источник питания отключается;
- профилактический ремонт секции сборных шин и шинных разъединителей связан с отключением всех линий, подключенных к этой секции шин;
- повреждения в зоне секции сборных шин приводят к отключению всех линий соответствующей секции шин;
- ремонт выключателей связан с отключением соответствующих присоединений.

При выборе вариантов направления реконструкции подстанции важно учитывать её трансформаторную мощность, число присоединений, какие требования предъявляются к надёжности электроснабжения потребителей, а также возможность подстанции проводить транзит мощности в различных режимах работы сети нормальном, ремонтном, в отдельных случаях аварийном и послеаварийном.

В совокупности всех факторов можно выделить следующие направления которые помогут улучшить качество и надежность всей подстанции:

- Модернизация, замена, либо частичное переделывание схемы ОРУ 220 кВ в связи с установкой новой трансформаторной ячейки, а также ОРУ в КРУ 35 кВ для удобства обслуживания, безопасности и сокращения площади подстанции. Это направление дает повышение пропускной способности, возможность вывода в ремонт без отключения потребителей и тд.
- Установка КРУ 27,5 кВ и КРУ 10 кВ на новые присоединения к устанавливаемому силовому трансформатору.

- Установка нового силового трансформатора.
- Замена устаревших разъединителей на новые.
- Выбор и расчет релейной защиты для нового трансформатора МТЗ (максимально токовая защита), ДФЗ (дифференциальная защита), ГЗТ (газовая защита трансформатора).
- Проверка экологичности и безопасности новых трансформаторов на подстанции.

Таким образом, можно выделить, направления реконструкции подстанции, которые приведут её к более технологичной, инновационной и надежной имеются.

### 3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В данном разделе проведем выбор силовых трансформаторов на подстанцию Архара. Для того что бы правильно выбрать мощность силового трансформатора приведем контрольные замеры нагрузок трансформаторов в текущий момент времени и проведем расчет прогнозируемой нагрузки.

Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях определяется величиной и характером электрических нагрузок требуемой надежностью электроснабжения и характером потребления электроэнергии, территориальным размещением нагрузок, их перспективным изменением и при необходимости обосновывается технико-экономическими расчетами. При выборе трансформаторов необходимо учитывать его перегрузочную способность и возможность работы в послеаварийном режиме, перегрузка трансформатора может достигать 140% на время не более 6 часов в сутки на протяжении не более 5 суток. При выборе проводятся расчёты и возможность отказа выключателей, и работа в перегрузочном режиме [4].

Приведем актуальные данные контрольных замеров электрических нагрузок силовых трансформаторов от 15 декабря 2021 года в таблице 9, так как в этот период была зафиксирована максимальная мощность, контрольные замеры за остальные года приведены тут [3].

Таблица 9 – Нагрузка силовых трансформаторов контрольные замеры

Время замера		T-1	40		T-2	40		T-3	40	
		ВН	МВА	НН	ВН	МВА	НН	ВН	МВА	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>23:00(1)</b>	<b><i>P, MВт</i></b>	5.3	3.3	1.6	15.9	18.3	PEЗ	15.3	PEЗ	17.7
	<b><i>Q, МВАр</i></b>	2.3	1.3	1.3	14.9	17.1	PEЗ	15.4	PEЗ	17.8
	<b><i>I, А</i></b>	13	52	108	53	526	PEЗ	53	PEЗ	527
<b>0:00</b>	<b><i>P, MВт</i></b>	5.1	3.2	1.6	6.1	10.3	PEЗ	5.9	PEЗ	10.0
	<b><i>Q, МВАр</i></b>	2.4	1.3	1.2	5.7	9.7	PEЗ	6.0	PEЗ	10.1
	<b><i>I, А</i></b>	13	50	108	20	297	PEЗ	20	PEЗ	299

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>1:00</b>	<b>P, MBm</b>	4.8	3.1	1.6	5.5	2.6	PE3	5.3	PE3	2.7
	<b>Q, MBAp</b>	2.3	1.3	1.2	5.1	2.4	PE3	5.3	PE3	2.7
	<b>I, A</b>	12	50	103	18	74	PE3	18	PE3	79
<b>2:00</b>	<b>P, MBm</b>	4.9	3.0	1.5	9.7	3.1	PE3	9.3	PE3	3.1
	<b>Q, MBAp</b>	2.4	1.3	1.1	9.0	2.9	PE3	9.4	PE3	3.1
	<b>I, A</b>	12	49	101	32	88	PE3	32	PE3	91
<b>3:00</b>	<b>P, MBm</b>	4.9	3.1	1.5	10.4	9.6	PE3	10.1	PE3	9.3
	<b>Q, MBAp</b>	2.3	1.3	1.1	9.5	8.7	PE3	9.8	PE3	9.0
	<b>I, A</b>	12	49	94	34	271	PE3	34	PE3	271
<b>4:00</b>	<b>P, MBm</b>	5.3	3.2	1.5	3.4	8.2	PE3	3.3	PE3	7.9
	<b>Q, MBAp</b>	2.4	1.3	1.1	3.1	7.5	PE3	3.2	PE3	7.7
	<b>I, A</b>	13	51	98	11	233	PE3	11	PE3	232
<b>5:00</b>	<b>P, MBm</b>	5.6	3.3	1.6	1.5	2.8	PE3	1.5	PE3	2.4
	<b>Q, MBAp</b>	2.3	1.4	1.2	1.4	2.5	PE3	1.5	PE3	2.3
	<b>I, A</b>	14	52	102	5	78	PE3	5	PE3	70
<b>6:00</b>	<b>P, MBm</b>	6.0	3.6	1.6	1.6	1.5	PE3	1.5	PE3	1.0
	<b>Q, MBAp</b>	2.4	1.4	1.3	1.4	1.4	PE3	1.5	PE3	1.0
	<b>I, A</b>	15	57	108	5	43	PE3	5	PE3	30
<b>7:00</b>	<b>P, MBm</b>	6.3	4.0	1.7	3.7	3.5	PE3	3.6	PE3	3.7
	<b>Q, MBAp</b>	2.4	1.3	1.5	3.4	3.1	PE3	3.5	PE3	3.6
	<b>I, A</b>	15	62	124	12	98	PE3	12	PE3	107
<b>8:00</b>	<b>P, MBm</b>	6.4	3.9	1.8	15.3	7.1	PE3	14.9	PE3	6.7
	<b>Q, MBAp</b>	2.5	1.3	1.5	13.9	6.4	PE3	14.4	PE3	6.5
	<b>I, A</b>	16	59	124	50	200	PE3	50	PE3	195
<b>9:00</b>	<b>P, MBm</b>	6.4	3.9	1.8	3.4	8.0	PE3	3.3	PE3	7.7
	<b>Q, MBAp</b>	2.4	1.3	1.6	3.1	7.3	PE3	3.2	PE3	7.5
	<b>I, A</b>	16	61	129	11	226	PE3	11	PE3	226
<b>10:00</b>	<b>P, MBm</b>	6.2	3.8	1.9	16.0	7.4	PE3	15.6	PE3	7.1
	<b>Q, MBAp</b>	2.4	1.3	1.6	16.9	7.8	PE3	17.8	PE3	8.1
	<b>I, A</b>	16	60	132	57	225	PE3	58	PE3	227
<b>11:00</b>	<b>P, MBm</b>	6.2	3.7	1.8	4.8	9.2	PE3	4.4	PE3	8.7
	<b>Q, MBAp</b>	2.6	1.4	1.5	5.1	9.6	PE3	5.0	PE3	9.9
	<b>I, A</b>	16	58	127	17	279	PE3	16	PE3	276
<b>12:00</b>	<b>P, MBm</b>	5.9	3.7	1.8	7.7	6.9	PE3	7.1	PE3	6.6

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	<i>Q, МВАр</i>	2.5	1.4	1.5	8.1	7.3	РЕЗ	8.1	РЕЗ	7.6
	<i>I, А</i>	15	58	127	27	210	РЕЗ	26	РЕЗ	211
<b>13:00</b>	<i>P, МВм</i>	5.8	3.5	1.8	7.7	6.3	РЕЗ	7.6	РЕЗ	5.7
	<i>Q, МВАр</i>	2.5	1.3	1.5	8.1	6.6	РЕЗ	8.7	РЕЗ	6.6
	<i>I, А</i>	15	56	124	27	191	РЕЗ	28	РЕЗ	183
<b>14:00</b>	<i>P, МВм</i>	5.6	3.5	1.8	6.3	5.6	РЕЗ	5.7	РЕЗ	5.4
	<i>Q, МВАр</i>	2.5	1.4	1.4	6.6	5.9	РЕЗ	6.5	РЕЗ	6.2
	<i>I, А</i>	14	55	120	22	170	РЕЗ	21	РЕЗ	173
<b>15:00</b>	<i>P, МВм</i>	5.6	3.5	1.7	7.6	7.1	РЕЗ	7.3	РЕЗ	6.8
	<i>Q, МВАр</i>	2.4	1.3	1.4	8.0	7.4	РЕЗ	8.3	РЕЗ	7.8
	<i>I, А</i>	14	54	115	27	215	РЕЗ	27	РЕЗ	216
<b>16:00</b>	<i>P, МВм</i>	5.9	3.7	1.7	2.0	9.1	РЕЗ	1.9	РЕЗ	8.8
	<i>Q, МВАр</i>	2.5	1.4	1.5	2.1	9.5	РЕЗ	2.2	РЕЗ	10.0
	<i>I, А</i>	15	60	123	7	276	РЕЗ	7	РЕЗ	279
<b>17:00</b>	<i>P, МВм</i>	6.6	4.2	1.8	13.5	10.5	РЕЗ	12.9	РЕЗ	9.8
	<i>Q, МВАр</i>	2.4	1.3	1.8	14.2	11.1	РЕЗ	14.7	РЕЗ	11.2
	<i>I, А</i>	17	66	131	48	321	РЕЗ	48	РЕЗ	313
<b>18:00</b>	<i>P, МВм</i>	6.7	4.1	1.9	9.2	12.4	РЕЗ	10.1	РЕЗ	13.4
	<i>Q, МВАр</i>	2.4	1.3	1.8	11.3	15.1	РЕЗ	10.8	РЕЗ	14.4
	<i>I, А</i>	17	65	135	36	410	РЕЗ	36	РЕЗ	413
<b>19:00</b>	<i>P, МВм</i>	6.4	4.1	1.8	9.8	11.5	РЕЗ	10.6	РЕЗ	12.6
	<i>Q, МВАр</i>	2.4	1.3	1.7	12.1	14.1	РЕЗ	11.4	РЕЗ	13.4
	<i>I, А</i>	16	65	132	38	382	РЕЗ	38	РЕЗ	386
<b>20:00</b>	<i>P, МВм</i>	6.4	3.9	1.8	12.9	10.9	РЕЗ	14.0	РЕЗ	11.9
	<i>Q, МВАр</i>	2.4	1.3	1.7	15.9	13.4	РЕЗ	15.0	РЕЗ	12.7
	<i>I, А</i>	16	62	127	50	363	РЕЗ	50	РЕЗ	366
<b>21:00</b>	<i>P, МВм</i>	6.1	3.8	1.8	10.5	8.1	РЕЗ	11.2	РЕЗ	8.8
	<i>Q, МВАр</i>	2.4	1.3	1.6	12.8	10.0	РЕЗ	12.0	РЕЗ	9.4
	<i>I, А</i>	16	62	128	40	270	РЕЗ	40	РЕЗ	271
<b>22:00</b>	<i>P, МВм</i>	5.7	3.6	1.6	8.5	9.8	РЕЗ	9.2	РЕЗ	9.4
	<i>Q, МВАр</i>	2.3	1.2	1.4	10.4	12.0	РЕЗ	9.8	РЕЗ	10.1
	<i>I, А</i>	14	56	115	33	325	РЕЗ	33	РЕЗ	290
<b>23:00(2)</b>	<i>P, МВм</i>	5.4	3.5	1.6	17.9	10.3	РЕЗ	19.7	РЕЗ	11.3
	<i>Q, МВАр</i>	2.2	1.3	1.4	22.0	12.6	РЕЗ	21.0	РЕЗ	12.1

Для расчета мощности силовых трансформаторов будем использовать следующую формулу:

$$S_{расч} = \frac{S_{сум}}{n \cdot K_3}, \quad (1)$$

где  $K_3$  – коэффициент трансформаторной загрузки, примем равным 0,7;

$n$  – количество силовых трансформаторов, питающих РУ;

$S_{сум}$  – суммарная мощность присоединений СТ;

Расчет средней нагрузки потребителей на сторонах среднего и высокого напряжения будем проводить по следующим формулам:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_n} \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (2)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T_n} \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i, \quad (3)$$

где  $P_i$  – активная нагрузка, замеренная в определенные часы, МВт;

$Q_i$  – реактивная нагрузка, замеренная в определенные часы, Мвар;

$t_i$  – час суток (в течение каждого часа);

$T_n$  – период наблюдения (24 часа).

Найдем так же эффективную нагрузку по следующим выражениям:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_n} \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}, \quad (4)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_n} \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i}, \quad (5)$$

Исходя из вышеперечисленных формул можем найти коэффициент максимума и коэффициент формы по следующим формулам:

$$K_{\max} = \frac{P_{\max}}{P_{cp}}, \quad (6)$$

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{cp}}, \quad (7)$$

Мощность с прогнозируемой нагрузкой на 5 лет:

$$P_{\text{Прог}} = P_{\text{баз}} \times (1 + e)^N, \quad (8)$$

где  $e$  – прирост нагрузки, который будет в Амурской энергосистеме равный 0,65%

$N$  – срок выполнения прогноза равный 5 лет

Так же необходимо найти максимальную спрогнозированную мощность через среднюю спрогнозированную по формуле:

$$P_{\max}^{np} = k_{\max} \cdot P_{cp}^{np}, \quad (9)$$

Затем через коэффициент найти окончательную среднюю спрогнозированную мощность через выражение:

$$P_{cp}^{np} = \frac{P_{\max}^{np}}{K_{\phi}}, \quad (10)$$

Для начала найдем среднюю мощность на стороне 35 кВ ПС Архара по формулам (2), (3):

$$P_{cp} = \frac{(3,3+3,2+3,1+\dots+4,1+3,9+3,8+3,6)}{24} = 3,61 \text{ МВт.}$$

$$Q_{cp} = \frac{(1,3+1,3+1,3+1,3+\dots+1,3+1,3+1,2)}{24} = 1,32 \text{ Мвар.}$$

Определим эффективную мощность на стороне 35 кВ ПС Архара по формулам (4), (5):

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{3,3^2+3,2^2+3,1^2+3^2+\dots+4,1^2+3,9^2+3,8^2+3,6^2}{24}} = 3,64 \text{ МВт.}$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{(1,3 \cdot 17)^2 + (1,4 \cdot 6)^2 + 1,2^2}{24}} = 1,322 \text{ Мвар.}$$

Найдем коэффициенты максимума и формы по выражениям (6), (7):

$$K_{max} = \frac{4,2}{3,61} = 1,2,$$

$$K_{\phi} = \frac{3,64}{3,61} = 1,01,$$

Вычислим мощность прогнозируемой нагрузкой на 5 лет по формуле (8):

$$P_{cp}^{np} = 3,61 \times (1 + 0,0065)^5 = 3,73 \text{ МВт.}$$

Далее по формулам (9) и (10) найдем сначала максимальную прогнозируемую нагрузку и окончательную среднюю прогнозируемую нагрузку:

$$P_{max}^{np} = 1,2 \cdot 3,73 = 4,5 \text{ МВт.}$$

$$P_{cpCH}^{np} = \frac{4,2}{1,01} = 4,16 \text{ МВт.}$$

По такой же аналогии найдем среднюю мощность для стороны 27,5 кВ ПС Архара по формулам (2), (3):

$$P_{cp} = \frac{(36+20,3+5,3+6,2+\dots+24,1+22,8+16,9+19,2)}{24} = 15,7 \text{ МВт.}$$

$$Q_{cp} = \frac{(34,9+18,8+5,1+6+\dots+26,5+23,1+18,4+20,1)}{24} = 15,1 \text{ Мвар.}$$

Определим эффективную мощность на стороне 27,5 ПС Архара по формулам (4), (5):

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{36^2+20,3^2+5,3^2+6,2^2+\dots+25,8^2+24,1^2+22,8^2+16,9^2+19,2^2}{24}} = 17,37 \text{ МВт.}$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{34,9^2 + 18,8^2 + 5,1^2 + 6^2 + \dots + 26,5^2 + 23,1^2 + 18,4^2 + 20,1^2}{24}} = 17,14 \text{ Мвар.}$$

Найдем коэффициенты максимума и формы по выражениям (6), (7):

$$K_{\text{max}} = \frac{36}{15,7} = 2,3,$$

$$K_{\phi} = \frac{17,37}{15,7} = 1,1,$$

Вычислим мощность прогнозируемой нагрузкой на 5 лет по формуле (8):

$$P_{\text{сп}}^{\text{np}} = 15,7 \times (1 + 0,0065)^5 = 15,9 \text{ МВт.}$$

Далее по формулам (9) и (10) найдем сначала максимальную прогнозируемую нагрузку и окончательную среднюю прогнозируемую нагрузку:

$$P_{\text{max}}^{\text{np}} = 2,3 \cdot 15,9 = 36,57 \text{ МВт.}$$

$$P_{\text{срНН}}^{\text{np}} = \frac{36,57}{1,1} = 33,25 \text{ МВт.}$$

Аналогично определим среднюю мощность для стороны 10 кВ ПС Архара по формулам (2), (3):

$$P_{\text{ср}} = \frac{(1,6 + 1,6 + 1,6 + 1,5 + \dots + 1,8 + 1,8 + 1,8 + 1,6)}{24} = 1,7 \text{ МВт.}$$

$$Q_{\text{ср}} = \frac{(1,3 + 1,2 + 1,2 + \dots + 1,7 + 1,7 + 1,6 + 1,4)}{24} = 1,33 \text{ Мвар.}$$

Определим эффективную мощность на стороне 10 ПС Архара по формулам (4), (5):

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1,6^2 \cdot 6 + 1,5^2 \cdot 3 + 1,7^2 \cdot 3 + 1,8^2 \cdot 10 + 1,9^2 \cdot 2}{24}} = 1,71 \text{ МВт.}$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1,3^2 \cdot 2 + 1,2^2 \cdot 3 + 1,1^2 \cdot 3 + 1,5^2 \cdot 6 + 1,6^2 \cdot 3 + 1,8^2 \cdot 2 + 1,7^2 \cdot 2 + 1,4}{24}} = 1,39 \text{ Мвар.}$$

Найдем коэффициенты максимума и формы по выражениям (6), (7):

$$K_{\text{max}} = \frac{1,9}{1,7} = 1,12,$$

$$K_{\phi} = \frac{1,71}{1,7} = 1,$$

Вычислим мощность прогнозируемой нагрузкой на 5 лет по формуле (8):

$$P_{cp}^{np} = 1,7 \times (1 + 0,0065)^5 = 1,72 \text{ МВт.}$$

Далее по формулам (9) и (10) найдем сначала максимальную прогнозируемую нагрузку и окончательную среднюю прогнозируемую нагрузку:

$$P_{\max}^{np} = 1,12 \cdot 1,72 = 1,93 \text{ МВт.}$$

$$P_{cpHH}^{np} = 1,93 \text{ МВт.}$$

Теперь для определения мощности трансформатора найдем суммарную мощность нагрузки сторон 35 кВ, 27,5 кВ и 10 кВ, а также в соответствии с развитием Архаринского района планируется перспективная загрузка в рамках базового прогноза в связи с этим необходимо учесть её равную как  $P_{нов} = 25$  МВт;  $Q_{нов} = 6,2$  Мвар.[5]

$$P_{cp.общ}^{np} = P_{cp35}^{np} + P_{cp27,5}^{np} + P_{cp10}^{np} + P_{нов} \quad (11)$$

$$Q_{cp.общ} = Q_{cp.35} + Q_{cp.27,5} + Q_{cp.10} + Q_{нов} \quad (12)$$

$$P_{cp.общ}^{np} = 4,16 + 33,25 + 1,93 + 25 = 64,34 \text{ МВт.}$$

$$Q_{cp.общ} = 1,32 + 15,1 + 1,33 + 6,2 = 23,9 \text{ Мвар.}$$

Найдем тангенс фи для расчёта некомпенсированной мощности для сторон 35 кВ, и 10 кВ:

$$tg \varphi = \frac{Q}{P_{\max}} \quad (13)$$

$$tg \varphi_{35} = \frac{1,32}{4,2} = 0,31,$$

$$tg \varphi_{10} = \frac{1,33}{1,9} = 0,69,$$

Для стороны 27,5 кВ тяговых подстанций примем  $tg \varphi_{27,5} = 0,62$

Теперь найдем требуемую мощность компенсирующих устройств по формуле:

$$Q_{KV.i} = P_{\max} \cdot 1,1 \cdot \frac{1}{N_{c.и}} \cdot (tg\varphi - tg\varphi_n), \quad (14)$$

где  $P_{\max}$  – максимальная активная мощность;

$tg\varphi_n$  – предельный коэффициент реактивной мощности, примем равным 0,4.

$$Q_{KV35} = 4,2 \cdot 1,1 \cdot \frac{1}{2} \cdot (0,31 - 0,4) = -0,2 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{KV27,5} = 36,57 \cdot 1,1 \cdot \frac{1}{2} \cdot (0,62 - 0,4) = 4,42 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{KV10} = 1,9 \cdot 1,1 \cdot \frac{1}{2} \cdot (0,69 - 0,4) = 0,3 \text{ Мвар.}$$

Далее определим некомпенсированную мощность на ПС Архара по формуле:

$$Q_{неск.i} = Q_{\max.i} - Q_{KV.i}, \quad (15)$$

$$Q_{неск.35} = 1,4 + 0,2 = 1,6 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{неск.27,5} = 34,9 - 4,42 = 30,5 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{неск.10} = 1,8 - 0,3 = 1,5 \text{ Мвар.}$$

Найдем суммарную мощность нагрузок активной средней мощности и некомпенсированной на шинах подстанции и новых с учетом прогноза:

$$S_{сумм} = \sqrt{64,34^2 + 33,6^2} = 72,6 \text{ МВА.}$$

Тогда полную мощность силового трансформатора можно рассчитать по формуле (1):

$$S_{расч} = \frac{72,6}{3 \cdot 0,7} = 34,6 \text{ МВА.}$$

По результатам расчета видно, что установленные трансформатора мощностью 40 МВА подходят и замены не подлежат, т.к. по результатам осмотра их состояние «очень хорошее» [3]. Так же в связи с новым присоединением согласно программе развития энергетических сетей амурской области планируется установка четвертого трансформатора на подстанцию «Архара» [5]. Поставим такой же трансформатор, марки ТДТН напряжением 220/27,5/10 кВ.

Проверим силовые трансформаторы на нагрузочную способность в нормальном и в послеаварийном режиме.

$$K_{n/p} = \frac{S_{\text{сум}}}{n \cdot S_{\text{т.расч}}}, \quad (16)$$

$$K_{n/p} = \frac{72,6}{3 \cdot 40} = 0,6.$$

$$K_{n/a} = \frac{S_{\text{сум}}}{(n-1) \cdot S_{\text{т.расч}}}, \quad (17)$$

$$K_{n/a} = \frac{72,6}{2 \cdot 40} = 0,91.$$

Все коэффициенты загрузки силовых трансформаторов при различных режимах работы лежат в пределах допустимых значений. Следовательно, трансформаторы на подстанцию выбраны правильно.

