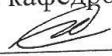


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 18 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения города Сковородино
Амурской области в связи с увеличением нагрузок

Исполнитель
студент группы 542-узб


10.06.19г.
подпись, дата

Е.В. Ягодин

Руководитель
доцент


14.06.19г.
подпись, дата

П.П. Проценко

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


11.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
профессор,
канд.техн.наук, доцент


14.06.19
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

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 Владислава Евгеньевича Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Рекомендация системы электроснабжения города Сиверсдорфа Амурской области в свете современных нормативов
(утверждено приказом от 04.04.19 № 259-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2019г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Ориентировочная схема электросети с учетом расчетных КТП, минимальная характеристика района, характеристика потребителей электрической энергии

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Выбор электрических нагрузок, выбор оборудования КТП, расчет тока КЗ, выбор оборудования в районных подстанциях с учетом ПК Сиверсдорфа, расчет затрат на проектирование, рассмотрение системы защиты оборудования

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) в методической части, 3 таблицы MS Excel, 31 таблица MS Word

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булганов Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 05.04.2019г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Павлова Наталья Павловна, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2019
(подпись студента) 

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 90 с., 11 рисунков, 31 таблицу, 96 формул, 21 источник, 3 приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, НАГРУЗКА ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКА, САМОНЕСУЩИЙ ПРОВОД, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, СИЛОВОЙ ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ИЗМЕНИТЕЛЬНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР, ОПОРНЫЙ ИЗОЛЯТОР, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НЕЛИНЕЙНЫЙ, МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.

В рассматриваемой работе нами будет предложен вариант реконструкции системы внешнего электроснабжения посёлка «Сковородино» в Амурской области, техническим решением которое бы повысило надёжность электроснабжения и качество электрической энергии в связи с увеличением нагрузок, явилась бы замена старого оборудования, которое в настоящее время используется в сетях на более современное и надёжное. Увеличение нагрузки в данном районе электрических сетей связано со значительным увеличением потребителей электрической энергии в связи со строительством нефтегазовых сооружений «Газпром». Привлечение значительного количества персонала на организацию строительных работ приводит к увеличению нагрузки на все сектора жилищно коммунального хозяйства начиная от магазинов и заканчивая жилыми домами.

При выполнении данной работы будет решено много задач, в частности, будет проведён расчёт электрических нагрузок в системе электроснабжения посёлка «Сковородино», в том числе нагрузок на стороне высокого и низкого напряжения трансформаторных подстанций рассматриваемого района электрических сетей с центром питания подстанция «Сковородино». На основе полу-

ченных данных будет выполнен расчёт сечений линий электропередач для питания данных подстанций, тип проводника принят - самонесущий изолированный провод типа СИП-3 номинальным напряжением 20 киловольт. Будет выполнен расчет номинальной мощности трансформаторов для ТП.

Так же будет выполнен расчёт токов короткого замыкания и выбор основного электротехнического оборудования как в системе электроснабжения, так и на самой подстанции «Сковородино».

В экономической части будет проведен расчёт себестоимости передачи электроэнергии, а также суммарный объем капиталовложения на модернизацию электрической сети

В части безопасности будут рассмотрены основные вопросы, связанные с безопасной эксплуатацией электрооборудования как маслонаполненного, так и высоковольтного.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климатическая характеристика района размещения объектов	11
2 Характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ	12
3 Характеристика существующей схемы электроснабжения 10 кВ	12
4 Характеристика источника питания рассматриваемого района электрических сетей	17
5 Определение расчётных нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	19
6 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов ТП	25
7 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП	28
8 Определение расчётных нагрузок на шинах 10 кВ ПС «Сковородино»	30
9 Компенсация реактивной мощности ПС «Сковородино»	34
10 Проверка по коэффициенту загрузки трансформаторов ПС «Сковородино»	35
11 Расчет токов короткого замыкания	37
12 Выбор оборудования РУ 110, 35, 10 кВ ПС «Сковородино»	45
12.1 Выбор выключателей 110 кВ	45
12.2 Выбор выключателей 35 кВ	47
12.3 Выбор выключателей 10 кВ	48
12.4 Выбор разъединителей 110 кВ	49
12.5 Выбор разъединителей 35 кВ	49
12.6 Выбор трансформаторов тока 110 кВ	50
12.7 Выбор трансформаторов тока 35 кВ	52
12.8 Выбор трансформаторов тока 10 кВ	53
12.9 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ	53
12.10 Выбор трансформаторов напряжения 35 кВ	54
12.11 Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ	55
12.12 Выбор жестких шин 10 кВ	56
12.13 Выбор гибкой ошиновки	58

12.14 Выбор ОПН 110 кВ	59
13 Выбор сечений ВЛ 10 кВ	61
13.1 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	62
14 Защита трансформаторов ТДТН 25000/110	64
14.1 Дифференциальная защита	64
14.2 Защита от перегрузки	66
14.3 Максимальная токовая защита	67
14.4 Газовая защита	68
15 Расчет защитного заземления	69
16 Защита от прямых ударов молнии	73
17 Безопасность и экологичность	76
17.1 Безопасность	76
17.2 Экологичность	81
17.3 Чрезвычайные ситуации	84
Заключение	88
Библиографический список	89
Приложение А. Расчет нагрузок потребителей	91
Приложение Б. Выбор трансформаторов	92
Приложение В. Расчет приведенных нагрузок 10 кВ ТП	93

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность представленной бакалаврской работы заключается в том, что состояние электрических сетей электроснабжения напряжением 10 кВ посёлка «Сковородино» в Амурской области находится в неудовлетворительном состоянии и не соответствует увеличивающимся год от года нагрузкам. Плановое увеличение нагрузки на жилищно коммунальный сектор связанное со строительством объектов нефтегазового сектора приводит к периодическому выходу из строя электротехнического оборудования как воздушных линий электропередачи так и трансформаторных подстанций что в свою очередь влияет на снижение качества и количества отпускаемой в сети электрической энергии и в соответствии с этим со штрафным санкциям и финансовым убыткам предприятия.

В данной работе рассматривается замена сетевого оборудования на современное и более надежное по сравнению с тем что эксплуатируется в настоящее время в сетях. Замена оборудования увеличить надежность электроснабжения, качество поставляемой электроэнергии, снизить величину финансовых потерь сетевого предприятия, подключать новые потребители без каких-либо последствий.

Практическая значимость данной бакалаврской работы заключается в скорейшей необходимости реконструкции электрических сетей и повышение эффективности работы сетевого предприятия, снижение недоотпуска электрической энергии.

В данной работе применялись следующие методы: это определение расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения комплектных трансформаторных подстанций, которое было выполнено по методу удельных электрических нагрузок с использованием коэффициент совмещения максимумов нагрузки. Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях выполнялся по методу относительных единиц с использованием среднего ряда напряжений.

Целью данной работы является определение наилучшего варианта модер-

низации электрической сети и её развития в соответствии с накладываемыми требованиями по качеству и надежности электроснабжения.

Для достижения поставленной цели в работе и предусматривается решение значительного количества задач:

- а) определение варианта модернизации сети напряжением 10 кВ;
- б) расчет электрических нагрузок ТП, прогнозирование, в соответствии с исходными данными выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов на ТП; расчет сечений и выбор типа проводников в распределительной сети напряжением 10 кВ;
- в) расчет нагрузок на шинах низкого напряжения ПС «Сковородино», решение вопроса компенсации реактивной мощности и проверка загрузки силовых трансформаторов;
- г) проверка основного электротехнического оборудования на ПС «Сковородино» в связи с увеличением нагрузки, с последующей его проверкой по условиям стойкости к токам короткого замыкания.

Вспомогательные программные продукты, используемые в данной работе: Microsoft: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad

Ожидаемые результаты работы:

- а) получение фактических данных о нагрузках в узлах РЭС;
- б) выбор типа и мощности трансформаторов 10/0,4 кВ в РЭС;
- в) получение фактических уровней токов короткого замыкания;
- г) получение укрупненных данных о величине капиталовложений в модернизацию сети.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ

Перед началом выполнения бакалаврской работы необходимо определиться с климатической характеристикой района, где рассматривается реконструкция электрической сети, так как климатические данные являются основными для реконструкции.

Такие данные, как наименьшая температура воздуха, наибольшая температура воздуха, скорость ветра, стенка гололеда, являются основополагающими при выборе электротехнического оборудования в сети. Дополнительные данные - это степень загрязнения атмосферы, используется при выборе изоляторов, находящихся на открытом воздухе, глубина промерзания грунтов используется при расчёте заземляющего устройства, влажность воздуха также является основным параметром при выборе оборудования.

В связи с этим в данном разделе приводятся основные данные с климатом в рассматриваемом районе электрических сетей.

Таблица 1 – Климатическая характеристика района электрических сетей

Параметр	Значение
Район по ветру (ПУЭ)	3
Наименьшая температура воздуха, °С	- 45,4
Район по гололеду (ПУЭ)	3
Нормированная стенка гололеда, мм	10
Наивысшая температура воздуха, °С	+ 39,4
Степень загрязнения атмосферы	1
Температура образования гололеда °С	- 10
Глубина промерзания грунта, м	3
Относительная влажность воздуха %	80

Данные указанные в таблице 1 используем в дальнейших расчетах.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 0,4 кВ

Электроприемники делятся на несколько групп по параметрам: по режимам работы; по мощности и напряжению; по роду тока; по степени надежности.

По режиму работы электроприемники разделяются на: потребителей с продолжительно неизменной нагрузкой для них за продолжительное время работы не происходит превышения допустимые температуры токоведущих частей над предельным значением, на электроприемники с кратковременной нагрузкой при их работе температура токоведущих частей не превышает длительно допустимое значение а в период остановки электрооборудования оно остывает до температуры окружающего воздуха.

Также существуют электроприемники с повторно-кратковременной нагрузкой при работе температура токоведущих частей значительно ниже длительность допустимого значения, существуют также различные нагревательные аппараты работающие длительно в неизменном режиме работы, различное электрическое освещение электроприемники подобного типа отличаются резким изменением нагрузки.

По номинальной мощности и номинальному напряжению различаются электроприемники большой мощности, малой и средней мощности. По роду электрического тока различают электроприемники переменного тока промышленной частоты, переменного тока повышенной или пониженной частоты, электроприемники постоянного тока.

Надежность электроснабжения устанавливается в зависимости от категории электроснабжения, существует несколько категории надежности электроснабжения такие как первая категория перерыв в электроснабжении потребителей в данном случае связан с возникновением опасности для жизни людей либо значительным экономическим ущербом, повреждением оборудования либо массовым браком продукции. В данном случае питание данных потребителей должно осуществляться от нескольких источников питания в частности от двух независимых, при этом независимыми считаются источники питания, потеря

напряжения на одном из которых не приводит к обесточиванию потребителей электроэнергии. Следует выделить особую категорию в первой группе, к которой предъявляются особые требования, питание потребителей особой группы 1 категории осуществляться от 3 независимых источников питания перерыв в электроснабжении должен осуществляться только за время автоматического переключения на резервное питание.

Вторая категория электроснабжения характеризуется тем, что при перерыве питания происходит массовый недоотпуск продукции, простой рабочих мест и так далее, в данном случае рекомендуется питание данного рода потребителей от двух независимых источников питания либо от одного источника питания при наличии резерва на стороне низкого напряжения. Перерыв питания данных потребителей определяется временем перевода на резервное питание персоналом.

Рассмотрим также третью категорию электроснабжения: к ней относятся электроприемники не указанные в двух первых категориях, перерыв в электроснабжении может занимать значительное время в данном случае.

Рассмотрим подробно характеристику потребителей в данном районе электрических сетей, в данном случае это в основном объекты жилищного назначения жилые дома жилищно-коммунальные организации большое количество гаражей присутствует в электрической нагрузке, к общественным потребителям, следует отнести магазины, аптеки мелкие частные предприятия и организации, больницы, почтовые отделения и банки.

По режиму работы электроприемники относятся к потребителям с мало изменяющейся мощностью нагрузки, по напряжению и номинальной мощности относим их к малой и средней мощности. В основном напряжение питания составляет 380/220 В. Все электроприемники относятся к потребителям тока Промышленной частоты 50 герц, степень надежности электроснабжения в данном случае 2 и 3, 1 категория и ее особая группа в нагрузке отсутствует полностью.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 кВ

На рисунке 1 представлена поопорная схема распределительной сети напряжением 10 кВ с центром питания ПС «Сковородино» и ПС «Сковородино тяга», на рисунках 2 и 3 представлена однолинейная схема той же сети.

