

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 14 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения микрорайона Северо-Западный города Биробиджан Еврейской автономной области

Исполнитель

студент группы 542064

 01.06.2019 А.А. Жабров
подпись, дата

Руководитель

профессор,

доктор техн.наук

 14.06.19 И.В. Наумов
подпись, дата

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

 01.06.2019 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль

ст. преподаватель

 14.06.2019 Н.С. Бодруг
подпись, дата

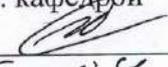
Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Мадрова
Антон Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование системы электроснабжения муниципального
Северо-Западного города Биробиджан Еврейской автономной области
(утверждено приказом от 04.04.19 № 739-ур)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 05.06.2019г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по
предыдущей практике, одноклассовая схема города
Биробиджан

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

Общая характеристика района проектирования;
технико-экономическое обоснование

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи - 7 листов,
таблицы - 56, программные продукты - 6

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности
А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 05.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: И.В. Каунов профессор, доцент.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)
И.В. Каунов

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2019
И.В. Каунов
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 136 с, 16 рисунков, 188 формулы, 56 таблиц, 8 приложений, 31 источника.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ТАРИФ.

В основной части бакалаврской работы рассчитаны и спрогнозированы электрические нагрузки, показан возможный вариант развития системы электроснабжения микрорайона «Северо-Западный» г. Биробиджан, произведен расчет токов короткого замыкания с последующим выбором и проверкой оборудования на проектируемой ПС «Северная» и на КТП, выполнен расчет молниезащиты ПС «Северная» и оценена ее надежность электроснабжения, произведен расчет микропроцессорной релейной защиты и автоматики для трансформаторов на ПС «Северная».

В организационно-экономической части рассчитаны капитальные вложения и бизнес план на развитие электрической сети.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Общая характеристика	11
1.1 Характеристика города Биробиджан	11
1.1.1 Климатическая и географическая характеристика	11
1.1.2 Анализ электропотребителей микрорайона «Северо-Западный»	12
2 Расчет электрической нагрузки	15
2.1 Расчет электрических нагрузок ЭП	17
2.2 Расчет электрической нагрузки наружного освещения	22
2.3 Определение суммарной нагрузки микрорайона «Северо-Западный»	24
3 Характеристика источников питания	25
4 Проектирование низковольтного электроснабжения	26
4.1 Распределение нагрузки по ТП	26
4.2 Расчет электрических нагрузок сети 0,4 кВ	27
4.3 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	30
4.4 Компенсация реактивной мощности в сети 0,4 кВ	32
5 Проектирование высоковольтного электроснабжения	33
5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов городских ТП	33
5.2 Расчет нагрузок городских электрических сетей 10 кВ	35
5.3 Выбор типа пункта приема электроэнергии на стороне 10 кВ и места его расположения	36
5.4 Выбор сечений линий 10 кВ	36
5.5 Определение потерь мощности и напряжения в сетях 10 кВ	41
5.6 Выбор схемы и конструкции ТП	42
6 Проектирование внешнего электроснабжения	45
6.1 Определение величины высшего напряжения ПС «Северная»	45
6.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ПС «Северная»	45

6.3	Выбор сечений линии 110 кВ	46
6.4	Выбор схемы и конструкции ПС «Северная»	47
7	Расчет токов короткого замыкания	49
7.1	Расчет токов короткого замыкания в высоковольтной сети	49
7.2	Расчет токов короткого замыкания сети 0,4 кВ	51
7.3	Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания	55
8	Выбор и проверка электрических аппаратов на ПС «Северная»	57
8.1	Выбор и проверка выключателей	57
8.2	Выбор и проверка разъединителей	59
8.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	60
8.4	Выбор и проверка выключателей на стороне 10 кВ	63
8.5	Выбор и проверка заземляющих ножей	65
8.6	Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 10 кВ	65
8.7	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	68
8.8	Выбор и проверка предохранителей для защиты ТН	69
8.9	Выбор и проверка сборных шин	69
8.10	Выбор и проверка изоляторов	71
8.11	Выбор и проверка ячеек КРУ	72
8.12	Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	73
8.13	Выбор и проверка предохранителей для защиты ТСН	75
8.14	Выбор системы оперативного тока	75
8.15	Расчет емкостных токов замыкания на землю и выбор дугогасящих реакторов	77
9	Выбор и проверка аппаратуры на ТП	79
9.1	Выбор и проверка предохранителей	79
9.2	Выбор и проверка автоматических выключателей	80
9.3	Выбор и проверка выключателей нагрузки	81
10	Молниезащита ПС «Северная»	84
10.1	Защита от прямых ударов молнии	84

10.2	Заземление ПС «Северная»	86
10.3	ОПН на ПС «Северная»	87
11	Релейная защита и автоматизация системы электроснабжения микрорайона «Северо-Западный»	89
11.1	Защита трансформаторов на ПС «Северная»	91
12	Технико-экономическое обоснование	99
12.1	Расчет капитальных вложений	99
12.2	Капитальные вложения на сооружение КЛ 0,4 кВ	99
12.3	Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ	100
12.4	Капиталовложения на сооружения КТП	100
12.5	Капиталовложения на сооружение ПС «Северная»	101
12.6	Капиталовложения на сооружение КЛ 110 кВ	102
12.7	Капиталовложения на сооружение СЭС	103
13	Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети	104
13.1	Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети	104
13.2	Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери	106
14	Расчет заработной платы, налога на социальные нужды и медицинское страхование	109
14.1	Расчет заработной платы	109
14.2	Расчет налога на социальные нужды и медицинское страхование	109
14.3	Расчет затрат на оплату труда эксплуатационного, ремонтного и оперативного персонала	109
14.4	Расчет прочих затрат	113
15	Расчет себестоимости электрической энергии	115
16	Оценка экономической эффективности проекта	117
16.1	Заключение по экономической части	120
17	Безопасность и экологичность	122
17.1	Общие положения	122
17.2	Безопасность проекта	122

17.2.1 Заземление подстанции	123
17.3 Экологичность проекта	126
17.4 Чрезвычайные ситуации	129
Заключение	133
Библиографический список	134
Приложение А Компенсация реактивной мощности в сети 0,4 кВ	137
Приложение Б Выбор аккумуляторных батарей для ПС «Северная»	138
Приложение В Выбор предохранителей для ТП	140
Приложение Г Расчет контура заземления ПС «Северная»	141
Приложение Д Описание устройств автоматики	144
Приложение Е Капитальные вложения в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ	147
Приложение Ж Капитальные вложения в электрическую сеть напряжением 10 кВ	149
Приложение З Капитальные вложения в трансформаторные подстанции	151

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

КЛ – кабельная линия

КЗ – короткое замыкание

КУ – компенсирующее устройство

КРМ – компенсация реактивной мощности

КРУ – комплектное распределительное устройство

МТЗ – максимальная токовая защита

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

ПС – подстанция

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ТН – трансформатор напряжения

ТО – токовая отсечка

ТСН – трансформатор собственных нужд

ТП – трансформаторная подстанция

ЧДД – чистый дисконтированный доход

ЭП - электроприемник

ЭЭС – электроэнергетическая система

ПУ – прибор учета

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день энергосистема Еврейской Автономной области является развивающейся. Строящиеся новые микрорайоны, гостиницы, а также объекты вызывают значительный рост нагрузок, увеличивается потребность в реконструкции существующей и развитию новой системы электроснабжения ЕАО.

В качестве задания на бакалаврскую работу была взята тема: «Проектирование системы электроснабжения микрорайона Северо-Западный города Биробиджан Еврейской автономной области».

Актуальность данной темы обусловлена в основном развивающимся градостроительством. Первичным признаком эффективности городской системы электроснабжения является ее динамичное развитие и увеличение за счет ввода в работу новых объектов и реконструкции уже существующих на более современные.

Целью бакалаврской работы является разработка оптимального варианта системы электроснабжения микрорайона, отвечающего современным требованиям экономичности, надежности, безопасности и экологичности.

К задачам работы относятся: расчёт ожидаемых электрических нагрузок на различных ступенях электрической сети и оснащение надежного и эффективного электроснабжения рассматриваемых потребителей.

В бакалаврской работе взяты во внимание все потребители электроэнергии, располагающиеся в пределах условных границ жилого микрорайона Северо-Западный города Биробиджана. Расчетные нагрузки для жилых домов действующего многоэтажного жилого сектора будут определены с учетом централизованного электропищеприготовления.

Пути решения поставленных задач:

- расчет и прогнозирование электрических нагрузок;
- использование современного оборудования;

— разработка и выбор оптимального варианта электроснабжения, отвечающего требованиям надежности и пропускной способности линий.

Бакалаврская работа была разработана в операционной системе Windows 7 Максимальная 2009 г с использованием приложений: Microsoft Office Word 2007 г., Microsoft Office Visio 2007 г, Microsoft Office Excel 2007 г., MathType 6.0 Equation, Mathcad 14.0.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

1.1 Характеристика города Биробиджан

Биробиджан — административный центр Еврейской автономной области, расположен на берегах реки Биры, притока Амура. Площадь города составляет около 36 тыс. км². Биробиджан — административный, культурный и экономический центр Еврейской автономной области. Численность населения города Биробиджан изменялась в течении всего его существования. На 2019 г. она составила 73623 чел.

Географическое месторасположение города определило его умеренно муссонный климат с очень холодной и сухой зимой, влажным и жарким летом. Среднегодовая температура воздуха составляет 19 °С, при средней скорости ветра — 1,7 м/с.

В Биробиджане развита машиностроительная и легкая отрасли промышленности, энергетика, металлургия.

Основным источником центрального теплоснабжения города является Биробиджанская ТЭЦ, которая входит в состав ОАО «ДГК», филиал «Хабаровская теплосетевая компания».

1.1.1 Климатическая и географическая характеристика

Зима в г. Биробиджан обусловлена малоснежной, малооблачной и морозной погодой. Средне месячная температура самого холодного месяца зимы января колеблется от минус 21,2° С, до минус 26,5° С.

В весенние месяцы преобладают сильные ветры, что ухудшает условия нахождения человека на открытом воздухе. Скорость ветра превышает 15 м/с. Осенью же наблюдается преимущественно устойчивая погода с сухими, ясными днями.

Лето в свою очередь характеризуется теплыми влажными условиями со средними температурами июля 18-22 °С и максимальными значениями до 40 °С. Летом выпадает до 65 % годовой суммы осадков.

Географическая и климатическая характеристики микрорайона «Северо-Западный» представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Географические и климатические характеристики г. Биробиджан

Климатические и географические характеристики	Описание
Географическое расположение города	Расположен на берегах реки Биры, притока Амура. Площадь города составляет около 36 тыс. км ² .
Район по гололеду, глубина промерзания грунта	По толщине стенки гололеда – IV район. Глубина промерзания грунта составляет 20 мм.
Район по ветру, скоростной напор ветра	Район по ветровому давлению – IV.
Максимальная, минимальная и средняя температуры окружающего воздуха	Среднегодовая температура воздуха +1,7 °С. Самый тёплый месяц — август, с температурой +21 °С, самый холодный — январь –26,5 °С.
Сейсмичность района	Соответствует 7 бальной шкале
Рельеф местности	Широко представлен холмистый и горный рельеф
Число грозových часов	Среднегодовая продолжительность гроз составляет 20-40 ч.[1]
Климатическая зона	IV

1.1.2 Анализ электропотребителей микрорайона «Северо-Западный»

Жилой микрорайон «Северо-западный» в г. Биробиджан характеризуется комплексной застройкой и рассчитан на 40-50 тысяч человек. В микрорайоне "Северо-Западный" построятся дома высотой от 5 до 9-ти этажей, по периметру появится малоэтажная застройка, в том числе будут построены общественные здания и сооружения: детские сады, школы, торговые центры, поликлиники, и оздоровительный комплекс. Также в рассматриваемом жилом микрорайоне будет построено четыре улицы: Пролетарская, Строителей, Восточная, Молодёжная.

Экспликация всех зданий и сооружений микрорайона «Северо-Западный» г. Биробиджан приведена в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Экспликация жилых зданий микрорайона «Северо-Западный» г. Биробиджан

№	Тип потребителя	Кол-во лифтов, шт.,	Кол-во этажей, шт.,	Кол-во этажей/ кол-во квартир, шт.,	Удельная нагрузка квартир, кВт/квартира.
1	2	3	4	5	6
1	Жилой дом	-	5	150	1,4
2	Жилой дом	-	5	150	1,4
3	Жилой дом	-	5	150	1,4
4	Жилой дом	-	5	120	1,88
5	Жилой дом	-	5	120	1,88
6	Жилой дом	-	5	120	1,88

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	Жилой дом	-	5	80	1,8
8	Жилой дом	-	5	150	1,4
9	Жилой дом	-	5	270	1,33
10	Жилой дом	-	5	500	1,25
11	Жилой дом	-	5	270	1,33
12	Жилой дом	-	5	270	1,33
13	Жилой дом	-	5	120	1,88
14	Жилой дом	-	5	120	1,88
15	Жилой дом	-	5	120	1,88
16	Жилой дом	-	5	270	1,33
17	Жилой дом	3	9	108	1,55
18	Жилой дом	4	9	144	1,41
19	Жилой дом	4	9	144	1,41
20	Жилой дом	7	9	252	1,33
21	Жилой дом	7	9	252	1,33
22	Жилой дом	7	9	252	1,33
23	Жилой дом	-	5	120	1,88
24	Жилой дом	-	5	120	1,88
25	Жилой дом	-	5	120	1,88
26	Жилой дом	7	9	252	1,33
27	Жилой дом	4	9	144	1,41
28	Жилой дом	8	9	216	1,345
29	Жилой дом	4	9	144	1,41
30	Жилой дом	4	9	144	1,41
31	Жилой дом	8	9	216	1,345
32	Жилой дом	7	9	252	1,33
33	Жилой дом	7	9	252	1,33
34	Жилой дом	-	5	270	1,33
35	Жилой дом	-	5	120	1,88
36	Жилой дом	-	5	120	1,88
37	Жилой дом	-	5	120	1,88
38	Жилой дом	-	5	150	1,4
39	Жилой дом	-	5	150	1,4
40	Жилой дом	-	5	150	1,4
41	Жилой дом	-	5	120	1,88
42	Жилой дом	-	5	120	1,88
43	Жилой дом	-	5	120	1,88
44	Жилой дом	8	9	216	1,345
45	Жилой дом	4	9	144	1,41
46	Жилой дом	4	9	144	1,41
47	Жилой дом	4	9	144	1,41
48	Жилой дом	5	9	135	1,47
49	Жилой дом	5	9	135	1,47
50	Жилой дом	5	9	135	1,47
51	Жилой дом	-	5	270	1,33
52	Жилой дом	3	9	108	1,55
53	Жилой дом	3	9	108	1,55

Таблица 3 – Экспликация общественных зданий и сооружений микрорайона «Северо-Западный» г. Биробиджан

№	Тип потребителя	Кол-во потребителей, шт.,	Кол-во мест, кол-во посещений в смену, шт., / занимаемая площадь, кв.м.	Удельная нагрузка здания, кВт/место, кВт/площадь.
1	Детский сад	4	240	0,46
2	Школа	3	825	0,25
3	Оздоровительный комплекс	1	7 тыс.кв.м	0,25
4	Детская поликлиника	1	400	0,36
5	Взрослая поликлиника	1	600	0,36
6	Магазин	2	600кв.м	0,16
7	Магазин	4	400кв.м	0,16
8	Магазин	5	80кв.м	0,25

Анализируя таблицы 2 и 3 можно выявить, что в микрорайоне «Северо-Западный» преобладает бытовая нагрузка с электропищеприготовлением.

В рассматриваемом жилом массиве представлены ЭП II и III категории.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ

В качестве метода расчета электрических нагрузок принят метод расчета нагрузки по удельным показателям [15].

В проектируемом микрорайоне «Северо-Западный» представлена бытовая и коммунально-бытовая нагрузка.

Отсюда, расчет нагрузок по выбранному методу делится на этапы:

- расчет электрических нагрузок бытовых потребителей;
- расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей;
- расчет электрической нагрузки наружного освещения.

1. Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

Расчетная нагрузка жилых домов определяется исходя из нагрузки одного потребителя, в качестве которого представляется квартира средней площадью 70 м² (квартиры от 35 до 90 м²) и 150 м² (квартиры от 100 до 300 м²) в домах повышенной комфортности.

Расчетная мощность жилого дома определяется по формуле:

$$P_{p.ж.д.} = P_{кв} + k_{y.m.} \cdot P_c \quad (1)$$

где $k_{y.m.}$ - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых ЭП, ($k_{y.m.} = 0,9$) [15];

$P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир;

P_c - расчетная нагрузка силовых ЭП.

Расчетная электрическая нагрузка квартир ($P_{кв}$), приведенная к вводу жилого дома:

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

где $P_{кв.уд.}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка ЭП квартир [15];

$n_{кв}$ - число квартир в доме.

При наличии централизованного кондиционирования в качестве удельной расчетной нагрузки квартир принимается значение удельной нагрузки для квартир повышенной комфортности.

Расчетная нагрузка силовых ЭП, приведенная к вводу жилого дома:

$$P_c = P_{p.l.} + P_{ст.уд.} \quad (3)$$

где $P_{p.l.}$ - расчетная мощность лифтовых установок;

$P_{ст.уд.}$ - расчетная мощность насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств.

Расчетная мощность лифтовых установок и различных санитарно-технических устройств:

$$P_{p.i.} = k_c \cdot \sum_{i=1}^n P_i \quad (4)$$

где P_i - мощность электродвигателя (ЭД) лифта или установленных санитарно-технических устройств [27];

n - число лифтов, санитарно-технических устройств в доме;

k_c - коэффициент спроса для лифта, санитарно-технических устройств.

Мощность резервных ЭД, а также ЭП противопожарных устройств при расчете электрических нагрузок не учитывается.

Следовательно, для определения реактивной мощности используем вышеприведенными формулами.

Удельная нагрузка квартир для промежуточного числа квартир (отличных от табличных) определяется интерполяцией. При интерполяции пользуются формула:

$$P_{квi} = \frac{(n_{квi} - n_{кв1})}{(n_{кв2} - n_{кв1})} \cdot (P_{кв2} - P_{кв1}) + P_{кв1}, \quad (5)$$

где $P_{квi}$ - удельная мощность i квартир в доме.

2. Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

Электрическая нагрузка общественного здания определяется по площади здания, либо по числу мест.

В проектируемом микрорайоне вся общественная нагрузка представлена отдельностоящей.

Из этого следует что нагрузка общественного здания определяется по формуле:

$$P_{\text{общ.зд.}} = P_{\text{уд.общ.зд.}} \cdot W_{\text{общ.зд.}} \quad (6)$$

где $P_{\text{уд.общ.зд.}}$ - удельная нагрузка общественных зданий;

$W_{\text{общ.зд.}}$ - площадь общественного здания либо число мест.

Реактивная нагрузка общественного здания:

$$Q_{\text{об.зд.}} = P_{\text{об.зд.}} \cdot \text{tg} \quad (7)$$

где $\text{tg}\varphi$ - расчетный коэффициент реактивной нагрузки, [15].

2.1 Расчет электрических нагрузок ЭП

— Бытовые потребители

Расчет электрической нагрузки потребителей рассмотрен на примере жилого 9-ти этажного дома, в котором 216 квартир:

Расчетная электрическая нагрузка квартир ($P_{\text{кв}}$), приведенная к вводу жилого дома:

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв.уд.}} \cdot n_{\text{кв}} = 1,345 \cdot 216 = 290,5 \text{ кВт.} \quad (8)$$

Расчетная мощность лифтовых установок:

$$P_{\text{р.л.}} = k_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{ли}} = 0,9 \cdot (8 \cdot 4,5) = 18 \text{ кВт.} \quad (9)$$

где k_c -коэффициент спроса лифтовых установок равен 0,9 [15].

Расчетная мощность насосов водоснабжения, и других санитарно-технических устройств:

$$P_{см.у.} = k_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{см.у.i} = 0,75 \cdot (10 \cdot 2 \cdot 8) = 120 \text{ кВт}, \quad (10)$$

где k_c - коэффициент спроса санитарно-технических устройств равен 0,75.

Расчетная электрическая нагрузка силовых ЭП:

$$P_c = 18 + 120 = 138 \text{ кВт}.$$

Расчетная мощность жилого дома:

$$P_{р.ж.д.} = 290,5 + 0,9 \cdot 138 = 414,72 \text{ кВт}, \quad (11)$$

где $k_{у.м.}$ - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых ЭП равен 0,9.

Реактивная расчетная нагрузка:

$$Q_{кв} = P_{кв} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{кв} = 290,5 \cdot 0,2 = 58,104 \text{ квар}; \quad (12)$$

$$Q_{р.л.} = P_{р.л.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{р.л.} = 18 \cdot 1,17 = 21,06 \text{ квар}; \quad (13)$$

$$Q_{см.у.} = P_{см.у.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{см.у.} = 120 \cdot 0,75 = 90 \text{ квар}; \quad (14)$$

$$Q_c = Q_{р.л.} + Q_{см.у.} = 21,06 + 90 = 111,06 \text{ квар}; \quad (15)$$

$$Q_{р.ж.д.} = Q_{кв} + 0,9 \cdot Q_c = 58,104 + 0,9 \cdot 111,06 = 158,058 \text{ квар}; \quad (16)$$

— Коммунально-бытовые потребители

Расчет нагрузки коммунально-бытовых существующих потребителей представлен на примере школы.

Электрическая нагрузка школы, рассчитанной на 825 учащихся:

$$P_{шк.} = P_{уд.шк.} \cdot N_{мест} = 0,25 \cdot 825 = 206,25 \text{ кВт}, \quad (17)$$

где $P_{уд.шк.}$ - удельная нагрузка школы [15].

$$Q_{шк.} = P_{шк.} \cdot tg\varphi = 206,25 \cdot 0,38 = 78,38 \text{ квар.} \quad (18)$$

Расчет остальной существующей нагрузки сведен в таблицы 4-7.

Таблица 4 – Результаты расчета электрических активных нагрузок коммунально-бытовых потребителей

Тип ЭП	Количество ЭП	Удельная нагрузка ЭП, кВт	Кол-во мест, занимаемая площадь	Нагрузка ЭП, кВт	Суммарная нагрузка ЭП, кВт
Детский сад	4	0,46	240	110,4	441,6
Школа	3	0,25	825	206,25	618,75
Детская поликлиника	1	0,36	400	144	144
Взрослая поликлиника	1	0,36	600	216	216
Магазин	5	0,25	80	20	100
Магазин	5	0,16	400	64	320
Магазин	1	0,16	600	96	96
Оздоровительное учреждение	1	0,25	7000	1750	1750

Таблица 5 – Результаты расчета электрических активных нагрузок бытовых потребителей

Тип ЭП	Кол-во ЭП	Удельная нагрузка квартир, кВт	Кол-во квартир	Нагрузка квартир, кВт	Кол-во лифтов	Коэффициент спроса лифтовых установок	Мощность электродвигателя лифта, кВт	Расчетная мощность лифтовых установок, кВт	Коэффициент спроса санитарно-технических устройств	Мощность электродвигателя санитарно-технических устройств, кВт	Расчетная мощность санитарно-технических устройств, кВт	Нагрузка силовых ЭП, кВт	Мощность жилого дома, кВт	Суммарная мощность ЭП кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
9-ти этажные дома														
Жилой дом	3	1,55	108	167,4	3	0,5	4,5	10,8	0,75	10	45	55,8	217,62	652,86
Жилой дом	6	1,33	252	235,2	7	0,6	4,5	34,65	0,65	10	182	216,65	865,31	2598,75
Жилой дом	3	1,345	216	290,5	8	0,5	4,5	18	0,75	10	120	138	414,72	1244,16
Жилой дом	3	1,47	135	198,5	5	0,5	4,5	15,75	0,7	10	70	85,75	275,63	826,88
Жилой дом	8	1,41	144	203,0	4	0,7	4,5	25,2	0,7	10	112	137,2	529,56	2118,24
5-ти этажные дома														
Жилой дом	7	1,4	150	210	-	-	-	-	-	-	-	-	210	1470
Жилой дом	1	1,8	80	144	-	-	-	-	-	-	-	-	144	144
Жилой дом	6	1,33	270	359,1	-	-	-	-	-	-	-	-	359,1	2154,6
Жилой дом	1	1,25	500	625	-	-	-	-	-	-	-	-	625	625
Жилой дом	15	1,88	120	225,6	-	-	-	-	-	-	-	-	225,6	3384

Таблица 6 – Результаты расчета электрической реактивной нагрузки существующих бытовых потребителей

Тип ЭП	Кол-во ЭП	Кол-во квартир	Кол-во лифтов	Реактивная нагрузка квартир, квар	Реактивная нагрузка лифтов, квар	Реактивная нагрузка санитарно-технических устройств, квар	Силовая реактивная нагрузка, квар	Реактивная нагрузка жилого дома, квар	Суммарная реактивная нагрузка ЭП, квар
9-ти этажные дома									
Жилой дом	3	135	5	39,69	18,43	52,5	70,93	103,52	310,57
Жилой дом	6	252	7	67,03	40,54	136,5	177,04	293,4	883,51
Жилой дом	3	216	8	58,10	21,06	90	111,06	158,06	474,17
Жилой дом	3	108	3	33,48	12,65	33,75	46,39	75,23	225,68
Жилой дом	8	144	4	40,61	29,48	84	113,48	183,36	733,41
5-ти этажные дома									
Жилой дом	7	150	-	42	-	-	-	42	294
Жилой дом	1	150	-	42	-	-	-	42	42
Жилой дом	1	80	-	28,8	-	-	-	28,8	28,8
Жилой дом	6	270	-	71,82	-	-	-	71,82	430,92
Жилой дом	1	500	-	125	-	-	-	125	125
Жилой дом	15	120	-	45,12	-	-	-	45,12	676,8

Таблица 7 – Результаты расчета электрической реактивной нагрузки существующих коммунально-бытовых потребителей

Тип ЭП	Кол-во ЭП	Кол-во мест, занимаемая площадь	Реактивная нагрузка ЭП, квар	Суммарная реактивная нагрузка ЭП, квар
Детский сад	4	240	27,6	110,4
Школа	3	825	78,38	235,13
Детская поликлиника	1	400	61,92	61,92
Взрослая поликлиника	1	600	92,88	92,88
Магазин	5	400	30,72	153,6
Магазин	5	80	15	75
Магазин	1	600	46,08	46,08
Оздоровительное учреждение	1	7000	665	665

2.2 Расчет электрической нагрузки наружного освещения

Расчет нагрузки сетей наружного освещения города определяется как сумма осветительных установок с учетом коэффициента использования. При этом мощность осветительных установок принимается на основе светотехнического расчета с учетом характера освещаемой территории, типа и параметра используемых светильников, действительных норм освещенности.