#### 4 ОЦЕНКА НЕОБХОДИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЛИНИЙ СВЯЗИ ПС АРХАРА С ЭЭС И ВЫБОР МАРКИ ПРОВОДА

В данном разделе проведем выбор сечения и марки провода воздушной линии, соединяющей ПС и ЭЭС это важный этап при реконструкции подстанции. При выборе сечения провода учитываются разные параметры сети и технико-экономические соображения при реконструкции. Так как увеличение сечения влечет за собой удорожание самого строительства ЛЭП, но также и при этом уменьшаются потери электроэнергии, а, следовательно, и её стоимость

Рассмотрим уже имеющиеся воздушные линии связи с ЭЭС и проведем их стандартную проверку линии по рабочему току и длительно допустимому току в послеаварийном режиме работы. На данный момент связь ЭЭС осуществляется по линиям марки АСО 300/39, и АС 400/51 [6].

Расчетный ток в воздушных линиях вычисляется по формуле:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (18)$$

где  $n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение;

$P_{\max}, Q_{\max}$  – поток максимальной активной и максимальной реактивной мощностей;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования max нагрузки.

Коэффициент  $\alpha_i$  для воздушных линий 220 кВ можно принять равным 1,05.

Коэффициент  $\alpha_T$  можно принять равным 0,9 для  $T_m = 3500$  часов.

Приведем подробный расчет сечения ВЛ «Нижнебурейская ГЭС» - ПС Архара, передача энергии на данный момент осуществляется по проводу марки АС 400/51. По паспортным данным оборудования можно узнать номинальную реактивную мощность ГЭС составляющую 156 Мвар.

Приведем вычисления расчетного тока для ВЛ:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{320^2 + 156^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} 1,05 \cdot 0,9 = 421,4 \text{ кА.}$$

Опираясь на методику расчета и экономические токовые интервалы, а также учтем климатические характеристики данного района, приведённые в первой главе можно принять марку АС 400/51.

Следующим этапом при выборе сечения ВЛ проведем расчет по длительно допустимому току в послеаварийном режиме работы при отключении одной цепи.

Длительно допустимый ток в послеаварийном режиме будет равен:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot (n-1)} \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (19)$$

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{320^2 + 156^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot (2-1)} 1,05 \cdot 0,9 = 843 \leq 860 \text{ кА.}$$

Полученные значения длительно допустимого тока соответствуют каталожным показателям и являются допустимыми по ним, соответственно установленный провод АС 400/51 подходит.

По аналогии произведем расчет сечения ВЛ для связи ПС с «Райчихинской ГРЭС», в данном случае опираясь на те же климатические характеристики и расчеты по длительно допустимому току оставляем провод марки АСО 300/39 который подходит для данной ВЛ.

## 5 ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА ПС АРХАРА ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

В данном разделе представим однолинейную схему ПС Архара после её реконструкции, в частности установки нового четвертого трансформатора, дополнительной ячейки на ОРУ 220 кВ. А также комплектных распределительных устройств 27,5 и 10 кВ [7]. Схему подстанции покажем на рисунке 4

Охарактеризуем компоновку подстанции Архара после её реконструкции и установки нового СТ:

- Схему РУ 220 кВ оставляем без изменений за исключением дополнительной трансформаторной ячейки и замены старых разъединителей на некоторых присоединениях где это необходимо.

- Схему РУ 35 кВ ОРУ заменяем на КРУ сама схема остается без изменений.

- Схему РУ 27,5 кВ уже установленная на ПС выбираем КРУ для нее, а также для новых присоединений к новому СТ аналогичное комплектное распределительное устройство, выполненное по схеме одна не секционированная система шин.

- Схему РУ 10 кВ уже имеющуюся оставляем без изменений и устанавливаем на новое присоединение к новому СТ КРУ аналогичное установленное на данном классе напряжения, выполненное по схеме одна не секционированная система шин.

Подробная однолинейная схема подстанции после реконструкции изображена на графическом листе 2.



## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

В данном разделе приведем расчет токов короткого замыкания для распределительных устройств высокого, среднего и низкого напряжения. Приведем расчётную схему и схемы замещения для расчета токов КЗ и сведём данные о расчётах в таблицу.

### **6.1 Выбор метода расчета токов КЗ и разработка схемы замещения для расчета КЗ**

При работе станций, подстанций и сетей возможны ненормальные режимы их работы, приводящие к повреждениям и авариям. Большинство таких аварий происходит по причине возникновения коротких замыканий.

Коротким замыканием (к.з) называется всякое не предусмотренное нормальным режимом работы соединение токоведущих частей отдельных фаз между собой, а в установках с заземленной нейтралью – также и с землей или с нулевым проводом (в четырехпроводных системах).

Основные причины возникновения токов короткого замыкания связаны с повреждением изоляции электроустановок. Они могут возникнуть и от действия различных перенапряжений, естественного износа (старения) изоляции или ее дефектов, не обнаруженных до включения электроустановки под напряжение. При работе возле элементов установки могут возникнуть также непредвиденные механические повреждения изоляции; она может быть повреждена различными животными и птицами или в результате преднамеренных злоумышленных действий [8].

Токи КЗ применяются для проверки оборудования, проводов, кабелей, шин на термическую и динамическую стойкость к токам КЗ.

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) начинается с составления схемы замещения, т.е. такая схема в которой элементы схемы подстанции заменяются сопротивлениями и ЭДС источников питания подстанции. По данной преобразованной схеме рассчитываются токи КЗ.

Расчет токов короткого замыкания на различных точках распределительных устройств высокого, среднего, низкого напряжения будем проводить для проверки в дальнейшем электрооборудования и проводников по электродинамической и термической стойкости их к токам КЗ.

Алгоритм расчета выбираем для понизительных ПС, приближенным методом с использования относительных единиц.

Для расчетной схемы замещения подстанции Архара принимаем её источники питания и отталкиваемся рассчитывая токи короткого замыкания опираясь на них.

Данные источники питания ПС будем представлять, как единая энергосистема с неизменяемой во времени периодической составляющей тока КЗ. При расчете учтем короткое замыкание на каждом уровне напряжения различных распределительных устройств.

При вычислении расчетных точек короткого замыкания будем принимать КЗ на разных шинах РУ ПС ВН, СН и НН. Схему распределительного устройства с точками КЗ покажем на рисунке 5.

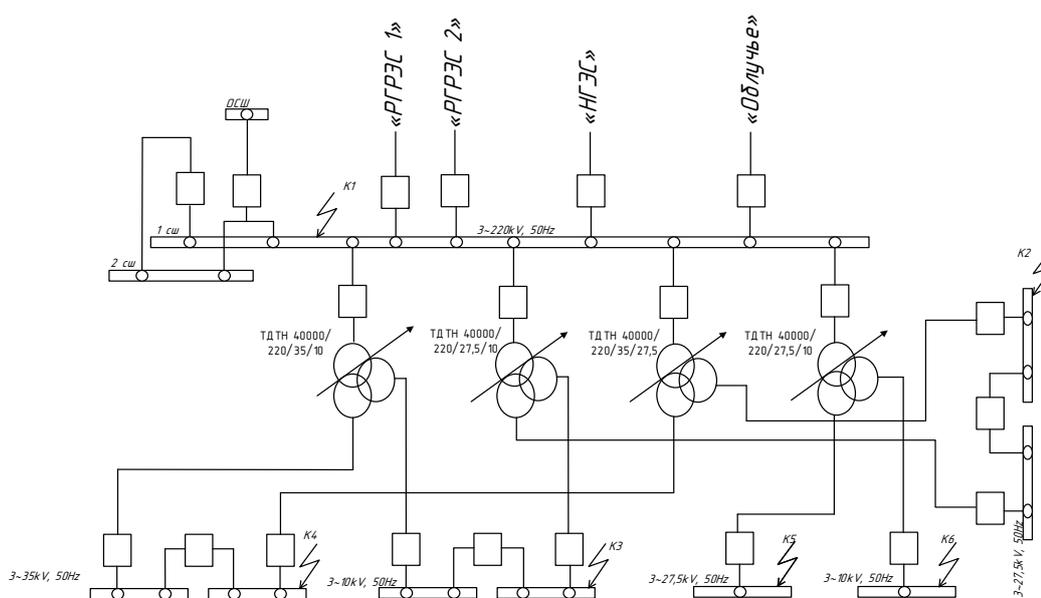


Рисунок 5 – Расчетная схема с точками короткого замыкания

Так же нужно составить схему замещения по расчетной схеме для ПС Архара, так как со стороны присоединений к новому трансформатору подпиток значимых не будет, не будем их учитывать и покажем схему на рисунке 6.

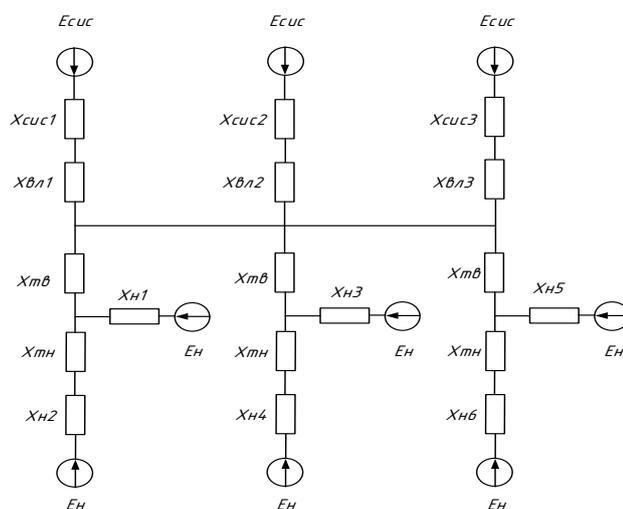


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета КЗ

После составления схемы замещения можно переходить к расчету токов короткого замыкания на разных уровнях напряжения РУ в точках схемы.

## 6.2 Расчет токов КЗ в РУ ВН

С начала перед сворачиванием схемы замещения к точкам КЗ и расчету токов короткого замыкания нужно определить значения всех элементов схемы замещения, которые будем использовать в дальнейших расчетах КЗ для РУ ВН, РУ СН и РУ НН.

Примем для расчета базисную мощность, которая будет равна:  
 $S_{баз} = 100 \text{ МВА}$ .

Базисные напряжения примем следующие:

- 1) Для точки К1 220 кВ  $U_{баз220} = 230 \text{ кВ}$ .
- 2) Для точки К2 27,5 кВ  $U_{баз27,5} = 27,5 \text{ кВ}$ .
- 3) Для точки К3 10 кВ  $U_{баз10} = 10,5 \text{ кВ}$ .
- 4) Для точки К4 35 кВ  $U_{баз35} = 38,5 \text{ кВ}$ .

Сопротивления нагрузки и ЭДС в относительных единицах примем равными 0,35 и 0,85 (о.е.)

Базисный ток на стороне ВН, СН и НН рассчитаем по следующей формуле:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}} \quad (20)$$

где  $I_{\sigma}, U_{\text{баз}}$  – базисные токи и напряжения на одной и той же ступени напряжения.

Рассчитаем базисные токи для РУ ВН, РУ СН и РУ НН:

$$I_{\sigma 220} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,25 \text{ кА.}$$

$$I_{\sigma 35} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1,5 \text{ кА.}$$

$$I_{\sigma 27,5} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 2,1 \text{ кА.}$$

$$I_{\sigma 10} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА.}$$

На следующем этапе расчета нужно определить индуктивные сопротивления элементов схемы замещения в относительных единицах приведенных к базисным условиям:

По известным данным, а именно текущему выключателю на стороне шин 220 кВ уточнив его отключающую способность и взяв токи короткого замыкания на шинах 220 кВ за 2021 год [5] сопротивление энергосистемы:

$$X_{\text{сис}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}} \cdot I_c}, \quad (21)$$

где  $I_c$  – ток короткого замыкания на шинах 220 кВ источников питания.

Рассчитаем сопротивление системы приняв  $X_{cuc} = X_{cuc1} = X_{cuc2} = X_{cuc3}$ :

$$X_{cuc} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 8,2} = 0,031 \text{ о.е}$$

Сопротивление линий электропередач рассчитаем по формуле:

$$X_{вл} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз}}^2}, \quad (22)$$

где  $x_0$  - удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

$l$  - длина ВЛ (км)

Проведем расчет сопротивления для ВЛ участка «РГРЭС» – «Архара»:

$$X_{вл1} = 0,4 \cdot 55,7 \cdot \frac{100}{230^2} \cdot \frac{1}{2} = 0,021 \text{ о.е}$$

Проведем расчет сопротивления для ВЛ участка «НГЭС» – «Архара»:

$$X_{вл2} = 0,4 \cdot 51,52 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,04 \text{ о.е}$$

Проведем расчет сопротивления для ВЛ участка «Архара» – «Облучье»:

$$X_{вл3} = 0,4 \cdot 69 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,05 \text{ о.е}$$

Дальше для расчета нам нужно определить сопротивление выбранных силовых трехобмоточных трансформаторов мощностью 40 МВА для этого сначала найдем напряжение короткого замыкания для каждой стороны по формулам:

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (u_{квн\%} + u_{квс\%} - u_{ксн\%}), \quad (23)$$

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (22 + 12,5 - 9,5) = 12,5.$$

$$U_{кс} = 0,5 \cdot (u_{квс\%} + u_{ксн\%} - u_{квн\%}), \quad (24)$$

$$U_{kc} = 0,5 \cdot (12,5 + 9,5 - 22) = 0.$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot (u_{квн\%} + u_{кcn\%} - u_{квс\%}), \quad (25)$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot (22 + 9,5 - 12,5) = 9,5.$$

Теперь найдем сопротивление выбранных силовых трехобмоточных трансформаторов по формулам:

$$X_{m.в} = \frac{U_{кв}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{m.ном}}, \quad (26)$$

$$X_{m.в} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,313 \text{ о.е}$$

$$X_{m.c} = \frac{U_{kc}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{m.ном}}, \quad (27)$$

$$X_{m.c} = \frac{0}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0 \text{ о.е}$$

$$X_{m.н} = \frac{U_{кн}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{m.ном}}, \quad (28)$$

$$X_{m.н} = \frac{9,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,24 \text{ о.е}$$

Определим сопротивление нагрузки по контрольным замерам зимнего максимума по формуле:

$$X_{н} = 0,35 \cdot \frac{S_{\delta аз}}{S_{н}}, \quad (29)$$

где  $S_n$  - зимний максимум нагрузки, МВА.

$$X_{n1} = X_{n5} = 0,35 \cdot \frac{100}{4,397} = 7,96 \text{ о.е}$$

$$X_{n2} = X_{n4} = 0,35 \cdot \frac{100}{2,62} = 13,36 \text{ о.е}$$

$$X_{n3} = X_{n6} = 0,35 \cdot \frac{40}{25,07} = 1,4 \text{ о.е}$$

Далее после определения сопротивления всех элементов, можем перейти, к преобразованию схемы замещения относительно точки КЗ на высокой стороне, данная точка в нашем случае К1.

Проведем преобразования схемы к точке К1 и покажем это на преобразованных схемах замещения.

Проведем расчет сопротивлений, которые необходимы при преобразовании схемы замещений:

$$X_1 = X_{сис1} + X_{вл1}, \quad (30)$$

$$X_1 = 0,031 + 0,021 = 0,052.$$

$$X_2 = X_{сис2} + X_{вл2}, \quad (31)$$

$$X_2 = 0,031 + 0,04 = 0,071.$$

$$X_3 = X_{сис3} + X_{вл3}, \quad (32)$$

$$X_3 = 0,031 + 0,05 = 0,081.$$

$$X_4 = \frac{(X_{тн} + X_{н2}) \cdot X_{н1}}{(X_{тн} + X_{н2}) + X_{н1}}, \quad (33)$$

$$X_4 = \frac{(0,24 + 13,36) \cdot 7,96}{(0,24 + 13,36) + 7,96} = 5,02.$$

$$X_5 = \frac{(X_{mH} + X_{H4}) \cdot X_{H3}}{(X_{mH} + X_{H4}) + X_{H3}}, \quad (34)$$

$$X_5 = \frac{(0,24 + 13,36) \cdot 1,4}{(0,24 + 13,36) + 1,4} = 1,27.$$

$$X_6 = \frac{(X_{mH} + X_{H6}) \cdot X_{H5}}{(X_{mH} + X_{H6}) + X_{H5}}, \quad (35)$$

$$X_6 = \frac{(0,24 + 1,4) \cdot 7,96}{(0,24 + 1,4) + 7,96} = 1,36.$$

Покажем на рисунке 7 схему замещения после преобразований.

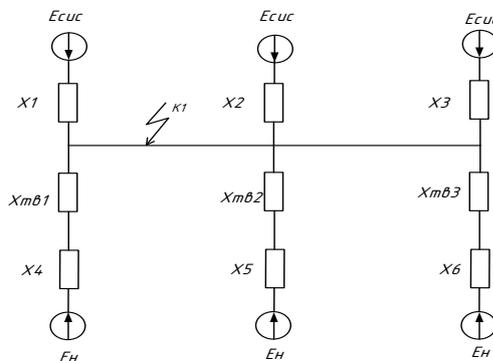


Рисунок 7 – Схема замещения преобразованная

$$X_7 = X_4 + X_{mб}, \quad (36)$$

$$X_7 = 5,02 + 0,313 = 5,33.$$

$$X_8 = X_5 + X_{mб}, \quad (37)$$

$$X_8 = 1,27 + 0,313 = 1,58 .$$

$$X_9 = X_6 + X_{m6} , \quad (38)$$

$$X_9 = 1,36 + 0,313 = 1,67 .$$

На рисунке 8 покажем схему замещения после преобразования

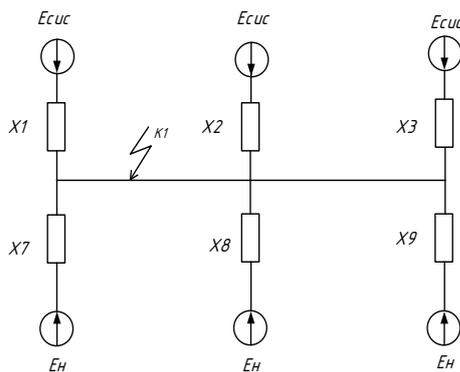


Рисунок 8 – Схема замещения преобразованная

$$X_{10} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} , \quad (39)$$

$$X_{10} = \frac{1}{\frac{1}{0,052} + \frac{1}{0,071} + \frac{1}{0,081}} = 0,022 .$$

$$X_{11} = \frac{1}{\frac{1}{X_7} + \frac{1}{X_8} + \frac{1}{X_9}} , \quad (40)$$

$$X_{11} = \frac{1}{\frac{1}{5,33} + \frac{1}{1,58} + \frac{1}{1,67}} = 0,7 .$$

Преобразованную схему замещения покажем на рисунке 9.

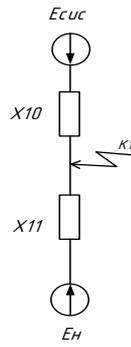


Рисунок 9 – Схема замещения преобразованная

$$X_p = \frac{X_{10} \cdot X_{11}}{X_{10} + X_{11}}, \quad (41)$$

$$X_p = \frac{0,022 \cdot 0,7}{0,022 + 0,7} = 0,021.$$

$$E_p = \frac{E_c \cdot X_{10} + E_H \cdot X_{11}}{X_{10} + X_{11}}, \quad (42)$$

$$E_p = \frac{1 \cdot 0,022 + 0,85 \cdot 0,7}{0,022 + 0,7} = 0,854.$$

Конечную преобразованную схему замещения покажем на рисунке 10

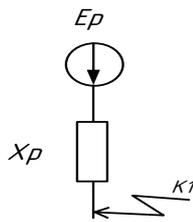


Рисунок 10 – Схема замещения преобразованная

После всех преобразований схемы замещения можем определить значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке K1:

$$I_{no} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{\delta}, \quad (43)$$

$$I_{no} = \frac{0,854}{0,021} \cdot 0,25 = 10,16 \text{ кА.}$$

Определим значение апериодической составляющей тока КЗ по формуле:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{no}, \quad (44)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 10,16 = 14,37 \text{ кА.}$$

Так же определим значение апериодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени в точке К1 по формуле:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-t_{ov}}{T_a}}, \quad (45)$$

где  $I_{no}$  - периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени короткого замыкания (кА)

$t_{ov}$  - время отключения выключателя, принимаем равным 0,05 сек.

$T_a$  - постоянная времени для точки короткого замыкания К1.

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 10,16 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,03}} = 2,71 \text{ кА.}$$

Определим значение ударного тока КЗ по следующей формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right), \quad (46)$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 10,16 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 24,66 \text{ кА.}$$

### 6.3 Расчет токов КЗ в РУ СН

Проведем расчет тока КЗ в распределительном устройстве среднего напряжения. По определенным ранее сопротивлениям элементов схемы замещения, преобразуем её относительно точки КЗ в данном случае к точке К4.

Проведем преобразования схемы к точке К4 и покажем это на преобразованных схемах замещения.