Рассмотрим подробно схему напряжением 10 кВ, она имеет довольно развитое состояние, значительное количество трансформаторных подстанций представлено на ней, также следует отметить наличие нескольких распределительных пунктов таких как «Портал 1», «ЦРП 1», «ЦРП 2». В качестве источников питания для данной схемы являются шины низкого напряжения подстанции «Сковородино» и шины низкого напряжения подстанции «Сковородино тяга», два этих источника питания являются основными в данном районе, резервирование по напряжению 10 кВ практически отсутствует.

Основном питание трансформаторных подстанций осуществляется по радиальной схеме на одном фидере может находиться до 7 трансформаторных подстанций, также есть фидера питающие только одну трансформаторную подстанцию.

В данном РЭС находятся в основном одотрансформаторные подстанции, количество двухтрансформаторных подстанций незначительно. На данных ТП используются трансформаторы типа ТМ, имеющие расширительный бак и устройство регулирования напряжения без возбуждения, основным недостатком данного типа оборудования является необходимость периодического обслуживания, проверки уровня и доливки масла.

Указанные выше распределительные пункты в свою очередь также выполняют роль источников питания и объединяют между собой две подстанции «Сковородино» и «Сковородино тяга». На данных распределительных пунктах установлены масляные выключатели, предназначенные для коммутации электрических сетей.

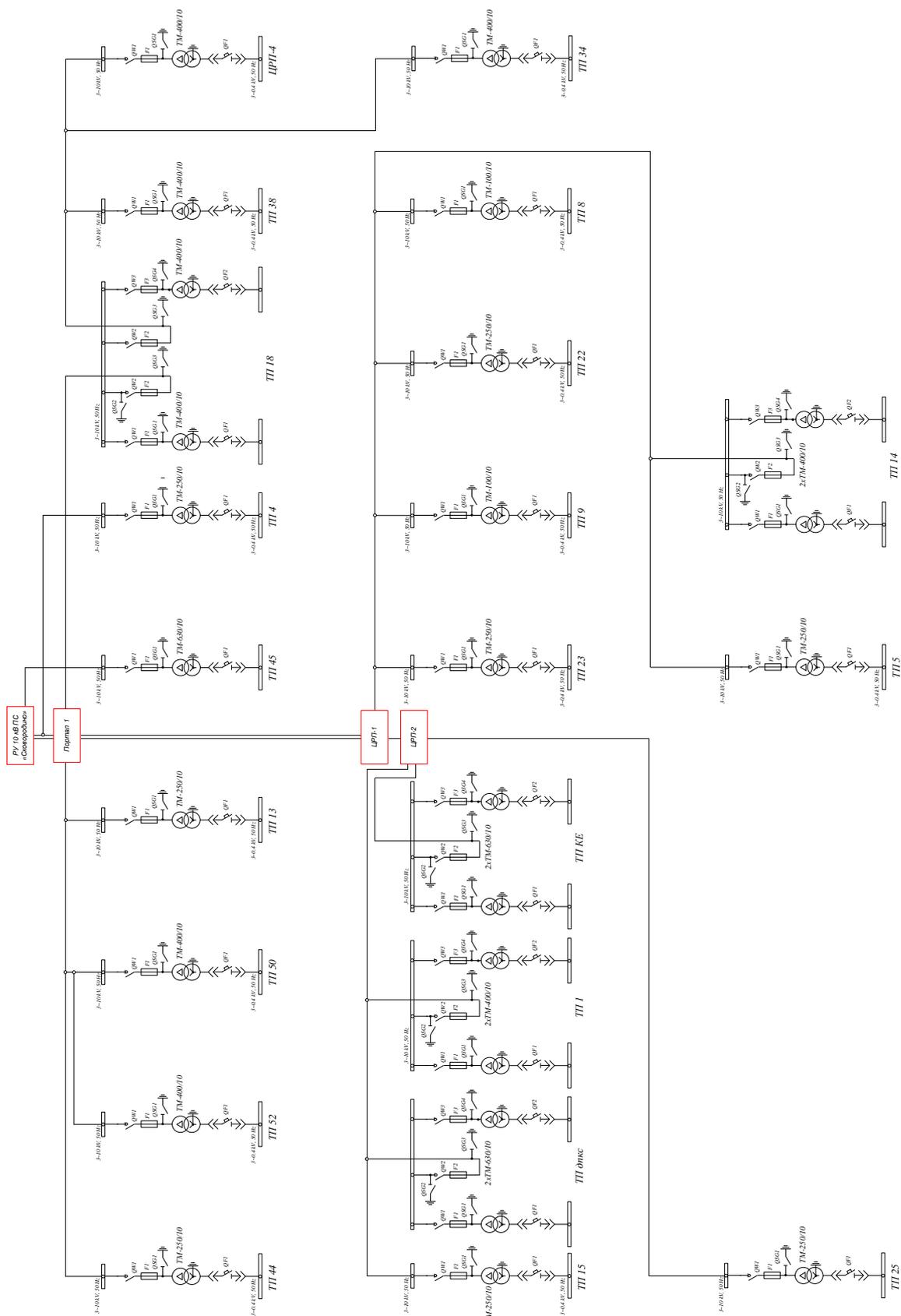


Рисунок 2 – Существующая однолинейная схема распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Сковородино» и ПС «Сковородино тяга»

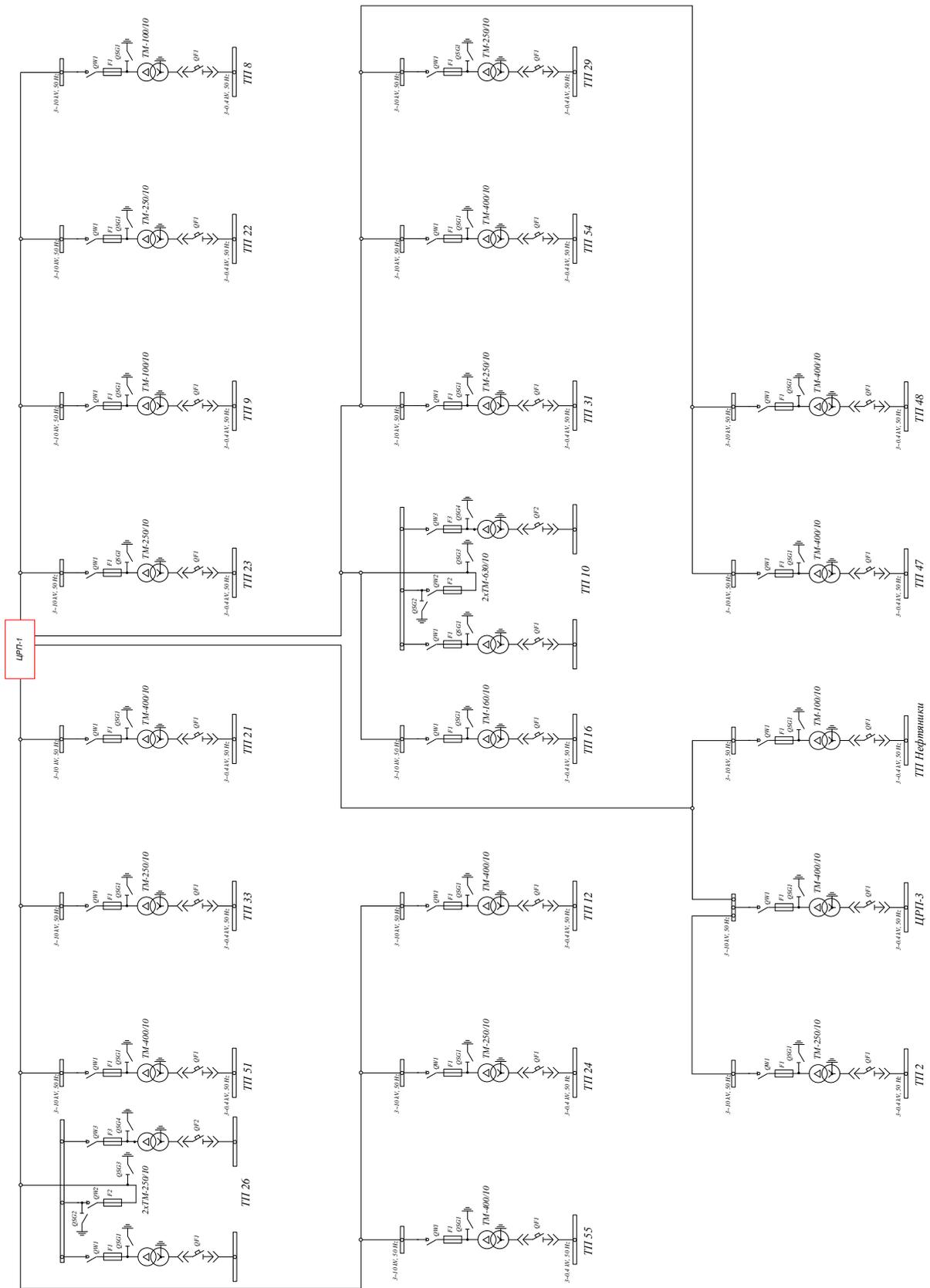


Рисунок 3 – Существующая однолинейная схема распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Сковородино» и ПС «Сковородино тяга»

Схема выполнена воздушными линиями как в одноцепном, так и в двухцепном исполнении, с использованием голого провода типа АС. Протяженность воздушных линий в данном районе не большая - от 300 м до 2 км. Следует отметить высокий износ линейного оборудования данной сети и в связи с устареванием и в следствие периодическим выходом его из строя, в настоящее время повсеместно используются провода напряжением 10 кВ - самонесущие изолированные типа СИП которые в значительной степени лучше по своим характеристикам представленный на данной схеме голый провод.

Как говорилось ранее, силовые трансформаторы ТП также имеют значительный износ и требуется их замена на более современные, например на сухие или герметичные.

4 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Принципиальная однолинейная схема «Сковородино» представлена на рисунке 4.

По способу подключения к системе внешнего электроснабжения распределительное устройство 220 кВ подстанции «Сковородино» относится к транзитному и выполнено по схеме «одна рабочая секционированная система шин с обходной системой шин и совмещённым обходным и шиносоединительным выключателями». К данному распределительному устройству подключено 7 отходящих линий, в частности две цепи для питания подстанции «Сковородино тяга». От данного распределительного устройства согласно рисунку получают питание два автотрансформатора номинальной мощностью 63 МВА, через них осуществляется связь с распределительным устройством 110 кВ.

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по той же схеме, что и предыдущее, в данном случае количество отходящих линий две. К нему подключены два трех обмоточных трансформатора номинальной мощностью 25 МВА а имеющие обмотки среднего напряжения 35 кВ и низкого напряжения 10 кВ.

Распределительное устройство напряжением 35 кВ выполнено по схеме «одна секционированная система шин» и имеет две отходящие линии на одной секции.

Следует отметить высокую надежность устройств 110 и 220 кВ, высокую гибкость в отношении оперативного управления, а также вывода в ремонт всех элементов без отключения электроснабжения потребителей. Данный источник питания является очень надежным точки зрения питания потребителей электрической энергии.

Как указывалось ранее силовые трансформаторы установленные на данной подстанции имеют устройство регулирования напряжения под нагрузкой, что позволяет поддерживать уровень напряжения у потребителей на должном

уровне как в летнем, так и в зимнем режиме, во время минимума и максимума нагрузки.