В результате светотехнического расчета устанавливается удельная мощность освещения, относимая к 1 м² освещаемой поверхности:

$$P_{oc} = (P_l + \Delta P_{ПРА}) \cdot \frac{m \cdot M}{l \cdot b}, \text{ Вт/м}^2 \quad (19)$$

где P_l - номинальная мощность лампы, Вт;

$\Delta P_{ПРА}$ - потери в пускорегулирующей аппаратуре газоразрядных ламп, Вт [15];

m - число светильников фонаря, относящихся к одному ряду;

M - число рядов светильников;

l - шаг фонарей отдельных светильников, м;

b - ширина проезжей части улицы, тротуара и т.д., м.

Удельная мощность установки определяется для всех участков территории, отличающихся схемой размещения светильников и мощностью ламп.

Определяется мощность установки:

$$P_{уст} = P_{ос} \cdot S \cdot 10^{-3}, \text{ кВт.} \quad (20)$$

Расчетная нагрузка сети наружного освещения сформируется путем суммирования установок, питаемых от рассматриваемого элемента системы электроснабжения:

$$P_{ос} = \sum_{i=1}^n P_{уст i} \cdot \quad (21)$$

Для выполнения освещения в выбранном микрорайоне приняты дуговые натриевые лампы ДНаТ номинальной мощностью 400 Вт. Для ламп данной мощности применяется электронная пускорегулирующая аппаратура, которая классифицируется высоким качеством потребляемой электроэнергии - коэффициент мощности близкий к единице (0,98) [15].

Освещение выполнено однорядно, расстояние между фонарями $l = 30$ м. Данные для расчета нагрузки освещения по формулам 19-21 и его результаты приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет нагрузки наружного освещения

Улица	Ширина дороги, м	Длина участка улицы, м	Число светильников одного фонаря	Число рядов светильников	Нагрузка сети наружного освещения, Вт/м ²	Мощность установки освещения	
						Активная мощность, кВт	Реактивная мощность, Квар
Пролетарская	10	1130	2	2	5,493	7,58	3,032
Строителей	10	1150	2	2	5,493	7,58	3,032
Восточная	10	1125	2	2	5,493	7,58	3,032
Молодёжная	10	1750	2	2	5,493	7,58	3,032
Итого:						30,32	12,128

2.3 Определение суммарной нагрузки микрорайона «Северо-Западный»

Расчет суммарной нагрузки микрорайона «Северо-Западный» рассчитывается следующим образом:

$$P_{\Sigma \text{нагр}} = P_{\Sigma \text{нагр}} + P_{\text{осв}}$$

$$P_{\Sigma \text{нагр}} = 18507,54 + 30,32 = 18537,86 \text{ кВт} = 18,54 \text{ МВт}; \quad (22)$$

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} = Q_{\Sigma \text{нагр}}^{\text{существ}} + Q_{\Sigma \text{нагр}}^{\text{вн. ввод}} + Q_{\text{осв}}$$

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} = 5527,54 + 12,128 = 5539,67 \text{ квар} = 5,54 \text{ Мвар}. \quad (23)$$

В том числе, по проекту развития микрорайона планируется малоэтажная застройка, нагрузка которой должна составить 9 МВт. Таким образом, общая нагрузка микрорайона «Северо-Западный» и его окружающей застройки будет равна 27,54 МВт.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

По географическому месторасположению микрорайона «Северо-Западный» в качестве источника питания может быть представлена ПС «Биробиджан» 220/110/10 кВ. ПС «Биробиджан» введена в эксплуатацию в 1965 году. На ПС установлены два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВт и два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВт.

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Распределение нагрузки по ТП

В городах мощность трансформаторов в зависимости от плотности нагрузки на шинах 0,4 кВ принимается равной 160-1000 кВА [15].

Распределение электрической нагрузки микрорайона «Северо-Западный» по ТП зависит от географического месторасположения зданий и сооружений, от плотности нагрузки, и в том числе от занимаемой площади под постройку ТП выбранной мощности. Распределение потребителей по ТП показано в таблице 9.

Таблица 9 – Распределение потребителей по ТП микрорайона «Северо-Западный»

№ ТП	Номера домов из экспликации	№ ТП	Номера домов из экспликации
ТП 1	Жилой дом №1	ТП 20	Жилой дом №26
	Жилой дом №4		Жилой дом №27
ТП 2	Жилой дом №2		Магазин
	Жилой дом №5	ТП 21	Жилой дом №28
ТП 3	Жилой дом №3		Магазин
	Магазин	ТП 22	Жилой дом №30
ТП 4	Жилой дом №6		Жилой дом №32
	Школа	ТП 23	Жилой дом №31
ТП 5	Жилой дом №7		Магазин
	Жилой дом №8	ТП 24	Жилой дом №33
ТП 6	Жилой дом №9		Детский сад
	Детский сад	ТП 25	Жилой дом №34
ТП 7	Жилой дом №10		ТП 26
ТП 8	Жилой дом №11	Школа	
ТП 9	Жилой дом №12	Магазин	
	Магазин	ТП 27	Жилой дом №36
ТП 10	Жилой дом №13		Жилой дом №37
	Школа	ТП 28	Жилой дом №38
ТП 11	Жилой дом №14		Жилой дом №41
	Жилой дом №15	ТП 29	Жилой дом №39
ТП12	Жилой дом №16		Жилой дом №42
ТП 13	Жилой дом №17	ТП 30	Жилой дом №40
	Магазин		Взрослая поликлиника
	Детский сад	ТП 31	Жилой дом №43
ТП 14	Жилой дом №18	ТП 32- ТП 34	Оздоровительное учреждение
	Детская поликлиника	ТП 35	Жилой дом №44
ТП 15	Жилой дом №19		Детский сад
	Жилой дом №20	ТП 36	Жилой дом №45

№ ТП	Номера домов из экспликации	№ ТП	Номера домов из экспликации
ТП 16	Магазин	ТП 36	Жилой дом №46
	Жилой дом №21		Жилой дом №47
ТП 17	Магазин	ТП 37	Жилой дом №48
	Жилой дом №22		Жилой дом №49
ТП 18	Магазин	ТП 38	Жилой дом №50
	Жилой дом №23		Жилой дом №53
ТП 19	Жилой дом №24	ТП 39	Магазин
	Жилой дом №25		Жилой дом №51
	Жилой дом №29		Жилой дом №52

4.2 Расчет электрических нагрузок сети 0,4 кВ

Расчетные электрические нагрузки линий до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий определяют по формуле:

$$P_{P.L.} = P_{зд.max} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зdi}, \quad (24)$$

где $P_{зд.max}$ - наибольшая нагрузка здания из общего числа зданий, питаемых по линии;

$P_{зdi}$ - расчетная нагрузка других зданий, питаемых по линии;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов [15].

Расчет электрических нагрузок сети 0,4 кВ показан на примере ТП 30.

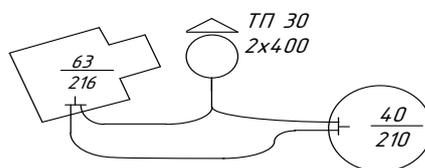


Рисунок 1 – Схема сети питания 0,4 кВ ТП 30

Расчетная электрическая нагрузка линии, питающей жилой дом и взрослую поликлинику (ТП 30):

$$P_{P.L.} = 210 + 0,7 \cdot 216 = 361,20 \text{ кВт};$$

$$Q_{P.L.} = 45,12 + 0,7 \cdot 92,88 = 107,02 \text{ квар.}$$

Расчетные нагрузки остальных линий определяются точно так же, результаты приведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчетные нагрузки линий

№ ТП	Активная нагрузка линии 0,4 кВ, кВт	Реактивная нагрузка линии 0,4 кВ, квар	№ ТП	Активная нагрузка линии 0,4 кВ, кВт	Реактивная нагрузка линии 0,4 кВ, квар
1	2	3	4	5	6
ТП 1	435,60	87,12	ТП 21	426,72	167,058
ТП 2	435,60	87,12	ТП 22	698,85	240,03
ТП 3	267,60	69,48	ТП 23	453,12	176,49
1	2	3	4	5	6
ТП 4	287,48	68,634	ТП 24	478,23	159,39
ТП 5	354,00	70,80	ТП 25	359,10	71,82
ТП 6	403,26	82,86	ТП 26	373,25	105,81
ТП 7	625,00	125,00	ТП 27	451,20	90,24
ТП 8	359,10	71,82	ТП 28	435,60	87,12
ТП 9	397,50	90,25	ТП 29	435,60	87,12
ТП 10	285,54	71,96	ТП 30	361,20	107,02
ТП 11	451,20	90,24	ТП 31	225,60	45,12
ТП 12	359,10	71,82	ТП 32	583,33	221,67
ТП 13	300,18	104,69	ТП 33	583,33	221,67
ТП 14	408,78	153,60	ТП 34	583,33	221,67
ТП 15	710,85	245,72	ТП 35	458,88	169,10
ТП 16	446,07	154,04	ТП 36	688,43	238,36
ТП 17	472,47	163,47	ТП 37	551,25	207,05
ТП 18	451,20	90,24	ТП 38	505,25	187,75
ТП 19	490,38	136,80	ТП 39	546,42	140,99
ТП 20	708,02	249,03	-	-	-

Расчет токов в сети 0,4 кВ показан на примере ТП 4.

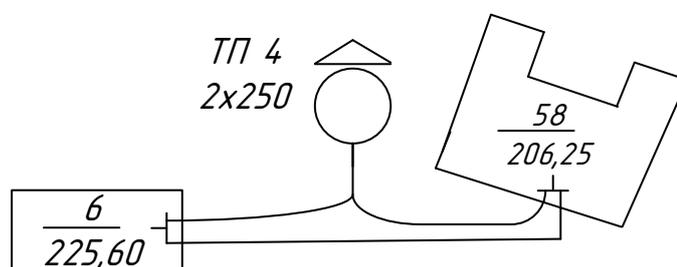


Рисунок 2 – Схема сети питания 0,4 кВ ТП 4

Расчетный ток линии 0,4 кВ для каждой петли в данном случае определяется по формуле, согласно [9]:

$$I_{P.L.} = \frac{\sqrt{P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (25)$$

Следовательно, выбор сечений линий 0,4 кВ осуществляется по следующему условию:

$$I_{\text{дл.доп.}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \geq I_{\text{Р.Л.посл/ав.}} \quad (26)$$

где K_1 – поправочный коэффициент, определяемый условиями прокладки кабеля и зависящий от температуры окружающей среды, равен 1;

K_2 – поправочный коэффициент проводов и кабеля, прокладываемых в коробах, принят равным 1,15;

K_3 – коэффициент, учитывающий условия допустимой перегрузки кабеля в послеаварийном режиме, равен 1,35.

$$I_{\text{Р.Л.}} = \frac{\sqrt{287,48^2 + 68,634^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 426,59 \text{ А,}$$

Сечение кабеля марки АПВП принято равным 4х120 мм² с $I_{\text{дл.доп.}} = 316 \text{ А.}$

$$426,59 \leq 316 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,13 = 464,204 \text{ А.}$$

Результаты выбора кабелей для остальных участков представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты выбора кабелей марки АПВП сети 0,4 кВ

№ ТП	Рабочий ток линии, А	Длительно - допустимый ток кабеля, А	Ток в длительно-допустимом режиме, А	Сечение кабеля
1	2	3	4	5
ТП 1	320.59	268	393,692	3х70
ТП 2	320.59	268	393,692	3х70
ТП 3	399.12	316	464,204	3х95
ТП 4	426.59	316	464,204	3х95
ТП 5	260.54	217	318,773	3х 50
ТП 6	297.11	217	318,773	3х 50
ТП 7	306.66	217	318,773	3х 50
ТП 8	264.29	217	318,773	3х 50
ТП 9	294.17	217	318,773	3х 50
ТП 10	212.51	217	318,773	3х 50
ТП 11	332.07	268	393,692	3х 70
ТП 12	264.29	217	318,773	3х 50
ТП 13	458.87	363	533,247	3х 120
ТП 14	315.15	268	393,692	3х 70
ТП 15	361.86	268	393,692	3х 70
ТП 16	340.58	268	393,692	3х 70
ТП 17	362.81	268	393,692	3х 70

1	2	3	4	5
ТП 18	332.07	268	393,692	3x 70
ТП 19	367.41	268	393,692	3x 70
ТП 20	363.11	268	393,692	3x 70
ТП 21	330.72	268	393,692	3x 70
ТП 22	355.51	268	393,692	3x 70
ТП 23	350.94	268	393,692	3x 70
ТП 24	363.80	316	464,204	3x 95
ТП 25	264.28	217	318,773	3x 50
ТП 26	280.17	217	318,773	3x 50
ТП 27	332.08	268	393,692	3x 70
ТП 28	320.30	268	393,692	3x 70
ТП 29	320.53	268	393,692	3x 70
ТП 30	271.87	217	318,773	3x 50
ТП 31	332.08	268	393,692	3x 70
ТП 32	300.23	268	393,692	3x 70
ТП 33	300.23	268	393,692	3x 70
ТП 34	300.23	268	393,692	3x 70
ТП 35	352.93	268	393,692	3x 70
ТП 36	350.51	268	393,692	3x 70
ТП 37	424.97	316	464,204	3x 95
ТП 38	388.99	316	464,204	3x 95
ТП 39	407.263	316	464,204	3x 95

4.3 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

При определении расчетной нагрузки на шинах ТП нужно учитывать, как нагрузку каждого индивидуального потребителя, так и ее характер, то есть учитывать эффект несовпадения максимумов нагрузки потребителей, из этого следует что определение нагрузок производится с использованием коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Согласно [15], при определении нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП пользуются формулой:

$$P_{p.иТП.} = P_{зд.мах.} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зdi}, \quad (29)$$

где $P_{зд.мах.}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии;

$P_{зdi}$ - расчетная нагрузка других зданий, питаемых по линии;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов [15].

Также используют и другую формулу:

$$P_{p.шТП.} = \sum_{i=1}^n P_{P.Л.i}, \quad (30)$$

где $P_{P.Л.i}$ - расчетная нагрузка линий, отходящих от данной ТП.

Например, нагрузка 0,4 кВ на шинах ТП1 определится следующим образом:

$$P_{p.шТП1.} = P_{P.ЛТП1} = 435,60 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.шТП1.} = Q_{P.ЛТП1} = 87,12 \text{ квар};$$

$$S_{p.шТП} = \sqrt{P_{p.шТП}^2 + Q_{p.шТП}^2}, \quad (31)$$

$$S_{p.шТП} = \sqrt{435,60^2 + 87,12^2} = 444,23 \text{ кВА}.$$

Нагрузка на шинах остальных ТП определяется таким же образом, результаты расчета приведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчета нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

№ ТП	Активная мощность нагрузки, кВт	Реактивная мощность нагрузки, квар	Полная мощность нагрузки на шинах ТП, кВА	Коэффициент реактивной мощности	№ ТП	Активная мощность нагрузки, кВт	Реактивная мощность нагрузки, квар	Полная мощность нагрузки, кВА	Коэффициент реактивной мощности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП 1	435.60	87.12	444.23	0.20	ТП 21	426.72	167.058	458.26	0.39
ТП 2	435.60	87.12	444.23	0.20	ТП 22	698.85	240.03	738.92	0,34
ТП 3	267.60	69.65	276.52	0.26	ТП 23	453.12	176.49	486.28	0,39
ТП 4	287.48	68.63	295.55	0.24	ТП 24	478.23	159.39	504.09	0.33
ТП 5	354.00	70.80	361.01	0.20	ТП 25	359.10	71.82	366.21	0.20
ТП 6	403.26	82.86	411.68	0.21	ТП 26	373.525	105.81	388.22	0.28
ТП 7	625.00	125.00	637.38	0.20	ТП 27	451.20	90.24	460.14	0,20
ТП 8	359.10	71.82	366.21	0.20	ТП 28	435.60	87.12	444.23	0.20
ТП 9	397.50	90.25	407.62	0.23	ТП 29	435.60	87.12	444.23	0.20
ТП 10	285.54	71.96	294.47	0.25	ТП 30	361.20	107.02	376.72	0.30
ТП 11	451.20	90.24	460.14	0.20	ТП 31	225.60	45.12	230.07	0.20
ТП 12	359.10	71.82	366.21	0.20	ТП 32	583.33	221.67	624.03	0.38
ТП 13	300.18	104.699	317.92	0.35	ТП 33	583.33	221.67	624.03	0,38
ТП 14	408.78	153.60	436.68	0.38	ТП 34	583.33	221.67	624.03	0,38

ТП 15	710.85	245.72	752.12	0.35	ТП 35	458.88	169.10	489.04	0,37
ТП 16	446.07	154.04	471.92	0.35	ТП 36	688,43	238,36	728,52	0,35
ТП 17	472.47	163.47	499.95	0,35	ТП 37	551.25	207.05	588.85	0.38
ТП 18	451.20	90.24	460.14	0,36	ТП 38	505.25	187.75	539.00	0.37
ТП 19	490.38	136.80	509.10	0.20	ТП 39	546.42	140.99	564.32	0.26
ТП 20	708.02	249.03	750.54	0.28	-	-	-	-	-

4.4 Компенсация реактивной мощности в сети 0,4 кВ

Компенсация реактивной мощности позволяет снизить потери активной мощности в питающей и распределительных сетях. Мощность компенсирующих устройств определяется по допустимой величине $\operatorname{tg} \varphi$.

Компенсация реактивной мощности рассмотрена на примере ТП 14.

Величина коэффициента мощности для суммарной нагрузки:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{p.иТП}}{P_{p.иТП}} \quad (32)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{153,60}{408,78} = 0,38$$

Устанавливается конденсатор LKT 25-400-DB на напряжение 300 В, компенсируемая мощность которого 25 квар. При установке конденсатора полная мощность уменьшится до 128,60 кВА [31].

Результаты компенсации мощности на остальных ТП приведены в приложении А.

5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов городских ТП

Мощности трансформаторов рассчитываются по формуле:

$$S_{p.T} = \frac{\sqrt{P_{P.TП}^2 + Q_{неск}^2}}{N_{T.} \cdot k_3}, \quad (33)$$

где $N_{T.}$ - число трансформаторов на ТП, из-за того, что нагрузка в микрорайоне «Северо-Западный» представлена потребителями II категории по надежности электроснабжения, то к установке принимается 2 трансформатора [15];

k_3 - коэффициент загрузки трансформаторов, равен 0,7 для потребителей II категории по надежности [12].

Выбранные трансформаторы проверяются на коэффициенты загрузки. В нормальном режиме коэффициент загрузки должен быть не выше 0,6-0,7: [12]

$$k_{3.T} = \frac{\sqrt{P_{P.TП}^2 + Q_{неск}^2}}{N_{T.} \cdot S_{ном.T}}. \quad (34)$$

В послеаварийном режиме вся нагрузка получает питание от одного трансформатора:

$$k_{3.T.n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P.TП}^2 + Q_{неск}^2}}{S_{ном.T}}. \quad (35)$$

Данный коэффициент должен быть не выше 1,4 [12].

Выбор трансформаторов показан на примере ТП 3:

$$S_{p.T1} = \frac{\sqrt{267,60^2 + 69,648^2}}{2 \cdot 0,7} = 197,51 \text{ кВА.}$$

К установке приняты 2 трансформатора ТМ - 250 кВА.

$$k_{з.Т1} = \frac{\sqrt{267,60^2 + 69,65^2}}{2 \cdot 250} = 0,55 ;$$

$$k_{з.Т1/ав} = \frac{\sqrt{267,60^2 + 69,65^2}}{250} = 1,106.$$

Из этого следует, что трансформаторы ТМ - 250 кВА на ТП 3 выбраны правильно.

Результаты выбора трансформаторов марки ТМ на остальных ТП сведены в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор трансформаторов на ТП

№ ТП	Расчетная мощность, кВА	Номинальная мощность, кВА	Коэффициент загрузки в нормальном режиме	Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме	№ТП	Расчетная мощность, кВА	Номинальная мощность, кВА	Коэффициент загрузки в нормальном режиме	Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП 1	317.30	400	0.56	1.11	ТП 21	327.33	400	0.57	1.15
ТП 2	317.30	400	0.56	1.11	ТП 22	527.80	630	0.59	1.17
ТП 3	197.51	250	0.55	1.10	ТП 23	347.34	400	0.61	1.22
ТП 4	211.11	250	0.59	1.18	ТП 24	360.07	400	0.63	1.26
ТП 5	257.86	400	0.45	0.90	ТП 25	261.58	400	0.46	0.92
ТП 6	294.06	400	0.51	1.029	ТП 26	277.30	400	0.49	0.97
ТП 7	455.27	630	0.51	1.01	ТП 27	328.67	400	0.58	1.15
ТП 8	261.58	400	0.46	0.91	ТП 28	317.30	400	0.56	1.11
ТП 9	291.16	400	0.51	1.019	ТП 29	317.30	400	0.56	1.11
ТП 10	210.33	250	0.59	1.18	ТП 30	269.09	400	0.47	0.94
ТП 11	328.67	400	0.58	1.15	ТП 31	164.33	250	0.46	0.92
ТП 12	261.58	400	0.46	0.92	ТП 32	445.74	630	0.49	0.99
ТП 13	227.08	250	0.64	1.27	ТП 33	445.74	630	0.49	0.99
ТП 14	311.92	400	0.55	1.09	ТП 34	445.74	630	0.49	0.99
ТП 15	537.23	630	0.59	1.19	ТП 35	349.31	400	0.61	1.22
ТП 16	337.08	400	0.59	1.18	ТП 36	520,37	630	0,578	1,156
ТП 17	357.11	400	0.62	1.25	ТП 37	420.61	630	0.47	0.93
ТП 18	328.67	400	0.58	1.15	ТП 38	385.00	400	0.67	1.35
ТП 19	363.64	400	0.64	1.27	ТП 39	403.08	630	0.45	0.896
ТП 20	536.09	630	0.59	1.19	-	-	-	-	-

5.2 Расчет нагрузок городских электрических сетей 10 кВ

Расчетная нагрузка ТП на стороне 10 кВ рассчитывается по формуле:

$$P_{pi} = P_{P.TPi} + \Delta P_{ТПi}, \quad (36)$$

$$Q_{pi} = Q_{P.TPi} + \Delta Q_{ТПi}, \quad (37)$$

где $\Delta P_{ТПi}$, $\Delta Q_{ТПi}$ - соответственно активные и реактивные потери мощности в трансформаторах ТП, рассчитываются по формулам:

$$\Delta P_{ТПi} = \left(\frac{\Delta P_k \cdot S_{нагрi}^2}{2 \cdot S_{Т.номi}^2} \right) + 2 \cdot \Delta P_{x.x.}, \quad (38)$$

$$\Delta Q_{ТПi} = \frac{u_{k\%} \cdot S_{нагрi}^2}{2 \cdot 100 \cdot S_{Т.номi}} + \frac{2 \cdot I_{x.x.} \cdot S_{Т.номi}}{100}, \quad (39)$$

где ΔP_k - потери короткого замыкания в трансформаторе [4];

$u_{k\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора ТП [4];

$I_{x.x.}$ - ток холостого хода трансформатора ТП [4];

$S_{нагрi}$ - нагрузка i -ой ТП;

$S_{Т.номi}$ - номинальная мощность трансформатора ТП;

$\Delta P_{x.x.}$ - потери холостого хода трансформатора ТП [4].

Расчет показан на примере ТП1:

$$\Delta P_{ТП1} = \left(\frac{5,9 \cdot (\sqrt{435,60^2 + 87,12^2})^2}{2 \cdot 400^2} \right) + 2 \cdot 1,08 = 5,80 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{ТП1} = \frac{4,5 \cdot (\sqrt{435,60^2 + 87,12^2})^2}{2 \cdot 100 \cdot 400} + \frac{2 \cdot 3 \cdot 400}{100} = 35,10 \text{ квар.}$$

Расчетная нагрузка ТП 1:

$$P_{pТП1} = 435,60 + 5,80 = 441,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{pТП1} = 87,12 + 35,10 = 122,22 \text{ квар.}$$

Результаты расчета нагрузки остальных ТП приведены в таблицу 14.

5.3 Выбор типа пункта приема электроэнергии на стороне 10 кВ и места его расположения

Технико-экономические расчеты показывают рациональность отказа от сооружения РП, т.е. осуществления непосредственного питания ТП от ЦП.

Плотность электрической нагрузки рассматриваемого микрорайона «Северо-Западный» составляет около 10 МВт/км^2 , что говорит о нерациональности сооружения РП. Таким образом, примем питание всех ТП данного жилого микрорайона от одной подстанции. Так как микрорайон называется «Северо-Западный», то принято, что ПС будет называться «Северная». ПС «Северная» представим расположенной вблизи за границей рассматриваемого микрорайона.

5.4 Выбор сечений линий 10 кВ

В городских сетях 10 кВ используются петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты и одна из кабельных линий находится на холостом ходу, чтобы не портилась изоляция кабеля.

Схема сети 10 кВ представлена на рисунке 3.

Таким образом, ток для каждого участка петли 10 кВ определится по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{(P_{\text{участка}})^2 + (Q_{\text{участка}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (40)$$

где $P_{\text{участка}}$, $Q_{\text{участка}}$ – потоки активной и реактивной мощности на участка линий, кВт, квар соответственно.