Проведем расчет сопротивлений, которые необходимы при преобразовании схемы замещений по формулам (30, 31, 32) и др.:

$$X_1 = 0,031 + 0,0021 = 0,052 ;$$

$$X_2 = 0,031 + 0,04 = 0,071 ;$$

$$X_3 = 0,031 + 0,05 = 0,081 ;$$

$$X_4 = X_1 + X_{m6} , \tag{47}$$

$$X_4 = 0,052 + 0,313 = 0,365 .$$

$$X_5 = X_2 + X_{m6} , \tag{48}$$

$$X_5 = 0,071 + 0,313 = 0,384 .$$

$$X_6 = X_3 + X_{m6} , \tag{49}$$

$$X_6 = 0,081 + 0,313 = 0,394 .$$

$$X_7 = X_{n2} + X_{m1} , \tag{50}$$

$$X_7 = 13,36 + 0,24 = 13,6.$$

$$X_8 = X_{h4} + X_{mh}, \quad (51)$$

$$X_8 = 13,36 + 0,24 = 13,6.$$

$$X_9 = X_{h6} + X_{mh}, \quad (52)$$

$$X_9 = 1,4 + 0,24 = 1,64.$$

$$X_{10} = \frac{1}{\frac{1}{X_{h1}} + \frac{1}{X_{h3}} + \frac{1}{X_{h5}}}, \quad (53)$$

$$X_{10} = \frac{1}{\frac{1}{7,96} + \frac{1}{1,4} + \frac{1}{7,96}} = 1,036.$$

$$X_{11} = \frac{1}{\frac{1}{X_4} + \frac{1}{X_5} + \frac{1}{X_6}}, \quad (54)$$

$$X_{11} = \frac{1}{\frac{1}{0,365} + \frac{1}{0,384} + \frac{1}{0,394}} = 0,127.$$

$$X_{12} = \frac{1}{\frac{1}{X_7} + \frac{1}{X_8} + \frac{1}{X_9}}, \quad (55)$$

$$X_{12} = \frac{1}{\frac{1}{13,6} + \frac{1}{13,6} + \frac{1}{1,64}} = 1,32.$$

$$X_{13} = \frac{X_{11} \cdot X_{12}}{X_{11} + X_{12}}, \quad (56)$$

$$X_{13} = \frac{0,127 \cdot 1,32}{0,127 + 1,32} = 0,116.$$

Приведем схему замещения после преобразований на рисунке 11

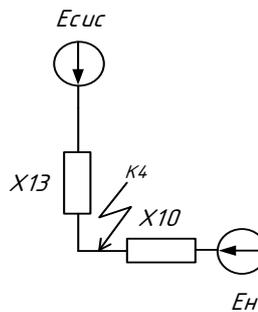


Рисунок 11 – Преобразованная схема замещения

Далее преобразуем схему и сделаем расчет по формулам (41, 42):

$$X_p = \frac{0,116 \cdot 1,036}{0,116 + 1,036} = 0,104,$$

$$E_p = \frac{1 \cdot 0,116 + 0,85 \cdot 1,036}{0,116 + 1,036} = 0,865,$$

Конечную преобразованную схему замещения покажем на рисунке 12

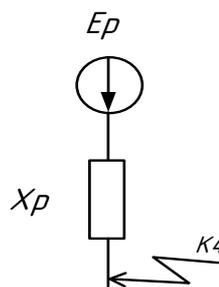


Рисунок 12 – Преобразованная схема замещения

После всех преобразований схемы замещения можем определить значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке К4 по формуле (43):

$$I_{no} = \frac{0,865}{0,104} \cdot 0,6 = 12,48 \text{ кА.}$$

Определим значение аperiodической составляющей тока КЗ для точки К4 по формуле (44):

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 12,48 = 17,65 \text{ кА.}$$

Так же определим значение аperiodической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени в точке К4 по формуле (45):

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 12,48 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,02}} = 1,45 \text{ кА.}$$

Определим значение ударного тока КЗ по формуле (46):

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 12,48 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 28,35 \text{ кА.}$$

Для сторон 27,5 кВ расчёт будет аналогичный, рассчитаем для них периодические, аperiodические и ударный токи короткого замыкания:

Значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке К2 и К5 по формуле (43):

$$I_{no} = \frac{0,865}{0,104} \cdot 2,1 = 17,47 \text{ кА.}$$

Определим значение аperiodической составляющей тока КЗ для точки К2 и К5 по формуле (44):

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 17,47 = 24,7 \text{ кА.}$$

Так же определим значение аperiodической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени в точке К2 и К5 по формуле (45):

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 17,47 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,02}} = 2,03 \text{ кА.}$$

Определим значение ударного тока КЗ по формуле (46):

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 17,47 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 39,7 \text{ кА.}$$

#### 6.4 Расчет токов КЗ в РУ НН

Проведем расчет тока КЗ в распределительном устройстве низкого напряжения. По определенным ранее сопротивлениям элементов схемы замещения, преобразуем её относительно точки КЗ в данном случае к точке КЗ, аналогичный расчет и его результаты будут для стороны 10 кВ точки К6.

Проведем преобразования схемы к точке КЗ и покажем это на преобразованных схемах замещения.

Проведем расчет сопротивлений, которые необходимы при преобразовании схемы замещений по формулам (30), (31), (32) и др.:

$$X_1 = 0,031 + 0,021 = 0,052,$$

$$X_2 = 0,031 + 0,04 = 0,071,$$

$$X_3 = 0,031 + 0,05 = 0,081,$$

$$X_4 = \frac{X_{m6} \cdot X_{n1}}{X_{m6} + X_{n1}} + X_1, \quad (57)$$

$$X_4 = \frac{0,313 \cdot 7,96}{0,313 + 7,96} + 0,052 = 0,35.$$

$$X_5 = \frac{X_{m6} \cdot X_{n3}}{X_{m6} + X_{n3}} + X_2, \quad (58)$$

$$X_5 = \frac{0,313 \cdot 1,4}{0,313 + 1,4} + 0,071 = 0,327.$$

$$X_6 = \frac{X_{m6} \cdot X_{n5}}{X_{m6} + X_{n5}} + X_3, \quad (59)$$

$$X_6 = \frac{0,313 \cdot 7,96}{0,313 + 7,96} + 0,081 = 0,38.$$

$$X_7 = X_4 + X_{mH}, \quad (60)$$

$$X_7 = 0,35 + 0,24 = 0,59.$$

$$X_8 = X_5 + X_{mH}, \quad (61)$$

$$X_8 = 0,327 + 0,24 = 0,57.$$

$$X_9 = X_6 + X_{mH}, \quad (62)$$

$$X_9 = 0,38 + 0,24 = 0,62.$$

$$X_{10} = \frac{1}{\frac{1}{X_7} + \frac{1}{X_8} + \frac{1}{X_9}}, \quad (63)$$

$$X_{10} = \frac{1}{\frac{1}{0,59} + \frac{1}{0,57} + \frac{1}{0,62}} = 0,198.$$

$$X_{11} = \frac{1}{\frac{1}{X_{H2}} + \frac{1}{X_{H4}} + \frac{1}{X_{H6}}}, \quad (64)$$

$$X_{11} = \frac{1}{\frac{1}{13,36} + \frac{1}{13,36} + \frac{1}{1,4}} = 1,157.$$

Приведем схему замещения после преобразований на рисунке 13

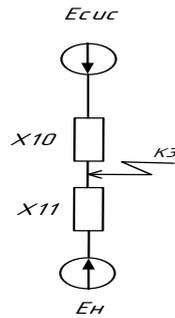


Рисунок – 13 Преобразованная схема замещения

Далее преобразуем схему и сделаем расчет по формулам (41, 42):

$$X_p = \frac{0,198 \cdot 1,157}{0,198 + 1,157} = 0,169,$$

$$E_p = \frac{1 \cdot 0,198 + 0,85 \cdot 1,157}{0,198 + 1,157} = 0,872,$$

Конечную преобразованную схему замещения покажем на рисунке 14

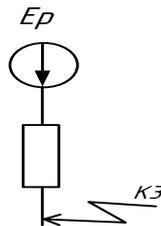


Рисунок 14 – Преобразованная схему замещения

После всех преобразований схемы замещения можем определить значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке КЗ по формуле (43):

$$I_{no} = \frac{0,872}{0,169} \cdot 5,499 = 28,37 \text{ кА.}$$

Определим значение аperiodической составляющей тока КЗ по формуле (44):

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 28,37 = 40,1 \text{ кА.}$$

Так же определим значение аperiodической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени по формуле (45):

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 28,37 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,02}} = 3,29 \text{ кА.}$$

Определим значение ударного тока КЗ по формуле (46):

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 28,37 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}}\right) = 64,46 \text{ кА.}$$

После расчета токов короткого замыкания на всех уровнях напряжения сведем данные в таблицу 10.

Таблица 10 – Результаты расчета токов КЗ

Расчетная точка КЗ	$I_{no}$ , кА	$i_{a0}$ , кА	$i_{at}$ , кА	$i_{y\partial}$ , кА
Шины 220 кВ	10,16	14,37	2,71	24,66
Шины 35 кВ	12,48	17,65	1,45	28,35
Шины 27,5 кВ	17,47	24,7	2,03	39,7
Шины 10 кВ	28,37	40,1	3,39	64,46

Полученные данные можно анализировать, дополнять и использовать для дальнейшего расчета, а главное для выбора оборудования на подстанцию Архара на РУ ВН, СН и НН.

## 7 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

ПО КОМПОНОВКЕ ПС АРХАРА И ВЫПОЛНЕНИЮ РУ ВН, РУ СН,  
РУ НН.

В данном разделе разберем варианты реконструкции подстанции, приведем схемы на которые целесообразно заменить имеющееся распределительные устройства и сделаем экономическое сравнение вариантов.

При реконструкции ПС должно быть предусмотрено устранение недостатков, неисправностей и повреждений оборудования, конструкций, устройств, схем, зданий, сооружений, в том числе, выявленных по результатам технического освидетельствования, оборудования, зданий и сооружений и комплексного обследования зданий и сооружений, а также изменены все технические решения, которые не соответствуют действующим нормативам или являлись причиной отказов при эксплуатации ПС.

При реконструкции ПС и строительстве новых РУ должен рассматриваться вариант размещения их на существующей ПС. При этом результаты технико-экономического сравнения отражаются, сравниваются и выбирается лучший вариант распределительного устройства.

При реконструкции ПС с сооружением РУ 110-750 кВ на новой площадке и переводом существующих линейных и трансформаторных присоединений в новые РУ должны предусматриваться временные электрические связи между существующими и вновь сооружаемыми РУ 110-750 кВ [9].

Временные электрические связи между существующими и вновь сооружаемыми РУ 110-750 кВ должны обеспечивать необходимую надежность питания присоединений, подключенных, к существующим и новым РУ, а также сохранность непрерывности транзита передаваемой через РУ мощности в течение всего периода реконструкции ПС до завершения перевода присоединений в новое РУ.

Применяемые схемы должны обеспечивать возможность расширения РУ в перспективе: путем резервирования места, а в случае, если расширение

планируется ранее пяти лет с момента ввода ПС, путем обеспечения готовности ячеек.

При отсутствии исходных данных по количеству перспективных присоединений следует предусматривать возможность расширения [9]:

– для РУ 6-20 кВ, питающих энергоустановки потребителей, – не менее чем на восемь присоединений;

– для РУ 35-110 кВ – не менее чем на четыре присоединения;

– для РУ 220 кВ и выше – не менее чем на два присоединения.

### **7.1 Разработка вариантов исполнения ПС при реконструкции**

На данный момент на подстанции Архара РУ 220 кВ организовано открытым распределительным устройством схемой «одна рабочая система шин с обходной секционированная выключателем», установлено 11 ячеек. РУ 35 кВ организовано открытым распределительным устройством схемой «одна секционированная выключателем система шин», установлено 6 ячеек. РУ 10 кВ организовано комплектным распределительным устройством наружной установки по схеме «одна секционированная выключателем система шин», установлено 15 ячеек. Собственные нужды подстанции обеспечиваются ТСН 400 МВА от трансформаторов питаются два оперативных пункта управления на подстанции и организовано питание ЩСН 1 и ЩСН 2. Недостатки и достоинства схем РУ 220, 35, 27,5 и 10 кВ рассмотрены в главе 2 данной ВКР.

Для обеспечения качественной и надежной эксплуатации подстанции 220/35/10 кВ. «Архара» рассмотрим возможные варианты реконструкции исполнения распределительных устройств, которые сравним между собой и выберем наиболее экономический выгодный.

Первый вариант реконструкции ОРУ 220 кВ:

Схема № 220 - 12Н, «Одна рабочая секционированная выключателем, и обходная система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из двух выключателей» [2]. Покажем данную схему на рисунке 15

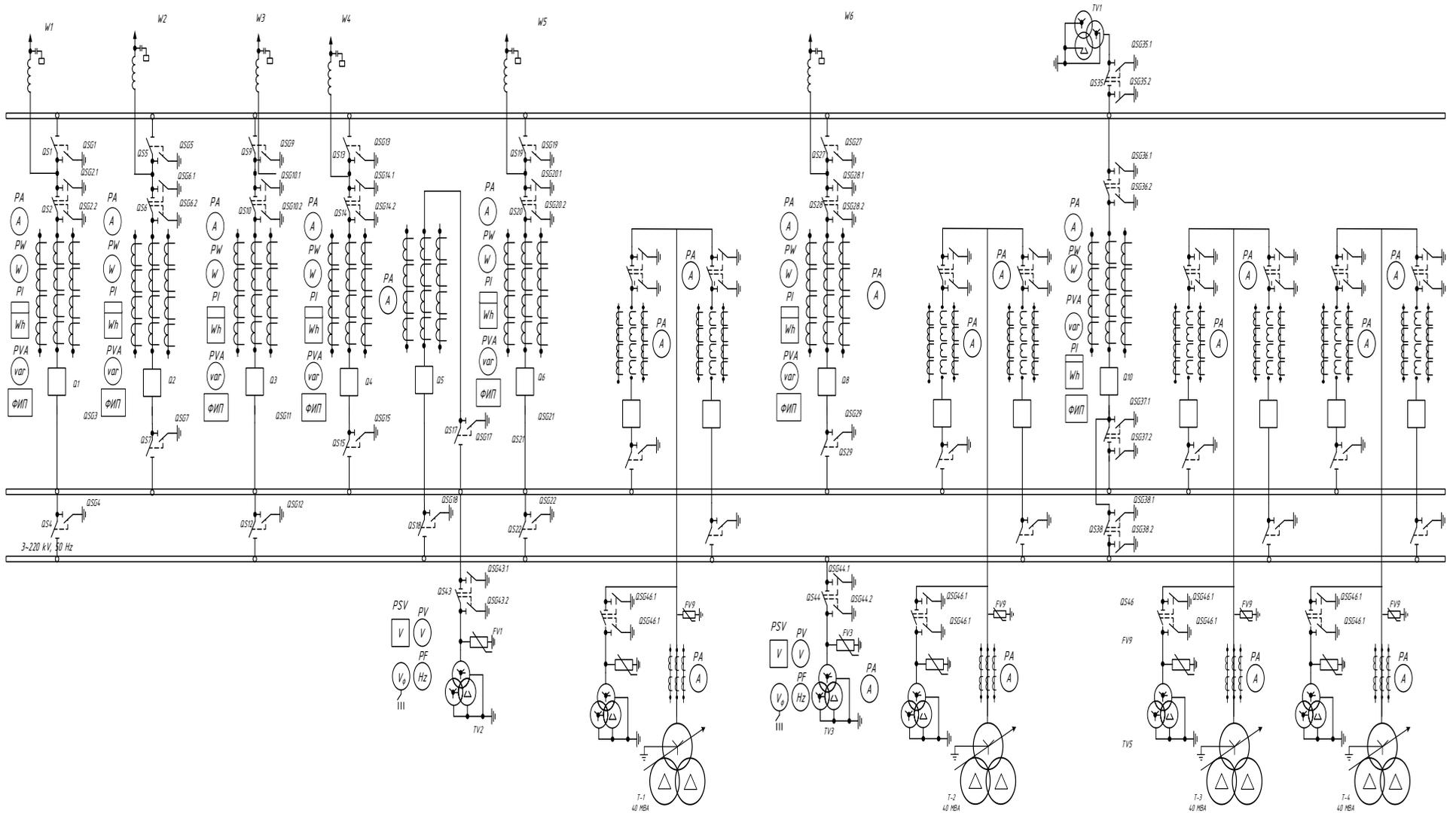


Рисунок 15 - Одна рабочая секционированная и обходная система шин с подключением трансформаторов через развилку из двух выключателей.

Требования к установке данной схемы такие же, как и у схемы которая сейчас установлена на подстанции перечислим их:

- Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию.
- Недопустимость отключения присоединений при плановом ремонте выключателей
- Наличие устройств для плавки гололёда.

Но для схемы 220 - 12Н добавляется еще одно требование повышенная надежность в сохранении работоспособности трансформаторов.

Второй вариант реконструкции ОРУ 220 кВ:

На высокой стороне оставим такую же схему распределительного устройства что и установлена сейчас, учтем только реконструкцию в связи с установкой дополнительной трансформаторной ячейки.

Схема № 220 - 12, «Одна рабочая секционированная выключателем, и обходная система шин» [2].

Покажем ее на рисунке 16

Требования к установке данной схемы в качестве РУ 220 кВ:

- Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию;
- Недопустимость отключения присоединений при плановом ремонте выключателей;
- При наличии устройств для плавки гололёда.

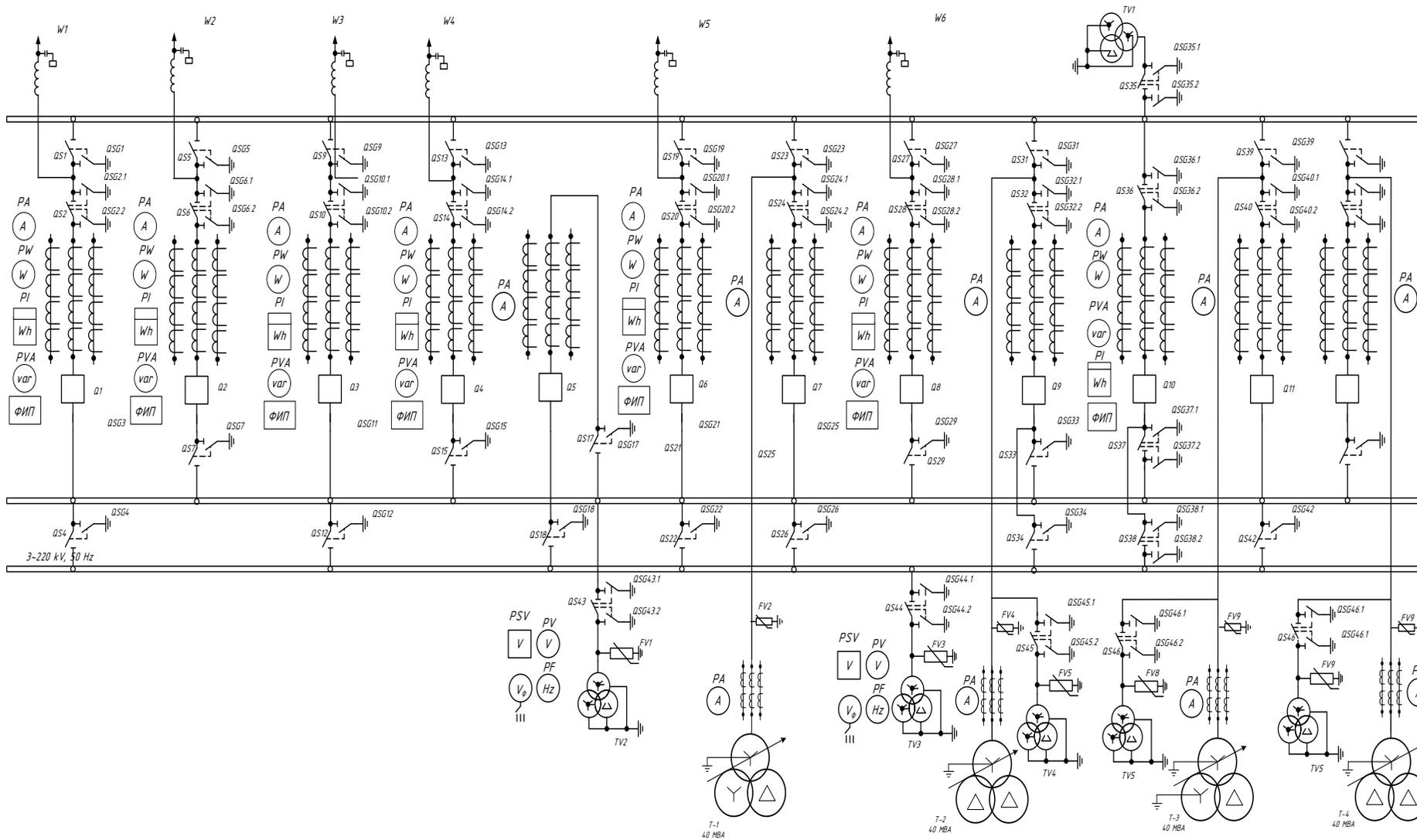


Рисунок 16 – Схема одна рабочая секционированная выключателем, и обходная система шин.

При реконструкции ОРУ 220 кВ можно использовать инновационные технологии которые повысят надёжность и простоту обслуживания оборудования. Приведем отрывок из статьи: «Выбор инновационных технологий для перевода подстанции на платформу интеллектуальной» [10].

Для реализации перехода на интеллектуальную подстанцию нужно правильно выбрать инновационные технологии. Рассмотрим некоторые из них, реализация которых целесообразна на действующих ПС уже сейчас.

*Внедрение инновационных технологий в обслуживание, ремонт и диагностику силовых трансформаторов.*

Системы мониторинга и диагностики силовых трансформаторов реализуют измерения, передачу и отображение параметров трансформатора в разных режимах работы, нормальном, аварийном, послеаварийном. Они определяют его остаточный ресурс и прогнозируют дальнейшую работу трансформатора.

Системы мониторинга и диагностики должны включать в себя:

- датчики, позволяющие фиксировать параметры в контрольных точках;
- контроллер, задачей которых является сбор, и передача измеренных данных на главный сервер;
- наличие программно-технического комплекса, отвечающего за прием и обработку информации, собранной контроллером с трансформатора;
- датчики регистрации температур и возможность управления охлаждением.

Подходящим для реализации такой системы является, например, комплекс СКИТ С1 (система контроля, инвентаризации, технического сопровождения) он имеет датчик растворенных в масле газов (водорода, окиси углерода и суммы горючих газов), датчик влажности твердой изоляции, датчик температуры масла, датчик  $tg \varphi$  изоляции вводов НК-методом, датчик механических примесей в масле, электрические датчики частичных разрядов (без снятия ос-

циллограмм), акустические датчики частичных разрядов (без снятия осциллограмм). Данные, получаемые от датчиков, обрабатываются встроенным микроконтроллером и выводятся на внутренний дисплей. В данном комплексе предусмотрена возможность включения в локальную сеть при помощи ВОЛС (волоконно-оптические линии связи) для передачи информации на удаленный сервер. Таким образом можно будет контролировать состояние трансформатора и его вводов, частичные разряды в изоляции, содержание влаги и растворенных газов в масле, систему охлаждения и вибрацию, не производя непосредственно вручную такие измерения, находясь рядом с оборудованием, а дистанционно на удаленном компьютере [11].

Из данной статьи можно взять устройства которые будем устанавливать на ОРУ при выборе оборудования на ПС для повышения интеллекта подстанции и которое приблизит её к подстанции уровня Smart grid. Поможет сократить затраты на обслуживание, нежелательные простои и возможность возникновения аварий.

Для обеспечения питания потребителей напряжением 35 кВ на подстанции установлено открытое распределительное устройство выполнено по схеме «одна секционированная выключателем система шин». Схему менять нецелесообразно, но при реконструкции заменим ОРУ на КРУ 35 кВ.

Комплектные распределительные устройства представляют собой оборудование, применяемое для приема и передачи электрической энергии. КРУ широко используются для комплектации электростанций, подстанций энергосистем и промышленных предприятий. Среди преимуществ комплектных распределительных устройств - простота монтажа и обслуживания, безопасность и высокая надежность. Большое количество модификаций позволяет без труда подобрать КРУ с необходимым набором характеристик.

При установке нового четвертого трансформатора на подстанцию будем подключать нагрузку на стороне 27,5 кВ для питания тяговых потребителей. Для надежного питания и удобства обслуживания выберем КРУ на 27,5 кВ специально разработанное для РЖД [12].

Питание потребителей напряжением 10 кВ осуществляемое по схеме «одна секционированная выключателем система шин» и распределительного устройства комплектного наружной установки. Данный уровень напряжения на подстанции не будем менять. Только проверим оборудование КРУ по токам короткого замыкания. А также установим КРУ 10 кВ на новый СТ, предназначенное для распределения энергия и питания линии СЦБ.

## **7.2. Сравнительная характеристика предложенных вариантов и выбор из предложенных наиболее целесообразный**

Схема № 220 - 12Н, «Одна рабочая секционированная выключателем, и обходная система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из двух выключателей» [2]. Гарантирует более надежное функционирование трансформаторов при выходе из строя либо ремонте силовых трансформаторов. В свою очередь данная схема имеет недостаток в более сложной реконструкции которая будет предполагать установку выключателя, трансформатора тока и разъединителя на каждое присоединение трансформаторной ячейки которых после реконструкции будет 4.

Ниже в таблице 11 приведем примерную стоимость установки оборудования при данной реконструкции схемы.