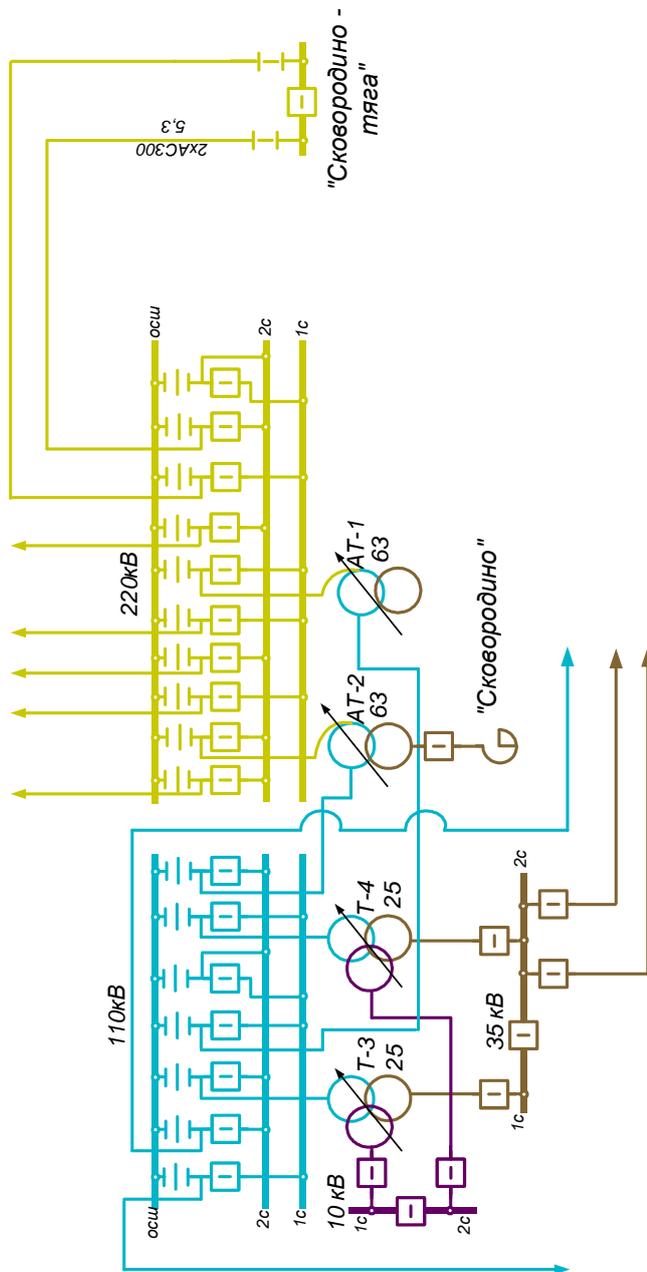


Рисунок 4 - Существующая однолинейная схема ПС «Сковородино»

Подстанция «Сковородино тяга» находится на расстоянии 5,3 километра от основной подстанции и связывается с ней через воздушную линию, выполненную в двух цепном исполнении. Связь этих подстанций между собой также осуществляется на напряжение 10 кВ через распределительные пункты о которых говорилось ранее.

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0,4 кВ ТП

В данном разделе работы выполняется расчёт нагрузок на стороне низкого напряжения 0,4 кВ трансформаторных подстанций рассматриваемого района, при этом расчёт нагрузок различается в зависимости от подключенных потребителей.

При расчёте жилых зданий, административных зданий либо торговых помещений будет использоваться такой параметр, как единичная мощность, которая приходится на один квадратный метр либо на один жилой дом, после этого суммирование мощности с учётом совмещения коэффициентов максимума нагрузки. При расчёте промышленных потребителей, таких как котельная либо насосная станция, используется другой метод, в котором производится разделение потребителей по коэффициенту использования, также здесь используются справочные данные коэффициента мощности нагрузки.

Расчёт нагрузки стороне 0,4 кВ необходим для последующей проверки силовых трансформаторов по коэффициенту загрузки и необходимости их выбора, если данные трансформаторы проверку не проходят. Также данный расчёт необходим для определения мощности компенсирующих устройств, определения мощности на стороне высокого напряжения трансформаторных подстанций и выполнения проверки защиты электрооборудования.

Рассмотрим подробно расчёт нагрузок рассматриваемого района электрических сетей с центром питания подстанцией «Сковородино» предварительно данные о потребителях для расчёта заносим в таблицу 2.

Таблица 2 – Данные о потребителях 0,4 кВ

Наименование ТП (Ном. мощн. Тр-ра)	Потребитель	Количество (шт.)
1	2	3
ТП № 50 (400)	Коттедж	27 шт
	Гостиница	400 м ²
	Насосная №3	1
ТП № 52 (400)	Гаражи	15 ед.
	Жилой дом 1эт 1кв	20 ед.
	Магазины	300 м. кв.
	Жилой дом 2 эт 20кв	2 ед.

1	2	3
ТП № 13 (250)	Гаражи	14 ед.
	Магазины	100 м. кв.
	Жилой дом 1эт 1кв	20 ед.
ТП № 45 (630)	Административное здание	600 м. кв.
	Магазины	100 м. кв.
ТП № 25 (250)	Гаражи	10 ед.
	Магазины	150 м. кв.
	Жилой дом 1эт 1кв	20 ед.
ТП № 38 (400)	Школа	1000 м. кв.
	Жилой дом 1эт 1кв	8 ед.
ТП № 4 (250)	Спортзал	4000 м. кв.
ТП № 34 (400)	Гаражи	10 ед.
	Жилой дом 1эт 1кв	25 ед.
	Магазины	100 м. кв.
	Жилой дом 2эт 20кв	2 ед.
ТП КЕ (630 630)	Жилой дом 2эт 20кв	11 ед.
ТП дпкс (630 630)	Котельная	1 ед.
	Освещение территории	1000 м. кв.
ТП № 1 (400 400)	Гаражи	20 ед.
	Склад (освещение)	200 м. кв.
	Административное здание	1000 м. кв.
ТП № 18 (400 400)	Жилой дом 1эт 1кв	2 ед.
	Жилой дом 2эт 40 кв	5 ед.
ЦРП 4 (400)	Жилой дом 1эт 1кв	14 ед.
	Административное здание	400 м. кв.
ТП № 16 (160)	Жилой дом 1эт 1кв	15 ед.
	Магазины	130 м. кв.
ТП № 21 (400)	Гаражи	35 ед.
	Жилой дом 5эт 20 кв	2 ед.
ТП № 15 (250)	Административное здание	300 м. кв.
	Магазины	100 м. кв.
ТП № 23 (250)	Административное здание	200 м. кв.
	Склад (освещение)	300 м. кв.
	Жилой дом 1эт 1кв	20 ед.
	Гаражи	5 ед.
ТП № 31 (250)	Торговое здание	200 м. кв.
	Жилой дом 1эт 10 кв	3 ед.
	Гаражи	20 ед.
ТП № 33 (250)	Административное здание	300 м. кв.
	Склад (освещение)	1000 м. кв.
	Гаражи	5 ед.
ТП № 54 (400)	Административное здание	400 м. кв.
	Склад (освещение)	800 м. кв.
ТП № 10 (630 630)	Административное здание	400 м. кв.
	Гаражи	2 ед.

Продолжение таблицы 2

1	2	3
	Жилой дом 1эт 1кв	10 ед.
ТП Нефтяники (100)	Ангары	5 ед.
	Административное здание	100 м. кв
	Магазины	50 м. кв.
ТП № 29 (250)	Административное здание	450 м. кв
	Склад (освещение)	150 м. кв.
ТП № 51 (400)	Освещение котельной	1000 м. кв.
	Насосы	15 ед.
ТП № 22 (250)	Склад (освещение)	100 м. кв
	Станки деревообрабатывающие	20 ед.
	Административное здание	150 м. кв
ТП № 9 (400)	Школа	800 м. кв
ТП № 17 (400)	Освещение насосной	800 м. кв.
	Насосы	18 ед.
ТП № 48 (400)	Освещение насосной	100 м. кв.
	Насосы	6 ед.
ТП № 26 (250 250)	Гаражи	20 ед.
	Жилой дом 1эт 1кв	5 ед.
	Магазины	300 м. кв.
	Жилой дом 2 эт 20кв	1 ед.
ТП № 55 (400)	Административное здание	500 м. кв
ТП № 14 (400 400)	Склад (освещение)	400 м. кв
	Станки деревообрабатывающие	15 ед.
	Административное здание	200 м. кв
ТП № 8 (400)	Больница	800 м. кв
ЦРП 3 (400)	Административное здание	200 м. кв
	Освещение территории	1000 м. кв.
ТП № 24 (250)	ЖД станция	300 м. кв
	Освещение территории	1000 м. кв.
ТП № 2 (250)	Административное здание	400 м. кв
ТП № 5 (250)	Административное здание	400 м. кв
ТП № 12 (400)	Освещение котельной	1200 м. кв.
	Насосы	10 ед.

Приведенные данные используем для определения расчетных нагрузок на шинах низкого напряжения ТП рассматриваемого района. Для примера рассмотрим расчет нагрузок на ТП №50.

При подсчете нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ воспользуемся приближенной формулой, которая имеет следующий вид:

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

где P_{\max} – наибольшая нагрузка здания из числа подключенных зданий, кВт;

$P_{зdi}$ – расчетная нагрузка зданий питаемых от ТП, кВт;

k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузок.

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

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

где $P_{кот.уд}$ – удельная расчетная активная мощность, приходящаяся на один коттедж при их количестве от 23 до 40 (кВт/кот);

$n_{кот}$ – количество коттеджей.

$$P_{РЖД} = 27 \cdot 4,7 = 126,9 \text{ кВт.}$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки по коэффициенту мощности:

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

$$Q_{РЖД} = 126,9 \cdot 0,2 = 25,38 \text{ квар.}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для здания гостиницы по следующей формуле:

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

где $P_{общ.уд}$ – удельная расчетная активная мощность, приходящаяся на один квадратный метр здания гостиницы;

M – площадь помещений, м².

$$P_{Робщ} = 400 \cdot 0,46 = 184,0 \text{ кВт.}$$

$$Q_{Робщ} = P_{Робщ} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 184 \cdot 0,62 = 114,08 \text{ квар.}$$

Также к шинам низкого напряжения подключена насосная станция.

$$P_{Рнас} = 11,27 \text{ кВт.}$$

$$Q_{Рнас} = 9,26 \text{ квар.}$$

Расчёт мощности на шинах низкого напряжения комплектной трансформаторной подстанции выполняется с учетом смешанного питания различного рода потребителей, таких как жилищная сфера, торговая сфера либо промышленный объект. В данном случае в роли такового выступает насосная станция. Для расчёта используем коэффициент совмещения максимумов нагрузки.

В данном случае большую нагрузку имеет потребитель гостиница, коэффициент совмещения будет применяться для жилой сферы и оставшегося промышленного предприятия [3]:

$$P_{P0,4ТП} = P_{PЖД} \cdot k_{c1} + P_{Робщ} + P_{Рнас} \cdot k_{c2} \quad (5)$$

$$P_{P0,4ТП} = 126,9 \cdot 0,8 + 184 + 11,27 \cdot 0,9 = 295,66 \text{ кВт.}$$

$$Q_{P0,4ТП} = Q_{PЖД} \cdot k_{c1} + Q_{Робщ} + Q_{Рнас} \cdot k_{c2}$$

$$Q_{P0,4ТП} = 25,38 \cdot 0,8 + 114,08 + 9,26 \cdot 0,9 = 142,72 \text{ квар.}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки:

$$S_{P0,4ТП} = \sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2} \quad (6)$$

$$S_{P0,4ТП} = \sqrt{295,66^2 + 142,72^2} = 328,31 \text{ кВА.}$$

Аналогично проводится расчет мощности для остальных ТП, результаты расчета сведены в таблицу 3, подробный расчет приведен в приложении А:

Таблица 3 – Данные по расчетной мощности нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП

Наименование ТП (Ном. мощн. Тр-ра)	$P_{P0,4ТП}$ (кВт)	$Q_{P0,4ТП}$ (квар)	$S_{P0,4ТП}$ (кВА)
1	2	3	4
ТП № 52 (400)	374,5	100,28	387,69
ТП № 13 (250)	188,4	46,518	194,06
ТП № 45 (630)	301	137,43	330,89
ТП № 25 (250)	195,5	51,895	202,27
ТП № 38 (400)	291,28	103,256	309,04
ТП № 4 (250)	200	76	213,95
ТП № 34 (400)	387	86,07	396,46
ТП КЕ (630 630)	858	171,6	874,99
ТП дпкс (630 630)	337,5	245,99	417,63
ТП № 1 (400 400)	472	202,84	513,74
ТП № 18 (400 400)	537,2	107,44	547,84
ЦРП 4 (400)	121	24,68	123,49
ТП № 16 (160)	148,5	26,4	150,83
ТП № 21 (400)	107,5	22,97	109,93
ТП № 15 (250)	163	78,09	180,74
ТП № 23 (250)	210,7	66,21	220,86
ТП № 31 (250)	179	53,14	186,72
ТП № 33 (250)	188,5	78,65	204,25
ТП № 54 (400)	224	94,32	243,05
ТП № 10 (630 630)	235,8	89,564	252,24
ТП Нефтяники (100)	55,5	26,645	61,565
ТП № 29 (250)	214,5	91,86	233,34
ТП № 51 (400)	215,3	99,2	237,05
ТП № 22 (250)	130,3	50,37	139,7
ТП № 9 (400)	368	92	379,33
ТП № 17 (400)	290,8	104,5	309,01
ТП № 48 (400)	20,8	10,4	23,255
ТП № 26 (250 250)	168	59,19	178,12
ТП № 55 (400)	230	98,9	250,36
ТП № 14 (400 400)	201,7	87,36	219,81
ТП № 8 (400)	368	158,24	400,58
ЦРП 3 (400)	142	58,56	153,6
ТП № 24 (250)	188	78,34	203,67
ТП № 2 (250)	184	79,12	200,29
ТП № 5 (250)	184	79,12	200,29
ТП № 12 (400)	149,7	83,1	171,22

6 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Рассмотрим подробно расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ТП на предмет наличия перегрузки на них либо работы на холостом ходу. Согласно полученным данным будет принято решение о замене трансформаторов при необходимости. При этом учитываем тот факт, что он не должен превышать в нормальном режиме 0,7 для двух трансформаторных ТП и 0,85 для однострансформаторных. Коэффициент загрузки определяется по следующей формуле [5]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2}}{S_{номтр} \cdot N} \quad (7)$$

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

N – количество трансформаторов.