Таблица 14 – Расчет электрических нагрузок ТП

№ ТП	Активные потери мощности в трансформаторах, кВт	Реактивные потери мощности в трансформаторах, квар	Активная нагрузка линии 10 кВ, кВт	Реактивная нагрузка линии 10 кВ, квар	№ ТП	Активные потери мощности в трансформаторах, кВт	Реактивные потери мощности в трансформаторах, квар	Активная нагрузка линии 10 кВ, кВт	Реактивная нагрузка линии 10 кВ, квар
ТП 1	5,80	35.10	441,40	122.22	ТП 21	6.03	35.81	426,72	284.84
ТП 2	5,80	35.10	441,40	122.22	ТП 22	9.207	61.63	708,06	209.99
ТП 3	4,67	25.69	272,27	95.33	ТП 23	6,52	37.30	459,64	204.36
ТП 4	5,04	26.71	292,52	95.35	ТП 24	6,08	48.89	484,31	288.93
ТП 5	4,56	31.33	358,56	102.13	ТП 25	4.633	31.54	363,73	179.90
ТП 6	5,29	33.53	408,55	116.39	ТП 26	4.939	32.48	378,46	208.97
ТП 7	7,71	55.53	632,71	180.53	ТП 27	6.064	35.91	457,26	195.31
ТП 8	4,63	31.54	363,73	103.36	ТП 28	5.798	35.10	441,40	106.92
ТП 9	5,22	33.35	402,72	123.60	ТП 29	5.798	35.10	441,40	140.91
ТП 10	5,01	26.65	290,55	98.61	ТП 30	4.777	31.98	365,98	122.22
ТП 11	6,06	35.91	457,26	126.15	ТП 31	3.878	23.48	229,48	110.60
ТП 12	4,63	31.54	363,73	103.36	ТП 32	7.529	54.798	590,86	141.92
ТП 13	5,50	28.00	305,68	132.7	ТП 33	7.529	54.798	590,86	161.81
ТП 14	5,68	34.73	414,46	188.32	ТП 34	7.529	54.798	590,86	99.92
ТП 15	9,42	62.49	720,27	308.21	ТП 35	6.569	37.45	465,45	259.12
ТП 16	6,27	36.53	452,34	181.57	ТП 36	9,04	60,97	697,47	282,63
ТП 17	6,77	38.06	479,24	192.10	ТП 37	7.073	52.93	558,32	274.60
ТП 18	6,06	35.91	457,26	199.38	ТП 38	7.517	40.34	512,77	209.44
ТП 19	6,94	38.58	497,32	128.82	ТП 39	6.769	49.17	553,19	324.20
ТП 20	9,39	62.39	717,41	199.18	-	-	-	-	-

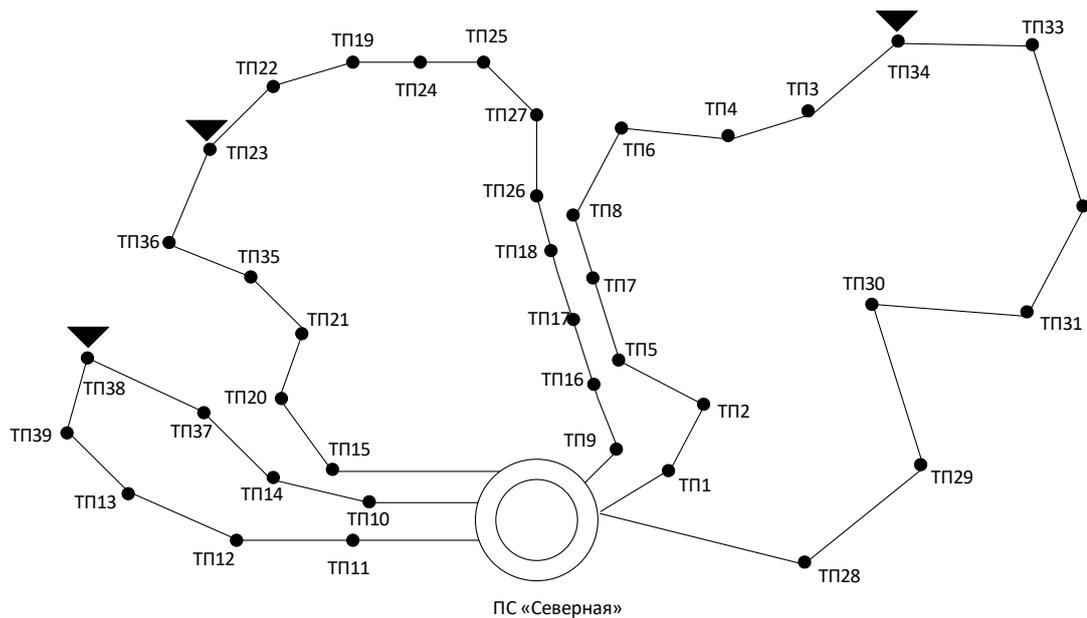


Рисунок 3 – Схема сети 10 кВ

Выбор сечений линий 10 кВ производится по следующему условию:

$$I_{\text{дл.доп.}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \geq I_{\text{Р.Л.посл/ав.}} \quad (41)$$

где K_1 – поправочный коэффициент, определяемый условиями прокладки кабеля и зависящий от температуры окружающей среды, равен 1;

K_2 – поправочный коэффициент кабеля и проводов, прокладываемых в коробах, принят равным 1,3;

K_3 – коэффициент, учитывающий условия возможной перегрузки кабеля в послеаварийном режиме, равен 1,13.

Кольцевая сеть при нахождении потоков мощности по участкам сети разрезается по источнику питания и приводится к сети с двумя источниками питания, имеющими одинаковое напряжение.

Расчет потоков распределения представлен на примере первой петли рассматриваемой схемы. На рисунке 4 представлена схема замещения первой петли сети 10 кВ, разрезанной по источнику питания.

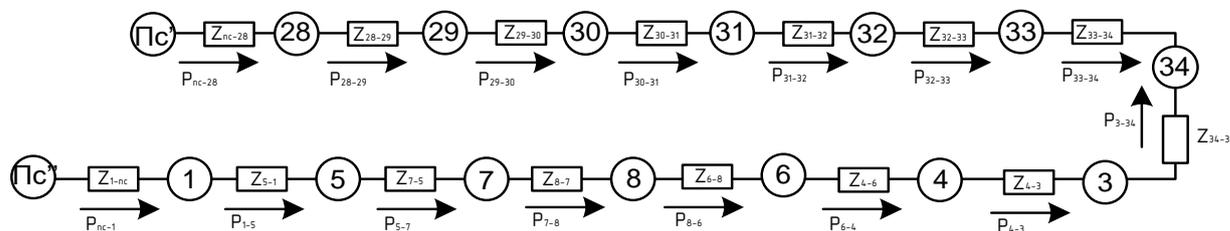


Рисунок 4 – Схема замещения первой петли 10 кВ,
разрезанной по источнику питания

Потоки мощности на участках рассчитываются по формуле:

$$P_{nc'1} = \frac{\sum P_i \cdot L_{i.nc'}}{L_{nc'-nc}} ; \quad (42)$$

$$Q_{nc'1} = \frac{\sum Q_i \cdot L_{i.nc'}}{L_{nc'-nc}} . \quad (43)$$

где P_i , Q_i - расчетные мощности нагрузок i -го узла;

$L_{i.nc'}$, $L_{i.nc''}$ - длина линий от i -ой точки сети до соответствующего конца (ПС' или ПС'') развернутой схемы замещения

$L_{nc'-nc''}$ - суммарная длина линий всех участков рассматриваемой петли.

Таким образом, для остальных петель сети 10 кВ потоки мощности на участках рассчитываются аналогично.

Расчет токов в сети 10 кВ показан на примере участка линии ПС- ТП28

$$I_{P..L.} = \frac{\sqrt{5686^2 + 2364^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 355,56 \text{ А},$$

Сечение кабеля марки АПвП принято равным $3 \times 90 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{дл.дон.}} = 240 \text{ А}$.

$$355,56 \leq 240 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,13 = 386,35 \text{ А}.$$

В распределительных городских сетях 10(6) кВ кабели при прокладке их в траншеях рекомендуется принимать сечением не менее 70 мм^2 [15].

Таблица 15 – Выбор сечений кабелей марки АПвП линий сети 10 кВ

Участок линии (ТП)	Поток активной мощности, кВт	Поток реактивной мощности, квар	Расчетный ток линии, А	Длительно-допустимый ток, А	Сечение, мм ²
1-ая петля					
ПС-ТП28	5686	2364	355,56	386,35	3x90
ТП28-ТП29	5698	2377	356.43	386,35	3x90
ТП29-ТП30	4985	1580	301.91	352,56	3x70
ТП30-ТП31	4151	1180	249.16	352,56	3x70
ТП31-ТП32	6968	3848	459.96	483,3	3x150
ТП32-ТП33	6888	3859	455.69	483,3	3x150
ТП33-ТП34	6767	3785	447.797	483,3	3x150
ПС-ТП1	5696	2531	359.99	386,35	3x90
ТП1-ТП2	5696	2531	359.99	386,35	3x90
ТП2-ТП5	4674	1527	283.94	352,56	3x70
ТП5-ТП7	7246	4116	481.34	483,3	3x150
ТП7-ТП8	4731	1632	288.26	352,56	3x70
ТП8-ТП6	5282	2097	328.47	352,56	3x70
ТП6-ТП4	4994	1849	307.345	352,56	3x70
ТП4-ТП3	4681	1582	285.072	352,56	3x70
ТП3-ТП34	6767	3785	447.797	483,3	3x150
2-ая петля					
ПС-ТП9	5222	2089	324.60	352,56	3x70
ТП9-ТП16	6143	2651	386.98	437,76	3x120
ТП16-ТП17	6321	3485	416.68	483,3	3x150
ТП17-ТП18	5964	2659	377.54	386,35	3x90
ТП18-ТП26	5065	1863	311.54	352,56	3x70
ТП26-ТП27	5969	2661	377.87	386,35	3x90
ТП27-ТП25	4752	1765	292.71	352,56	3x70
ТП25-ТП24	6097	2985	391.79	437,76	3x120
ТП24-ТП19	6524	3487	426.72	437,76	3x120
ТП19-ТП22	6049	2986	389.473	437,76	3x120
ТП22-ТП23	6197	3139	401.23	437,76	3x120
ПС-ТП15	6143	2651	386.98	437,76	3x120
ТП15-ТП20	6767	3785	447.797	483,3	3x150
ТП20-ТП21	6049	2986	389.47	437,76	3x120
ТП21-ТП35	6351	3314	413.24	437,76	3x120
ТП35-ТП36	6888	3859	455.69	483,3	3x150
ТП36-ТП23	6197	3139	401.23	437,76	3x120
3-ая петля					
ПС-ТП10	4985	1752	305.99	352,56	3x70
ТП10-ТП14	5642	2272	351.47	352,56	3x70
ТП14-ТП37	6596	3894	442.32	483,3	3x150
ТП37-ТП38	6996	3825	460.62	483,3	3x150
ПС-ТП11	5951	2655	376.21	386,35	3x90
ТП11-ТП12	4731	1632	288.26	352,56	3x70
ТП12-ТП13	5342	2237	334.73	352,56	3x70
ТП13-ТП39	6496	3895	437.13	483,3	3x150
ТП39-ТП38	6996	3825	460.62	483,3	3x150

5.5 Определение потерь мощности и напряжения в сетях 10 кВ

Потери мощности в линии рассчитываются по следующей формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (44)$$

где I_p - расчетный ток участка, А;

r_0 - удельное активное сопротивление, Ом/км;

l - длина участка, км.

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения у наиболее удаленного потребителя не должно превышать $\pm 5\%$ в нормальном режиме, [12].

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (45)$$

где r_0 , x_0 - удельное активное и индуктивное сопротивление;

l - длина питающей или распределительной линии, км.

Результаты расчета приведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Результаты определения потерь мощности напряжения 10 кВ

Участок линии (здания)	Потери мощности, кВт	Потери напряжения, %
1	2	3
Первая петля		
ПС-ТП28	24,463	0.128
ТП28-ТП29	24,583	0.128
ТП29-ТП30	10,583	0.065
ТП30-ТП31	7,208	0.054
ТП31-ТП32	32,75	0.132
ТП32-ТП33	48,217	0.197
ТП33-ТП34	54,323	0.225
ПС-ТП1	20,061	0.104
ТП1-ТП2	15,046	0.078
ТП2-ТП5	15,60	0.102
ТП5-ТП7	44,833	0.173
ТП7-ТП8	9,648	0.062
ТП8-ТП6	12,527	0.071
ТП6-ТП4	14,623	0.088
ТП4-ТП3	18,87	0.123
ТП3-ТП34	24,463	0.128

1	2	3
Вторая петля		
ПС-ТП9	20,389	0.117
ТП9-ТП16	28,978	0.139
ТП16-ТП17	20,158	0.089
ТП17-ТП18	16,549	0.081
ТП18-ТП26	15,025	0.089
ТП26-ТП27	33,155	0.163
ТП27-ТП25	23,21	0.147
ТП25-ТП24	23,76	0.113
ТП24-ТП19	21,141	0.092
ТП19-ТП22	29,35	0.14
ТП22-ТП23	31,152	0.144
ПС –ТП15	39,736	0.126
ТП15-ТП20	37,81	0.123
ТП20-ТП21	23,482	0.112
ТП21-ТП35	39,654	0.178
ТП35-ТП36	83,756	0.28
ТП36-ТП23	24,922	0.115
Третья петля		
ПС-ТП10	18,118	0.11
ТП10-ТП14	23,903	0.126
ТП14-ТП37	22,715	0.095
ТП37-ТП38	24,63	0.099
ПС-ТП11	21,909	0.108
ТП11-ТП12	19,295	0.124
ТП12-ТП13	30,353	0.169
ТП13-ТП39	28,747	0.124
ТП39-ТП38	24,633	0.099

Так как значение потери напряжения для участков сети 10 кВ не превышает 5 % в нормальном режиме, значит сечения выбраны правильно.

5.6 Выбор схемы и конструкции ТП

Было выбрано ТП типа двухтрансформаторной БКТПБ (блочная комплектная трансформаторная ПС в бетонной оболочке) [26].



Рисунок 5 – Внешний вид БКТПБ

Блочные трансформаторные подстанции отличаются простотой, надежностью и функциональностью.

БКТП служат для приема, преобразования и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением до 20 кВ с использованием зарубежного или отечественного электрооборудования с элегазовой и воздушной изоляцией. Они эксплуатируются без постоянного обслуживающего персонала.

Длина, ширина, высота блоков в блочных комплектных подстанциях, их количество может меняться в зависимости от набора электрооборудования, определяемого схемой электрических соединений, мощностью КТПБ и условиями эксплуатации УВН и РУНН (одной или разными организациями).

Длина подстанции может варьироваться от 3,2 м до 7,5 м в зависимости от потребностей и места расположения БКТП. Подстанции блочного типа надежны, пожаро- и взрывобезопасны.

Инженерные блоки присоединяются по принципу унифицированной системы стыковки. Переход между блоками выполнен так, что пол подстанции не имеет перепадов по высоте.

Все ТП микрорайона «Северо-Западный» являются двухтрансформаторными. Таким образом принципиальная схема всех ТП будет одинакова. Однолинейная схема двухтрансформаторной ТП представлена на рисунке 6.

На низкой стороне ТП 0,4 кВ показаны автоматические выключатели, на стороне 10 кВ – выключатели нагрузки. Со стороны 0,4 кВ действует АВР.

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домах повышенной этажности используются распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ.

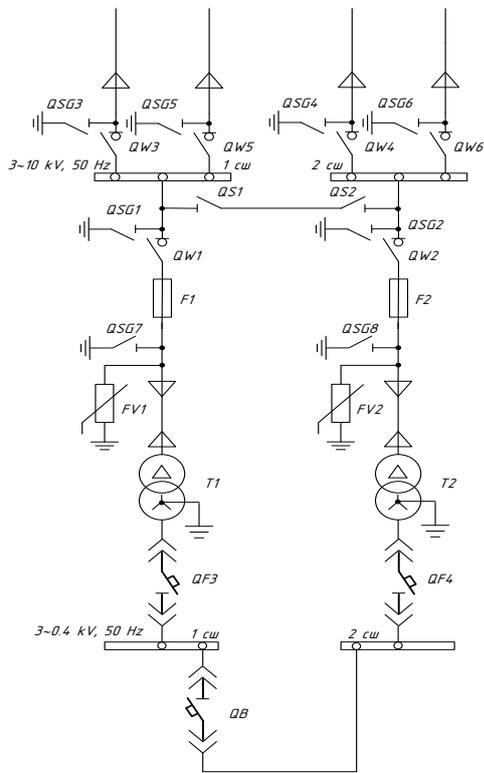


Рисунок 6 – Однолинейная схема ТП

6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

6.1 Определение величины высшего напряжения ПС «Северная»

Величина высшего номинального напряжения рассчитывается по формуле Стилла

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}, \quad (47)$$

где l – длина линии ПС «Биробиджан» - ПС «Северная», км;

P – расчетная мощность, МВт.

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{2 + 16 \cdot 30} = 95,28 \text{ кВ}.$$

Следовательно, величина высшего номинального напряжения РУ ПС «Северная» соответствует 110 кВ.

Таким образом, точкой присоединения к электрической сети ПС «Северная» 110/10 кВ являются шины 110 кВ ПС «Биробиджан». Электроснабжения конкретных жилых комплексов осуществляется на напряжении 10 кВ от ЗРУ ПС «Северная».

6.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ПС «Северная»

Согласно ГОСТ-14.2009-85 мощность трансформатора в нормальных условиях режима работы должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции.

Количество силовых трансформаторов, планируемых к установке на ПС, в первую очередь устанавливается категорией потребителей по надежности электроснабжения. Так как в микрорайоне «Северо-Западный» присутствуют потребители II и III категории по надежности, то в соответствии с рекомендациями ПУЭ принимается количество трансформаторов равное двум [12].

Расчетная мощность силового трансформатора рассчитывается по формуле:

$$S_{p.mp} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_P^2}}{N_T \cdot k_3}, \quad (48)$$

где N_T - число трансформаторов на подстанции;

k_3 - коэффициент загрузки трансформаторов, равен 0,7 [15].

Мощность силовых трансформаторов ПС «Северная» рассчитывается с учетом нагрузки сторонней малоэтажной застройки:

$$S_{p.T1} = \frac{\sqrt{30000,0^2 + 9900,0^2}}{2 \cdot 0,7} = 22,57 \text{ МВА.}$$

К установке приняты 2 трансформатора ТРДН - 25 МВА.

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$k_{3.T} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_P^2}}{N_T \cdot S_{ном.T}}. \quad (49)$$

$$k_{3.T} = \frac{\sqrt{30000,0^2 + 9900,0^2}}{2 \cdot 25000} = 0,63 ;$$

Так же выбранные трансформаторы проверяются в аварийном режиме, когда вся нагрузка получает питание от одного трансформатора:

$$k_{3.T} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_P^2}}{S_{ном.T}}. \quad (50)$$

$$k_{3.T} = \frac{\sqrt{30000,0^2 + 9900,0^2}}{25000} = 1,26 .$$

Рассчитанные коэффициенты загрузки трансформаторов лежат в соответствующих пределах [12], из этого следует, что трансформаторы ПС «Северная» выбраны правильно.

6.3 Выбор сечений линии 110 кВ

Так как в рассматриваемом микрорайоне в основном представлены потребители II и III категории по надежности, то для надежного снабжения

потребителей питание ПС «Северная» должно осуществляться по двухцепной линии от выбранного источника питания ПС «Биробиджан».

Ток в рабочем режиме для двухцепной линии рассчитывается по формуле:

$$I_{n/ав.р} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_P^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (52)$$
$$I_{n/ав.р} = \frac{\sqrt{30000,0^2 + 9900,0^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 165,812 \text{ А.}$$

Выбран кабель из сшитого полиэтилена марки АПвП сечением 185 мм² с длительно допустимым током равным 429 А.

Выбранное сечение проверяется с учетом коэффициента, учитывающего условия допустимой перегрузки кабеля, принимается равным 1,17 для кабелей из сшитого полиэтилена [28].

$$165,812 < 429 \text{ А.}$$

Кабель выбранного сечения удовлетворяет условиям проверки. Значит, что кабель выбран правильно.

Используется прокладка кабелей в трубах [28].

6.4 Выбор схемы и конструкции ПС «Северная»

На ПС 110/10 кВ «Северная» установлены два трансформатора ТРДН - 25 МВА. Питание ПС «Северная» выполняется по двухцепной кабельной линии 110 кВ от ПС «Биробиджан». Схема 4Н на напряжение 110 кВ (блок-трансформатор-линия с ремонтной перемычкой в цепях линии) - блочного типа. Схема ЗРУ 10 кВ – одна секционированная выключателем система шин.

Упрощенная однолинейная схема электроснабжения показана на рисунке 7.

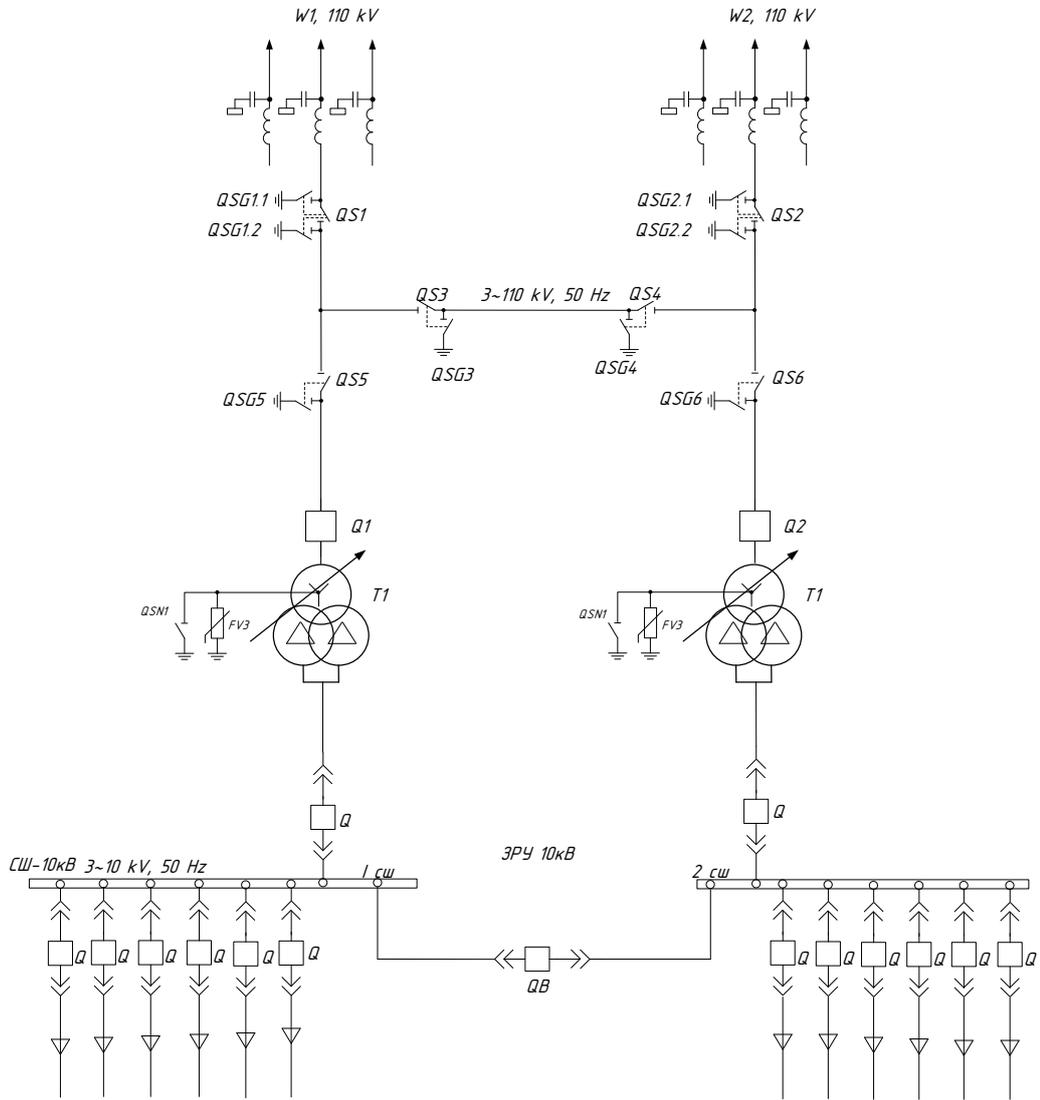


Рисунок 7 – Однолинейная схема электроснабжения ПС «Северная»

ПС «Северная» является подстанцией закрытого типа. Она выполнена в виде комплектной трансформаторной подстанции блочного типа (КТПБ). Заход кабеля выполнен снизу.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания осуществляется для выбора и проверки коммутационного оборудования и кабельных линий на динамическую и термическую стойкость к действию токов КЗ, а также для выбора уставок РЗиА.

7.1 Расчет токов короткого замыкания в высоковольтной сети

Токи КЗ в высоковольтной сети рассматриваются в следующих точках: на стороне 110 кВ подстанции, на шинах 10 кВ ПС, на стороне высокого напряжения расчетной ТП. Расчет токов КЗ производится приближенным методом в именованных единицах [14].

Схема сети представлена на рисунке 8. Для остальных цепей она будет аналогичной.

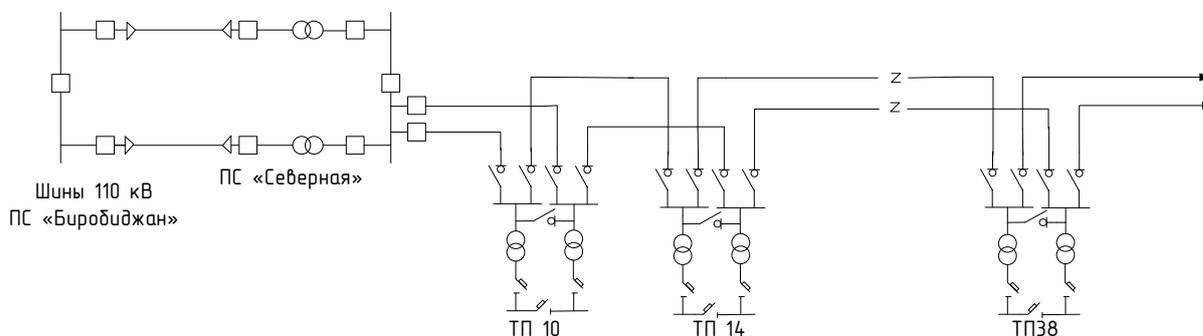


Рисунок 8 – Схема сети

Также учитывается, что в нормальном режиме петля 10 кВ работает разомкнуто, т.е. одна из кабельных линий находится на холостом ходу. Точка размыкания сети располагается в точке потокораздела цепи. В расчете токов КЗ в качестве сети 10 кВ рассмотрена третья петля. В данном случае на холостом ходу находится линия ТП38-ТП39.