Таблица 11 – Стоимость оборудования для схемы № 220 - 12Н

Название оборудования	Марка оборудования	Количество	Стоимость оборудования
Выключатель элегазовый 220 кВ	ВЭБ-220	5 шт.	37 846 611
Разъединитель 220кВ	РГ-220	10 шт.	6 411 380
Трансформатор тока 220 кВ	ТОГФ - 220	5 шт.	1 812 600
Итого			46 070 591

Схема № 220 - 12, «Одна рабочая секционированная выключателем, и обходная система шин» [2]. Достоинства данной схемы в том, что при КЗ на сборных шинах или при отказе линейных выключателей при КЗ на линии теряется только 50 % всех присоединений; относительная простота схемы и низкая стоимость РУ.

Приведем стоимость реконструкции ОРУ 220 кВ в данном варианте которая будет заключаться в установке дополнительной трансформаторной ячейки укажем её в таблице 12.

Таблица 12 - Стоимость оборудования для схемы № 220 – 12

Название оборудования	Марка оборудования	Количество	Стоимость оборудования
Выключатель элегазовый 220 кВ	ВЭБ-220	1 шт.	7 569 321
Разъединитель 220кВ	РГ-220	3 шт.	1 923 414
Трансформатор тока 220 кВ	ТОГФ - 220	1 шт.	362 520
Итого			9 855 255

При сравнении двух вариантов реконструкции схем ОРУ 220кВ можно сделать вывод, что схема уже, установленная на подстанции № 220 – 12 «Одна рабочая секционированная выключателем, и обходная система шин» [2] отвечает оптимальной надежностью для данного проекта и обладает минимальной стоимостью по затратам на оборудование. Оставляем данную схему и добавляем в нее одну трансформаторную ячейку. План подстанции после реконструкции покажем на графическом листе 3, а разрезы на листе 4

## 8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС АРХАРА

В данном разделе рассмотрим выбор силового электротехнического оборудования которое будет устанавливаться на ПС Архара. В рамках её реконструкции и увеличения трансформаторной мощности, рассмотрим проверку уже имеющегося оборудования которое подлежит дальнейшей эксплуатации, а также где необходимо выберем новое оборудование и устройства инновационных технологий, позволяющих облегчить обслуживание и мониторинг за состоянием всей подстанции, в частности.

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки (наружной или внутренней), проверяются на действие рассчитанных токов короткого замыкания, и климатических условий района размещения подстанции. Для выбора также необходимы значения максимальных рабочих токов покажем их в таблице 13. Будем проводить выбор или проверку следующего электротехнического оборудования на ПС: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка [13].

Таблица 13 – Значение  $I_{max}$  рабочих токов.

Номинальное напряжение, кВ	Максимальный рабочий ток, А
220	100,4
35	600
27,5	840
10	2100

Проверка всего основного электрооборудования сводится к проверке на термическую стойкость и определению наибольшей температуры нагрева их токами КЗ, для чего необходимо знать длительность КЗ,  $t_{откл}$  или расчетное время действия тока КЗ. Это время определяется суммой двух времен –

собственным временем отключения выключателя  $t_{ог}$  и собственным временем срабатывания защиты  $t_{pz}$ .

Термическая стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (65)$$

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (66)$$

$$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (67)$$

где  $I_{тер}$  – ток термической стойкости (примем равным периодической составляющей КЗ);

$t_{тер}$  – время действия тока термической стойкости (примем равным сумме времени собственного отключения выключателя и времени работы защит).

Определим  $B_k$  расчетных точек для дальнейшего выбора и проверки электрооборудования на ПС:

Для шин напряжением 220 кВ:

$$B_k = 10,16^2 \cdot 3,35 = 346 \text{ кА}^2.$$

Для шин напряжением 35 кВ:

$$B_k = 12,48^2 \cdot 3,35 = 522 \text{ кА}^2.$$

Для шин напряжением 27,5 кВ:

$$B_k = 17,47^2 \cdot 3,35 = 1022,4 \text{ кА}^2.$$

Для шин напряжением 10 кВ:

$$B_k = 28,37^2 \cdot 3,35 = 2696,3 \text{ кА}^2.$$

Расчетные данные помогут при выборе оборудования на РУ ВН, СН и НН.

## 8.1. Выбор и проверка оборудования РУ ВН

Проведем проверку высоковольтного выключателя, установленного на высокой стороне ПС.

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

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на соответствующее короткое замыкание [14].

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов;
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для БАПВ, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток и номинальное напряжение.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической устойчивости к токам коротких замыканий.

Выключатели конструируются таким образом, чтобы соблюдалось условие:

$$I_{\text{вкл,ном}} \geq I_{\text{откл,ном}} ; \quad (68)$$

$$i_{\text{вкл,ном}} \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл,ном}} . \quad (69)$$

где  $I_{вкл,ном}$  – номинальный ток включения, т.е. наибольший ток КЗ, который выключатель способен включить без повреждений.

$I_{откл,ном}$  – номинальный ток отключения, т.е. ток КЗ, который выключатель способен отключить при напряжении, равном максимальному рабочему напряжению.

Выбор проводится по наиболее важным параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (70)$$

- по длительному току

$$I_{норм} \leq I_{ном}; \quad (71)$$

$$I_{max} \leq I_{ном}. \quad (72)$$

- по отключающей способности.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{п,\tau} \leq I_{откл,ном}. \quad (73)$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}, \quad (74)$$

где  $i_{a,ном}$  – номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ ;

$i_{a,\tau}$  – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ ;

$\tau$  – время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов.

$$\tau = t_3 + t_{c,б}; \quad (75)$$

где  $t_3$  – время действия релейной защиты;

$t_{c,б}$  – собственное время отключения выключателя.

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл,ном}}{100}; \quad (76)$$

где  $\beta_n$  – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %.

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} \cdot e^{\frac{t}{T_a}}; \quad (77)$$

Если условие (68) соблюдается, а (69) нет, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ:

$$\left( \sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} \right) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл,ном} \cdot \left( 1 + \frac{\beta_n}{100} \right). \quad (78)$$

По включающей способности проверка производится по у условию

$$i_{вкл} > i_{уд}; \quad (79)$$

$$I_{вкл} > I_{но}. \quad (80)$$

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

$I_{но}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя;

$i_{вкл}$  - наибольший ток пика включения (по каталогу).

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{дин} > I_{но}; \quad (81)$$

$$i_{дин} > i_{уд}. \quad (82)$$

где  $i_{вкл}$  – наибольший пиковый ток электродинамической стойкости;

$I_{дин}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ, формулы (76), (77), (78).

Проверим уже установленный на открытом распределительном устройстве 220 кВ элегазовый выключатель HPL-245 В1 - элегазовый высоковольтный колонковый выключатель с дугогасительным устройством компрессионного типа с использованием механической энергии привода как для перемещения контактов, так и для создания потока элегаза для охлаждения и прерывания дуги. Параметры расчета и сравнение выключателя сведем в таблицу номер 14.

Таблица 14 – Параметры выключателя НРЛ-245 В1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ кА}$	$I_{раб.маx} = 100,4 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} = 10,16 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} \leq I_{откл,ном}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 10,16 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 102 \text{ кА}$	$i_{yд} = 24,66 \text{ кА}$	$i_{yд} \leq i_{вкл}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{yд} = 24,66 \text{ кА}$	$i_{yд} \leq i_{дин}$
$i_{a,норм} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 2,71 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,норм}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к} = 346 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Данный тип выключателя подходит по проверке на термическую и динамическую стойкость и может быть оставлен в эксплуатации.

Так же проведем выбор выключателя на новую трансформаторную ячейку, выбираем марки ВЭБ-220-50/3150 УХЛ1 выключатель элегазовый баковый. Трехполюсного исполнения. С одним пружинным приводом типа ППВ. Производитель: ЗАО "Уралэлектротяжмаш" г. Екатеринбург [15].

Таблица 15 – Параметры выключателя ВЭБ-220-50/3150 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 100,4 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$

1	2	3
$I_{откл,ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} = 10,16 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} \leq I_{откл,ном}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 10,16 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 24,66 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{вкл}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 24,66 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{дин}$
$i_{a,норм} = 35,4 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 2,71 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,норм}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{к} = 346 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Данный отечественный выключатель проходит проверку и может быть установлен на новую ячейку распределительного устройства 220 кВ.

Так же приведем данные об остальных выключателях, установленных на уже имеющихся ячейках в таблице 10. На оставшихся ячейках стоят следующие выключатели марки ЗАР1FG-245 и ЗАР1DT-245.

Таблица 16 – Проверка выключателей на ОРУ 220 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 100,4 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} = 10,16 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} \leq I_{откл,ном}$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 10,16 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 102 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 24,66 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{вкл}$

1	2	3
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,66 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{a,норм} = 8,83 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 2,71 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,норм}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 346 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Уже установленные выключатели проходят проверку по термическим и динамическим токам КЗ и могут быть оставлены на присоединениях.

Проведем выбор разъединителей, которые установим на новую ячейку ОРУ 220 кВ и так же частично заменим устаревшие разъединители, установленные на РУ ВН.

Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков цепи, для обеспечения безопасного производства работ на отключенном участке, а также заземления отключенных участков при помощи заземляющих ножей.

Выбор разъединителей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (83)$$

- по току

$$I_{норм} \leq I_{ном}; \quad (84)$$

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (85)$$

- по конструкции, роду установки;

- по электродинамической стойкости

$$I_{n,0} \leq I_{np,c}; \quad (86)$$

$$i_{y\delta} \leq i_{np,c}; \quad (87)$$

где  $i_{np,c}$   $I_{np,c}$  – предельный сквозной ток КЗ (амплитуда и действующее значение);

- по термической стойкости формула (65)

На РУ ВН выберем разъединитель РГ – 220/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки горизонтально-повторного типа). Привод – ПДН – 1ХЛ1. Производитель ЗАО "Завод электротехнического оборудования" (г. Великие Луки) [16].

Сравним параметры выбранного разъединителя, устанавливаемого на новую трансформаторную ячейку и заменяемые вместо старых на ячейки и сведем их в таблицу 17

Таблица 17 – Параметры разъединителя РГ – 220/1000 ХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 100,4 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 346 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{np,c} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 24,66 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{np,c}$

Данный разъединитель подходит по токам термической и динамической стойкости и устанавливается на новую ячейку, и в том числе заменяет устаревшие разъединители срок службы, которых истёк.

Проведем выбор трансформатора тока, который будет установлен на новой трансформаторной ячейке ОРУ 220 кВ РУ ВН.

Выбор трансформаторов тока производится:

- по напряжению установки

- по току

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

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости

$$i_{yd} \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}; \quad (88)$$

$$i_{yd} \leq i_{дин};$$

где  $k_{эд}$  – кратность электродинамической стойкости по каталогу.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном}; \quad (89)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора;

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

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Прежде чем выбрать трансформатор тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $z_{2доп} \approx r_{2доп}$ .

$$Z_2 = r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}; \quad (90)$$

где  $r_{приб}$  – сопротивление приборов;

$r_{пров}$  – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$  – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Сопротивление соединительных проводов рассчитаем по формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F}, \quad (91)$$

где  $\rho = 0,028$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ ВН примем – 100 м., для РУ СН и НН – 60 м;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Следовательно, можем рассчитать сопротивление соединительных проводов для РУ ВН:

$$r_{пров} = \frac{0,028 \cdot 100}{4} = 0,7 \text{ Ом.}$$

Сопротивление приборов находится по формуле (92), но перед расчётом нужно посчитать загруженность фаз.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2}; \quad (92)$$

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

$I_{2ном}$  – вторичный номинальный ток прибора примем равным 1А.

Для проведения измерения необходимых параметров сети предполагается установка трёхфазного измерительного комплекса Меркурий 233. Загруженность фаз для РУ 220 кВ приведем в таблице 18

Таблица 18 – Вторичная нагрузка ТТ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Нагрузка для фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12
Счетчик РЭ		

Рассчитаем мощности для наиболее загруженной фазы потребляемая приборами РУ 220 кВ оно будет равно 1,62.

Теперь можем рассчитать сопротивление приборов по формуле (92):

$$r_{приб} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ Ом.}$$

Найдём вторичную нагрузку трансформатора тока по формуле (90):

$$Z_2 = 1,62 + 0,7 + 0,1 = 2,42 \text{ Ом.}$$

Рассмотрим к установке на высокой стороне подстанции Архара газонаполненный трансформатор тока марки ТОГ 220-II-I У1 – Опорный газонаполненный трансформатор тока, предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления в установках переменного тока, частоты 50 Гц, у которого номинальный ток в первичной обмотке равен 1000 А.

Проведем сравнительный анализ параметров данного ТТ в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка ТТ марки ТОГ 220-II-I У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 100,4 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{1ном}$
$i_{дин} = 160 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,66 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 346 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$Z_{2ном} = 20 \text{ Ом}$	$Z_2 = 2,42 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

По расчётным данным видим, что данный трансформатор тока полностью соответствует нашим параметрам.

В таблицах 20 и 21 так же приведем проверку других трансформаторов тока уже, установленных на имеющихся ячейках ПС Архара

Трансформатор тока СА-245 – предназначены для масштабного преобразования силы тока высокого фазного напряжения в силу тока, пригодную для передачи сигналов измерительной информации измерительным приборам.

Таблица 20 – Проверка ТТ марки СА-245.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 100,4 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{1ном}$
$i_{дин} = 160 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,66 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 346 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$Z_{2ном} = 20 \text{ Ом}$	$Z_2 = 2,42 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

Таблица 21 – Проверка ТТ марки ИМВ-245

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 100,4 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{1ном}$
$i_{дин} = 160 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,66 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 346 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$Z_{2ном} = 20 \text{ Ом}$	$Z_2 = 2,42 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

По расчётным данным видим, что данные трансформаторы тока полностью соответствует нашим параметрам и замене не подлежат.

Рассмотрим выбор трансформатора напряжения на сторону ОРУ 220 кВ.

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}; \quad (93)$$

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

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

Расчетные параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведём в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка ТН

Тип прибора	Марка прибора	Кол-во	Мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	1	2
Рег.Вольтметр	Н-393	1	10
Частотометр	Н-397	1	7
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			39

После параметров вторичной нагрузки можем выбрать трансформатор напряжения на высокую сторону ПС и проверить его, выберем ТН типа: НАМИ – 220 УХЛ1.

Приведем проверку и сведем ее в таблицу 23

Таблица 23 – Проверка параметров ТН

Каталожные данные		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальная вторичная нагрузка с классом по точности 0,5	400 ВА	39	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Из таблице видно, что данный трансформатор подходит нам по условиям проверки.

Выберем гибкую ошиновку на ОРУ 220 кВ ПС «Архара».

Выбор будем осуществлять опираясь на максимальный рабочий тока на стороне ВН который равняется 100,4 А. Опираясь на рабочий максимальный ток примем сечение провода с учетом отходящей ВЛ АС 400/64 с максимально допустимым током 860 А расположение фаз горизонтальное.

Проведём проверку на нагрев по формуле:

$$I_{доп} \geq I_{макс} \quad (94)$$

Для провода АС 400/64 как и уже упоминалось выше максимальный допустимый ток  $I_{доп} = 860 \text{ А}$ ., а максимальный ток на высокой стороне  $I_{макс} = 100,4 \text{ А}$ . Следовательно, попадает под условия выбора.

Проверка по условиям коронирования согласно ПУЭ может не проводиться, но учитывая, что на ОРУ 220 кВ расстояние между проводами меньше, чем на воздушных линиях, осуществим проверочный расчет.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (95)$$

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

$r_0$  – радиус провода 1,22 (см).

$$r_0 = \frac{d}{2} \cdot 0,1; \quad (96)$$

$$r_0 = \frac{24,4}{2} \cdot 0,1 = 1,22 \text{ см.}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,22}} \right) = 31,572 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}; \quad (97)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D; \quad (98)$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см.}$$

Тогда напряжённость будет равна:

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,22 \cdot \lg \frac{504}{1,22}} = 25,13 \text{ кВ/см.}$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не более  $0,9 \cdot E_0$ . Таким образом, условие образования короны можно записать в виде:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (99)$$

$$1,07 \cdot 25,13 = 26,89 \leq 0,9 \cdot 31,527 = 28,37.$$

Следовательно, выбранный провод АС-400/64 проходит по условиям короны.

При реконструкции ПС Архара в связи с увеличением трансформаторной мощности, произвели замену трансформаторов на новые. На данных силовых трансформаторах можем приметить инновационное решение в области обслуживания и диагностики, которое поможет увеличить срок службы и повысить надежность устройства. Установим на силовые трансформаторы комплекс СКИТ С1.

Комплекс СКИТ - предназначен для измерения параметров, определяющих процессы старения и разрушения изоляции и позволяет производить измерения следующих параметров:

- концентрация растворенных в масле газов: 50...1000 ppm;
- влажность твердой изоляции: 0...10 %;
- концентрация механических примесей с размерами в диапазоне: 5...500 мкм до 100 000 шт. в 100 см<sup>3</sup>
- tg $\delta$  высоковольтных вводов: 0,1...10%
- емкость изоляции остова: 100...3000 пФ
- частичные разряды в изоляции электрическим и акустическим методами с построением амплитудных спектров ч.р. и фазовых диаграмм по кажущемуся заряду в диапазоне: 10-11 ... 3\*10<sup>-6</sup> Кл.  
и интенсивностью до: 105 имп/с.

Помимо указанных характеристик дополнительно могут обеспечиваться измерения вспомогательных параметров, включающих уровень масла в расширительном баке, влажность трансформаторного масла, температуру масла (можно контролировать температуру верхних слоев масла, работу системы охлаждения – температура на входе и выходе охладителя), температуру воздуха, термограммы поверхности бака, давление масла во вводах и др.

## **8.2. Выбор и проверка оборудования РУ СН**

Для распределения электроэнергии на стороне РУ СН проведем замену открытого распределительного устройства на комплектное распределительное устройство.

Комплектные распределительные устройства представляют собой оборудование, применяемое для приема и передачи электрической энергии. КРУ широко используются для комплектации электростанций, подстанций энергосистем и промышленных предприятий. Среди преимуществ комплектных распределительных устройств — простота монтажа и

обслуживания, безопасность и высокая. Большое количество модификаций позволяет без труда подобрать КРУ с необходимым набором характеристик.

Выбираем КРУ-СЭЩ-70 35кВ компании Электроцит Самара — это комплектное распределительное устройство двустороннего обслуживания, предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного тока с номинальным значением напряжения 35 кВ и тока 630-3150 А с частотой 50 Гц [17].

Преимущества данного типа КРУ в частности удобства обслуживания:

- Трансформаторы тока размещены в пределах досягаемости, доступ к вторичным цепям осуществляется удобно из отсека выключателя.

- Заземляющий разъединитель смонтирован в задней части отсека линейного присоединения, его включенные ножи хорошо просматриваются через окошки с задней стороны шкафа.

- Панель управления на фасадной двери шкафа. Основные элементы управления и счетчик вынесены на панель, расположенную на уровне глаз человека.

В сфере безопасности: Оперирование основными аппаратами КРУ (выдвижным элементом, выключателем, заземляющим разъединителем) с возможностью полного дистанционного управления (с дублированием местным ручным управлением). Оболочка, локализирующая дугу в пределах отсеков шкафа. Индикация наличия напряжения. Все высоковольтные отсеки имеют клапаны для сброса избыточного давления. Клапаны всех отсеков открываются вверх, направляя выброс в необслуживаемую зону.

Основные параметры КРУ-СЭЩ-70 покажем в таблице 24,

Таблица 24 – Параметры КРУ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 600 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$

1	2	3
$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28,35$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 522 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

По данным расчетным параметрам видно, что КРУ подходит, выберем отдельные элементы, встроенные в распределительное устройства и проверим по динамической и термической стойкости к токам КЗ.

Для напряжения 27,5 кВ выбираем КРУ-СЭЩ-65 ЖД производства Электрощит Самара.

Таблица 25 - Параметры КРУ 27,5 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 840 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 39,7$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 1022,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

На среднюю сторону РУ 35кВ на которой установили КРУ выберем выключатель ВВУ-СЭЩЭ(П)-35-25/1000 У2 предназначен для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 35 кВ. Проведем проверку данного выключателя.

Таблица 26 – Проверка выключателя ВВУ-СЭЩЭ(П)-35

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$

1	2	3
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 600 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{откл, ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{n, \tau} = 12,48 \text{ кА}$	$I_{n, \tau} \leq I_{откл, ном}$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{n, 0} = 12,48 \text{ кА}$	$I_{n, 0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 64 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 28,35 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{вкл}$
$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 28,35 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$i_{a, норм} = 8,84 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 1,45 \text{ кА}$	$i_{a, \tau} \leq i_{a, ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 522 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Данный выключатель полностью подходит по проверке.

На напряжение 27,5 кВ в выборном комплектного распределительного устройства ставится выключатель ВВУ-СЭЩ-27,5 – предназначены для работы в распределительных устройствах системе тягового электроснабжения, а также в распределительных устройствах трёхфазного тока. .

Таблица 27 – Проверка выключателя ВВУ-СЭЩ-27,5-25/1000.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 840 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{откл, ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{n, \tau} = 12,48 \text{ кА}$	$I_{n, \tau} \leq I_{откл, ном}$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{n, 0} = 12,48 \text{ кА}$	$I_{n, 0} \leq I_{вкл}$

1	2	3
$i_{вкл} = 62,5 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 39,7 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{вкл}$
$i_{дин} = 62,5 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 39,7 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$i_{a,норм} = 8,84 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 2,03 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,норм}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 1022,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

На стороне СН 35кВ и 27,5кВ в комплектных распределительных устройствах устанавливаются трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ 35 кВ производителя Электроцит Самара который идет в сборке. Измерительный трансформатор тока опорный ТОЛ-СЭЩ на класс напряжения 10, 20, 35 кВ обеспечивает передачу сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления. Трансформатор ТОЛ-СЭЩ устанавливается в комплектные распределительные устройства КРУ-СЭЩ. ТОЛ-СЭЩ изготавливается в климатическом исполнении “У”; “УХЛ” и “Т”, категории размещения 2 и 1 по ГОСТ 15150-69 [17].

Для выбора ТТ нужно определить вторичную нагрузку которая состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления данные параметры найдем по формулам (90, 91, 92).

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{пров} = \frac{0,028 \cdot 600}{4} = 0,42 \text{ Ом.}$$

Для проведения измерения необходимых параметров сети предполагается установка трёхфазного измерительного комплекса Меркурий 233. Загруженность фаз для РУ 35 и 27,5 кВ приведем в таблице 28

Таблица 28 – Вторичная нагрузка ТТ 35 кВ

Прибор	Тип прибора	Нагрузка для фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 233	0,12
Счетчик РЭ		

Рассчитаем мощности для наиболее загруженной фазы потребляемая приборами РУ 35 и 27,5 кВ оно будет равно 0,62.

Теперь можем рассчитать сопротивление приборов по формуле (92):

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Так же, когда все сопротивления известны найдём вторичную нагрузку трансформатора тока по формуле (90):

$$Z_2 = 0,62 + 0,42 + 0,1 = 1,12 \text{ (Ом)}$$

Проведем сравнительный анализ параметров выбранного ТТ в таблице 29.

Таблица 29 – Проверка ТТ на стороне 35кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 28,35 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 522 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$
$Z_{2\text{ном}} = 1,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,12 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

Теперь проведем сравнительный анализ трансформатора тока для стороны 27,5 кВ тяговой нагрузки и сведем всё в таблицу 30.

Таблица 30 – Проверка ТТ на стороне 27,5кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 840 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 39,7 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 1022,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,12 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

По расчётным данным видим, что данные трансформаторы тока полностью соответствует нашим параметрам.

