

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

« ____ » _____ 2017г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция Баневур напряжением 35/10 кВ Приморских электрических сетей в связи с увеличением нагрузки

Исполнитель

студент группы 342зсб2

подпись, дата

Р.С. Михайлюков

Руководитель

ст. преподаватель

подпись, дата

И.Г. Подгурская

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ 2017г.
« _____ » _____

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: Михайлюкова Романа Степановича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция Баневур напряжением 35/10 кВ Приморских электрических сетей в связи с увеличением нагрузки

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

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

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Подгурская Ирина Геннадьевна

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 91 с., 11 рисунков, 30 таблиц, 80 формул, 21 источник, 4 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 бакалаврской работе предлагается вариант реконструкции системы электроснабжения поселка городского типа с центром питания ПС «Баневур» Приморских электрических сетей. В качестве технического 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 «Баневур», рассчитаны сечения воздушных линий электропередачи, в качестве провода принят СИП-3, определены мощности трансформаторов КТПГ. Рассчитаны токи короткого замыкания на основании расчетов, произведен выбор основного электротехнического оборудования на ПС 35 кВ «Баневур». Рассчитаны зоны молниезащиты на РУ 35 кВ и выполнен расчет защитного заземления ПС «Баневур». Выполнен расчет защиты силового трансформатора 35/10 кВ. Рассмотрены основные вопросы безопасности при эксплуатации маслонаполненного оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Климатическая характеристика района размещения объектов	8
2 Характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ	9
3 Характеристика существующей схемы электроснабжения 10 кВ	12
4 Определение расчётных нагрузок на шинах 0,4 кВ КТПГ	16
5 Выбор числа мощности трансформаторов КТПГ	22
6 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ПС «Баневур»	26
7 Выбор компенсирующих устройств ПС «Баневур»	30
8 Выбор числа и мощности трансформаторов КТПГ «Баневур»	33
9 Конструкция РУ ВН, НН КТПГ «Баневур»	36
10 Выбор сечений ВЛ 10	37
11 Проверка сечений КЛ по термической стойкости и потере напряжения	40
11.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов кз	43
11.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	44
12 Расчет токов короткого замыкания	45
13 Выбор оборудования РУ ПС «Баневур»	52
13.1 Выбор типа РУ ВН ПС «Баневур»	52
13.2 Выбор выключателей 35 кВ	53
13.3 Выбор выключателей 10 кВ	55
13.4 Выбор разъединителей	56
13.5 Выбор трансформаторов тока	56
13.6 Выбор трансформаторов напряжения	59
13.7 Выбор гибкой ошиновки	62
13.8 Выбор жестких шин 10 кВ	62
13.9 Выбор изоляторов 10 кВ	63
13.10 Выбор трансформатора собственных нужд	64
13.11 Выбор высокочастотного заградителя	65

13.12	Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ	66
13.13	Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ	67
14	Защита трансформатора ТМН 3200/35/10	68
14.1	Дифференциальная защита	68
14.2	Защита от перегрузки	71
14.3	Максимальная токовая отсечка	71
14.4	Газовая защита	72
15	Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ	73
16	Автоматический ввод резерва	74
17	Безопасность и экологичность	75
	Заключение	83
	Библиографический список	84
	Приложение А расчет нагрузок 0,4 кВ	86
	Приложение Б расчет трансформаторов 10/0,4 кВ	88
	Приложение В определение расчетных нагрузок 10 кВ	89
	Приложение Г расчет молниезащиты	90

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной бакалаврской работы заключается в том, что в настоящее время состояние электрических сетей напряжением 10 кВ с центром питания ПС «Баневур» Приморского края находится в неудовлетворительном состоянии, и требуется скорейшая его замена. Периодический выход из строя воздушных линий, трансформаторных подстанций, коммутационных аппаратов, связанный с увеличением нагрузок на оборудование приводит к снижению количества отпускаемой электроэнергии а следовательно к убыткам. Оборудование самой ПС «Баневур» так же нуждается в скорейшей замене, на более современное и надежное. Замена оборудования позволит значительно снизить величину затрат на ремонт и эксплуатацию, повысить надежность электроснабжения потребителей ПС.

Практическая значимость данной работы заключается в необходимости реконструкции с целью снижения финансовых потерь сетевого предприятия от частого выхода из строя оборудования и связанных с этим недоотпусков электроэнергии.

В качестве методов, которые применялись при выполнении данной работы являются следующие: при определении расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения КТПГ применялся метод удельных электрических нагрузок с использованием коэффициента совмещения максимумов нагрузки. Расчет токов короткого замыкания проводился по методу относительных единиц приближенным методом (использовался ряд средних напряжений)

Целью данной работы является разработка наиболее оптимального с экономической точки зрения, варианта развития электрических сетей напряжением 10 кВ с центром питания ПС 35/10 «Баневур», с учетом требований к качества и надежности электроснабжения.

Для достижения поставленной цели в данной работе предусматривается решение следующих задач:

А) разработка варианта развития сети напряжением 10 кВ,

Б) определение электрических нагрузок на стороне низкого напряжения КТПГ, в соответствии с расчетными данными выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов на КТПГ; расчет сечений и выбор типа проводников в распределительной сети напряжением 10 кВ.

В) расчет нагрузок на шинах низкого напряжения ПС «Баневур», компенсация реактивной мощности и выбор силовых трансформаторов 35/10 кВ.

Г) выбор основного электротехнического оборудования на ПС «Баневур» в связи с модернизацией, с последующей его проверкой по условиям стойкости к токам короткого замыкания.

К дополнительным задачам следует отнести расчет молниезащиты ПС «Баневур», расчет сети защитного заземления для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током. Расчет уставок защит устанавливаемых на силовых трансформаторах 35/10 кВ ПС «Баневур». Расчет параметров надежности электроснабжения ПС «Баневур» как источника питания.

При выполнении работы использовались следующие программные продукты: Microsoft: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad

Ожидаемые результаты от выполнения работы: получение расчетных данных о нагрузках в рассматриваемом участке РЭС, определение номинальных мощностей трансформаторов как 10/0,4 кВ так и на ПС «Баневур». Получение данных о действительных значениях токов короткого замыкания на ПС «Баневур» и в сети 10 кВ. Получение расчетных данных о величине необходимых для реконструкции финансовых вложений

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ

Для выбора оборудования на 35/10 кВ ПС «Баневур» и в электрических сетях 10 кВ необходимо иметь данные о климате в данном районе.

Основные климатические данные для выбора необходимого оборудования приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия района размещения объектов

Климатические условия	Величина
Район по ветру	III
Максимальный скоростной напор, (Н/м ²)	650
Максимальная скорость ветра, (м/с)	32
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см), (мм)	20
Температура воздуха высшая, (град С)	41
Температура воздуха низшая, (град С)	-45
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	0
Число грозových часов	49
Степень загрязнения атмосферы	I
Сейсмичность района, (бал.)	6

Указанные в таблице 1 данные используем в дальнейших расчетах и при выборе оборудования, как на самой ПС «Баневур» так и при выборе основного электротехнического оборудования системы электроснабжения.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 0,4 кВ

В зависимости от эксплуатационно-технических признаков все электроприемники делятся [2]:

- 1) по режимам работы;
- 2) по мощности и напряжению;
- 3) по роду тока;
- 4) по степени надежности.

По режимам работы различают электроприемники:

1) с продолжительно неизменной или малоизменяющейся нагрузкой. Характеризуются тем, что длительно работают без превышения длительно допустимой температуры токоведущих частей.

2) с кратковременной нагрузкой. При работе таких электроприемников температура токоведущих частей ниже длительно допустимой температуры, а за время останова токоведущие части остывают до температуры окружающей среды.

3) с повторно-кратковременной нагрузкой. Длительность цикла “включение–отключение” таких потребителей не превышает 10 минут. При работе электроприемников температура токоведущих частей ниже длительно

допустимой температуры, а за время останова токоведущие части не остывают до температуры окружающей среды

4) нагревательные аппараты, работающие в продолжительном режиме с практически постоянной нагрузкой

5) электрическое освещение, эти электроприемники характеризуются резким изменением нагрузки.

По мощности и напряжению различают электроприемники:

1) большой мощности (80 – 100 кВт и больше)

2) малой и средней мощности (менее 80 кВт) напряжением 380 – 660 В:

По роду тока различают электроприемники:

1) переменного тока промышленной частоты (50 Гц).

2) переменного тока повышенной или пониженной частоты

3) постоянного тока:

Степень надежности электроприемников устанавливается в зависимости от последствий, которые имеют место при внезапном перерыве в электроснабжении. Различают электроприемники:

Первой категории. Перерыв в электроснабжении таких потребителей связан с возникновением опасности для жизни людей, значительным ущербом экономики, повреждением оборудования, массовым браком.

Питание потребителей *первой категории* надежности должно осуществляться от двух независимых источников питания. Независимыми считаются источники потеря напряжения на одном из которых по любой причине не приводит к потере напряжения на другом. Две системы шин считаются независимыми источниками. Среди потребителей *первой категории* надежности определяют особую группу электроприемников. К ней относят электроприемники, для которых бесперебойное электроснабжение необходимо для безопасного останова производства, связанного с возможностью возникновения пожаров, взрывов, гибелью людей.

Для них необходимо предусмотреть три независимых источника питания. Перерыв в электроснабжении потребителей *первой категории* надежности допускается на время автоматического переключения на резервное питание.

Второй категории. Перерыв в электроснабжении таких потребителей связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих мест, механизмов, промышленного транспорта и т.д. Рекомендуется питание от двух независимых источников питания. Допускается питание от одного источника питания и от одного трансформатора при наличии резерва на напряжении питания электроприемников. Допускается перерыв в электроснабжении на время переключений по вводу резервного питания персоналом ПС. Длительность ремонта не должна превышать одних суток.

Третьей категории. К данной категории относятся все не указанные в первых двух категориях электроприемники.

В основном в районе реконструкции преобладающее значение имеют объекты жилищного назначения, такие как жилые дома как одноэтажные так и многоэтажные, значительную долю потребителей составляют гаражи. В нагрузке так же имеются такие потребители как магазины аптеки, кинотеатр, а так же различные организации и частные предприятия. По режимам работы потребители относятся к электроприемникам с мало изменяющейся мощностью нагрузки, по мощности и напряжению к электроприемникам малой и средней мощности напряжением 380 В. По роду тока относятся к электроприемникам переменного тока промышленной частоты, по степени надежности ко второй и третьей группе, первая категория и особая группа первой категории в нагрузке отсутствует.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 кВ

На рисунке 1 представлена подробная однолинейная схема распределительной сети напряжением 10 кВ с центром питания ПС 35/10 кВ «Баневур»:

Фидер №1 имеет петлевую схему, к нему подключены следующие КТПГ: 17,173,142,53,146,135,159,148. По данному фидеру осуществляется связь с фидером №3 ПС «Раковка» (точка нормального размыкания находится на выключателе нагрузки КТПГ 173), с фидером №10 ПС «Раковка» (точка нормального размыкания находится на выключателе нагрузки КТПГ 179), все КТПГ подключенные к указанному фидеру за исключением КТПГ №173 имеют одно трансформаторное исполнение, коэффициент загрузки этих трансформаторов варьируется в пределах 0,4-0,6.

Фидер №15 имеет так же петлевую схему, к нему подключены следующие КТПГ: 45, 176, 174, 4, 35, 131, 90, 49, 36, 144, 129. По данному фидеру осуществляется связь с фидером №19 ПС «Родина» (точка нормального размыкания находится на выключателе нагрузки КТПГ 123), с фидером №2 ПС «Родина» (точка нормального размыкания находится на выключателе нагрузки КТПГ 123), все КТПГ подключенные к указанному фидеру за исключением КТПГ №174 имеют однострансформаторное

исполнение, коэффициент загрузки этих трансформаторов варьируется в пределах 0,5-0,6.

Фидеры №2,5,12 имеет лучевую схему к каждому из них подключено по одной одотрансформаторной КТПГ, соответственно 132, 119, 120, коэффициент загрузки трансформаторов находится в пределах 0,6-0,7.

Все электрооборудование КТПГ линий электроснабжения имеют даты ввода в эксплуатацию 1980 года со сроком службы 30 лет.

Принципиальная однолинейная схема ПС 35 кВ «Баневур» представлена на рисунке 2.

По способу присоединения схема электрических соединений ПС «Баневур» на стороне высокого напряжения относится к транзитной и имеет две секции шин, что положительно влияет на надежность электроснабжения потребителей тк при коротком замыкании на одной секции 35 кВ не происходит полного погашения всей ПС «Баневур» 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 «Баневур».

На указанной ПС установлены устаревшие выключатели номинальным напряжением 35 типа С-35М-630 и на стороне 10 кВ типа ВМГ-10, разъединители типа РНДЗ-2-35/1000 и трансформаторы тока встроенные в выключатели типа ТВ-35-1, оборудование так же было введено в эксплуатацию в 80-х годах и давно израсходовало свой ресурс.

На стороне низкого напряжения применяется схема с двумя секциями шин соединенных секционным выключателем, эта схема является стандартной для большинства ПС данного района номинальным напряжением 35-220 кВ

В данной работе предусматривается в ходе реконструкции ПС «Баневур» модернизирование систем шин как на стороне высокого напряжения для повышения надежности и живучести схемы электроснабжения.

