

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**

И.о. зав. кафедрой


 Н.В. Савина

« 25 » 06 2020 г.


**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения восточной части поселка городского типа Архара Амурской области


Исполнитель  
студент группы 642-об3

 18.06.2020. И.А. Пашкин  
подпись, дата

Руководитель  
профессор, канд.техн.наук

 20.06.2020 Ю.В. Мясоедов  
подпись, дата

Консультант по безопасно-  
сти и экологичности  
доцент, канд.техн.наук

 18.06.2020 А.Б. Булгаков  
подпись, дата

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

 26.06.2020 Н.С. Бодруг  
подпись, дата

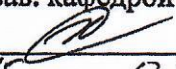
Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина

« 15 » 04 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Тамкина Ильи Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция систем электроснабжения восточной части  
поселка городского типа Архара Амурской области  
(утверждено приказом от 13.03.2020 № 65742.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22 июня 2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы по кредитной  
карте, генерал-план пгт. Архара, одноконтурная схема систем  
электроснабжения пгт. Архара, подробная одноконтурная схема 10/35кВ, Набученная

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

Общая хар-ка района проектирования, расчет и обоснование электрических  
интенсивностей, выбор оборудования, расчет экономических показателей при модер-уиз.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 чертежей 3 таблицы

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Консультант по безопасности и экологичности

А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 15 апреля 2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Млоев Ю.В. профессор, к.т.н.  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 15 апреля 2020  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 106 с., 9 рисунков, 29 таблиц, 113 формул, 21 источник, 3 приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, САМОНЕСУЩИЙ ИЗОЛИРОВАННЫЙ ПРОВОД, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВАКУУМНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ИЗОЛЯТОР, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ ПРИБОР УЧЕТА.

В данной работе предлагается вариант реконструкции системы электроснабжения восточной части поселка городского типа «Архара» с центром питания ПС 220/35/10 кВ «Архара» и ПС 35/10 «Набережная» в Амурской области.

В качестве основного решения, обеспечивающего повышение надежности электроснабжения в связи с увеличением нагрузок, предусматривается замена устаревшего оборудования на современное.

В процессе выполнения работы проведен расчет электрических нагрузок на стороне низкого напряжения комплектных трансформаторных подстанций РЭС с центром питания ПС «Набережная» и ПС «Архара», рассчитаны сечения воздушных линий электропередачи, в качестве провода принят СИП-3, определены мощности трансформаторов КТПГ.

Рассчитаны токи короткого замыкания на основании расчетов, произведен выбор современного оборудования 10 кВ на ПС «Набережная» для питания восточной части ПГТ.

Определены меры безопасности при работе в действующих электроустановках и на маслонаполненном оборудовании.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – выключатель нагрузки;

КЗ – короткое замыкание;

ТП – трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности;

КЛЭП – кабельная линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ПС – подстанция;

МЗ -микропроцессорная защита электрооборудования;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТТ – трансформатор тока.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климатическая характеристика района размещения объектов	9
2 Характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ	11
3 Характеристика существующей схемы электроснабжения 10 кВ	13
3.1 Описание источника питания рассматриваемого района	13
3.2 Описание системы электроснабжения РЭС	13
4 Определение расчётных нагрузок на шинах 0,4 кВ КТПГ	19
5 Выбор числа мощности трансформаторов КТПГ	25
6 Определение расчетных нагрузок 10 кВ КТПГ	29
7 Выбор сечений ВЛ 10 кВ	32
8 Проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения	34
8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	34
8.2 Расчет термически стойкого сечения СИП	37
8.3 Проверка СИП по допустимой потере напряжения	38
9 Расчет токов короткого замыкания на шинах 35, 10 кВ ПС «Набережная»	39
10 Выбор и проверка оборудования на ПС «Набережная»	46
10.1 Выбор выключателей 35 кВ	46
10.2 Выбор выключателей 10 кВ	48
10.3 Выбор разъединителей	49
10.4 Выбор трансформаторов тока	50
10.5 Выбор трансформаторов напряжения	53
10.6 Выбор гибкой ошиновки	54
10.7 Выбор ТСН	55
10.8 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ	56
10.9 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ	57
10.10 Выбор изоляторов 10 кВ	57

11	Защита от прямых ударов молнии РУ 35 кВ ПС «Набережная»	59
12	Расчет заземления	63
13	Расчет показателей надежности ПС «Набережная»	67
14	Защита силовых трансформаторов ПС «Набережная»	72
14.1	Газовая защита	72
14.2	Защита от перегрузки	73
14.3	Максимальная токовая защита	74
15	Защита трансформаторов 10/0,4 кВ	76
16	Автоматика ввода резерва	78
17	Безопасность и экологичность	81
17.1	Безопасность работы	81
17.2	Экологичность работы	83
17.3	Чрезвычайные ситуации	86
18	Определение экономических показателей при модернизации ПС «Набережная»	100
	Заключение	103
	Библиографический список	104
	Приложение А Расчет электрической нагрузки 0,4 кВ	107
	Приложение Б Расчет коэффициентов загрузки	108
	Приложение В Определение расчетной электрической нагрузки 10 кВ	109

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящей выпускной квалификационной работе рассматриваются вопросы реконструкции системы электроснабжения восточной части поселка городского типа «Архара» с центрами питания ПС 220/35/10 кВ «Архара» и ПС 35/10 кВ «Набережная» а также самой ПС «Набережная», большинство электрооборудования которой в значительной степени выработало свой ресурс.

Устаревшее оборудование создает угрозу нормального функционирования энергосистемы, в частности района электрических сетей и подключенных потребителей электроэнергии, т.к. вероятность выхода из строя оборудования увеличивается со сроком эксплуатации оборудования.

Цель данной работы – разработка рационального проекта реконструкции системы электроснабжения восточной части ПГТ «Архара», а также модернизация ПС 35/10 кВ «Набережная» для обеспечения требуемого качества и надежности электроснабжения.

Актуальность данной работы – заключается в необходимости модернизации и реконструкции системы электроснабжения восточной части поселка городского типа «Архара», а также одного из источников питания подстанции 35/10 кВ Набережная для снижения издержек сетевого предприятия от периодического отключения потребителей, и повышения надежности электроснабжения.

Основными задачами работы являются:

- расчет электрических нагрузок на стороне низкого напряжения КТПГ 10/0,4 кВ рассматриваемого района;
- расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ КТПГ;
- выбор числа и мощности силовых трансформаторов 10 кВ;
- определение основных данных о токах короткого замыкания в рассматриваемой части энергосистемы;
- выбор и проверка основного коммутационного и измерительного оборудования на ПС «Набережная»;

Дополнительными задачами данной работы являются:

- экономическое обоснование проекта;
- определение основных опасных производственных факторов, имеющих место при эксплуатации электроустановок и маслonaполненного оборудования.

Проект реконструкции выполнен в соответствии с требованиями всех действующих нормативных документов.

Ожидаемый экономический эффект заключается в снижении финансовых потерь сетевого предприятия, связанных с недоотпуском электрической энергии, а также в снижении эксплуатационных затрат при эксплуатации вновь вводимого оборудования, которое в меньшей степени нуждается в обслуживании.

В данной работе были использованы программные продукты: Microsoft Word, Excel, Visio, а также Mathcad.



## 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ

Климатические условия района, в котором находится ПС «Архара», соответствуют умеренному климатическому поясу.

Назначение климатической характеристики местности – это использование данных климата местности для правильного выбора электротехнического оборудования, применяемого в сетях и на трансформаторных подстанциях.

Оборудование должно быть использовано в соответствии с климатической характеристикой местности.

Только в этом случае его надежность в работе будет высока, иначе возможна неправильная его работа либо возникновение нештатных ситуаций, связанных с выходом из строя оборудования.

Поэтому в данном разделе приводится климатическая характеристика в рассматриваемом районе реконструкции.

В таблице 1 приведены основные характеристики климатических условий и их расчетные величины.

Таблица 1 - Климатические условия района проектирования

Наименование	Значение
1	2
район по гололеду	3
нормативная стенка гололеда, мм	10
район по ветру	3
низшая температура воздуха, °С	- 50
среднегодовая температура воздуха, °С	1,1
высшая температура воздуха, °С	+ 40
число грозových часов в год	45
ветровой напор	300 Па
степень загрязнения атмосферы	1
температура при гололеде, °С	- 10
глубина промерзания грунтов, м	3

Продолжение таблицы 1

1	2
сейсмичность района, баллы	6
Высота над уровнем моря,	314

Среднегодовое количество осадков составляет 525 мм с максимумом выпадения в августе и сентябре и минимумом в феврале-марте.

Основная масса осадков выпадает в период с апреля по октябрь.

Интенсивная циклоническая деятельность, частая смена воздушных масс обуславливает неустойчивый режим погоды все сезоны года.

Все параметры, указанные в данной таблице, будут использованы при выборе основного оборудования при реконструкции рассматриваемых объектов.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 0,4 кВ

В рассматриваемом районе электрических сетей находятся как одно, так и двух трансформаторные КТПГ, в которых установлены устаревшие масляные трансформаторы с системой охлаждения типа М (естественная циркуляция воздуха и масла) и которые в большинстве своем отслужили свой срок эксплуатации.

К основным потребителям относятся следующие:

жилые дома (одноэтажные и многоэтажные), склады, гаражи, котельная, пожарная часть, детский сад, магазины, административные здания.

По надежности электроснабжения основная часть потребителей относится к третьей категории электроснабжения, но также имеется вторая, первая категория.

Особая группа первой категории в нагрузке отсутствует, следовательно, при реконструкции системы электроснабжения будем учитывать тот факт, что достаточно питания указанных потребителей от одного источника.

Питание таких потребителей как котельные предполагается осуществлять от трансформаторной подстанции, имеющей 2 трансформатора.

По роду тока в нагрузке в основном имеются однофазные потребители напряжением 220.

В 95% (жилые одноэтажные дома) и лишь небольшую часть занимают трехфазные электроприемники в виде асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором (присутствуют на таких потребителях как котельная).

Так же в нагрузке имеются такие объекты как: административное здание «Центр Спасения», Архаринский РЭС, Жилкомсервис, ДОСААФ, ГИБДД, детский сад, общежитие

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 кВ

#### 3.1 Описание источника питания рассматриваемого района

ТК в данной работе будет рассматриваться вопрос о модернизации источника питания ПС «Набережная» то для этого первоначально рассмотрим подробно ее однолинейную схему. Принципиальная однолинейная схема ПС 35 кВ «Набережная» представлена на рисунке 1.

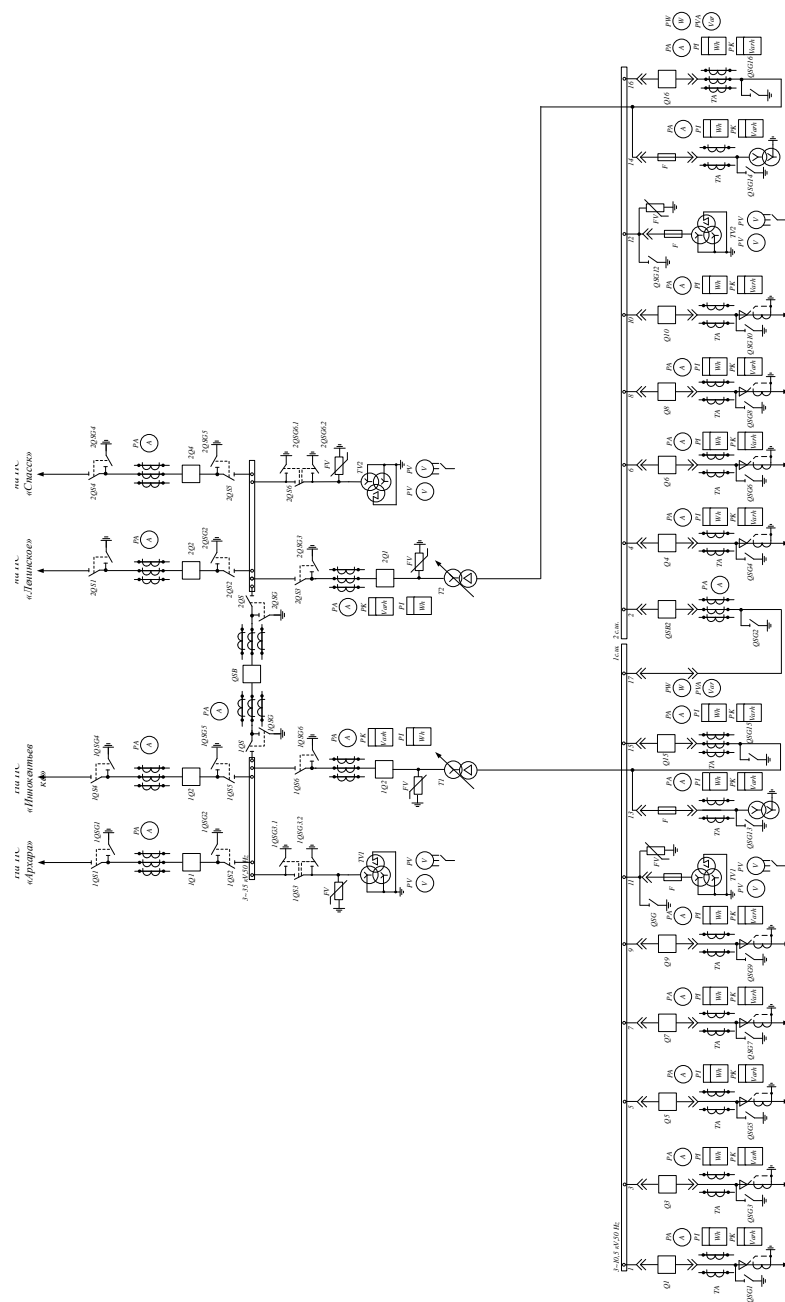


Рисунок 1 - Подробная однолинейная схема ПС 35/10 «Набережная»

По способу присоединения схема электрических соединений ПС «Набережная» на стороне высокого напряжения относится к транзитной и выполнена по схеме «одна секционированная выключателем система шин», что положительно влияет на надежность электроснабжения потребителей, т.к. при коротком замыкании на одной секции 35 кВ не происходит полного погашения всей ПС «Набережная» и один трансформатор остается в работе.

К дополнительным плюсам данной схемы следует отнести возможность поэтапного вывода в ремонт секций 35 кВ без полного погашения ПС «Архара».

Количество присоединений к данному РУ составляет 6 (две трансформаторные ячейки и 4 отходящих линии).

Связь на стороне высокого напряжения осуществляется с такими подстанциями как «Архара», «Иннокентьевка», «Ленинское», «Спасск»

На стороне низкого напряжения 10 кВ также применяется схема «одна секционированная выключателем система шин», эта схема является стандартной применяемой на стороне НН для большинства ПС.

Количество подключенных фидеров составляет 4 выполненные кабельными вставками, переходящими в воздушные линии.

На ПС «Набережная» установлены 2 трансформатора типа ТМН номинальной мощностью 4000 кВА имеющие систему охлаждения в виде естественной циркуляции воздуха и масла внутри бака трансформатора.

Регулировка напряжения в данном случае выполняется с помощью устройства РПН, которое позволяет выполнить данную процедуру при номинальном значении нагрузки на трансформаторах и соответственно без отключения потребителей, степень изменения напряжения составляет 1,78 %, количество ступеней в сторону увеличения 9, столько же в сторону уменьшения.

### **3.2 Описание системы электроснабжения РЭС**

На рисунке 2 представлен план восточной части поселка городского типа «Архара», с указанием места расположения существующих КТПГ.