Выберем и установим трансформатор напряжения на сторону 35 кВ, выбор будем производить по параметрам и условиям таким же что и в пункте 8.1 данной главы.

В данной сборке КРУ 35 кВ идет трансформатор напряжения ЗНОЛ(П)-НТЗ-35 проверим его по вторичной нагрузке в таблице 31.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка ТН

Тип прибора	Марка прибора	Кол-во	Мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			12

Приведем проверку по параметрам ТН ЗНОЛ(П)-НТЗ-35 зная вторичную нагрузку на отходящих линиях 35 кВ средней стороны ПС Архара и сведем ее в таблицу 32

Таблица 32 – Проверка параметров ТН

Каталожные данные		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальная вторичная нагрузка с классом по точности 0,2	$S_{2ном} = 75$ ВА	$S_2 = 12$ ВА	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Из таблицы видно, что данный трансформатор подходит нам по условиям проверки.

При реконструкции среднего напряжения на подстанции, замене ОРУ на КРУ 35 кВ, нужно заменить ВЧЗ на новые. Заградитель представляет собой высокочастотный фильтр, который включается в рассечку провода линии высокого напряжения в начале и конце участка, предусмотренного для работы высокочастотной связи. Реактор заградителя и элемент настройки образуют колебательный контур, обеспечивающий необходимое резонансное сопротивление в заданной полосе частот.

Для вырезки в линейные провода высоковольтных ЛЭП в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов ВЧ связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора.

Заградители предназначены для работы следующих условиях: в частности, воздействия климатических факторов внешней среды – для длительной работы в исполнении «У» категории I по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543-70; тип атмосферы II по ГОСТ 15150-69; высота над уровнем моря не более 1000 метров. Выбираем высокочастотный заградитель ВЗ-630-0,5У1.

Таблица 33 – Условия выбора ВЗ-630-0,5У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 600 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб.маx}$
$I_{откл} = 25 \text{ А}$	$I_{н\tau} = 12,48 \text{ А}$	$I_{откл} > I_{н\tau}$
$i_{дин} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28,35 \text{ кА}$	$i_{дин} > i_{уд}$

### 8.3. Выбор и проверка оборудования РУ НН

Распределение электроэнергии на низкой стороне ПС «Архара» происходит в комплекте распределительном устройстве наружной установки КРУН 10 кВ производитель Электросит Самара. Проверяем его, а также устанавливаем такое же комплектное распределительное устройство 10 кВ на новые присоединения от нового силового трансформатора.

Выберем выключатель КРУ-СЭЩ-59 ХЛ1 и проверим его.

Таблица 34 – Параметры выключателя ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-2500

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 2100 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н,\tau} = 28,37 \text{ кА}$	$I_{н,\tau} \leq I_{откл,ном}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н,0} = 28,37 \text{ кА}$	$I_{н,0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 64,46 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 64,46 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{а,норм} = 14,03 \text{ кА}$	$i_{а\tau} = 3,39 \text{ кА}$	$i_{а,\tau} \leq i_{а,ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 2696,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Проведем выбор трансформатора тока на низкой стороне РУ 10 кВ для КРУН. Сейчас установлен ТОЛ СЭЩ-10-21 проверим его.

Для выбора ТТ нужно определить вторичную нагрузку которая состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления данные параметры найдем по формулам (90, 91, 92).

Сопротивление соединительных проводов для 10 кВ:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,028 \cdot 600}{4} = 0,42 \text{ Ом.}$$

Для проведения измерения необходимых параметров сети предполагается установка трёхфазного измерительного комплекса Меркурий 233. Загруженность фаз для РУ 10 кВ приведем в таблице 35

Таблица 35 – Вторичная нагрузка ТТ 10 кВ

Прибор	Тип прибора	Нагрузка для фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12
Счетчик РЭ		

Рассчитаем мощности для наиболее загруженной фазы потребляемая приборами РУ 10 кВ оно будет равно 0,62.

Теперь можем рассчитать сопротивление приборов по формуле (92):

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ Ом.}$$

Так же, когда все сопротивления известны найдём вторичную нагрузку трансформатора тока по формуле (90):

$$Z_2 = 0,62 + 0,42 + 0,1 = 1,12 \text{ Ом.}$$

Проведем сравнительный анализ параметров выбранного ТТ ТОЛ СЭЩ-10-21 – обеспечивает передачу сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления, предназначен для использования в цепях коммерческого учета.

Таблица 36 – Проверка ТТ на стороне 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 2100 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 64,46 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 2696,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$Z_{2ном} = 10 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,12 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

По расчётным данным видим, что данный трансформатор тока полностью соответствует нашим параметрам.

Выберем и установим трансформатор напряжения на сторону 10 кВ, выбор будем производить по параметрам и условиям таким же что и в пункте 8.1 данной главы.

В данной сборке КРУН 10 кВ идет трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 проверим его по вторичной нагрузке в таблице 37.

Таблица 37 – Вторичная нагрузка ТН

Тип прибора	Марка прибора	Кол-во	Мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	Меркурий 233	3	1
Счетчик РЭ			
Сумма			5

Приведем проверку по параметрам ТН ЗНОЛ-СЭЩ-10 – предназначены для установки в комплектные распределительные устройства (КРУ) внутренней и наружной установки, а также в сборные камеры одностороннего обслуживания (КСО), являются комплектующими изделиями. Зная вторичную нагрузку на отходящих линиях 10 кВ низкой стороны ПС Архара и сведем ее в таблицу 38

Таблица 38 – Проверка параметров ТН

Каталожные данные		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальная вторичная нагрузка с классом по точности 0,5	$S_{2ном} = 75$ ВА	$S_2 = 5$ ВА	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Из таблице видно, что данный трансформатор подходит нам по условиям проверки.

Проведем выбор жестких для напряжения 10 кВ ПС «Архара». Максимальный рабочий ток на подстанции на стороне НН составляет 2100 А. Примем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 100×8 мм, тогда длительно доп. ток для сечения будет составлять 2680 А. Шины установим на изоляторах плашмя, а расстояние междуфазное примем 0,4 м.

Проверим шины на термическую стойкость, определим мин. сечение по условиям нагрева токами короткого замыкания.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (100)$$

где  $C$  – коэффициент для алюминия примем равным 91

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{2696}}{91} = 0,5.$$

По расчётам видно, что мин. сечение меньше чем фактические, следовательно, шины по термической стойкости подходят.

Проверим шины на механическую прочность, определим пролет, учитывая, что частота колебаний будет 200 Гц.

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}}, \quad (101)$$

где  $J$  – момент инерции шины ( $\text{см}^3 \times \text{см}$ )

$q$  – сечение проводника, примем равным 8 ( $\text{см}^2$ )

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{56,66}{8}} = 0,97.$$

Момент инерции шин определим по следующей формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12}, \quad (102)$$

$$J = 0,8 \cdot 10^3 \frac{1}{12} = 56,66.$$

Примем по результатам расчётов пролет между изоляторами 1 м.

Рассчитаем наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ (Н/м)

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a}, \quad (103)$$

где  $i_{yd}$  – ударный ток КЗ, А.

$a$  – расстояние между фазами 0,4 м.

Момент сопротивления можно вычислить по формуле:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6}, \quad (104)$$

$$W = 0,8 \cdot 10^2 \frac{1}{6} = 13,33 \text{ см}^3.$$

Определим напряжение в проводе

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (105)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{64460^2 \cdot 100^2}{13,33 \cdot 40} = 13,5 \text{ МПа.}$$

Для всех современных материалов из которых производят сборные шины РУ, разрушающее напряжение составляет 170 МПа, следовательно, сравнивая с расчетными данными выбранные шины проходят проверку по механической прочности.

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

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

В качестве преобразователей используют выпрямители или двигатели – генераторы. Основную нагрузку аккумуляторной батареи на подстанции «Архара» составляют следующие приемники:

- аппараты устройств дистанционного управления, сигнализации, блокировки и релейной защиты;
- приводы выключателей, автоматов, контакторов;
- аварийное освещение;

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам. На электростанциях применяют свинцовые аккумуляторные батареи стационарные для коротких разрядов СК или с намазанными пластинами СН.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда 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.

По данным Научно-исследовательского аккумуляторного института токи разряда в указанном получасовом режиме принимаются:

- для разряда при начальной температуре электролита 10° С – 21 А;
- при 25° С – 25 А.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}; \quad (106)$$

где  $n_0$  – число основных элементов в батарее;

$U_{ш}$  – напряжение на шинах;

$U_{ПА}$  – напряжение на элементе в режиме подзарядки (2,15 В).

$$n_0 = \frac{220}{2,15} = 103 \text{ элемента.}$$

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{220}{2,6} = 85 \text{ элемента.}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется общее число элементов батареи  $n$ :

$$n = \frac{220}{1,75} = 126 \text{ элемента.}$$

Таким образом, типовой номер батареи  $N$  выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{I_{AB}}{J}; \quad (107)$$

где  $I_{AB}$  – нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, складывающаяся из аварийного тока освещения (155 А) и постоянной части (24 А), А;

1,05 – коэффициент запаса;

$J$  – допустимая нагрузка аварийного разряда, А/Н, приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{155}{24} = 6,78;$$

Полученный номер округляется до ближайшего большего типового номера и по этому номеру выбираем аккумуляторные батареи серии СН-8.

Выбранный аккумулятор необходимо проверить по наибольшему толчковому току по следующему неравенству:

$$46 \cdot N \geq I_{T.MAX}; \quad (108)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$46 \cdot 8 = 368 \geq 360$$

$$I_{T.MAX} = I_{AB} + I_{ПР} + I_{ПОСТ}, \quad (109)$$

где  $I_{ПР}$  – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима (56,9 А).

$$I_{T.MAX} = 155 + 24 + 56,9 = 235,9 \text{ А.}$$

Подзарядное устройство в нормальном режиме питает постоянно включенную нагрузку и подзаряжает батарею. Согласно ГОСТ 2.825-73 ток подзаряда должен быть  $0,03 \cdot N$ . Тогда

$$I_{ПЗ} \geq 1,05 \cdot N + I_{П}; \quad (110)$$

где  $I_{II}$  – ток постоянно включенной нагрузки.

$$I_{II} \geq 1,05 \cdot 8 + 24 = 32,4 \text{ А.}$$

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию

$$U_{II} \geq 2,15 \cdot n_0 ; \quad (111)$$

$$U_{II} = 2,15 \cdot 103 = 221,5 \text{ В.}$$

В качестве подзарядных устройств применяем выпрямительные агрегаты с твердыми выпрямителями, типа ВЗП-380/260-40/80, на напряжение 380-260 В и ток 40-80 А.

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

$$I_A = 5 \cdot N + I_{II} ; \quad (112)$$

$$I_A = 5 \cdot 8 + 24 = 64 \text{ А.}$$

и напряжение в конце заряда 2,75 В на элемент:

$$U_{II} = 2,75 \cdot n ; \quad (113)$$

$$U_{II} = 2,75 \cdot 126 = 347 \text{ В.}$$

Генераторы постоянного тока выбираются серии П на номинальное напряжение 270 В с регулированием в пределах 220-320 В. Принимаем П-91 с параметрами:  $U_{ном} = 270 / 360 \text{ В}$ ,  $P_{ном} = 48 \text{ кВт}$ ,  $I_{ном} = 159 \text{ А}$ .

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

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханика, система охлаждения трансформаторов и СК, аварийное освещение, система

пожаротушения, электроприемники компрессорной. Кроме того, сюда входят устройства обогрева выключателей, шкафов КРУН, приводов отделителей и короткозамыкателей; при постоянном оперативном токе – зарядный и подрядный агрегаты. Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам СН учётом коэффициентов загрузки и одновременности.

Таблица 39 – Нагрузка собственных нужд подстанции Архара

№ Потребителя	Наименование потребителя	Количество	Cos φ	Расчетная нагрузка		
				Коэффициент спроса	Актив. мощность	Реакт. мощность
1	2	3	4	5	6	7
Проектируемые нагрузки собственных нужд подстанции Архара						
	Трансформатор Т-1, Т-2, Т-3, Т-4.					
1	Питание электродвигателей системы охлаждения		0,85	0,7	4,12	2,55
2	Питание электродвигателей РПН	1	1	0,2	0,22	0
3	Обогрев РПН	1	1	0,1	0,25	0
	ОРУ 220 кВ					
4	Питание приводов выключателей	11	0,85	0,06	2,42	1,43
5	Обогрев приводов выключателей	11	1	1	54,45	0
6	Питание приводов разъединителей	13	1	1	2,32	0
7	Обогрев приводов разъединителей	13	1	1	31,27	0
8	Обогрев шкафов и БУ КРУН 35 кВ, 27,5 кВ и 10 кВ	12	1	1	24,8	0
9	Рабочее освещение		1	0,7	4,65	0
10	Аварийное освещение		1	0,7	2,32	0
11	Отопление		1	0,85	21,25	0
12	Розетки		1	0,12	0,6	0
13	Вентиляция		0,85	1	2	1,24
14	Кондиционирование		1	0,05	0,24	0
15	Привода выкатных элементов изаземлителей КРУ 35 кВ, 27,5кВ, 10 кВ.		0,85	0,06	0,51	0,3
16	Освещение и обогрев релейныхотсеков КРУ 35 кВ, 27,5кВ, 10 кВ.		1	0,12	0,05	0
17	ШСК АСУТП		1	1	1,12	0
18	Шкаф связи АИИСКУЭ		1	1	0,48	0
19	Антиобледенительная системакровли		1	0,85	19,38	0

## Продолжение таблицы 39

1	2	3	4	5	6	7
	Здание ОПУ					
20	Рабочее освещение		1	0,7	6,59	0
21	Аварийное освещение		1	0,7	4,74	0
22	Питание ЗПУ		1	0,12	13,2	0
23	Питание шкафа АИИСКУЭ		1	1	3	0
24	Питание устройств связи		1	1	26,1	0
25	Питание шкафа ТСБ		1	1	40	0
26	Шкаф гарантированного питания АСУТП		1	1	10	0
27	Розеточная сеть		1	0,12	0,96	0
28	Вентиляция		0,85	1	122,22	75,78
29	Кондиционирование		1	0,05	1,75	0
1	2	3	4	5	6	7
30	Отопление		1	0,85	80,75	0
31	Антиобледенительная система кровли		1	0,85	29,4	0
	Здание проходной					
32	Рабочее освещение		1	0,7	0,78	0
33	Аварийное освещение		1	0,7	0,15	0
34	Отопление		1	0,16	15,3	0
35	Кондиционирование		1	0,55	0,15	0
36	Вентиляция		0,85	0,8	4,67	2,9
37	Водонагрев		1	0,4	0,8	0
38	Розеточная сеть		1	0,12	0,3	0
39	Электромеханический привод ворот		1	0,1	0,2	0
40	Антиобледенительная система кровли		1	0,85	3,37	0
	Здание насосной					
41	Освещение		1	0,7	0,11	0
42	Ремонтная розетка		1	0,12	0,03	0
43	Розетка для подключения переносного оборудования		1	0,12	0,24	0
44	Отопление		1	0,85	3,4	0
45	Электродвигатель погружного насоса		1	0,8	4,4	0
46	Бактерицидная установка		1	0,8	0,08	0
47	Антиобледенительная система кровли		1	0,85	0,43	0
48	Насос вихревой самовсасывающий		1	0,05	0,11	0
49	Дренажный насос		1	0,05	0,01	0
50	Питание задвижек		1	0,05	0,13	0
51	Насосная установка АНПУ		1	0,05	0,55	0
52	Дизель-генераторная установка					
53	Питание собственных нужд ДГУ		1	1	9,2	0
	Наружное освещение ПС					
54	Питание наружного освещения		1	0,35	16,8	0
	Обогрев резервуаров					
55	Обогрев резервуаров противопожарного запаса воды		1	1	32	0
	Итого:				658,3	84,6

После проектируемых нагрузок собственных нужд подстанции «Архара» проведем расчет полной мощности трансформатора собственных нужд по формуле:

$$S_{mp} = \frac{k_c \sqrt{P_{ycm}^2 + Q_{ycm}^2}}{n}, \quad (114)$$

где  $n$  – количество, одновременно работающих трансформаторов собственных нужд;

$k_c$  – коэффициент, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки, который примем равным 0,8.

$$S_{mp} = \frac{0,8 \sqrt{658,3^2 + 84,6^2}}{2} = 265,49 \text{ кВА.}$$

В соответствии со стандартом [18] каждый трансформатор собственных нужд может быть загружен не более чем на 50%.

Таким образом мощность каждого ТСН должна быть не менее 530,97 кВА.

На подстанции Архара установлены трансформаторы собственных нужд типа ТМГ-400/10/0,4. Данный трансформатор не подходит по условиям проверки заменяем его на трансформатор большей мощностью ТМГ – 630/10/0,4 производитель: ЗАО "Группа компаний "Электроцит"- ТМ Самара"

## 9 ОРГАНИЗАЦИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС АРХАРА

В данном разделе приведем сведения о видах заземления и дадим им характеристику. Сделаем расчет сетки заземления на ПС Архара после её реконструкции, рассчитаем молниезащиту подстанции количество молниеотводов, радиусы зон защит электрооборудования и проведём выбор ОПН для защиты от набегающих волн перенапряжения.

Заземление электроустановок – это преднамеренное соединение электроустановок с заземляющим устройством с целью сохранения на них достаточно низкого напряжения и обеспечения нормальной работы системы в выбранном режиме.

Различают три вида заземлений:

1. Рабочее – соединение с землёй нейтралей обмоток части силовых трансформаторов и генераторов.

2. Защитное заземление – заземление всех металлических частей установки, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним при нарушении изоляции. Защитное заземление выполняется для того, чтобы повысить безопасность эксплуатации, уменьшить вероятность поражения людей и животных электрическим током в процессе эксплуатации электрических установок.

3. Заземление молниезащиты предназначено для отвода в землю тока молнии и волн перенапряжений, индуцированных от молниеотводов, защитных тросов и разрядников, и для снижения потенциалов отдельных частей установки по отношению к земле.

Заземляющее устройство состоит из заземлителя, располагаемого в земле, и проводника, соединяющего заземляемый элемент установки с заземлителем. Заземлитель может состоять из одного или нескольких вертикальных и горизонтальных электродов и характеризуется сопротивлением, которое окружающая земля оказывает стекающему току. Сопротивление общей системы заземления подстанции должно удовлетворять

требованиям к заземлению того электрооборудования, для которого необходимо наименьшее сопротивление заземляющего устройства.

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители.

В качестве естественных заземлителей используют водопроводные трубы, металлические трубопроводы, проложенные в земле, обсадные трубы скважин, металлические и железобетонные конструкции зданий, находящиеся в соприкосновении с землёй, свинцовые оболочки кабелей, заземлители опор воздушных линий и др.

Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках.

В качестве искусственных заземлителей применяют прутковую круглую, угловую, трубную и полосовую сталь. Количество заземлителей (стержней) определяется расчётом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства или допустимого напряжения прикосновения.

Размещение искусственных заземлителей производится так, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой электрооборудованием. Для этой цели на территории открытого распределительного устройства (ОРУ) подстанции прокладывают заземляющие полосы на глубине 0,5 – 0,8 м вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, т.е. образуется заземляющая сетка, к которой присоединяется заземляющее оборудование.

### **9.1 Расчет заземляющего устройства**

В целях электробезопасности проведем расчет контура сетки защитного заземления ПС «Архара», определим сопротивление искусственного заземления которое не должно превышать нормативное значение.

Под расчетом заземления подстанции подразумевается расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, определение

расчетных геометрических параметров сетки заземления и проверку электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Контур заземлителя сетки должен выполняться строго с выходом за границы оборудования по 1,5 м. Это условие необходимо для того, чтобы при прикосновении к оборудованию человек не смог оказаться за пределами заземлителя.

Данные для расчета сетки заземления ПС Архара будем брать из доступного источника [19].

Удельное сопротивление верхнего слоя грунта чернозем:  $\rho = 80$ .

Значение справочных коэффициентов, зависящих от состава грунта:

$$a_k = 0,005; b_k = 0,0036; c_k = 0,05; d_k = 0,343$$

Коэффициент сезонности для второй климатической зоны: 2,7

Приведем план подстанции с размерами для расчета ее площади на рисунке 17.

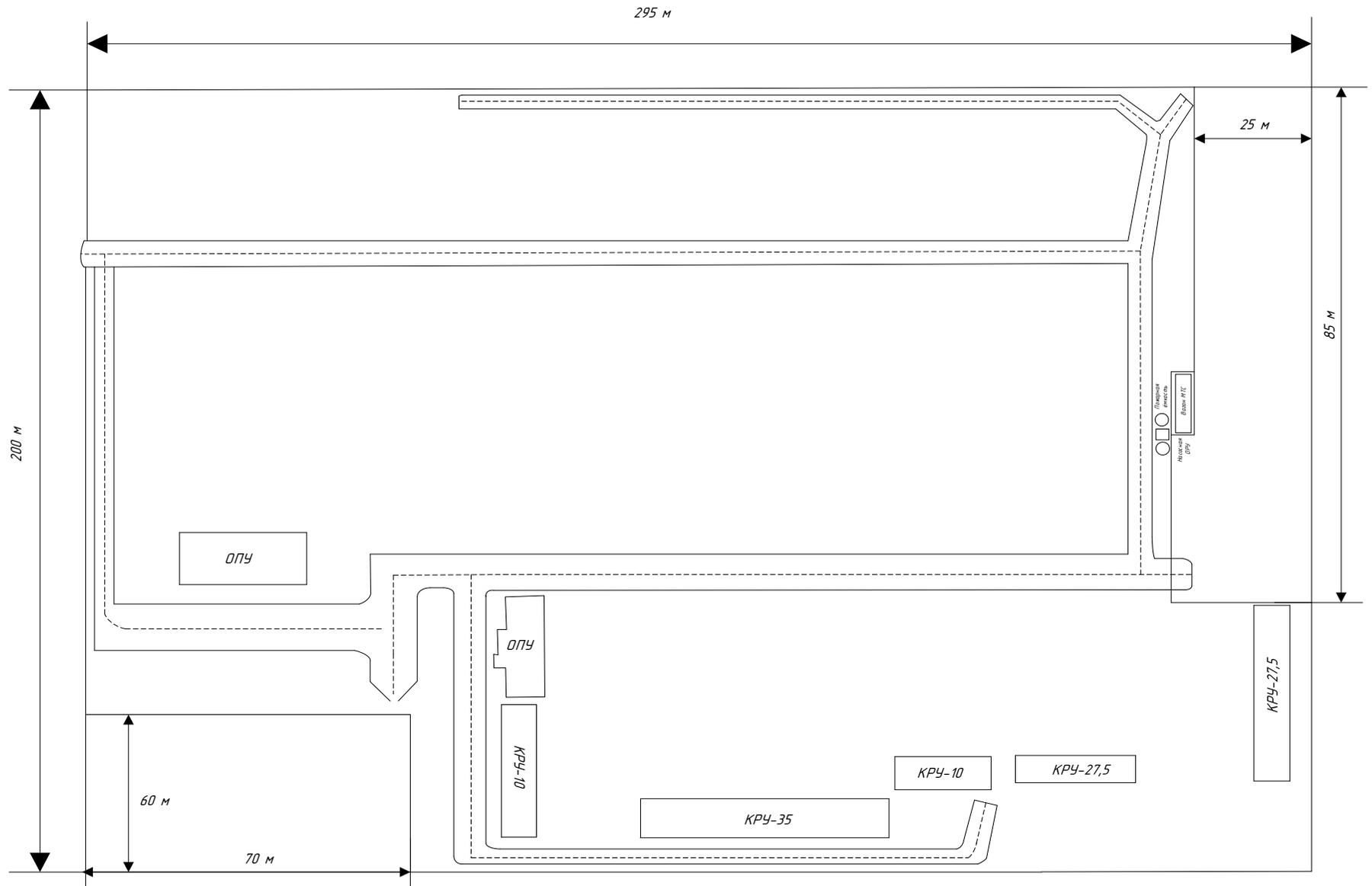


Рисунок 17 – План подстанции Архара

Размер подстанции примем исходя из её длины и ширины, а также вычтем площадь участков, не входящих в территорию подстанции  $A \times B = (295 \times 200) - (25 \cdot 85 + 60 \cdot 70)$  (м), где А и В – ширина и длина территории, которую займет заземлитель.