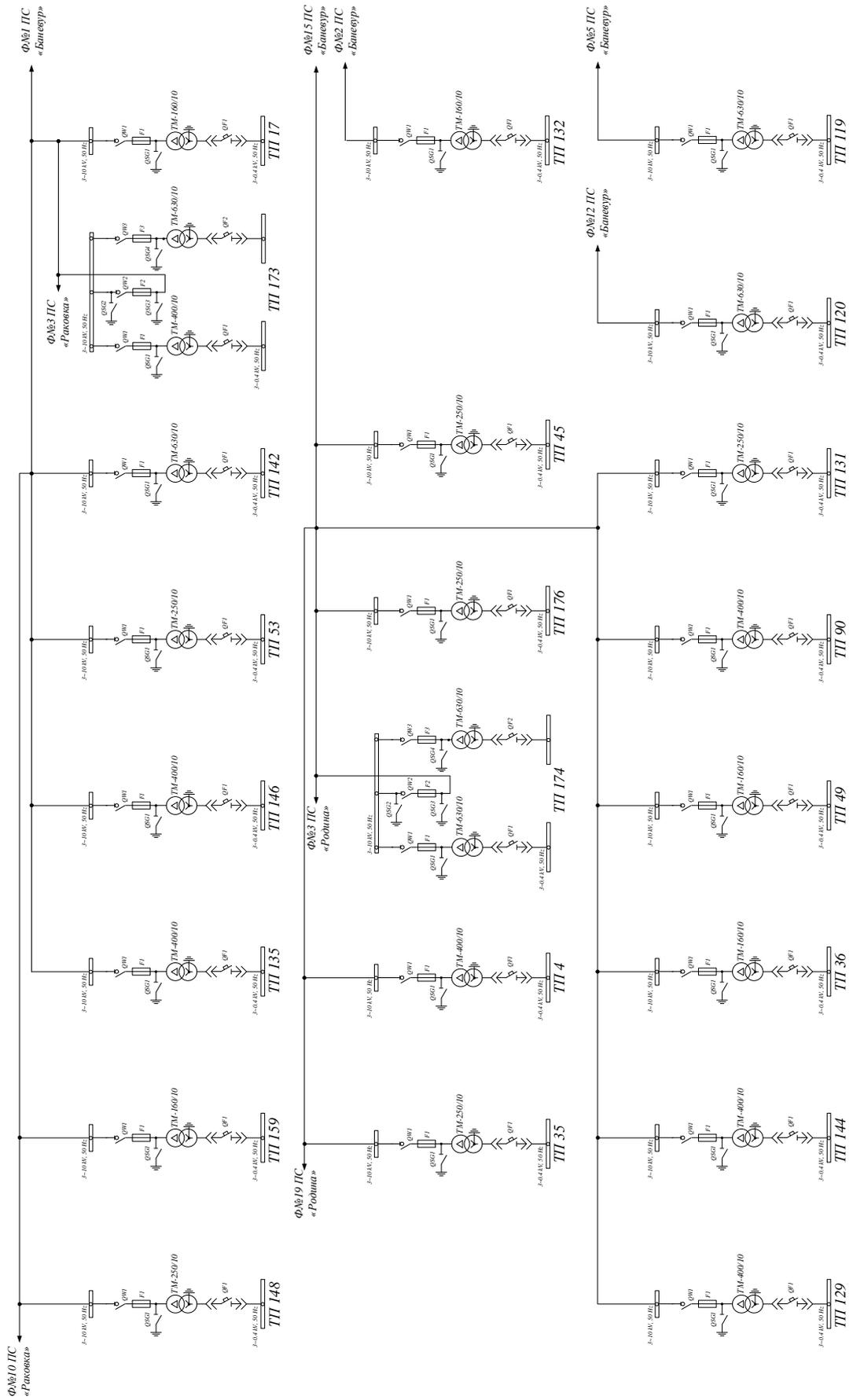


Рисунок 1 - Существующая однолинейная схема распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Баневур»

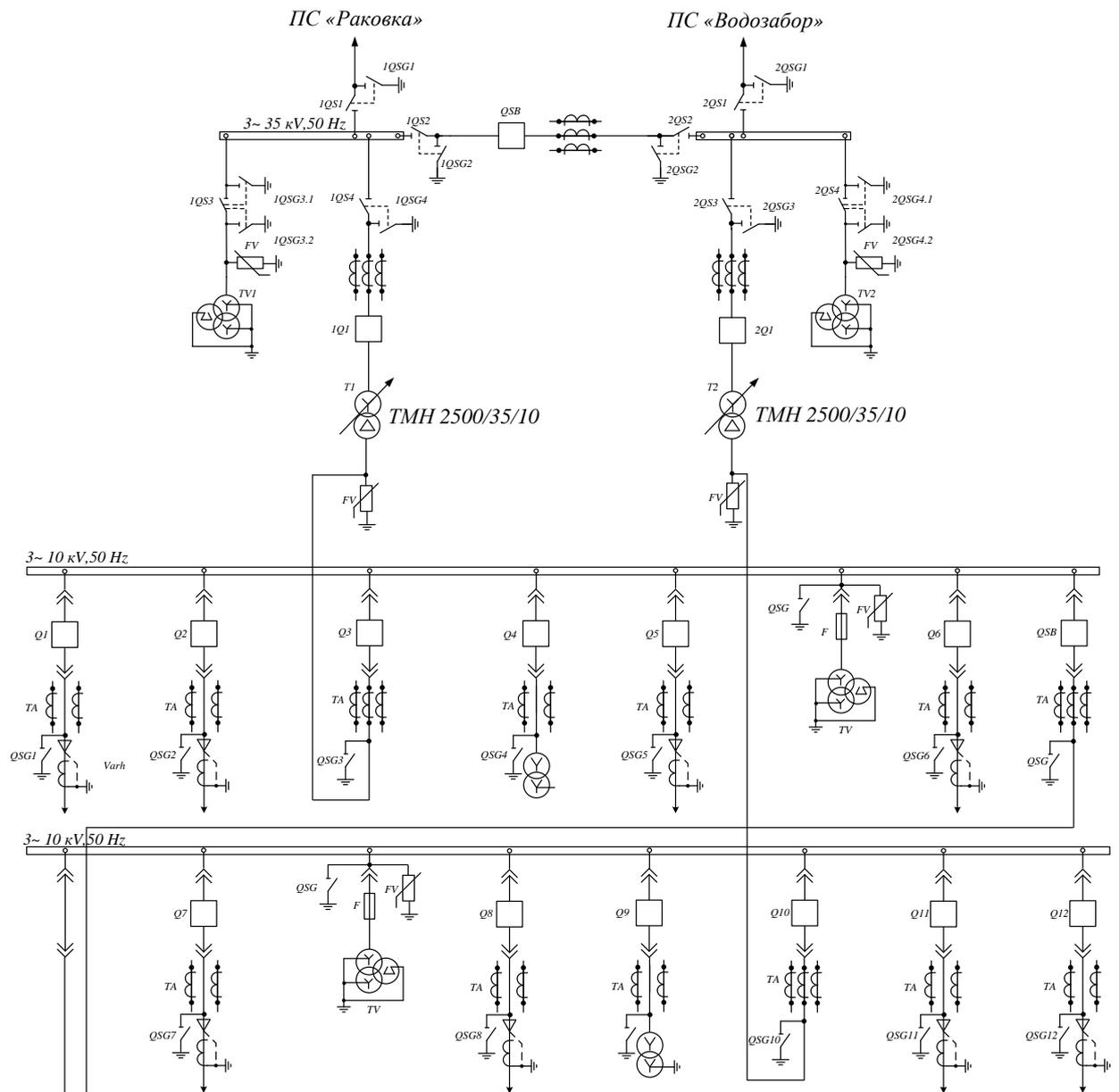


Рисунок 2 - Существующая подробная однолинейная схема ПС «Баневур»

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0,4 кВ КТПГ

В основе расчета электрических нагрузок жилых зданий используется метод удельных электрических нагрузок, нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира и является приведенной, с учетом коэффициента одновременности зависящим от количества потребителей. Назначение расчета заключается в определении расчетных нагрузок на шинах низкого напряжения КТПГ.

Электропотребление электроприемников определяется освещением и электроприемниками повседневного применения (нагревательные приборы, холодильники и пр.).

Электрические нагрузки рассчитываются для выбора и проверки токоведущих элементов электроустановок [2].

В данном разделе рассматривается определение расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения КТПГ 10/0,4 кВ в рассматриваемом районе электрических сетей с центром питания ПС «Баневур». Исходные данные о потребителях представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные о потребителях электроэнергии

Наименование КТПГ	Потребитель	Количество (шт.)
1	2	3
КТПГ № 4	Гараж	30 ед.
	Кинотеатр	600 м. кв.
	Жилой дом эт 20кв	10 ед.
	Магазин	200 м. кв.
КТПГ № 17	Коттедж	85 ед.
КТПГ № 35	гараж	14 ед.
	Магазин	300 м. кв.
КТПГ № 36	Административное здание	2580 м. кв.
	Магазин	100 м. кв.
КТПГ № 45	гараж	240 ед.
КТПГ № 49	Жилой дом 1эт 40 кв	4 ед.
	Магазин	100 м. кв.

Продолжение таблицы 2

1	2	3
КТПГ № 53	Жилой дом 1эт 1кв	70 ед.
КТПГ № 119	Жилой дом 1эт 1кв	11 ед.
КТПГ № 120	Жилой дом 1эт 1кв	11 ед.
КТПГ № 131	Жилой дом 1эт 1кв	32 ед.
	Жилой дом 2эт 40 кв	3 ед.
КТПГ № 132	гараж	2 ед.
	Склад (освещение)	300 м. кв.
	Административное здание	300 м. кв.
КТПГ № 135	Жилой дом 1эт 1кв	56 ед.
	Жилой дом 2эт 60 кв	2 ед.
КТПГ № 142	Жилой дом 1эт 1кв	8 ед.
	Насосная станция	2 ед.
КТПГ № 146	гараж	36 ед.
	Магазин	130 м. кв.
КТПГ № 148	гараж	35 ед.
	Жилой дом 5эт 40 кв	2 ед.
КТПГ № 159	Гараж	60 ед.
КТПГ № 173	Школа	1000 м. кв.
	Котельная	1 ед.
	Гаражи	40 ед.
	Спортзал	200 м. кв.
КТПГ № 176	Торговое здание	200 м. кв.
	Жилой дом 1эт 10 кв	10 ед.
	Гаражи	20 ед.
КТПГ № 174	Жилой дом 5эт 45 кв	2 ед.
	Коттедж	5 ед.
	Торговое здание	500 м. кв.
КТПГ № 129	Жилой дом 2эт 60 кв	2 ед.
	Гаражи	30 ед.
КТПГ № 144	Жилой дом 1эт 1кв	20 ед.
КТПГ № 90	Жилой дом 1эт 1кв	45 ед.

Но основании данных о потребителях указанных в таблице 2 производится расчет каждого отдельного потребителя, для примера рассмотрим определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения двух трансформаторной КТПГ

При подсчете нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции воспользуемся ориентировочной формулой, которая имеет следующий вид:

$$P_{P0,4П} = P_{\max} + \sum P_{зdi} \cdot k_{yi} \quad (1)$$

где P_{\max} – наибольшая нагрузка здания, кВт;

$P_{зdi}$ – расчетная нагрузка здания, кВт;

k_y – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок.

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для жилых зданий [3]:

$$P_{РЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \quad (2)$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одну квартиру или один дом, коттедж (кВт/кв);

$n_{кв}$ – количество квартир, домов.

В зданиях отсутствует лифтовая нагрузка следовательно общая расчетная мощность определяется суммой расчетных мощностей однотипных зданий:

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки по коэффициенту мощности по следующей формуле [3]:

$$Q_{РЖД} = P_{РЖД} \cdot tg\varphi \quad (3)$$

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для торговых зданий:

$$P_{Робщ} = P_{общ.уд} \cdot M \quad (4)$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один квадратный метр;

M – площадь помещения (м²).

$$Q_{Робщ} = P_{Робщ} \cdot tg\varphi \quad (5)$$

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах КТПГ 10 кВ при смешанном питании через коэффициент совмещения максимумов нагрузки, в данном случае потребитель с наибольшей нагрузкой это жилые здания, с наименьшей это торговые здания, следовательно коэффициент применяется для торговых зданий:

$$P_{P0,4ТП} = P_{PЖД} + P_{Pобщ} \cdot k_y \quad (6)$$

$$Q_{P0,4ТП} = Q_{PЖД} + Q_{Pобщ} \cdot k_y \quad (7)$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки 0,4 кВ [3]:

$$S_{P0,4ТП} = \sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2} \quad (8)$$

Рассмотрим для примера расчет электрической нагрузки на шинах низкого напряжения КТПГ № 174, подробная информация о потребителях для нее представлены в таблице 3:

Таблица 3 – Данные о потребителях электроэнергии КТПГ № 174

Наименование КТПГ	Потребитель	Количество (шт.)	Площадь (м ²)	$P_{уд}$ (кВт)	tgφ
КТПГ № 51	Многokвартирный дом (45 кв)	2	-	2,6	0,2
	Коттедж	5	-	8,6	0,2
	Торговый центр	1	500	0,25	0,75

Определяем расчетную активную мощность нагрузки для жилых зданий по следующей формуле:

$$P_{PЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} + P_{кот.уд} \cdot n_{кот} = 45 \cdot 2 \cdot 2,6 + 8,6 \cdot 5 = 277 \text{ (кВт)} \quad (9)$$

где $P_{кот.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один коттедж (кВт/кот);

$n_{кот}$ – количество коттеджей.