Определяем фактический (расчетный) коэффициент загрузки трансформаторов на примере ТП 52 (в данном случае на ней установлен один трансформатор типа ТМ номинальной мощностью 400 кВА):

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{374,5^2 + 100,28^2}}{1 \cdot 400} = 0,97$$

Расчет показывает что коэффициент загрузки превышает предельное значение следовательно требуется замена на трансформатор большей мощности. Далее проводим расчет коэффициентов загрузки остальных трансформаторов, результаты расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет коэффициентов загрузки ТП

Наименование ТП	$S_{номтр}$	N	$K_{зф}$	$S_{P0,4ТП}$ (кВА)
1	2	3	4	5
ТП № 50	400	1	0,82	328,31
ТП № 52	400	1	0,97	387,69
ТП № 13	250	1	0,78	194,06
ТП № 45	630	1	0,53	330,89

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
ТП № 25	250	1	0,81	202,27
ТП № 38	400	1	0,77	309,04
ТП № 4	250	1	0,86	213,95
ТП № 34	400	1	0,99	396,46
ТП КЕ	630	2	0,69	874,99
ТП дпкс	630	2	0,33	417,63
ТП № 1	400	2	0,64	513,74
ТП № 18	400	2	0,68	547,84
ЦРП 4	400	1	0,31	123,49
ТП № 16	160	1	0,94	150,83
ТП № 21	400	1	0,27	109,93
ТП № 15	250	1	0,72	180,74
ТП № 23	250	1	0,88	220,86
ТП № 31	250	1	0,75	186,72
ТП № 33	250	1	0,82	204,25
ТП № 54	400	1	0,61	243,05
ТП № 10	630	2	0,20	252,24
ТП Нефтяники	100	1	0,62	61,565
ТП № 29	250	1	0,93	233,34
ТП № 51	400	1	0,59	237,05
ТП № 22	250	1	0,56	139,7
ТП № 9	400	1	0,95	379,33
ТП № 17	400	1	0,77	309,01
ТП № 48	400	1	0,06	23,255
ТП № 26	250	2	0,36	178,12
ТП № 55	400	1	0,63	250,36
ТП № 14	400	2	0,27	219,81
ТП № 8	400	1	1,00	400,58
ЦРП 3	400	1	0,38	153,6
ТП № 24	250	1	0,81	203,67
ТП № 2	250	1	0,80	200,29
ТП № 5	250	1	0,80	200,29
ТП № 12	400	1	0,43	171,22

Расчет показывает, что некоторые ТП имеют коэффициент загрузки трансформаторов, который превышает нормированное значение, следовательно, принимаем решение о замене последних на трансформаторы большей мощ-

ности во избежание аварийных ситуаций в ТП. Также согласно полученным данным имеются ТП с минимальным коэффициентом загрузки 0,2, при этом замена этих трансформаторов потребует значительных капиталовложений, следовательно, принимаем решение не выполнять замену. Подробный расчет приведен в приложении Б.

Далее проводим расчёт и выбор типа и номинальной мощности трансформаторов на ТП, требующих замены. При выборе типа трансформаторов отдаем предпочтение современным типам например маслонаполненных в герметичном исполнении. Тк они имеют значительное количество преимуществ по сравнению с устаревшими имеющими расширительный бак.

7 ВЫБОР ЧИСЛА МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Рассмотрим подробно расчет и выбор типа и номинальной мощности трансформаторов на ТП с высоким коэффициентом загрузки, которые имеются в рассматриваемом районе электрических сетей, при этом учитываем тот факт, что необходимо учитывать категоричность потребителей подключенных к шинам низкого напряжения, а так же климатическую характеристику местности.

Требуемая мощность трансформатора [4]:

$$S_{\text{тпр}} = \frac{\sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2}}{K_3 \cdot N} \quad (8)$$

где K_3 - коэффициент загрузки трансформатора;

N – количество трансформаторов на ТП.

Определяем данную мощность на примере ТП:

$$S_{\text{тпр}} = \frac{\sqrt{374,5^2 + 100,28^2}}{0,85} = 456,1 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке на ТП трансформатор типа ТМГ 630/10 - У 1.

Данный тип трансформаторов имеет значительное количество преимуществ по сравнению с обычными трансформаторами. К ним следует отнести следующие: отсутствие обслуживания, высокое сохранение маслом своих изоляционных свойств из-за отсутствия связи с окружающим воздухом, значительно меньшие габариты, очень низкий уровень шума по сравнению с остальными типами трансформаторов, небольшие потери холостого хода и короткого замыкания.

После выбора номинальной мощности определяем фактический коэффициент загрузки трансформатора [4]:

$$K_{3ф} = \frac{\sqrt{374,5^2 + 100,28^2}}{1 \times 630} = 0,61$$

Коэффициент имеет приемлемое значение, проводим расчет далее для остальных ТП. Принимаем к установке ТП киоскового типа производства «Энергомонтаж». Расчет приведен в таблице 5.

Таблица 5 - Расчет электрических нагрузок ТП и выбор трансформаторов

ТП	S_p (кВА)	S_{pmp} (кВА)	$K_{эф}$	N (шт)	$S_{номтр}$ (кВА)
52	387,69	456,1	0,61	1	630
4	213,95	251,71	0,53	1	400
34	396,46	466,42	0,63	1	630
16	150,83	177,45	0,60	1	250
23	220,86	259,84	0,55	1	400
29	233,34	274,52	0,58	1	400
9	379,33	446,27	0,60	1	630
8	400,58	471,27	0,64	1	630

После проведенного выбора типа и мощности трансформаторов выполнена проверка фактических коэффициентов загрузки, которая показала, что все они имеют приемлемое значение, следовательно, далее переходим к расчету потерь мощности в трансформаторах и определению мощности нагрузки, приведенной к стороне высокого напряжения ТП.

Марка и параметры выбранных типов трансформаторов представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Технические принятых трансформаторов

Марка	Ток ХХ (%)	Напряжение КЗ (%)	Потери ХХ (кВт)	Потери КЗ (кВт)
ТМГ-250/10-У 1	0,9	4,5	0,43	3,25
ТМГ-400/10-У 1	0,8	4,5	0,8	5,5
ТМГ-630/10-У 1	0,6	5,5	1,24	7,6

Указанные в таблице 6 характеристики используются для расчета потерь в трансформаторах всех ТП.

8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ПС «СКОВОРОДИНО»

В данном разделе проводится расчет потерь мощности в трансформаторах и последующее определение суммарной мощности нагрузки на шинах ВН ТП (учитывая нагрузку на шинах НН и потери мощности).

Данный расчет проводится для последующего выбора проводников, а также для определения расчетной мощности нагрузки на шинах НН ПС «Сковородино».

Потери активной мощности (кВт) [5]:

$$\Delta P_m = \left(\frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot R + \Delta P_x \quad (9)$$

или

$$\Delta P_m = \Delta P_\kappa \cdot K_з^2 + \Delta P_x \quad (10)$$

Потери реактивной мощности (квар):

$$\Delta Q_m = \left(\frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot X + \Delta Q_x \quad (11)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_\kappa \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{мном}} + \frac{I_x \cdot S_{мном}}{100} \quad (12)$$

где P_n - расчетная активная мощность нагрузки, кВт;

Q_n - расчетная реактивная мощность нагрузки, квар;

R - активное сопротивление трансформатора, Ом;

X - реактивное сопротивление трансформатора, Ом;

ΔP_x - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора, кВт;

ΔQ_x - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора, квар.

Для примера рассмотрим определение потерь мощности в трансформаторах ТП 52:

$$\Delta P_m = 7,6 \cdot 0,61^2 + 1,24 = 4,07 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_m = \frac{5,5 \cdot 387,69^2}{100 \cdot 630} + \frac{0,6 \cdot 630}{100} = 16,9 \text{ квар.}$$

Определяем полную мощность потерь по формуле (кВА):

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \tag{13}$$

кВА

$$\Delta S_m = \sqrt{4,07^2 + 16,9^2} = 17,38$$

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах высокого напряжения ТП 52

$$S_{P10ТП} = \Delta S_m + S_{P0,4ТП} \tag{14}$$

$$S_{P10ТП} = 17,38 + 387,69 = 405,07 \text{ кВА};$$

$$P_{P10ТП} = \Delta P_m + P_{P0,4ТП} \tag{15}$$

$$P_{P10ТП} = 4,07 + 374,5 = 378,57 \text{ кВт};$$

$$Q_{P10ТП} = \Delta Q_m + Q_{P0,4ТП} \tag{16}$$

$$Q_{P10ТП} = 16,9 + 100,28 = 117,18 \text{ квар.}$$

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

Подробный расчет нагрузок на стороне 10 кВ приведен в приложении В.

Таблица 7 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 10 кВ ТП

Наименование ТП	Потери			Нагрузка ВН		
	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	$P_{P10ТП}$ (кВт)	$Q_{P10ТП}$ (квар)	$S_{P10ТП}$ (кВА)
ТП № 50	3,98	15,3	17,38	299,62	158,02	338,72
ТП № 52	4,07	16,9	17,38	378,57	117,18	405,07
ТП № 13	2,07	7,91	8,18	190,47	54,43	198,10
ТП № 45	3,31	23,36	23,60	304,31	160,79	344,18
ТП № 25	2,15	8,82	9,08	197,65	60,72	206,77
ТП № 38	3,20	17,55	17,84	294,48	120,81	318,30
ТП № 4	2,20	12,92	13,11	202,20	88,92	220,89
ТП № 34	4,26	14,63	15,24	391,26	100,70	404,01
ТП КЕ	9,44	29,17	30,66	867,44	200,77	890,37
ТП дшкс	3,71	41,82	41,98	341,21	287,81	446,39
ТП № 1	5,19	34,48	34,87	477,19	237,32	532,95
ТП № 18	5,91	18,26	19,20	543,11	125,70	557,47
ЦРП 4	1,33	4,20	4,40	122,33	28,88	125,69
ТП № 16	1,63	4,49	4,78	150,13	30,89	153,28
ТП № 21	1,18	3,90	4,08	108,68	26,87	111,96
ТП № 15	1,79	13,28	13,40	164,79	91,37	188,43
ТП № 23	2,32	11,26	11,49	213,02	77,47	226,67
ТП № 31	1,97	9,03	9,25	180,97	62,17	191,35
ТП № 33	2,07	13,37	13,53	190,57	92,02	211,63
ТП № 54	2,46	16,03	16,22	226,46	110,35	251,92
ТП № 10	2,59	15,23	15,45	238,39	104,79	260,41
ТП Нефтяники	0,61	4,53	4,57	56,11	31,17	64,19
ТП № 29	2,36	15,62	15,79	216,86	107,48	242,03
ТП № 51	2,37	16,86	17,03	217,67	116,06	246,68
ТП № 22	1,43	8,56	8,68	131,73	58,93	144,31
ТП № 9	4,05	15,64	16,16	372,05	107,64	387,31
ТП № 17	3,20	17,77	18,05	294,00	122,27	318,41
ТП № 48	0,23	1,77	1,78	21,03	12,17	24,30
ТП № 26	1,85	10,06	10,23	169,85	69,25	183,42
ТП № 55	2,53	16,81	17,00	232,53	115,71	259,73
ТП № 14	2,22	14,85	15,02	203,92	102,21	228,10
ТП № 8	4,05	26,90	27,20	372,05	185,14	415,57
ЦРП 3	1,56	9,96	10,08	143,56	68,52	159,07
ТП № 24	2,07	13,32	13,48	190,07	91,66	211,01
ТП № 2	2,02	13,45	13,60	186,02	92,57	207,78
ТП № 5	2,02	13,45	13,60	186,02	92,57	207,78
ТП № 12	1,65	14,13	14,22	151,35	97,23	179,89
Суммарная мощность нагрузки:				8928,07	3650,59	9725,39

Расчет мощности на шинах низкого напряжения ПС Сквородино выполняется с использованием суммарной мощности нагрузки и коэффициента совмещения максимумов нагрузки ТП зависящем от их количества, расчёт выполняем по следующей формуле [6]:

$$S_{p\Sigma} = k_o \times \sum S_{pi} \quad (17)$$

где S_{pi} - полная расчетная мощность нагрузки отдельной ТП кВА;

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

$$S_{p\Sigma} = 0,7 \cdot 9725,39 = 6807,77 \text{ кВА.}$$

Так же проводим расчет активной и реактивной составляющих нагрузки.

$$P_{p\Sigma} = 0,7 \times 8928,07 = 6250,01 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность на шинах НН ПС «Сквородино»

$$Q_{p\Sigma} = \sqrt{S_{p\Sigma}^2 - P_{p\Sigma}^2} \quad (18)$$

$$Q_{p\Sigma} = \sqrt{6807,77^2 - 6250,01^2} = 2698,72 \text{ квар.}$$

Далее проводим анализ необходимости установки компенсирующих устройств на шинах низкого напряжения данной ПС, с последующей проверкой коэффициентов загрузки трансформаторов.