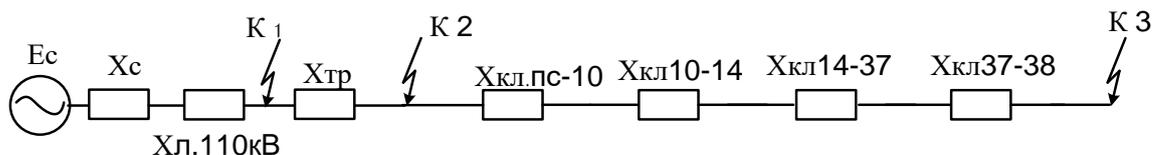


Рисунок 9 – Схема замещения цепи

Ток трехфазного короткого замыкания рассчитывается по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (53)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(x_c + \sum x_{\Sigma})^2 + (\sum r_{\Sigma})^2}, \quad (54)$$

где r_{Σ} - суммарное активное сопротивление элементов.

Ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)}; \quad (55)$$

где $k_{y\partial}$ - ударный коэффициент.

Ударный коэффициент рассчитывается по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (56)$$

где T_a – постоянная время затухания.

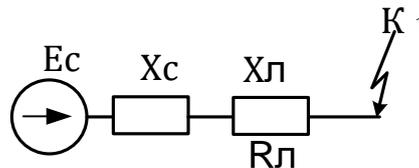


Рисунок 10 – Схема замещения для определения токов КЗ в точке К1

Сопротивление системы для сети 110 кВ определяется по формуле:

$$X_c = \frac{115,5}{\sqrt{3} \cdot 9,19} = 7,25 \text{ Ом},$$

Для точки К1 полное сопротивление составляет:

$$Z = \sqrt{(7,25 + 0,8)^2 + (0,4)^2} = 8,06 \text{ Ом},$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 8,06} = 8,233 \text{ кА},$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,233 = 7,13 \text{ кА},$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,6;$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 8,233 = 24,16 \text{ кА}.$$

Результаты остальных расчетов сведены в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты расчета токов КЗ в сетях 110 и 10 кВ

Вид цепи	Вид точки КЗ	Трехфазный ток КЗ, кА	Двухфазный ток КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
Сеть 110 кВ	К1	8,233	7,13	24,16
Сеть 10 кВ (шины ПС «Северная»)	К2	10,302	8,76	19,37
1-ая петля сети 10 кВ	К3	4,72	3,52	5,99
2-ая петля сети 10 кВ	К4	4,34	3,879	6,01
3-я петля сети 10 кВ	К5	4,981	4,313	6,106

7.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ устанавливаются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце отходящей линии. Рассчитаем токи КЗ на самой ближней и самой дальней ТП. За основное напряжение допускается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$. В схему замещения вводятся индуктивные и активные сопротивления всех элементов до точки КЗ, также перед ней вводится переходное сопротивление [14].

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях следует рассчитывать по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}; \quad (57)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$z = \sqrt{(x_{mp} + x_l)^2 + (r_{mp} + r_l)^2}; \quad (58)$$

где x_{mp} – реактивное сопротивление трансформатора, Ом;

r_{mp} – активное сопротивление трансформатора, Ом.

Активное и реактивное сопротивление трансформатора рассчитывается по следующим формулам:

$$x_{mp} = \frac{U_{к.р. \%} \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3; \quad (59)$$

$$r_{mp} = \frac{U_{к.а. \%} \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3; \quad (60)$$

где $U_{к.р. \%}$ - реактивная составляющая напряжения КЗ, 4,33 %;

$U_{к.а. \%}$ - активная составляющая напряжения КЗ, 1,24 %.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{к}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\phi}}{z_n + \frac{z_{mp}}{3}}; \quad (61)$$

где $\frac{z_{mp}}{3}$ - полное сопротивление трансформатора току КЗ на корпус, Ом.

z_n - полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, Ом.

Полное сопротивление петли фазного и нулевого провода определяется по следующей формуле:

$$z_n = \sqrt{(r_{\phi} + r_N)^2 + (x_{\phi} + x_N)^2}; \quad (62)$$

где r_{ϕ} , x_{ϕ} - активное и реактивное сопротивление фазного провода, Ом;

r_N , x_N - активное и реактивное сопротивление нулевого провода, Ом.

Произведем расчет для ТП25.

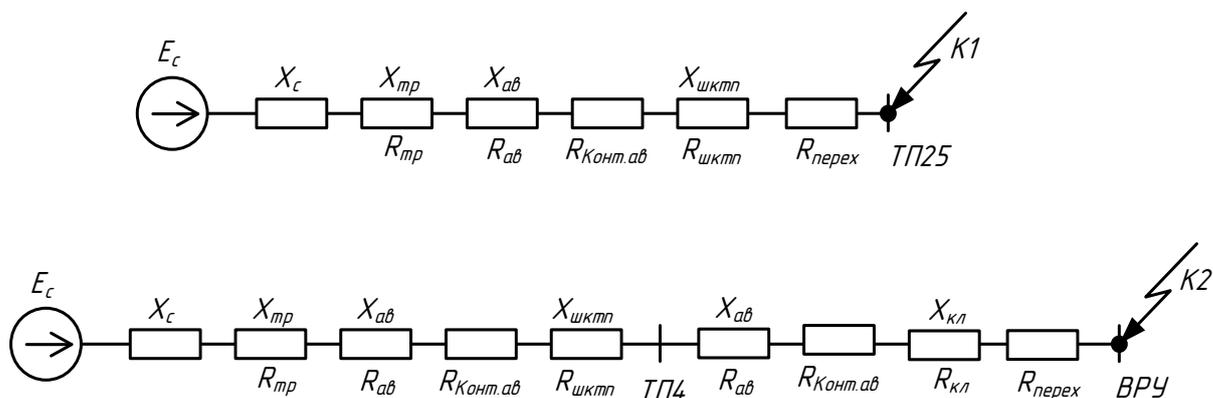


Рисунок 11 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для точек К1 и К2:

$$r_{тр} = \frac{1,24 \cdot 10^2}{100 \cdot 250} \cdot 10^3 = 4,96 \text{ мОм};$$

$$x_{тр} = \frac{4,33 \cdot 10^2}{100 \cdot 250} \cdot 10^3 = 17,30 \text{ мОм};$$

$$z_{к1}^{(3)} = \sqrt{\left(r_{тр} + r_{ав} + r_{Контав} + r_{шкtn} + r_{перех}\right)^2 + \left(x_c + x_{тр} + x_{ав} + x_{шкtn}\right)^2}; \quad (63)$$

где $r_{ав}$ - активное сопротивление автоматического выключателя;

$r_{Контав}$ - активное сопротивление контакта автоматического выключателя;

$r_{шкtn}$ - активное сопротивление шины КТП (0,01 мОм);

$r_{перех}$ - переходное сопротивление дуги (15 мОм);

$x_{ав}$ - индуктивное сопротивление автоматического выключателя;

$x_{шкtn}$ - индуктивное сопротивление шины КТП (0,06 мОм);

$$z_{к1}^{(3)} = \sqrt{\left(4,96 + 0,65 + 0,01 + 15\right)^2 + \left(46 + 17,3 + 0,17 + 0,06\right)^2} = 52,43 \text{ мОм};$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 52,43 \cdot 10^{-3}} = 4,405 \text{ кА};$$

$$Z_{\kappa 1}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot r_{mp} + 3 \cdot r_{ав} + 3 \cdot r_{Контав} + 3 \cdot r_{шкtn} + 3 \cdot r_{перех}\right)^2 + \left(2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{mp} + 3 \cdot x_{ав} + 3 \cdot x_{шкtn}\right)^2};$$

$$Z_{\kappa 1}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot 4,96 + 3 \cdot 0,65 + 3 \cdot 0,01 + 3 \cdot 15\right)^2 + \left(2 \cdot 46 + 3 \cdot 17,3 + 3 \cdot 0,17 + 3 \cdot 0,06\right)^2} = 200,35 \text{ мОм};$$

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{200,35 \cdot 10^{-3}} = 3,458 \text{ кА};$$

$$z_{\kappa 2}^{(3)} = \sqrt{\left(r_{mp} + 2 \cdot r_{ав} + 2 \cdot r_{Контав} + r_{шкtn} + r_{перех} + r_{кл}\right)^2 + \left(x_c + x_{mp} + 2 \cdot x_{ав} + x_{шкtn} + x_{кл}\right)^2};$$

где $r_{перех}$ - переходное сопротивление дуги (20 мОм);

$$z_{\kappa 2}^{(3)} = \sqrt{\left(4,96 + 2 \cdot 0,65 + 2 \cdot 0,15 + 0,01 + 20 + 50,74\right)^2 + \left(46 + 17,3 + 2 \cdot 0,17 + 0,06 + 0,384\right)^2} = 91,46 \text{ мОм};$$

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 91,46 \cdot 10^{-3}} = 2,525 \text{ кА};$$

$$z_{\kappa 2}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot r_{mp} + 3 \cdot 2 \cdot r_{ав} + 3 \cdot 2 \cdot r_{Контав} + 3 \cdot r_{шкtn} + 3 \cdot r_{перех} + 3 \cdot r_{кл}\right)^2 + \left(2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{mp} + 3 \cdot 2 \cdot x_{ав} + 3 \cdot x_{шкtn} + 3 \cdot x_{кл}\right)^2};$$

$$z_{\kappa 2}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot 4,96 + 3 \cdot 2 \cdot 0,65 + 3 \cdot 2 \cdot 0,15 + 3 \cdot 10 \cdot 0,01 + 3 \cdot 20 + 3 \cdot 50,74\right)^2 + \left(2 \cdot 46 + 3 \cdot 17,3 + 3 \cdot 2 \cdot 0,17 + 3 \cdot 0,06 + 3 \cdot 0,384\right)^2} = 301,22 \text{ мОм};$$

$$I_{\kappa 2}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{301,22 \cdot 10^{-3}} = 2,3 \text{ кА.}$$

Результаты остальных расчетов приведем в таблицу 18.

Таблица 18 – Результаты расчета токов КЗ для ТП 25 и ТП 9

Вид тока	Точка КЗ	Трехфазный ток КЗ, кА	Однофазный ток КЗ, кА
ТП 25	К1	4,405	3,458
	К2	2,525	2,3
ТП 9	К3	8.731	6,853
	К4	6.683	5,246

7.3 Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания

Определяем минимально допустимое сечение проводника по условиям термической стойкости, в инженерных расчётах применяется следующая формула:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa 3}}}{C}, \quad (64)$$

где $B_{\kappa 3}$ – тепловой импульс тока КЗ;

C – коэффициент, значение которого зависит от материала проводника.

$$B_{\kappa 3.n} = I_{n.o}^2 \cdot t_{отк}, \quad (65)$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя;

$$B_{\kappa 3.a} = I_{n.o}^2 \cdot \frac{x}{\omega \cdot r}, \quad (66)$$

где r – активное сопротивление;

x – индуктивное сопротивление.

$$B_{\kappa 3} = B_{\kappa 3.a} + B_{\kappa 3.n}. \quad (67)$$

Например, для линии напряжением 110 кВ.

Тепловой импульс:

$$B_{кз.л} = I_{кз}^2 \cdot t_{откл}, \quad (68)$$

$$B_{кз.л} = 8,233^2 \cdot 0,1 = 6,78 \text{ A}^2 \cdot \text{сек};$$

$$B_{кз.а} = I_{кз}^2 \cdot \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}}, \quad (69)$$

$$B_{кз.а} = 8,233^2 \cdot \frac{0,466}{314 \cdot 0,989} = 0,66 \text{ A}^2 \cdot \text{сек};$$

$$B_{кз} = B_{кз.л} + B_{кз.а}; \quad (70)$$

$$B_{кз} = 6,78 + 0,66 = 7,43 \text{ A}^2 \cdot \text{сек}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости рассчитывается по формуле:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C}, \quad (71)$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{7,43}}{94} = 30,3 \text{ мм}^2.$$

Сечение кабельной линии на данном участке 185 мм². Таким образом, выбор сечений остальных кабельных линий выполняется аналогично. Все выбранные кабели проходят по термической стойкости.

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА ПС «СЕВЕРНАЯ»

Так как ПС «Северная» и все ТП выбраны закрытого типа, установленные в здании, то все оборудование будет выбрано для умеренного климата.

8.1 Выбор и проверка выключателей

Место расположения выключателей показано на рисунке 7, где Q_1 – выключатели на 110 кВ, защищающие трансформатор, Q_2 – выключатели 10 кВ, защищающие трансформатор, Q_3 – секционный выключатель 10 кВ, в нормальном состоянии отключен, встроен в КРУ, Q_4 – выключатели 10 кВ, встраиваемые в КРУ, защищаемые отходящие присоединения.

Выбор выключателей выполняется по следующим параметрам: [8]

- напряжение установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (72)$$

- длительный ток

$$I_{мах} \leq I_{ном}, \quad (73)$$

Проверяются выключатели по следующим параметрам:

$$i_{ат} \leq i_{аном}; \quad (74)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{отклном} \cdot \frac{\beta}{100}; \quad (75)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО}, \quad (76)$$

- отключающая способность

$$I_{по} \leq I_{откл ном}; \quad (77)$$

- включающая способность

$$i_{уд} \leq i_{вкл}. \quad (78)$$

Проверка по термической устойчивости выключателя:

$$B_k \leq B_T \text{ или } I_{но}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (79)$$

где $t_{откл} = t_{с.в.о.} + t_{р.з.}$.

Максимальный ток, проходящий через выключатель (учитывая развитие и подключение новых потребителей к ПС):

$$I_{раб.} = \frac{1,4 \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (80)$$

$$I_{раб.} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А.}$$

Выбирается выключатель типа ВГТ-110 –II- 40/2500 У1 с номинальным током 2500 А. Тип привода – пружинный.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя 110 кВ:

$$i_t = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм}}{100} \cdot I_{откл.ном}; \quad (81)$$

$$i_t = \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \cdot 40 = 22,4 \text{ кА}^2 \text{ с.}$$

где $\beta_{норм}$ - номинальное относительное содержание апериодической составляющей (для выбранного выключателя составляет 40%) [8];

$I_{откл.ном}$ - номинальный ток отключения выключателя [8].

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе для времени τ составляет:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} \quad (82)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,233 = 11,64 \text{ кА.}$$

— Проверка по термической устойчивости выключателя

Тепловой импульс (значение трехфазного тока КЗ взято из таблицы 17):

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (83)$$

$$B_k = 8,233^2 \cdot (2,54 + 0,015) = 173,18 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Номинальный коэффициент термической стойкости:

$$B_{кном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (84)$$

$$B_{кном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

где $I_{тер}, t_{тер}$ - соответственно ток термической стойкости и время его протекания [4].

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
ВГТ-110–II-40/2500У1		
$U_p=110 \text{ кВ}$	$U_n=110 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_p$
$I_{раб.}=183,7 \text{ А}$	$I_n=2500 \text{ А}$	$I_n \geq I_{р.мах}$
$I_{уд}=24,16 \text{ кА}$	$I_{дин}=40 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k=173,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.в}=4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.в} \geq B_k$
$I_{по}=8,233 \text{ кА}$	$I_{отк}=40 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{по}$
$I_{по}=8,233 \text{ кА}$	$I_{вкл}=40 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$i_t=11,64, \text{ кА}$	$i_{а.ном}=22,4 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{at}$

Выбранный выключатель полностью соответствует условиям проверки.

8.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей выполняется аналогично выбору выключателей, но без проверки на отключающую способность, так как они не предназначены для отключений цепей, находящихся под током.

К установке приняты на стороне 110 кВ и на перемычке разъединители типа РДЗ 110/630 У1, результаты выбора которых сведены в таблице 20 [9].

Таблица 20 – Выбор разъединителей 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{расч} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{расч}$
$I_{р.мах} = 183,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$
$i_{уд} = 24,16 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq i_{уд}$

Главные ножи

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$B_k = 173,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_k$
Заземляющие ножи		
$B_k = 173,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_k$

Как видно из результатов, разъединители удовлетворяют данным условиям и могут быть приняты к установке.

8.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки [9]:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (84)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{приб}$, сопротивления соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов R_k :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k. \quad (85)$$

Перед тем как приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ по меди и 4 мм^2 для алюминиевых проводов. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 [4]. После чего устанавливается сопротивление наиболее загруженной фазы, согласно со схемой соединения приборов учета и контроля, считая, что $Z_{пров} = R_{пров}$. В качестве вторичной нагрузки ТТ допускаются трехканальные щитовые цифровые ваттметры, амперметры, варметры, а также трехфазный счетчик реактивной и активной энергии.

Состав вторичной нагрузки ТТ на напряжении 110 кВ представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Распределение приборов по фазам на напряжении 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	РА194I-2К4Т	5	5	5

Расчет производится по фазе А.

К рассмотрению принимаются встроенные в оболочку силового трансформатора ТТ марки ТФМ-110 с током вторичной обмотки 5 А. Мощность вторичной обмотки $S_{2H}=40$ ВА для класса точности 0,5 [32].

Номинальная нагрузка вторичной обмотки:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}; \quad (86)$$

$$Z_{2H} = \frac{40}{5^2} = 1.6 \text{ Ом.}$$

Для обеспечения заданного класса точности должно выполняться условие: $Z_{2H} \geq Z_{Нр}$.

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}, \quad (87)$$

где $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов, принимается равным 0,05 Ом [8];

$r_{\text{приб}}$ - сопротивление приборов;

$r_{\text{пров}}$ - сопротивление проводов.

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}, \quad (88)$$

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

Сопротивление проводов не должно превышать следующего значения:

$$r_{\text{пров}} \leq Z_{2H} - (\sum r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}}), \quad (89)$$

$$r_{\text{пров}} \leq 1.6 - (0,2 + 0,01) = 1,39 \text{ Ом.}$$

Минимальное сечение проводов рассчитывается по формуле:

$$q_{\min} = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пров}}} \text{ мм}^2, \quad (90)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий) [9];

$r_{\text{пров}}$ - сопротивление провода.

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения приведена в таблице 22.

Таблица 22 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

Номинальное напряжение, кВ	Длина проводов, м
220	100 – 150
110	75 – 100
10	10

Принят кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм^2 . Тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q_{\min}}, \quad (91)$$

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

Сопротивление нагрузки составит:

$$Z_{\text{Нр}} = 0,01 + 0,7 + 0,2 = 0,91 \text{ Ом}.$$

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ представлена выше при выборе выключателей. Значение $V_{\text{к}}$ не изменится.

Таблица 23 – Выбор трансформаторов тока ТФМ - 110

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{рmax}} = 183,7 \text{ А}$	$I_{\text{Н}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{Н}} \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{\text{Нр}} = 0,91 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{Н}} = 4 \text{ Ом}$ (класс точности 0,5)	$Z_{2\text{Н}} \geq Z_{\text{Нр}}$
$V_{\text{кр}} = 173,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{кном}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{кн}} \geq V_{\text{кр}}$
$I_{\text{уд}} = 24,16 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

Как видно из результатов, трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

8.4 Выбор и проверка выключателей на стороне 10 кВ

Выбор выключателей на стороне 10 кВ выполняется по вышеприведенной методике для напряжения 110 кВ. Значения токов КЗ для выбора выключателей на стороне 10 кВ взято из таблицы 17.

Выбор и проверка выключателей на стороне 10 кВ показана на примере вводного выключателя Q_1 .

Максимальный ток, проходящий через выключатель:

$$I_{ном} = \frac{1,4 \cdot S_m}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (92)$$

$$I_{ном} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 962,25 \text{ А.}$$

Выбирается вводной выключатель 10 кВ типа ВВ/TELL-10-12,5/1000У2 с номинальным током 1000 А [30].

Таблица 24 – Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Название выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Установленное напряжение, кВ	Расчетный ток, А	Номинальный ток, А	Трехфазный ток КЗ, А	Номинальный ток отключения, кА	Марка выключателя
1	2	3	4	5	6	7	8
Вводной	10	10	962,25	1000	10,302	20	ВВ/TELL-10-20/1000 У2
Секционный	10	10	481,125	630	10,302	20	ВВ/TELL-10-20/630 У2
На присоединениях	10	10	64,66... 162,81	400	6,106	20	ВВ/TELL-10-20/400 У2

$$B_K = I_{кз}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (93)$$

$$B_K = 10,302^2 \cdot (1,95 + 0,05) = 212,262 \text{ кА}^2\text{с,}$$

где $t_{отк}$ - время отключения КЗ [4].

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_{К.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (94)$$

$$B_{К.в} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном\ откл}, \quad (95)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА}.$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40\%$ [32].

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключенном токе для времени τ составляет:

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,302 = 14,57 \text{ кА}. \quad (96)$$

Таблица 25 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
ВВ/TELL-10-20/1000У2		
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_p$
$I_{p.Q2} = 962,25 \text{ А}$	$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_n \geq I_{p.max}$
$I_{уд} = 19,37 \text{ кА}$	$I_{дин} = 32 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k = 212,262 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.в} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.в} \geq B_k$
$I_{по} = 10,302 \text{ кА}$	$I_{отк} = 20 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{по}$
$i_t = 14,57 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 22,62 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{at}$

Таблица 26 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе секционного выключателя 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
ВВ/TELL-10-20/630У2		
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_p$
$I_{p.Q3} = 481,125 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$	$I_n \geq I_{p.max}$
$I_{уд} = 19,37 \text{ кА}$	$I_{дин} = 32 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$B_k=212,262 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.в}=1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.в} \geq B_k$
$I_{ПО}=10,302 \text{ кА}$	$I_{отк}=20 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{ПО}$
$i_t=14,57 \text{ кА}$	$i_{а.ном}=22,62 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{at}$

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей на присоединения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
ВВ/TELL-10-20/400У2		
$U_p=10 \text{ кВ}$	$U_n=10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_p$
$I_{p.Q4}=64,66...162,81 \text{ А}$	$I_n=400 \text{ А}$	$I_n \geq I_{p.мах}$
$I_{уд}=19,37 \text{ кА}$	$I_{дин}=32 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k=198,513 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.в}=1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.в} \geq B_k$
$I_{ПО}=6,106 \text{ кА}$	$I_{отк}=20 \text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{ПО}$
$i_t=8,64 \text{ кА}$	$i_{а.ном}=22,62 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{at}$

Все выбранные выключатели 10 кВ полностью отвечают требованиям проверки.

8.5 Выбор и проверка заземляющих ножей

Заземляющие ножи на стороне 10 кВ используются соответственно для заземления шин. К установке приняты разъединители типа РВО-10/400 [33]. Результаты выбора сведены в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор заземляющих ножей на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{расч}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{расч}$
$I_{p.мах}=183,7 \text{ А}$	$I_{ном}=400 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{p.мах}$
$i_{уд}=19,37 \text{ кА}$	$I_{дин}=40 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq i_{уд}$
$B_k=212,262 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T=768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_k$

Как видно из результатов, разъединители удовлетворяют данным условиям и могут быть приняты к установке.

8.6 Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Выбор и проверка трансформаторов тока в сети 10 кВ выполняется так же, как и на напряжение 110 кВ. Для примера приведен выбор ТТ на вводном выключателе. Выбор ТТ на секционном выключателе и на выключателях на присоединение выполняется аналогично.

— Вводной выключатель

Состав вторичной нагрузки ТТ на вводном выключателе 10 кВ показан в таблице 29.

Таблица 29 – Распределение приборов по фазам на вводном выключателе

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	РА194I-2К4Т	5	5	5
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	5	-	5
Варметр	СТ3021-5	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 302	6	6	6
Итого		21	11	21

Расчет производится по фазе А, как наиболее загруженной.

К рассмотрению допускаются ТТ марки ТВ-10 с током вторичной обмотки 5 А. Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 20$ ВА.

Номинальная нагрузка вторичной обмотки:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}. \quad (97)$$

$$Z_{2H} = \frac{15}{5^2} = 0.8 \text{ Ом.}$$

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}, \quad (98)$$

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

Принят кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм^2 , длиной 10 м [9].

Сопротивление провода:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q_{\text{min}}}, \quad (99)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,028 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки составит:

$$Z_{\text{Нр}} = 0,01 + 0,07 + 0,84 = 0.92 \text{ Ом.}$$

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_K = I_{кз}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (100)$$

$$B_K = 10,302^2 \cdot (1,95 + 0,05) = 212,262 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_{кном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (101)$$

$$B_{кном} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 30 – Выбор трансформаторов тока ТВ-10 на вводном выключателе

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$I_{рmax} = 962,25 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_H \geq I_{рmax}$
$Z_{Нр} = 0,92 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 4 \text{ Ом}$ (класс точности 0,5)	$Z_{2H} \geq Z_{Нр}$
$B_{кр} = 212,262 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кн} \geq B_{кр}$
$I_{по} = 10,302 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{по}$

Как видно из таблицы 30, трансформаторы тока удовлетворяют данным условиям и могут быть приняты к установке.

— Секционный выключатель

Состав вторичной нагрузки ТТ на секционном выключателе показан в таблице 31.

Таблица 31 – Распределение приборов по фазам на секционном выключателе

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	РА194І-2К4Т	5	-	-
Итог		5	-	-

К рассмотрению допускаются ТТ марки ТВ-10 и кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм^2 , длиной 10 м [9].

Таблица 32 – Выбор трансформаторов тока ТВ-10 на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{рmax} = 481,125 \text{ А}$	$I_H \geq I_{рmax}$
$Z_{2H} = 4 \text{ Ом}$ (класс точности 0,5)	$Z_{Нр} = 0,68 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Нр}$
$B_{кном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кр} = 212,262 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кн} \geq B_{кр}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 10,302 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{по}$

— Выключатели на отходящие присоединения

Состав вторичной нагрузки ТТ на отходящие присоединения показан в таблице 33.

Таблица 33 – Распределение приборов по фазам на напряжении 10кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	РА194I-2К4Т	5	5	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 302	6	6	6
Итого		11	11	11

К рассмотрению допускаются ТТ марки ТВ-10 и кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм², длиной 10 м [9].

Таблица 34 – Выбор трансформаторов тока ТВ-10 на отходящие присоединения

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_H \geq U_{уст}$
$I_H = 400$ А	$I_{рmax} = 64,66...162,81$ А	$I_H \geq I_{рmax}$
$Z_{2H} = 4$ Ом (класс точности 0,5)	$Z_{Hp} = 0,84$ Ом	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_{кном} = 1200$ кА ² ·с	$B_{кр} = 212,262$ кА ² ·с	$B_{кн} \geq B_{кр}$
$I_{дин} = 12,5$ кА	$I_{по} = 10,302$ кА	$I_{дин} \geq I_{по}$

Из вышеприведенных таблиц видно, что трансформаторы тока удовлетворяют данным условиям и могут быть приняты к установке.