Определим площадь контура заземления с учетом выхода за границы:

$$S = (A + 1,5 \cdot 2) \cdot (B + 1,5 \cdot 2), \quad (115)$$

$$S = (295 + 3) \times (200 + 3) - (25 \cdot 85 + 60 \cdot 70) = 54169 \text{ м}^2.$$

При неизвестном удельном сопротивлении нижнего грунта определим его по формуле исходя из сопротивления верхнего слоя:

$$\rho_{\text{эк}} = \frac{\rho}{\psi}, \quad (116)$$

$$\rho_{\text{эк}} = \frac{80}{2,7} = 29,6.$$

Заземляющее устройство подстанции выполняется в виде контура из стальных полос с вертикальными и горизонтальными проводниками в сетке диаметром равным  $d = 12$  мм.

Проверим сечение по условиям механической прочности:

$$F_{\text{м.п}} = \pi \cdot \frac{d^2}{4}, \quad (117)$$

$$F_{\text{м.п}} = 3,14 \cdot \frac{12^2}{4} = 113,04 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую прочность производим учитывая ток короткого замыкания на землю:  $I_{\text{м}} = 10850$  кА.

Расчёт термической стойкости проведем по формуле:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot t_{c3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (118)$$

где  $t_{c3} = 0,3$  - время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$  – для стали коэффициент термической стойкости [13].

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{10850^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 64,84 \text{ мм}^2.$$

Проведем проверку на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (119)$$

Рассчитаем  $S_{cp}$  по следующей формуле:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3(T) + b_k \cdot \ln^2(T) + c_k \cdot \ln(T) + d_k, \quad (120)$$

где  $T = 240$  мес – это время использования заземлителя за 20 лет.

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln^3(240) + 0,0036 \cdot \ln^2(240) + 0,05 \cdot \ln(240) + 0,343 = 0,739 \text{ мм}^2.$$

Теперь можем провести расчет на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,739 \cdot (12 + 0,739) = 29,56 \text{ мм}^2.$$

Сечение проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{м.л} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{m.c}, \quad (121)$$

$$F_{м.л} = 113,04 \geq F_{\min} = 94,4 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется поэтому можем оставить выбранный диаметр.

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{n-n} = 6$  м

Тогда можно рассчитать общую длину полос в сетки:

$$l_T = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}, \quad (122)$$

$$l_T = \frac{2 \cdot 54169}{6} = 18056 \text{ м.}$$

Число ячеек рассчитаем по следующей формуле:

$$M = \frac{\ln}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad (123)$$

$$M = \frac{18056}{2 \cdot \sqrt{54169}} = 38,8 \text{ ед.}$$

Принимаем количество ячеек:  $M = 39$

Длину стороны ячейки рассчитаем по формуле:

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{M}, \quad (124)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{54169}}{39} = 6 \text{ м.}$$

Длину горизонтальных полос в рассматриваемой ПС найдем по формуле:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (M + 1), \quad (125)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{54169} \cdot (40 + 1) = 18619,4 \text{ м.}$$

Кол-во вертикальных электродов найдем по следующей формуле:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (126)$$

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{54169}}{6} = 155 \text{ ед.}$$

Принимаем длину вертикальных электродов  $L_g = 4 \text{ м}$

Теперь можем вычислить стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho_{\text{эк}} \cdot \left( \frac{0,42}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_g \cdot L_g} \right), \quad (127)$$

$$R_c = 29,6 \cdot \left( \frac{0,42}{\sqrt{54169}} + \frac{1}{18619,4 + 155 \cdot 4} \right) = 0,055 \text{ Ом.}$$

Вычислим импульсное сопротивление заземлителя через вспомогательный коэффициент:

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (128)$$

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{54169}}{(80 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,88.$$

Теперь найдем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R_c \cdot a_u, \quad (129)$$

$$R_u = 0,055 \cdot 2,88 = 0,158 \text{ Ом.}$$

Согласно ПУЭ сопротивление заземлителя должно быть не более 0,5 Ом, так как  $R_u \leq 0,5$  следовательно расчёт произведен верно. Графическая часть заземления выполнена на листе 5.

## 9.2 Молниезащита ПС от прямых ударов молнии

Открытые РУ и ПС 20-750 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии. Выполнение защиты от прямых ударов молнии не требуется для ПС 20 и 35 кВ с трансформаторами единичной мощностью 1,6 МВА и менее

независимо от количества таких трансформаторов и от числа грозových часов в году, для всех ОРУ ПС 20 и 35 кВ в районах числом грозových часов в году не более 20, а также для ОРУ и ПС 220 кВ и ниже на площадках с эквивалентным удельным сопротивлением земли в грозовой сезон более 2000 Ом/м при числе грозových часов в году не более 20.

Для расчета молниезащиты подстанции Архара нужно выбрать и проверить зону её защиты. Выбрать расположение молниеотводов на ней, примем их количество равное 27. Установку молниеотводов будет устанавливать на уровне линейных порталов и разъединителей [20].

Для наглядности приведем план подстанции Архара вид сверху с расставленными молниеотводами на рисунке 18.

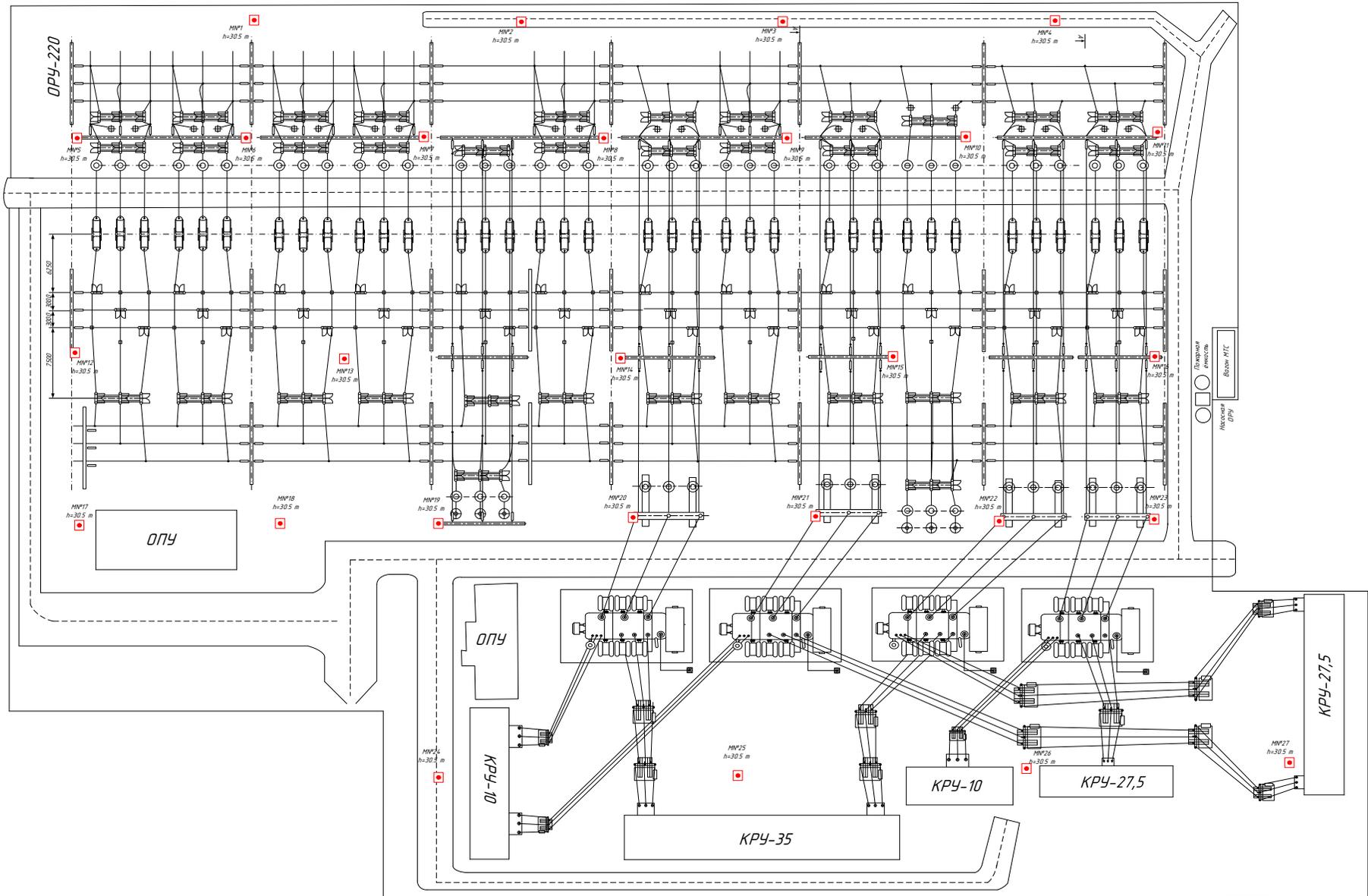


Рисунок 18 – Молниеотводы на ПС «Архара»

Проведем для начала расчет молниезащиты на уровне земли и первого защищаемого объекта.

Примем высоту стержневого отдельностоящего молниеотвода:

$$H = 30,5 \text{ м.}$$

Установим расстояние между молниеотводами 1 и 2, 2 и 3, 3 и 4, равное  $L_{м1} = 54,3 \text{ м.}$

Найдем эффективную высоту молниеотвода и min высоту зоны защиты:

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot H, \quad (130)$$

$$h_{эф1} = h_{cx} = 0,85 \cdot 30,5 = 25,9 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны радиус на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H, \quad (131)$$

$$r_0 = r_{c0} = (1,1 - 0,002 \cdot 30,5) \cdot 30,5 = 31,7 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты будет равна:

$$h_{1c.x} = h_{эф} - (0,17 - 0,0003 \cdot H) \cdot (L_{м1} - H), \quad (132)$$

$$h_{1c.x} = 25,9 - (0,17 - 0,0003 \cdot 30,5) \cdot (54,3 - 30,5) = 22,07 \text{ м.}$$

Радиус на уровне первой зоны защиты  $h_1 = 17$  (линейный портал)

Радиус внутренней зоны:

$$r_{ix} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{эфi}}\right), \quad (133)$$

$$r_{1.1x} = 31,7 \cdot \left(1 - \frac{17}{25,9}\right) = 10,89 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{1.1cx} = r_{c0} \cdot \left( \frac{h_{1c.x} - h_1}{h_{1c.x}} \right) \quad (134)$$

$$r_{1.1cx} = 31,7 \cdot \left( \frac{22,07 - 17}{22,07} \right) = 7,28 \text{ м.}$$

Радиус на уровне второй зоны защиты  $h_2 = 4,5$  (разъединитель)

Радиус внутренней зоны по формуле (106):

$$r_{1.2x} = 31,7 \cdot \left( 1 - \frac{4,5}{25,9} \right) = 26,19 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта по формуле (134):

$$r_{1.2cx} = 31,7 \cdot \left( \frac{22,07 - 4,5}{22,07} \right) = 25,24 \text{ м.}$$

Дальше расчет будет такой же и по тем же формулам, значения будут меняться только в зависимости от расстояния между молниеотводами, расставленными на ПС Архара. Проведем расчет для остальных молниеотводов.

Рассчитаем параметры для остальных молниеотводов и сведем в таблицу 40.

Таблица 40 – Результаты расчетов молниеотводов

Молниеотводы	$L_m$	$r_{c0}$	$h_{c.x}$	$r_{1cx}$	$r_{2cx}$
1	2	3	4	5	6
1-2, 2-3, 3-4	54,3	31,7	22,07	7,28	25,24
5-6, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11	24,8		26,8	11,6	26,4
12-13, 13-14, 14-15, 15-16	54,3		22,07	7,28	25,24

1	2		4	5	6
17-18, 18-19, 19-20, 20-21, 21-22, 22-23	24,8		26,8	11,6	26,4
24-25, 25-26, 26-27	56,8		21,67	6,83	25,12

Расчет показывает, что молниезащита полностью может закрыть оборудование расположенное на подстанции Архара. Графическая часть расчета приведена на листе 3

### 9.3 Защита ПС от набегающих волн перенапряжения

Изоляция установленного на подстанции электрооборудования устанавливается ниже чем уровень расположения изоляции линии электропередач. Поэтому образующиеся импульсы перенапряжения при ударах молнии в линию могут представлять серьезную опасность для подстанционного оборудования и подвергнуться возгоранию либо неремонтопригодной поломке.

Выполненные на металлических опорах линии обеспечивают защищенный подход снижением сопротивления заземления опор и уменьшением углов тросовой защиты. Данное мероприятие выполняется для уменьшения вероятности прорыва молнии через тросовую защиту и как следствие обратных перекрытий при ударах в опоры, находящиеся в пределах подхода (защищенного) к ПС.

Расчет длинны защищенного подхода подстанции начинается с расчета допустимого напряжения для изоляции подстанционного оборудования.

Для изоляции силовых трансформаторов допустимое напряжение можно найти по следующей формуле:

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (U_{\text{н.л.}} \cdot 0,5 \cdot U_{\text{ном}}), \quad (135)$$

где  $U_{н.и}$  – испытательное напряжение при полном импульсе для изоляции.

$U_{ном}$  – номинальное значение напряжения электроустановки.

$$U_{дон} = 1,1 \cdot (750 \cdot 0,5 \cdot 220) = 704 \text{ кВ.}$$

Значение крутизны допустимое для внешней и внутренней изоляции силового трансформатора определяется из выражения по формуле:

$$U_{дон} = U_{ост} + \frac{2 \cdot a_{дон} \cdot l}{300}, \quad (136)$$

где  $U_{дон}$  – напряжение, остающееся на ОПН, из справочника равно 554 [20];

$l$  – расстояние от ОПН до силового трансформатора, равно 9 м

Выразим из формулы (136) значение крутизны и рассчитаем его:

$$a_{дон} = \frac{300 \cdot (704 - 554)}{2 \cdot 9} = 475 \text{ кВ/мкс.}$$

Рассчитать длину защищённого подхода можно рассчитать из выражения:

$$l_{з.н} = \frac{U_{50\%}}{a_{дон} \cdot \Delta\tau} \quad (137)$$

где  $\Delta\tau$  – величина которая определяет удлинение фронта, набегающего импульс.

$$\Delta\tau = \left( 0,5 + \frac{0,008 \cdot U_{50\%}}{h_{нр.ср}} \right) \cdot \frac{1}{k} \quad (138)$$

где  $h_{нр.ср}$  – средняя высота подвеса провода.

$k$  – коэффициент, который учитывает влияние расщепления фазы воздушной линии.

$$\Delta\tau = \left( 0,5 + \frac{0,008 \cdot 1000}{19,87} \right) \cdot 1 = 0,9 \text{ мкс/км.}$$

Когда все данные известны можем найти длину защищенного подхода:

$$l_{з.п} = \frac{1000}{475 \cdot 0,9} = 2,33 \text{ км.}$$

Таким образом исходя из расчетов длинна защищенного подхода будет равняется 2330 метров.

Одним из мероприятий по защите электрооборудования от перенапряжения на подстанции является установка ОПН при замене силовых трансформаторов на подстанции «Архара» произведем замену ограничителей перенапряжения, установленных на всех уровнях напряжения трансформатора.

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

Выбор ОПН на ПС Архара будем производить в 2 этапа:

- 1) Предварительный выбор ОПН;
- 2) Окончательный выбор, на основе расчетных данных и известных параметров ограничителей перенапряжения нелинейных.

На стороне высокого напряжения силового трансформатора предварительно выбираем ОПН марки ОПН-П 220 УХЛ1, приведённым ЗАО «Завод энергозащитных устройств» параметры покажем в таблице:

Таблица 41 – Характеристики ОПН-220 кВ

Класс напряжение сети, кВ	220 кВ
Наибольшее длительно допустимое напряжение $U$ , кВ	156 кВ
Остающееся напряжение при коммутационном токе $U_{ост}$ , кВ	374 кА
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$ , кА	10 кА
Ток пропускной способности (не менее), А	650 А
Пропускная энергоемкость $W_c$ , кДж	624 кДж

Предварительный выбор ограничителей перенапряжения будем производить по следующим условиям [21]:

По наибольшему длительно допустимому напряжению в эл. сети:

$$U_{н.д.р} \geq (1,02 \div 1,05) \cdot \frac{U_{н.р.с}}{\sqrt{3}}, \quad (139)$$

$$U_{н.д.р} \geq (1,02 \div 1,05) \cdot \frac{252}{\sqrt{3}} = 141,3 \text{ кВ.}$$

По расчетной величине рабочего напряжения ограничителя перенапряжения нелинейного:

$$U \leq \frac{U_{\max.р}}{K_B}, \quad (140)$$

где  $K_B$  – коэффициент зависимости от времени по условиям ГОСТ [20].

$$U \leq \frac{146}{1,2} = 121 \leq 156.$$

По амплитуде коммутационного тока проверяем ОПН:

$$I_k \leq I_{разр}, \quad (141)$$

Коммутационный ток можно найти по формуле:

$$I_k = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}, \quad (142)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ОПН;

$Z_B$  – волновое сопротивление провода относительно земли.

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

Теперь можно сравнить с разрядным током:

$$0,15 \leq 10 \text{ кА.}$$

Делаем начальный вывод что ограничитель перенапряжения нелинейный прошел предварительную проверку.

Следующим этапом будем проводить окончательную проверку ОПН на ПС Архара, для того что бы убедиться в правильности выбора. Проверим по условиям:

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

$$W_{уд} \cdot U_{но} \geq W_c, \quad (143)$$

$$5,6 \cdot 146 = 817,6 \geq 624 \text{ кДж.}$$

Условия для выбранного ОПН выполняется.

2) ОПН должен обеспечить необходимый защитный интервал при грозовом воздействии определим по формуле:

$$A_{сп} = \frac{U_{исп} - U_{ост}}{U_{исп}} > (0,2 - 0,25), \quad (144)$$

$$A_{сп} = \frac{551 - 436}{551} = 0,21 > 0,2,$$

Условия защитного интервала для выбранного ОПН выполняется.

3) Проверим ОПН по необходимому защитному интервалу внутренних перенапряжений.

$$A_{вн} = \frac{U_{дон} - U_{ост.к}}{U_{дон}} > (0,15 - 0,25), \quad (145)$$

$$A_{\text{вн}} = \frac{533 - 385}{533} > 0,277 \geq 0,15 .$$

4) Ток короткого замыкания сети 220 кВ должен быть меньше чем ток взрывобезопасности выбранного ОПН на ПС Архара

$$I_{\text{кз}} \leq I_{\text{вз.без}} , \tag{146}$$

$$10,16 \leq 40 \text{ кА}.$$

Из всех условий выбора и проведенным по ним расчётам можно сделать вывод, что выбранный ограничитель перенапряжения нелинейный подходит к установке на ПС Архара и обеспечивает надежную защиту электроустановок класса напряжения 220 кВ, для остальных классов номинального напряжения выбор производим аналогично.

## 10 ВЫБОР РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ НА ПС АРХАРА ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

В данном разделе будем производить выбор релейной защиты и автоматики на ПС Архара, в качестве основных и резервных защит СТ выберем микропроцессорный терминал отечественного производства и сделаем расчет ДЗТ, МТЗ, защиту от перегрузки для него, а также выберем газовую защиту новых силовых трансформаторов.

Разберем защиты которые установлены на данный момент на подстанции «Архара».

Для силового трансформатора ТДНТ 220/35/10 кВ основная защита построена на основе реле тока ДЗТ-11. Реле типа ДЗТ-11 предназначены для дифференциальной защиты одной фазы силовых трансформаторов.

Реле обеспечивают торможение от одной группы измерительных трансформаторов тока (т.е. имеют по одной тормозной обмотке)

Резервные защиты построены на базе микропроцессорного терминала компании «ЭКРА» серии БЭ2704 073\_200 на стороне 220 кВ. На стороне 10 кВ установлен микропроцессорный терминал Сириус-2-В для него рассчитаны МТЗ-1 и МТЗ-2, а также логическая защита шин. На стороне 10 кВ имеется УРОВ.

Газовая защита трансформатора выполнена с помощью реле РГЧЗ-66 отстроена по объему газа в газовом реле, и скорости потока масла.

На подстанции «Архара» устройства АПВ и УРОВ выключателей трансформаторных, ввода 35 кВ и 10 кВ, а также их секционники работают на терминале АВВ REC 670.

Основные защиты линий 220 кВ (ДЗЛ, ДЗ, НЗНП, МТО) ПС «Архара» работают на терминале RED670 производства компании «АВВ», либо на терминале БЭ2704 085\_205 производства компании «ЭКРА». Резервные защиты линий построены на терминалах серии REL670 компании «АВВ».

Автоматика управления выключателя (АПВ, УС, КС, КОН, УРОВ) построена на терминале REC670 производства компании «ABB».

Дифференциальная защита шин 220 кВ построена на базе терминала БЭ 2607 061\_200 производства компании: «ЭКРА».

Защита линий (МТЗ, УРОВ, АПВ) 10 кВ построена на терминале Сириус-21-Л отечественного производителя. Дуговая защита работает на фототиристорах [3].

### **10.1 Релейная защита силового трансформатора**

На ПС Архара проводилась реконструкция с увеличением трансформаторной мощности. Была произведена установка нового силового трансформатора. Соответственно нужно рассчитать уставки для данного трансформатора, основные и резервные защиты.

В соответствии с ПУЭ на трехобмоточных трансформаторах устанавливаются средства релейной защиты от перечисленных ниже видов повреждений и режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла [22].

Для того что бы осуществить защиту от многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах трансформатора на подстанции 220/27,5/10 кВ «Архара» установим продольную диф. защиту. Как дополнительная защита от протекания токов внешних коротких замыканий устанавливается максимально токовая защита. А также необходимо установить защиту от перегрузки, которая будет действовать на сигнал или на отключение. Обязательно

из правил ПУЭ устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Чтоб обеспечить перечисленные защиты трансформатора будем использовать шкаф релейной защиты и автоматики трехобмоточного силового трансформатора ШЭ 2607 041 производитель «ЭКРА» г. Чебоксары, который обеспечивает нам основную защиту СТ [23].

Шкаф типа ШЭ2607 041 реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

дифференциальную токовую защиту Т (ДТЗ) от всех видов КЗ внутри бака; токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП); максимальную токовую защиту стороны высокого напряжения (ВН) с пуском по напряжению (МТЗ ВН); максимальную токовую защиту стороны среднего напряжения (СН) с пуском по напряжению (МТЗ СН); максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 1 секции (НН1) с пуском по напряжению (МТЗ НН1); максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 2 секции (НН2) с пуском по напряжению (МТЗ НН2), реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2, реле максимального напряжения сторон СН, НН1, НН2, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2, защиту от перегрузки (ЗП), реле тока для блокировки РПН при перегрузке, токовые реле для пуска автоматики охлаждения, реле минимального напряжения сторон СН, НН1, НН2; реагирующие на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН; УРОВ выключателя ВН; Защиту от потери охлаждения; ГЗТ сигнальная и отключающая ступени; ГЗ РПН; логику пуска пожаротушения.