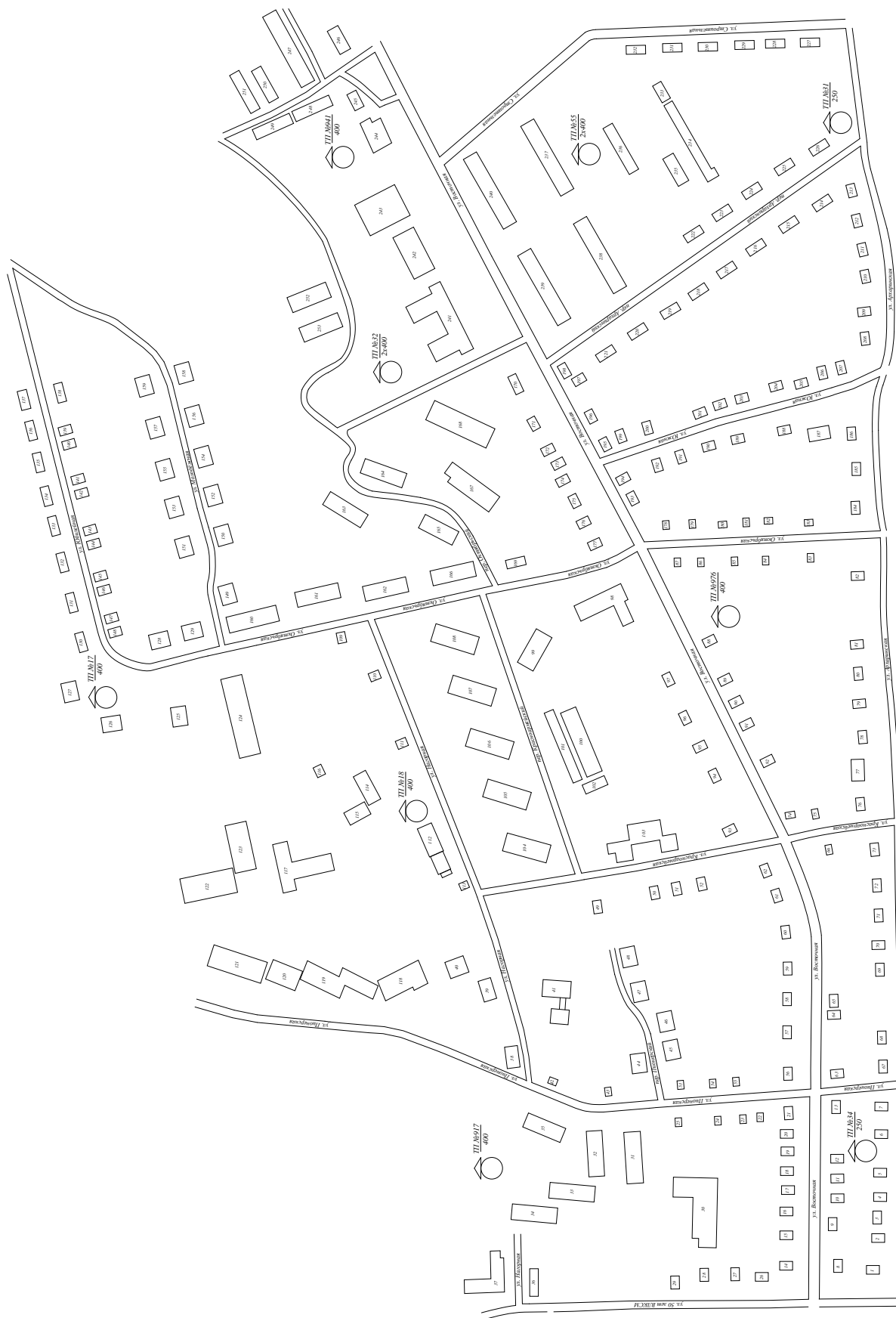


Рисунок 2 – План восточной части п.г.т. «Архара»

Характеристика объектов, указанных на плане приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика объектов

Номер на плане	Название объекта	Количество	площадь (м <sup>2</sup> )
1-7,67-69,14-21,56-57,22-25,26-29,42-43,53-55,49-52,66,74,75,70-73,76,78-82,88-92,58-62,93-97,139-148,83-87,17-177,178-183,184-186,208-213,188-192,193-198,199-207	Частный многоквартирный дом	126 ед.	-
30, 32-34,101-102, 109-111,116,114,115,118-121,, 165, 233-235,248-251,252,253	Гаражи	95 ед.	-
31	НП ПДСПТКС «Центр Спасения»	-	570
35	Архаринский РЭС	-	1050
36	Жилкомсервис	-	204
37	ДОСААФ	35 уч.	-
38-39, 44-48, 77,187,112,125-129,130-138,149-159,169-170,214-221,222-232	Частные двухквартирные дома	51 ед.	-
40	ГИБДД	-	288
41	Детский сад	90 мест	-
98	Общежитие		800
99	Жилой четырехэтажный дом	21 кв.	-
100	Жилой трехэтажный дом	27 кв.	-
103	Магазин	-	62
104-108	Жилой трехэтажный дом	24 кв.	-
113	Магазин	-	18
117	Магазин	-	98
122-124	Склад	-	3550
160	Пожарная часть	-	713
161-164	Жилой двухэтажный дом	16 кв.	-
166	Жилой двухэтажный дом	10 кв.	-
167,236	Котельная	-	-
237-240,247	Жилой пятиэтажный дом	80 кв.	-
241-243	Учебный корпус	-	620
244-246	Магазин	-	173

На рисунке 3 представлена подробная однолинейная схема распределительной сети напряжением 10 кВ восточной части ПГТ «Архара» с центром питания ПС 220/35/10 кВ «Архара» и ПС 35/10 кВ «Набережная».

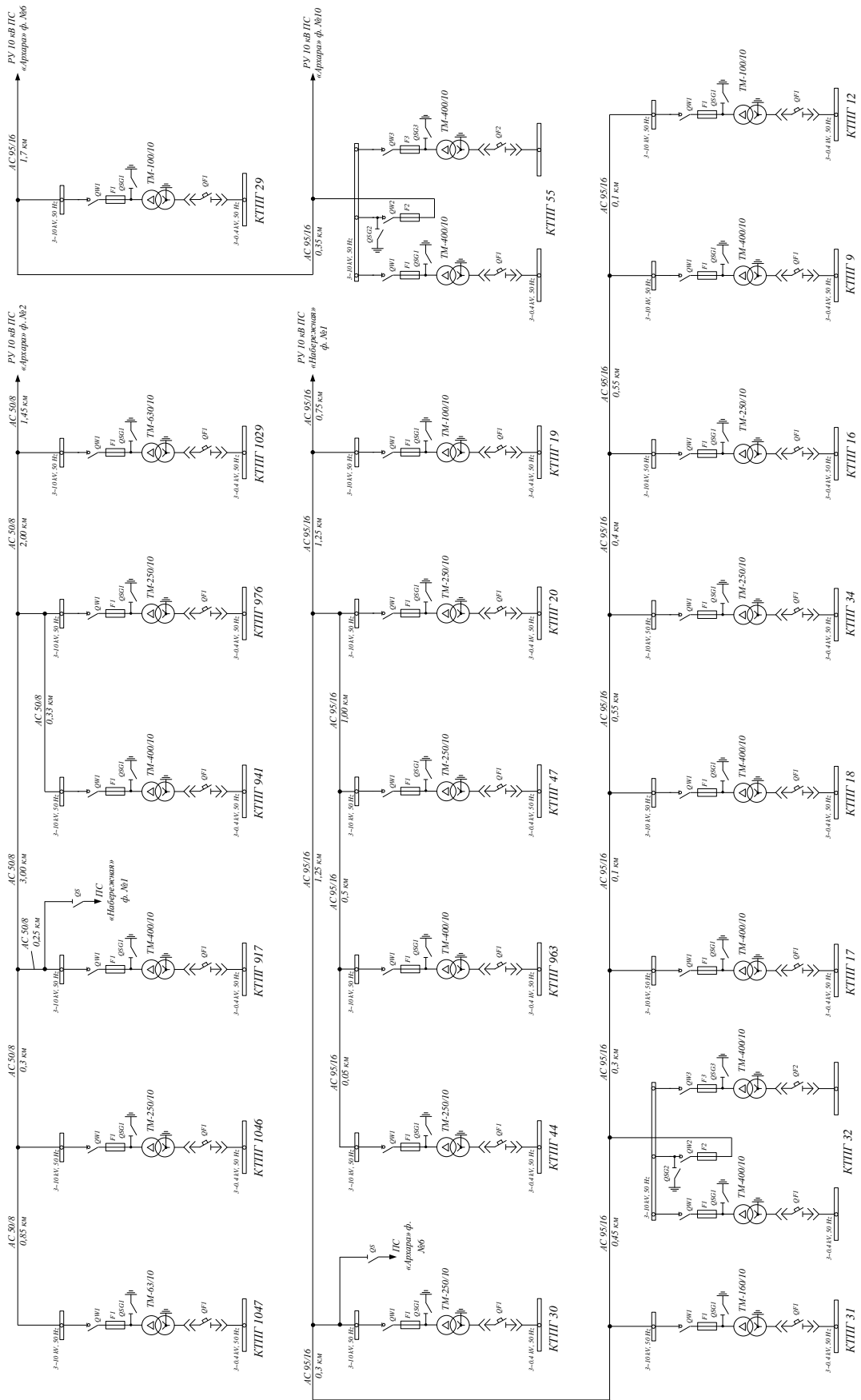


Рисунок 3 – Подробная однолинейная схема электроснабжения 10 кВ рассматриваемого участка сети



Рассмотрим подробно схемы и оборудование каждого представленного фидера

Фидер №6 ПС «Архара», выполнен по петлевой схеме и имеет связь с фидером №10 той же подстанции, питание здесь получают такие КТП как одно трансформаторная №29 (тип трансформатора ТМ 100/10) и двух трансформаторная №55 (тип трансформаторов ТМ 400/10).

ВЛ выполнена на железобетонных опорах голым проводом марки АС 95/16.

Фидер №2 ПС «Архара» имеет лучевую схему, к нему подключены следующие одно трансформаторные КТПГ: 1029, 976, 941, 917, 1046, 1047.

По данному фидеру осуществляется связь с фидером №1 ПС «Набережная», питание осуществляется по одно цепной ВЛ установленной на железобетонных опорах и выполненной проводом марки АС 50/8.

Фидер №1 ПС «Набережная» так же является лучевым, он наиболее загруженный из представленных и имеет значительное количество подключенных КТПГ одна из которых двух трансформаторная (№ 32 – потребитель котельная), типы трансформаторов на КТПГ – ТМ номинальная мощность варьируется от 100 до 400 кВа.

Общая протяженность фидера составляет 6 км, фидер выполнен на железобетонных опорах голым проводом марки АС 95/16.

Данный фидер имеет резервирование от фидера №6 ПС «Архара»

Рассмотрим недостатки данной системы электроснабжения:

- в первую очередь это устаревшее оборудование, которое не отвечает требованиям надежности;
- воздушные линии выполнены голым проводом, что периодически приводит к коротким замыканиям в различные рода погодных ситуациях;

- в некоторых частях системы электроснабжения используются деревянные опоры, которые в большинстве своем имеют загнивающее основание и могут приводить к различного рода чрезвычайным ситуациям;
- комплектные трансформаторные подстанции требуют так же замены оборудования, которое кратно исчерпало свой ресурс.

Требуется также проверка коэффициентов загрузки трансформаторов для снижения вероятности выхода из строя при возможной перегрузке.

Недостатками на источнике питания ПС 35/10 кВ «Набережная» так же являются снижение надежности электроснабжения, связанное с периодическим выходом из строя оборудования, которое исчерпало свой ресурс, сюда в первую очередь относится коммутационное оборудование (периодические нагревы контактных соединений, обгорание контактов), также в замене нуждаются измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Требуется вычисление фактического коэффициента загрузки трансформаторов при максимальной и минимальной нагрузке.

#### 4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0,4 кВ КТПГ

В данном разделе проводится расчет электрических нагрузок с целью определения их фактического значения.

На основании полученных данных будет в дальнейшем проводиться выбор основного электротехнического оборудования в системе электроснабжения.

Так же с помощью полученных данных будут проверены коэффициенты загрузки силовых трансформаторов, как на источнике питания, так и на комплектных трансформаторных подстанциях с целью определения необходимости их замены.

Электрическая нагрузка это - характеристика электрооборудования, определяющая количество потребляемой энергии в единицу времени.

При выполнении расчетов электрических нагрузок применяются различные методы в зависимости от потребителя, подключённого к шинам низкого напряжения КТПГ: при расчете промышленного потребителя, например, как котельная используются такие параметры как эффективное число электроприемников и групповой коэффициент использования, при расчете жилых и общественных зданий используется метод удельной электрической нагрузки.

В рассматриваемом районе электрической сети имеется значительное количество разного типа потребителей, из которых можно выделить как промышленные, в частности это котельные и бытовые, это в большинстве своем жилые дома.

В данном разделе будет проводиться расчет электрических нагрузок каждого потребителя, для примера будем проводить расчет мощности

нагрузки от такого потребителя как котельная, в данном случае питание данного потребителя осуществляется от КТПГ №32.

Данные по потребителям электрической энергии, подключенным к шинам низкого напряжения КТПГ №32 представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ потребителя «Котельная» (КТПГ №32)

Потребитель	Количество	Номинальная мощность (кВт)	Коэффициент использования	Коэффициент мощности cosφ
Рециркуляционный насос	1	5,5	0,7	0,8
Насос сырой воды	2	7,5		
Сетевой насос	4	55		
Вакуумный насос	1	7,5		
Подпиточный насос	2	5,5		
Пескоструй	1	1.5		
Насос обратного водоснабжения	2	7.5		
Насос пожарный	1	4.0		
Дымосос	4	22	0,9	0,8
ВПД	4	15	0,65	0,8
ВВД	4	15		
Возврат уноса	1	22		
Конвейер	2	11	0,5	0,8
Питатель	4	2,2		
Привод решетки	4	3		
Дробилка	2	5.5		
ШЗУ	2	7,5	0,6	0,75
Задвижка	10	0,55-1,5	0,01	0,75
Сварка	2	15	0,3	0,35
Освещение	2000 м <sup>2</sup>	-	1	-

Расчёт проводится по методу коэффициента использования механизма или электроустановки первоначально определяем групповой коэффициент использования для КТП по следующей формуле:

$$k_{изр} = \frac{\sum k_{ui} \times P_{номi}}{\sum P_{номi}} \quad (1)$$

где  $k_{ui}$  - коэффициент использования каждого отдельного потребителя.

$P_{номі}$  - номинальная мощность согласно паспортным данным для каждого отдельного потребителя (кВт).

Проводим расчет:

$$k_{иср} = \frac{413,1}{618,3} = 0,668$$

Далее определяем эффективное число электроприемников подключенное к данной КТПГ по следующей формуле [1]:

$$N_э = \frac{\left(\sum n_i \times P_{номі}\right)^2}{\sum n_i \times P_{номі}^2} \quad (2)$$

где  $n_i$  - количество электроприемников в группе.

Применительно нашему потребителю

$$N_э = \frac{3,58 \cdot 10^5}{1,76 \cdot 10^4} = 20,29 \text{ (ед.)}$$

Определяем среднюю мощность группы электроприемников, подключенных к шинам НН КТПГ через коэффициент использования по следующей формуле [1]:

$$P_{ср} = \sum k_{иі} \times P_{номі} \quad (3)$$

$$P_{ср} = 413,1 \text{ (кВт)}$$

По справочным данным определяем коэффициент расчетной нагрузки в зависимости от группового коэффициента использования и эффективного числа электроприемников.

В данном случае принимаем  $k_p = 1$ , далее определяем расчетную активную мощность для группы электроприемников по следующей формуле [5]:

$$P_p = P_{ср} \cdot k_p \quad (4)$$

$$P_p = 413,1 \cdot 1 = 413,1 \text{ (кВт)}$$

Далее определяем значение средней реактивной мощности на шинах НН КТПГ №32:

$$Q_{cp} = \sum k_{ui} \times P_{номi} \times tg \varphi_i \quad (5)$$

$$Q_{cp} = 337,9,0 \text{ (квар)}$$

Расчетная реактивная мощности при эффективном числе электроприемников более 10 равна средней реактивной мощности [5]:

$$Q_p = Q_{cp} \quad (6)$$

$$Q_p = 337,9 \text{ (квар)}$$

Расчетная мощность нагрузки освещения определяется по нормированной удельной мощности, приходящейся на один квадратный метр освещаемого помещения (для соответствующего типа сооружений) [5]

$$P_{po} = P_{y\delta} \cdot S_{ном} \quad (7)$$

где  $P_{y\delta}$  - мощность осветительных приборов, приходящаяся на единицу площади производственного помещения (кВт/м<sup>2</sup>)

$S_{ном}$  - площадь производственного помещения (м<sup>2</sup>)

$$P_{po} = \frac{10}{1000} \cdot 2000 = 20 \text{ (кВт)}$$

Расчет реактивной расчетной мощности сети освещения территории котельной проводится по следующей формуле:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot tg \varphi_l \quad (8)$$

где  $tg \varphi_l$  - коэффициент реактивной мощности для ламп определенного типа.

$$Q_{po} = 20 \cdot 0,7 = 14,0 \text{ (квар)}$$

От КТПГ №32 получает питание такой потребитель как уличное освещение и его мощность нагрузки добавляется в общую мощность совместно с промышленным потребителем.

Определяем расчетные значение активной и реактивной мощности нагрузки от уличного освещения по следующим формулам:

$$P_{p.ул} = P_{уд.ул} \cdot L_{ул} \quad (9)$$

$$Q_{p.ул} = P_{p.ул} \cdot tg \varphi_{ул} \quad (10)$$

где  $P_{уд.ул}$  - коэффициент реактивной мощности для ламп определенного типа (кВт/км).