9 КОМПЕСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПС «СКОВОРОДИНО»

В данном разделе рассматриваем расчет требуемой мощности компенсирующих устройств на шинах 10 кВ ПС «Сковородино». Данные устройства должны устанавливаться в том случае, если реактивная мощность нагрузки, потребляемой из сети, превышает нормированное значение, которое определяется задаваемым коэффициентом мощности.

Расчёт требуемой мощности КРМ проводится по коэффициенту мощности (квар) [4]:

$$Q_K = Q_P - P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (19)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - предельный коэффициент мощности согласно приказу Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 (принимается равным 0,5);

Q_P - расчетная реактивная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС «Сковородино», квар;

P_P - расчетная активная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС «Сковородино», кВт.

Проводим расчет для рассматриваемой ПС, мощность КУ требуемая:

$$Q_K = 2698,72 - 6250,01 \cdot 0,5 = -426,29 \text{ квар.}$$

Таким образом, расчет показывает, что реактивная мощность, потребляемая из сети потребителями, имеет значение, при котором компенсация реактивной мощности не требуется, следовательно, принимаем решение не применять установки УКРМ на ПС «Сковородино»

10 ПРОВЕРКА ПО КОЭФФИЦИЕНТУ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС «СКОВОРОДИНО»

В данном разделе проводим расчет коэффициентов загрузки силовых трансформаторов установленных на ПС Сковородино после расчета нагрузок на стороне низкого напряжения. В настоящее время на данной ПС установлены трансформаторы в количестве 2 шт. номинальным напряжением 110/35/10 кВ типа ТДТН 25000 номинальной мощностью 25 МВА.

Выполняем проверку как в нормальном, так и в послеаварийном режиме работы по следующим формулам [3]:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{нн}} + P_{\text{сн}})^2 + (Q_3 + Q_{\text{сн}})^2}}{N \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (20)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{нн}} + P_{\text{сн}})^2 + (Q_3 + Q_{\text{сн}})^2}}{(N - 1) \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (21)$$

где $P_{\text{нн}}$ - расчетная активная мощность на шинах 10 кВ;

Q_3 - расчетная реактивная мощность на шинах 10 кВ;

$P_{\text{сн}}$ - расчетная активная мощность на шинах 35 кВ;

$Q_{\text{сн}}$ - расчетная реактивная мощность на шинах 35 кВ.

Коэффициент загрузки для нормального режима работы:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(6,25 + 11,25)^2 + (2,7 + 5,34)^2}}{2 \times 25} = 0,39$$

В нормальном режиме работы коэффициент загрузки должен находиться в пределах 0,5-0,7, в данном случае соответствует диапазону, далее проводим расчет послеаварийного режима:

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{(6,25 + 11,25)^2 + (2,7 + 5,34)^2}}{25} = 0,78$$

Расчет показывает что коэффициенты загрузки трансформаторов как в нормальном так и в послеаварийном режиме имеют значения менее нормируемых, даже при отключении одного из них в случае ремонта или аварийной ситуации не будет происходить перегрузка оставшегося в работе.

Следует сделать вывод о том, что замена трансформаторов не требуется, допускается отключение одного трансформатора в режиме минимальных нагрузок (режим летнего минимума) для снижения расхода электрической энергии на потери.

При этом в случае работы одного трансформатора автоматический ввод резерва на стороне низкого напряжения работать не будет т.к. второй источник питания отключен, возможна организация данного устройства на стороне ВН и при отключении работающего трансформатора второй будет включаться автоматически.

11 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора оборудования на ПС «Сковородино». Так как в данной работе рассматривается и модернизация данной ПС в частности распределительных устройств 110/35/10 кВ и проверки его по термической, электродинамической и коммутационной стойкости к этим токам.

Для упрощения расчетов токов короткого замыкания принимаем расчетную схему в виде трех распределительных устройств 110/35/10 кВ, источниками питания для короткого замыкания будут являться как энергосистема так и обобщенная нагрузка.

На рисунке 6 представлена схема замещения для выполнения расчета токов короткого замыкания с тремя расчетными точками на разных номинальных напряжениях подстанции «Сковородино».

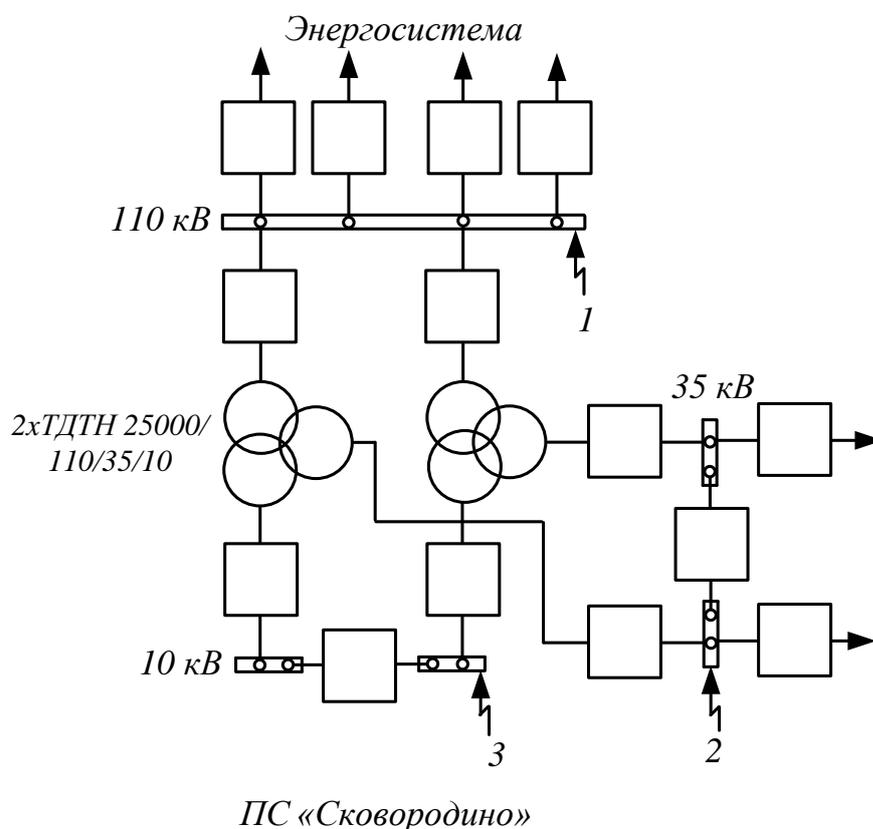


Рисунок 5 – Расчетные точки короткого замыкания

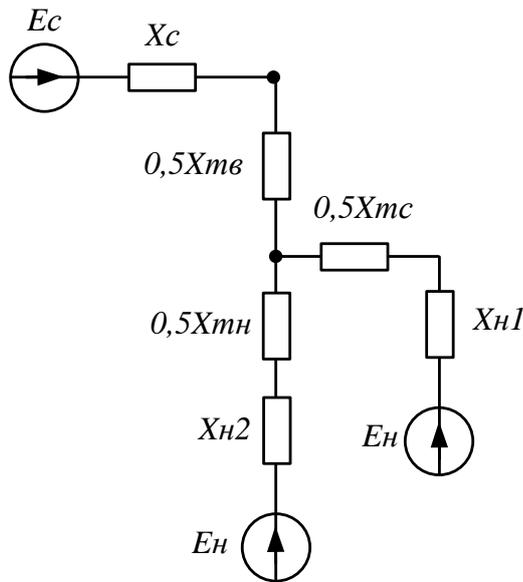


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета тока короткого замыкания

Рассмотрим расчет тока КЗ в контрольной точке №1 (шины 110 кВ ПС «Сковородино»). Расчет выполняется в именованных единицах с использованием среднего ряда напряжений.

Определяем сопротивление энергосистемы [3]:

$$X_C = \frac{U_{CP}^2}{\sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{OT}}, \quad (22)$$

где U_{CP} – среднее напряжение на стороне 110 кВ (кВ);

I_{OT} – отключающая способность выключателей на стороне 110 кВ ПС «Сковородино» (кА).

$$X_C = \frac{115^2}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 40} = 1,66 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление обмоток трехобмоточных трансформаторов ПС «Сковородино» приведенное к стороне 110 кВ:

$$X_{TB} = 0,005 \cdot (u_{K\%6C} + u_{K\%6H} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \quad (23)$$

$$X_{TB} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{115^2}{25} \cdot \frac{1}{2} = 17,77 \text{ Ом};$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-u_{K\%6C} + u_{K\%6H} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \quad (24)$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot \frac{115^2}{25} \cdot \frac{1}{2} = 11,15 \text{ Ом}.$$

где U_{κ} – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%);

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА).

Сопротивление обобщенной нагрузки, приведенное к высокой стороне:

$$X_H = \frac{x_{O.H.} \cdot U_{CP}^2}{S_H} \cdot K_{TP}^2 \quad (25)$$

где $x_{O.H.}$ – сопротивление нагрузки (о.е.);

S_H – мощность нагрузки (МВА);

U_{CP} – среднее напряжение со стороны нагрузки (кВ);

K_{TP} – коэффициент трансформации.

Для ПС «Сковородино»:

$$X_{H1} = \frac{x_{O.H.} \cdot U_{CP}^2}{S_{H1}} \cdot K_{TP}^2;$$

$$X_{H1} = \frac{0,35 \cdot 37^2}{12,45} \cdot \frac{115^2}{37^2} = 214,59 \text{ Ом};$$

$$X_{H2} = \frac{x_{O.H.} \cdot U_{CP}^2}{S_{H2}} \cdot K_{TP}^2$$

$$X_{H2} = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{6,81} \cdot \frac{115^2}{10,5^2} = 724,37 \text{ Ом.}$$

Определяем ЭДС системы приведенное к базовой ступени (кВ):

$$E_C = E_{c.o.} \cdot U_C = 1 \cdot 115 = 115 \text{ кВ,} \quad (26)$$

где $E_{c.o.}$ – ЭДС системы (о.е.).

Определяем ЭДС обобщенной нагрузки, приведенное к базовой ступени:

Со стороны 35 кВ и со стороны 10 кВ

$$E_H = E_{H.o.} \cdot U_C \quad (27)$$

$$E_H = 0,85 \cdot 37 \cdot \frac{115}{37} = 97,75 \text{ кВ;}$$

$$E_H = E_{H.o.} \cdot U_C \quad (28)$$

$$E_H = 0,85 \cdot 10,5 \cdot \frac{115}{10,5} = 97,75 \text{ кВ,}$$

где $E_{H.o.}$ – ЭДС обобщенной нагрузки (о.е.)

Сворачиваем схему относительно точки №1 и определяем сопротивления.