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки для жилых зданий по следующей формуле:

$$Q_{РЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \cdot tg\varphi + P_{кот.уд} \cdot n_{кот} \cdot tg\varphi = 45 \cdot 2 \cdot 2,6 \cdot 0,2 + 8,6 \cdot 5 \cdot 0,2 = 55,4 \text{ (квар)} \quad (10)$$

Определяем расчетную активную мощность нагрузки для зданий торговли по следующей формуле:

$$P_{Робщ} = P_{общ.уд} \cdot M = 0,25 \cdot 500 = 125 \text{ (кВт)} \quad (11)$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки для зданий торговли по следующей формуле:

$$Q_{Робщ} = P_{Робщ} \cdot tg\varphi = 125 \cdot 0,75 = 93,75 \text{ (квар)} \quad (12)$$

Определяем суммарные активную и реактивную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТПГ №174 по следующей формуле

$$P_{P0,4ТП} = P_{РЖД} + P_{Робщ} \cdot k_y = 277 + 0,6 \cdot 125 = 352 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P0,4ТП} = Q_{РЖД} + Q_{Робщ} \cdot k_y = 55,4 + 0,6 \cdot 93,75 = 111,65 \text{ (квар)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки:

$$S_{P0,4ТП} = \sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2} = \sqrt{352^2 + 111,65^2} = 369,28 \text{ (кВА)} \quad (13)$$

Аналогично проводится расчет для остальных КТПГ, результаты расчета приведены в таблице 4 (подробный расчет нагрузки приведен в приложении А).

Коэффициент реактивной мощности имеет небольшое значение исходя из этого делаем вывод об отсутствии необходимости компенсации реактивной мощности на стороне 0,4 кВ данных КТПГ. Подробный расчет приведен в приложении А.

Таблица 4 – Расчетные параметры нагрузки на стороне НН КТПГ

Наименование КТПГ	Расчетная активная мощность нагрузки	Расчетная реактивная мощность нагрузки	Расчетная полная мощность нагрузки	Коэффициент реактивной мощности
КТПГ № 4	490,5	181,9	523,14	0,37
КТПГ № 17	42,5	8,5	43,34	0,2
КТПГ № 35	76,4	57,11	95,39	0,75
КТПГ № 36	153,8	74,13	170,73	0,48
КТПГ № 45	465	116,83	479,45	0,25
КТПГ № 49	441	101,95	452,63	0,23
КТПГ № 53	140	28	142,77	0,2
КТПГ № 119	51,7	10,34	52,72	0,2
КТПГ № 120	51,7	10,34	52,72	0,2
КТПГ № 131	395,2	79,04	403,02	0,2
КТПГ № 132	150,2	88,62	174,39	0,6
КТПГ № 135	424	84,8	432,39	0,2
КТПГ № 142	72,85	25,77	77,27	0,35
КТПГ № 146	36,1	26,6	44,84	0,74
КТПГ № 148	211,5	43,77	215,96	0,21
КТПГ № 159	6	3,72	7,05	0,62
КТПГ № 173	503	236,54	555,84	0,47
КТПГ № 176	354	92,8	365,96	0,26
КТПГ № 174	352	111,65	369,28	0,32
КТПГ № 129	315	64,26	321,48	0,21
КТПГ № 144	52	10,4	53,02	0,2
КТПГ № 90	90	18	91,78	0,2

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при выборе трансформаторов КТПГ.

5 ВЫБОР ЧИСЛА МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТПГ

В этом разделе рассматривается вопрос выбора числа и мощности трансформаторов на КТПГ 10/0,4 кВ на рассматриваемом участке сетей, при этом необходимо учитывать тот факт что основные проблемы с электроснабжением в данном районе происходят из за выхода из строя устаревшего оборудования, а не из за схемной надежности. В частности на каждой существующей КТПГ количество трансформаторов соответствует категории потребителей подключенных к шинам низкого напряжения, следовательно принимаем решение не изменять количества трансформаторов на модернизируемых КТПГ рассматриваемого района электрических сетей.

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по расчетной мощности [1]:

$$S_{\text{ртр}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{K_3 \cdot N} \quad (14)$$

где K_3 - номинальный коэффициент загрузки трансформатора

N – количество трансформаторов

S_p - расчетная мощность нагрузки КТПГ (кВА)

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформаторов устанавливаемых на КТПГ №174 , определяем расчетную мощность по формуле:

$$S_{\text{ртр}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{K_3 \cdot N} = \frac{\sqrt{352^2 + 111,65^2}}{0,7 \cdot 2} = 263,77 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на КТПГ трансформатор типа ТМГ 400/10 - У

1. Трансформаторы силовые трехфазные с естественным масляным

охлаждением, с переключением ответвлений обмоток без возбуждения, в герметичном исполнении, подключаемые к сети переменного тока частотой 50 Гц предназначены для питания потребителей электроэнергией общего назначения.

Трансформаторы изготавливаются классов напряжения 10 кВ, климатического исполнения «У», категории размещения 1 по ГОСТ 15150 и предназначены для эксплуатации в следующих условиях:

Трансформаторы соответствуют требованиям Российских стандартов. Преимущества таких трансформаторов :

1. практически не нуждаются в обслуживании;
2. в данном типе трансформаторов отсутствует контакт масла с воздухом, что обеспечивает сохранность изоляционных свойств масла в течение всего срока эксплуатации;
3. трансформаторы занимают мало места по сравнению с трансформаторами с расширителем и воздушной подушкой;
4. малошумные, уровень шума не превышает 55 дБ (А);
5. снижение потерь холостого хода по сравнению с аналогичными трансформаторами других фирм.

Фактический (расчётный) коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен находиться в пределах:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{номтр} \cdot N} \leq K_z = 0,74 \quad (15)$$

где $S_{номтр}$ - номинальная мощность принятого трансформатора КТПГ.

Определяем фактический (расчетный) коэффициент загрузки трансформаторов на КТПГ №174:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{352^2 + 111,65^2}}{2 \cdot 250} = 0,46$$

Определяем фактический (расчетный) коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы (для двухтрансформаторных КТПГ при отключении одного трансформатора) на примере КТПГ №174:

$$K_{зна} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{номтр} \cdot (N-1)} \leq 1,4 \quad (16)$$

$$K_{зна} = \frac{\sqrt{352^2 + 111,65^2}}{250} = 0,92 \leq 1,4$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме не превышает предельного значения следовательно их мощность выбрана верно, аналогично проводится расчет для остальных КТПГ.

Таблица 5 - Расчет электрических нагрузок КТПГ и выбор трансформаторов

Наименование КТПГ	S_p (кВА)	$S_{ртр}$ (кВА)	$K_{эф}$	$K_{зна}$	N (шт)	$S_{номтр}$ (кВА)
КТПГ № 4	523,14	615,46	0,83	-	1	630
КТПГ № 17	43,34	50,98	0,53	-	1	100
КТПГ № 35	95,39	112,22	0,6	-	1	160
КТПГ № 36	170,73	200,86	0,68	-	1	250
КТПГ № 45	479,45	564,06	0,76	-	1	630
КТПГ № 49	452,63	532,51	0,72	-	1	630
КТПГ № 53	142,77	167,96	0,57	-	1	250
КТПГ № 119	52,72	62,02	0,53	-	1	100
КТПГ № 120	52,72	62,02	0,53	-	1	100
КТПГ № 131	403,02	474,14	0,64	-	1	630
КТПГ № 132	174,39	205,16	0,7	-	1	250
КТПГ № 135	432,39	508,69	0,69	-	1	630
КТПГ № 142	77,27	90,91	0,77	-	1	100
КТПГ № 146	44,84	52,75	0,52	-	1	100
КТПГ № 148	215,96	254,07	0,54	-	1	400
КТПГ № 159	7,05	8,29	0,18	-	1	40
КТПГ № 173	555,84	397,03	0,69	1,38	2	400

КТПГ № 176	365,96	430,54	0,58	-	1	630
КТПГ № 174	369,28	263,77	0,54	0,92	2	400
КТПГ № 129	321,48	378,21	0,8	-	1	400
КТПГ № 144	53,02	62,38	0,53	-	1	100
КТПГ № 90	91,78	107,98	0,57	-	1	160

Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов указывает на то что они находятся в допустимых пределах, в соответствии с количеством трансформаторов на КТПГ.

Выбор трансформаторов выполнен, далее определяется расчетная мощность нагрузки на шинах высокого напряжения КТПГ 10 кВ включающая в себя расчетную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения и потери активной и реактивной энергии в трансформаторах.

Марка и параметры выбранных типов трансформаторов представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка	Ток холостого хода (%)	Напряжение короткого замыкания (%)	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)
ТМГ-40/10-У 1	3	4,5	0,15	0,88
ТМГ-100/10-У 1	2,6	4,5	0,27	1,97
ТМГ-160/10-У 1	1,5	4,5	0,41	2,6
ТМГ-250/10-У 1	1	4,5	0,53	3,7
ТМГ-400/10-У 1	0,8	4,5	0,8	5,5
ТМГ-630/10-У 1	0,6	5,5	1,24	7,6

Указанные в таблице 6 характеристики используются для расчета потерь в трансформаторах всех КТПГ. Подробный расчет нагрузок трансформаторов приведен в приложении Б.

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 кВ ПС «БАНЕВУР»

Для выбора сечения и марки воздушной линии питающей КТПГ 10 Кв, расчета и выбора компенсирующих устройств, выбора силовых трансформаторов ПС «Баневур», необходимо определить расчетные электрические нагрузки на стороне 10 кВ КТПГ.

Расчетные электрические нагрузки электрических сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов этих нагрузок, принимаемый по справочным данным.

При определении расчетной нагрузки к ней добавляются потери в трансформаторах. Потери в трансформаторах определяются по следующим формулам(кВА):

Потери активной мощности (кВт) [4]:

$$\Delta P_m = \left(\frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot R + \Delta P_x \quad (17)$$

или

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

Потери реактивной мощности (квар):

$$\Delta Q_m = \left(\frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot X + \Delta Q_x \quad (19)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{\text{мно}}}} + \frac{I_x \cdot S_{\text{мно}}}{100} \quad (20)$$

где P_n - расчетная активная мощность нагрузки (кВт)

Q_n - расчетная реактивная мощность нагрузки (квар)

R - активное сопротивление трансформатора (ом)

X - реактивное сопротивление трансформатора (ом)

ΔP_x - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт)

ΔQ_x - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (квар)

Для примера рассмотрим определение потерь мощности в трансформаторах КТПГ №174:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_3^2 + \Delta P_x = 2 \cdot 5,5 \cdot 0,46^2 + 2 \cdot 0,8 = 3,94 \quad (\text{кВт}) \quad (21)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{\text{мно}}}} + \frac{I_x \cdot S_{\text{мно}}}{100} = 2 \cdot \frac{4,5 \cdot \left(\frac{369,28}{2}\right)^2}{100 \cdot 400} + 2 \cdot \frac{0,8 \cdot 400}{100} = 37,08 \quad (\text{квар})$$

Определяем полную мощность потерь по формуле (кВА):

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} = \sqrt{3,94^2 + 37,08^2} = 37,29 \quad (22)$$

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах высокого напряжения КТПГ №174

$$S_{P6\text{ТП}} = \Delta S_m + S_{P0,4\text{ТП}} = 37,29 + 369,28 = 406,57 \quad (\text{кВА})$$

$$P_{P6\text{ТП}} = \Delta P_m + P_{P0,4\text{ТП}} = 3,94 + 352 = 355,94 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{P6\text{ТП}} = \Delta Q_m + Q_{P0,4\text{ТП}} = 37,08 + 111,5 = 148,73 \quad (\text{квар})$$

Результаты расчета потерь мощности в трансформаторах остальных КТПГ приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 10 кВ КТПГ

Наименование КТПГ	$K_{зф}$	Потери в трансформаторах,			Расчетная нагрузка узла (кВА)		
		ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	$P_{Р6ПГ}$ (кВт)	$Q_{Р6ПГ}$ (квар)	$S_{Р6ПГ}$ (кВА)
КТПГ № 4	0,83	6,48	27,67	28,42	496,98	209,57	551,6
КТПГ № 17	0,43	0,64	3,45	3,5	43,14	11,94	46,84
КТПГ № 35	0,6	1,33	4,96	5,14	77,73	62,07	100,5
КТПГ № 36	0,68	2,26	7,75	8,07	156,06	81,88	178,8
КТПГ № 45	0,76	5,64	23,85	24,51	470,64	140,68	504
КТПГ № 49	0,72	5,16	21,67	22,27	446,16	123,62	474,9
КТПГ № 53	0,57	1,74	6,17	6,41	141,74	34,17	149,2
КТПГ № 119	0,53	0,82	3,85	3,94	52,52	14,19	56,66
КТПГ № 120	0,53	0,82	3,85	3,94	52,52	14,19	56,66
КТПГ № 131	0,64	4,35	17,96	18,48	399,55	97	421,5
КТПГ № 132	0,7	2,33	7,97	8,31	152,53	96,59	182,7
КТПГ № 135	0,69	4,82	20,1	20,67	428,82	104,9	453,1
КТПГ № 142	0,77	1,45	5,29	5,48	74,3	31,06	82,75
КТПГ № 146	0,45	0,67	3,51	3,57	36,77	30,11	48,41
КТПГ № 148	0,54	2,403	8,45	8,78	213,9	52,22	224,7
КТПГ № 159	0,18	0,18	1,26	1,27	6,177	4,96	8,318
КТПГ № 173	0,69	6,91	75,92	76,23	509,91	312,46	632,1
КТПГ № 176	0,58	3,8	15,47	15,93	357,8	108,27	381,9
КТПГ № 174	0,46	3,94	37,08	37,29	355,94	148,73	406,6

КТПГ № 129	0,8	4,35	14,83	15,45	319,35	79,09	336,9
КТПГ № 144	0,53	0,82	3,87	3,95	52,82	14,26	56,97
КТПГ № 90	0,57	1,27	4,77	4,93	91,27	22,77	96,71
Сумма					4936,6	1794,73	5454,71

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при выборе сечений ВЛ, и силовых трансформаторов 35 кВ ПС «Баневур». Подробный расчет нагрузок на стороне 10 кВ приведен в приложении В.