$L_{ул}$  - протяженность участка улицы (км);

$tg \varphi_{ул}$  - коэффициент мощности нагрузки уличного освещения (для ламп ДРЛ)

$$P_{p.ул} = 25 \cdot 1,5 = 37,5 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p.ул} = 37,5 \cdot 0,6 = 22,5 \text{ (квар)}$$

Определяется расчетная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТПГ №32 с учетом осветительной нагрузки [5]:

$$P_{p\Sigma} = P_p + P_{po} + P_{p.ул} \quad (11)$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_p + Q_{po} + Q_{p.ул} \quad (12)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} \quad (13)$$

$$P_{p\Sigma} = 413,1 + 20,0 + 37,5 = 470,6 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = 337,9 + 14,0 + 22,5 = 374,4 \text{ (квар)}$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{470,6^2 + 374,4^2} = 601,36 \text{ (кВА)}$$

Подробный расчет нагрузок на стороне низкого напряжения КТПГ приведен в приложении А.

Данные полученные в этом разделе используем в дальнейших расчетах для выбора оборудования.

Расчет нагрузки от бытовых потребителей проводится по иным формулам, в частности здесь используются такие параметры как удельная расчетная мощность, приходящаяся на одного потребителя.

Например, на одну квартиру или на один квадратный метр торговой или иной площади помещения.

Расчет таких потребителей удобно проводить в программном комплексе MS Excel.

Результаты расчетов приведены в таблице 4

Таблица 4 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ КТПГ

№ КТПГ (Стр)	$P_{p\Sigma}$ (кВт)	$Q_{p\Sigma}$ (квар)	Расчетная полная мощность нагрузки	Коэффициент реактивной мощности
914 (400)	365,26	142,45	392,06	0,39
34 (250)	211,23	59,14	219,35	0,28
18 (400)	332,12	122,88	354,12	0,37
976 (400)	257,59	79,85	269,68	0,31
17 (400)	198,25	49,56	204,35	0,25
32 (400,400)	470,6	374,4	601,36	0,81
941 (400)	384,82	150,08	413,05	0,39
55 (400,400)	352,7	292,74	458,36	0,83
31 (250)	112,15	50,47	122,98	0,45

На основании полученных данных далее проводим расчет коэффициентов загрузки трансформаторов и принимаем решение при необходимости о их замене.



## 5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТПГ

В данном разделе проводим предварительный расчет фактических коэффициентов загрузки трансформаторов на КТПГ, а далее принимаем решение об их замене, если последний превышает нормативное значение.

Коэффициент загрузки силового трансформатора определяется по следующей формуле [6]:

$$k_{\text{факт}} = \frac{S_{\text{Р0,4ТП}}}{n_{\text{Т}} \times S_{\text{Тном}}} \quad (14)$$

где  $S_{\text{Тном}}$  - номинальная мощность выбранного трансформатора.

$n_{\text{Т}}$  - количество трансформаторов на КТПГ.

Для примера проводим расчет данного параметра на примере КТПГ № 32:

$$k_{\text{факт}} = \frac{601,36}{2 \cdot 400} = 0,7$$

Таким образом, расчет показывает, что коэффициент загрузки данной двух трансформаторной подстанции не превышает нормированное значение (0,5-0,7 в нормальном режиме и 1-1,4 в послеаварийном режиме), для одно трансформаторной подстанции данный коэффициент не должен превышать 0,85

Проводим расчет коэффициента загрузки в послеаварийном режиме по следующей формуле [6]:

$$k_{\text{нав}} = k_{\text{факт}} \cdot 2 \quad (15)$$

$$k_{нав} = 0,7 \cdot 2 = 1,4$$

Расчет показывает, что значение, полученное в ходе расчета, практически не превышает нормативное значение.

Следовательно, замена трансформаторов не требуется.

Аналогично проводим расчет для остальных КТПГ, результаты расчета сводим в таблицу 5

Таблица 5 – Данные по коэффициентам загрузки КТПГ

№ КТПГ (Стр)	Расчетная полная мощность нагрузки (кВА)	$k_{факт}$	$k_{нав}$
914 (400)	392,06	<u>0,98</u>	-
34 (250)	219,35	<u>0,88</u>	-
18 (400)	354,12	<u>0,89</u>	-
976 (400)	269,68	0,67	-
17 (400)	204,35	0,51	-
32 (400,400)	601,36	0,70	1,4
941 (400)	413,05	<u>1,03</u>	-
55 (400,400)	458,36	0,57	1,14
31 (250)	122,98	0,49	-

Согласно расчета на некоторых трансформаторах коэффициент загрузки превышает нормативное значение, следовательно, существует необходимость в его замене, далее проводим выбор трансформаторов для данных КТПГ.

Требуемая мощность силового трансформатора определяется по следующей формуле [6]:

$$S_{треб} = \frac{S_{P0,4ТП}}{n_T \cdot k} \quad (16)$$

где  $S_{P0,4ТП}$  - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ КТП;

$n_T$  - количество трансформаторов КТП;

$k$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (для потребителей второй категории 0,7 и третьей категории принимается равным 0,85).

При выборе номинальной мощности силового трансформатора необходимо отталкиваться от ряда номинальных стандартных мощностей выпускаемых трансформаторов, при этом необходимо учесть тот факт, что принимаемая мощность должна быть либо больше, либо равной полученному значению расчетной мощности.

После выбора данного параметра необходимо проверить трансформатор по коэффициенту загрузки в нормальном и после аварийном режиме работы.

Значение коэффициента загрузки должно удовлетворять следующему условию для однострансформаторной КТПГ [6]:

$$k_{\text{факт}} \leq 0,85$$

Рассмотрим подробно пример расчета мощности трансформатора для КТПГ № 914:

$$S_{\text{треб}} = \frac{392,06}{1 \times 0,85} = 461,24 \text{ (кВА)}$$

По расчетным данным выбираем трансформатор типа ТС-630/10 компании СВЭЛ, номинальной мощностью 630 кВА.

Силовые трансформаторы для комплектных трансформаторных подстанций с литой изоляцией выпускаются компании СВЭЛ и могут без значительных затрат быть установлены взамен устаревших масляных трансформаторов.

Далее проверяем выбранный трансформатор по фактическому коэффициенту загрузки:

$$k_{\text{факт}} = \frac{392,06}{630} = 0,62$$

Полученный коэффициент загрузки удовлетворяет ранее указанным условиям, следовательно, номинальная мощность трансформатора выбрана верно, далее проводим расчет для остальных КТПГ, результаты расчета сводим в таблицу 6.

Таблица 6 – Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ

№ КТПГ	$S_{треб}$ (кВА)	$S_{Тном}$ (кВА)	$k_{факт}$	Количество трансформаторов
914	461,25	630	0,62	1
34	258,06	400	0,54	1
18	416,61	630	0,56	1
941	485,94	630	0,65	1

Расчет считается окончанным, т.к. коэффициенты загрузки не превышают допустимых значений

Далее проводим расчет мощности, потребляемой трансформаторами из сети 10 кВ – приведенной мощности, включающей в себя мощность нагрузки на шинах 0,4 кВ и мощности потерь электрической энергии в трансформаторах.



## 6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК 10 КВ КТПГ

В данном разделе будет выполнен расчет мощности на шинах низкого напряжения подстанции «Набережная», перед которым должна быть определена расчетная мощность на шинах высокого напряжения всех комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района.

Предварительно для расчета таких показателей как потери мощности необходимо иметь технические данные трансформаторов, применяемых на всех КТПГ рассматриваемого района электрических сетей, для этого в таблице 7 приведены все паспортные данные

Таблица 7 – Характеристики трансформаторов 10/0,4 кВ

Номинальная мощность трансформатора	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)	Напряжение короткого замыкания (%)	Ток холостого хода (%)
250	0,7	2,72	4,5	1,0
400	1,0	3,83	4,5	0,8
630	1,15	6,38	5,5	0,6

Потери активной мощности [5]:

$$\Delta P_m = \left( \frac{S_{P0,4ТП}^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot R + \Delta P_x \quad (17)$$

или

$$\Delta P_m = \Delta P_\kappa \cdot K_3^2 + \Delta P_x \quad (18)$$

Потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_m = \left( \frac{S_{P0,4ТП}^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot X + \Delta Q_x \quad (19)$$

или

$$\Delta Q_m = \frac{u_\kappa \cdot S_{P0,4ТП}^2}{100 \cdot S_{мног}} + \frac{I_x \cdot S_{мног}}{100} \quad (20)$$

где  $R$  - активное сопротивление трансформатора

$X$  - реактивное сопротивление трансформатора

$\Delta P_x$  - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора

$\Delta Q_x$  - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора

Для примера рассмотрим расчет потерь мощности в трансформаторе КТПГ №914:

$$\Delta P_m = 6,38 \cdot 0,62^2 + 1,15 = 3,6 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{5,5 \cdot 392,06^2}{100 \cdot 630} + \frac{0,6 \cdot 630}{100} = 17,19 \text{ (квар)}$$

Определяем полную мощность потерь по формуле:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (21)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{3,6^2 + 17,19^2} = 17,57 \text{ (кВА)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах высокого напряжения КТПГ №914

$$S_{P10ТП} = \Delta S_m + S_{P0,4ТП} \quad (22)$$

$$P_{P10ТП} = \Delta P_m + P_{P0,4ТП} \quad (23)$$

$$Q_{P10ТП} = \Delta Q_m + Q_{P0,4ТП} \quad (24)$$

$$S_{P10ТП} = 17,57 + 392,06 = 409,63 \text{ (кВА)}$$

$$P_{P10ТП} = 3,6 + 365,26 = 368,86 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P10ТП} = 17,19 + 142,45 = 159,64 \text{ (квар)}$$

Результаты расчета потерь мощности в остальных трансформаторах приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 10 кВ КТПГ

Наименование КТПГ	Потери в трансформаторах,			Расчетная нагрузка узла (кВА)		
	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (квар)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{P10ТП}$ (кВт)	$Q_{P10ТП}$ (квар)	$S_{P10ТП}$ (кВА)
914	3,6	17,19	17,57	368,86	159,64	409,63
34	2,08	7,14	9,83	213,31	66,28	229,18
18	3,28	14,83	15,87	335,40	137,71	369,99
976	2,54	9,64	12,09	260,13	89,49	281,77
17	1,96	5,98	9,16	200,21	55,54	213,51
32	4,37	44,18	25,01	474,97	418,58	626,37
941	3,80	18,11	18,51	388,62	168,19	431,56
55	3,48	35,33	20,54	356,18	328,07	478,90
31	1,11	6,09	5,51	113,26	56,56	128,49

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при выборе сечения ВЛ, и проверке силовых трансформаторов 35 кВ.



## 7 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 кВ

В данном разделе проводим выбор типа проводника и его сечения для питания КТПГ рассматриваемого района сети.

В данном случае для замены голого провода марки АС принимаем само-несущий изолированный проводник типа СИП-3.

Выбор сечения данного проводника выполняем по длительно допустимому току [14]:

$$I_{расч} \leq I_{длит} \quad (25)$$

где  $I_{расч}$  – расчетный ток в сечении (А).

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_{расч} = \frac{\kappa \cdot \Sigma S_{Р10ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{ц}} \quad (26)$$

где  $S_{Р10ТП}$  – расчетная мощность КТПГ на стороне ВЛ.

$n_{ц}$  – количество цепей ВЛ;

$\kappa$  – коэффициент совмещения максимумов нагрузки КТПГ;

Расчет проводим на примере одного участка.

Данные по расчету остальных участков сводим в таблицу.

Рассмотрим подробно расчет и выбор сечения на примере участка РУ-10 кВ ПС «Архара» - КТПГ №55.

В данном случае питание от одного фидера получают две КТПГ: №55 и №29, следовательно, при определении расчетной мощности требуется использование коэффициента совмещения максимумов нагрузки двух КТП (расчетная мощность нагрузки КТПГ №29 определена согласно данным контрольного замера):

$$I_P = \frac{0,9 \cdot (478,9 + 52,35)}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 26,29 \text{ (A)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3 (принимаем для данного случая минимальное сечение 50 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током 190 А).

Данный проводник принимаем для всего фидера.

Аналогично проводится выбор марки и сечения кабельных линий на остальных участках, результаты расчета приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок сети	$I_P$ (А)	$n_{\psi}$	Марка и сечение проводника	$I_{\text{дл.т}}$ (А)
РУ-10 кВ ПС «Архара» - КТПГ №55	26,29	1	СИП-3 3×50	190
РУ-10 кВ ПС «Набережная» - КТПГ №917	123,12	1	СИП-3 3×50	190
РУ-10 кВ ПС «Набережная» - КТПГ №19	200,13	1	СИП-3 3×70	240

Далее на основании полученных данных проводим проверку по падению напряжения данного проводника.

## 8 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

В данном разделе проводим две основные проверки выбранного сечения проводника.

### 8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Для примера проводим расчет термически стойкого сечения на участке РУ-10 кВ ПС «Набережная» - КТПГ №19 для этого проводим расчет токов короткого замыкания на шинах ближайшей к источнику питания КТПГ №19, схема замещения с указанием характерной точки КЗ указана на рисунке 4.

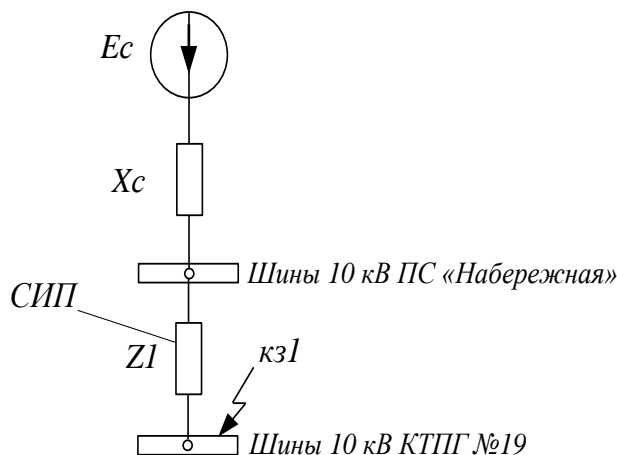


Рисунок 4 – Схема замещения сети 10 кВ

Расчет проводим в именованных единицах, основные формулы для расчета параметров:

Сопротивление системы определяется по формуле [14]:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (27)$$

где  $I_{кз10}$  – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Набережная», определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС «Набережная».

Активные и индуктивные сопротивления участков СИП:

$$X_{л} = x_0 \cdot L \quad (28)$$

$$R_{л} = r_0 \cdot L \quad (29)$$

где  $x_0, r_0$  - удельное реактивное и активное сопротивление проводника СИП;

$L$  – длина участка СИП.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле [14]:

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (30)$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (31)$$

Рассмотрим расчет тока токов КЗ на примере расчетной точки кз1

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 8,36} = 0,72 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участка СИП (протяженность составляет 0,75 км):

$$X1 = 0,07 \cdot 0,75 = 0,05 \text{ (Ом)}$$

$$R1 = 0,72 \cdot 0,75 = 0,54 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ:

$$X_p = X_c + X1 \quad (32)$$

$$X_p = 0,72 + 0,05 = 0,77 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ [14]

$$R_p = R1 \quad (33)$$

$$R_p = 0,54 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,54^2 + 0,77^2}} = 6,44 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания апериодической составляющей:

$$T_a = \frac{0,54}{0,77 \cdot 314} = 0,002$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,002}} = 1,11$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,44 \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,002}} \right) = 9,11 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ наиболее близко расположенные к источнику питания (на каждом рассматриваемом фидере), результаты расчетов сводятся в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)
Шины ВН КТПГ № 19	6,44	9,11
Шины ВН КТПГ № 917	5,24	7,39
Шины ВН КТПГ № 55	5,11	7,21

Полученные данные используем для проверки проводников на термическую стойкость.

## 8.2 Расчет термически стойкого сечения СИП

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле (мм<sup>2</sup>):

$$S_T = \frac{\sqrt{Bk}}{c} \cdot 1000 \quad (34)$$

где  $Bk$  - интеграл Джоуля.

$K_T$  - температурный коэффициент, равный 95.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для ВЛ участка сети РУ 10 кВ ПС «Набережная» - КТПГ №19:

$$S_T = \frac{\sqrt{6,44^2 \cdot 1,0}}{95} \cdot 1000 = 47,78 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение меньше сечения принятого на данном участке СИП-3 (3×70), следовательно, оно проходит проверку, его принимаем для монтажа.

Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Проверка сечений по термической стойкости

Участок	$S_T$ (мм <sup>2</sup> )	$S_{факт}$ (мм <sup>2</sup> )
1	2	3
РУ-10 кВ ПС «Архара» - КТПГ №55	47,75	70
РУ-10 кВ ПС «Набережная» - КТПГ №917	41,26	50
РУ-10 кВ ПС «Набережная» - КТПГ №19	40,13	50

Расчетные данные о термически стойком к КЗ сечении показывают, что все линии проходят данную проверку.

### 8.3 Проверка СИП по допустимой потере напряжения.

Потеря напряжения в участке линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (35)$$

где  $r_0$  – активное сопротивление участка СИП;

$x_0$  – реактивное сопротивление участка СИП.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения на участке РУ 10 кВ ПС «Набережная» - КТПГ №19:

Определяем потерю напряжения в сечении:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 198,56 \cdot 0,75 \cdot (0,72 \cdot 0,83 + 0,07 \cdot 0,51) \cdot \frac{100}{10500} = 0,85 (\%)$$

Аналогично проводится расчет потерь напряжения на каждом участке фидера до последней КТПГ, суммарное значение падений потерь напряжения не должна превышать 10 %, отчетные данные сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Проверка сечений СИП на потерю напряжения

Наиболее удаленная КТПГ	Суммарная потеря напряжения $\Delta U$ (%)
КТПГ №12	4,59
КТПГ №29	2,15
КТПГ №1047	3,25

Результаты расчета показывают, что суммарная потеря напряжения не превышает указанного значения, следовательно, замена провода на большее сечение не требуется

## 9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ШИНАХ 35, 10 КВ ПС НАБЕРЕЖНАЯ

В данном разделе проводим расчёт токов короткого замыкания на всех распределительных устройствах подстанции «Набережная», для получения данных о фактических значениях этих токов, с последующей проверкой выбранного коммутационного и измерительного оборудования по динамической термической и коммутационной стойкости.

При определении сопротивления системы воспользуемся данными о токах короткого замыкания на РУ 35 кВ ПС «Архара» и «РГРЭС», в данном случае ток трехфазного КЗ на шинах этих ИП составляет 9,2 и 8,9 кА, согласно исходных данных о токах короткого замыкания.

Расчетная схема замещения ПС «Набережная» представлены на рисунке 5.

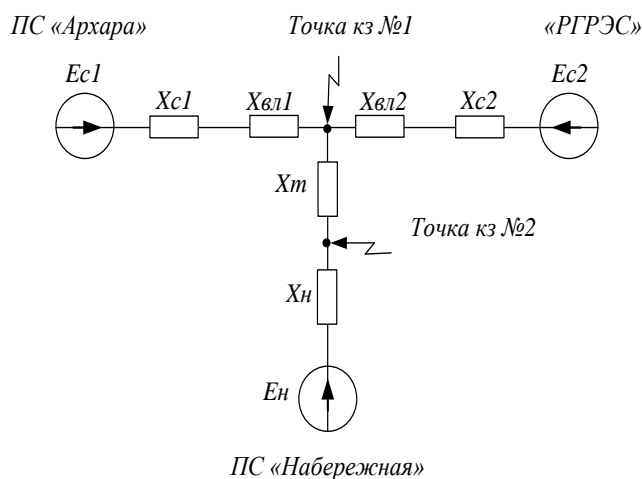


Рисунок 5 - Расчетная схема замещения ПС «Набережная»

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС «Архара» и «РГРЭС» по формуле [20]:

$$S_{KЗ1} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{KЗ1} \quad (36)$$



$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 9,2 = 461,4 \text{ (МВА)}$$

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K32}$$

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 8,9 = 435,8 \text{ (МВА)}$$

где  $S_{K3}$  – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ соответствующего источника питания

$U_{CP}$  – среднее напряжение на стороне 35 кВ (кВ);

$I_{K3}$  – ток трехфазного короткого замыкания (кА);

Т.к. расчет проводим на примере точки №1 (шины 35 кВ ПС Набережная) то все параметры приводятся к базисной ступени (35 кВ)

Сопротивление системы, соответственно приведенное к базисной ступени [20]:

$$X_{c1} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K3}} \quad (37)$$

$$X_{c1} = \frac{37^2}{461,4} = 2,96 \text{ (Ом)}$$

$$X_{c2} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K3}} \quad (38)$$

$$X_{c2} = \frac{37^2}{435,8} = 3,14 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление ВЛ:

$$X_{вл1} = X_{уд} \cdot L1 \quad (39)$$

$$X_{вл1} = 0,4 \cdot 8,0 = 3,2 \text{ (Ом)}$$

$$X_{вл2} = X_{уд} \cdot L2 \quad (40)$$

$$X_{вл2} = 0,4 \cdot 70,8 = 28,32 \text{ (Ом)}$$

где  $X_{уд}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ 35 кВ (Ом/км)

$L$  – длина соответствующего участка ВЛ (км);

Сопротивление трансформаторов ПС «Набережная», определяются по формуле (Ом):

$$X_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}} \cdot \frac{1}{2} \quad (41)$$

$$X_m = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{37^2}{4,0} \cdot \frac{1}{2} = 11,41 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление нагрузки, приведенное к высокой стороне: учитывается сопротивление обобщенной нагрузки в относительных единицах равно 0,35 (мощность нагрузки определена согласно данным контрольного замера):

Для ПС «Набережная»:

$$X_n = \frac{x_{отн.нагр} \cdot U_{ср}^2}{S_n} \cdot K_{тр}^2 \quad (42)$$

$$X_n = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{\sqrt{5,32^2 + 2,04^2}} \cdot \frac{37^2}{10,5^2} = 62,72 \text{ (Ом)}$$

где  $x_{отн.нагр}$  – сопротивление нагрузки (о.е.)

$S_n$  – мощность нагрузки (МВА)

$U_{ср}$  – среднее номинальное напряжение со стороны нагрузки (кВ)

$K_{тр}$  – коэффициент трансформации трансформатора

Определяем ЭДС системы, приведенное к базовой ступени (кВ):

$$E_c = E_{c.отн.} \cdot U_c \quad (43)$$

$$E_c = 1 \cdot 37 = 37 \text{ (кВ)}$$

где  $E_{c.отн.}$  – ЭДС системы (о.е.)

Определяем ЭДС обобщенной нагрузки, приведенное к базовой ступени:

$$E_n = E_{n.отн.} \cdot U_c \quad (44)$$

$$E_n = 0,85 \cdot 10,5 \cdot \frac{37}{10,5} = 31,45 \text{ (кВ)}$$

где  $E_{n.отн.}$  – ЭДС обобщенной нагрузки (о.е.)

Проводим сворачивание схемы замещения относительно точки КЗ №1

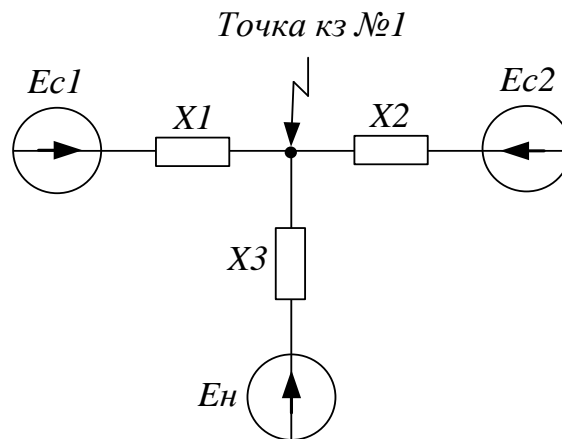


Рисунок 6 – Сворачивание схемы замещения

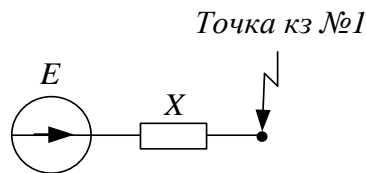


Рисунок 7 – Сворачивание схемы замещения

Проводим расчет сопротивлений и ЭДС:

$$X1 = X_{c1} + X_{в11}$$

$$X1 = 2,96 + 8,0 = 10,96$$

$$X2 = X_{c2} + X_{в12}$$

$$X2 = 3,14 + 70,8 = 73,94$$

$$X3 = X_n + X_m$$

$$X3 = 62,72 + 11,41 = 74,13$$

Определяем результирующее сопротивление и ЭДС до точки короткого замыкания №1

$$X = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} \quad (45)$$

$$X = \frac{1}{\frac{1}{10,96} + \frac{1}{73,94} + \frac{1}{74,13}} = 3,97$$

$$E = X \cdot \left( \frac{E_c}{X_1} + \frac{E_c}{X_2} + \frac{E_H}{X_3} \right) \quad (46)$$

$$E = 3,97 \cdot \left( \frac{37}{10,96} + \frac{37}{73,94} + \frac{31,45}{74,13} \right) = 5,05$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1:

$$I_{no} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot X} \quad (47)$$

$$I_{no} = \frac{34,74}{\sqrt{3} \cdot 3,97} = 5,05 \text{ (кА)}$$

Аналогично проводим расчет тока короткого замыкания в точке К2, при этом все сопротивления и ЭДС приводятся к низкой стороне трансформатора.

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в заданной точке схемы определяется по следующей формуле [20]:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{T_{ог}}{T_a}} \quad (48)$$

где  $I_{at}$  – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

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

$T_{ов}$  – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимаем 0,1 сек.

$T_a$  – постоянная времени.

Постоянная времени для шин ПС принимается равной:

$$T_a = 0,03$$

Апериодическая составляющая для К1:

$$I_{ат} = \sqrt{2} \cdot 5,05 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 0,26 \text{ (кА)} \quad (49)$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (50)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 5,05 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 12,26 \text{ (кА)} \quad (51)$$

Проводим расчет интеграла Джоуля по следующей формуле:

$$B_{к} = I_{но}^2 \cdot (T_{ов} + T_a) \quad (52)$$

где  $I_{но}$  - периодическая составляющая тока КЗ (кА);

$t_{отк}$  - время отключения выключателя (сек);

$T_a$  - постоянная времени.

Для точки К1 (с учетом работы резервной защиты):

$$B_{к1} = 5,05^2 \cdot (1 + 0,03) = 26,27 \text{ (кА}^2 \times \text{сек)}$$

Для точки К2 (с учетом работы резервной защиты):

$$B_{к2} = 8,36^2 \cdot (1 + 0,03) = 71,98 \text{ (кА}^2 \times \text{сек)}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания с учетом всех токов короткого замыкания сведены в таблицу 13:

Таблица 13 – Результаты расчета максимального режима

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}$ ,(кА)	$I_{at}$ , (кА)	$i_{уд}$ ,(кА)	$B_{\kappa}$
К1	5,05	0,26	12,26	26,27
К2	8,36	0,58	20,29	71,98

Данные указанные в таблице 13, будут использованы при расчете уставок защит.

## 10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС «НАБЕРЕЖНАЯ»

Как указывалось ранее, устаревшее оборудование на ПС Набережная создает угрозу возникновения аварийной ситуации, в связи с этим в данном разделе проводится выбор и проверка всего основного электротехнического оборудования, с целью замены.

При выборе оборудования предпочтение в данной работе отдается наименее затратному как по части капиталовложений, так и по минимальной стоимости обслуживания.

Например, в качестве изоляционного материала наиболее экономичным и практичным в данное время является оборудование с литой и элегазовой изоляцией.

### 10.1 Выбор выключателей 35 кВ.

Приводим пример выбора и проверки выключателя 35 кВ

Определяем максимальные рабочие токи РУ ПС «Набережная» по следующей формуле [9]:

$$I_m = \frac{2 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (53)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_n$  – номинальное напряжение (кВ);

Для стороны ВН:

$$I_{m35} = \frac{2 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 131,9 \text{ (А)}$$

Для стороны НН:

$$I_{m6} = \frac{2 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 439,8 \text{ (А)}$$

Принимаем первоначально выключатель – элегазовый компании Siemens типа ЗАР1-ДТ выпускаемый в России по лицензии данной компании.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (54)$$

$$35 \geq 35 \text{ (кВ)}$$

$$I_{НОМ} \geq I_M \cdot \quad (55)$$

$$630 \geq 131,9 \text{ (А)}$$

Термическая стойкость проверяется по выражению [12]:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K \quad (56)$$

где  $I_{ТЕР}$  - ток термической стойкости;

$t_{ТЕР}$  - время термической стойкости,

$B_K$  - тепловой импульс (интеграл Джоуля).

$$5000 \geq 26,27 \text{ (кА}^2 \times \text{сек)}$$

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$i_{прскв} = I_{ДИН} \geq i_{уд} \quad (57)$$

$$31 \geq 12,26 \text{ (кА)}$$

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице.

Таблица 14 – Выбор выключателя 35 кВ для ПС «Набережная»

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМСЕТИ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{НОМСЕТИ}$

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
---	---	---	---



Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 131,9 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{н0} = 5,05 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 12,26 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 5,05 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение апериодической составляющей, кА	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 0,26 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 12,26 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 26,27 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Принятый выключатель проходит проверку по всем параметрам.

## 10.2 Выбор выключателей 10 кВ.

Для РУ 10 кВ ПС Набережная принимаем первоначально выключатель – вакуумный ВВЭМ-10-40-630, выбор по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$$

$$10 \geq 10 \text{ (кВ)}$$

$$I_{НОМ} \geq I_M$$

$$630 \geq 439,8 \text{ (А)}$$

Термическая стойкость:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$$

$$4800 \geq 71,98 \text{ (кА}^2\text{×сек)}$$

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$i_{прскв} = I_{ДИН} \geq i_{уд}$$

$$128 \geq 20,29 \text{ (кА)}$$

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор выключателя 6 кВ ПС «Набережная»

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 630$ А	$I_{макс} = 439,8$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{п0} = 8,36$ кА	$I_{вкл} \geq I_{п0}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128$ кА	$i_{уд} = 20,29$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 40$ кА	$I_{нт} = 8,36$ кА	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение апериодической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48$ кА	$i_a = 0,58$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128$ кА	$i_{уд} = 20,29$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 71,98$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Принятый выключатель проходит проверку по всем параметрам.

### 10.3 Выбор разъединителей.

На напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГП-35/1000 СЭЩ УХЛ1.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$$

$$35 \geq 35 \text{ (кВ)}$$

$$I_{НОМ} \geq I_M.$$

$$1000 \geq 131,9 \text{ (А)}$$

Термическая стойкость:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$$

$$1875 \geq 26,27 \text{ (кА}^2 \times \text{сек)}$$

Электродинамическая стойкость:

$$i_{\text{прскв}} = I_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$63 \geq 12,26 \text{ (кА)}$$

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ для ПС Набережная.

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 131,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,26 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_K = 26,27 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$

Принятый разъединитель проходит проверку по всем параметрам.

#### 10.4 Выбор трансформаторов тока.

В данном разделе проводится проверка встроенных в выключатели 35 кВ трансформаторов тока, а также выбор трансформаторов тока для РУ 10 кВ ПС «Набережная»

Вторичная нагрузка в данном случае состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (58)$$

Сопротивление контактов принимается  $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ .

Сопротивление соединительных проводов рассчитывается по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (59)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 35 и 10 кВ - 60 м ;

$F$  - сечение соединительного провода.

Сопротивление проводов (для 35 и 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяем по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (60)$$

где  $S_{\text{пр}}$  - полная мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный ток трансформатора тока,  $I_2 = 5\text{А}$ .

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс компании АВВ Delta-plus, позволяющий измерять до 46 величин, связанных с качеством электроэнергии, в классе точности 0,2S.

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 6 кВ приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 6 кВ ПС Набережная

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Delta-plus	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 и 10 кВ  $S_{\text{пр}} = 0,62 \text{ ВА}$ .

Находим сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{нр}}}{I^2}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,62}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка:

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}$$

$$Z_2 = 0,02 + 0,43 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Проверяем встроенные трансформаторы тока.

Сравнение параметров указано в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка встроенного ТТ 35 кВ для ПС «Набережная»

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные дан- ные	Условия вы- бора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 150 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 131,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,26 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 26,27 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\text{к}}$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	30 Ом	0,55 Ом	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Принятый трансформатор тока проходит проверку по всем параметрам.

Принимаем трансформатор тока для РУ 10 кВ для ПС «Набережная» ТПЛК-10/500 с номинальным током первичной обмотки 500 А.

Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ ПС «Набережная»

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные дан- ные	Условия вы- бора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 500$ А	$I_{макс} = 439,8$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140$ кА	$i_{уд} = 20,29$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 71,98$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	15 Ом	0,55 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принятый трансформатор тока проходит проверку по всем параметрам.

### 10.5 Выбор трансформаторов напряжения.

Принцип выбора трансформатора напряжения по мощности вторичной нагрузки основывается на следующем выражении [19]:

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (61)$$

где  $S_{2ном}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_2$  - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет нагрузки трансформатора напряжения 35 кВ приведен в таблице.