8.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

На сторону НН выбран трансформатор напряжения НАМИ- 10-95 У1 [8]. Вторичная нагрузка трансформаторов приведена в таблице 35.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	Мощность обмотки, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП 120П-4,0-220 ВВУ	5,5	1	5,5
Ваттметр	СТ 3021-5	5	1	5
Варметр	СТ 3021-5	5	1	5
Счетчик	СЕ302	9	7	63
Итого				78,5

$$S_p = 78,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения приведено в таблице 36.

Таблица 36 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_H = 10$ кВ	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 200$ ВА	$S_P = 78,5$ ВА	$S_H \geq S_P$

Из таблицы видно, что выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют данным условиям и могут быть приняты к установке.

8.8 Выбор и проверка предохранителей для защиты ТН

Для защиты ТН устанавливаются предохранители.

Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию [9]:

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

$$I_{p.пл.вс} = \frac{1,4 \cdot 200}{\sqrt{3} \cdot 10} = 16,166 \text{ А.}$$

Таблица 37 – Выбор предохранителей

Номинальная мощность, кВА	Расчетный ток плавкой вставки, А	Номинальный ток плавкой вставки, А	Марка
200	16,166	20	ПКТ-1.2-10-20-12,5

Следовательно, выбранные предохранители выбраны правильно.

8.9 Выбор и проверка сборных шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А используются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Размеры ячейки, принятой к использованию: длина 1500 мм, ширина 1000 мм, высота 2000 мм, расстояние между фазами 200 мм [27].

Расчётный ток:

$$I_{ном} = \frac{1,4 \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (103)$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 962,25 \text{ А.}$$

Сечение шин проверяется и выбирается по допустимому току. Приняты однополюсные алюминиевые шины марки АДЗ1Т прямоугольного сечения: 100×10 мм, с длительно допустимым током $I_{\text{дл.д}} = 1820$ А и $S = 1000$ мм².

$$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{дл.д}}, \quad (104)$$

$$962,25 \leq 1820 \text{ А.}$$

Расположение шины – плашмя. Длина пролета между опорными изоляторами принимается равной $L = 1,5$ м [4].

Проверка по термостойкости, исходя из данных расчета точки КЗ (таблица 18): $I_{\text{ПО}} = 10,302$ кА; $i_{\text{уд}} = 19,37$ кА.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (105)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{212,262 \cdot 10^6}}{90} = 160,101 \text{ мм}^2,$$

где $C = 90$ - для алюминиевых шин и кабелей [4];

q_{min} – минимальное сечение провода.

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

Максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины (Н/м):

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}, \quad (106)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{19370^2}{0,2} = 364,373.$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток на шине, А;

a - расстояние между фазами, м.

Напряжение в материале шины, формирующиеся из-за изгибающего усилия, МПа:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (107)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{364,373 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 25} = 3.28 \text{ МПа.}$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами, м;

W_{ϕ} - момент сопротивления шины.

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot l^2}{6}, \quad (108)$$

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1.5^2}{6} = 25 \text{ см}^3.$$

Для выбранной шины $\sigma_{доп} = 75$ МПа. Шины считаются механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$. Таким образом, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны [9].

Таблица 38 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 962,25 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 1820 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$
$\sigma_{расч} = 3,28 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{расч}$
$q_{\min} = 160,101 \text{ мм}^2$	$q = 1000 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$

8.10 Выбор и проверка изоляторов

— Выбор опорных изоляторов

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, выбор которых выполняется по следующим условиям [9]:

— по номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;

— по допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$,

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{\text{доп}}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора: $F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}$;

$F_{\text{разр}}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

К установке приняты опорные изоляторы ИО-10-3,75У с допустимой силой на изгиб:

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

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} , \quad (109)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{19370^2}{0.2} \cdot 1.4 \cdot 10^{-7} = 657.79 \text{ Н.}$$

Таблица 39 – Выбор опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{расч}} = 657,79 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 2250 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

Следовательно, опорный изолятор ИР-10-3,75У проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

8.11 Выбор и проверка ячеек КРУ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, защитными и измерительными приборами и вспомогательными устройствами.

Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для КРУ 6–10 кВ устанавливаются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

На низкой стороне был выбран КРУ внутренней установки 10 кВ марки К-104М со встроенными выключателями марки ВВ/TELL-10-20/1000У2 с встроенным электромагнитным и пружинным приводом [31].

Выбор и проверка ячеек КРУ производится также, как и выключателей, с той лишь разницей, что КРУ не имеет токов отключения.

Результаты выбора показаны в таблице 40.

Таблица 40 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе ячеек КРУ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
К-104М		
$U_p=10$ кВ	$U_n=10$ кВ	$U_n \geq U_p$
$I_{p.Q2}=962,25$ А	$I_n=1000$ А	$I_n \geq I_{p.max}$
$I_{уд}=19,37$ А	$I_{дин}=40$ А	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k=212,262$ кА ² с	$B_{к.в}=468,75$ кА ² с	$B_{к.в} \geq B_k$

8.12 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от: типа подстанции, наличия синхронных компенсаторов, мощности трансформаторов, типа электрооборудования. Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, подогрев, система пожаротушения, электроприемники компрессорной, аварийное освещение. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается [9]:

— при двух трансформаторах с.н. на подстанции без постоянного дежурства и при одном трансформаторе с.н. - $S_T \geq S_{расч}$;

— при двух трансформаторах с.н. на подстанции с постоянным дежурством - $S_T \geq S_{расч} / K_{II}$, где K_{II} - коэффициент допустимой перегрузки, принимают равным 1,4;

— если число трансформаторов с.н. больше двух, то $S_T \geq S_{расч} / n$.

Максимальная мощность каждого трансформатора должна быть не более 630 кВА, при технико-экономическом обосновании разрешается применение трансформаторов 1000 кВА при $u_k = 8\%$.

Так как ПС «Северная» двухтрансформаторная, следовательно, и количество трансформаторов СН будет равно двум [9].

На подстанциях с оперативным постоянным током трансформаторы с.н. присоединяются к шинам 10 кВ. Если отсутствует РУ 10 кВ, то трансформаторы с.н. присоединяются к обмотке НН основных трансформаторов.

На проектируемой подстанции к нагрузке с.н. относятся.

1. Первая группа - оперативные цепи (15 кВт), двигатели системы охлаждения трансформатора (80 кВт), аппаратуры связи телемеханики (15 кВт).

2. Вторая группа - зарядное, подзарядное устройство, АКБ (20 кВт), освещение (150 кВт), электроотапления помещения (10 кВт), электроподогрев аппаратуры и шкафов ВН (10 А).

Суммарная мощность электроприемников устанавливается по выражению:

$$S_{\Sigma} = k_{И1} \cdot S_1 + k_{И2} \cdot S_2 + k_{И3} \cdot S_3 + k_{И4} \cdot S_4, \quad (110)$$

где $k_{И}$ – коэффициент использования определяется по справочнику.

Найдем суммарную мощность для первой категории:

$$S_{\Sigma 1} = 0,3 \cdot 15 + 0,7 \cdot 80 + 0,5 \cdot 15 = 68 \text{ кВА}$$

Найдем суммарную мощность для второй категории:

$$S_{\Sigma 2} = 0,8 \cdot 20 + 0,6 \cdot 150 + 0,8 \cdot 10 + 0,43 \cdot 10 = 128 \text{ кВА}$$

Расчетная мощность от двух групп:

$$S_{расч.} = 68 + 128 = 196 \text{ кВА.}$$

Рассчитываем мощность трансформатора по формуле:

$$S_T = \frac{S_{расч.}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (111)$$

Рассчитываем мощность трансформатора:

$$S_T = \frac{196}{2 \cdot 0,7} = 140 \text{ кВА.}$$

где N_T - число трансформаторов с.н., из вышеприведенных условий принимаем равным 2.

Выбран ТМ 160/10. Проверяем данные трансформаторы на коэффициент загрузки:

$$k_3 = \frac{S_{расч}}{2 \cdot S_{ном}}, \quad (112)$$

$$k_3 = \frac{196}{2 \cdot 160} = 0,61.$$

Из этого следует, что трансформаторы выбраны правильно.

8.13 Выбор и проверка предохранителей для защиты ТСН

Ток плавкой вставки предохранителя:

$$I_{п.пл.вс} = \frac{1,4 \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (113)$$

$$I_{п.пл.вс} = \frac{1,4 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 12,93 \text{ А.}$$

Таблица 41 – Выбор предохранителей для защиты ТСН

Номинальная мощность, кВА	Расчетный ток плавкой вставки, А	Номинальный ток плавкой вставки, А	Марка
250	12,93	16	ПКТ-1.2-10-16-12,5

Из этого следует, что выбранные предохранители выбраны правильно.

8.14 Выбор системы оперативного тока

Совокупность источников питания, кабельных линий, шин питания переключающих устройств и других элементов оперативных цепей составляет системы оперативного тока данной электроустановки.

Выбираются следующие системы оперативного тока на ПС [8]:

— постоянный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве источника питания устанавливаются аккумуляторная батарея;

— переменный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве основных источников питания выбираются измерительные трансформаторы тока защищаемых присоединений, трансформаторы собственных нужд, измерительные трансформаторы напряжения. В качестве дополнительных источников питания импульсного действия устанавливаются предварительно заряженные конденсаторы;

— выпрямленный оперативный ток – система питания оперативных цепей переменным током, в которой переменный ток превращается в постоянный (выпрямленный) с помощью блоков питания и выпрямительных силовых устройств. В качестве дополнительных источников питания импульсного действия могут устанавливаться предварительно заряженные конденсаторы;

— смешанная система оперативного тока – система питания оперативных цепей, при которой применяются разные системы оперативного тока (постоянный и выпрямленный).

Постоянный оперативный ток используется на подстанциях 110-220 кВ со сборными шинами этих напряжений, на подстанциях 35-220 кВ без сборных шин на этих напряжениях с масляными выключателями с электромагнитным приводом, для которых возможность включения от выпрямительных устройств при зависимом питании не подтверждена заводом-изготовителем.

В качестве источника постоянного оперативного тока для подстанций устанавливаются аккумуляторные батареи. Выбор аккумуляторных батарей приведен в приложении Б. В соответствии с приложением Б в качестве источника постоянного оперативного тока для подстанции «Северная» были выбраны аккумуляторные батареи типа СК-6, работающие в режиме постоянного подзаряда [33].

8.15 Расчет емкостных токов замыкания на землю и выбор дугогасящих реакторов

В городских сетях защита от внутренних перенапряжений производится в тех случаях, когда перенапряжение является следствием повторяющихся в ходе эксплуатации процессов. В сетях 6-35 кВ, работающих с изолированной нейтралью, возможны перенапряжения по причине повторных зажиганий и погасаний электрических дуг емкостного тока при замыкании на землю. Для защиты от внутренних перенапряжений, связанных с отключением трансформаторов, линий в промышленных электроустановках, используются вентильные разрядники, устанавливаемые вблизи защищаемого оборудования. При токах замыкания на землю больше 20 А должна применяться компенсация емкостного тока при помощи дугогасящих аппаратов. Мощность дугогасящих реакторов выбирается по полному емкостному току замыкания на землю с учетом развития сети за 5 лет и коэффициента развития сети. При правильном выборе дугогасящих аппаратов и правильном подборе изоляции нейтралей трансформаторов перенапряжения при дуговых замыканиях на землю не должны вызывать повреждения изоляции.

Ток замыкания на землю рассчитывается согласно [4]:

$$I_{\text{ёмк.кл}} = U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C \cdot I_{\Sigma\text{каб}} \cdot 10^{-6}, \quad (114)$$

$$I_{\text{ёмк.кл}} = 10 \cdot \sqrt{3} \cdot 314 \cdot 0,37 \cdot 18 \cdot 10^{-6} = 36 \text{ А.}$$

где C – удельная емкость кабеля на землю (для сети 10кВ с выбранным кабелем АПвП – 185 принимается равной 0,37 мкФ/км) [4].

Из-за того, что значение тока замыкания на землю больше предельно допустимого значения 20 А, то требуется установка дугогасящих реакторов.

$$S_{\text{д.р}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ёмк.кл}}, \quad (115)$$

$$S_{\text{д.р}} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 36 = 623,54 \text{ кВА.}$$

В качестве дугогасящего реактора выбран плавно регулируемый автоматический дугогасящий реактор ASR 1.0, мощностью 630 кВА и диапазоном тока компенсации 15-145 А.

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА АППАРАТУРЫ НА ТП

Принципиальная однолинейная схема ТП представлена на рисунке 7.

Выбор аппаратуры показан на примере ТП 1.

9.1 Выбор и проверка предохранителей

Для защиты трансформаторов с высокой стороны используются предохранители.

Например, ток плавкой вставки предохранителя для ТП 1 определяется по условию [9]:

$$I_{p.пл.вст} = \frac{1,4 \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (116)$$

$$I_{p.пл.вст} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 46,188 \text{ А.}$$

Для ТП 1 выбран предохранитель марки ПКТ-1.2-10-50-12,5 УЗ с номинальным током плавкой вставки равным 50 А. Выбор предохранителей для остальных ТП выполняется аналогично и приведен в приложении В.

Проверка принятого к установке предохранителя для ТП 1. Проверка предохранителей на остальных ТП выполняется аналогичным образом.

1. Проверка по пусковому току

$$1,2 \cdot I_{пуск} \leq I_{пл.вст}, \quad (117)$$

$$1,2 \cdot 31,5 \leq 50,$$

$$37,8 \leq 50,$$

2. Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_K = I_{н.о.}^2 \cdot (t_{отк} + T_a); \quad (118)$$

$$B_K = 6,106^2 \cdot (1,3 + 0,03) = 49,59 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}; \quad (119)$$

$$B_{\text{кном}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Из этого следует, что предохранитель выбран правильно.

9.2 Выбор и проверка автоматических выключателей

Условия выбора и проверки автоматического выключателя аналогичны условиям при выборе и проверке выключателей на 10 кВ [9].

Выбор автоматических выключателей приведен в таблицу 42.

Таблица 42 – Выбор автоматических выключателей

№ТП	Рабочий ток, А	Номинальный ток расцепителя, А	Марка	№ТП	Рабочий ток, А	Номинальный ток расцепителя, А	Марка
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 1	320,59	400	A3793C	ТП 23	320,298	400	A3793C
ТП 2	320,59	400	A3793C		320,76	400	A3793C
ТП 3	399,12	400	A3793C	ТП 24	363,8	400	A3793C
ТП 4	426,60	630	A3793C	ТП 25	264,29	400	A3793C
ТП 5	260,54	400	A3793C		264,29	400	A3793C
ТП 6	297,11	400	A3793C	ТП 26	391,936	400	A3793C
	306,66	400	A3793C		327,388	400	A3793C
ТП 7	306,66	400	A3793C	ТП 27	332,074	400	A3793C
	306,66	400	A3793C		332,074	400	A3793C
ТП 8	264,29	400	A3793C	ТП 28	320,592	400	A3793C
ТП 9	264,29	400	A3793C	ТП 29	320,592	400	A3793C
	366,76	400	A3793C	ТП 30	271,874	400	A3793C
ТП 10	212,51	250	A3793C	ТП 31	366,038	400	A3793C
ТП 11	332,07	400	A3793C	ТП 32	300,236	400	A3793C
ТП 12	264,29	400	A3793C		300,236	400	A3793C
ТП 13	458,87	630	A3793C		300,236	400	A3793C
ТП 14	315,15	400	A3793C	ТП 33	300,236	400	A3793C
ТП 15	425,23	630	A3793C		300,236	400	A3793C
	330,29	400	A3793C		300,236	400	A3793C
ТП 16	330,29	400	A3793C	ТП 34	300,236	400	A3793C
	366,37	400	A3793C		300,236	400	A3793C
ТП 17	330,29	400	A3793C	ТП 35	320,298	400	A3793C
	432,76	630	A3793C		484,552	630	A3793C
ТП 18	332,07	400	A3793C	ТП 36	404,436	630	A3793C
ТП 19	367,41	400	A3793C		202,218	250	A3793C
ТП 20	425,10	630	A3793C	ТП 37	424,966	630	A3793C
	329,12	400	A3793C	ТП 38	353,022	400	A3793C
ТП 21	320,30	400	A3793C		424,966	630	A3793C
ТП 22	320,462	400	A3793C	ТП 39	407,26	630	A3793C
	404,436	630	A3793C	-	-	-	-
	331,056	400	A3793C	-	-	-	-
	331,056	400	A3793C	-	-	-	-

Для всех ТП выбраны автоматические выключатели марки А3793С с электромагнитным приводом.

Проверка выбранных выключателей приведена на примере ТП 1, для остальных ТП проверка выполняется аналогично.

1. Проверка на соответствие выбранному сечению шин

$$K = \frac{1,2 \cdot I_{ном}}{I_{дл.дон}}, \quad (120)$$

$$K = \frac{384,71}{393,692} = 0,97 < 1$$

2. Проверка по отключающей способности

$$I_{расч} < I_{ПО}^{(3)}; 400 \text{ А} < 6,106 \text{ кА}. \quad (121)$$

Из этого следует, что автоматические выключатели выбраны правильно.

9.3 Выбор и проверка выключателей нагрузки

Предварительно выключатели нагрузки выбираются по току в рабочем режиме. Рассмотрим на примере ТП1 с $I_{расч.} = 455,77 \text{ А}$.

В качестве выключателей нагрузки выбраны выключатели марки ВНРп–10/630–10зУ3 с электромагнитным приводом.

Проверка по термической стойкости выключателя:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_k, \quad (122)$$

$$B_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (123)$$

$$B_k = 6,106^2 \cdot (1,055 + 0,002) = 39,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

где $t_{откл}$ – время отключения КЗ,

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Каталожные данные и данные расчета для выбора выключателя нагрузки ВНРп – 10/630 – 10з У3 приведены в таблицу 43.

Таблица 43 – Каталожные и расчетные данные выбранного выключателя ВНРп – 10/630 – 10з УЗ

Расчетные данные выключателя нагрузки	Каталожные данные выключателя нагрузки	Условия выбора выключателя нагрузки
$U_{\text{расч}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{расч.мах}}=455,77 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч.мах}}$
$i_{\text{уд}}=6,106 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}}=20 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}}=39,41 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}}=400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$

Таблица 44 – Выбор выключателей нагрузки на ТП

Участок линии (ТП)	Расчетный ток линии, А	Номиналь-ный ток расцепителя, А	Марка	Участок линии (ТП)	Расчетный ток линии, А	Номинальный ток расцепителя, А	Марка
1-ая петля				2-ая петля			
ПС-ТП28	455,77	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ПС-ТП9	324.60	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП28-ТП29	451,58	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП9-ТП16	386.98	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП29-ТП30	345,56	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ТП16-ТП17	416.68	630	ВНРп–10/630–10зУ3
ТП30-ТП31	296,91	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ТП17-ТП18	377.54	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП31-ТП32	459,96	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП18-ТП26	311.54	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП32-ТП33	455,69	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП26-ТП27	377.87	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП33-ТП34	447,797	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП27-ТП25	292.71	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ПС-ТП1	457,26	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП25-ТП24	391.79	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП1-ТП2	457,77	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП24-ТП19	426.72	630	ВНРп–10/630–10зУ3
ТП2-ТП5	388,94	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ТП19-ТП22	389.47	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП5-ТП7	475,11	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП22-ТП23	411.23	630	ВНРп–10/630–10зУ3
ТП7-ТП8	421,72	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ПС-ТП15	483,3	630	ВНРп–10/630–10зУ3
ТП8-ТП6	365,19	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ТП15-ТП20	437,76	630	ВНРп–10/630–10зУ3
ТП6-ТП4	340,81	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ТП20-ТП21	389.47	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП4-ТП3	353,86	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ТП21-ТП35	413.25	630	ВНРп–10/630–10зУ3
ТП3-ТП34	354,79	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ТП35-ТП36	556.03	630	ВНРп–10/630–10зУ3
-	-	-	-	ТП36-ТП23	401.23	630	ВНРп–10/630–10зУ3
3-я петля							
ПС-ТП10	305.99	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ПС-ТП11	376.21	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП10-ТП14	351.47	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ТП11-ТП12	288.26	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП14-ТП37	442.32	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП12-ТП13	334.73	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП37-ТП38	460.62	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП13-ТП39	430.93	630	ВНРп–10/630–10зУ3
-	-	-	-	ТП39-ТП38	460.62	630	ВНРп–10/630–10зУ3

10 МОЛНИЕЗАЩИТА ПС «СЕВЕРНАЯ»

Молниезащита классифицируется на защиту от прямых ударов молнии и от набегающих волн перенапряжения. Защита от прямых ударов молнии выполняется с помощью системы молниеотводов, защита от набегающих волн перенапряжения – с помощью защитных аппаратов, к которым относятся ОПН.

ПС «Северная» выполнена в виде комплектной трансформаторной подстанции блочного типа (КТПБ), габаритные размеры которой равны: длина 20,4 м; ширина 2,3 м; высота 2,56 м.

10.1 Защита от прямых ударов молнии

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе месторасположения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии выполняется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, сетчатых, тросовых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяются стержневые молниеотводы.

Защитное действие молниеотвода сформированно на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода принято считать часть пространства вокруг молниеотвода, создающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается.

Нормируется два вида зон:

- зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;
- зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для расчетов была выбрана зона А. Для защиты подстанции «Северная» (схема РУ высшего напряжения – блок-линия-трансформатор), приняты стержневые молниеотводы, установленные как отдельно-стоящие молниеотводы вблизи здания РУ. Высота защищаемого объекта принята равной $h_x = 2,56$ м. Высота молниеотвода взята равной 6 м [16].

Так как в нашем случае высота молниеотвода $h < 150$ м, то параметры внешней зоны защиты выбираем по следующим формулам:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (124)$$

где $h_{эф}$ - эффективная высота молниеотвода, м;

h - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (125)$$

где r_0 - радиус зоны защиты на уровне земли, м.

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) r_0, \quad (126)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, м;

r_x - радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 6 = 5,1 \text{ м}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 6) \cdot 6 = 6,528 \text{ м}$$

$$r_x = \left(1 - \frac{2,56}{5,1}\right) \cdot 6,528 = 3,251 \text{ м}$$

Расчет зоны действия молниеотводов 1-2 и 3-4:

Расстояние между молниеотводами равно $L=6,5$ м, которое находится в границах $h < L \leq 2h$, поэтому параметры внутренней зоны выбираются по следующим формулам:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h), \quad (127)$$

$$h_{cx} = 5,1 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 6)(6,5 - 6) = 5,014 \text{ м.}$$

где h_{cx} - наименьшая высота внутренней зоны защиты.

$$r_{c0} = r_0 = 6,528 \text{ м}, \quad (128)$$

где r_{c0} - половина ширины внутренней зоны на уровне земли.

$$r_{cx} = \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right) r_{c0}, \quad (129)$$

$$r_{cx} = \left(\frac{5,014 - 2,56}{5,014} \right) \cdot 6,528 = 3,195 \text{ м.}$$

где r_{cx} - половина ширины внутренней зоны защиты на уровне высоты защищаемого объекта.

10.2 Заземление ПС «Северная»

Основной задачей заземляющего устройства молниезащиты является - отвести как можно большую часть тока молнии (50 % и более) в землю. Остальная часть тока расходуется по подходящим к зданию коммуникациям (оболочкам кабелей, трубам водоснабжения и т.п.). При этом не возникают опасные напряжения на самом заземлителе. Эта задача выполняется сетчатой системой под зданием и вокруг него. Заземляющие проводники создают сетчатый контур, объединяющий арматуру бетона внизу фундамента. Это обычный метод образования электромагнитного экрана внизу здания. Кольцевой проводник вокруг здания и(или) в бетоне на периферии фундамента соединяется с системой заземления заземляющими проводниками обычно через каждые 5 м. Внешний заземлитель проводник может быть соединен с указанными кольцевыми проводниками.

Возможно использование сетки из оцинкованной стали с шириной ячейки обычно 5 м, приваренной или механически прикрепленной к прутьям

арматуры обычно через каждый 1 м. Концы проводников сетки могут работать заземляющими проводниками для соединительных полос.

Расчет контура заземления ПС «Северная» приведен в приложении Г. В качестве заземлителя для ПС «Северная» выбрана сетчатая система под зданием и вокруг него. Количество вертикальных электродов равно 5, горизонтальных – 6.

10.3 ОПН на ПС «Северная»

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ используются ОПН, назначением которых является защита электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Ограничители перенапряжений подключаются параллельно защищаемому объекту.

Предположено, что на стороне 110 кВ ПС «Северная» установлен ограничитель перенапряжения ОПН-У-110/84/10/450/У1, основные характеристики которого приведены в таблице 45.

Таблица 45 – Основные характеристики ОПН на стороне 110 кВ

Класс напряжения сети, кВ	Максимальное рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Пропускная способность на прямоугольном импульсе 2000 мкс, А
110	84	10	450

Также предположено, что на стороне НН трансформаторов ПС «Северная» установлен ограничитель перенапряжения типа ОПНП–РС-10/12,7/10/200 У1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого приведены в таблице 46.

Таблица 46 – Основные характеристики ОПН на стороне 10 кВ

Класс напряжения сети, кВ	Максимальное рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Пропускная способность на прямоугольном импульсе 2000 мкс, А
10	12,7	10	200

Произведем проверку выбранных ОПН.

- По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети ($U_{нрс}$), нормируемому ГОСТ 1516.3-96:

$$U_{нpo} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{нpc}}{\sqrt{3}} \quad (130)$$

$84 \geq 66,7 \text{ кВ}$ – для 110 кВ

$12,7 \geq 6,1 \text{ кВ}$ – для 10 кВ

Таким образом, видно, что ОПН для 110 и 10 кВ выбраны верно.

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МИКРОРАЙОНА «СЕВЕРО – ЗАПАДНЫЙ»

Элементы городской электрической сети снабжаются устройствами релейной защиты в объеме, регламентируемом ПУЭ. Устройства защиты обеспечивают автоматическое отключение защищаемого элемента при повреждениях, представляющих непосредственную опасность для этого элемента, или при возникновении ситуаций, угрожающих жизни людей. Устройства защиты могут сигнализировать о нарушении нормальной работоспособности защищаемого элемента, а также о возникновении повреждения, не представляющего непосредственной опасности для этого элемента.

— Сети 0,4 кВ

Для защиты трансформаторов напряжением на низкой стороне до 1 кВ, в большинстве случаев, используют закрытые плавкие предохранители.