Далее определяем расчетную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения ПС 35 кВ «Баневур» от городской нагрузки по следующей формуле [5]:

$$S_{p\Sigma} = k_o \times \sum S_{pi} \quad (23)$$

где S_{pi} - расчетная полная мощность нагрузки (кВА)

k_o - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов КТПГ, принимается равным 0,7 (при количестве трансформаторов на КТПГ более 20)

$$S_{p\Sigma} = 0,7 \cdot 5454,71 = 3818,3 \text{ (кВА)}$$

Так же проводим расчет активной и реактивной составляющих нагрузки.

$$P_{p\Sigma} = 0,7 \times 4936,6 = 3455,62 \text{ (кВт)}$$

Реактивная мощность на шинах НН ПС «Баневур»

$$Q_{p\Sigma} = \sqrt{S_{p\Sigma}^2 - P_{p\Sigma}^2} \quad (24)$$

$$Q_{p\Sigma} = \sqrt{3818,3^2 - 3455,62^2} = 1624,22 \text{ (квар)}$$

В результате расчета были определены расчетные нагрузки на стороне низкого напряжения ПС «Баневур», полученные данные будут использованы при компенсации реактивной мощности и выборе силовых трансформаторов.

7 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПС «БАНЕВУР»

Устройства компенсации реактивной мощности оказывают положительное влияние на режим работы электроустановок и электрических сетей в целом, в частности они позволяют снизить потери энергии, поднять уровень напряжения на удаленных точках сети, установка такого рода устройств на ПС «Баневур» позволит применять силовое оборудование с меньшей пропускной способностью, нежели без использования таких устройств.

Для выбора мощности силовых трансформаторов и сечений проводов питающих линий определяется экономически выгодная реактивная мощность, задаваемая энергосистемой в часы максимальных нагрузок.

В данной работе в качестве источников реактивной мощности рассматриваются шкафы типа КРМ 10,5.

Расчёт требуемой мощности КРМ проводится по коэффициенту мощности (квар):

$$Q_K = Q_P - P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (25)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - предельный коэффициент мощности (Приказ Министерства Баневури РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии"

Q_p - расчетная реактивная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС «Баневур» согласно расчетным данным (квар).

P_p - расчетная активная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС «Баневур» согласно расчетным данным (кВт).

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну систему шин 10 кВ ПС «Баневур» определяем по формуле (Мвар):

$$Q_{k1} = \frac{Q_K}{2} \quad (26)$$

где Q_{k1} - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию 10 кВ (квар)

Далее выбираем мощность КУ из стандартного ряда мощностей для данного типа устройств и определяем некомпенсированную мощность по следующей формуле:

$$Q_{неск} = Q_P - Q_{ном} \quad (27)$$

где $Q_{ном}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным устанавливаемым на обе секции 10 кВ.

Проводим расчет для рассматриваемой ПС, мощность КУ требуемая:

$$Q_K = 1624,22 - 3455,62 \cdot 0,4 = 241,97 \text{ (квар):}$$

Мощность КУ требуемая на одну секцию:

$$Q_{k1} = \frac{241,97}{2} = 120,98 \text{ (квар)}$$

По требуемой мощности на одну секцию шин 10 кВ выбираем компенсирующие устройства, определяем их необходимое количество и фактическую суммарную реактивную мощность.

Принимаем к установке на ПС «Баневур» компенсирующие устройства типа КРМ – 10,5 – 50 и КРМ – 10,5 – 75 с номинальной мощностью 50 и 75

квар для данного класса напряжений, основные технические данные данного устройства представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические данные устройств компенсации реактивной мощности

Технические данные КРМ – 10,5 – 50, КРМ – 10,5 – 75	
Номинальное напряжение	10,5 кВ
Климатическое исполнение	УХЛ
Номинальная мощность (кВА)	50,75

Некомпенсированная реактивная мощность потребляемая из сети через трансформаторы ПС «Баневур»:

$$Q_{неск} = Q_P - Q_{ном} \quad (28)$$

$$Q_{неск} = 1624,22 - 2 \cdot (50 + 75) = 1374,22 \text{ (квар)}$$

Полученные результаты используем при выборе мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС «Баневур».

8 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС «БАНЕВУР»

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции передаваемой в сеть НН и некомпенсированной реактивной мощностью. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения надежности питания ответственных потребителей (*первой и второй категорий*) электрической энергией и в случае неисправности на одном трансформаторе, установленных на подстанции «Баневур». Поэтому, в случае питания потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае неисправности на одном из трансформаторов ПС «Баневур», второй должен в полной мере обеспечить питание указанных потребителей.

В данном случае рассматривается вопрос замены силовых трансформаторов на ПС 35/10 кВ «Баневур» в связи полной выработкой ресурса проявляющейся в периодическом выходе из строя в результате различных неполадок, а так же из за планомерного увеличения нагрузки на стороне низкого напряжения.

Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности осуществляется в зависимости от категории потребителей подключенных к шинам низкого напряжения ПС «Баневур».

Установка на подстанции более двух трансформаторов не рекомендуется и должна быть обоснована специально.

Расчетная мощность силового двух обмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (кВА) [5]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot K_3^{opt}} \quad (29)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора (кВА);

P_p – расчетная активная мощность (согласно расчетным данным) (МВт);

Q_p – расчетная реактивная мощность (квар);

n_T – число трансформаторов (согласно категории потребителей электроэнергии);

K_3^{opt} – оптимальный коэффициент загрузки (0,7- для двух трансформаторной ПС).

Проверка принятого трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы (при отключении одного из них):

$$K_H = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (30)$$

$$K_A = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (31)$$

Определяем расчетную мощность трансформаторов устанавливаемых на подстанции «Баневур»:

$$S_p = \frac{\sqrt{3455,62^2 + 1374,22^2}}{2 \cdot 07} = 2656,32 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на ПС «Баневур» трансформатор типа ТМН - 3200/35-У1 с системой охлаждения в виде естественной циркуляции воздуха и масла, трансформатор оснащен системой регулирования напряжения под нагрузкой – РПН, номинальная мощность 3200 кВА, номинальное напряжение ВН и НН сторон соответственно 35, 10 кВ; определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_H = \frac{\sqrt{3455,62^2 + 1374,22^2}}{2 \cdot 3200} = 0,58$$

$$K_A = \frac{\sqrt{3455,62^2 + 1374,22^2}}{3200} = 1,16$$

Коэффициенты загрузки силовых трансформаторов на ПС «Баневур» в нормальном режиме работы должны находиться в пределах: 0,5 – 0,7 и для послеаварийного режима 1-1,4, в нашем случае трансформаторы остаются недогруженными до нормативного коэффициента загрузки, следовательно для сохранения ресурса трансформатора возможно отключение одного из них в период летнего минимума.

9 КОНСТРУКЦИЯ РУ ВН, НН ПС «БАНЕВУР».

Однолинейная схема ПС «Баневур» представлена на рисунке 3. На стороне высокого напряжения используется схема «мостик с выключателями в цепях трансформаторов». При этом следует отметить, что при таком уровне напряжений ремонтная перемычка не используется.

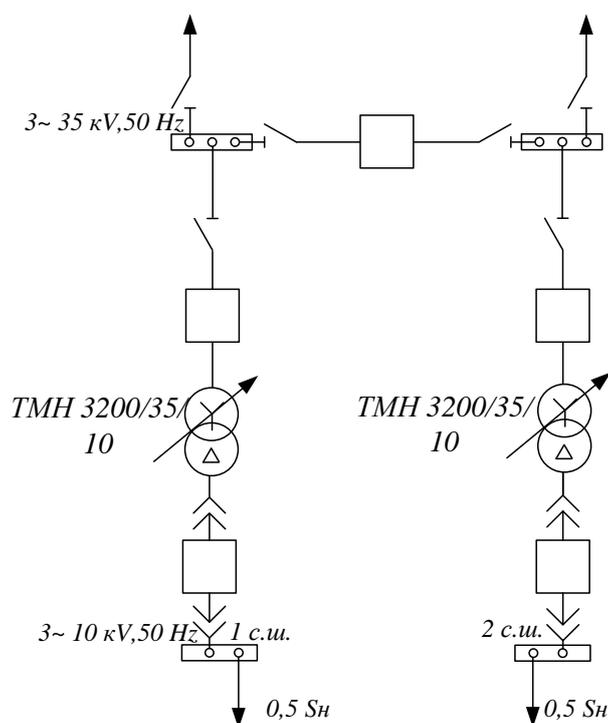


Рисунок 3 – Однолинейная схема подстанции 35 кВ «Баневур»
после реконструкции

Данная схема применяется на подстанциях различного типа подключения номинальным напряжением 35 кВ, на стороне высокого,

среднего и низкого напряжения. Такая схема электроснабжения обладает высокой надежностью и при этом имеет простую конструкцию и наглядность. При повреждении одной из линий электропередач она отключается соответствующим трансформаторным выключателем, выключателем в перемычке и выключателем со стороны источника питания. Оставшийся в работе трансформатор берет на себя всю нагрузку ПС.

На стороне 10 кВ применяется стандартная схема две секции шин с секционным выключателем, с использованием устройства автоматического ввода резерва при отключении основного питания какой либо секции.

Данный тип распределительного устройства используется в соответствии с категорией потребителей подключенных к шинам низкого напряжения подстанции, а именно 2, 3 категория.

Питание ПС как указывалось ранее осуществляется по двум ВЛ выполненным проводом марки АС 120/19 со стороны ПС «Раковка» и «Водозабор».

10 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ

Сечения линий электропередач выбираются по условиям нагрева токами нагрузки с проверкой:

- а) по термической стойкости при коротких замыканиях;
- б) по наибольшей потере напряжения в нормальном режиме работы

Для выбора сечений линий ВЛ 10 кВ определяется суммарный расчетный ток и выбирается стандартное сечение соответствующее ближайшему большему допустимому току.

Выбор по длительно допустимому току заключается в сравнении расчетного тока в рассматриваемом сечении с длительно допустимым :

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (32)$$

где I_p – расчетный ток в сечении, А;

В данной работе рассматривается полная замена голого провода АС которым выполнены распределительные сети на самонесущий изолированный провод типа СИП. Это защищенный провод, представляющий собой одножильный многопроволочный проводник, покрытый защищенной оболочкой. Такой проводник изготавливается из алюминиевого сплава, защитный слой из сшитого полиэтилена.

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (33)$$

где S_p – расчетная мощность в сечении (кВА);

Таблица 9 – Параметры провода типа СИП-10 кВ

Номинальное переменное напряжение частоты 50Гц, кВ	20,0
Рабочая температура жилы, не более °С	90
Температура жилы в режиме перегрузки в течение 8 часов, не более °С	130
Температура жилы при коротком замыкании, °С	250
Температура окружающей среды, мин/макс. °С	-50/+50

Рассмотрим расчет сечения ВЛ на примере участка РУ 10 кВ «Баневур» КТПГ – 17, определяем расчетный ток на этом участке по определенной ранее расчетной мощности, с учетом количества трансформаторов и коэффициента совмещения максимумов нагрузки. В данном случае на этом участке находятся следующие КТПГ : 17, 173,142, 53, 146, 135, 159, 148, формула для расчета тока:

$$I_p = \frac{k_c \cdot \sum S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (34)$$

$$I_p = \frac{0,65 \cdot (46,84 + 632,1 + 82,75 + 149,2 + 46,41 + 453,1 + 8,32 + 224,7)}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 97,8 \text{ (А)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение сип-3.

Аналогично проводится выбор марки и сечения кабельных линий на остальных участках, результаты расчета приведены в таблице 10:

Таблица 10 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок	S_p (кВА)	I_p (А)	Марка и сечение проводника	$I_{до}$ (А)
РУ 10 кВ «Баневур» - КТПГ №17 - КТПГ №148	1088,5	97,8	СИП-3 3×35	160

РУ 10 кВ «Баневур» - КТПГ №45 - КТПГ №35	2106	193,0	СИП-3 3×50	195
РУ 10 кВ «Баневур» - КТПГ №119	56,66	5,2	СИП-3 3×16	100
РУ 10 кВ «Баневур» - КТПГ №120	56,66	5,2	СИП-3 3×16	100
РУ 10 кВ «Баневур» - КТПГ №132	182,7	16,74	СИП-3 3×16	100

11 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ КЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ с целью определения минимального сечения по условиям термической стойкости.