Принимаем первоначально трансформатор напряжения на стороне 35 кВ типа НАЛИ – 35 УХЛ определяем мощность вторичной нагрузки.

Данные представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ ПС Набережная

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность (ВА)
1	2	3	4
Вольтметр	Э-335	2	2

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4
Варметр	Д-335	6	1,5
Ватметр	Д-335	6	1,5
Счетчик АЭ		6	4

Счетчик РЭ	Delta-plus		
Сумма			46

Проводим проверку по вторичной нагрузке.

Данные приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка выбранного ТН 35 кВ для ПС «Набережная»

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 46 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Принятый трансформатор напряжения проходит проверку по всем параметрам.

Выбираем трансформатор напряжения для РУ 10 кВ ПС «Набережная» НАЛИ 10 УХЛ1 10 кВ.

Определяем мощность вторичной нагрузки.

Данные представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 6 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Delta-plus	12	4
Счетчик РЭ			
Сумма			58

Принятый трансформатор напряжения проходит проверку по всем параметрам.

## 10.6 Выбор гибкой ошиновки.

Для РУ 35 кВ ПС Набережная применяются провода таким же сечением, как и отходящие ВЛ - 120 мм<sup>2</sup>, при токе короткого замыкания менее 20 кА проверку шин на сжестывание проводить не требуется.

### 10.7 Выбор ТСН.

Проводим выбор мощности и типа ТСН.

В таблице 23 приведены мощности нагрузки электроприемников на ПС «Набережная».

Таблица 23 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 58 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

В данной работе выключатели 35 кВ имеют встроенные выпрямители для питания приводов, следовательно, учитывая номинальное напряжение высокой стороны ПС «Набережная» принимаем систему переменного оперативного тока.

Состав потребителей и номинальная мощность указаны в таблице 24.

Таблица 24 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Тип потребителя	Расчетная мощность потребителей собственных нужд ПС «Набережная» (кВА)
1	2
Электродвигатели завода включающих пружин выключателей 35 кВ	1,4×7
Обогрев приводов выключателей 35 кВ	1,6×7
Обогрев РУ 10 кВ	8
Освещение коридора РУ 10 кВ	0,8
Освещение ячеек РУ 10 кВ	0,8
Освещение РУ 35кВ	4,0
Расчетная полная мощность потребителей собственных нужд	32,2

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Набережная»:

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{онт}} \quad (62)$$



$$S_p = \frac{32,2}{2 \cdot 0,7} = 23,01 \text{ (кВА)}$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 25/10 номинальной мощностью 25 кВА.

Трансформатор имеет сухое защищенное исполнение.

### 10.8 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ.

Выбор ОПН осуществляется по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

$$35 \geq 35 \text{ (кВ)}$$

Проверка ОПН осуществляется по наибольшему рабочему фазному напряжению:

$$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$$

$$25,86 \geq 23,44 \text{ (кВ)}$$

Принимаем к установке для РУ 35 кВ ОПН – 35 ХЛ1

Сравнение параметров приведено в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры ОПН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	25,86	23,44	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

### 10.9 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ.

Выбор по номинальному напряжению:

$$10 \geq 10 \text{ (кВ)}$$

## Проверка ОПН

$$7,67 \geq 6,96 \text{ (кВ)}$$

Принимаем к установке для РУ-10 кВ ОПН – 10 ХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 25.

Таблица 26 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	7,67	6,69	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 6 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

### 10.10 Выбор изоляторов 10 кВ.

В РУ 10 кВ ПС Набережная шины крепятся на опорных и проходных изоляторах. Выбор опорных изоляторов производится по следующим условиям:

- 1) по номинальному напряжению распределительного устройства:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

- 2) по допустимой электромеханической нагрузке на изолятор:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

где  $F_{разр}$  – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$  - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 10 кВ (Н).

Расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}$$

где  $l$  – расстояние между изоляторами в одной фазе (м).

$a$  - расстояние между шинами разноименных фаз (м).

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{20290^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 113,21 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению проходной изолятор типа ОСК 4-10 УХЛ2 с номинальным разрушающим усилием 4000 Н проводим проверку:

$$4000 \cdot 0,6 = 2400 \geq 113,21$$

Условие выполняется, следовательно, данный тип изолятора проходит проверку.

## 11 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ РУ 35 КВ ПС «НАБЕРЕЖНАЯ»

Для защиты РУ ПС «Набережная» принимаем отдельно стоящие молниеотводы высотой 20 м в количестве 4 шт., определяем основные параметры системы молниезащиты:

Эффективная высота молниеотвода ПС «Набережная»:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (63)$$

где  $h$  – высота принятого отдельно стоящего молниеотвода:

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

Определяем радиус зоны защиты от одного принятого отдельно стоящего молниеотвода на уровне земли по следующей формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_{эф}) \cdot h_{эф} \quad (64)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,12 \text{ (м)}$$

Радиус зоны защиты от одного принятого молниеотвода на уровне защищаемого объекта в данном случае трансформатора:

$$r_{хпор} = 1,6 \cdot h_{эф} \cdot \frac{(h_{эф} - h_x)}{(h_{эф} + h_x)} \quad (65)$$

$$r_{хпор} = 1,6 \cdot 17 \cdot \frac{(17 - 7)}{(17 + 7)} = 11,33 \text{ (м)}$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта линейного портала 7 м.

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов, расположенных на заданном расстоянии 44,0 м друг от друга:

$$h_{c12} = h_{\text{эф}} - \frac{L12}{7} \quad (66)$$

$$h_{c12} = 17 - \frac{44}{7} = 10,71(\text{м})$$

$$h_{c23} = h_{\text{эф}} - \frac{L23}{7}$$

$$h_{c23} = 17 - \frac{21}{7} = 14,0(\text{м})$$

$$h_{c34} = h_{\text{эф}} - \frac{L34}{7}$$

$$h_{c34} = 17 - \frac{44}{7} = 10,71(\text{м})$$

$$h_{c14} = h_{\text{эф}} - \frac{L14}{7}$$

$$h_{c14} = 17 - \frac{38}{7} = 11,57(\text{м})$$

Для остальных систем молниеотводов проводится аналогичный расчет и определяются соответствующие зоны

Половина ширины внешней зоны на уровне трансформатора определяется по следующей формуле:

$$r_{cx12} = 1,6 \cdot \frac{h_{c12} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c12}}} \quad (67)$$

$$r_{cx12} = 1,6 \cdot \frac{10,71 - 7}{1 + \frac{7}{10,71}} = 3,58(\text{м})$$

$$r_{cx23} = 1,6 \cdot \frac{h_{c23} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c23}}} \quad (68)$$

$$r_{cx23} = 1,6 \cdot \frac{14,0 - 7}{1 + \frac{7}{14,0}} = 7,46 \text{ (м)}$$

$$r_{cx34} = 1,6 \cdot \frac{h_{c34} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c34}}} \quad (69)$$

$$r_{cx34} = 1,6 \cdot \frac{10,71 - 7}{1 + \frac{7}{10,71}} = 3,58 \text{ (м)}$$

$$r_{cx14} = 1,6 \cdot \frac{h_{c14} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c14}}} \quad (70)$$

$$r_{cx14} = 1,6 \cdot \frac{11,57 - 7}{1 + \frac{7}{11,57}} = 4,55 \text{ (м)}$$

где  $h_x$  – высота трансформатора.

Аналогично проводится расчет молниезащиты от остальных пар молниеотводов результаты расчета сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Параметры зон молниезащиты РУ 35 кВ ПС «Набережная»

Система молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx(м)	rcx(м)
1 - 2	44	20	17	10,71	18,12	11,33	3,58
2 - 3	21	20	17	14,0	18,12	11,33	7,46
3 - 4	44	20	17	10,71	18,12	11,33	3,58
1 - 4	38	20	17	11,57	18,12	11,33	4,55

Также зоны защиты указаны на рисунке 8.

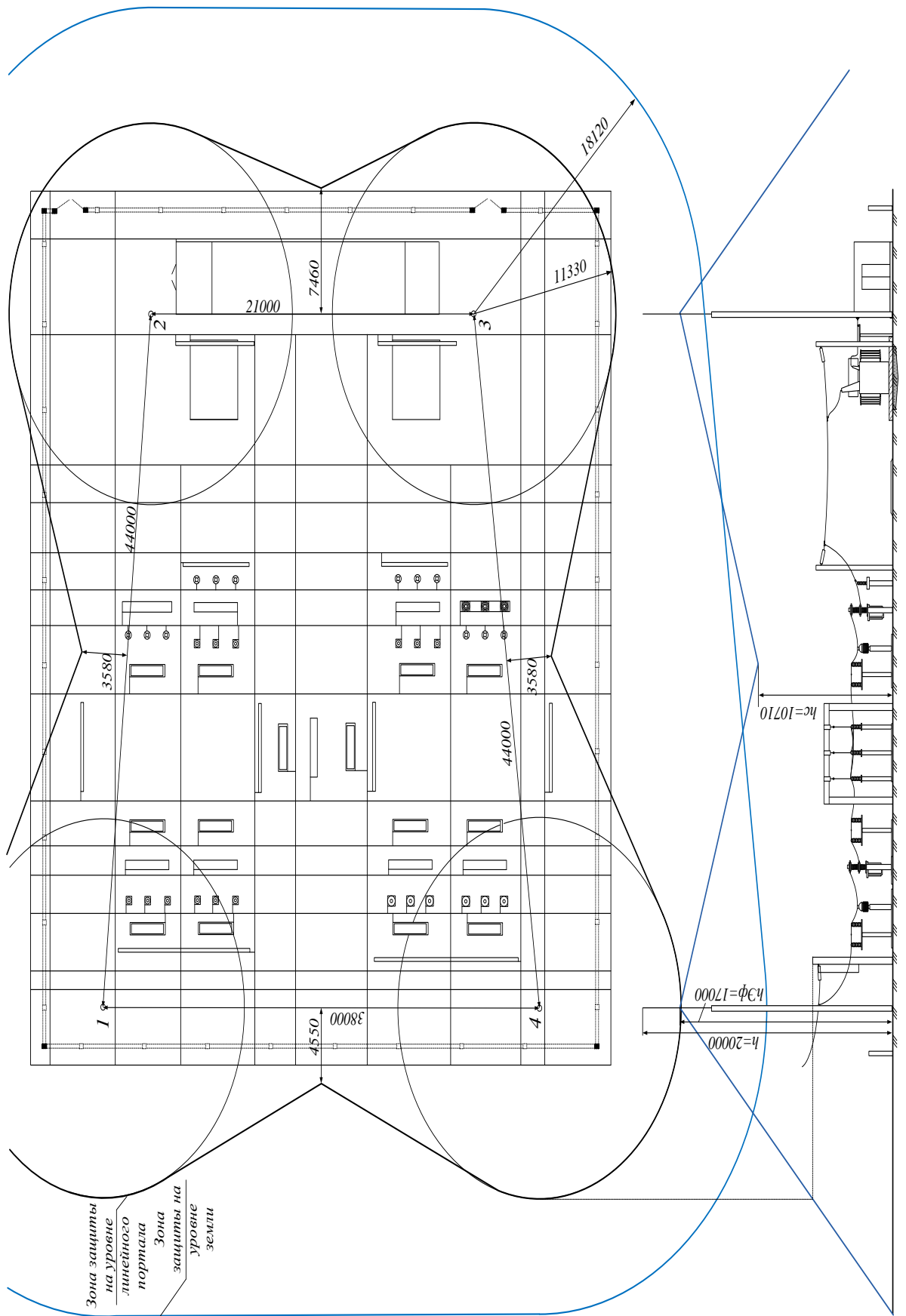


Рисунок 8 – Схема молниезащиты и заземления ПС 35/10 «Набережная»

## 12 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Размеры ПС Набережная составляют 48×50 м, определяем площадь контура заземления:

$$S_{\text{конт}} = (A + 3) \cdot (B + 3) \quad (71)$$

$$S_{\text{конт}} = (48 + 3) \cdot (50 + 3) = 2703 \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов из стандартных размеров  $d = 0,022 \text{ (м)}$

Сечение вертикальных электродов определяем, как:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (72)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Проверка сечения электродов на термическую стойкость для ПС Набережная:

$$F_{\text{мс}} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (73)$$

$$F_{\text{мс}} = \sqrt{\frac{8,36^2 \cdot 3}{400 \cdot 21}} = 0,48 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

где -  $I_M$  - наибольший ток короткого замыкания ПС «Набережная»

$T$  - наибольшее время работы защиты установленной на отключение выключателя (сек)

$\beta$  - справочный коэффициент.

Сечение проходит проверку по термической стойкости для ПС «Набережная»



Проверка сечения по коррозионной стойкости выполняется по формуле с использованием вспомогательных справочных коэффициентов:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (74)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где -  $a_k, b_k, c_k, d_k$  - справочные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (75)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами в модели сети

$$l_{nn} = 5 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сети определяется как:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) \quad (76)$$

$$L_n = \frac{(48+3)}{5}(36+3) + \frac{(50+3)}{5}(44,5+3) = 1232,4 \text{ (м)}$$

Количество ячеек заземления в рассматриваемой модели сети:

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S_{конт}}} \quad (77)$$

$$m = \frac{1232,4}{2 \cdot \sqrt{1980}} = 13,85$$

Принимаем число ячеек целым числом:  $m = 14$

Длина стороны ячейки заземления в рассматриваемой модели сетки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S_{конт}}}{m} \quad (78)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{2703}}{14} = 3,18 \text{ (м)}$$

Общая протяженность горизонтальных полос в сети заземления:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S_{\text{конт}}} (m + 1) \quad (79)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2703} (14 + 1) = 1335,5 \text{ (м)}$$

Количество вертикальных электродов в сети заземления:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} \quad (80)$$

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{2703}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 12,59$$

Принимаем количество равным целому большему числу:  $n_g = 13$

Длину вертикальных электродов принимаем стандартную  $l_g = 4$  (м)

Определяем стационарное сопротивление заземлителя ПС «Набережная»:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S_{\text{конт}}}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) \quad (81)$$

$$R_C = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{2703}} + \frac{1}{1335,5 + 4,0 \cdot 13} \right) = 0,382 \text{ (Ом)}$$

где -  $A$  - справочный коэффициент.

Определяем дополнительный коэффициент импульсного сопротивления заземлителя:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_{\text{конт}}}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (82)$$

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2703}}{(21+320) \cdot (9,07+45)}} = 1,05$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя ПС «Набережная»:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} \tag{83}$$

$$R_{II} = 0,382 \cdot 1,05 = 0,401 \text{ (Ом)}$$

Полученное значение сопротивления РУ ПС «Набережная» не превышает предельного значения, следовательно, выбор конструкции сети заземления проведен верно.

### 13 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ПС «НАБЕРЕЖНАЯ»

Расчет показателей надежности проводится через характеристики каждого элемента, которые рассчитываются ниже, учитываем тот факт, что питание осуществляется только от двух ВЛ.

Вероятностные характеристики приведены в таблице 28.

Расчет проводим при наличии автоматического ввода резерва на стороне 6 кВ.

Схема замещения указана на рисунке 9.



Рисунок 9 – Схема замещения ПС «Набережная».

Таблица 28 – Показатели надежности

Элемент	$\lambda$ , 1/год	тв, часов	$\lambda_{пр}$ , 1/год	$t_{пр}$ , часов.
ВЛ 35 кВ	0,9	9,0	2,1	16,0
Сборные шины 35 кВ	0,02	7	0,17	5,0
Разъединитель 35 кВ	0,01	6	0,834	4
Выключатель 35 кВ	0,004	40	0,8	8,0
Силовой трансформатор	0,007	65	0,25	26
Выключатель 10 кВ	0,003	11	0,8	16
Шины 10 кВ	0,03	5	0,834	2

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется [13]:

$$q_{вл1} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{ввл}}{T_{г}} \cdot l \cdot \frac{1}{100} \quad (84)$$

$$q_{вл1} = \frac{0,9 \cdot 9}{8760} \cdot 8,0 \cdot \frac{1}{100} = 4,9 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{вл2} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{ввл}}{T_{г}} \cdot l \cdot \frac{1}{100} \quad (85)$$

$$q_{вл2} = \frac{0,9 \cdot 9}{8760} \cdot 70,8 \cdot \frac{1}{100} = 3,6 \cdot 10^{-4}$$

где  $T_{г}$  – число часов в году (час).

$l$  - длина ВЛ (км).