При этом схема принимает вид после первого преобразования:

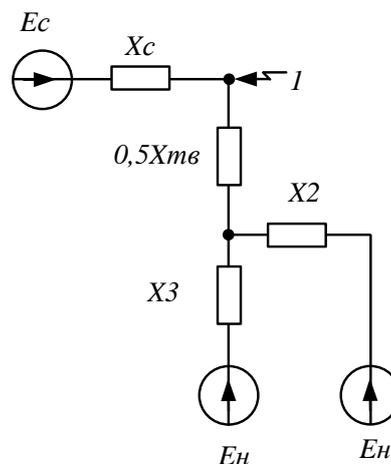


Рисунок 7 – Первое преобразование схемы замещения

$$X_2 = X_{H1} = 214,59 \text{ Ом}; \quad (29)$$

$$X_3 = X_{H2} + X_{TH} \quad (30)$$

$$X_3 = 724,37 + 11,15 = 735,52 \text{ Ом};$$

$$X_{23} = \frac{X_3 \cdot X_2}{X_3 + X_2} \quad (31)$$

$$X_{23} = \frac{735,52 \cdot 214,59}{735,52 + 214,59} = 156,12 \text{ Ом}.$$

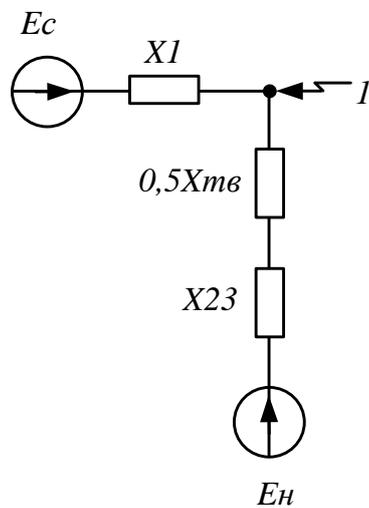


Рисунок 8 – Второе преобразование схемы замещения

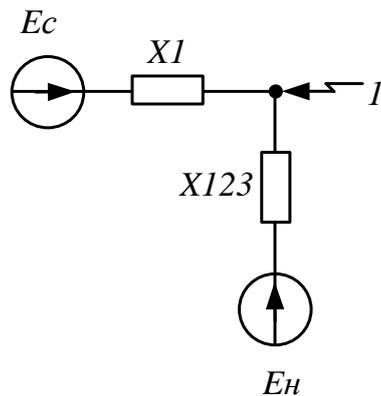


Рисунок 9 – Третье преобразование схемы замещения

$$X_{123} = X_{TB} + X_{23} \quad (32)$$

$$X_{123} = 17,77 + 156,12 = 173,89 \text{ Ом.}$$

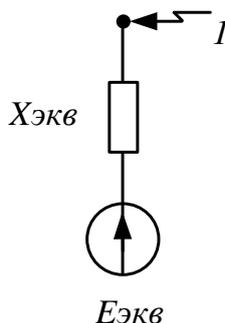


Рисунок 10 – Четвертое преобразование схемы замещения

$$X_{\text{экв}} = \frac{X_C \cdot X_{123}}{X_C + X_{123}} \quad (33)$$

$$X_{\text{экв}} = \frac{1,66 \cdot 173,89}{1,66 + 173,89} = 1,64 \text{ Ом;}$$

$$E_{\text{экв}} = \frac{X_C \cdot E_H + X_{123} \cdot E_C}{X_C + X_{123}} \quad (34)$$

$$E_{\text{экв}} = \frac{1,66 \cdot 97,75 + 173,89 \cdot 115}{1,66 + 173,89} = 114,45 \text{ кВ.}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1:

$$I_{\text{п01}} = \frac{E_{\text{экв}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{экв}}} \quad (35)$$

$$I_{\text{п01}} = \frac{114,45}{\sqrt{3} \cdot 1,64} = 25,06 \text{ кА.}$$

Аналогично проводим расчет тока короткого замыкания в точке №2, 3, при этом все сопротивления и ЭДС приводятся к соответствующей ступени трансформатора.

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в точке 1 определяется по следующей формуле [3]:

$$I_{At} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{\frac{-T_{ос}}{T_a}} \quad (36)$$

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

$I_{ПО}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА);

$T_{ос}$ – время отключения выключателя с учетом работы релейной защиты (сек), в данном случае принимается 0,1 с;

T_a – постоянная времени.

Для точки К1 определяем данную величину по справочным данным:

$$T_a = 0,03 \text{ с.}$$

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

Аperiodическая составляющая для К1:

$$I_{At} = \sqrt{2} \cdot 25,06 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 2,56 \text{ кА.} \quad (37)$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (38)$$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 25,06 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 35,44 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания с учетом всех токов КЗ сведены в таблицу 8:

Таблица 8 – Результаты расчета токов КЗ

Номер точки КЗ	Периодическая составляющая тока КЗ (кА)	Апериодическая составляющая тока КЗ (кА)	Ударный ток КЗ (кА)
1	25,06	2,56	35,44
2	15,13	0,23	21,39
3	35,02	1,59	49,52

По полученным данным проводим выбор и проверку на термическую, коммутационную и электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания оборудования на ПС «Сковородино».

При выборе оборудования сравниваем его паспортные характеристики с расчетными данными полученными ходе расчёта токов короткого замыкания, и на основании сравнения принимаем решение подходит ли данное оборудование для конкретного распределительного устройства или нет.

12 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 110, 35, 10 кВ ПС «Сковородино»

В данном разделе рассматривается выбор основного силового и измерительного оборудования устанавливаемого на ПС «Сковородино».

Определяем максимальные рабочие токи всех РУ ПС «Сковородино» по номинальной мощности трансформаторов, (кА)

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (39)$$

где S_M – максимальная мощность нагрузки трансформатора для ПС «Сковородино» (МВА) [6].

$$I_{M110} = \frac{2 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 262,43 \text{ А.}$$

$$I_{M35} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 0,667}{\sqrt{3} \cdot 35} = 550,01 \text{ А.}$$

$$I_{M10} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 0,667}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1925,3 \text{ А.}$$

12.1 Выбор выключателей 110 кВ

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [6]:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (40)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M \quad (41)$$

Термическая стойкость:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K \quad (42)$$

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

t_{TEP} - время термической стойкости,

B_K - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость:

$$i_{ПРСКВ} = i_{ДИН} \geq i_{УД} \quad (43)$$

где $i_{ПРСКВ}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$i_{ДИН}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение B_K можно определить по формуле (на примере расчетной точки №1):

$$B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{TEP} + T_a) \quad (44)$$

$$B_K = 25,06^2 \cdot (3 + 0,03) = 1884,02 \text{ кА} \times \text{с}^2.$$

Принимаем к расчету выключатель типа ВГБУ-110 II - 40/2000 У1.



Рисунок 11 – Внешний вид выключателя типа ВГБУ 110

Сравнение параметров принятого выключателя с расчетными данными представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2000	262,43	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	40	25,06	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	102	35,44	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	40	25,06	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	18	2,56	$i_{АН} \geq i_{А}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	102	35,44	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	4800	1884,02	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Выключатель проходит по всем параметрам.

12.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ

Первоначально принимаем для установки вакуумный выключатель марки ВР35НС



Рисунок 12 – Внешний вид – ВР35НС

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1600	550,01	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	20	15,13	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	52	21,39	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	20	15,13	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	8	0,23	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	52	21,39	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1200	686,75	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

12.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Первоначально выбираем выключатель вакуумный ВВЭ-СМ-10-50/2500
Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2500	1925,3	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	50	35,02	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	128	49,52	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	50	35,02	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	12	1,59	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	128	49,52	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	7500	3679,2	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

12.4 Выбор разъединителей 110 кВ

По номинальному напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РНДЗ-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двух колонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	262,43	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	80	35,44	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2790,75	1884,02	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

12.5 Выбор разъединителей 35 кВ

На номинальном напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя принимается – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	550,01	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	63	21,39	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1875	686,75	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

12.6 Выбор трансформатора тока 110 кВ

Нагрузка вторичных цепей трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов [6]:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_K \quad (45)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_K = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (46)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ35, 10 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Определяем сопротивление соединительных проводов (110 кВ):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление соединительных проводов (для 35, 10 кВ) (Ом):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43$$

Определяем сопротивление приборов по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (47)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 1$ А.

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 14, 15, 16.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 $S_{\text{ПР}}=1,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов определяется как:

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

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

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

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

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

Вторичная нагрузка трансформатора тока рассчитывается по:

$$Z_{2,110} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}}$$

$$Z_{2,110} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ Ом;}$$

$$Z_{2,35} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}}$$

$$Z_{2,35} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ Ом;}$$

$$Z_{2,10} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}}$$

$$Z_{2,10} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ Ом.}$$

Проверяем встроенный в выключатель трансформатор тока Сравнение параметров трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	20	2,43	$z_{2\text{ном}} \geq z_2$

12.7 Выбор трансформатора тока 35 кВ

Выбираем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III с номинальным током первичной обмотки 600 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	600	550,01	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	125	21,39	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	7203	686,75	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z2$ ном (Ом)	30	1,15	$z_{2НОМ} \geq z_2$

12.8 Выбор трансформатора тока 10 кВ

Выбираем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТПЛК-10-И-1 с номинальным током первичной обмотки 2000 А.

Сравнение параметров приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2000	1925,3	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	120	49,52	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	10800	3679,2	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z2$ ном (Ом)	1,2	1,15	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

12.9 Выбор трансформатора напряжения 110 кВ

Трансформаторы напряжения выбираются [6]:

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

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (48)$$

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

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

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	7	1
Счетчик РЭ			
Сумма			41

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110 УХЛ1

Таблица 21 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	41 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

12.10 Выбор трансформатора напряжения 35 кВ

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	4	1
Счетчик РЭ			
Сумма			14

Таблица 23 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 14 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

12.11 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 10 кВ и определяем мощность вторичной нагрузки.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	6	1
Счетчик РЭ			
Сумма			8

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Таблица 25 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	8 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

12.12 Выбор жестких шин 10 кВ

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения. Максимальный рабочий ток в данном РУ 10 кВ ПС «Сковородино» составляет 1925,3 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 100×8 мм (800 мм^2), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 2500 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ [6].

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \cdot 1000 \quad (49)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{3679,2}}{91} \cdot 1000 = 666,55 \text{ мм}^2,$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей;

C – коэффициент для алюминия 91

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

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} \quad (50)$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{56,66}{8}}} = 0,98 \text{ м},$$

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

q – сечение проводника, в данном случае 8 (см^2).

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (51)$$

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

Согласно расчету принимаем расстояние между изоляторами одной фазы 0,9 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \quad (52)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{49520^2}{0,4} = 120,01 \text{ Н/м},$$

где $i_{y\partial}$ – ударный ток короткого замыкания на шинах (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (53)$$

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

Определяем напряжение в проводе при протекании ударного тока КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (54)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{49520^2 \cdot 0,9^2}{13,33 \cdot 0,4} = 45,03 \text{ МПа}.$$

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего, следовательно сечение и схема установки жестких шин выбраны верно.

12.13 Выбор гибкой ошиновки

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 110 кВ ПС «Сковородино» с расчетом на перспективные нагрузки.

Принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения ВЛ АС 240/32 с максимально допустимым током 619 А, расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (55)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;
 r_0 - радиус провода 1,18 (см).

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,18}} \right) = 31,69 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля на поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (56)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимаем 115 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{1,18}} = 13,8 \text{ кВ/см.}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны [4]:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$14,7 \leq 28,52$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условию выбора.

12.14 Выбор ОПН 110 кВ

Основные параметры ОПН принятого для установки в РУ 110 кВ ПС «Сковородино» показаны в таблице 26.

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН-110 УХЛ1 приведено в таблице 26.

Таблица 26 – Выбор и проверка ОПН для РУ110 кВ

Номинальные параметры ОПН 110		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{НСЕТИ}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77	72,74	$U_{нр} \geq U_{нр.НСЕТИ}$

ОПН 110 УХЛ для РУ 110 кВ проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 35 кВ принимаем к установке ОПН - 35 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{НСЕТИ}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	25,25	23,24	$U_{нр} \geq U_{нр.НСЕТИ}$

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

На стороне 10 кВ ПС принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{НСЕТИ}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	6,79	6,6	$U_{нр} \geq U_{нр.НСЕТИ}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям, его принимаем к установке.