При расчете токов КЗ при одинаковом сечении линии на протяжении всего участка смысл имеет определение токов в ближайших точках т.е. на шинах высокого напряжения первых от РУ 10 кВ ПС «Баневур» КТПГ.

Рассмотрим на примере расчет тока короткого замыкания на шинах высокого напряжения КТПГ №132 в точке К1, схема замещения представлена на рисунке 4.

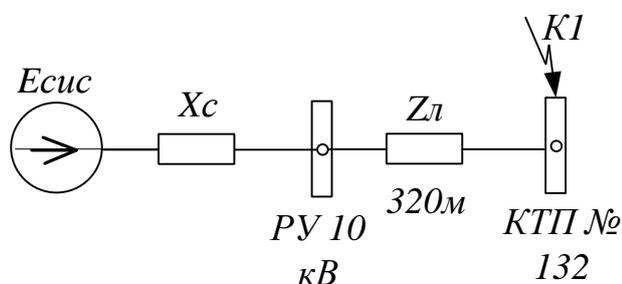


Рисунок 4 – Схема замещения участка сети

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле (Ом):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (35)$$

где $I_{кз6}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Баневур», определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС «Баневур».

Активные и индуктивные сопротивления участков СИП-3 (Ом):

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (36)$$

$$R_l = r_0 \cdot L \quad (37)$$

где x_0 , r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина участка провода, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле (кА):

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (38)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (39)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 4,62} = 0,78 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков:

$$X_l = 0,08 \cdot 0,65 = 0,052 \text{ (Ом)}$$

$$R_l = 2,45 \cdot 0,65 = 1,59 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_l \text{ (Ом)} \quad (40)$$

$$X_p = 0,78 + 0,052 = 0,83$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = 1,59$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,83^2 + 1,59^2}} = 2,03 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} 2,03 = 1,76 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания апериодической составляющей:

$$T_a = \frac{0,83}{1,59 \cdot 314} = 0,001$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} = 1,18 \quad (41)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,03 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,002}} \right) = 2,76 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ
результаты расчетов сводятся в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	Z (Ом)	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)
Шины ВН КТПГ №17	2,29	1,59	1,38	2,15
Шины ВН КТПГ №45	1,34	2,72	2,35	3,67
Шины ВН КТПГ №119	0,96	3,79	3,28	5,12

Шины ВН КТПГ №120	1,24	2,94	2,54	3,96
Шины ВН КТПГ №132	1,78	2,05	1,77	2,76

Подробный расчет приведен в приложении Б

11.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ.

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{Bk}}{c} \quad (42)$$

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 «Баневур» КТПГ – 132:

$$S_{T32} = \frac{\sqrt{2,05^2 \cdot 0,1}}{95} = 6,82 \text{ (мм}^2\text{)}$$

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

В расчете рассматриваем только головные участки сети тк они наиболее подвержены токам КЗ. Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Проверка сечений по термической стойкости

Участок	$I_{по}$ (кА)	S_T (мм.кв.)	$S_{факт}$ (мм.кв.)
Шины ВН КТПГ №17	1,59	5,29	35
Шины ВН КТПГ №45	2,72	9,05	50
Шины ВН КТПГ №119	3,79	12,61	16
Шины ВН КТПГ №120	2,94	9,78	16

Шины ВН КТПГ №132	2,05	6,82	16
-------------------	------	------	----

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

11.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

Потеря напряжения в участке линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (43)$$

где r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения на участке РУ 10 кВ «Баневур» - КТПГ №132:

Определяем потерю напряжения в сечении:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 16,74 \cdot 0,65 \cdot (2,45 \cdot 0,83 + 0,08 \cdot 0,52) \cdot \frac{100}{10500} = 0,62 (\%)$$

Потеря напряжения на участке меньше допустимого значения 5%, следовательно сечение СИП выбрано верно, для остальных участков проводится аналогичный расчет результаты сведены в таблицу 13:

Таблица 13 – Проверка сечений линий 10 кВ на потерю напряжения

Участок	Длина участка (км)	ΔU (%)
РУ 10 кВ «Баневур» - КТПГ №148	1,85	4,65
РУ 10 кВ «Баневур» - КТПГ №35	0,8	3,28
РУ 10 кВ «Баневур» - КТПГ №119	0,06	0,21
РУ 10 кВ «Баневур» - КТПГ №120	0,2	0,32
РУ 10 кВ «Баневур» - КТПГ №132	0,65	0,62

Расчет потери напряжения на всех участках сети показывает что они проходят проверку, наибольшие потери напряжения не превышают предельного значения в 5%.

12 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Данный расчет проводился для выбора оборудования устанавливаемого на РУ 35 и 10 кВ ПС «Баневур». В качестве источников питания принимаются РУ 35 кВ ПС «Уссурийск-2» и РУ 35 кВ ПС «Кожзавод»

Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 5.

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай короткого замыкания.

Подробный расчет токов короткого замыкания проводим для точки короткого замыкания 1 (шины высокого напряжения ПС «Баневур»).

При расчете токов короткого замыкания приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны ВН ПС используются данные о токах короткого замыкания на РУ 35 кВ ПС «Уссурийск-2» и на РУ 35 кВ ПС «Кожзавод». Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц.

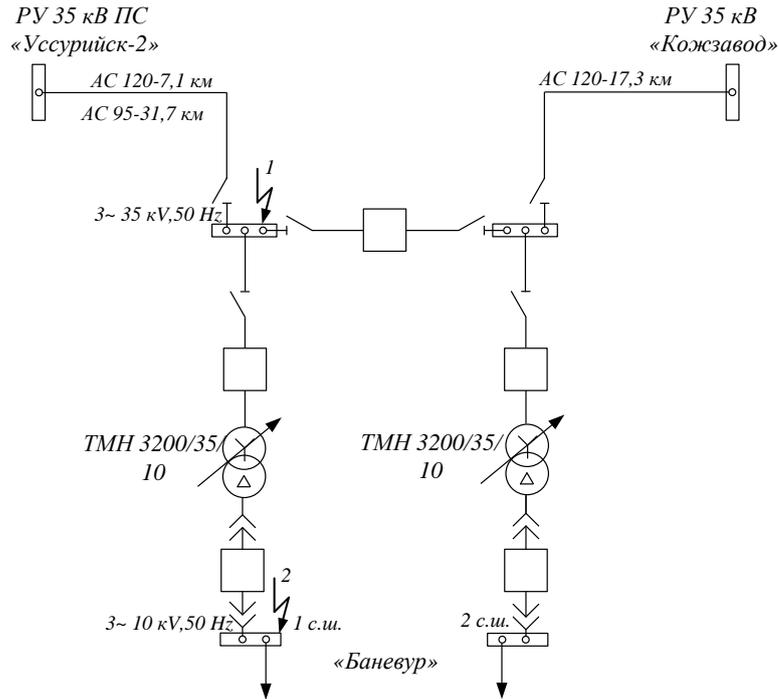


Рисунок 5 – Расчетное место КЗ

На рисунке 6 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

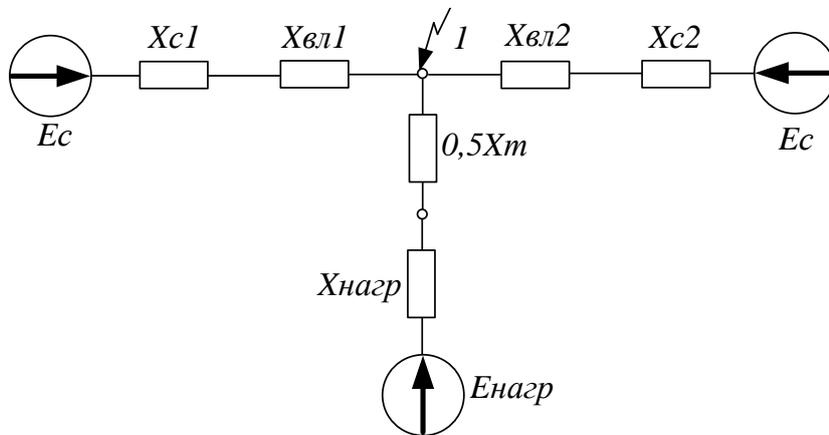


Рисунок 6 – Схема замещения участка сети с указанием расчетной точки КЗ

Принимаем базисные условия:

- 1) базисная мощность принимается равной номинальной мощности силовых трансформаторов ПС «Баневур» $S_б = 3,2$ (МВА),

2) базисное напряжение на стороне 35 кВ принимается равным напряжению из среднего ряда напряжений (кВ) $U_{635} = 37$,

3) базисное напряжение на стороне 10 кВ принимается равным напряжению из ряда средних напряжений (кВ) $U_{610} = 10,5$.

4) Справочные ЭДС и сопротивление обобщенной нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (44)$$

где I_6 , U_6 – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{635} = \frac{3,2}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,06 \text{ (кА)}$$

$$I_{610} = \frac{3,2}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,37 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления в относительных единицах приведенные к принятым базисным условиям (о.е.):

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 35 кВ (ПС «Уссурийск-2»):

$$X_{c1} = \frac{S_6}{S_{c1}} \quad (45)$$

$$X_{c1} = \frac{3,2}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,9} = 0,08 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 35 кВ ПС «Кожзавод»:

$$X_{C2} = \frac{S_6}{S_{C2}}$$

$$X_{C2} = \frac{3,2}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 5,8} = 0,09 \text{ (о.е.)}$$

где S_c – мощность короткого замыкания, определенная через данные о токах КЗ на шинах 35 кВ соответствующего источника питания (МВА).

Определяем сопротивление ПС «Баневур» - ПС «Уссурийск-2»:

$$X_B = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (46)$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

$$X_{B1} = 0,4 \cdot (7,1 + 31,7) \cdot \frac{3,2}{37^2} = 0,045 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление ВЛ ПС «Кожзавод» - ПС «Баневур»:

$$X_{B2} = 0,4 \cdot 17,3 \cdot \frac{3,2}{37^2} = 0,002$$

Определяем сопротивление обобщенной нагрузки (о.е.):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (47)$$

где S_H , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{3,2}{\sqrt{3,46^2 + 1,37^2}} = 0,37 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обмотки трансформаторов установленных на подстанции «Баневур» (о.е.) по следующей формуле:

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (48)$$

$$X_T = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{3,2}{4,0} = 0,055 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{к\%}$, – напряжение короткого замыкания

Проводим последовательное преобразование схемы замещения для определения расчетных значений результирующего сопротивления и ЭДС.

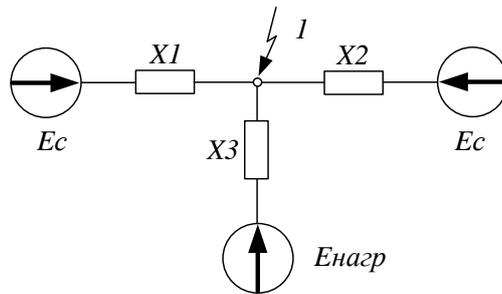


Рисунок 7 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{B1}$$

$$X1 = 0,08 + 0,045 = 0,125 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{B2}$$

$$X2 = 0,09 + 0,002 = 0,092 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = 0,5 \times X_T + X_H$$

$$X3 = 0,5 \times 0,055 + 0,37 = 0,398 \text{ (о.е.)}$$

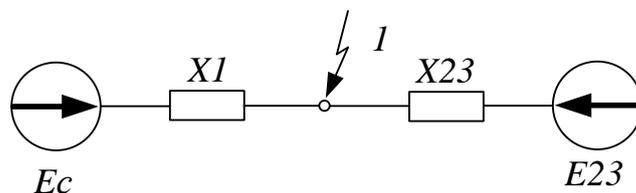


Рисунок 8 – Сворачивание схемы замещения

$$X23 = \frac{X2 \cdot X3}{X2 + X3}$$

$$X_{23} = \frac{0,092 \cdot 0,398}{0,092 + 0,398} = 0,07 \text{ (o.e.)}$$

$$E_{23} = \frac{E_c \cdot X_3 + E_H \cdot X_2}{X_2 + X_3}$$

$$E_{23} = \frac{1 \cdot 0,398 + 0,85 \cdot 0,092}{0,398 + 0,092} = 0,97 \text{ (o.e.)}$$

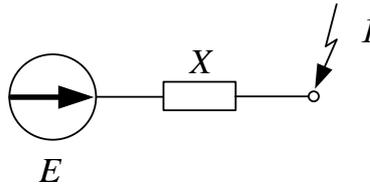


Рисунок 9 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

$$X = \frac{X_1 \cdot X_{23}}{X_1 + X_{23}}$$

$$X = \frac{0,125 \cdot 0,07}{0,125 + 0,07} = 0,04 \text{ (o.e.)}$$

$$E = \frac{E_c \cdot X_{23} + E_{23} \cdot X_1}{X_{23} + X_1}$$

$$E = \frac{1 \cdot 0,07 + 0,97 \cdot 0,125}{0,07 + 0,125} = 0,98 \text{ (o.e.)}$$

Находим начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке кз1:

$$I_{no1} = \frac{E}{X} \cdot I_{б35} = \frac{0,98}{0,04} \cdot 0,06 = 1,47 \text{ (кА)} \quad (49)$$

Находим значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{-\frac{T_{OB}}{Ta}} \quad (50)$$

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

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

t_{OB} – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,6 сек.

T_a – постоянная времени (определяется по справочным данным, принимаем равной 0,03).