Для шин 35 кВ:

$$q_{ш35} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{вш}}{T_{г}} \cdot n_{пр} \quad (86)$$

$$q_{ш35} = \frac{0,02 \cdot 7}{8760} \cdot 8 = 1,71 \cdot 10^{-4}$$

Для шин 10 кВ:

$$q_{ш10} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{шш} \cdot n_{шп}}{T_{Г}} \quad (87)$$

$$q_{ш10} = \frac{0,03 \cdot 5}{8760} \cdot 15 = 1,71 \cdot 10^{-4}$$

Для разъединителей 35 кВ:

$$q_p = \frac{\lambda_p \cdot t_{шп}}{T_{Г}} \quad (88)$$

$$q_p = \frac{0,01 \cdot 6}{8760} = 6,84 \cdot 10^{-6}$$

Для трансформаторов 35 кВ:

$$q_m = \frac{\lambda_m \cdot t_{эм}}{T_{Г}} \quad (89)$$

$$q_m = \frac{0,007 \cdot 65}{8760} = 5,19 \cdot 10^{-5}$$

Для выключателей 35 кВ:

$$q_{в} = \frac{\lambda_{в35} \cdot t_{в35}}{T_{Г}} + a_{кз} \cdot (\sum q_{смеж}) + a_{он} \cdot N_{он} \quad (90)$$

где  $a_{кз}$  - относительная частота отказов  $a_{кз} = 0,005$ ;

$q_{смеж}$  - вероятность отказа смежного с выключателем элемента;

$a_{он}$  - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях  $a_{он} = 0,003$ ;

$N_{он}$  - число оперативных переключений в год, для данной схемы  $N_{он} = 2$ .

Для выключателя напряжением 35 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

$$q_{635} = \frac{0,004 \cdot 40}{8760} + 0,005 \cdot (4,9 \cdot 10^{-5} + 5,19 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}.$$

Для выключателя 10 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 10 кВ.

$$q_{610} = \frac{0,003 \cdot 11}{8760} + 0,005 \cdot (5,19 \cdot 10^{-5} + 1,71 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6 \cdot 10^{-3}.$$

Рассматриваем две цепи как отдельные источники питания и определяем их вероятностные характеристики:

Параметр потокоотказов одной последовательной цепи [13]:

$$\lambda_{\text{ц}} = \sum \lambda_i + \lambda_{\text{нрmax}} \quad (91)$$

$$\lambda_{\text{ц}} = 0,333 + 0,834 = 1,17 \text{ (1/Год)}$$

где  $\lambda_i$  - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\lambda_{\text{нрmax}}$  - наибольшая частота преднамеренных отключений лпр;

Коэффициент простоя цепи:

$$K_{\text{П}} = \sum \lambda_i \cdot t_{\text{ei}} + \frac{\lambda_{\text{нрmax}} \cdot t_{\text{нр}}}{T_{\text{Г}}} = 0,0013. \quad (92)$$

Время восстановления системы, состоящей из одной цепи:

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{\text{П}}}{\lambda_{\text{ц}} - \lambda_{\text{нрmax}}} = \frac{0,0013}{0,333} = 3,9 \cdot 10^{-3} \text{ (лет)}. \quad (93)$$

Определяем параметры системы с учетом работы АВР:

Коэффициент простоя цепи, состоящей из двух параллельных элементов:

$$K_{\text{П}} = \lambda_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вц}}^2 + \lambda_{\text{нр}} \cdot t_{\text{нр}} \cdot \lambda_{\text{ц}} \cdot t_{\text{вц}} + t_{\text{нр}} \cdot \lambda_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вц}} = 5,36 \cdot 10^{-3}. \quad (94)$$

Параметр потокоотказов системы с учетом работы АВР;

$$\lambda_y = 2 \cdot \lambda_y^2 \cdot t_{\text{вц}} + 2 \cdot \lambda_y \cdot \lambda_{\text{нрmax}} \cdot t_{\text{нр}} = 0,012 \text{ (1/год)} \quad (95)$$

Время восстановления системы с учетом работы АВР:

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{\text{п}}}{\lambda_y} \quad (96)$$

$$t_{\text{вс}} = \frac{5,36 \cdot 10^{-3}}{0,012} = 0,442 \text{ (час)}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_y} \quad (97)$$

$$T_c = \frac{1}{0,012} = 94,15 \text{ (лет)}$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = \frac{0,105}{\lambda_y} \quad (98)$$

$$T_p = \frac{0,105}{0,012} = 8,28 \text{ (лет)}$$



## 14 ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС «НАБЕРЕЖНАЯ»

В качестве защит устанавливаемых на трансформаторах ПС Набережная принимаем следующие:

Газовая защита – основная защита от однофазных и многофазных коротких замыканий внутри трансформатора.

Максимальная токовая защита – резервная защита многофазных коротких замыканий как внутри трансформатора, так и на его выводах.

Защита от перегрузки – защита предупреждающая перегрузку трансформатора свыше номинального тока.

Рассмотрим расчет и выбор уставок указанных защит.

### **14.1 Газовая защита.**

В данном разделе выбираем газовое реле для силового трансформатора номинальной мощностью 4000 кВА на подстанции «Набережная», данная защита используется только на трансформаторах имеющих масляное охлаждение и изоляцию то есть основной и расширительный бак.

Газовая защита обладает очень высокой чувствительностью и абсолютной селективностью.

Она работает при повреждении внутри трансформатора, при повреждениях его обмоток, при коротких замыканиях, в том числе витковых с возникновением электрические дуги и образования горючих газов.

В месте возникновения дугового замыкания происходит разложение масла на такие составляющие как водород и другие газы при этом они создают высокое давление под действием, которого начинают движение вверх в сторону расширительного бака.

Появление внутри корпуса трансформатора таких газов очень опасно, так как может привести к разрушению бака и его повреждению с последующим разливом масла, возгоранием.

Для защиты от таких ситуаций на трансформаторе между основным баком и расширительным устанавливается специальное газовое реле, которое пропускает через себя эти газы либо потоки масла, срабатывает на отключение трансформатора либо на сигнал.

Время работы газовой защиты минимально, она обладает большим быстродействием и может отключить трансформатор, не допустив значительных повреждений.

После срабатывания газовой защиты необходимо взвести предохранительный клапан, который так же называется отсечным, который разделяет основной бак трансформатора от расширительного.

В качестве газового реле применяем реле РГЧЗ для трансформаторов ПС Набережная

#### 14.2 Защита от перегрузки.

Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме РЗ предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Ток срабатывания защиты от перегрузки на ПС «Набережная» с действием на отключение определяется следующим образом [18]:

$$I_{CЗТ1} = \frac{k_{omc}}{k_g} \cdot I_{номВНТ1} \quad (99)$$

$$I_{CЗТ1} = \frac{1,05}{0,8} \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 86,59 \text{ (А)}$$

где  $k_{omc}$  – коэффициент отстройки принятого типа реле.

$k_g$  – коэффициент возврата принятого типа реле

Ток срабатывания для реле для трансформаторов:

$$I_{CPT1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 86,59}{(150/5)} = 5,01$$

### 14.3 Максимальная токовая защита.

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах 35 кВ ПС «Набережная».

Принцип действия МТЗ аналогичен принципу действия токовой отсечки.

В случае повышения силы тока в защищаемой сети защита начинает свою работу.

Однако, если токовая отсечка действует мгновенно, то максимальная токовая защита даёт сигнал на отключение только по истечении определённого промежутка времени, называемого выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ трансформаторов ПС «Набережная» [18]:

$$I_{CЗТ} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_\epsilon} \cdot I_{номВНПТ} \quad (100)$$

$$I_{CЗТ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 148,46 \text{ (A)}$$

где  $k_i$  – коэффициент надёжности;

$k_{сам}$  – коэффициент само запуска;

$$k_\epsilon = \frac{I_{к}^{(3)}}{I_{CЗТ}} \quad (101)$$

$$k_\epsilon = \frac{8,36 \cdot 10^3 \cdot (10,5 / 35)}{148,46} = 5,6$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 148,46}{(150 / 5)} = 8,57 \text{ (A)}$$

Защита проходит проверку по чувствительности.

## 15 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 КВ

В качестве устройств, применяемых для защиты силовых трансформаторов КТПГ, принимаем высоковольтные предохранители типа ПКТ.

Выбор предохранителя (ток плавкой вставки) выполняется по следующему равенству:

$$I_{пл.вст} = \frac{1,4 \cdot S_{тр.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (102)$$

где  $S_{тр.ном}$  – номинальная мощность трансформатора (кВА);

$U_{ном}$  – номинальное напряжение ВН трансформатора (кВ).

Выполняем расчет применительно для рассматриваемых КТПГ со всеми номинальными мощностями:

$$I_{пл.вст1} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 48,49 \text{ (А)}$$

$$I_{пл.вст2} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 30,79 \text{ (А)}$$

$$I_{пл.вст3} = \frac{1,4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 19,24 \text{ (А)}$$

Принимаем предохранитель типа ПКТ с номинальным током вставки равным или ближайшим большим, результаты выбора представлены в таблице  
Таблица 29 – Выбор предохранителей 10 кВ

КТП	$S_{номтр}$ (кВА)	$I_{пл.вст}$ (А)	Номинальный ток предохранителя
1	2	3	4
914	630	<u>48,49</u>	50
34	400	<u>30,79</u>	31,5

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4
18	630	<u>48,49</u>	50
976	400	<u>30,79</u>	31,5
17	400	<u>30,79</u>	31,5
32	400	<u>30,79</u>	31,5
941	630	<u>48,49</u>	50
55	400	<u>30,79</u>	31,5
31	250	19,24	20

Данный тип предохранителя принимаем к установке на всех реконструируемых КТПГ.

## 16 АВТОМАТИКА ВВОДА РЕЗЕРВА

На ПС «Набережная» на стороне низкого напряжения 10 кВ применяется автоматика ввода резерва, предназначенная для сохранения питания потребителей в случае отключения одного из трансформаторов по причине выхода из строя или при ошибочных операциях оперативным персоналом.

Восстановление питания должно обеспечиваться для электроприемников первой и второй категории и обеспечивать их электроэнергией от двух независимых резервируемых источников питания.

Отдельная группа приемников 1 категории должна обеспечиваться энергией от трех независимых взаимно резервирующих источников.

Таким образом, помимо неудобств в жизни человека длительный перерыв в электрической энергии может привести к угрозе жизни либо безопасности, либо к значительному техническому, либо материальному ущербу с не менее серьезными последствиями.

Гарантированное питание должно быть реализовано для каждого отдельного потребителя от двух источников питания, к которым относятся потребители 1 и 2 категории, однако данная система автоматики ввода резерва имеет несколько недостатков.

Токи короткого замыкания при одновременной работе нескольких источников питания в параллельном режиме значительно больше, чем при их раздельном питании, потери в трансформаторных подстанциях увеличиваются, при параллельной работе релейная защита усложняется.

При работе с раздельным питанием существует необходимость учета различных перетоков мощности, которые вызывают трудности связанные с выработкой режим работы системы.

Заранее установленная релейная защита на источниках питания в некоторых случаях не позволяет выполнить их параллельную работу.

При необходимости выполнения раздельного электроснабжения и быстрого восстановления электропитания потребителей выполняется устройство

автоматического ввода резерва, отдельный источник питания либо секционный выключатель, разделяющий секции, при этом перерыв в питании может составлять всего лишь 0,3 сек.

Рассмотрим различные устройства АВР, которые разделяются на АВР одностороннего действия при этом в схемах присутствует одна рабочая секция как один источник питания и резервная, при потере питания на основной секции включается в работу резервная секция

АВР также бывает двухстороннего действия, при этом каждая секция может быть как рабочей, так и резервной.

Существует автоматический ввод резерва с восстановлением, то есть восстановление нормального режима работы при появлении питания на рабочем источнике с небольшой выдержкой времени он включается в работу, при этом резервный источник отключается.

Если параллельная работа двух источников недопустима, то это происходит с перерывом питания, необходимым для выполнения коммутационных действий.

Автоматический ввод резерва должен выполняться однократно.

Это требование влияет на недопустимость нескольких включений резервных источников в систему с не устранённым коротким замыканием.

Также основным требованием к АВР является то, что после исчезновения напряжения на шинах потребителей он должен срабатывать всегда независимо от причины.

АВР не должен работать в случае возникновения дугового замыкания на секции.

В некоторых случаях требуется задержка в работе устройства АВР при запуске мощных двигателей, на стороне потребителя схема АВР должна блокировать просадку напряжения.

Реализация устройство АВР осуществляется с помощью различных средств, таких как цифровые блоки, контроллеры, переключатели, различные

механические устройства, микропроцессорные блоки управления либо панель индикации и управления.

Измерительным органом АВР является реле минимального напряжения либо реле контроля фаз, которые подключаются к защищаемым участкам через трансформаторы напряжения.

При фиксации снижения напряжения на секции либо на защищаемую участке реле подаёт сигналов в систему автоматического ввода резерва.

При этом отсутствие напряжения не является достаточным для того чтобы устройство начал свою работу должно выполняться ещё несколько условий.

Для работы АВР на защищаемом объекте не должно быть короткого замыкания.

Снижение напряжения на секции может быть не связано с коротким замыканием, а может быть связано с включением дополнительной нагрузки.

После выполнения проверок всех различных логических цепей, устройство автоматического ввода резерва даёт сигнал на отключение основного источника питания и включение секционного выключателя либо резервного источника питания, причём секционный коммутационный аппарат включается только после того как отключился рабочий ввод.

Устройства автоматического ввода резерва разделяются на два типа:

- один из них с восстановлением нормального режима работы;
- другой без восстановления такого.

При восстановлении напряжения на рабочем источнике, потребитель автоматически переводится на рабочий ввод, во избежание перегрузки резервного источника.

Такой режим работы автоматического ввода резерва выполняется установкой специальных накладок либо переключающих устройств во вторичных цепях.

При работе автоматического ввода резерва допускается кратковременная работа в параллель нескольких источников питания.



## 17 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 17.1 Безопасность работы

В данной работе рассматривается модернизация подстанции 35 кВ «Набережная» поселка городского типа «Архара», предполагается установка на данной ПС двух обмоточных трансформаторов типа ТМН 4000/35/10, а также рассматривается реконструкция распределительной сети 10 кВ с центром питания от данной ПС

*Безопасность при работе по наряду допуску:*

В электроустановках выше 1 кВ все работы должны осуществляться по специальному бланку, то есть наряду, оформляемому в двух экземплярах, при этом если он передается по телефону, то в трёх экземплярах.

Работник, который выдает наряд, выписывает один экземпляр, а должностное лицо, которое его принимает, выписывает два экземпляра с указанием фамилии и инициалов выдающего наряд.

Общее количество таких бланков, которые могут быть выданы одному производителю либо ответственному руководителю работ определяет тот человек, который выдает данный наряд.

Продолжительность действия наряда составляет 15 дней со времени начала работы, однако он может быть продлён одновременно на точно такой же срок, при этом перерыв в работе наряда остается действительным.

При окончании работ в электроустановках если они полностью закончены и то наряд по истечении более чем 30 суток должен быть либо сдан в архив, либо уничтожен, только в том случае если во время выполнения работ отсутствовали какие-либо нештатные ситуации, аварийные ситуации, либо инциденты с несчастными случаями.

В электрических установках напряжением выше 1 кВ допускается выдавать только один наряд на одновременную работу на присоединениях секции шин токоведущих частей, при снятом напряжении, в том числе и сводных выключателей от воздушных и кабельных линий.

В распределительных устройствах напряжением до 110 кВ с одиночной системой шин допускается выполнение работы по одному наряду, так же допускается рассредоточение всех членов бригады.

Если в электроустановках выполняется какая-либо однотипная работа на нескольких подстанциях, то в таком случае допускается выдавать один наряд на выполнение данной работы, к таким типам работ может относиться отбор проб масла, доливка масла, переключение обмоток трансформаторов, либо проверка релейной защиты и автоматики, срок такого наряда ограничивается рабочей сменой персонала, то есть одними сутками.

*Безопасность при работе по распоряжению:*

В электроустановках до 1 кВ работа также может выполняться по распоряжению, имеющему разовый характер, его продолжительность ограничивается временем рабочего дня человека, выполняющего работы.

То есть производителя работ, по окончании рабочего дня, это распоряжение закрывается, либо если есть необходимость в продолжение работы — это распоряжение выдается заново, производитель работ осуществляет повторный допуск к работе.

Распоряжение должно отдаваться только лицу, выполняющему работу и допускающим, при этом если на объекте отсутствует оперативный персонал, в таком случае допуск на месте не требуется и распоряжение отдаётся только тому работнику, который должен выполнять указанную в работу, то есть производителю работ.

В электроустановках до 1 кВ оперативный либо оперативно-ремонтный персонал имеет право выполнять неотложные работы длительностью не более одного часа без учёта времени подготовки рабочего места в электрической установке, следует отметить, что если данная работа требует более одного часа на свое выполнение, следовательно, она должна выполняться по наряду.