Ограничители перенапряжений нелинейные имеют очень важное значение в электроустановках т.к. позволяют избежать значительного материального и экономического ущерба в о время грозových или коммутационных перенапряжений. При их использовании оборудование не испытывает на себе значительные перенапряжения и остается в работе.

13 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ

В данном разделе проводим выбор типа проводника и его сечения для питания ТП рассматриваемого района сети. В данном случае для замены голого провода марки АС принимаем самонесущий изолированный проводник типа СИП-3. Выбор сечения данного проводника выполняем по длительно допустимому току :

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (57)$$

где I_p – расчетный ток в сечении (А).

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{\text{ц}}} \quad (58)$$

где S_p – расчетная мощность в сечении (кВА);

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей ВЛ;

Расчет проводим на примере одного участка. Данные по расчету остальных участков сводим в таблицу. Рассмотрим подробно расчет и выбор сечения на примере участка «Портал 1» – РУ-10 кВ ПС «Сковородино». В данном случае формула для расчета тока:

$$I_p = \frac{(6807,77 - 344,18)}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 177,70 \text{ А.}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3 (принимаем для данного случая сечение 50 мм² с длительно допустимым током 190 А).

Аналогично проводится выбор марки и сечения кабельных линий на остальных участках, результаты расчета приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок сети	I_p (А)	$n_{\text{ц}}$	Марка и сечение проводника
«Портал 1» – РУ-10 кВ ПС «Сковородино»	177,70	2	СИП-3 3×50
«Портал 1» – ТП-45	19,17	1	СИП-3 3×35
«Портал 1» – ТП-13	47,01	1	СИП-3 3×35
«Портал 1» – ТП-18	50,13	1	СИП-3 3×35
«Портал 1» – «ЦРП-1»	156,56	2	СИП-3 3×50
«ЦРП-2» – «ЦРП-1»	122,86	1	СИП-3 3×50
«ЦРП-2» – ТП-25	11,47	1	СИП-3 3×35
«ЦРП-2» – ТП КЕ	49,57	1	СИП-3 3×35
«ЦРП-2» – ТП-1	62,55	1	СИП-3 3×35
«ЦРП-1» – ТП Нефтяники	23,95	1	СИП-3 3×35
«ЦРП-1» – ТП 23	128,10	1	СИП-3 3×50
«ЦРП-1» – ТП 21	38,99	1	СИП-3 3×35
«ЦРП-1» – ТП 16	85,26	1	СИП-3 3×35

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

13.1 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

Потеря напряжения в участке линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (59)$$

где r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения на участке РУ 10 кВ «Сковородино» - «Портал 1»:

Определяем потерю напряжения в сечении:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 177,7 \cdot 0,45 \cdot (2,45 \cdot 0,83 + 0,08 \cdot 0,52) \cdot \frac{100}{10500} = 0,38 \%$$

Аналогично проводится расчет потерь напряжения на каждом участке фидера до последней КТП, результат не должен превышать 5 %, отчетные данные сведены в таблицу 30.

Таблица 30 – Проверка сечений линий 10 кВ на потерю напряжения

Направление участка	ΔU (%)
«Портал 1» – РУ-10 кВ ПС «Сковородино»	0,38
«Портал 1» – ТП-45	1,25
«Портал 1» – ТП-13	3,15
«Портал 1» – ТП-18	2,87
«Портал 1» – «ЦРП-1»	4,22
«ЦРП-2» – «ЦРП-1»	4,58
«ЦРП-2» – ТП-25	0,89
«ЦРП-2» – ТП КЕ	2,15
«ЦРП-2» – ТП-1	3,26
«ЦРП-1» – ТП Нефтяники	2,47
«ЦРП-1» – ТП 23	4,25
«ЦРП-1» – ТП 21	3,56
«ЦРП-1» – ТП 16	4,65

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

14 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТДТН 25000/110

Проводим расчет основной защиты трехобмоточных трансформаторов ТДТН 25000/110/35/10 «Сковородино».

14.1 Дифференциальная защита

Защиту трансформатора выполняем на терминале *RET 521*.

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала *RET 521*. Для этого выберем трансформаторы тока. Они соединены по схеме «звезда с нулевым проводом».

Выбираем коэффициенты трансформации ТТ с учетом условия [14]:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН} \quad (60)$$

где $I_{ТТН}$ – номинальный ток I стороны трансформатора, А. Принимаем ближайшее наибольшее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации ТТ $K_{ТА}$.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2ПТТ} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (61)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \quad (62)$$

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (63)$$

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

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

ε – полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$ о.е.;

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

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

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} \geq \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНМ}}{I_{ТНОМi}} \quad (64)$$

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

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{T1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (65)$$

Для силовых трансформаторов и автотрансформаторов, со стороны НН которых подключены токоограничивающие реакторы, принимают $I_{СКВ} = 3$,

$K_{ПЕР} = 1,5$, $K_{ПЕР} = 2,5$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{T1}} \quad (66)$$

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

Выбираем трансформаторы тока [14].

$$I_{BH} = \frac{2 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 262,19 \text{ А.}$$

$$I_{CH} = \frac{2 \cdot 25000 \cdot 0,667}{\sqrt{3} \cdot 37} = 550,36 \text{ А.}$$

$$I_{HH} = \frac{2 \cdot 25000 \cdot 0,667}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1834,88 \text{ А.}$$

$$I_{2BH} = \frac{262,19 \cdot 5}{300} = 4,37 \text{ А.}$$

$$I_{2CH} = \frac{550,36 \cdot 5}{600} = 4,58 \text{ А.}$$

$$I_{2HH} = \frac{1834,88 \cdot 5}{2000} = 4,59 \text{ А.}$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР}$$

$$I_{НБР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

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

$$I_{dmin} = 1,25 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{dmin} = 0,3 \text{ о.е.}$$

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (67)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

14.2 Защита от перегрузки

Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) опреде-

ляется следующим образом [14]:

$$I_{C3} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (68)$$

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 262,19 = 344,12 \text{ А}$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05

k_B – коэффициент возврата токового принимается равным 0,8;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{344,12}{(300/5)} = 5,73 \text{ А.} \quad (69)$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

14.3 Максимальная токовая защита

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ [14]:

$$I_{C3} = \frac{k_H \cdot k_{CAM}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (70)$$

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 262,19 = 589,92 \text{ А,}$$

где k_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

k_{CAM} – коэффициент само запуска принимается равным 1,5.

$$k_{\psi} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{C3}} \quad (71)$$

$$k_{\psi} = \frac{35020 \cdot 10^3 \cdot (10,5/115)}{589,92} = 16,05 .$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{589,92}{(300/5)} = 9,83$$

14.4 Газовая защита

В качестве газовой защиты на данном трансформаторе применяется газовое реле на базе РГЧЗ. Защита данного типа предназначена для отключения (или работы на сигнал) в случае внутренних повреждений трансформаторов, если не работает основная или резервная защита.

Газовая защита обладает абсолютной селективностью. Она защищает трансформатор только от внутренних повреждений таких как межвитковые замыкания а так же замыкания на корпус, в ее функции так же входит отключение трансформатора при снижении уровня масла ниже предельного значения.

15 РАСЧЕТ ЗАЩИТНОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ

В данном разделе проводим расчет защитного заземления на примере ОРУ 110 кВ.

Размеры распределительного устройства 110 кВ ПС Сковородино: 100×140 (м).

Удельное сопротивление первого грунта:

$$\rho = 500 \text{ Ом/м}$$

Площадь контура заземления:

$$S_3 = (A + 3) \cdot (B + 3) \quad (72)$$

где - A - длина РУ 110 кВ (м)

B - ширина РУ 110 кВ (м)

$$S_3 = (100 + 3) \cdot (140 + 3) = 14729 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов из стандартного ряда:

$$d_e = 0,022 \text{ м.}$$

Определяем сечение электрода:

$$F_e = \frac{\pi \cdot d_e^2}{4} \quad (73)$$

$$F_e = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 3,8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Термически стойкое сечение вертикальных электродов:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (74)$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{25^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,28 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

где - I_M - максимальный ток при ударе молнии в мониеотвод (кА)

t - время работы защиты (сек)

β - коэффициент термической стойкости для данного материала.

Сечение стойкое к коррозии в течение 20 лет определяется по следующим формулам:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (75)$$

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

где - a_k, b_k, c_k, d_k - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (76)$$

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

Принимаем первоначально расстояние между полосами

$$l_{nn} = 6 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = 2 \cdot \frac{(A+3) \cdot (B+3)}{l_{nn}} \quad (77)$$

$$L_n = 2 \cdot \frac{(140+3) \cdot (100+3)}{6} = 4909,6 \text{ м.}$$

Количество ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S_3}} \quad (78)$$

$$m = \frac{4909,6}{2 \cdot \sqrt{14729}} = 20,22$$

Принимаем число ячеек: $m = 21$

Длина стороны ячейки

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S_3}}{m} \quad (79)$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{14729}}{21} = 5,78$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S_3} \cdot (m + 1) \quad (80)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{14729} \cdot (21 + 1) = 5339,97 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S_3}}{10 \cdot \sqrt{2}} \quad (81)$$

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{14729}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 34,35$$

Принимаем: $n_g = 35$

Длина вертикальных электродов:

$$l_g = 2,5 \text{ (м)}$$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S_3}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) \quad (82)$$

$$R_C = 500 \cdot \left(0,15 \frac{1}{\sqrt{14729}} + \frac{1}{5339,97 + 2,5 \cdot 35} \right) = 0,125 \text{ Ом.}$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент импульсного сопротивления:

$$\alpha_{\text{И}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (83)$$

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{14729}}{(21 + 320) \cdot (25 + 45)}} = 3,15$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} \quad (84)$$

$$R_{II} = 0,125 \cdot 3,15 = 0,39 \text{ Ом}$$

Схема сети заземления со всеми геометрическими данными представлена в графической части выпускной квалификационной работы, совместно с системой молниезащиты открытого распределительного устройства напряжением 101 кВ ПС Сковородино.

Система заземления выполняет значительное количество функций таких как:

Защитное заземление – для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током.

Рабочее – например для заземления нейтралей трансформаторов.

16 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Рассмотрим подробно расчет молниезащиты ОРУ 110 кВ

В качестве молниеотводов принимаем отдельно стоящие мачты освещения, высота молниеотвода над уровнем земли составляет 25 м.

Проводим расчет зон молниезащиты на примере молниеотводов 1 – 2.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (85)$$

где h – высота молниеотвода (25 м)

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

Радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$R_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (86)$$

$$R_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м.}$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала:

$$R_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} \quad (87)$$

$$R_x = 1,6 \cdot 25 \cdot \frac{(25 - 11)}{(25 + 11)} = 15,55 \text{ м.}$$

где h_x – высота защищаемого объекта (линейного портала 110 кВ) составляет 11 м.

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных на расстоянии L друг от друга (молниеотводы 1-2):

$$h_c = h - \frac{L}{7} \quad (88)$$

$$h_c = 25 - 60,8/7 = 16,31 \text{ м.}$$

где L – расстояние между молниеотводами м.

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

$$R_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} \quad (89)$$

$$R_{cx} = 1,6 \cdot \frac{16,31 - 11}{1 + \frac{11}{16,31}} = 5,1 \text{ м.}$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Система молниезащиты от двух молниеотводов 2 – 3.

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_c = h - \frac{L}{7}$$

$$h_c = 25 - 69,3/7 = 12,53 \text{ м.}$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала:

$$R_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}}$$

$$R_{cx} = 1,6 \cdot \frac{12,53 - 11}{1 + \frac{11}{12,53}} = 4,2 \text{ м.}$$

Система молниезащиты от двух молниеотводов 1 – 6.

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_c = h - \frac{L}{7}$$

$$h_c = 25 - 83,0/7 = 13,14 \text{ м.}$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала:

$$R_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}}$$

$$R_{cx} = 1,6 \cdot \frac{13,14 - 11}{1 + \frac{11}{13,14}} = 1,87 \text{ м.}$$

Параметры схемы молниезащиты так же показаны в графической части дипломного проекта. Результаты расчета остальных молниеотводов приведен в таблице 30

Таблица 31 – Расчет молниезащиты ОРУ 110 кВ «Сковородино»

Система молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	R0 (м)	Rx (м)	Rcx (м)
1-2	60,8	25,0	21,25	16,31	26,25	15,55	5,1
2-3	69,3	25,0	21,25	12,53	26,25	15,55	4,2
1-6	83,0	25,0	21,25	13,14	26,25	15,55	1,87
5-6	46,8	25,0	21,25	18,31	26,25	15,55	7,31
4-5	82,2	25,0	21,25	13,5	26,25	15,55	1,9
3-4	83,0	25,0	21,25	13,14	26,25	15,55	1,87

17 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В представленной выпускной квалификационной работе предлагается вариант реконструкции и модернизации распределительной сети поселка «Сковородино» в Амурской области с целью повышения качества и надежности электроснабжения потребителей электрической энергии. В частности предлагается замена трансформаторных подстанций и питающих воздушных линий электропередачи на более современные. Так же предусматривается замена отработавших свой срок силовых трансформаторов типа ТДТН 25000/110/35/10 установленных на подстанции «Сковородино» и питающих рассматриваемую распределительную сети а так же остального силового оборудования.