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1,47 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,03}} = 0,001 \text{ (кА)}$$

Постоянную времени можно определить по следующей формуле:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (51)$$

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

R_p – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

ω – угловая частота (314 рад/сек.)

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (52)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,47 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 3,57 \text{ (кА)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки кз2 результаты расчета сводятся в таблицу 14:

Таблица 14 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	I_{no} , (кА)	I_{at} , (кА)	$I_{y\partial}$, (кА)
1	1,47	0,001	3,57
2	4,62	0,02	11,21

Полученные данные используем в расчетах при проверке токоведущих частей и коммутационной аппаратуры.

13 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПС «БАНЕВУР»

Данный раздел посвящен выбору всего основного силового электротехнического оборудования устанавливаемого на ПС 35 кВ «Баневур». Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов короткого замыкания, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции. Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах, которые определяются из расчета режимов. Значения максимальных рабочих токов указаны в таблице 10.

13.1 Выбор типа РУ ВН ПС «Баневур»

В данном разделе производится расчет стоимости строительства открытого и закрытого распределительного устройства высокого напряжения с целью сравнения и определения наиболее оптимального варианта с экономической точки зрения

Определяем стоимость открытого распределительного устройства высокого напряжения, при расчете принимается стоимость одной ячейки вакуумного выключателя и количество этих ячеек (стоимость определяется согласно укрупненным стоимостным показателям в ценах 1991 года):

$$K_{ОРУ} = (N_{яч35} \cdot K_{яч35}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (53)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 1991 года на 2017 год (индекс дефлятор) равен 71,62 (согласно индексам изменения сметной стоимости на четвертый квартал 2016 года)

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3:

$N_{яч35}$ – количество ячеек выключателей 35 кВ;

$K_{яч35}$ стоимость ячейки выключателя 35 кВ (в ценах 1991 года)
(млн.руб)

$$K_{РУ} = (3 \cdot 0,025) \cdot 71,62 \cdot 1,3 = 6,98 \text{ (млн.руб)}$$

При этом учитываем что постоянная часть затрат не учитывается тк оборудование устанавливается на подготовленное место с уже подготовленными коммуникациями и связями.

Определяем стоимость закрытого распределительного устройства высокого напряжения

$$K_{ЗРУ} = (N_{яч35} \cdot K_{яч35}) \cdot K_{инф} \cdot K_p + K_{инф} \cdot K_p \cdot K_{пост} \quad (54)$$

где $K_{пост}$ - постоянная часть затрат

$$K_{ЗРУ} = (3 \cdot 0,02) \cdot 71,62 \cdot 1,3 + 71,62 \cdot 1,3 \cdot 0,2 = 24,2 \text{ (млн.руб)}$$

Расчет показывает, что даже при меньшей стоимости единичного оборудования ЗРУ 35 кВ в результате реконструкции и перевооружении ПС с ОРУ на ЗРУ происходит увеличение стоимости работ. Следовательно при

дальнейших расчетах принимаем к установке оборудование для открытого распределительного устройства

13.2 Выбор выключателей 35 кВ.

Максимальные рабочие токи в РУ определяем по условиям загрузки трансформаторов установленных на ПС.

Таблица 15 – Максимальные рабочие токи в РУ

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
ПС «Баневур»	
35	105,5
10	351,9

Выбираем выключатели 35 кВ. Первоначально принимаем вакуумный выключатель марки ВР35НС.

Выключатели вакуумные наружной установки серии ВР35НС с кремнийорганической и воздушной изоляцией в полюсах и приводом с использованием принципа двухпозиционной "магнитной защелки" соответствуют техническим условиям ТУ.

Выключатели данной серии предназначены для коммутации электрических высоковольтных цепей при нормальных и аварийных режимах сетей трехфазного переменного тока с изолированной или частично заземленной нейтралью с номинальным напряжением 35 кВ частотой 50 Гц.

Вакуумные выключатели серии ВР35НС разработаны для замены воздушным и масляным выключателям, обладая целым рядом преимуществ над ними. К основным таким преимуществам прежде всего следует отнести:

- 1) Механический ресурс до 30000 циклов В-О; коммутационный ресурс 55 циклов ВО при номинальном токе отключения;
- 2) Большой Коммутационный ресурс 30000 циклов В-О при номинальном токе; цельнолитая кремний-органическая изоляция полюсов по сравнению с применяемой ранее и по сравнению с керамическими

покрышками позволила значительно уменьшить массу и габариты выключателя, существенно повысить надежность изоляции;

3) применение полимерной изоляции в конструкции полюса выключателя позволило отказаться от традиционного заполнения полюса трансформаторным маслом, что значительно повысило надежность и пожаробезопасность выключателя;

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

Таблица 16 – Выбор выключателя 35 кВ для ПС «Баневур»

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 105,5 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{н0} = 1,47 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,57 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 1,47 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, кА	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 0,001 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,57 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 6,48 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Баневур».

13.3 Выбор выключателей 10 кВ.

На напряжении 10 кВ для ПС «Баневур» первоначально принимаем для установки выключатель вакуумные ВРС-10-31,5-630 в комплекте КРУ типа «Самсон».

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 630$ А	$I_{макс} = 351,9$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 31,5$ кА	$I_{n0} = 4,62$ кА	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128$ кА	$i_{yд} = 11,21$ кА	$i_{вкл} \geq i_{yд}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 31,5$ кА	$I_{nt} = 4,62$ кА	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48$ кА	$i_a = 0,02$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128$ кА	$i_{yд} = 11,21$ кА	$i_{прскв} \geq i_{yд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² с	$B_K = 64,03$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения.

13.4 Выбор разъединителей.

На ОРУ 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 18.

Таблица 13 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ для ПС «Баневур»

Номинальные параметры разъединителя	Расчетные данные	Условия выбора
-------------------------------------	------------------	----------------

Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 105,5 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,57 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 6,48 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Баневур». Число заземляющих ножей определяется местом установки.

13.5 Выбор трансформаторов тока.

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

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость по условиям протекания токов короткого замыкания, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из внутреннего сопротивления приборов, соединяющих проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (55)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_k = 0,1 \text{ Ом}$.

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (56)$$

где $\rho = 0,0283 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2)/\text{м}$ – удельное сопротивление алюминия;

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

F - сечение соединительного провода, $F = 4 \text{ мм}^2$.

Сопротивление соединительных проводов (для 35 и 10 кВ):

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

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (57)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 1 \text{ А}$.

Для измерения всех необходимых электрических величин предлагается на ПС «Баневур» установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 201.8. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 10 кВ приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 10 кВ ПС «Баневур»

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	0,12
Счетчик РЭ		

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 и 10 кВ):

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III для ПС «Баневур» с номинальным током первичной обмотки 150 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 20, 21.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ для ПС «Баневур»

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$I_{макс} = 105,5 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,57 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 6,48 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z _{2 ном} (Ом)	30 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принятый тип трансформатора тока проходит по всем параметрам следовательно его оставляем.

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ для ПС «Баневур» ТПЛК-10/400 с номинальным током первичной обмотки 400 А. Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{макс} = 351,9 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,21 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 64,03 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z _{2 ном} (Ом)	15 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно его оставляем.

13.6 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим критериям:

- а) по номинальному напряжению
- б) по конструкции и схеме подключения;
- в) по классу точности;
- г) по мощности вторичной нагрузки:

$$S_{2ном} \geq S_2$$

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

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

Нагрузку трансформатора напряжения подключенного к одной из шин РУ35, 10 кВ определим для случая, когда все присоединения переведены на данную систему шин. Общая нагрузка состоит из нагрузки приборов в ячейках, а также вольтметров и частотомера. Расчет вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведен в таблице.

Выбираем трансформатор напряжения на ОРУ 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ ПС «Баневур»

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	Меркурий 201.8	2	4
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Трехфазный анти резонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока промышленной частоты с изолированной или с компенсированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Проверка выбранного ТН 35 кВ для ПС «Баневур»

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 18 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит проверку по параметрам, следовательно его оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения для РУ 10 кВ ПС «Баневур» НАМИ 10 УХЛ1. Трансформатор напряжения анти резонансный типа НАМИ – 10 является преобразователем и предназначен для выработки сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов и цепей учета, защиты и сигнализации в сетях переменного тока промышленной частоты с изолированной или заземлённой нейтралью. Трансформаторы изготавливаются для эксплуатации в умеренном и тропическом климате и соответствуют требованиям государственных стандартов в части электромагнитных трансформаторов.

Определяем мощность вторичной нагрузки РУ 10 кВ ПС «Баневур». Данные представлены в таблице 24.

Таблица 24– Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 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	Меркурий 201.8	12	4
Счетчик РЭ			
Сумма			58

Таблица 25 – Проверка выбранных трансформаторов напряжения 10 кВ

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

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

13.7 Выбор гибкой ошиновки.

Для РУ 35 кВ применяются провода таким же сечением как и отходящие ВЛ – АС-120/19 мм² Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется. Длительно допустимый ток для данного типа провода составляет 390 А вне помещений что меньше расчетного тока 105,5 А

13.8 Выбор жестких шин 10 кВ.

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции « Баневур». Максимальный рабочий ток составляет 351,9 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50 × 5 мм (2,5 см²), длительно допустимы ток для данной шины составляет 860 А. Шины устанавливаем плашмя, расстояние между фазами составляет 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{12,81}}{91} = 0,04 \text{ (см}^2\text{)} \quad (58)$$

где B_k – интеграл джоуля.

C - коэффициент для алюминия.

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии, что частота собственных колебаний конструкции составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{5,21}{2,5}} = 1,12 \text{ (м)} \quad (59)$$

где J – момент инерции шины (см³×см).

q - сечение проводника, в данном случае 2,5 (см²)

Момент инерции находим по следующей формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \text{ (см}^3 \times \text{см)} \quad (60)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1,1 м.

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{11210^2}{0,4} = 54,41 \text{ (Н/м)} \quad (61)$$

где i_{y0} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \text{ (см}^3 \text{)} \quad (62)$$

Определяем напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{11210^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 2,87 \text{ (МПа)} \quad (63)$$

При расчете напряжения все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего следовательно данное сечение оставляем.

13.9 Выбор изоляторов 10 кВ.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

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

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

Рассмотрим подробно расчет усилия воздействующего на опорные изоляторы в РУ 10 кВ ПС «Баневур», при горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как:

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{11210^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 59,85$$

Выбираем по номинальному напряжению проходной изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным разрушающим усилием 8000 Н, проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 59,85$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ ПС «Баневур»

13.10 Выбор трансформатора собственных нужд.

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 26 приведены мощности нагрузки электроприемников на ПС «Баневур».

Таблица 26– Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Тип потребителя	Расчетная мощность потребителей собственных нужд ПС «Баневур» (кВА)
Электродвигатели завода включающих пружин ВРС-35	1,375×3
Обогрев приводов выключателей ВРС-35	(1,6+0,05)×3
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	22,675

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

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

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{ом}} = \frac{22,675}{2 \cdot 0,7} = 15,196 \text{ (кВА)} \quad (64)$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 16/10 номинальной мощностью 16 кВА. Трансформатор имеет сухое защищенное исполнение.

13.11 Выбор высокочастотного заградителя .

Высокочастотные заградители серии ВЗ предназначены для обеспечения передачи сигналов автоматики, защиты, связи, телемеханики, про модулированных высокой частотой по фазному проводу или грозовому тросу высоковольтной линии электропередачи. Высокочастотный заградитель необходим для исключения шунтирования высокочастотного сигнала с обмоткой трансформатора. Заградитель представляет собой высокочастотный фильтр, который включается в распайку провода высоковольтной линии электропередачи для предотвращения потерь высокочастотного сигнала.

Таблица 27 – Выбор и проверка заградителя 35 кВ

Номинальные параметры заградителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальный ток	$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$I_{макс} = 105,5 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 10 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,57 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 25,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,69 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$

По номинальному напряжению выбираем заградитель типа ВЗ-200 УХЛ1,

Сравнение основных данных заградителя с расчетными показаны в таблице 27.

Высокочастотный заградитель типа ВЗ - 200 УХЛ1 проходит по всем показателям его принимаем к установке на обе ВЛ

13.12 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ

Ограничители перенапряжений выполнены как одно колонковые аппараты опорного типа вертикальной установки. Для присоединения фазного провода и заземляющего провода, ограничители имеют специальную пластину на верхнем фланце и болт заземления на нижнем фланце.

Металлические фланцы закреплены на корпусе ограничителя и герметично залиты полимерным компаундом.

Метало оксидные резисторы с высоко нелинейной вольтамперной характеристикой запрессованы в оболочки из полимерного материала и в виде однотипных элементов последовательно соединенных внутри общего корпуса.

Принимаем ОПН - 35 - УХЛ1 номинальным напряжением 35 кВ

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	25,56	22,2	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

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

13.13 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее	6,35	6,06	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

напряжение $U_{нр}$ (кВ)			
--------------------------	--	--	--

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 35 кВ.

14 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТМН 3200/35/10

В данном разделе рассматривается расчет всех защит устанавливаемых на трансформаторе ТМН 3200/35 подстанции «Баневур».

Для защиты от многофазных замыканий в обмотках проводим расчет максимальной токовой защиты; для защиты от токов в обмотках при перегрузке – защиты от перегрузок.

14.1 Дифференциальная защита

Данная защита устанавливается на Т1,2 (ТМН 3200/35) Защиту трансформатора выполняем на терминале RET 521.