Аппаратные функции шкафа ШЭ2607 041 реализуются с помощью микропроцессорного терминала типа БЭ2704 041 [23].

Унифицированные микропроцессорные терминалы серии БЭ2704 используются для реализации различных функций устройств релейной защиты, автоматики и управления присоединений 110-220 кВ.

Данная серия БЭ2704 041 предназначена для защит силовых трансформаторов.

Терминалы серии БЭ2704 могут использоваться как автономные устройства. При отсутствии связи с вышестоящим уровнем, терминалы полностью выполняют функции защит и управления. Съём дополнительной информации может осуществляться с помощью переносного портативного компьютера (Notebook).

Основные функции терминала серии 041:

- дифференциальная токовая защита;
- токовая защита нулевой последовательности стороны ВН;
- максимальная токовая защита стороны ВН с пуском по напряжению;
- максимальная токовая защита стороны СН с пуском по напряжению;
- максимальная токовая защита первой секции стороны НН с пуском по напряжению;
- максимальная токовая защита второй секции стороны НН с пуском по напряжению;
- защита от перегрузки;
- токовые реле с трех сторон трансформатора для пуска автоматики охлаждения;
- токовые реле с трех сторон трансформатора для блокировки РПН при перегрузке;
- реле напряжения с трех сторон трансформатора, фиксирующие снижение напряжения ниже 85% для блокировки РПН;
- УРОВ ВН с возможностью работы в режимах с автоматической проверкой исправности выключателя или с дублированным пуском с контролем от реле положения “включено”;

- цепи приема сигналов от газовых защит, технологических защит, дуговых защит двух секций стороны НН.

## 10.2 Дифференциальная защита трансформатора

Дифференциальная защита является основной защитой трансформаторов от повреждений в обмотках, на вводах трансформатора и на ошиновках. Участок цепи между измерительными трансформаторами тока на всех сторонах силового трансформатора является зоной защиты. Все объекты внутри зоны защиты охватываются дифференциальной защитой [24].

Расчет релейной защиты будем проводить для нового силового трансформатора на ПС Архара марки ТДТН 220/27,5/10 кВ.

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

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ТТ1}}{I_{ТТ2}}, \quad (147)$$

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

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

$$K_{ТТ} = \frac{200}{5} = 40.$$

$$K_{ТТ} = \frac{900}{5} = 180.$$

$$K_{ТТ} = \frac{2100}{5} = 420.$$

Рабочие вторичные токи для трансформатора тока найдем по формуле:

$$I_{ТТ2} = \frac{I_{НОМ}}{K_{ТТ}}, \quad (148)$$

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

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

$$I_{TT2BH} = \frac{100,5}{40} = 2,5 \text{ A};$$

$$I_{TT2CH} = \frac{839}{180} = 4,66 \text{ A};$$

$$I_{TT2HH} = \frac{2099}{420} = 4,99 \text{ A};$$

Дифференциальная защита отстраивается от токов небаланса. Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле, о.е.:

$$I_{нб.макс} = K_{пер}'' \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр}, \quad (149)$$

где  $K_{пер}''$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс, примем 2,5;

$\varepsilon$  – полная относительная погрешность ТТ, равна 0,1

$\Delta U_{рег}$  – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, равна 0,02

$\Delta f_{выр}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч, равна 0,02.

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

Минимальный ток срабатывания  $I_{с.мин}$  следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения  $I_{б.торм} = 1,25$ .

$$I_{с.мин} \geq I_{б.торм} \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер}'' \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр}), \quad (150)$$

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

$K_{пер}''$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс, равный 1,5

$$I_{с.мин} \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,26 \text{ о.е.}$$

Теперь необходимо выбрать тормозные характеристики из стандартных для нашего терминала. Тормозная характеристика и ее выбор будет влиять на чувствительность защиты. Приведем их в таблице 42.

Таблица 42 – Тормозные характеристики.

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
$K_{T1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.расч}$	4	3,26	2,6	2,25	2,07

Проверим соответствие коэффициента торможения заданному в таблице через  $I_{T.расч}$  по следующей формуле:

$$K_{T1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб} \cdot I_{скв} - 0,7}{I_{скв} - I_{T.расч}} < K_{T1}, \quad (151)$$

Сквозной ток для трансформаторов малой мощности принимается равным  $I_{скв} = 3$ . Теперь можно рассчитать и проверить правильность выбора для четвертой характеристики:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} < 0,343 < 0,4,$$

Так как условие выполняется, устанавливаем четвертую характеристику.

### 10.3 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита обычно является резервной для трансформатора. Она полностью защищает трансформатор, а также является его защитой от токов внешних коротких замыканий. При трехстороннем питании защита ставится со всех сторон трансформатора [25].

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{сз.мтз} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_{\theta}} \cdot I_{p.мах}, \quad (152)$$

где  $K_{над}$  – коэффициент надежности, равный 1,1;

$K_{сам.з}$  – коэффициент возврата устройства, примем 0,8;

$K_6$  – коэффициент самозапуска двигателей, равный 2;

$$I_{сз.мтз} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 100,5 = 276,4 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле можно определить по формуле, А:

$$I_{сз.2} = \frac{K_{СХ} \cdot I_{сз.мтз}}{k_T}, \quad (153)$$

где  $K_{СХ}$  – коэффициент схемы равный 1 при соединении обмоток звездой.

$$I_{сз.2} = \frac{1 \cdot 276,4}{40} = 6,91 \text{ А.}$$

Для того что бы проверить чувствительность будем использовать минимальный ток КЗ

Коэффициент чувствительности будем определяться по формуле:

$$K_{ч.мтз} = \frac{I_{КЗ.ВН}^{(2)}}{I_{сз.мтз}}, \quad (154)$$

$$K_{ч.мтз} = \frac{\sqrt{3} / 2 \cdot 647}{276,4} = 2,03.$$

Значение чувствительности подходит так как оно больше чем 1,2.

Выдержку времени МТЗ нужно отстраивать от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии (примем это время  $t_{л.наиб} = 1,5$  с)

$$t_{сз.мтз} = t_{л.наиб} + \Delta t. \quad (155)$$

$$t_{сз.мтз} = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.}$$

Расчеты для других сторон трансформатора производим аналогично и сведем параметры МТЗ в таблицу 43.

Таблица 43 – Уставки срабатывания МТЗ

Сторона	$I_{p.max}$	$I_{сз.мтз}$	$I_{сз.2}$	$K_{ч.мтз}$
ВН	100,5	276,4	6,91	2,02
СН	839	2307,3	12,81	1,62
НН	2099	5772,3	23,8	1,5

#### 10.4 Защита от перегрузки

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

Ток срабатывания защиты от перегрузки можно определить по формуле:

$$I_{сз.пер} = \frac{K_{отс} \cdot I_{раб.макс}}{K_B}, \quad (156)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, равный 1,05.

Теперь можно рассчитать ток срабатывания защиты для каждой из сторон трансформатора:

$$I_{сз.пер220} = \frac{1,05 \cdot 100,5}{0,8} = 132 \text{ А.}$$

$$I_{сз.пер27,5} = \frac{1,05 \cdot 839}{0,8} = 1101,2 \text{ А.}$$

$$I_{сз.пер10} = \frac{1,05 \cdot 2099}{0,8} = 2755 \text{ А.}$$

Тогда вторичные токи срабатывания защит будут равны:

$$I_{2сз.пер} = \frac{I_{сз.пер}}{K_{ТГ}}, \quad (157)$$

$$I_{2СЗ.ПЕР220} = \frac{132}{40} = 3,3 \text{ А.}$$

$$I_{2СЗ.ПЕР27,5} = \frac{1101,2}{180} = 6,12 \text{ А.}$$

$$I_{2СЗ.ПЕР10} = \frac{2755}{420} = 6,6 \text{ А.}$$

## 10.5 Газовая защита трансформатора

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

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

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

сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

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

На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа РГТ-80.

### **10.6 Автоматика на ПС «Архара»**

На подстанции Архара установлены следующие виды автоматики, предназначенные для ликвидации аварийных режимов данная автоматика сохраняется без изменений на подстанции:

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

В качестве измерительного органа для АВР в высоковольтных сетях служат реле минимального напряжения (реле контроля фаз), подключённые к защищаемым участкам через трансформаторы напряжения. В случае снижения напряжения на защищаемом участке электрической сети реле даёт сигнал в схему АВР. Как правило, должен быть удовлетворён еще ряд условий:

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

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

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

2. АПВ (автоматическое повторное включение). Предназначено для повторного включения, отключившегося при действии релейной защиты выключателя через определённое время; бывает однократного, двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

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

Основные категории АЧР:

- АЧР I;
- АЧР II.

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

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

отключения потребителей, которые могут получать электроэнергию без особого вреда для системы, не имеет смысла.

На подстанции Архара после реконструкции, а именно установки нового силового трансформатора идет установка автоматики на микропроцессорном терминале, для надежной работы СТ. Установка автоматической блокировки РПН при перегрузки трансформатора. Автоматическая подача команды на охлаждение при перегрузки. УРОВ на сторону ВН с возможностью работы в режимах с автоматической проверкой исправности выключателя или с дублированным пуском с контролем от реле положения “включено”.

Так же на каждое новое присоединение на линии, отходящие от нового трансформатора устанавливается АУВ работающая на микропроцессорных терминалах отечественного производства компании «ЭКРА». На новых линиях будет предусмотрена аналогичная автоматика управления выключателя (АПВ, УС, КС, КОН, УРОВ), что и уже установлена на действующих линиях ПС Архара.

Графическая часть схемы релейной защиты и автоматики на микропроцессорном терминале выполнена на листе 6 данной ВКР.

## 11 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ПС АРХАРА

В данном разделе произведем расчет суммарных капиталовложений необходимых для реализации реконструкции ПС Архара. На реконструируемой подстанции были произведены работы по установке новой ячейки и замене старого оборудования, а в частности на высокой стороне разъединители. На средней стороне было заменено ОРУ на КРУ-СЭЩ-70, проведем расчеты для него.

### 11.1 Расчёт капиталовложений

В данном проекте капитальные затраты будут состоять только из капитальных затрат на сооружение подстанций ( $K_{ПС}$ ). Все данные на сооружение берутся из справочника по проектированию электрических сетей под редакцией Д.Л. Файбисовича 2012 г [26]. Техничко-экономический расчет варианта реконструкции будем рассматривать по укрупненным показателям.

Капитальные вложения на реконструкцию данной подстанции:

$$K_{ПС} = (K_{дем.220} + K_{дем.35} + K_{дем.27,5} + K_{яч.220} + K_{ТР} + K_{кпу.35} + K_{кпу.27,5} + K_{кпу.10} + K_{я.35} + K_{я.27,5} + K_{я.10} + ) \cdot K_u \cdot K_z, \quad (158)$$

где  $K_{дем.220}$  – затраты на демонтаж оборудования на стороне 220 кВ;

$K_{дем.35}$  – затраты на демонтаж оборудования на стороне 35 кВ;

$K_{дем.27,5}$  – затраты на демонтаж оборудования на стороне 27,5 кВ

$K_{ТР}$  – затраты на покупку силовых трансформаторов;

$K_{яч.220}$  – затраты на реконструкцию ячеек 220 кВ;

$K_{кпу.35}$  – стоимость установки оборудования при установке КРУ 35 кВ;

$K_{кпу.27,5}$  – стоимость установки оборудования при установке КРУ 27,5 кВ;

$K_{я.35}$  – стоимость отвода земли для КРУ 35 кВ;

$K_{я.27,5}$  – стоимость отвода земли для 27,5 кВ;

$K_{кпу.10}$  – стоимость установки оборудования при установке КРУ 10 кВ;

$K_{я.10}$  – стоимость отвода земли для 10 кВ;

$K_з$  – районный коэффициент для дальнего востока равен 1,4;

$K_u$  – коэффициент учитывающий условие инфляции примем 4,76;

Капиталовложения для демонтажа разъединителей на стороне высокого напряжения 220 кВ и установки новой ячейки и демонтажа выключателей на стороне среднего напряжения 27,5 и 35 кВ :

$$K_{дем.220} = 13 \cdot 0,641 + 1 \cdot 9,855 = 18,19 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{дем.35} = 1,4 \cdot 6 = 8,4 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{дем.27,5} = 1,4 \cdot 2 = 2,8 \text{ тыс.руб.}$$

Так как на стороне 220 кВ добавляется новая трансформаторная ячейка расчет будем производить исходя из стоимости её установки:

$$K_{яч.220} = 12500 \text{ тыс.руб.}$$

Для установки КРУ на стороне 27,5 и 35 кВ при расчете капиталовложений стоимость установки оборудования и прочих затрат будут равны:

$$K_{кпу.35} = K_{кпу.27,5} = K_{кпу.10} = 85000 \text{ тыс.руб.}$$

Площадь постоянного отвода земли для одной ячейки 27,5 и 35 кВ с учётом цены за 1 м<sup>2</sup> равна:

$$K_{я.35} = 500 \cdot 8 = 4000 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{я.27,5} = 500 \cdot 4 = 2000 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{я.10} = 500 \cdot 3 = 1500 \text{ тыс.руб.}$$

Определим капитальные затраты на установку силового трансформатора:

$$K_{ТР} = 41000 \text{ тыс.руб.}$$

Когда все данные известны рассчитаем капитальные вложения на реконструкцию подстанции по формуле (158):

$$K_{ПС} = (18,19 + 8,4 + 2,8 + 12500 + 41000 + 85000 \cdot 3 + 7500) \cdot 4,76 \cdot 1,4 = 2106019,85 \text{ тыс.руб.}$$

## 11.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки - расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года. Эксплуатационные издержки включают в себя расходы на эксплуатацию подстанций, стоимость потерь электроэнергии и амортизационные отчисления.

$$I_{ПС} = I_{Эур} + I_{АМ} + I_{\Delta W}; \quad (159)$$

где  $I_{АМ}$  – ежегодные амортизационные отчисления оборудования, руб.;

$I_{Эур}$  – издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования, руб.;

$I_{\Delta W}$  – затраты на передачу электроэнергии, руб.

Амортизационные отчисления – накопление средств для покупки и замены устаревшего оборудования.

$$I_{АМ} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{cp}}; \quad (160)$$

где  $K$  – капиталовложения в сооружение, руб.;

$T_{cp}$  – срок службы оборудования, принимается равным двадцати годам.

$$I_{АМ} = \frac{2106019,85}{20} = 105301 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Они определяются через нормы отчислений и капитальные вложения.

$$I_{Эур} = \alpha_{НОПС} \cdot K_{ПС}; \quad (161)$$

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

$$I_{\text{ЭП}} = 0,059 \cdot 2106019,85 = 124255,2 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{TP} \cdot C_W; \quad (162)$$

где  $\Delta W_{TP}$  – потери электроэнергии, в трансформаторах кВт·ч;

$C_W$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии.

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

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \left( 2 \cdot \Delta P_{XX} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_K \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{ном}} \right)^2 \right) \cdot T_{max}; \quad (163)$$

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

$\Delta P_K$  – активные потери в меди при номинальной нагрузке;

Значения при расчёте потерь в силовых трансформаторах представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Потери в силовом трансформаторе

Трансформатор	$\Delta P_{XX}$ , кВт	$\Delta P_K$ , кВт	S, МВА	$\Delta W_{TP}$ МВт·ч
ТДТН 40000/220	54	220	40	1286

Определяем эксплуатационные издержки по формуле (119):

$$I_{\text{ПС}} = 124255,2 + 105301 + 1286 = 230842,2 \text{ тыс.руб.}$$

### 11.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Среднегодовые эксплуатационные затраты определяются по следующей формуле:

$$Z = E_n \cdot K_{ПС} + I_{ПС} \quad (164)$$

где  $E_n$  – норматив дисконтирования, равный 0,1;

$$Z = 0,1 \cdot 2106019,85 + 230842,2 = 441444,2 \text{ тыс.руб.}$$

#### 11.4 Срок окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного потока (все деньги которые пришли, минус все деньги, которые вложили в проект и потратили на расходы) от нового проекта покроет сумму вложенных в него средств. Может измеряться в месяцах или годах.

Рассчитывается по формуле:

$$T_{OK} = \frac{K_{ПС}}{P_{ч} + I_{AM}}; \quad (165)$$

где  $K_{ПС}$  – капитальные вложения, тыс.руб;

$P_{ч}$  – чистая прибыль, тыс. руб.;

$I_{AM}$  – амортизационные отчисления, тыс.руб.

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Рассчитывается по формуле:

$$P_{ч} = O - I_{ПС} - H; \quad (166)$$

где  $O$  – доход от полезного отпуска электрической энергии, тыс. руб.;

$I_{ПС}$  – издержки, тыс. руб.;

$H$  – налог на прибыль. Ставка налога на прибыль составляет 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{\text{ПО}} \cdot T_{\text{пер}}; \quad (167)$$

где  $W_{\text{ПО}}$  – полезный отпуск, тыс. Квт·ч;

$T_{\text{пер}}$  – средний тариф на передачу электроэнергии составляет 1,5 руб./тыс. Квт·ч.

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{\text{ПО}} = \sum P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}}; \quad (168)$$

$$W_{\text{ПО}} = 47,2 \cdot 5900 = 278480 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

Далее по формуле (167) находим доход от полезного отпуска электроэнергии, руб.:

$$O = 278480 \cdot 1,5 = 417720 \text{ тыс.руб.}$$

Налог на прибыль, зависит от дохода от полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается по формуле, приведенной ниже, руб:

$$H = 0,2 \cdot (O - I_{\text{ПС}}); \quad (169)$$

$$H = 0,2 \cdot (417720 - 230842,2) = 37375,56 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитываем чистую прибыль по формуле (126), тыс. руб.:

$$П_{\text{ч}} = 417720 - 230842,2 - 37375,56 = 149502,2 \text{ тыс.руб.}$$

Теперь находим срок окупаемости по формуле (165), в годах:

$$T_{\text{ок}} = \frac{2106019,85}{149502,2 + 105301} = 8,3 \text{ год.}$$

### 11.5 Построение графика чистого дисконтированного дохода

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) – это превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами с учетом неравноценности эффектов, относящихся к различным моментам времени, один из основных показателей эффективности инвестиционного проекта.

Данный показатель относится к интегральным критериям оценки экономической эффективности инвестиций и оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени. В этом методе расходы и доходы, разнесенные во времени, приводятся к одному моменту времени, за который обычно применяют дату начала реализации проекта, дату начала производственной деятельности или условную дату, близкую ко времени проведения расчетов эффективности проекта.

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, определяется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \frac{\mathcal{E}_t}{(1+E)^t}, \quad (170)$$

где  $\mathcal{E}_t$  – чистый поток платежей;

$E$  – норма дисконта (принимается ставку рефинансирования ЦБ, т.е.  $E=10\%$ );

$T_p$  – расчетный период принимается равным 20 лет.

Чистый поток платежей в свою очередь определим через выражение:

$$\mathcal{E}_t = \Pi_{чt} + I_{AMt} - K_t, \quad (171)$$

где  $\Pi_{чt}$  – величина чистой прибыли;

$K_t$  – величина инвестиций в год  $t$ ;

$I_t$  – эксплуатационные издержки в год  $t$ ;

Получение прибыли от отпуска электроэнергии осуществляется постепенно и с первого года. Проведем расчет по формулам и построим график чистого дисконтированного дохода на рисунке 19:

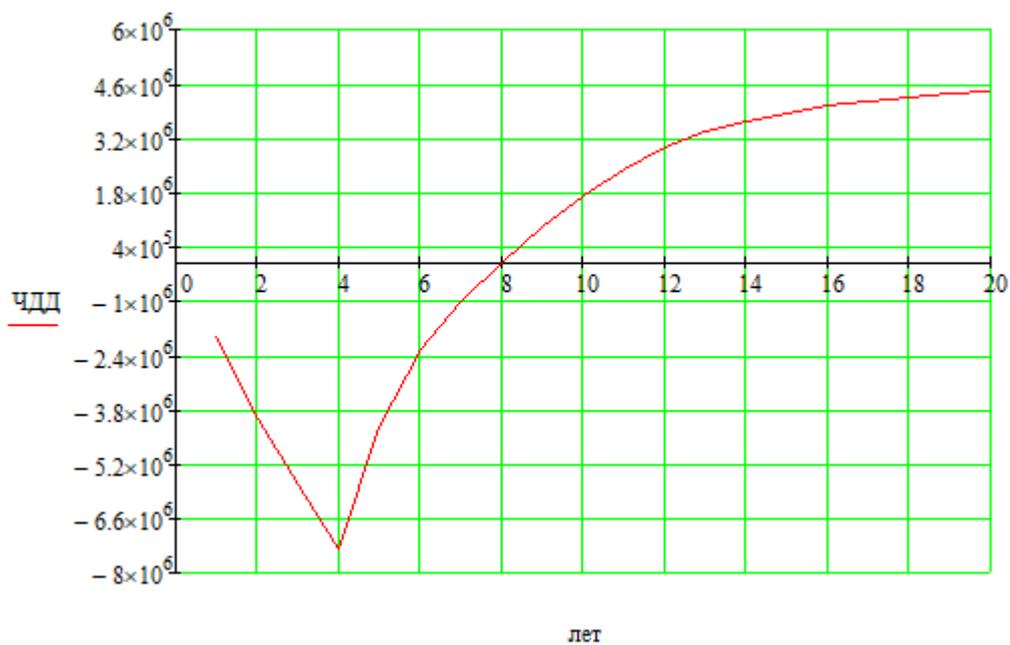


Рисунок 19 – Жизненный цикл проекта

По расчётам технико-экономических показателей можно сделать вывод, что окупаемость проекта по реконструкции подстанции Архара составит почти восемь лет.

## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 12.1 Безопасность

В данной курсовой работе рассматривалась реконструкция ПС «Архара», на подстанции всегда находится обслуживающий персонал. Ответственное обслуживание возлагается на электромонтера по обслуживанию подстанций. Для понимания чем занимается электромонтер приведем его основные обязанности [27]:

- контроль над режимом работы оборудования. Электромонтер в течение своей смены постоянно контролирует режим работы как отдельных элементов оборудования и устройств, так и подстанции в целом. Он фиксирует нагрузку по отходящим присоединениям, питающих потребителей или смежные подстанции, напряжение на шинах всех классов напряжения, частоту рабочей сети; осуществляет контроль над различными устройствами и приспособлениями (зарядные агрегаты аккумуляторной батареи подстанции, обогрев и устройства охлаждения оборудования, устройства связи и др.);

- ликвидация аварий и технологических нарушений;

- осуществление оперативного обслуживания подстанции: оперативные переключения в режимных целях, а также для вывода оборудования в ремонт;

- участие в организации безопасного выполнения работ, в частности выполнение работ по подготовке рабочих мест и допуска бригад к выполнению работ на территории подстанции.

Для осуществления обслуживания есть специально разработанная нормативная база и нормативные документы, предписывающие работникам на энергетическом объекте последовательность действий с коммутационными аппаратами, порядок действий при авариях или других внеплановых ситуациях. Так же нормативные документы нормируют параметры вредных воздействий на работника и предписывают параметры условий трудовой сферы и др.