Защита замкнутых сетей 0,4 кВ производится с помощью автоматических выключателей обратной мощности, устанавливаемых на стороне низшего напряжения трансформаторов. Для замкнутых сетей 0,4 кВ с АВР на стороне напряжения 10 кВ устройство АВР дополняют элементом, реагирующим на изменение направления потока мощности.

— Сети 10 кВ

1. Максимальная токовая защита с выдержкой времени – является основным видом защиты сетей напряжением 10 кВ от многофазных замыканий. Время действия защиты предельно сокращают при соблюдении условий ее селективности.

2. Используют также максимальные токовые защиты без выдержки времени — токовые отсечки (время действия 0,2 - 0,3 с). Отсечка отстраивается от токов короткого замыкания на шинах 0,4 кВ в ТП.

Для максимальных токовых защит принимают следующие ступени селективности: 0,7с - на реле прямого действия; 0,6с с ограниченно

зависимой выдержкой времени на реле косвенного действия; 0,5с с независимым временем действия.

Защита от многофазных замыканий, в большинстве случаев, предусматривается в двухфазном исполнении (МТО или двухступенчатая МТЗ). Согласование времени действия последовательно расположенных устройств защиты начинают с устройства, наиболее удаленного от пункта питания.

3. Одиночные линии с односторонним питанием от многофазных замыканий необходимо защищать двухступенчатой токовой защитой, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой (или зависимой) характеристикой выдержки времени. На одиночных линиях с двухсторонним питанием, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, предлагается применять те же защиты, что и на одиночных линиях с односторонним питанием, выполняя их при необходимости направленными.

4. Для исправления неселективной работы отсечки на выключателях линий предусматривают АПВ однократного действия.

5. Для защиты трансформаторов ТП со стороны 10 кВ используют предохранители с проверкой обеспечения селективности их работы с вышестоящими и нижестоящими защитами.

— Сети 110 кВ

1. На линиях устанавливается дистанционная защита и токовая защита нулевой последовательности для защиты от однофазных замыканий;

2. В соответствии с ПУЭ [12], для трансформаторов должны быть учтены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;

- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;

В обмотках и на выводах трансформатора ПС «Северная» для защиты от многофазных КЗ предусматривается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ предусматривается максимальная токовая защита. Также устанавливается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение, и газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

11.1 Защита трансформаторов на ПС «Северная»

Защиту трансформаторов ТРДН–25 МВА выполняем на основе микропроцессорного терминала RET 521. Он включает функциональные блоки дифференциальной защиты (DIFP), максимальной токовой защиты и ряд других. Терминал RET 521 может использоваться для защиты двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторов и шунтирующих реакторов. RET 521 предлагает набор из 5 характеристик срабатывания с торможением. Каждая из 5 характеристик может перемещаться по вертикали для изменения тока срабатывания. Возможность отслеживания положения РПН и, соответственно, учет изменения коэффициента трансформации. Временное снижение чувствительности дифференциальной защиты при обнаружении внешнего повреждения. Так называемая логика с перекрестной блокировкой, используемая для разрешения на отключение фазы, а также для соответствующих сигналов блокировки отключения, может быть выведена из использования.

— Продольная дифференциальная токовая защита

Дифференциальная защита является главной защитой трансформаторов от повреждений в обмотках, на выводах трансформатора, и на ошиновках. Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

Поскольку дифференциальная защита имеет строго ограниченную область действия (защита элемента сети), ее можно применять для быстрого отключения, обеспечивая тем самым селективное отключение только неисправного трансформатора или, всех объектов, включенных в область защиты. Дифференциальная защита не должна реагировать на повреждения за пределами зоны.

Расчет уставок дифференциальной защиты терминала RET 521

Для этого проверяются выбранные трансформаторы тока по условиям установки. Для расчета дифференциальной токовой защиты трансформатора необходимо знать токи КЗ со всех сторон трансформатора.

Защищаемый трансформатор ТРДН-25 МВА:

- пределы регулирования напряжения под нагрузкой $\pm 9 \times 1,78\%$;
- номинальные напряжения 115; 10,5 кВ;
- трансформаторы тока защиты имеют коэффициенты трансформации: со стороны ВН 2000/5; со стороны НН 1000/5;

Номинальные токи обмоток трансформатора при нулевом положении РПН:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}, \quad (131)$$

где $U_{ном.ср}$ – номинальное напряжение обмотки при нулевом положении РПН.

$$I_{ном.ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125 \text{ A},$$

$$I_{ном.НН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1374,64 \text{ A}$$

Вторичные токи ТТ в номинальном режиме:

$$I_{ном.ВТ} = \frac{I_{ном.Т}}{K_{ТА}}, \quad (132)$$

где $K_{ТА}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{\text{ном.ВТ.ВН}} = \frac{125}{400} = 0,313 \text{ А.}$$

Поскольку этот ток оказался меньше 1А, то в качестве номинального тока устройства RET 521 с соответствующей стороны допускается равным 1А.

$$I_{\text{ном.ВТ.НН}} = \frac{1374,64}{200} = 6,87 \text{ А.}$$

Со стороны НН установлены ТТ типа ТВ-10. Такие ТТ имеют $K_{10}=25$ при $Z_{\text{нг.ном}}=1,01 \text{ Ом}$, $R_{\text{нг}}=0,07 \text{ Ом}$.

Приведенная предельная кратность первичного тока:

$$K'_{\text{пр}} = \frac{I_{\text{ном.ТТ}} \cdot K_{\text{пр}}}{I_{\text{ном.Т}}}, \quad (133)$$

где $I_{\text{ном.ТТ}}$ - номинальный ток первичной обмотки ТТ;

$I_{\text{ном.Т}}$ - номинальный ток обмотки защищаемого трансформатора.

$$K'_{\text{пр}} = \frac{2000 \cdot 25}{1374,64} = 36,373$$

Из этого следует, условие $K'_{\text{пр}} \geq 25$ со стороны НН выполняется.

Со стороны ВН установлен трансформатор тока ТФМ – 110. Для таких ТТ условие $K'_{\text{пр}} \geq 35$ обычно выполняется, поэтому в данном случае можно не проверять.

Принимая $K'_{\text{пер}} = 1,5$, определяется минимальный ток срабатывания по формуле:

$$I_{d.\text{min}^*} = K_{\text{отс}} \cdot I_{b.\text{нач}^*} \cdot \sqrt{(K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{\text{рез}^*} + \Delta f_{\text{выр}^*})^2 + (\Delta U_{\text{рез}^*} + \Delta f_{\text{выр}^*})^2} \quad (134)$$

где $I_{b.\text{нач}^*}$ - относительный ток начала торможения.

$$I_{d.\text{min}^*} = 1,25 \cdot 1,1 \cdot \sqrt{(1,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,1 + 0,02)^2 + (0,1 + 0,02)^2} = 0,28$$

Принята уставка $I_{d.min}^* = 0,3$.

— Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита включается при увеличении тока защищаемого элемента сверх установленного тока срабатывания (уставки). Причиной увеличения тока трансформатора может быть и повреждение самого трансформатора, и КЗ на шинах или на отходящих элементах НН, а также самозапуск питаемых электродвигателей после кратковременного перерыва питания или подключения к работающему трансформатору дополнительной нагрузки при срабатывании устройства АВР. На трансформаторах с односторонним питанием МТЗ всегда устанавливается со стороны источника мощности, для того, чтобы обеспечивалось и резервирование при КЗ в трансформаторе.

Одним из признаков происхождения КЗ является увеличение тока в линии. Этот признак используется для выполнения защит, называемых токовыми. Токовые защиты начинают срабатывать при увеличении тока в фазах линии сверх определенного значения. В качестве реле, реагирующих на возрастание тока, служат максимальные токовые реле.

Токовые защиты классифицируются на максимальные токовые защиты и токовые отсечки. Главное различие между этими защитами заключается в способе обеспечения селективности.

Селективность действия максимальных защит получается с помощью выдержки времени. Селективность действия токовых отсечек создается соответствующим выбором тока срабатывания.

Ток срабатывания защиты, кА:

$$I_{с.з} = \frac{K_H \cdot K_{сам}}{K_B} \cdot I_{P.max}, \quad (135)$$

где K_H – коэффициент надежности, $K_H = 1,2$ [4];

K_B – коэффициент возврата, $K_B = 0,8$ [4];

$K_{сам}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам} = 1,8$ [8];

$I_{P.\max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, кА.

Расчет уставок МТЗ со стороны ВН силового трансформатора:

$$I_{P.\max} = \frac{S_H \cdot K_{заг}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (136)$$

$$I_{P.\max} = \frac{25000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 110} = 91,851 \text{ А.}$$

где S_H - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$K_{заг}$ - номинальный коэффициент загрузки.

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 1,8}{0,8} \cdot 91,851 = 248 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{K_{сх} \cdot I_{с.з}}{n_{ТА}}, \quad (137)$$

$$I_{с.р} = \frac{\sqrt{3} \cdot 248 \cdot 5}{1000} = 2,15 \text{ А.}$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы ($k_{сх} = \sqrt{3}$);

$n_{ТА}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Выбираем уставку тока 4 А.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч} = \frac{I_{\min}^{(2)}}{I_{с.з}}. \quad (138)$$

$$K_{ч} = \frac{2165}{248} = 8,72 > 1,5$$

Коэффициент чувствительности соответствует требованиям ПУЭ.

Наибольшая из выдержек времени резервных защит силового трансформатора на сторонах СН и НН принимается равной $t_{пр.\max} = 1 \text{ с.}$

$$t_{с.з.Т(p)} = t_{пр.\max} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с.} \quad (139)$$

Таким образом, расчет для других комплектов защит аналогичен.

— Защита от перегрузки

На трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, РЗ от перегрузки выполняется действующей на сигнал с помощью одного токового реле. Чтобы избежать ненужных сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме РЗ учитывается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Перегрузка трансформаторов обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки осуществляется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

Защита от перегрузки устанавливается с обеих сторон трансформатора. Она совершается с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени, действие защиты в этом случае производится ступеню с низкой уставкой.

Ток срабатывания защиты от перегрузки рассчитывается по выражению:

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{Т.ВН}, \quad (140)$$

$$I_{с.з} = \frac{1,1}{0,8} \cdot 125,511 = 164,733 \text{ А.}$$

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

$$I_{с.р} = \frac{\sqrt{3} \cdot 164,733 \cdot 5}{1000} = 1,427 \text{ А.}$$

Таблица 49 – Результаты расчета уставок защиты от перегрузки

Наименование сторон	$I_T, \text{ А}$	$I_{с.з}, \text{ А}$	$I_{с.р}, \text{ А}$
ВН	125,511	164,733	1,427
НН	1374,643	1804,219	6,014

Время включения защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики, снижения пускового тока нагрузки до номинального. Она принимается одинаковой на всех устройствах сигнализации, не имеющих специальных требований к выдержке времени.

— Газовая защита

Газовая защита рассчитана для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, быстрым протеканием масла из бака в расширитель, кроме того, от утечки масла из бака трансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Сейчас широко применяются газовые реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q. Это реле состоит из металлического корпуса, крышки и встроенного блока. Для осмотра встроенного блока в корпусе находятся застекленные отверстия с откидными крышками. Также есть пробный кран для отбора газа и контрольная клавиша для проверки действия реле путем имитации ухода масла из трансформатора. Принцип действия данного реле такой же, как и других газовых реле.

Газовая защита очень чувствительна и очень часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро: 0,1 – 0,2 с (при скорости потока масла не менее чем на 25% выше уставки). Благодаря этим достоинствам газовая защита в обязательном порядке устанавливается на всех понижающих трансформаторах, начиная с мощности 630 кВА. Наряду с этим защита имеет ряд важных недостатков, основной из которых - нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Также защита может подействовать ложно при попадании

воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Также возможны ложные срабатывания защиты на трансформаторах, расположенных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. По этой причине газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

На защищаемом трансформаторе ПС «Северная» установлено газовое реле типа VF80/Q.

Описание автоматических устройств АВР, АПВ и АЧР представлено в приложении Д.

12 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

В условиях рыночной экономики решающее условие финансовой устойчивости предприятия в наше время – эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект. Инвестиционный проект – это комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды.

Целью данной выпускной квалификационной работы является расчет эффективности инвестиций в проектируемую сеть. Сеть находится в собственности АО «ДРСК». Строительство будет осуществляться за собственный счет без привлечения инвесторов. Производить строительные работы будет АО «ДРСК».

12.1 Расчет капитальных вложений

Любые решения, относящиеся к созданию новых и реконструкцией старых сетей электроснабжения, требуют затраты ресурсов (материальные, трудовые и денежные). Совокупные затраты всех этих ресурсов принято называть капиталовложениями.

Общие капиталовложения на сооружение системы электроснабжения определяются по следующей формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{КЛ} + K_{ТП} + K_{ПС}, \quad (141)$$

где $K_{КЛ}$ – капиталовложения на сооружение КЛ, тыс. руб.;

$K_{ТП}$, $K_{ПС}$ – капиталовложения на сооружение ТП и ПС, тыс. руб.

12.2 Капиталовложения на сооружение КЛ 0,4 кВ

Капиталовложения на сооружение кабельных линий напряжением 0,4 кВ рассчитываются по формуле:

$$K_{КЛ0,4} = K_0 \cdot L \cdot \alpha \cdot K_{район}, \text{ тыс. руб.}, \quad (142)$$

где K_0 – удельная стоимость сооружения КЛ, тыс. руб./км [23];

L – длина трассы, км;

α - коэффициент пересчёта цен 1991 года на 2019 год (индекс дефлятор);

$K_{район}$ - коэффициент района (зональный) ($K_{район} = 1,4$) [23].

Согласно письма Министерства Регионального развития РФ № 3085-ЕС/08 от 28.02.2014 г., индекс пересчета цен с 1991 года на 1 квартал 2014 года равен: $\alpha = 69,8$

Расчет показан на примере участка линии 0,4 кВ от ТП 1:

$$K_{КЛ.ТП1} = 4,6 \cdot 69,8 \cdot 0,16 \cdot 1,4 = 71,92 \text{ тыс.руб.}$$

Расчеты капиталовложений на остальные участки линий сети 0,4 кВ показаны в приложении Ж.

12.3 Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ

Капиталовложения на сооружение кабельных линий напряжением 10 кВ определяются, как и для КЛ 0,4 кВ.

Расчет капиталовложений на сооружение кабельных линий напряжением 10 кВ приведен на примере участка ТП 28 – ТП 29:

$$K_{КЛ.ТП28-ТП29} = 18,7 \cdot 69,8 \cdot 0,08 \cdot 1,4 = 146,19 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчетов остальных участков линий сети 10 кВ показаны в приложении З.

12.4 Капиталовложения на сооружение КТП

Капиталовложения в двухтрансформаторные КТП определяются по выражению:

$$K_{КТП} = K_{КТП}^{1991} \cdot \alpha \cdot K_{район} + S \cdot k_{осв} \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. руб.}, \quad (143)$$

где $K_{КТП}^{1991}$ – стоимость КТП с учётом строительного-монтажных работ в ценах 1991 года, тыс. руб., [23];

S – площадь отводимая под КТП, м² [23];

$k_{осв}$ – стоимость земли (принимается $k_{осв} = 216 \text{ руб/м}^2$).

Расчет капиталовложения в двухтрансформаторную КТП №1:

$$K_{КТП} = 33,6 \cdot 69,8 \cdot 1,4 + 400 \cdot 216 \cdot 10^{-3} = 3369,79 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета остальных ТП приведены в приложении 3.

12.5 Капиталовложения на сооружение ПС «Северная»

При проектировании подстанции «Северная» предусматривается установка оборудования, перечень и цены которого показаны в таблице 50, согласно ОАО «Центр развития экономики» (B2B-Center).

Таблица 50 – Перечень и цены оборудования, устанавливаемого на ПС «Северная»

Оборудование	Марка	Количество, шт.	Цена 1 шт., тыс. руб. (цены на 1991 г.)
Трансформатор	ТРДН – 25000/110/10	2	13475
Выключатель	ВГТ-110-П-40/25000У1	2	7300
Выключатель	ВВ/TELL-10-20/1000 У2	18	210

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение РУ ВН и НН, приобретение трансформаторов, затраты на монтаж и наладку.

Капиталовложения на строительство подстанции «Северная»:

$$K_{ПС} = \left[\left[(K_{РУ} + K_{ТР} + K_{КУ}) \cdot K_{ЗАТ} \right] \cdot K_P \cdot K_{ИНФ} \right] \cdot K_{КОР} + S_{ПС} \cdot k_{ОСВ.УД.}, \quad (144)$$

где $K_{инф}$ – коэффициент инфляции, согласно данным Росстат, ($K_{инф} = 6,45$);

$K_{ЗАТ}$ – затраты на ПС: на проектно-изыскательные работы, затраты на подготовку территории и т.д, ($K_{ЗАТ} = (1+0,43)$).

$S_{ПС}$ - площадь подстанции;

$K_{КОР}$ – коэффициент коррекции, ($K_{КОР} = 6/6,37$);

Капитальные затраты на РУ 110 кВ.

Стоимость РУ зависит от его типа и уровня напряжения.

Капитальные затраты на РУ рассчитываются по формуле:

$$K_{PY} = \sum C_{ВЫК.i} \cdot n_{ВЫК}, \quad (145)$$

где $n_{ВЫК}$ - суммарное количество выключателей в схеме;

$C_{ВЫК.i}$ - цена одного выключателя (таблица 63);

$$K_{PY110} = 7300 \cdot 2 = 14600 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{PY10} = 210 \cdot 18 = 3780 \text{ тыс.руб}$$

Капитальные затраты на силовые трансформаторы.

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, вдобавок и от уровня номинального напряжения.

Капитальные затраты на силовые трансформаторы рассчитываются по формуле:

$$K_{ТР} = \sum C_{ТРi} \cdot n_{ТР} = 2 \cdot 13475 = 26950 \text{ тыс.руб.}, \quad (146)$$

где $C_{ТРi}$ - цена одного трансформатора (таблица 63);

$n_{ТР}$ – количество силовых трансформаторов;

Капиталовложения на строительство подстанции «Северная»:

$$K_{ПС} = \left[\left[(14600 + 3780 + 26950) \cdot (1 + 0,43) \right] \cdot 1,5 \cdot 6,5 \right] \cdot \frac{6}{6,37} + 30 \cdot 0,216 = 0,55 \cdot 10^6 \text{ тыс.руб.}$$

12.6 Капиталовложения на сооружение КЛ 110 кВ

Проектирование кабельной линии 110 кВ «Биробиджан – Северная».

Таблица 51 – Параметры ВЛ 110 кВ

Название КЛ	Марка провода	Длина линии, км	Количество цепей	Цена на 1 км. линии, тыс.руб. (цены на 1991 г.)
Биробиджан – Северная	АПВП -185	2,944	2	410

Капиталовложения в сооружение двухцепной кабельной линии 110 кВ определяются по вышеприведенной формуле для сетей 10 кВ:

$$K_{KL110} = 2 \cdot K_0 \cdot L \cdot \alpha \cdot K_{\text{район}},$$

$$K_{KL110} = 2 \cdot K_0 = 2 \cdot 410 \cdot 2,944 \cdot 69,8 \cdot 1,4 = 235903,9 \text{ тыс.руб.}$$

12.7 Капиталовложения на сооружение СЭС

Суммарные капиталовложения на сооружение СЭС рассчитываются по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{KL0,4} + K_{KL10} + K_{KL110} + K_{KТП\Sigma} + K_{ПС}, \quad (147)$$

$$K_{\Sigma} = 4815,33 + 16901,95 + 235903,9 + 276512,7 + 0,55 \cdot 10^6 = \\ = 1084133,88 \text{ тыс.руб.}$$

13 РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

13.1 Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Амортизационные отчисления для i -го вида оборудования (или программных средств) рассчитываются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i}, \quad (148)$$

где $\alpha_{\text{ам},i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го основного средства.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{\text{ам},i} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (149)$$

где $T_{\text{сл}}$ - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период; для КЛ $T_{\text{сл}} = 25$ лет; для подстанций $T_{\text{сл}} = 20$ лет, [23].

Ежегодные затраты на капитальный и текущий ремонт, а также техническое обслуживание энергетического оборудования:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{об}} \cdot \alpha_{\text{экс}}, \quad (150)$$

где $\alpha_{\text{экс}}$ - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.: для КЛ $\alpha_{\text{экс}}^{\text{кл}} = 0,004$; для КП $\alpha_{\text{экс}}^{\text{кп}} = 0,037$

— Кабельные линии

Общие капиталовложения в кабельные линии:

$$K_{\text{общ.КЛ}} = 4815,33 + 16901,95 + 235903,9 = 257621,18 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{амКЛ} = 257621,18 \cdot 0,04 = 10304,85 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{эксКЛ} = 257621,18 \cdot 0,004 = 1030,485 \text{ тыс.руб.}$$

— КТП

Капиталовложения в КТП: $K_{кмп\Sigma} = 276512,7 \text{ тыс. руб.}$

Издержки на амортизацию:

$$I_{ам}^{кмп} = 276512,7 \cdot 0,05 = 13825,64 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{экс}^{кмп} = 276512,7 \cdot 0,037 = 10230,97 \text{ тыс. руб.}$$

— ПС «Северная»

Капиталовложения в ПС: $K_{пс\Sigma} = 0,55 \cdot 10^6 \text{ тыс. руб.}$

Издержки на амортизацию:

$$I_{ам}^{пс} = 0,55 \cdot 10^6 \cdot 0,05 = 27500 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{экс}^{пс} = 0,55 \cdot 10^6 \cdot 0,037 = 20350 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные эксплуатационные издержки и амортизационные отчисления:

$$I_{ам} = I_{амКЛ} + I_{ам}^{кмп} + I_{ам}^{пс}, \quad (151)$$

$$I_{ам} = 10304,85 + 13825,64 + 27500 = 51630,49 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{экс} = I_{эксКЛ} + I_{экс}^{кмп} + I_{экс}^{пс}, \quad (152)$$

$$I_{\text{экс}} = 1030,485 + 10230,97 + 20350 = 31611,455 \text{ тыс.руб.}$$

13.2 Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери

Энергия, теряемая на участке КЛ, рассчитывается по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (153)$$

где τ - время потерь, час;

ΔP - потери мощности в КЛ, найдены в основной части курсового проекта.

Время потерь рассчитывается по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (154)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки $T_{\text{max}} = 4700$ часов.

Время наибольших потерь в сети $\tau = 2600$ ч.

Потери энергии в КЛ составляют:

$$\Delta W_{\text{КЛ}_{0,4}} = 1024,114 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год}$$

$$\Delta W_{\text{КЛ}_{10}} = 214,309 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год}$$

$$\Delta W_{\text{КЛ}_{110}} = 59307,216 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год}$$

Суммарные потери энергии в кабельных линиях за год:

$$\Delta W_{\text{КЛ}\Sigma} = \Delta W_{\text{КЛ}_{0,4}} + \Delta W_{\text{КЛ}_{10}} + \Delta W_{\text{КЛ}_{110}}, \quad (155)$$

$$\Delta W_{\text{КЛ}\Sigma} = 1024,114 + 214,309 + 59307,216 = 60545,64 \text{ кВт}\cdot\text{ч} / \text{год}.$$

Потери энергии в трансформаторах рассчитываются по формуле:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau \quad (156)$$

где ΔP_{xx} - потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$ - потери в меди трансформатора, кВт;

β - коэффициент загрузки трансформатора.

Расчет потерь энергии показан на примере ТП № 1:

$$\Delta W_{\text{тр.ТП1}} = 2 \cdot (1,08 \cdot 8760 + 0,7^2 \cdot 5,9 \cdot 2600) = 32285,808 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}.$$

Все расчеты потерь энергии за год в двух трансформаторах для каждой КТП приведены в таблицу 52.

Таблица 52 – Потери энергии за год в трансформаторах для каждой ТП

№ТП	Мощность трансформаторов, кВА	Потери в трансформаторах ТП, кВт·ч/год	№ТП	Мощность трансформаторов, кВА	Потери в трансформаторах ТП, кВт·ч/год
1	2	3	4	5	6
1	400	32,285	21	400	32,285
2	400	32,285	22	630	48,687
3	250	27,909	23	400	32,285
4	250	27,909	24	400	32,285
5	400	32,285	25	400	32,285
6	400	32,285	26	400	32,285
7	630	48,687	27	400	32,285
8	400	32,285	28	400	32,285
9	400	32,285	29	400	32,285
10	250	27,909	30	400	32,285
11	400	32,285	31	250	27,909
12	400	32,285	32	630	48,687
13	250	27,909	33	630	48,687
14	400	32,285	34	630	48,687
15	630	48,687	35	400	32,285
16	400	32,285	36	630	48,687
17	400	32,285	37	630	48,687
18	400	32,285	38	400	32,285
19	400	32,285	39	630	48,687
20	630	48,687		Сумма:	554182,718

Потери в трансформаторах ПС «Северная» определяются по вышеприведенной формуле и составляют 552781,44 кВт·ч/год.

Суммарные потери электроэнергии рассчитываются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{кЛС}} + \Delta W_{\text{тр}\Sigma\text{ТП}} + \Delta W_{\text{трПС}}, \quad (157)$$

$$\Delta W = 60545,64 + 554182,718 + 552781,44 = 1167509,79 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}$$

Затраты на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = T_{\Delta} \cdot \Delta W \quad (158)$$

$$I_{\Delta W} = 1,712 \cdot 1167509,79 = 1999,19 \text{ тыс. руб.}$$

где T_{Δ} - тариф энергоснабжающей организации (АО «ДРСК») на потери в электрических сетях (согласно приказа комитета тарифов и цен правительства Еврейской автономной области от 24.12.2018г. № 51/8-П равен 1,712 руб./кВт·ч).

14 РАСЧЕТ ЗАРАБОТНОЙ ПЛАТЫ, НАЛОГА НА СОЦИАЛЬНЫЕ НУЖДЫ И МЕДИЦИНСКОЕ СТРАХОВАНИЕ

14.1 Расчет заработной платы

Структура оплаты труда работника предприятия в общем виде представлена на рисунке 13.