Выбираем коэффициенты трансформации ТТ с учетом условия:

$$I_{1тт} \geq I_{тном} \quad (65)$$

где $I_{тном}$ – номинальный ток i стороны трансформатора, А. Принимаем ближайшее большее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации ТТ $K_{та}$.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2тт} = \frac{I_{тном i}}{K_{та}} \quad (66)$$

При внешних замыканиях дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{отс} \cdot I_{НБрасч} \quad (67)$$

$$I_{НБрасч} = K_{пер} \cdot \mathcal{E} + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр} \quad (68)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,1$;

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

\mathcal{E} – полная относительная погрешность ТТ, $\mathcal{E} = 0,1$ о.е.;

$\Delta U_{рег}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{рег} = 0,02$ о.е.;

$\Delta f_{выр}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{выр} = 0,02$ о.е.

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10}^{\wedge} = \frac{I_{1номтт} \cdot K_{10}}{I_{тнoмi}} \geq \frac{I_{КЗВHмакс}}{I_{тнoмi}} \quad (69)$$

где $I_{1номтт}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{T1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{HБрасч} \cdot I_{скв} - 0,7}{I_{скв} - I_{Трасч}} \quad (70)$$

Для силовых трансформаторов, со стороны НН которых подключены токоограничивающие реакторы принимают $I_{скв} = 3$, $K_{пер}^{\wedge} = 1,5$, $K_{пер}^{\wedge\wedge} = 2,5$

$$I_{Трасч} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{T1}} \quad (71)$$

Значения $I_{d\min}^*$ и K_{T1} при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта RET521.

Выбираем трансформаторы тока.

$$I_{вн} = \frac{3200}{\sqrt{3} \cdot 35} = 52,7 \text{ (А)}$$

$$I_{нн} = \frac{3200}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 175,9 \text{ (А)}$$

$$I_{2вн} = \frac{52,7 \cdot 5}{75} = 3,51 \text{ (А)}$$

$$I_{2нн} = \frac{175,9 \cdot 5}{250} = 3,52 \text{ (А)}$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{HБрасч} = K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d \min} = 1,25 \cdot K_{omc} \cdot (K_{nep} \cdot \varepsilon + \Delta U_{pez} + \Delta f_{выр}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d \min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Тормозные характеристики защиты на базе RET 521.

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
K_{T1}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.расч*}$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задаемся значением $I_{T.расч*} = 2,58$ для характеристики №3 и находим:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 0,81 - 0,7}{0,81 - 2,58} = 0,61$$

Так как полученное значение превышает 0,3, то принимаем характеристику №4 и принимаем $I_{T.расч*} = 2,25$.

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

14.2 Защита от перегрузки.

Перегрузка трансформаторов рассматривается как симметричная. Поэтому такая защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с

выдержкой времени на сигнализацию, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется следующим образом:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{омс}}{k_{г}} \cdot I_{номВН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 52,7 = 69,16 \text{ (А)} \quad (72)$$

где $k_{омс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,0

$k_{г}$ – коэффициент возврата токового реле;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 69,16}{(75/5)} = 4,79$$

Время срабатывания защиты от перегрузки действующей на отключение принимаем равным 9 секунд.

14.3 Максимальная токовая отсечка.

Максимальная токовая отсечка является разновидностью МТЗ работающей без выдержки времени. В данном разделе проводится расчет уставки данной защиты при ее установке на силовые трансформаторы ПС «Баневур»

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ:

$$I_{CЗ} = k_{н} \cdot I_{кзНН} \cdot k_{тр} \quad (66)$$

где $k_{н}$ – коэффициент надежности;

$k_{тр}$ – коэффициент трансформации трансформатора;

$I_{кзНН}$ – максимальное значение тока короткого замыкания на шинах низкого напряжения ПС «Баневур»;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = 1,1 \cdot 4620 \cdot 10,5 / 35 = 1524,6 \quad (73)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{1524,6}{(75/5)} = 60,98 \text{ (А)}$$

Защита принимается для трансформаторов ТМН 3200/35/10 ПС «Баневур».

14.4 Газовая защита.

В данном разделе рассматриваемая газовая защита устанавливается на трансформаторы ПС «Баневур». Газовая защита устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением как в данном случае, имеющих расширительные баки. Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, в данном случае ее установка не обязательна тем не менее принимаем в качестве газового реле на трансформаторах 35/10 Кв ПС «Баневур» - реле Бухгольца»

15 ЗАЩИТА ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 КВ

Трансформаторы необходимо защитить от нештатных ситуаций, вызванных возникновением перенапряжений и коротких замыканий, путем установки различных типов защит.

К основным видам повреждений трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ и мощностью до 2500 кВА (включительно) можно отнести следующие:

- а) однофазные короткие замыкания между витками внутри обмоток;
- б) однофазные короткие замыкания на землю (либо корпус трансформатора);
- в) междуфазные короткие замыкания (между разноименными фазами);
- г) междуфазные короткие замыкания вне трансформатора;

Расчет защиты трансформаторов от междуфазных коротких замыканий включает в себя выбор и проверку высоковольтных плавких вставок напряжением 10 кВ.

Высоковольтные плавкие вставки 10 кВ предназначены для автоматического отключения трансформатора при превышении определенного значения тока (номинального тока). Одним из основных достоинств данного типа предохранителей является то, что они позволяют быстро отключать трансформатор при коротком замыкании, а так же ограничивать ток в его цепи при повреждении. Именно по этому их широко применяют для защиты силовых трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, измерительных трансформаторов напряжения в данной работе.

Вновь вводимые трансформаторы 10 кВ данной работе защищаются с помощью установки высоковольтных плавких вставок типа ПКТ-10, которые встраиваются в выключатели нагрузки.

16 АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА

В данной работе предусматривается устройство автоматического ввода резерва, которое устанавливают на ПС «Баневур». У потребителей предусмотрены два источника питания, работающих отдельно в нормальном режиме.

Включение резервного источника питания на поврежденной секции шин КРУ, как правило, не допускается во избежание увеличения объемов разрушений, вызванных короткими замыканиями (запрет АВР), и аварийного снижения напряжения потребителей, электрически связанных с резервным источником.

Схемы автоматического ввода резерва должны иметь следующие особенности:

- 1) Обеспечивать раннее выявление отказа рабочего источника питания;
- 2) Действовать согласно с другими устройствами автоматически в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;
- 3) Не допускать включения резервного источника при коротком замыкании на поврежденный участок;
- 4) Исключать недопустимые асинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;
- 5) Не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором меньше допустимого.

Выключатели, включаемые устройствами автоматического ввода резерва, должны иметь контроль исправности цепей включения.

17 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Безопасность при строительстве и эксплуатации ВЛ. При сооружении ВЛ и монтаже проводов ВЛ должны соблюдаться требования государственных документов и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные работы.
2. Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ РД.
3. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных механизмов ПБ.
4. Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно - разгрузочных работах ПОТ РМ.
5. Правила безопасности при работе с инструментом и приспособлениями.
6. Правила пожарной безопасности для электроэнергетических предприятий.
7. Инструктивные указания по технике безопасности при строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования электроустановок.
8. Инструкция по организации работ повышенной опасности в электроустановках

Основные требования мер безопасности вышеперечисленных документов указываются в разделе Требования по охране труда ПППР или ТК. Непосредственные руководители и исполнители данных работ перед допуском к их выполнению должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ с фактическими условиями труда, знать и выполнять нормы безопасности в объеме порученных работ.

При строительстве линий электропередач или при их реконструкции должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения лесных пожаров.

По окончании работ должны быть выравнены участки естественного покрова земли для уменьшения эрозии почвы.

На месте производства работ на провода СИП должны быть наложены заземления. Непосредственно перед наложением заземления необходимо

убедиться в отсутствии напряжения на СИП. Наложение и закрепление, а также снятие заземляющих проводов производится при помощи специальной изолирующей штанги.

Эксплуатация линий электропередачи осуществляется филиалом электрических сетей Приморского края и руководствуется в работе правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, правилами техники безопасности при эксплуатации ВЛ электропередачи Правилами техники безопасности при эксплуатации распределительных электросетей.

Безаварийная работа линий СИП обеспечивается выполнением профилактических мероприятий, задачей которых является своевременное обнаружение возникающих неисправностей с тем, чтобы они не вызвали повреждения и выход линии электропередачи из строя.

Данные, полученные в результате осмотров, измерений заносят в специальный журнал и на основании их составляют планы ремонтных работ.

В настоящее время большой объем ремонтных работ на ВЛ выполняют без снятия или с частичным снятием напряжения, для чего используют различные изолирующие защитные средства и устройства.

Основным опасным фактором на электроэнергетических объектах является поражение электричеством. Важным отличием, обуславливающим повышенную опасность электроэнергетических объектов, является то, что электрический ток невидим человеком.

К вредным факторам следует отнести электрические поля промышленной частоты, возникающие при работе электрооборудования подстанций и линий электропередач, акустические шумы от работы силового оборудования.

При производстве всего комплекса ремонтных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, ГПМ, транспортных средств, работ на высоте и

других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения работ должны соответствовать предусмотренными в ТК на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих электроустановок, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормативных расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению ссхлестывания проводов. Когда требования норм правил в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих линий, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

Безопасность при строительстве и эксплуатации подстанционного оборудования:

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами на ПС «Баневур» предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников.

На подстанции «Баневур» устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 3200/35 с размерами (м) 4,25×3,42×2,35 и массой масла 5,35 т.

При расчете основных размеров данного маслоприемника принимаются следующие условия.

1) Габариты маслоприемников на ПС выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

2) Маслоприемник должен быть закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего расхода воды от средств пожаротушения. Маслоприемник выполняется с установкой металлической решетки на маслоприемнике, сверху которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

Верхний уровень гравийной насыпки находится на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки.

3) Маслоприемник имеет сигнализацию о наличии воды с выводом сигнализации. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника на подстанции «Баневур». На рисунке 10 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

Определяем объем масла в трансформаторе ТМН 3200/35 по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} = \frac{5,35}{0,88} = 6,08 \text{ (м}^3\text{)} \quad (74)$$

где M – масса масла (т).

ρ – плотность масла (т/м³)

Площадь маслоприемника:

$$S_{\text{мп}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (4,25 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,42 + 2 \cdot 1,5) = 46,54 \text{ (м}^2\text{)} \quad (75)$$

где A , B – длина и ширина трансформатора типа ТМН 3200/35 (м)

Δ – промежуток между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

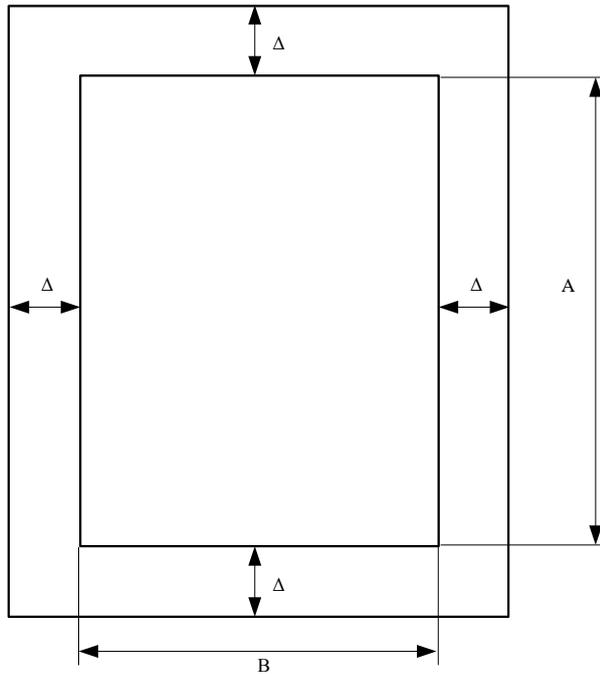


Рисунок 10 – Маслоприемник вид сверху

Площадь боковой поверхности трансформатора ТМН 3200/35 :

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (4,25 + 3,42) \cdot 2 \cdot 2,35 = 68,31 \text{ (м}^2\text{)} \quad (76)$$

где H – высота трансформатора (м)

Нормированный коэффициент пожаротушения и нормированное время тушения соответственно равны:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{мн}} + S_{\text{бн}}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (46,54 + 68,31) \cdot 10^{-3} = 41,35 \quad (77)$$

Объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % ВОДЫ:

$$V_{\text{ммH}_2\text{O}} = V_{\text{трм}} + 0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}} = 6,08 + 0,8 \cdot 41,35 = 39,16 \text{ (м}^3\text{)} \quad (78)$$

Глубина маслоприемника для приема всей жидкости $V_{\text{ммH}_2\text{O}}$

$$H_{\text{mn}} = \frac{V_{\text{ммH}_2\text{O}}}{S_{\text{mn}}} = \frac{39,16}{46,54} = 0,84 \text{ (м)} \quad (79)$$

Высота гравийной подсыпки

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушного зазора

$$H_{\text{en}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника находится как сумма расстояний:

$$H_{\text{мпп}} = H_{\text{mn}} + H_{\text{en}} + H_z = 0,84 + 0,05 + 0,25 = 1,14 \text{ (м)} \quad (80)$$

Схема маслоприемника в сечении представлена на рисунке 11.