На рабочем месте электромонтеров всех высоковольтных подстанций действуют следующие опасные и вредные факторы:

- электрический ток;
- электромагнитное поле промышленной частоты;
- электрическая дуга (возникающая при расхождении контактов разъединителя) и продукты горения;
- вращающиеся части машин и механизмов;
- работы, проводимые на высоте;
- повышенный уровень шума (более 85 дБА), на подстанции «Архара» установлены 3 силовых трансформатора ТДТН 40 МВА от которых может исходить повышенный шум [28];
- химические факторы воздействия на электромонтера;
- локальная вибрация;
- физическая динамическая нагрузка при перемещении грузов и др;

Каждый фактор можно оценить и присвоить свой класс условий труда в соответствии с Методикой 33н [29].

Исходя из анализа того, что электромонтер работает на ОРУ 220 кВ и КРУ 35 кВ и 10 кВ. Можно предположить, что самыми опасными факторами, воздействующими на него будет: возможное поражение электрическим током, электромагнитное поле промышленной частоты, вспышка или просто поражение электрической дугой, повышенный уровень шума.

При прикосновении к токоведущим частям электрооборудования происходит электрический удар.

Электрический удар – это возбуждение живых тканей организма проходящим через него электрическим током, сопровождающееся непроизвольными судорожными сокращениями мышц. В зависимости от исхода воздействия тока на организм электрические удары условно делятся на четыре степени: I – судорожное сокращение мышц без потери сознания; II – судорожное сокращение мышц, потеря сознания, но сохранение дыхания и работы сердца; III – потеря сознания и нарушение сердечной деятельности или дыхания (либо того и другого вместе); IV – клиническая смерть, то есть отсутствие дыхания и кровообращения [30].

Характер и последствия воздействия на человека электрического тока зависят от следующих факторов:

- 1) значения тока, проходящего через тело человека;
- 2) электрического сопротивления человека;
- 3) уровня приложенного к человеку напряжения;
- 4) продолжительности воздействия тока;
- 5) пути тока через тело человека;
- 6) рода и частоты тока;
- 7) условий внешней среды и других факторов.

Для защиты от поражения электрическим током при работе с электроустановками высоковольтных подстанций, то есть напряжением свыше 1000 В. Электромонтер подстанции обязан использовать следующие специальные средства защиты, относящиеся к основным:

Изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, изолирующие устройства и приспособления для работ на воздушных линиях с непосредственным прикосновением электромонтера к токоведущим частям, диэлектрических перчаток и средств защиты лица, глаз от механических воздействий и термических рисков электрической дуги;

Специальные средства защиты, относящиеся к дополнительным:

Диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические коврики, изолирующие подставки и накладки, индивидуальные изолирующие комплекты, диэлектрические колпаки, переносные заземления, оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности.

Еще один из опасных факторов это воздействие электромагнитного поля на электромонтёра подстанции при проведении работ.

Электромагнитное поле – это особая форма материи, посредством которой осуществляется воздействие между электрическими заряженными частицами.

Для защиты от электромагнитного поля на подстанциях электромонтер должен производить работы, где превышен уровень допустимого излучения

строго в специальных защитных экранирующих костюмах, защищающих от излучения.

При реконструкции ПС была проведена замена силовых трансформаторов, соответственно уровень шума исходящий от подстанции возрос.

Шум – это механические колебания, распространяющиеся в твердой, жидкой или газообразной среде. Шумы бывают природного, антропогенного, техногенного и иного происхождения [30]. Эквивалентный уровень шума на рабочем месте по отечественным нормативам не должен превышать 80 дБ. Непрерывный шум на уровне 85-90 дБ и выше опасен для слуха [31].

При работе где шум превышает допустимые нормы работник обязан использовать средства индивидуальной защиты:

- антифоны, выполненные в виде наушников или вкладышей;
- шлемы с наушниками, рассчитанные на изоляцию слухового прохода от шумов различного спектрального состава;
- вкладыши из смеси волокон органической бактерицидной ваты, позволяющие снизить уровень громкости шума.

При работе на подстанции высокого напряжения (220, 35, 10 кВ на реконструируемой ПС) всегда оформляются наряды допуска, соблюдаются все нормы и правила, предусмотренные при работе на данном типе производства в соответствие с четкой иерархией [32].

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работы в электроустановках:

- оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе; надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На любом предприятии есть разграничение обязанностей и распределение ответственности между работниками, на ПС как на объекте повышенной

опасности работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

Каждая подстанция такого уровня напряжения должна быть оснащена хорошим освещением, средствами пожаротушения, защитными фильтрующими самоспасателями, а также для возможности переключения однолинейными подробными схемами всей подстанции.

На РУ высокого напряжения должна быть защитная блокировка предотвращающая ошибочные действия персонала на подстанции.

Всё вышеперечисленное должно соблюдаться и выполняться во избежание нежелательного травматизма, либо же летального исхода.

## **12.2 Экологичность**

При реконструкции ПС «Архара» был установлен один силовой трансформатор и их стало четыре все марки ТДТН 40 МВА.

Силовые трансформаторы являются одним из источников шума для производственных территорий и окружающего района.

Шум трансформаторов вызывается вибрацией активной части, а также вентиляторами системы охлаждения. Существенное влияние на шум трансформатора оказывают резонансные явления, возникающие в его отдельных элементах.

Вибрация активной части трансформатора обусловлена магнитострикционными и электромагнитными силами в магнитной системе и динамическими силами в обмотках. В трансформаторах преобладает магнитострикционная составляющая вибрации.

Одним из источников шума трансформаторов является обмотка, проводники которой вибрируют под действием сил взаимного притяжения при протекании в них переменного тока в режиме нагрузки. Генерирующими звук поверхностями в данном случае являются торцевые части обмоток, прессующие кольца, ярмовые балки, детали крепления.

Уровни звуковой мощности трансформаторов пропорциональны их массогабаритным параметрам, хотя на практике эта зависимость может значительно меняться под действием разного рода конструктивно-технологических факторов. Уровень звуковой мощности трансформатора прямо пропорционален длине стержня магнитной системы и зависит от свойств электротехнической стали, распределения поперечных магнитных потоков в углах и над средним стержнем магнитной системы, а также от высших гармоник магнитострикции и магнитного потока на отдельных участках магнитной системы, что определяет известную приближенность расчета. При прочих равных условиях увеличение длины стержня вдвое повышает уровень звука на 6 дБ. Резонанс магнитной системы может увеличить уровень звука трансформатора на 5 дБ.

Характерным для магнитных систем трансформаторов является густой спектр собственных частот в диапазоне 1-3 кГц, обусловленных отдельными пластинами электротехнической стали. Последние не всегда монолитно стянуты, в толще магнитной системы имеются пустоты, определяемые коэффициентом заполнения стали, что ведет к высокочастотным резонансным колебаниям пластин и их участков.

Уровни вибрации и звука трансформатора зависят от характера распределения магнитных потоков по сечению сердечника. Индукция во внутренних углах шихтованных рамных магнитных систем может достигать удвоенного

значения от номинального, что является предпосылкой повышения вибраций и шума.

Для трехфазных магнитных систем характерно повышенное содержание 3-й гармоники шума, что связано как с фазовым сдвигом колебаний отдельных стержней, так и с наличием значительной 3-й гармоники индукции. Повышенным шумом и вибрацией отличаются симметричные трехфазные магнитные системы из навитых магнитопроводов, где 3-я гармоника индукции может достигать 40 % от основной гармоники.

Бак обычно повышает уровень звука источника, т.е. активной части трансформатора, как за счет увеличения поверхности звукового излучения, так и за счет резонанса стенок бака. Это повышение характерно для низших гармоник звука. Более высокие гармоники источника, звукоизолированного баком, могут и снижаться.

Спектральное содержание характеристик шума трансформаторов связано с частотой питающего напряжения. У трехфазных трансформаторов (частота сети – 50 Гц) наиболее ярко выражены первые три гармоники – 100, 200, 300 Гц.

Включение трансформатора в работу приводит к повышенному шуму вследствие остаточной намагниченности магнитопровода. Из-за перенасыщения магнитопровода уровень шума может превысить уровень при нормальной работе на 20 дБ. Снижение шума до установившегося состояния после включения может длиться до 6 часов [33].

На нашей ПС установлено 4 трансформатора мощностью 40 МВА, определим минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, если известен тип трансформаторов, и характеристика прилегающей к подстанции территории.

Таблица 45 - Данные к расчету санитарно-защитной зоны по шуму для ПС Архара.

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора*, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
4	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д)	40	220	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям жилых домов, пансионатов.

По таблице 5.35 колонка № 14 СанПиН 1.2.3586-21 «Нормируемые параметры шума в октавных полосах частот, эквивалентных и максимальных уровней звука проникающего шума в помещениях жилых и общественных зданий и шума на селитебной территории» определяется допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо учитывать, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям жилых домов, пансионатов: 45 дБА.

Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности составляет (при  $S_{ном} = 40$  МВА,  $U_{ном} = 220$  кВ):

$$L_{WA} = 97 \text{ дБА.}$$

Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТДТН, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{WA}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума создаваемый данным источником будет равным  $L_A$  (см. рисунок 1).

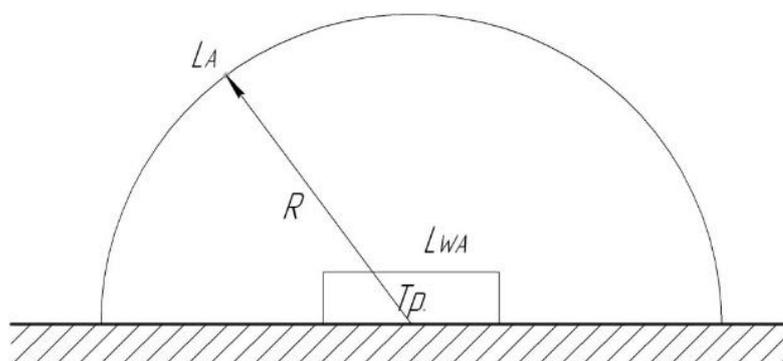


Рисунок 20 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (172)$$

где  $S$  – площадь поверхности полусферы,  $\text{м}^2$ ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии  $R$  от трансформатора ( $R > 30 \text{ м}$ ) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (173)$$

где  $S = \pi R^2$ .

Максимальное среднее квадратичное отклонение скорректированного уровня звуковой мощности трансформатора, при условии соблюдения требований настоящего стандарта, не превышает 4 дБА

ПС Архара установлены 4 ТДТН, и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 2. Расстояния  $R_{1,2,3,4}$  неизвестны, а  $l$  - известно (из проекта).

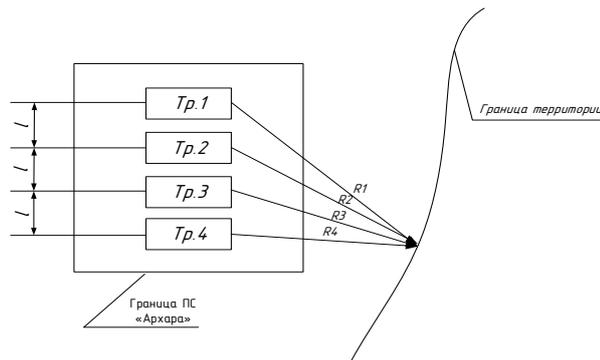


Рисунок 21 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Теперь можем определить минимальное расстояние от электроустановок подстанции, до границы возможных жилых застроек по формуле, но учтем некоторые допущения

Т.к. расстояние между трансформаторами  $l$  небольшое и  $R_1 \gg l, R_2 \gg l, R_3 \gg l$  то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{WAi}}, \quad (174)$$

где  $N$  – количество источников шума (ТДТН);

$L_{WAi}$  – скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^4 10^{0,1 \cdot 97} = 103,02 \text{ дБА.}$$

На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = DY_{L_A}$ . Тогда  $R = R_{\min}$ . Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{\text{шас}} - DY_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (175)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(103,02 - 45)}}{2\pi}} = 317,62 \text{ м.}$$

Из расчета следует что, любое  $R \geq R_{\min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. До ближайшего населенного пункта (село Бон) 500 м, следовательно, можно сделать вывод что, санитарных нарушений по уровню шума нет. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{\min} = L_{\text{СЗЗ}}$  санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

### 12.3 Чрезвычайные ситуации

К самым серьезным чрезвычайным ситуациям которые могут возникнуть на объектах электроэнергетики, а в частности на рассматриваемой подстанции — это аварии, приводящие к пожару.

Серьезные аварии на подстанциях, явление достаточно редкое, но если они все же случаются, то их последствия могут быть чрезвычайно значительными. От отключения целых микрорайонов города, до остановки крупных промышленных предприятий. Например, подстанция 220кВ, может снабжать электроэнергией, целый жилой квартал или завод, так как является крупным центром питания. Давайте коротко, но ясно, разберемся, что, же принято считать аварией на подстанции и чем она отличается от инцидента.

Аварией принято считать, такое технологическое нарушение, в результате которого произошло какое-либо разрушение или гибель людей, (взрывы,

пожары на подстанциях, производственных объектах и т.д.) повлекшие за собой остановку производства более чем на сутки.

Инцидент так же относится к технологическим нарушениям, но в отличие от аварии, не несет за собой таких серьезных последствий как разрушения несчастные случаи и человеческие жертвы.

Рассмотрим причины которые могут привести к аварии на подстанции:

Трансформаторная подстанция, являясь сложным технологическим объектом, должна эксплуатироваться по определенным правилам и инструкциям, электротехническим персоналом высокого уровня. Причин аварий и пожаров на подстанции много, некоторые случаются часто, некоторые случаи единичны. Поэтому давайте разберем наиболее часто встречающиеся и распространенные причины.

1) Ошибочные действия электротехнического персонала довольно частое явление. Возникают они из-за низкой квалификации, невнимательности, нарушения оперативной дисциплины при выполнении обязанностей. Чаще всего, это такие нарушения как подача напряжения путем включения коммутационных аппаратов, на заземленные токоведущие части. Подача напряжения на неисправное или находящееся в ремонте оборудование. Отключение либо включение нагрузки, коммутационными аппаратами, не предназначенными для этого. Ошибочные действия оперативного персонала при переключениях в цепях оперативного тока и цепях РЗА.

2) Некачественный электромонтаж или ремонт. К этим причинам можно отнести такие недоработки как плохая регулировка приводов коммутационных аппаратов, плохо протянутые контакты, неправильно настроенная система РЗА, заводские дефекты электрооборудования. Не затянутые контакты под нагрузкой начинают греться и гореть, возникает электрическая дуга и если защиты настроены плохо возникает пожар на подстанции. Из-за плохой регулировки вката ячеек могут происходить короткие замыкания. При выкатыва-

нии ячеек на ПС-220кВ в следствии некачественного и несвоевременного ремонта нередко отрывались защитные шторки и падали на токоведущие части, что тоже приводило к короткому замыканию.

3) Неисправности в сетях релейной защиты и автоматики могут быть следующие: неправильно настроенные токовые уставки, вследствие чего неселективное срабатывание защиты или ее отказ в момент короткого замыкания. Нарушение изоляции или обрывы проводов, в цепях оперативного тока, неисправность релейных или микропроцессорных блоков защиты. Из-за неисправности, неправильного и некачественного электромонтажа, в цепях РЗиА, подстанция может сгореть полностью, так как показано на фото.

4) Однофазные замыкания на землю в сетях 6-35кВ опасны тем, что при замыкании на землю одной из фаз, ее напряжение относительно земли снижается до нуля, в то время как напряжение "здоровых" фаз повышается до линейных. Возникающие при этом перенапряжения приводят к пробое изоляции и возникновению электрической дуги. Все это приводит к разрушению изоляторов, оплавлению шин и проводов. Поэтому нельзя допускать длительной работы электрооборудования с "землей в сети" необходимо принимать меры по отысканию и отключению поврежденного участка.

5) Грозовые и коммутационные перенапряжения в электрических сетях, могут стать причиной повреждения изоляции электрооборудования. Поэтому устройства грозозащиты подстанций и линий электропередач, должны быть в исправном состоянии и проходить регулярные проверки, в установленные нормативами сроки.

6) Возгорание силовых трансформаторов, либо трансформаторов тока, которые могут перекинуться на остальные объекты. Для предотвращения этого на крупных силовых трансформаторах устанавливается обязательно системы пожаротушения, на ПС должны находиться огнетушители и другие средства устранения возгорания.

Так же отдельно можно выделить ситуацию с загрязнением окружающей среды по средством вытекания трансформаторного масла из силового

трансформатора. Для предотвращения загрязнения экологии трансформаторы при реконструкции ПС «Архара» устанавливаются на негорючий фундамент и устанавливают маслоотводы, чтобы избежать растекания масла [34].

Проектирование оперативных пунктов управления на подстанции, которых на реконструируемой ПС два, строят с огнестойкости второго класса. Каждый оперативный пункт управления оборудован эвакуационными выходами обеспечивающие безопасную эвакуацию обслуживающего персонала подстанции в случае возникновения чрезвычайных ситуаций. Два оперативных пункта оборудованы средствами пожаротушения необходимыми по нормам для объектов электроэнергетики [35]: пожарный щит в котором находятся специальные инструменты для тушения (топор, ведро, лом, лопата штыковая), огнетушители и ящик с песком. Такие средства пожаротушения установлены на ПС в двух экземплярах, разнесенных по разным краям помещения ОПУ1 и ОПУ2. Для осуществления пожаротушения на ПС согласно проектированию и реконструкции устанавливаются краны вода к которым должна поступать из резервуаров с водой.

Последствия аварий на трансформаторных подстанциях могут быть очень тяжелыми. Как уже было сказано выше, при крупных авариях большое количество потребителей остается без электроэнергии. Такие потребители как больницы, общественный электротранспорт, объекты коммунального хозяйства, промышленные предприятия, центры связи, светофорные объекты и т.д. Все это связано с большими финансовыми затратами и волной негодования среди населения. В считанные секунды наступает хаос, в ходе которого даже могут произойти несчастные случаи.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Реконструкция подстанции Архара напряжением 220/35/10 кВ в связи с увеличением трансформаторной мощности» были решены основные задачи, которые были поставлены в начале работы.

Подводя итоги проделанной работы, по введению нового силового трансформатора на подстанции Архара, можно выделить следующие результаты:

1. Стало возможным строительство нового тягового потребителя, и введение новых ЛЭП для его электроснабжения.
2. Увеличилась вероятность работы всей ПС при отказе одного или нескольких силовых трансформаторов.
3. Возможность выдачи в энергосистему большей полезной мощности.
4. Возможность в дальнейшем расширения подстанции и подключения новых потребителей.

Таким образом, ПС Архара отвечает требованиям, которые заложены в техническом задании на реконструкцию.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 СНиП 23-01-99 Государственный комитет Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.srogen.ru/upload/files/doc/MSN\\_22-01.pdf](https://www.srogen.ru/upload/files/doc/MSN_22-01.pdf) 10.04.2022.
- 2 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008.
- 3 Отчет о преддипломной практике С 6.04.22 по 20.06.22 практика на предприятии ФГБОУ ВО «АмГУ», г. Благовещенск.
- 4 Правила устройства электроустановок. Шестое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 08 июля 2003 г. № 204. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.
- 5 Схема и программы развития электроэнергетики Амурской области на период 2021-2025 годов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.amurobl.ru/upload/iblock/c02/Otchet-o-NIR-SiPR-Amurskoy-oblasti-2021\\_2025.pdf](https://www.amurobl.ru/upload/iblock/c02/Otchet-o-NIR-SiPR-Amurskoy-oblasti-2021_2025.pdf) - 15.04.2022.
- 6 «Правила определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети» от 11 августа 2003 г. № 486.
- 7 Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций: учеб. - метод. пособие / А. Н. Штин, Т. А. Несенюк. – Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2016. – 88 с
- 8 Коровин Ю. В. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах. Учебное пособие / Ю. В. Коровин, Е. И. Пахомов, К. Е. Горшков – Челябинск: Южно – Уральский гос. ун-т, 2011. -115 с.
- 9 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.240.10.248-2017\\_new.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.10.248-2017_new.pdf) - 20.04.2022.

10 Статья журнала «Вестник АмГУ» на тему: Выбор инновационных технологий для перевода подстанции на платформу интеллектуальной [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://vestnik.amursu.ru/wp-content/uploads/2022/05/n97\\_118-125.pdf](https://vestnik.amursu.ru/wp-content/uploads/2022/05/n97_118-125.pdf)

11 Программно-аппаратный комплекс "СКИТ" – URL: <https://rtskit.ru/>

12 Тяговые и трансформаторные подстанции : метод. рекомендации / Т. А. Несенюк, Ю. П. Неугодников. – Екатеринбург: УрГУПС, 2015. – 58, [2] с.

13 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов - 2-е изд.- М.: Энергоатомиздат, 2013. - 608 с.

14 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.

15 АО "Уралэлектротяжмаш" г. Екатеринбург [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.uetm.ru/>

16 ЗАО "Завод электротехнического оборудования" г. Великие Луки [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://zeto.ru/>

17 «Электрощит Самара» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.electroshield.ru/company/about/>

18 Системы собственных нужд подстанций. Типовые проектные решения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.240.40.263-2018.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.40.263-2018.pdf)

19 Бургсдорф В.В. и Якобс А.И. Заземляющие устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1987.

20 Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Перенапряжения и защита от них: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2015. – 191 с.

21 ГОСТ Р 53735.5-2009 Разрядники вентильные и ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ.

22 Козлов А.Н. К59 Диагностика электроустановок: учебное пособие / А.Н. Козлов. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 106 с.

23 Шкаф защиты трехобмоточного трансформатора ШЭ2607 155 / ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovaniya-35-110-kv/298-she2607-155.html>– 20.04.2018.

24 Ротачёв, Ю.А. Релейная защита и автоматика: учебное–методическое пособие для студентов заочного обучения/ Ю. А. Ротачёв– М. : Амурский гос. ун-т. –Благовещенск, 2008.– 31с

25 Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб.-метод. пособие к курс. проектированию / АмГУ, Эн. ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. - 2-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. унта, 2017. - 64 с. Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7748.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7748.pdf)

26 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

27 Профессия электромонтер по обслуживанию подстанций [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://elektrik.info/main/proelectrikov/884-professiya-elektromonter-po-obsluzhivaniyu-podstanciy.html> – 13.05.2022.

28 ГОСТ 12.2.024-87 Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

29 «Методики проведения специальной оценки условий труда» (Утв. приказом Министерства труда и социальной защиты РФ №33 н от 24 января 2014 г.)

30 Безопасность жизнедеятельности: сборник учебно-методических материалов для всех направлений подготовки бакалавров и специалистов / АмГУ, ИФФ; - Благовещенск: Изд-во Амур.гос. ун-та, 2017. – 176 с.

31 СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"

32 Приказ Минтруда РФ от 15.12.2020 N 903Н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок"

33 Оценка шумового воздействия силовых трансформаторов на окружающую среду [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=7585> – 13.05.2022.

34 РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95\*) Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Номер документа: 153-34.0-03.301-00 01-02-95\*

35 Причины аварий и пожаров на подстанциях, их последствия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://elektrika-24.narod.ru/publ/podstancii\\_lehp/avarii\\_i\\_pozhary\\_na\\_podstancijakh/3-1-0-4](http://elektrika-24.narod.ru/publ/podstancii_lehp/avarii_i_pozhary_na_podstancijakh/3-1-0-4) – 13.05.2022.