Рисунок 13 – Структура оплаты труда

По данным Федеральной службы Государственной статистики Территориального органа по Еврейской Автономной области от 23.04.2014 г., среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций по г. Биробиджан за 2014 год, составляет:

$$ЗП_{СМ.НАЧ.} = 27384,5 \text{ руб.}$$

$$\Phi ЗП = N_{\text{раб.}} \cdot 12 \cdot ЗП_{СМ.НАЧ} = 13 \cdot 12 \cdot 27384,5 = 4271,98 \text{ тыс. руб.} \quad (168)$$

14.2 Расчет налога на социальные нужды и медицинское страхование

Размер налога на социальные нужды и медицинское страхование можно определить следующим образом:

$$НСН\и\МС = 0,34 \cdot \Phi ЗП = 0,34 \cdot 4271,98 = 1452,47 \text{ тыс. руб.} \quad (169)$$

14.3 Расчет затрат на оплату труда эксплуатационного, ремонтного и оперативного персонала

Расчет численности производственного персонала.

Штатная численность персонала на предприятии складывается из численности работников трех категорий: рабочие, инженерно-технические, работники и административно-управленческий персонал.

Численность рабочих по обслуживанию кабельных линий 10 и 0,4 кВ:

$$N_1 = L \cdot n_1, \quad (159)$$

где n_1 – норматив численности (для КЛ 110 кВ – 3,3 чел. на 100 км; 10 кВ – 3,5 чел. на 100 км; для КЛ 0,4 кВ – 3 чел. на 100 км), [23];

L – длина линии, км.

$$N_1 = N_{110} = \frac{2,944 \cdot 3,3}{100} = 0,103 \text{ чел},$$

$$N_2 = N_{10} = \frac{18 \cdot 3,5}{100} = 0,63 \text{ чел},$$

$$N_3 = N_{0,4} = \frac{10,432 \cdot 3}{100} = 0,313 \text{ чел},$$

$$N = N_1 + N_2 + N_3 = 0,103 + 0,63 + 0,313 = 1,046, \text{ чел}.$$

Численность рабочих по обслуживанию ТП 10/0,4 кВ:

$$N_3 = X_{ТП} \cdot n_3 = \frac{39 \cdot 3}{100} = 1,17 \text{ чел}, \quad (160)$$

где n_3 – норматив численности (для ЗТП с двумя трансформаторами – 3 чел. на 100 ед.) [23];

$X_{ТП}$ – количество ТП соответствующего типа, ед.

Численность рабочих на присоединении 10 кВ (при числе присоединений на ТП 10/0,4 – 2 и более):

$$N_4 = X_{ПР} \cdot n_4 = \frac{40 \cdot 2}{1000} = 0,08 \text{ чел}, \quad (161)$$

где n_4 – норматив численности на присоединение (2 чел. на 1000 присоединений); определяется по таблице 43 [23].

X_{IP} – количество присоединений, ед.

Численность рабочих по эксплуатации электросчетчиков:

$$N_5 = X_{yч} \cdot n_5 = \frac{7390 \cdot 2,3}{10000} = 1,699 \text{ чел,} \quad (162)$$

где n_5 – норматив численности (2,3 чел. на 10000 счетчиков) [23];

$X_{yч}$ – количество счетчиков (7390), ед.

Численность рабочих по эксплуатации систем учета бытовых потребителей:

$$N_6 = X_{AB} \cdot n_6 = \frac{75 \cdot 3,2}{10000} = 0,024 \text{ чел,} \quad (163)$$

где n_6 – норматив численности (3,2 чел. на 10000 счетчиков) [23];

X_{AB} – количество абонентов (75), ед.

Численность рабочих по эксплуатации РЗиА:

$$N_7 = X_{P3иA} \cdot n_7 = \frac{300 \cdot 4}{1000} = 1,2 \text{ чел,} \quad (164)$$

где n_7 – норматив численности (4 чел. на 1000 ед.) [23];

$X_{P3иA}$ – количество устройств РЗ и А (300 ед.).

Численность рабочих по эксплуатации системы освещения города:

$$N_8 = X_{OCB} \cdot n_8 = \frac{368 \cdot 2}{1000} = 0,736 \text{ чел,} \quad (165)$$

где n_8 – норматив численности (2 чел. на 1000 ед.) [23];

X_{OCB} – количество ламп ДНаТ (368 ед.).

Расчет численности по обслуживанию силовых трансформаторов 110/10 кВ ПС «Тихая»:

$$N_9 = X_{mp} \cdot n_9 \cdot k_1 \cdot k_2 = 2 \cdot \frac{13,72}{100} \cdot 1,09 \cdot 1,05 = 0,314 \text{ чел,} \quad (166)$$

где n_9 – норматив численности (2 чел. на 1000 ед.) [23];

X_{ocb} – количество ламп ДНаТ (368 ед.).

Остальные составляющие расчета численности рабочих по обслуживанию ПС «Тихая» сведены в таблицу 53.

Таблица 53 – Определение численности рабочих, обслуживающих ПС «Тихая»

Показатель	Ед. измерения	Кол-во единиц	Нормативная численность	k_1	k_2	Всего
ПС 110 кВ	ед.	1	2,60	1,13	–	0,029
Силовой трансформатор 110 кВ	ед.	2	13,72	1,09	1,05	0,314
Присоединения с элегазовыми выключателями 110 кВ	ед.	2	3,66	1,09	1,05	0,084
Рабочие по испытанию изоляции	–	–	4	1,09	–	0,0436
Рабочие по ремонту и тех. обслуживанию СДТУ	–	–	1	1,09	–	0,0109
Рабочие по эксплуатации АСУ	–	–	1	–	–	0,01
Рабочие по уборке помещений	–	–	3	–	–	0,3
Число работников по эксплуатации РЗиА	–	–	6	1,09	–	0,0654
Итого:						0,857

Таблица 54 – Определение численности инженерно-технических работников

Подразделение (отдел)	Должность	Численность, чел
Оперативное, ТО и ремонт подстанций	Инженер	0,1
Ремонт и ТО п/ст	Мастер (старший мастер)	0,1
Испытание изоляции и защита от перенапряжений	Инженер	0,2
ТО и ремонт РЗиА	Инженер	0,2
ТО и ремонт ДУ и ТУ	Инженер	0,2
Внедрение и эксплуатация средств АСУ	Инженер	0,2
Ремонт строительной части подстанций и производственных помещений	Мастер (старший мастер)	0,1
Итого:		1,1

Итоговая среднесписочная численность работников:

$$ССЧ \approx \sum N_i \cdot k_p + N_{\text{рем}} \quad (167)$$

где k_p – районный повышающий коэффициент (для заданного района равен 1,4), [18].

$N_{\text{рем}}$ – численность работников, относимых на ремонт сети, систем освещения, трансформаторов и ТП, принимается 2 чел. (ремонтно-эксплуатационное обслуживание 2-3 чел).

$$ССЧ = (1,04 + 1,17 + 0,08 + 1,699 + 0,024 + 1,2 + 0,736 + 0,857 + 1,1) \cdot 1,4 + 2 = 13,08 \text{ чел}$$

$$N_{\text{раб}} = ССЧ = 13 \text{ чел.}$$

14.4 Расчет прочих затрат

Прочие затраты можно установить, зная найденные выше значения издержек, годового фонда заработной платы и СВ.

$$I_{\text{ПП}} = 0,3 \cdot (I_{\text{АМ}} + I_{\text{эксн}} + I_{\Delta W} + \text{НСНиМС} + \text{ФЗП}_{\text{год}}) + 0,03 \cdot K, \quad (170)$$

$$I_{np} = 0,3 \cdot (45035,75 + 27434,99 + 1999,19 + 1452,47 + 4271,98)$$

$$+ 0,03 \cdot 946742,07 = 52460,58 \text{ тыс. руб.}$$

15 РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Себестоимость передачи электроэнергии рассчитывается по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (171)$$

где W – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I – издержки.

Потребляемая полезная энергия:

$$W_{\text{год}} = P_p \cdot T_{\text{max}}, \quad (172)$$

$$W_{\text{год}} = 20323,37 \cdot 4700 = 95519,839 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

где P_p – суммарная расчетная нагрузка сети.

Оплата за потребляемую из энергосистемы энергию (без учета потерь):

$$I_{\Sigma} = T_d \cdot W_{\text{год}}, \quad (173)$$

$$I_{\Sigma} = 1712,36 \cdot 95519,839 = 163564,35 \text{ тыс. руб.}$$

где T_d – тариф энергоснабжающей организации (ДРСК) на уровне напряжения 110 кВ $T_d = 1712,36$ руб./МВт·ч., (постановление № 74/25 от 04.12.2013 г.).

Общая сумма годовых затрат составляет:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} + \text{ФЗП} + \text{НСНиМС} + I_{\text{ПР}} \quad (174)$$

$$I_{\Sigma} = 51630,49 + 31611,455 + 1999,19 + 4271,98 + 1452,47 + 52460,58 = 143426,17 \text{ тыс.руб.}$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяются по формуле:

$$C = \frac{143426,17}{95519,839} = 1,501 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч.}$$

$$C_{перед} = \frac{(I_{\Sigma} - I_{\Delta W})}{W}; \quad (175)$$

$$C_{перед} = \frac{(143426,17 - 1999,19)}{95519,839} = 1,48 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Расчет себестоимости электроэнергии по экономическим элементам выполняется согласно таблице 55.

Таблица 55 – Расчет себестоимости электроэнергии

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	Амортизация основных средств	$I_{ам}$	тыс. руб.	51630,49
2	Затраты на ремонт и эксплуатацию оборудования	$I_{экс}$	тыс. руб.	31611,455
3	Затраты на потери и собственные нужды	$I_{\Delta W}$	тыс. руб.	1999,19
4	Затраты на оплату труда оперативного персонала	$\Phi З П_{год}$	тыс. руб.	4271,98
5	Налог на социальные нужды и медицинские страхования	$НСН\ и\ МС$	тыс. руб.	1452,47
6	Прочие расходы	$I_{пр}$	тыс. руб.	52460,58
7	Всего годовых затрат	I_{Σ}	тыс. руб.	143426,17
8	Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание эл. сети организации	$C_{перед}$	руб./кВт·ч	1,48
9	Себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии по организации	C	руб/ кВт·ч	1,501

16 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА

В условиях рыночной экономики решающее условие финансовой устойчивости предприятия в наше время – эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект.

Чистый дисконтированный доход – показатель, который относится к интегральным (динамическим) критериям оценки экономической эффективности.

В этом методе доходы и расходы, разбросанные во времени, приводятся к одному (базовому) моменту времени, за который обычно принимают дату начала реализации проекта, дату начала производственной деятельности или условную дату, близкую ко времени выполнения расчетов эффективности проекта. Процедура выполнения разновременных платежей к базовой дате называется дисконтированием, а получаемая величина – дисконтированной стоимостью.

Чистый дисконтированный доход определяется дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который рассчитывается как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

При вычислениях учитывались следующие моменты:

- Капиталовложения в проект производятся в пять этапов, динамика которых отображается соотношением 10%,20%,40%,20%,10%
- Поэтапный выход объекта на номинальную мощность.

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t = P_{чt} + I_{зпт} - K_t \quad (176)$$

$$\mathcal{E}_{11} = 89540,01 + 48539,03 - 216826,78 = -78747,74 \text{ тыс.руб};$$

$$\mathcal{E}_{12} = 122657,71 + 51630,4822 - 433653,55 = -259365,36 \text{ тыс.руб};$$

В формулу (176) входит такое слагаемое, как чистая прибыль $P_{ч}$, которая рассчитывается по формуле:

$$P_{qt} = P_{ct} - H_t \quad (177)$$

$$P_{q1} = 89540,01 - (21489,60) = 68050,41 \text{ тыс. руб};$$

$$P_{q2} = 122657,70 - 29437,85 = 93219,86 \text{ тыс. руб};$$

Размер налога на прибыль равен 24% от суммы, полученной в результате реализации электроэнергии:

$$H_t = 0,24 \cdot P_{ct} \quad (178)$$

$$H_{t1} = 0,24 \cdot (89540,01) = 21489,60 \text{ тыс.руб};$$

$$H_{t2} = 0,24 \cdot 122657,70 = 29437,85 \text{ тыс.руб};$$

Прибыль от реализации в свою очередь рассчитывается как:

$$P_{ct} = O_{pt} - I_t^I - I_{amt} \quad (179)$$

$$P_{c1} = 12695,04 - 13909 - 2781 = -1213,96 \text{ тыс. руб};$$

$$P_{c2} = 25388,6445 - 13909 - 2781 = 11479,6445 \text{ тыс. руб};$$

Выручка от реализации определяется по формуле:

$$O_{pt} = W_t \cdot C_{map} \quad (180)$$

$$O_{p1} = 9551983,9 \cdot 0,001712 = 185505,67 \text{ тыс. руб};$$

$$O_{p2} = 19103967,8 \cdot 0,001712 = 221712,15 \text{ тыс. руб};$$

Аналогичным образом определяем все выше приведённые параметры на каждый год реализации проекта. Данный расчёт произведён в программе Microsoft Excel и показан в приложение И.

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, рассчитывается следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=T_{\Pi}}^{T_P} \mathcal{E}_t \cdot (1+d)^{-t} \quad (181)$$

$$\text{ЧДД}_1 = -78747,74 \cdot (1+0,031)^{-1} = -245851,14 \text{ тыс. руб.};$$

$$\text{ЧДД}_2 = -259365,36 \cdot (1+0,031)^{-2} = -443853,42 \text{ тыс. руб.};$$

где d – норматив дисконтирования, о.е.

В норматив дисконтирования входит ставка рефинансирования ЦБ и риски и рассчитываются по следующей формуле:

$$d = 1 + d_i = \frac{1 + \frac{E}{100}}{1 + \frac{i}{100}} \quad (182)$$

где E – ставка рефинансирования ЦБ (составляет 8,25%)

i – темп инфляции, принимается равным 5%.

$$d = \frac{1 + \frac{8,25}{100}}{1 + \frac{5}{100}} = 31\%$$

Следовательно, норматив дисконтирования принят равным 31 %.

Критерием финансовой эффективности инвестиций в ИП является условие: $\text{ЧДД} > 0$; тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

Для большей наглядности представим график отражающий динамику изменения ЧДД по годам реализации проекта.

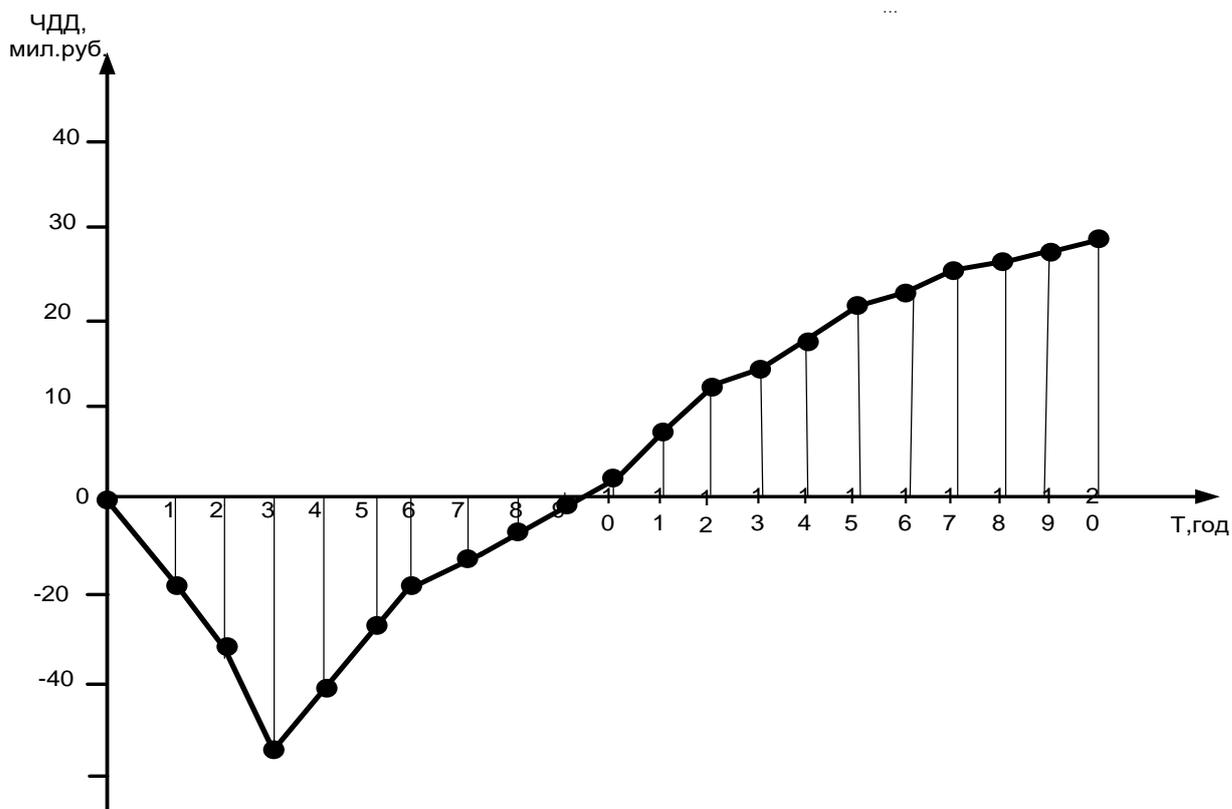


Рисунок 14 – Жизненный цикл проекта

По рисунку 14 видно, что проект окупается достаточно быстро (на десятый год). Срок окупаемости – это и есть тот момент времени, когда ЧДД переходит от отрицательного значения к положительному.

Расчет экономической эффективности произведен в программе Microsoft office Excel и его результаты показаны на листе 7 графической части.

16.1 Заключение по экономической части

В данной части бакалаврской работы была выполнена оценка экономической эффективности проекта развития системы электроснабжения микрорайона «Северо-Западный» г. Биробиджан. В ходе оценки экономической эффективности проекта были рассчитаны суммарные капиталовложения на проектирование КЛ 0,4; 10; 110 кВ, ТП 10/0,4 кВ, в том числе на установку оборудования на проектируемой ПС «Северная». В том

числе были определены эксплуатационные затраты, амортизационные отчисления, размер страховых взносов, фонд заработной платы. Были рассчитаны себестоимость передачи электроэнергии, себестоимость на содержание электрических сетей и продажи электроэнергии потребителю, экономическая эффективность проекта.

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии составляет 1,579 руб./кВт·ч.

Капитальные вложения составили 1 084 133,88 тыс. руб.

17 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

17.1 Общие положения

Современное электрическое оборудование подстанции сложно по конструкции, оборудованно различными вспомогательными механизмами, устройствами релейной защиты и автоматики, телемеханики, являющимися источниками повышенной опасности для персонала. Поэтому его обслуживание может быть доверено только высококвалифицированному, хорошо обученному, в совершенстве владеющему знаниями и навыками персоналу.

Кроме этого, здоровье и безопасные условия труда персонала, эксплуатирующего электрооборудование, в том числе вопросы охраны окружающей среды могут быть обеспечены путем выполнения научно-обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при эксплуатации электроустановок.

В настоящей главе рассматриваются вопросы техники безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты и автоматики, телемеханики, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия на подстанции.

17.2 Безопасность проекта

Здоровье и безопасность условий труда работников, обслуживающих электроустановки, могут быть обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации.

В соответствии с требованиями для обеспечения нормальных условий труда учитывается:

- компоновка подстанции, обеспечивающая возможность применение при ремонтах и эксплуатационном обслуживании автокранов, телескопических вышек, инвентарных устройств и средств малой механизации;
- рабочее и аварийное освещение;
- отопление ОПУ;
- электромагнитная блокировка коммутационных аппаратов,

исключающая ошибочные действия персонала при оперативных переключениях;

- заземление корпусов аппаратов;
- устройство путей перекатки трансформаторов, облегчающих монтаж тяжеловесного оборудования;
- ограждение территории подстанции;
- выгораживание подъездов к ОПУ;
- грозозащита подстанции, а также защита оборудования от волн перенапряжений;
- обеспечение нормируемых ПУЭ габаритов;
- устройство подъездов к подстанции;
- телефонизация и радиофикация подстанции;
- санитарно-бытовые помещения, а также сети канализации и водопровода.

17.2.1 Заземление подстанции

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечения нормальной работы системы или ее элементов в выбранном режиме. Различают три вида заземлений: рабочее, защитное (для обеспечения безопасности людей) и заземление молниезащиты.

Рабочее заземление сети – это соединение с землей некоторых точек сети (нейтрали обмоток силовых трансформаторов и генераторов и др.) со следующей целью: снижение уровня изоляции элементов электроустановки, эффективная защита сети разрядниками от атмосферных перенапряжений, снижение коммутационных перенапряжений, упрощение релейной защиты от однофазных КЗ и т.д.

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

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

Рабочее и защитное заземление должны выполнять свое назначение в течение всего года, заземление грозозащиты – только в грозовой период.

Так как системы заземления различного назначения в пределах установки практически не могут быть выполнены изолированными друг от друга и должны иметь при замыкании на землю одинаковый потенциал, то все они объединяются между собой в общую систему заземления подстанции. При объединении уменьшаются суммарное сопротивление заземления и общие затраты на заземляющие устройства.

Однако заземление молниезащиты отдельно стоящих молниеотвода, тросов, разрядников, находящихся за оградой объекта, желательно выполнять по возможности сосредоточенными и обособленными от подстанционных заземлений, чтобы предотвратить занос высоких потенциалов на общую систему заземления, на корпуса каркасы и опорные конструкции оборудования.

Согласно ПУЭ, заземляющее устройство, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0.5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории подстанции следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и соединять их между собой в заземляющую сетку.

Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0.5-0.7 м от поверхности земли и на расстоянии 0.8-1.0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение этого расстояния до 1.5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены одна к другой, а расстояние между фундаментами или основаниями двух рядов не превышало 3.0 м.

Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах

между оборудованием на глубине 0.5-0.7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4.0; 5.0; 6.0; 7.5; 9.0; 11.0; 13.5; 16.0 и 20.0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов и короткозамыкателей к заземляющему устройству, не должны превышать $6 \times 6 \text{ м}^2$.

Горизонтальные заземлители лучше прокладывать по краю территории, так, чтобы они образовывали замкнутый контур.

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения, должно обеспечивать в любое время года при стекании с него тока замыкания на землю значения напряжений прикосновения, не превышающие нормированных. Сопротивление заземляющего устройства при этом определяется по допустимому напряжению на заземляющем устройстве и току замыкания на землю. При определении значения допустимого напряжения прикосновения в качестве расчетного времени воздействия положено принимать сумму времени действия защиты и полного времени отключения выключателя. При этом определения допустимых значений напряжений прикосновения у рабочих мест, где при производстве оперативных переключениях могут возникнуть КЗ на конструкции, доступные для прикосновения производящему переключения персоналу, следует принимать время действия резервной защиты, а для остальной территории – основной.

Внешнюю ограду подстанции не рекомендуется присоединять к заземляющему устройству. Если от электроустановки отходят ВЛ 110 кВ и выше, то ограду следует заземлить с помощью вертикальных заземлителей длиной 2-3 м, установленных у стоек ограды по всему ее периметру через 20-50 м.

17.3 Экологичность проекта

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Аэродинамический шум возникает дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов.

Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно-гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Наиболее часто шумовые характеристики трансформаторов устанавливаются в виде корректируемых по частотной кривой А уровней звуковой мощности $L_{A \text{ экв}}$ и показателей направленности излучения.

Типовая мощность исследуемых трансформаторов определяется по-разному в зависимости от типа трансформатора. Для двухобмоточных трансформаторов она равна номинальной $S_{\text{ном. т.}}$.

Для ориентировочной оценки шумовых характеристик трансформаторов в зависимости от их типовой мощности воспользуемся данными ГОСТ 12.2.024-87 “Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля”:

Нормы допустимого шума (корректированные):

- для трансформаторов (система охлаждения Д) - $L_{PA} = 65$ дБА;

Теперь следует последовательно складывать уровни звуковой мощности, начиная с максимального. Сначала определяют разность двух складываемых уровней, затем соответствующую этой разности добавку. После этого добавку прибавляют к большему из складываемых уровней, полученный уровень складывают со следующим и т.д.

Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его корректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R

уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (см. рисунок 15).

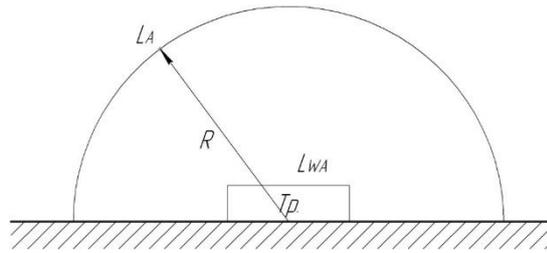


Рисунок 15 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (183)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно рассчитать по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (184)$$

$$\text{где } S = \pi R^2. \quad (185)$$

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, показана на рисунке 16. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

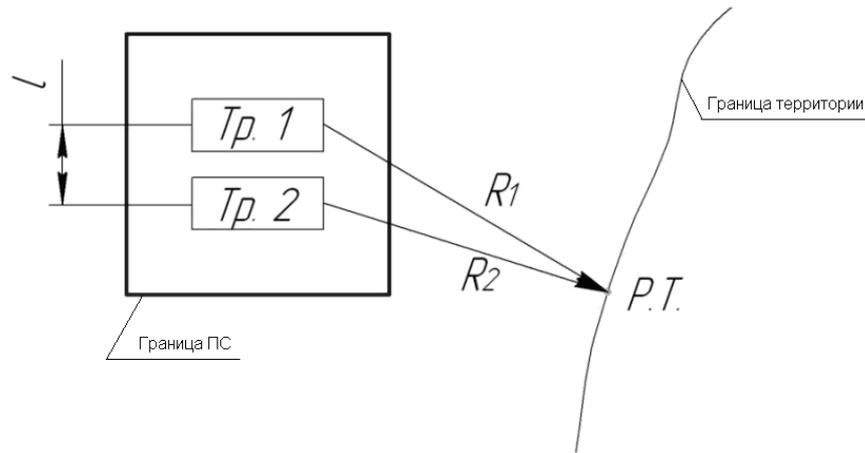


Рисунок 16 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{PAi}}, \quad (186)$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 65} = 68,01 \text{ дБА}.$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = \Delta Y_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде:

$$\Delta Y_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (187)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим

минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DV_{LA})}}{2\pi}}; \quad (188)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(68-45)}}{2\pi}} = 5,63 \text{ м}$$

Вывод: Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{CЗ}$ санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму.

17.4 Чрезвычайные ситуации

Пожарная безопасность.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) 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 организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Важное 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.

На подстанции широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой

является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения используется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений.

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропях обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны,

клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

Количество первичных средств пожаротушения на ОРУ приведены в таблице 56.