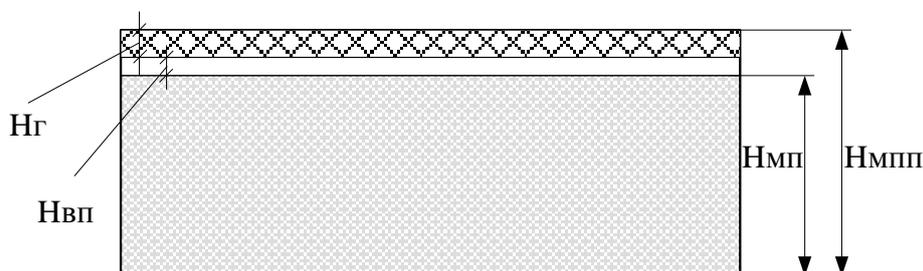


Рисунок 11 – Сечение маслоприемника

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ ПС «Баневур».

В связи с тем, что на ПС «Баневур» устанавливаются вакуумные выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей организации на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на РУ 35 кВ ПС «Баневур».

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 35 кВ ПС «Баневур», классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На ПС «Баневур» широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее распространенным средством. При испарении воды образуется большое количество водяного пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу. Кроме того, большая струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара в электроустановке.

В качестве первичных средств пожаротушения на ПС «Баневур»

применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

В качестве огнетушащих средств в данной работе на ПС «Баневур» устанавливаются: в здании КРУ 10 два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, один ящик с песком емкостью 0.5 м³

В РУ 10 определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижней части огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной бакалаврской был предложен вариант реконструкции системы электроснабжения с центром питания ПС «Баневур» Приморского края. В качестве технического решения обеспечивающего повышение надежности электроснабжения была предложена замена устаревшего оборудования на современное как в электрических сетях так и на ПС «Баневур». В процессе выполнения данной работы был проведен расчет электрических нагрузок на стороне низкого напряжения комплектных трансформаторных подстанций КТПГ, рассчитаны сечения ВЛ, рассчитаны мощности трансформаторов КТПГ. Рассчитаны токи короткого замыкания и произведен выбор основного электротехнического оборудования на ПС 35 кВ «Баневур». Рассчитаны зоны молниезащиты на ОРУ 35 кВ и выполнен расчет защитного заземления ПС. Выполнен расчет защиты силового трансформатора. Рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации маслонаполненного оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.

17 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

18 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

19 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

20 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

21 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет нагрузок 0,4 кВ

Наименование КТП	Потребитель	Количество (шт.)	Руд	tg	Колво
КТП № 4	Гараж	30 ед.	0,1	0,62	30
	Кинотеатр	600 м. кв.	0,12	0,33	600
	Жилой дом эт 20кв	10 ед.	1,6	0,2	200
	Магазин	200 м. кв.	0,25	0,75	600
КТП № 17	Коттедж	85 ед.	2	0,2	85
КТП № 35	гараж	14 ед.	0,1	0,62	14
	Магазин	300 м. кв.	0,25	0,75	300
КТП № 36	Административное здание	280 м. кв.	0,46	0,43	280
	Магазин	100 м. кв.	0,25	0,75	100
КТП № 45	гараж	240 ед.	0,1	0,62	240
КТП № 49	Жилой дом 1эт 40 кв	4 ед.	2,6	0,2	160
	Магазин	100 м. кв.	0,25	0,75	100
КТП № 53	Жилой дом 1эт 1кв	70 ед.	2	0,2	70
КТП № 119	Жилой дом 1эт 1кв	11 ед.	4,7	0,2	11
КТП № 120	Жилой дом 1эт 1кв	11 ед.	4,7	0,2	11
КТП № 131	Жилой дом 1эт 1кв	32 ед.	2,6	0,2	32
	Жилой дом 2эт 40 кв	3 ед.	2,6	0,2	120
КТП № 132	гараж	2 ед.	0,1	0,62	2
	Склад (освещение)	300 м. кв.	0,25	0,43	300
	Административное здание	300 м. кв.	0,25	0,75	300
КТП № 135	Жилой дом 1эт 1кв	56 ед.	2	0,2	56
	Жилой дом 2эт 60 кв	2 ед.	2,6	0,2	120
КТП № 142	Жилой дом 1эт 1кв	8 ед.	4,7	0,2	8
	Насосная станция	2 ед.			
КТП № 146	гараж	36 ед.	0,1	0,62	36
	Магазин	130 м. кв.	0,25	0,75	130
КТП № 148	гараж	35 ед.	0,1	0,62	35
	Жилой дом 5эт 40 кв	2 ед.	2,6	0,2	80
КТП № 159	Гараж	60 ед.	0,1	0,62	60
КТП № 173	Школа	1000 м. кв.	0,25	0,38	1000
	Котельная	1 ед.			
	Гаражи	40 ед.	0,1	0,62	40
	Спортзал	200 м. кв.	0,46	0,43	200
КТП № 176	Торговое здание	200 м. кв.	0,46	0,43	200
	Жилой дом 1эт 10 кв	10 ед.	2,6	0,2	100
	Гаражи	20 ед.	0,1	0,62	20
КТП № 174	Жилой дом 5эт 45 кв	2 ед.	2,6	0,2	90
	Коттедж	5 ед.	4,7	0,2	5
	Торговое здание	500 м. кв.	0,46	0,43	500
КТП № 129	Жилой дом 2эт 60 кв	2 ед.	2,6	0,2	120
	Гаражи	30 ед.	0,1	0,62	30
КТП № 144	Жилой дом 1эт 1кв	20 ед.	2,6	0,2	20
КТП № 90	Жилой дом 1эт 1кв	45 ед.	2	0,2	45

Наименование КТП	Pp	Qp	Pсум	Qсум	Scум
КТП № 4	3	1,86	490,5	181,908	523,1451
	72	23,76			0
	320	64			0
	150	112,5			0
КТП № 17	170	34	42,5	8,5	43,34167
КТП № 35	1,4	0,868	76,4	57,118	95,39091
	75	56,25			0
КТП № 36	128,8	55,384	153,8	74,134	170,7346
	25	18,75			0
КТП № 45	24	14,88	465	116,83	479,452
КТП № 49	416	83,2	441	101,95	452,631
	25	18,75			0
КТП № 53	140	28	140	28	142,7725
КТП № 119	51,7	10,34	51,7	10,34	52,72386
КТП № 120	51,7	10,34	51,7	10,34	52,72386
КТП № 131	83,2	16,64	395,2	79,04	403,0265
	312	62,4			0
КТП № 132	0,2	0,124	150,2	88,624	174,3968
	75	32,25			0
	75	56,25			0
КТП № 135	112	22,4	424	84,8	432,3969
	312	62,4			0
КТП № 142	37,6	7,52	72,85	25,77	77,27364
	35,25	18,25			0
КТП № 146	3,6	2,232	36,1	26,607	44,84576
	32,5	24,375			0
КТП № 148	3,5	2,17	211,5	43,77	215,9816
	208	41,6			0
КТП № 159	6	3,72	6	3,72	7,059632
КТП № 173	250	95	503	236,54	555,8419
	157	99,5			0
	4	2,48			0
	92	39,56			0
КТП № 176	92	39,56	354	92,8	365,9615
	260	52			0
	2	1,24			0
КТП № 174	234	46,8	487,5	150,4	510,1729
	23,5	4,7			0
	230	98,9			0
КТП № 129	312	62,4	315	64,26	321,4877
	3	1,86			0
КТП № 144	52	10,4	52	10,4	53,0298
КТП № 90	90	18	90	18	91,78235

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет трансформаторов 10/0,4 кВ

Наим КТП	Расч мощ S	Ншт	Р м тр	Рном
КТП № 4	523,14	1	615,46	630
КТП № 17	43,34	1	50,988	100
КТП № 35	95,39	1	112,22	160
КТП № 36	170,73	1	200,86	250
КТП № 45	479,45	1	564,06	630
КТП № 49	452,63	1	532,51	630
КТП № 53	142,77	1	167,96	250
КТП № 119	52,72	1	62,024	100
КТП № 120	52,72	1	62,024	100
КТП № 131	403,02	1	474,14	630
КТП № 132	174,39	1	205,16	250
КТП № 135	432,39	1	508,69	630
КТП № 142	77,27	1	90,906	100
КТП № 146	44,84	1	52,753	100
КТП № 148	215,96	1	254,07	400
КТП № 159	7,05	1	8,2941	40
КТП № 173	555,84	2	397,03	400
КТП № 176	365,96	1	430,54	630
КТП № 174	369,28	2	263,77	400
КТП № 129	321,48	1	378,21	400
КТП № 144	53,02	1	62,376	100
КТП № 90	91,78	1	107,98	160

ПРИЛОЖЕНИЕ В Определение расчетных нагрузок 10 кВ

Наим КТП	DP	DQ	DS	Срасч 10	Ррас0,4	Qрасч0,4	Расчетная Р 10 (кВт)	Расчетная Q 10 (квар)
КТП № 4	6,48	27,67	28,42	551,6	490,5	181,9	496,98045	209,572
КТП № 17	0,64	3,445	3,504	46,84	42,5	8,5	43,140036	11,9453
КТП № 35	1,334	4,959	5,135	100,5	76,4	57,11	77,734143	62,0692
КТП № 36	2,256	7,747	8,068	178,8	153,8	74,13	156,0556	81,8768
КТП № 45	5,642	23,85	24,51	504	465	116,83	470,64169	140,678
КТП № 49	5,163	21,67	22,27	474,9	441	101,95	446,16301	123,616
КТП № 53	1,737	6,169	6,409	149,2	140	28	141,73669	34,169
КТП № 119	0,818	3,851	3,937	56,66	51,7	10,34	52,517541	14,1907
КТП № 120	0,818	3,851	3,937	56,66	51,7	10,34	52,517541	14,1907
КТП № 131	4,35	17,96	18,48	421,5	395,2	79,04	399,55018	97
КТП № 132	2,33	7,974	8,308	182,7	150,2	88,62	152,53038	96,5941
КТП № 135	4,82	20,1	20,67	453,1	424	84,8	428,82001	104,902
КТП № 142	1,446	5,287	5,481	82,75	72,85	25,77	74,296219	31,0568
КТП № 146	0,666	3,505	3,568	48,41	36,1	26,6	36,766093	30,1048
КТП № 148	2,403	8,447	8,782	224,7	211,5	43,77	213,90321	52,2169
КТП № 159	0,177	1,256	1,268	8,318	6	3,72	6,1773364	4,97592
КТП № 173	6,91	75,92	76,23	632,1	503	236,54	509,91022	312,456
КТП № 176	3,804	15,47	15,93	381,9	354	92,8	357,80448	108,272
КТП № 174	3,944	37,08	37,29	406,6	352	111,65	355,94382	148,733
КТП № 129	4,353	14,83	15,45	336,9	315	64,26	319,35264	79,0868
КТП № 144	0,824	3,865	3,952	56,97	52	10,4	52,823791	14,265
КТП № 90	1,266	4,769	4,934	96,71	90	18	91,265519	22,7691

ПРИЛОЖЕНИЕ Г Расчет молниезащиты

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h$$

где h – высота молниеотвода (16 м)

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 16 = 13,6$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_{\text{эф}}) \cdot h_{\text{эф}} = (1,1 - 0,002 \cdot 13,6) \cdot 13,6 = 14,59$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h_{\text{эф}} \cdot \frac{(h_{\text{эф}} - h_x)}{(h_{\text{эф}} + h_x)} = 1,6 \cdot 13,6 \cdot \frac{(13,6 - 9,45)}{(13,6 + 9,45)} = 3,92$$

где h_x – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 9,45 м.

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных на расстоянии L друг от друга:

$$h_{c12} = h_{\text{эф}} - \frac{L12}{7} = 13,6 - \frac{29}{7} = 10,15$$

$$h_{c23} = h_{\text{эф}} - \frac{L23}{7} = 13,6 - \frac{28}{7} = 10,6$$

$$h_{c34} = h_{\text{эф}} - \frac{L34}{7} = 13,6 - \frac{29}{7} = 10,15$$

$$h_{c14} = h_{\text{эф}} - \frac{L14}{7} = 13,6 - \frac{28}{7} = 10,6$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала определяется по следующей формуле:

$$r_{\text{cx}12} = 1,6 \cdot \frac{h_{c12} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c12}}} = 1,6 \cdot \frac{10,15 - 9,45}{1 + \frac{9,45}{10,15}} = 0,58$$

$$r_{\text{cx}23} = 1,6 \cdot \frac{h_{c23} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c23}}} = 1,6 \cdot \frac{10,6 - 9,45}{1 + \frac{9,45}{10,6}} = 0,97$$

$$r_{\text{cx}34} = 1,6 \cdot \frac{h_{c34} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c34}}} = 1,6 \cdot \frac{10,15 - 9,45}{1 + \frac{9,45}{10,15}} = 0,58$$

$$r_{\text{cx}14} = 1,6 \cdot \frac{h_{c14} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c14}}} = 1,6 \cdot \frac{10,6 - 9,45}{1 + \frac{9,45}{10,6}} = 0,97$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Аналогично проводится расчет молниезащиты от остальных пар молниеотводов результаты расчета сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Параметры зон молниезащиты ПС «А»

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	29	16	13,6	10,15	14,59	3,92	0,58
2 - 3	28	16	13,6	с	14,59	3,92	0,91
3 - 4	29	16	13,6	10,15	14,59	3,92	0,58
1 - 4	28	16	13,6	10,15	14,59	3,92	0,91