В электроустановках выше 1 кВ допускается выполнять по распоряжению такие работы на отключенном электродвигателе, от которого отключен

кабель и заземлен, также на генераторе расшинованом на от выводов, и на выкатных ячейках комплектных распределительных устройств.

*Безопасность при работе в порядке текущей эксплуатации:*

При работах в электроустановках напряжением до 1 кВ могут выполняться небольшие объемы работ в течение рабочей смены, либо рабочего дня работников, данные работы разрешены специальным документом, подписанным заранее техническим руководителем организации, то есть главным инженером предприятия.

В документе указываются необходимые требования по технике безопасности, эти работы распространяются только на электроустановки напряжением до 1 кВ и они должны выполняться силами оперативного либо оперативно-ремонтного персонала на закрепленном за этой сменой оборудовании.

Такая работа всегда разрешена и не требует ни каких-либо пояснений либо распоряжений для её выполнения, проведение целевого инструктажа в данном случае не требуется.

В данном документе должны обязательно содержаться указания, которых определяют те или иные виды работ, выполняемых бригадой.

Должен быть обязательно указан порядок регистрации работ, а также их методика и обязательно должно быть указано уведомление вышестоящего оперативного персонала, характер работы, а также оформление записи в оперативном журнале.

## **17.2 Экологичность работы.**

На подстанции «Набережная» основным источником создающим угрозу для экологии окружающей среды являются трансформаторное масло, которое может быть разлито на значительную площадь при разгерметизации трансформатора, это может произойти во время аварийной ситуации, либо ремонтных работ, либо каких-либо грозовых перенапряжений., пожара.

Повреждение данного оборудования представляет особую опасность для персонала, а также для окружающей среды.

В связи с этим для предотвращения данной ситуации на силовых трансформаторах предполагается установка специального маслоприемника, который служит ёмкостью для сбора масла и исключение его разлива и возгорания на прилегающей территории.

Данное устройство, в соответствии с [11], является обязательным для маслonaполненного оборудования.

Данные устройства должны устанавливаться и под маслonaполненными реакторами.

Размеры трансформаторов ТМН 4000/35/10 3,56×2,63×3,72 и массой масла 4,11 т.

При расчете параметров маслоприемника принимаем следующие условия

1) Расчетные размеры маслоприемника на ПС «Набережная» выступают за габариты трансформатора на 1 м [11].

2) Должно предусматриваться вмещение полного объема масла, а также 80 % общего расхода воды от средств пожаротушения.

Маслоприемник на ПС Набережная выполняем с установкой сверху металлической решетки, поверх которой насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м;

Объем масла в трансформаторе ТМН 4000/35/10:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (103)$$

$$V_{\text{трм}} = \frac{4,11}{0,88} = 4,67 \text{ (м}^3\text{)}$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе

$\rho$  – плотность масла (т/м<sup>3</sup>)

Площадь маслоприемника на ПС «Набережная»:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (104)$$

$$S_{mn} = (3,56 + 2 \cdot 1,0) \cdot (2,53 + 2 \cdot 1,0) = 25,19 \text{ (м}^2\text{)}$$

где  $A$ ,  $B$  – длина и ширина трансформатора 35 кВ (м)

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора 35 кВ и стенкой маслоприемника:

Площадь боковой поверхности трансформатора ТМН 4000/35/10:

$$S_{\delta n} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (105)$$

$$S_{\delta n} = (3,56 + 2,53) \cdot 2 \cdot 3,72 = 45,31 \text{ (м}^2\text{)}$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

Коэффициент пожаротушения и время тушения принимаем [11]:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Объем воды необходимый для тушения трансформатора ТМН 4000/35:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\delta n}) \cdot 10^{-3} \quad (106)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (25,19 + 45,31) \cdot 10^{-3} = 25,38 \text{ (м}^3\text{)}$$

Объем маслоприемника:

$$V_{mH_2O} = V_{трм} + 0,8 \cdot V_{H_2O}$$

$$V_{mH_2O} = 4,67 + 0,8 \cdot 25,38 = 24,97 \text{ (м}^3\text{)}$$

Глубина маслоприемника:

$$H_{mn} = \frac{V_{mMH2O}}{S_{mn}} \quad (107)$$

$$H_{mn} = \frac{25,38}{25,19} = 1,001 \text{ (м)}$$

Высота подсыпки [11]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота прослойки [11]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Общая глубина маслоприемника для трансформатора ТМН 4000/35 ПС  
Набережная [11]

$$H_{nmn} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (108)$$

$$H_{nmn} = 1,001 + 0,05 + 0,25 = 1,256 \text{ (м)}$$

### 17.3 Чрезвычайные ситуации

В данном разделе рассматривается модернизация подстанции Набережная, при этом должны соблюдаться все нормы пожарной безопасности во избежание возникновения пожаров на электрооборудовании данного объекта.

Для снижения воздействия данных факторов на подстанции Набережная предусматривается применением современного оборудования, безопасного для человека, как в нормальном, так и в аварийном режиме эксплуатации.

Следует отметить, что в настоящее время на подстанции эксплуатируются маслonaполненные выключатели, которые очень опасны и могут взрываться при прохождении через них токов короткого замыкания.

Поэтому в данной работе предлагается установка современных для элегазовых выключателей, которые в данной ситуации крайне безопасны.

Рассмотрим различные чрезвычайные ситуации на подстанции Набережная, в частности пожар на открытом распределительном устройстве, либо

удар молнии в него.

Как указывалось ранее, на подстанции устанавливаются современные безопасные в отношении людей силовые выключатели, поэтому вероятность возникновения чрезвычайной ситуации крайне мала.

Пожарная безопасность на указанном объекте должна обеспечивать не только сохранение жизни и здоровья людей, но также и материальных ценностей на всех стадиях жизненного цикла.

В состав системы пожаротушения на подстанции Набережная входит значительное количество организационных и технических мероприятий, которые должны исключать возможность возникновения чрезвычайной ситуации либо пожара.

Эти мероприятия позволяют устранить возникновение горючей среды, устранить образование в этой среде источников тепла, которые могут поддерживать горение, а также снижение температуры в горючей среде до той при которой поддержание горения не может быть организовано.

Рассмотрим систему пожаротушения на подстанции, которую образует комплекс технических средств на снижение возникновении чрезвычайной ситуации, а также на снижение воздействия опасных факторов на и также ограничение ущерба от этих случаев.

В частности эти мероприятия обеспечивают:

- применение негорючих средств вместо пожароопасных;
- использование минимального количества горючих веществ;
- ограничение распространения пожара;
- применение специального рода средств для тушения пожара;
- применение специальная конструкция объектов определенной огнестойкостью и горючестью;
- средства сигнализации о возникновении пожара либо чрезвычайной ситуации также пожарной охраны.

Противопожарные преграды и различного рода разрывы имеют очень

высокое значение на подстанции «Набережная», так как они представляют преграду для распространения пожара как внутри здания, так и с него снаружи.

Устройство представляет собой стены либо огнезащитные перегородки и двери.

Рассмотрим пожарную технику, которая предназначена для защиты открытого распределительного устройства от возгорания.

Это в частности:

- пожарные машины;
- пожарная сигнализация;
- различного рода огнетушители;
- другое пожарное оборудование ручной инструмент и различного рода спасательные средства.

Следует уделить отдельное внимание установки водяного пожаротушения, газового, порошкового.

Такие способы тушения пожара в частности водой являются наиболее экономически целесообразным и очень дешевыми.

Первичные средства пожаротушения на подстанции «Набережная» представляет собой ящики с песком, а также огнетушители, которые располагаются непосредственно возле взрывоопасного либо пожароопасного оборудования.

В качестве огнетушащих средств в работе устанавливаются: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в КРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично КРУ 10 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два ящика с песком емкостью 0,5 м<sup>3</sup> [15].

На ПС «Набережная» определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество.

Применение этих средств для других целей не допускается.

*Основные причины возникновения пожаров от электроустановок*



Анализ пожаров от электроустановок показывает, что наиболее частыми причинами их возникновения являются короткие замыкания в электропроводах и электрооборудовании, токовая перегрузка электропроводок и электрооборудования, перегрев мест соединения токоведущих частей электроустановок в результате образования больших  $\tau$  переходных сопротивлений.

Также причинами возникновения пожаров являются воздействие на окружающую среду электрической дуги и электрического искрения, от нагрева конструкций при переходе (выносе) на них напряжения, от вихревых токов.

Опасность возникновения пожаров при эксплуатации электроустановок обуславливается тем, что большинство изоляционных материалов, применяемых в электроустановках, относятся к горючим (бумага, картон, хлопчатобумажные и шелковые ткани, резина, полиэтилен, поливинилхлорид, полистирол, полипропилен, трансформаторное масло и т.д.).

При наличии кислорода воздуха и источника зажигания может возникнуть загорание (пожар).

Коротким замыканием (КЗ) называется всякое непредусмотренное нормальными условиями работы замыкание через малое сопротивление между фазами, а в системах с заземленной нейтралью – также замыкание одной или нескольких фаз на землю или нулевой провод.

Так как при металлическом КЗ в месте соединения величина сопротивления проводников очень мала, то по проводникам сетей и токоведущим частям электрооборудования будут протекать токи КЗ значительной величины (от нескольких кА до сотен кА).

Величина тока КЗ зависит от величины питающего напряжения, удаления источников напряжения от места КЗ, вида КЗ (при 3-х фазном больше), времени КЗ (если аппараты защиты быстродействующие, то ток КЗ не успевает достичь максимальной величины).

Чаще всего бывает однофазное КЗ (65 %), однако в кабельных сетях часто однофазное КЗ переходит в 2-х фазное и 3-х фазное из-за разрушения изоляции электрической дугой.

Основная причина возникновения КЗ – нарушение изоляции в электрических проводах, кабелях, машинах и аппаратах, вызванное: - перенапряжениями, в том числе от ударов молнии; - старением изоляции; - механическими повреждениями; - локальным повышением влажности или агрессивности среды

Опасность перегрузок вызвана тепловым действием тока (закон Джоуля – Ленца).

При 2-х кратной и более перегрузке может произойти воспламенение изоляции.

Кроме того, небольшие по величине, но длительные перегрузки вызывают быстрое старение изоляции, что может привести к ее пробое и КЗ.

Причины перегрузок:

- несоответствие сечения проводника рабочему току;
- попадание на проводники токов утечки;
- повышение температуры окружающей среды;
- механическая перегрузка на валу электродвигателей;
- понижение напряжения сети;
- работа 3-х фазного электродвигателя на двух фазах.

Переходным сопротивлением называется сопротивление, возникающее в местах перехода с одного провода на другой, с провода на электрический аппарат, в контактах электрических аппаратов.

При протекании тока нагрузки в таком контактном соединении по закону Джоуля – Ленца будет выделяться некоторое количество тепла, которое может быть значительным при большой величине переходного сопротивления.

При соприкосновении контактов с горючими материалами может произойти их воспламенение; если среда взрывоопасная, то может произойти взрыв.

Причины больших переходных сопротивлений: - неровности на поверхности металла контактов; - недостаточная сила нажатия контактов - наличие на поверхности металла контактов оксидных пленок (увеличивается во влажной среде и с химически активными веществами, а также при нагреве контактов).

#### *Маркировка взрывозащищенного электрооборудования*

Применение во взрывоопасных зонах электрооборудования общепромышленного исполнения недопустимо, так как электрооборудование может искрить, нагреваться до опасных температур и явиться причиной пожара или взрыва.

Поэтому во взрывоопасных зонах (за небольшим исключением) следует применять специальное взрывозащищенное электрооборудование.

Согласно Правил устройства электроустановок, ГОСТ Р 51330.5-99, Федерального закона №123-ФЗ взрывозащищенное электрооборудование подразделяется по уровням и видам взрывозащиты, группам и температурным классам.

Уровень взрывозащиты электрооборудования – это степень его взрывозащиты (надежности) при установленных нормативными документами условиях.

Существуют три уровня взрывозащиты электрооборудования: электрооборудование повышенной надежности против взрыва, взрывобезопасное электрооборудование, особовзрывобезопасное электрооборудование.

Уровень «электрооборудование повышенной надежности против взрыва»- взрывозащищенное электрооборудование, в котором взрывозащита обеспечивается только в признанном нормальном режиме работы.

Знак уровня в маркировке - 2.

Уровень «взрывобезопасное электрооборудование» - взрывозащищенное электрооборудование, в котором взрывозащита обеспечивается как при нормальном режиме работы, так и при признанных вероятных повреждениях, определяемых условиями эксплуатации, кроме повреждений средств взрывозащиты.

Знак уровня в маркировке - 1.

Уровень «особовзрывобезопасное электрооборудование» - взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты.

Знак уровня в маркировке - 0.

Если в состав взрывозащищенного оборудования входят элементы с различным уровнем взрывозащиты, общий уровень взрывозащиты его устанавливается по элементу, имеющему наиболее низкий уровень.

Вид взрывозащиты электрооборудования – совокупность средств его взрывозащиты, установленная нормативными документами.

Под средством взрывозащиты электрооборудования понимается конструктивное (или схемное) решение для обеспечения его взрывозащиты

Виды взрывозащиты, обеспечивающие различные уровни взрывозащиты, различаются средствами и мерами обеспечения взрывобезопасности, оговоренными в стандартах на соответствующие виды взрывозащиты.

Электрооборудование повышенной надежности против взрыва может обеспечиваться: взрывозащитой вида «i» с уровнем искробезопасной электрической цепи «ic» и выше; взрывозащитой вида «r», имеющей устройство сигнализации о недопустимом снижении давления; взрывозащитой вида «q»; защитой вида «e»; защитой вида «m»; взрывозащитой вида «d» для электрооборудования повышенной надежности против взрыва; масляным заполнением для электрооборудования группы II и заполнением негорючей жидкостью для электрооборудования группы I оболочек, удовлетворяющих требованиям взрывозащиты вида «o»; взрывозащитой вида «s».

Взрывобезопасное электрооборудование может обеспечиваться: взрывозащитой вида «i» с уровнем искробезопасной электрической цепи не ниже «ie»; взрывозащитой вида «r» с устройством сигнализации и автоматического отключения напряжения питания, кроме искробезопасных цепей уровня «ia», при недопустимом снижении давления; взрывозащитой вида «d» для взрывобезопасного электрооборудования; специальным видом взрывозащиты «s»; защитой вида «e», заключенной во взрывонепроницаемую оболочку; заключением в оболочку, предусмотренную для защиты «r» с устройством сигнализации о снижении давления ниже допустимого значения электрооборудования группы II с защитой вида «e».

Особовзрывобезопасное электрооборудование может обеспечиваться: взрывозащитой вида «i» с уровнем искробезопасной электрической цепи «ia»; специальным видом взрывозащиты «s»; взрывобезопасным электрооборудованием с дополнительными средствами взрывозащиты (например, заключением искробезопасных частей, залитых компаундом или погруженных в жидкий или сыпучий диэлектрик, во взрывонепроницаемую оболочку, или продуванием взрывонепроницаемой оболочки чистым воздухом под избыточным давлением при наличии устройств контроля давления, сигнализации и автоматического отключения напряжения при недопустимом снижении давления или при повреждении взрывонепроницаемой оболочки).

При этом для отходящих соединений должен обеспечиваться уровень искробезопасных цепей «ia».

Взрывозащищенное электрооборудование в зависимости от области применения подразделяется на две группы:

группа I - рудничное взрывозащищенное электрооборудование, предназначенное для подземных выработок шахт и рудников, опасных по газу или пыли;

группа II - взрывозащищенное электрооборудование для внутренней и наружной установки, кроме рудничного взрывозащищенного.

Электрооборудование группы II, имеющее виды взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» и «искробезопасная электрическая цепь», подразделяются на три подгруппы, соответствующие категориям взрывоопасных смесей - ПА, ПВ и ПС.

Рассмотренная классификация взрывозащищенного электрооборудования и знаки обозначения его уровней, видов, групп и подгрупп, а так же температурных классов позволяют выполнять маркировку взрывозащиты.

В зависимости от класса взрывоопасной зоны может применяться то или иное по уровню и виду взрывозащищенное электрооборудование, а в отдельных случаях и электрооборудование общего назначения, но с определенной степенью защиты оболочки.

Маркировка электрооборудования по взрывозащите является характеристикой особенностей национальных правил изготовления взрывозащищенного электрооборудования и служит для оперативной оценки области его применения во взрывоопасных зонах.

Опыт применения отечественного и зарубежного взрывозащищенного электрооборудования показал, что наличие индивидуальной для каждого национального стандарта маркировки по взрывозащищенности создавало некоторые затруднения и являлось нежелательным в проектной и эксплуатационной практике.