Таблица 56 – Количество первичных средств пожаротушения

Место установки средств пожаротушения	Средство пожаротушения	Количество	Вместимость, л
1	2	3	4
Щит управления ОРУ	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		2	10
	огнетушитель углекислотный	4	2
		4	5
		1	25
		1	80
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель пенный	2	10
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель порошковый	2	5
		2	10
Помещение регенерации и чистки масла (площадь 800 м ²)	огнетушитель пенный	2	10
		1	100
	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		1	10
		огнетушитель комбинированный (пена и порошок)	1

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении бакалаврской работы была рассчитана общая нагрузка микрорайона «Северо-Западный» г. Биробиджан и его окружающей застройки. Она составляет 27,54 МВт. В качестве источника питания была выбрана ПС «Биробиджан» 220/110/10 кВ. Было определено, что сеть 10 кВ микрорайона состоит из трех петель, которые запитаны от проектируемой ПС «Северная» 110/10 кВ, трансформаторная мощность которой составляет 25 МВт. В свою очередь она связана двухцепной кабельной линией с ЗРУ 110 кВ источника питания.

При выборе оборудования на ПС «Северная» и в КТП были выбраны и проверены основные электрические аппараты. Например, в качестве выключателя на стороне 110 кВ подстанции был выбран к установке выключатель марки ВГТ-110–II-40/2500У1.

Для защиты электрооборудования на проектируемой подстанции была реализована молниезащита, заземление и выбраны ОПН. В качестве ограничителя перенапряжений на стороне 110 кВ был установлен ОПН-У-110/84/10/450/У1. В том числе было определено, что выбранная схема ПС «Северная» характеризуется большой надежностью, сети электроснабжения - меньшими потерями, а оборудование соответствует современным требованиям в электроэнергетике.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 2 Мясоедов Ю. В., Савина Н. В., Ротачёва А. Г. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007. - 139 с.
- 3 РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей». - М.: 1994.
- 4 Савина Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах: Учебное пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 1999. – 238 с.
- 5 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В.И. Идельчик. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
- 6 Иманов Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляцией сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока: Учебное пособие / Г.М. Иманов, А.И. Таджибаев, Ф.Х. Халилов. – Санкт-Петербург: Петербургский энергетический институт, 2004. – 32 с.
- 7 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1.Теоретические основы: Учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.
- 8 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. - М.: Издательство НЦЭНАС, 2001. - 192 с.
- 9 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б.Н.Неклепаев, И.П.Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 609 с.

- 10 Постановлению правительства РФ от 1.01.2002г. «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».
- 11 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.
12. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования». - М.: 2001.
- 13 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части подстанций/ - Ю.Б Гук, В.В Кантан, С.С Петрова/ - Энергоатомиздат, 1985. – 312 с;
- 14 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений /Под научной редакцией Н.Н. Тиходеева. – 2-ое издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.
- 15 Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2000 -116 с.
- 16 Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2007.
- 17 Сибикин Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий/ Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.: ПрофОбр –Издат, 2002. – 432 с.
- 18 СН 465-74 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,4-500 кВ, 1974. – 7 с.
- 19 Судаков Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб. Пособие / Г.В. Судаков. – Благовещенск: Изд–во Амурск. гос. ун–та, 2006. – 189 с.
- 20 Тарасов А.И. Современное электротехническое элегазовое оборудование: Учебно-методическое пособие / А.И. Тарасов, Д.Е. Румянцев. – М.: ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2002.-144 с.
- 21 Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов / В.И. Трубицын. - М.: Энергоатомиздат, 1997.

22 Шилова Л.М. Нормативы численности промышленно – производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.

23 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / Под общей ред. профессоров МЭИ А.И. Попова и др. - М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

24 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

25 Тихонов Б.А. Охрана труда: методические указания к выполнению индивидуальных заданий по курсу “Безопасность жизнедеятельности” для студентов всех специальностей / сост. Б.А. Тихонов. – Томск: Изд-во ТПУ, 1991. – 10 с.

26 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».

27 Гурова Е.Ю. Пожарная безопасность: Практикум для студентов очной и заочной форм обучения. – Благовещенск: АмГУ, 2001

28 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок: Справочник. -2-ое изд.- М.; Спецтехника,2000.

29 http://www.cable-systems.ru/files/ABB_Moskabel/Sistemy_kabelei_s_SPE-izolyatsiei_rus.pdf;

30 http://www.elubud.com/doc/RUS_VV_TEL_Shell.pdf;

31 <http://www.tdtransformator.ru/TV-10.html>;

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Компенсация реактивной мощности в сети 0,4 кВ

Результаты КРМ на шинах 0,4 кВ ТП

№ ТП	Коэффициент реактивной мощности	Марка конденсатора	Компенсируемая мощность, квар	Не компенсированная реактивная мощность, квар
ТП 1	0,2		Компенсация не требуется	
ТП 2	0,2		Компенсация не требуется	
ТП 3	0,26		Компенсация не требуется	
ТП 4	0,24		Компенсация не требуется	
ТП 5	0,2		Компенсация не требуется	
ТП 6	0,21		Компенсация не требуется	
ТП 7	0,2		Компенсация не требуется	
ТП 8	0,2		Компенсация не требуется	
ТП 9	0,23		Компенсация не требуется	
ТП 10	0,25		Компенсация не требуется	
ТП 11	0,2		Компенсация не требуется	
ТП 12	0,2		Компенсация не требуется	
ТП 13	0,35		Компенсация не требуется	
ТП 14	0,38	LKT 25-400-DB	25	128,60
ТП 15	0,35		Компенсация не требуется	
ТП 16	0,35		Компенсация не требуется	
ТП 17	0,35		Компенсация не требуется	
ТП 18	0,2		Компенсация не требуется	
ТП 19	0,28		Компенсация не требуется	
ТП 20	0,35		Компенсация не требуется	
ТП 21	0,39	LKT 25-400-DB	25	142,058
ТП 22	0,34		Компенсация не требуется	
ТП 23	0,39	LKT 25-400-DB	25	151,49
ТП 24	0,33		Компенсация не требуется	
ТП 25	0,2		Компенсация не требуется	
ТП 26	0,28		Компенсация не требуется	
ТП 27	0,2		Компенсация не требуется	
ТП 28	0,2		Компенсация не требуется	
ТП 29	0,2		Компенсация не требуется	
ТП 30	0,3		Компенсация не требуется	
ТП 31	0,2		Компенсация не требуется	
ТП 32	0,38	LKT 30-400-DB	30	191,67
ТП 33	0,38	LKT 30-400-DB	30	191,67
ТП 34	0,38	LKT 30-400-DB	30	191,67
ТП 35	0,37	LKT 25-400-DB	25	144,10
ТП 36	0,35		Компенсация не требуется	
ТП 37	0,38	LKT 30-400-DB	30	177,05
ТП 38	0,37	LKT 30-400-DB	30	157,75
ТП 39	0,26		Компенсация не требуется	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Выбор аккумуляторных батарей для ПС «Северная»

Выбор аккумуляторных батарей приведен в соответствии с [8].

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда рассчитывается по формуле:

$$n_0 = \frac{U_{Ш}}{U_{ПА}} = \frac{115}{2,15} = 54 \text{ шт.},$$

где n_0 - число основных элементов в батарее;

$U_{Ш}$ - напряжение на шинах, принимаем $U_{Ш} = 115$;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,15 В), [8].

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

$$n_{\min} = \frac{115}{2,6} = 44 \text{ шт.}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется:

$$n = \frac{115}{1,75} = 66 \text{ шт.}$$

где n - общее число элементов батареи.

Типовой номер батареи выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{I_{AB}}{J} \right),$$

где I_{AB} - нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

1,05 – коэффициент запаса;

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

Полученный номер округляется до ближайшего большего типового номера.

Нагрузка установившегося получасового аварийного разряда:

$$I_{AB} = I_{\text{выкл}(110)} + I_{\text{выкл}(10)} + I_{\text{привод}} + I_{\text{преобр}} = 15 + 5 + 200 + 30 = 250 \text{ A}$$

$$N = 1,05 \cdot \left(\frac{250}{24} \right) = 11.$$

Аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$46 \cdot N \geq I_{T.\text{max}},$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{T.\text{max}} = I_{AB} + I_{np} = 250 + 20 = 270 \text{ A.}$$

где I_{np} - ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима, равный 20 А, [8].

$$506 \text{ A} \geq 270 \text{ A.}$$

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию:

$$U \geq 2,15 \cdot n_0 = 2,15 \cdot 54 = 116,1 \text{ В.}$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток разряда:

$$I_A \geq 5 \cdot N + I_{II} = 5 \cdot 11 + 20 = 75 \text{ A.}$$

где I_{II} - ток постоянно включенной нагрузки.

Определяется напряжение в конце заряда:

$$U_3 = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 66 = 181,5 \text{ В.}$$

В качестве источника постоянного оперативного тока для подстанции «Северная» выбраны аккумуляторные батареи типа СК-6, работающие в режиме постоянного подзаряда, [31].

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Выбор предохранителей для ТП

Результаты выбора предохранителей

№ ТП	Номинальная мощность, кВА	Расчетный ток плавкой вставки, А	Номинальный ток плавкой вставки, А	Марка	№ ТП	Номинальная мощность, кВА	Расчетный ток плавкой вставки, А	Номинальный ток плавкой вставки, А	Марка
1	400	46,188	50	ПКТ-1.2	21	400	46,188	50	ПКТ-1.2
2	400	46,188	50	ПКТ-1.2	22	630	72,75	80	ПКТ-1.2
3	250	28,87	31,5	ПКТ-1.1	23	400	46,188	50	ПКТ-1.2
4	250	28,87	31,5	ПКТ-1.1	24	400	46,188	50	ПКТ-1.2
5	400	46,188	50	ПКТ-1.2	25	400	46,188	50	ПКТ-1.2
6	400	46,188	50	ПКТ-1.2	26	400	46,188	50	ПКТ-1.2
7	630	72,75	80	ПКТ-1.2	27	400	46,188	50	ПКТ-1.2
8	400	46,188	50	ПКТ-1.2	28	400	46,188	50	ПКТ-1.2
9	400	46,188	50	ПКТ-1.2	29	400	46,188	50	ПКТ-1.2
10	250	28,87	31,5	ПКТ-1.1	30	400	46,188	50	ПКТ-1.2
11	400	46,188	50	ПКТ-1.2	31	250	28,87	31,5	ПКТ-1.1
12	400	46,188	50	ПКТ-1.2	32	630	72,75	80	ПКТ-1.2
13	250	28,87	31,5	ПКТ-1.1	33	630	72,75	80	ПКТ-1.2
14	400	46,188	50	ПКТ-1.2	34	630	72,75	80	ПКТ-1.2
15	630	72,75	80	ПКТ-1.2	35	400	46,188	50	ПКТ-1.2
16	400	46,188	50	ПКТ-1.2	36	630	72,75	80	ПКТ-1.2
17	400	46,188	50	ПКТ-1.2	37	630	72,75	80	ПКТ-1.2
18	400	46,188	50	ПКТ-1.2	38	400	46,188	50	ПКТ-1.2
19	400	46,188	50	ПКТ-1.2	39	630	72,75	80	ПКТ-1.2
20	630	72,75	80	ПКТ-1.2	-	-	-	-	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчет контура заземления ПС «Северная»

1) Расчет контура сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя).

Геометрические размеры подстанции «Северная» [16]:

$$A = 2,3 \text{ м}; B = 20,4 \text{ м}.$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) = (2,3 + 3) \cdot (20,4 + 3) = 28,7 \text{ м}^2;$$

2) Диаметр горизонтальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков, взят равным $d = 25 \text{ мм}$, [16];

Проверяем сечение по условиям механической прочности:

$$F_{i.i.} = \pi \cdot R^2 = 3,14 \cdot 12,5^2 = 490,63 \text{ мм}^2;$$

(192)

Проверка на термическую стойкость (значение токов КЗ и время отключения берется из таблицы 23):

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{откл}}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{21040^2 \cdot 1,95}{400 \cdot 21}} = 349,77 \text{ мм}^2;$$

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

4) Проверяем сечения прутка по коррозионной стойкости:

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

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k ;$$

$$S_{NB} = 0,0013 \cdot \ln^3 240 + 0,003 \cdot \ln^2 240 - 0,0068 \cdot \ln 240 + 0,044 = 0,311 .$$

где $T = 240$ мес - время использования заземлителя – 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k - справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта соответственно равны 0,0026; 0,00915; 0,0104; 0,0224, [16].

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) = 3,14 \cdot 0,311 \cdot (25 + 0,311) = 24,72 \text{ мм}^2;$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.};$$

$$F_{КОР} + F_{Т.С.} = 24,72 + 349,77 = 374,49 \text{ мм}^2;$$

$490,63 > 374,49$ - условие выполняется, следовательно, диаметр прутка выбран правильно. [15]

5) Для IV климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта равна 1,2 м; глубина заложения верхнего конца вертикального прутка 1,4 м; диаметр вертикального прутка 12 мм, длина 1 м. [16]

6) Расстояние между полосами сетки принято равным $l_{П-П} = 5$ м. Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{Г} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}};$$

$$L_{Г} = (2,3 + 3) \cdot \frac{(20,4 + 3)}{5} + (20,4 + 3) \cdot \frac{(2,3 + 3)}{5} = 49,608 \text{ м.}$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{49,608}{2 \cdot \sqrt{28,7}} - 1 = 3,63;$$

Число ячеек принято равным 4.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{28,7}}{4} = 1,34 \text{ м};$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) = 2 \cdot \sqrt{28,7} \cdot (4+1) = 53,57 \text{ м};$$

Количество горизонтальных полос по стороне А:

$$n_{Г}(A) = \frac{A+3}{l_m} = \frac{2,3+3}{5} = 1,06;$$

Количество горизонтальных полос по стороне В:

$$n_{Г}(B) = \frac{B+3}{l_m} = \frac{20,4+3}{5} = 4,68;$$

Общее количество горизонтальных полос:

$$n_{Г} = n_{Г}(A) + n_{Г}(B) = 1,06 + 4,68 = 5,74;$$

Общее количество горизонтальных полос принято равным 6.

7) Количество вертикальных электродов

Взято: $l_B = 1 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

$a = 5 \text{ м}$ - расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{28,7}}{5} = 4,28;$$

Количество вертикальных электродов принято $n_B = 5$.

Следовательно, в качестве заземлителя для ПС «Северная» выбрана сетчатая система под зданием и вокруг него. Количество вертикальных электродов равно 5, горизонтальных – 6.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Описание устройств автоматики

— Автоматический ввод резерва

Большинство потребителей электрической энергии (I и II категории) должны быть запитаны от нескольких источников питания (ИП), для повышения надежности их электроснабжения. Это условие влечет за собой усложнение цепей устройств релейной защиты, так как в состав цепей добавляется автоматическое устройство, которое осуществляет включение резервного питания (от резервного ИП), называемое АВР.

Требования, предъявляемые к АВР:

1. Включение резервного источника должно осуществляться только после отключения рабочего при наличии напряжения на резервном ИП;
2. АВР должно срабатывать при исчезновении питания от рабочего ИП по любым причинам;
3. АВР должно иметь минимальное время действия;
4. АВР не должно срабатывать при перегорании предохранителей в одной из фаз трансформатора напряжения;
5. АВР необходимо иметь устройства для ввода в работу и вывода из нее;
6. У АВР должен быть пусковой орган, контролирующий отсутствие и наличие напряжения;

В результате проектирования новой системы электроснабжения были приняты к установке автоматические устройства включения резервного питания (АВР) на вновь вводимых в эксплуатацию комплектных трансформаторных подстанциях. В схеме сети электроснабжения микрорайона «Северо-Западный» АВР установлены на всех ТП со стороны 0,4 кВ.

— Автоматическое повторное включение

Устройство автоматического повторного включения необходимо для автоматического восстановления питания потребителей электрической

энергии в случае отключения питающей линии устройствами релейной защиты путем повторного включения.

Требования, предъявляемые к АПВ:

1. АПВ должно исключать возможность действия после отключения выключателя персоналом;
2. АПВ должно обеспечивать установленную кратность действия;
3. АПВ должно исключать возможность действия при аварийном отключении выключателя от устройств защиты сразу после его включения персоналом вручную, дистанционно или телемеханически;
4. АПВ обязательно должно быть снабжено устройством автоматического возврата.

Для подготовки привода выключателя к повторному включению и для полной деионизации среды в месте короткого замыкания время действия автоматического устройства повторного включения должно быть не меньше требуемого и согласовано со временем работы других устройств автоматики и защиты. Так же должна учитываться возможность источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, включаемых одновременно от устройств автоматического повторного включения.

В результате развития системы электроснабжения микрорайона «Северо-Западный» производится установка устройств автоматического повторного включения на выключателях всех кабельных линий электропередач напряжением 10 кВ.

— Автоматическая частотная разгрузка

Для отключения части электроприемников при возникновении в питающей энергосистеме дефицита активной мощности сопровождающегося снижением частоты, в целях сохранения генерирующих источников и возможно быстрой ликвидации аварии на реконструированных распределительных пунктах устанавливаем устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР).

На сегодняшний день существуют три категории частотной разгрузки:

1. АЧР 1 - быстродействующая, имеющая в пределах энергосистемы и отдельных ее узлов различные уставки по частоте срабатывания и предназначенная для прекращения снижения частоты до опасного уровня (47Гц). Граничные уставки по частоте: верхний предел: не выше $f = 48,5$ Гц, нижний - не ниже 46,5 Гц. Время действия: 0,25 - 0,3 с.

2. АЧРП - с общей уставкой по частоте и различными уставками по времени, предназначенная для подъема частоты после действия АЧР 1 и для предотвращения ее «зависания» на уровне ниже 49 Гц. Единая уставка по частоте обычно принимается равной верхней уставке АЧР 1 или на 0,5 Гц больше. Верхний предел не выше $f = 48,8$ Гц, а в некоторых районах страны - 49,9 Гц.

3. III категория - дополнительная, действующая при возникновении местного глубинного дефицита активной мощности (например, при отделении от энергосистемы энергоемкого потребителя, питаемого местной электростанцией небольшой мощности) и предназначенная для ускорения и увеличения объема частотной разгрузки.

Каждая категория внутри себя имеет и отдельные очереди. Например, в АЧР 1 две последовательные очереди отличаются друг от друга уставками срабатывания очереди АЧР рабочей и резервной линий, блокировка действия устройств автоматического включения резервного питания на низкой стороне и т.д.

Так как представленная нагрузка имеет I и II категории надежности, то в качестве АЧР принята быстродействующая АЧР 1.

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Капитальные вложения в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ

Капитальные вложения в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ

Линия 0,4 кВ (№ ТП)	Сечение кабелей	Длина линии, км	Стоимость единицы (цены 1991 г.), тыс.руб/км	Сумма(цены 2014 г.), тыс. руб
1	2	3	4	5
ТП 1	70	0.16	4.6	71,92
ТП 2	70	0.16	4.6	71,92
ТП 3	95	0.176	5.3	91,15
ТП 4	120	0.256	6.1	152,60
ТП 5	50	0.16	4	62,54
ТП 6	70	0.144	4.6	64,73
ТП 7	70	0.208	4.6	93,50
	70	0.208	4.6	93,50
	70	0.208	4.6	93,50
ТП 8	50	0.16	4	62,54
ТП 9	50	0.144	4	56,29
	95	0.16	5.3	82,87
ТП 10	50	0.176	4	68,79
ТП 11	70	0.16	4.6	71,92
ТП12	50	0.144	4	56,29
ТП 13	120	0.176	6.1	104,91
ТП 14	70	0.176	4.6	79,11
ТП 15	95	0.16	5.3	82,87
	70	0.176	4.6	79,11
	70	0.176	4.6	79,11
ТП 16	70	0.144	4.6	64,73
	70	0.144	4.6	64,73
ТП 17	70	0.144	4.6	64,73
	120	0.16	6.1	95,37
ТП 18	70	0.176	4.6	79,11
ТП 19	95	0.16	5.3	82,87
ТП 20	95	0.16	5.3	82,87
	70	0.16	4.6	71,92
ТП 21	70	0.16	4.6	71,92
	70	0.16	4.6	71,92
ТП 22	95	0.144	5.3	74,58
	70	0.144	4.6	64,73
	70	0.144	4.6	64,73
ТП 23	70	0.16	4.6	71,92
	70	0.16	4.6	71,92
ТП 24	95	0.176	5.3	91,15
ТП 25	50	0.144	4	56,29

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5
ТП 26	95	0.192	5.3	99,44
ТП 26 ТП 27	35	0.192	3.5	65,67
	70	0.176	4.6	79,11
ТП 27 ТП 28	70	0.144	4.6	64,73
	70	0.16	4.6	71,92
ТП 29	70	0.16	4.6	71,92
ТП 30	50	0.144	4	56,29
ТП 31	35	0.16	3.5	54,72
ТП 32	70	0.176	4.6	79,11
	70	0.176	4.6	79,11
ТП 33	70	0.176	4.6	79,11
	70	0.176	4.6	79,11
ТП 33 ТП 34	70	0.176	4.6	79,11
	70	0.176	4.6	79,11
ТП 34 ТП 35	70	0.176	4.6	79,11
	70	0.176	4.6	79,11
ТП 35 ТП 36	70	0.16	4.6	71,92
	120	0.144	6.1	85,84
	95	0.144	5.3	74,58
ТП 36 ТП 37	35	0.16	3.5	54,72
	95	0.176	5.3	91,15
ТП 38	95	0.16	5.3	82,87
ТП 38 ТП 39	95	0.144	5.3	74,58
	95	0.16	5.3	82,87
Сумма:				4815,33

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Капитальные вложения в электрическую сеть напряжением 10 кВ

Капитальные вложения в электрическую сеть напряжением 10 кВ

Линия	Кол-во кабелей	Длина линии, км	Стоимость единицы (цены 1991 г.), тыс.руб/км	Сумма(цены 2014 г.), тыс. руб
1	2	3	4	5
Первая петля				
ПС-ТП 28	2	0,8	18.7	146,19
ТП 28-ТП 29	2	0,08	18.7	146,19
ТП 29-ТП 30	2	0,08	18.7	146,19
ТП 30-ТП 31	2	0,096	18.7	175,43
ТП 31-ТП 32	2	0,08	23.2	181,37
ТП 32-ТП 33	2	0,096	23.2	217,64
ТП 33-ТП 34	2	0,096	23.2	217,64
ПС-ТП 1	2	0,8	18.7	146,19
ТП 1-ТП 2	2	0,08	18.7	146,19
ТП 2-ТП 5	2	0,088	18.7	160,81
ТП 5-ТП 7	2	0,096	23.2	217,64
ТП 7-ТП 8	2	0,104	18.7	190,05
ТП 8-ТП 6	2	0,096	18.7	175,43
ТП 6-ТП 4	2	0,384	18.7	701,71
ТП 4-ТП 3	2	0,08	18.7	146,19
ТП 3-ТП 34	2	0,08	23.2	181,37
Вторая петля				
ПС-ТП9	2	0,8	18.7	146,19
ТП 9-ТП 16	2	0,08	23.2	181,37
ТП 16-ТП 17	2	0,08	23.2	181,37
ТП 17-ТП 18	2	0,096	18.7	175,43
ТП 18-ТП 26	2	0,08	18.7	146,19
ТП 26-ТП 27	2	0,096	18.7	175,43
ТП 27-ТП 25	2	0,096	23.2	217,64
ТП 25-ТП 24	2	0,8	23.2	181,37
ТП 24-ТП 19	2	0,08	23.2	181,37
ТП 19-ТП 22	2	0,088	23.2	199,50
ТП 22-ТП 23	2	0,096	23.2	217,64
ПС-ТП15	2	0,104	23.2	235,78
ТП 15-ТП 20	2	0,096	23.2	217,64
ТП 20-ТП 21	2	0,384	18.7	701,71
ТП 21-ТП 35	2	0,08	23.2	181,37
ТП 35-ТП 36	2	0,08	23.2	181,37
ТП 36-ТП 23	2	0,08	23.2	181,37
Третья петля				
ПС-ТП10	2	0,8	18.7	146,19
ТП10-ТП14	2	0,096	18.7	146,19
ТП 14-ТП 37	2	0,08	23.2	181,37
ТП 37-ТП 38	2	0,064	23.2	217,64

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5
ПС-ТП 11	2	0,8	18.7	146,19
ТП 11-ТП 12	2	0,08	18.7	175,43
ТП 12-ТП 13	2	0,08	18.7	175,43
ТП 13-ТП 39	2	0,096	23.2	181,37
ТП 39-ТП 38	2	0,096	23.2	181,37
Сумма:				76001,94

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Капитальные вложения в трансформаторные подстанции

Капитальные вложения в трансформаторные подстанции

№ ТП	Мощность трансформаторов КТП, кВ·А	Площадь КТП, м ²	Кол-во трансформаторов, шт.	Стоимость единицы (цены 1991 г.), тыс. руб.	Капиталовложения, тыс. руб.
1	400	70	2	33.6	3298,51
2	400	70	2	33.6	3298,51
3	250	45	2	32.2	3156,30
4	250	45	2	32.2	3156,30
5	400	70	2	33.6	3298,51
6	400	70	2	33.6	3298,51
7	630	100	2	44.1	4331,05
8	400	70	2	33.6	3298,51
9	400	70	2	33.6	3298,51
10	250	45	2	32.2	3156,30
11	400	70	2	33.6	3298,51
12	400	70	2	33.6	3298,51
13	250	45	2	32.2	3156,30
14	400	70	2	33.6	3298,51
15	630	100	2	44.1	4331,05
16	400	70	2	33.6	3298,51
17	400	70	2	33.6	3298,51
18	400	70	2	33.6	3298,51
19	400	70	2	33.6	3298,51
20	630	100	2	44.1	4331,05
21	400	70	2	33.6	3298,51
22	630	100	2	44.1	4331,05
23	400	70	2	33.6	3298,51
24	400	70	2	33.6	3298,51
25	400	70	2	33.6	3298,51
26	400	70	2	33.6	3298,51
27	400	70	2	33.6	3298,51
28	400	70	2	33.6	3298,51
29	400	70	2	33.6	3298,51
30	400	70	2	33.6	3298,51
31	250	45	2	32.2	3156,30
32	630	100	2	44.1	4331,05
33	630	100	2	44.1	4331,05
34	630	100	2	44.1	4331,05
35	400	70	2	33.6	3298,51
36	630	100	2	44.1	4331,05
37	630	100	2	44.1	4331,05
38	400	70	2	33.6	3298,51
39	630	100	2	44.1	4331,05
Сумма:					276512,7