#### *Классификация взрывоопасных зон согласно ПУЭ*

Взрывоопасная зона – помещение или ограниченное пространство в помещении или наружной установке, в котором имеются или могут образовываться взрывоопасные смеси.

Взрывоопасные зоны делятся на 6 классов.

Для горючих газов и паров ЛВЖ предусмотрены 4 класса: В-I, В-Ia, В-Iб, В-Iг. Для взрывоопасных пылей предусмотрены 2 класса: В-II и В-IIa.

При определении взрывоопасных зон принимается, что:

а) взрывоопасная зона в помещении занимает весь объем помещения, если объем взрывоопасной смеси превышает 5 % свободного объема помещения;

б) взрывоопасной считается зона в помещении в пределах до 5 м по горизонтали и вертикали от технологического аппарата, из которого возможно выделение горючих газов или паров ЛВЖ, если объем взрывоопасной смеси равен или менее 5 % свободного объема помещения.

Помещение за пределами взрывоопасной зоны следует считать невзрывоопасным, если нет других факторов, создающих в нем взрывоопасность.

Зоны класса В-I — зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие газы или пары ЛВЖ в таком количестве и с такими свойствами, что они могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы, например при загрузке, или разгрузке технологических аппаратов, хранении или переливании ЛВЖ, находящихся в открытых емкостях, и т. п.

Зоны класса В-Ia — зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов (независимо от нижнего концентрационного предела воспламенения) или паров ЛВЖ с воздухом не образуются, а возможны только в результате аварий или неисправностей.

Зоны класса В-Iб — зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов или паров ЛВЖ с воздухом не образуются, а возможны только в результате аварий или неисправностей и которые отличаются одной из следующих особенностей: 1.

Горючие газы в этих зонах обладают высоким нижним концентрационным пределом воспламенения (15 % и более) и резким запахом при предельно допустимых концентрациях (например, машинные залы аммиачных компрессорных и холодильных абсорбционных установок).

Помещения производств, связанных с обращением газообразного водорода, в которых по условиям технологического процесса исключается образование взрывоопасной смеси в объеме, превышающем 5 % свободного объема помещения, имеют взрывоопасную зону только в верхней части помещения.

Взрывоопасная зона условно принимается от отметки 0,75 общей высоты помещения, считая от уровня пола, но не выше кранового пути, если таковой имеется.

К классу В-Іб относятся также зоны лабораторных и других помещений, в которых горючие газы и ЛВЖ имеются в небольших количествах, недостаточных для создания взрывоопасной смеси в объеме, превышающем 5 % свободного объема помещения, и в которых работа с горючими газами и ЛВЖ производится без применения открытого пламени.

Эти зоны не относятся к взрывоопасным, если работа с горючими газами и ЛВЖ производится в вытяжных шкафах или под вытяжными зонтами

Зоны класса В-Іг — пространства у наружных установок: технологических установок, содержащих горючие газы или ЛВЖ (за исключением наружных аммиачных компрессорных установок), надземных и подземных резервуаров с ЛВЖ или горючими газами (газгольдеры), эстакад для слива и налива ЛВЖ, открытых нефтеловушек, прудов-отстойников с плавающей нефтяной пленкой и т. п.

К зонам класса В-Іг также относятся:

- пространства у проемов за наружными ограждающими конструкциями помещений со взрывоопасными зонами классов В-І, В-Іа и В-ІІ (исключение — проемы окон с заполнением стеклоблоками);

- пространства у наружных ограждающих конструкций, если на них расположены устройства для выброса воздуха из систем вытяжной вентиляции помещений со взрывоопасными зонами любого класса или если они находятся в пределах наружной взрывоопасной зоны;

- пространства у предохранительных и дыхательных клапанов емкостей и технологических аппаратов с горючими газами и ЛВЖ.



Для наружных взрывоопасных установок взрывоопасная зона класса В-Iг считается в пределах до:

а) 0,5 м по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещений со взрывоопасными зонами классов В-I, В-Ia, В-II;

б) 3 м по горизонтали и вертикали от закрытого технологического аппарата, содержащего горючие газы или ЛВЖ; от вытяжного вентилятора, установленного снаружи (на улице) и обслуживающего помещения со взрывоопасными зонами любого класса;

в) 5 м по горизонтали и вертикали от устройств для выброса из предохранительных и дыхательных клапанов емкостей и технологических аппаратов с горючими газами или ЛВЖ, от расположенных на ограждающих конструкциях зданий устройств для выброса воздуха из систем вытяжной вентиляции помещений с взрывоопасными зонами любого класса;

г) 8 м по горизонтали и вертикали от резервуаров с ЛВЖ или горючими газами (газгольдеры); при наличии обвалования — в пределах всей площади внутри обвалования;

д) 20 м по горизонтали и вертикали от места открытой слива и налива для эстакад с открытым сливом и наливом ЛВЖ.

Эстакады с закрытыми сливно-наливными устройствами, эстакады и опоры под трубопроводы для горючих газов и ЛВЖ не относятся к взрывоопасным, за исключением зон в пределах до 3 м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры и фланцевых соединений трубопроводов, в пределах которых электрооборудование должно быть взрывозащищенным для соответствующих категории и группы взрывоопасной смеси.

Зоны класса В-II — зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются переходящие во взвешенное состояние горючие пыли или волокна в таком количестве и с такими свойствами, что они способны образовать взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы (например, при загрузке и разгрузке технологических аппаратов).

Зоны класса В-Па — зоны, расположенные в помещениях, в которых опасные состояния, указанные для зон класса В-П не имеют места при нормальной эксплуатации, а возможны только в результате аварий или неисправностей.

Зоны в помещениях вытяжных вентиляторов, обслуживающих взрывоопасные зоны любого класса, относятся к взрывоопасным зонам того же класса, что и обслуживаемые ими зоны.

Зоны в помещениях приточных вентиляторов, обслуживающих взрывоопасные зоны любого класса, не относятся к взрывоопасным, если приточные воздуховоды оборудованы самозакрывающимися обратными клапанами, не допускающими проникновения взрывоопасных смесей в помещения приточных вентиляторов при прекращении подачи воздуха.

При отсутствии обратных клапанов помещения приточных вентиляторов имеют взрывоопасные зоны того же класса, что и обслуживаемые ими зоны.

*Классификация взрывоопасных зон согласно Федеральному закону №123-ФЗ*

В зависимости от частоты и длительности присутствия взрывоопасной смеси взрывоопасные зоны подразделяются на следующие классы: 0-й класс - зоны, в которых взрывоопасная смесь газов или паров жидкостей с воздухом присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа; 1-й класс - зоны, в которых при нормальном режиме работы оборудования выделяются горючие газы или пары легковоспламеняющихся жидкостей, образующие с воздухом взрывоопасные смеси;

2-й класс - зоны, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования;

20-й класс - зоны, в которых взрывоопасные смеси горючей пыли с воздухом имеют нижний концентрационный предел воспламенения менее 65 граммов на кубический метр и присутствуют постоянно;

21-й класс - зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальном режиме работы оборудования выделяются переходящие во взвешенное состояние горючие пыли или волокна, способные образовывать с воздухом взрывоопасные смеси при концентрации 65 и менее граммов на кубический метр;

22-й класс - зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси горючих пылей или волокон с воздухом при концентрации 65 и менее граммов на кубический метр, но возможно образование такой взрывоопасной смеси 26 горючих пылей или волокон с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования.

Таким образом, зона класса В-I соответствует зоне класса 1, зоны класса В-Ia, В-Iб, В-Iг – зоне класса 2; зона класса В-II соответствует зоне класса 21, класса В-IIa - зоне класса 22.

## 18 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ ПС НАБЕРЕЖНАЯ

В данном разделе проводится расчет капиталовложений в модернизацию ПС «Набережная».

Расчет проводится по методике укрупненных стоимостных показателей с учетом районного коэффициента для рассматриваемого района и коэффициентом перевода стоимости оборудования на четвертый квартал 2020 года.

Определяем стоимость ячеек РУВН, НН ПС Набережная:

$$k_{PY} = (n_{35} \cdot k_{35} + n_{10} \cdot k_{10}) \cdot k_u \cdot k_p \quad (109)$$

где  $k_u$  - коэффициент перевода цен 2000 года на четвертый квартал 2020 год

$k_p$  - районный коэффициент:

$n_{35}$  - количество ячеек вакуумных выключателей 35 кВ:

$k_{35}$  - стоимость ячейки вакуумного выключателя 35 кВ:

$n_6$  - количество ячеек вакуумных выключателей 10 кВ

$k_6$  - стоимость ячейки вакуумного выключателя 10 кВ:

$$k_{PY} = (7 \cdot 0,2 + 0,085 \cdot 12) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 13,93 \quad (\text{млн.руб})$$

Определяем постоянную часть затрат при модернизации подстанции Набережная (силовые трансформаторы в расчет не принимаются):

$$k_{\text{пост}} = k'_{\text{пост}} \cdot k_u \cdot k_p \quad (110)$$

где  $k'_{\text{пост}}$  - постоянная часть затрат на модернизацию ПС Набережная в ценах 2000 года:

$$k_{\text{ном}} = 8,3 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 46,18$$

Определяем суммарные капиталовложения в модернизацию ПС Набережная:

$$k_{\text{нс}} = k_{\text{пу}} + k_{\text{ном}}$$

$$k_{\text{нс}} = 13,93 + 46,18 = 60,11 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт нового электрооборудования ПС Набережная а так же на его амортизацию вычисляются по формуле:

$$u_{\text{AM}} = k_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ам}}, \quad (111)$$

Г

Д

€<sub>ПС</sub>

Капитальные вложения в оборудование ПС Набережная:

– нормы отчислений на амортизацию в год для подстанционного оборудования

в год;  $\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}$  (112)

где  $T_{\text{сл}}$  - срок службы оборудования подстанционного оборудования:

$$u_{\text{AM}} = 60,11 \cdot \frac{1}{20} = 3,0 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки для оборудования ПС Набережная:

$$u_{\text{ЭК.ПС}} = \alpha_{\text{ЭК.ПС}} \cdot k_{\text{ПС}} \quad (113)$$

где  $\alpha_{\text{ЭК.ПС}}$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт оборудования ПС Набережная:

$$u_{\text{ЭК.ПС}} = 5,9 / 100 \cdot 60,11 = 3,55 \text{ (млн.руб)}$$

Расчеты показали, что стоимость реализации проекта по модернизации ПС Набережная составляет 60,11 миллиона рублей.

Издержки на амортизацию основного оборудования составят 3,0 миллиона рублей /год, а на его эксплуатацию 3,55 миллиона рублей /год.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе был разработан вариант модернизации системы электроснабжения восточной части города «Архара» с источником питания подстанция «Набережная».

Целью данной работы являлась разработка экономически выгодного, варианта развития электрических сетей напряжением 10 кВ, с источником питания ПС 35/10 «Набережная», удовлетворяющего нормативным требованиям по надежности.

Для достижения поставленной цели в данной работе были решены следующие задачи:

Выполнен расчет нагрузок на шинах низкого напряжения существующих КТПГ и выполнена проверка фактического коэффициента загрузки трансформаторов.

Определены трансформаторы с ненормированным коэффициентом загрузки.

Выполнен расчет токов короткого замыкания, на основании которого выбрано и проверено основное электротехническое оборудование ПС «Набережная»

Выбран тип проводника и его сечение на отходящих фидерах 10 кВ, с последующей проверкой по термической стойкости и потере напряжения

Выполнен расчет уставок микропроцессорной защиты силовых трансформаторов ПС «Набережная»

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Виноградова, А.В. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию по теме «Расчет понизительной подстанции в системе электроснабжения» [Электронный ресурс] : методические указания / А.В. Виноградова. — Электрон. дан. — Орел : ОрелГАУ, 2013. — 89 с.

2 Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В [Электронный ресурс] : учебное пособие / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. — Электрон. дан. — Москва : СОЛОН-Пресс, 2015. — 538 с.

3 Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением до 1000 В [Электронный ресурс] : учебное пособие / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. — Электрон. дан. — Москва : СОЛОН-Пресс, 2010. — 400 с.

4 Контроль и учет электроэнергии в современных системах электроснабжения [Электронный ресурс]: учебное пособие/ В.И. Васильченко [и др.].— Электрон. текстовые данные.— Белгород: Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, ЭБС АСВ, 2011.— 243 с.

5 Конюхова Е.А. Электроснабжение [Электронный ресурс]: учебник для вузов/ Конюхова Е.А.— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2014.— 510 с.

6 Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Электронный ресурс] : учебное пособие / Г.В. Коробов, В.В. Картавец, Н.А. Черемисинова. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2014. — 192 с.

7 Куско, А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии [Электронный ресурс] / А. Куско, М. Томпсон. — Электрон. дан. — Москва : ДМК Пресс, 2010. — 334 с.

8 Малафеев, С.И. Надежность электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / С.И. Малафеев. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2018. — 368 с.

9 Мясоедов Ю.В. «Интеллектуализация систем электроснабжения»



[Электронный ресурс] : моногр. / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 156 с.

10 Надёжность систем электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / П.В. Крючин [и др.]. — Электрон. дан. — Самара : , 2018. — 110 с.

11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

12 Родыгина, С.В. Проектирование и эксплуатация систем электроснабжения. Передача, распределение, преобразование электрической энергии [Электронный ресурс] : учебное пособие / С.В. Родыгина. — Электрон. дан. — Новосибирск : НГТУ, 2017. — 72 с.

13 Савина, Наталья Викторовна. Теория надежности в электроэнергетике [Текст] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 214 с. : рис. - Библиогр.: с. 211

14 Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140211.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 124 с. - Б. ц.

15 Собоурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2015.

16 СТО ДИВГ-058-2017. Расчет токов коротких замыканий и замыканий на землю в распределительных сетях. Методические указания. 2017г.

17 Фролов, Ю.М. Основы электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2012. — 432 с.

18 Ханин, Ю.И. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.И. Ханин, Р.П. Короткий. — Электрон. дан. — Волгоград : Волгоградский ГАУ, 2018. — 124 с.

19 Шлейников, В.Б. Курсовое проектирование по электроснабжению [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.Б. Шлейников. — Электрон. дан. — Оренбург : ОГУ, 2017. — 104 с.

20 Электроснабжение. Расчет токов короткого замыкания [Электронный ре-сурс]: методические указания к практическим и курсовой работам/ — Элек-трон. текстовые данные.— Липецк: Липецкий государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2014.— 47 с.

21 Электроснабжение жилых домов с улучшенной планировкой и коттеджей / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн. ф. Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 162 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет электрической нагрузки 0,4 кВ

№ КТПГ (Стр)	$P_{p\Sigma}$ (кВт)	$Q_{p\Sigma}$ (квар)	Расчетная полная мощность нагрузки	Коэффициент реактивной мощности
914 (400)	365,26	142,45	392,06	0,39
34 (250)	211,23	59,14	219,35	0,28
18 (400)	332,12	122,88	354,12	0,37
976 (400)	257,59	79,85	269,68	0,31
17 (400)	198,25	49,56	204,35	0,25
32 (400,400)	470,6	374,4	601,36	0,81
941 (400)	384,82	150,08	413,05	0,39
55 (400,400)	352,7	292,74	458,36	0,83
31 (250)	112,15	50,47	122,98	0,45

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет коэффициентов загрузки

№ КТПГ (Стр)	Расчетная полная мощность нагрузки (кВА)	$k_{факт}$	$k_{наг}$
914 (400)	392,06	<u>0,98</u>	-
34 (250)	219,35	<u>0,88</u>	-
18 (400)	354,12	<u>0,89</u>	-
976 (400)	269,68	0,67	-
17 (400)	204,35	0,51	-
32 (400,400)	601,36	0,70	1,4
941 (400)	413,05	<u>1,03</u>	-
55 (400,400)	458,36	0,57	1,14
31 (250)	122,98	0,49	-

ПРИЛОЖЕНИЕ В Определение расчетной электрической нагрузки 10 кВ

Наименование КТП	Потери в трансформаторах,			Расчетная нагрузка узла (кВА)		
	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (квар)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{P10ТП}$ (кВт)	$Q_{P10ТП}$ (квар)	$S_{P10ТП}$ (кВА)
914	3,6	17,19	17,57	368,86	159,64	409,63
34	2,08	7,14	9,83	213,31	66,28	229,18
18	3,28	14,83	15,87	335,40	137,71	369,99
976	2,54	9,64	12,09	260,13	89,49	281,77
17	1,96	5,98	9,16	200,21	55,54	213,51
32	4,37	44,18	25,01	474,97	418,58	626,37
941	3,80	18,11	18,51	388,62	168,19	431,56
55	3,48	35,33	20,54	356,18	328,07	478,90
31	1,11	6,09	5,51	113,26	56,56	128,49