17.1 Безопасность

Выполнение монтажно наладочных работ должны выполняться в соответствии со всеми требованиями, предъявляемыми к данным видам работ.

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

При производстве работ на лесосеке должна быть обеспечена безопасность всего комплекса лесосечных работ, включающих подготовительные и вспомогательные работы, валку и трелевку леса, очистку деревьев от сучьев, раскряжевку хлыстов, погрузку леса, механизированную очистку лесосек.

При строительстве ВЛ должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения лесных пожаров.

По окончании строительно-монтажных работ должны быть выровнены участки естественного покрова земли для уменьшения эрозии почвы.

На месте производства наладочных работ на провода линии должны быть наложены заземления. Непосредственно перед наложением заземления необхо-

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

Эксплуатация линий электропередачи осуществляется филиалом электрических сетей Амурской области и руководствуется в работе «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации распределительных электросетей».

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

К профилактическим мероприятиям относятся:

- низовые осмотры линий электропередачи;
- верховые осмотры линий электропередачи;
- специальные внеочередные осмотры, которые проводят при появлении гололеда, во время паводка, при возникновении пожаров вблизи трассы, после грозы, урагана и сильного мороза, а также после аварийного отключения линии, в том числе и при ее успешном повторном включении.

Кроме того, профилактическими мероприятиями предусмотрено:

- измерение сопротивления изоляции подвесных фарфоровых изоляторов;
- измерение сопротивления заземлений опор;
- определение степени загнивания древесины;
- проверка габаритов проводов.

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

В настоящее время большой объем ремонтных работ на ВЛ (выправку

опор, замену их некоторых деталей, очистку и окраску, некоторые ремонтные работы на проводах и тросах) выполняют без снятия или с частичным снятием напряжения, для чего используют различные изолирующие защитные средства и приспособления.

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

К вредным факторам следует отнести электрические и магнитные поля промышленной частоты, возникающие при работе оборудования подстанций и линий электропередач, акустические шумы от работы силового оборудования (особенно трансформаторов и воздушных выключателей).

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

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

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

электропередачи.

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

При сооружении ВЛ и монтаже проводов ВЛ должны соблюдаться требования государственных НТД и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ /РД 153-34.3-03.285-2002/.
3. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
4. Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов /ПОТ РМ 007-98/.
5. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
6. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».
7. Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями /СО 153-34.03.204/.
8. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий /СО 34.03.301-00/.
9. Инструктивные указания по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования энергопредприятий /СО 153-34.03.224/
10. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

17.2 Экологичность

В данной работе предусматривается установка двух силовых трансформаторов типа ТДТН 25000/110/35/10 номинальной мощностью 25

кВА в качестве основного силового оборудования на ПС «Сковородино» питающего распределительную сеть

Основным источником загрязнения окружающей среды на ПС «Сковородино» может являться трансформаторное масло, которое в большом объеме содержится в силовом оборудовании и которое может вытечь из трансформатора вследствие его разрушения. Трансформаторное масло является неотъемлемой частью современного работающего трансформатора и предназначено для изоляции токоведущих частей, как между собой, так и между ними и заземленными частями, при этом второй немаловажной функцией является функция охлаждающей среды для данного оборудования.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «Сковородино» согласно расчетным данным устанавливаются 2 трансформатора с размерами (м) 6,6×4,8×6,0 и массой масла 21,0 т.

Для устанавливаемых на ПС трансформаторов и монтируемых под них маслоприемников учитываем следующие условия [11]:

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

2) Так как масса масла составляет более 20 тонн следовательно маслоприемник выполняется с отводом масла. Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается на одновременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор [11].

Маслоприемники масла на ПС «Сковородино» выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м. На рисунке 11 представлено схематичное изображение маслоприемника с отводом масла.

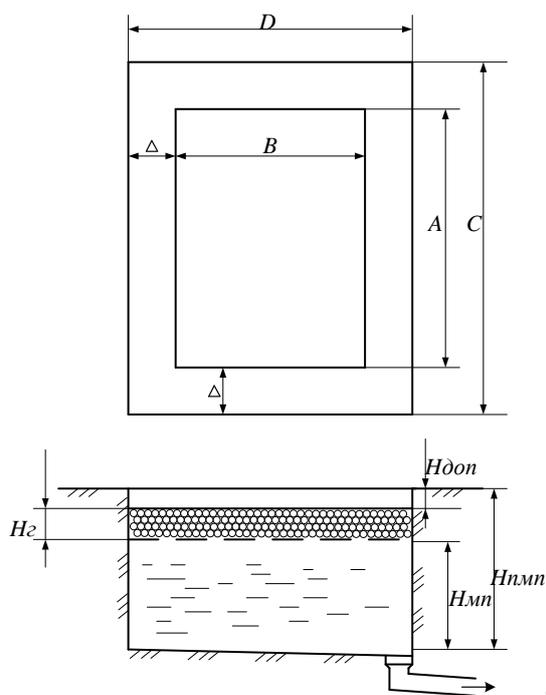


Рисунок 11 – Основные размеры маслоприемника

Верхний уровень гравия (щебня) находится на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки [11].

3) Маслосборник предусматривается закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет всех размеров маслоприемника.

Определяем объем масла в автотрансформаторе по формуле:

$$V_{TPM} = \frac{M}{\rho} \tag{90}$$

$$V_{TPM} = \frac{21}{0,88} = 23,86 \text{ м}^3.$$

где M – масса масла в трансформаторе, т; согласно паспортным данным 23,2 т;

ρ – плотность масла 0,88 т/м³.

Определяем площадь маслоприемника по формуле [11]:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (91)$$

$$S_{МП} = (6,6 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,8 + 2 \cdot 1,5) = 74,88 \text{ м}^2.$$

где A , B – длина и ширина трансформатора (м);

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника [11].

Определяем глубину маслоприемника для приема всего масла $V_{ТРМ}$:

$$H_{МП} = \frac{V_{ТРМ}}{S_{МП}} \quad (92)$$

$$H_{МП} = \frac{23,86}{74,88} = 0,32 \text{ м.}$$

Учитывая, что верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений), принимаем [11]:

Расстояние от верхнего края щебня до уровня окружающей планировки:

$$H_{ДОП} = 0,075 \text{ м.}$$

Высота гравийной подушки [11]:

$$H_{Г} = 0,25 \text{ м.}$$

Полная высота маслоприемника

$$H_{ПМП} = H_{МП} + H_{Г} + H_{ДОП} \quad (93)$$

$$H_{ПМП} = 0,32 + 0,25 + 0,075 = 0,595 \text{ м.}$$

Дно маслоприемника выполняем с уклоном 0,005 в сторону приямка, также оно засыпается чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки 0,25 м.

Рассмотрим подробно расчет требуемого объема маслосборника.

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{БП} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (94)$$

$$S_{БП} = (6,6 + 4,8) \cdot 2 \cdot 6,0 = 136,8 \text{ м}^2.$$

где H – высота трансформатора (м).

Нормативный коэффициент пожаротушения $K_{П}$ (л/(с×м²)) и нормативное время тушения t (сек) соответственно равны [11]:

$$K_{П} = 0,2$$

$$t = 1800$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{H_2O} = K_{П} \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БП}) \cdot 10^{-3} \quad (95)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (74,88 + 136,8) \cdot 10^{-3} = 76,2 \text{ м}^3.$$

Определяем объем маслосборника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды:

$$V_{ТМН_2O} = V_{ТРМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (96)$$

$$V_{ТМН_2O} = 23,86 + 0,8 \cdot 76,2 = 84,82 \text{ м}^3.$$

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние

от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч.

Маслоотводы на ПС «Сковородино» выполняются в виде подземных трубопроводов. Сеть масло отводов от трансформатора выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они выполняется из чугунных труб того же диаметра.

17.3 Чрезвычайные ситуации

При выполнении монтажно наладочных работ на ПС «Сковородино» должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения пожаров.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции «Сковородино» предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

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

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС «Сковородино» устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

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

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на ПС «Сковородино» составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образова-

ния в горючей среде источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты на ПС «Сковородино» составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита на ПС «Сковородино» обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением различных средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей;
- системами противодымовой защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара на ПС «Сковородино» 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;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

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

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 110 кВ ПС «Сковородино»:

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 110 кВ, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

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 значительное количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве огнетушащих средств в работе устанавливаются [21]: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 10 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, ящик с песком емкостью 0,5 м³.

На ПС «Сковородино» определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

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.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола [21], считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара на ПС «Сковородино» 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.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рассматриваемой работе нами был предложен вариант реконструкции системы внешнего электроснабжения посёлка «Сковородино» в Амурской области, техническим решением которое бы повысило надежность электроснабжения и качество электрической энергии в связи с увеличением нагрузок явилась бы замена старого оборудования, которое в настоящее время используется в сетях на более современное и надежное.

В данной работе была рассмотрена замена сетевого оборудования на современное и более надежное по сравнению с тем что эксплуатируется в настоящее время в сетях. Замена оборудования позволит увеличить надежность электроснабжения, качество поставляемой электроэнергии, снизить величину финансовых потерь сетевого предприятия, подключать новые потребители без каких-либо последствий.

В данной работе применялись следующие методы: это определение расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения комплектных трансформаторных подстанций которое было выполнено по методу удельных электрических нагрузок с использованием коэффициент совмещения максимумов нагрузки. Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях выполнялся по методу относительных единиц с использованием среднего ряда напряжений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет нагрузок потребителей

Наименование ТП (Ном. мощн. Тр-ра)	$P_{P0,4ТП}$ (кВт)	$Q_{P0,4ТП}$ (квар)	$S_{P0,4ТП}$ (кВА)
ТП № 52 (400)	374,5	100,28	387,69
ТП № 13 (250)	188,4	46,518	194,06
ТП № 45 (630)	301	137,43	330,89
ТП № 25 (250)	195,5	51,895	202,27
ТП № 38 (400)	291,28	103,256	309,04
ТП № 4 (250)	200	76	213,95
ТП № 34 (400)	387	86,07	396,46
ТП КЕ (630 630)	858	171,6	874,99
ТП дпкс (630 630)	337,5	245,99	417,63
ТП № 1 (400 400)	472	202,84	513,74
ТП № 18 (400 400)	537,2	107,44	547,84
ЦРП 4 (400)	121	24,68	123,49
ТП № 16 (160)	148,5	26,4	150,83
ТП № 21 (400)	107,5	22,97	109,93
ТП № 15 (250)	163	78,09	180,74
ТП № 23 (250)	210,7	66,21	220,86
ТП № 31 (250)	179	53,14	186,72
ТП № 33 (250)	188,5	78,65	204,25
ТП № 54 (400)	224	94,32	243,05
ТП № 10 (630 630)	235,8	89,564	252,24
ТП Нефтяники (100)	55,5	26,645	61,565
ТП № 29 (250)	214,5	91,86	233,34
ТП № 51 (400)	215,3	99,2	237,05
ТП № 22 (250)	130,3	50,37	139,7
ТП № 9 (400)	368	92	379,33
ТП № 17 (400)	290,8	104,5	309,01
ТП № 48 (400)	20,8	10,4	23,255
ТП № 26 (250 250)	168	59,19	178,12
ТП № 55 (400)	230	98,9	250,36
ТП № 14 (400 400)	201,7	87,36	219,81
ТП № 8 (400)	368	158,24	400,58
ЦРП 3 (400)	142	58,56	153,6
ТП № 24 (250)	188	78,34	203,67
ТП № 2 (250)	184	79,12	200,29
ТП № 5 (250)	184	79,12	200,29
ТП № 12 (400)	149,7	83,1	171,22

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Выбор трансформаторов

ТП	S_p (кВА)	$S_{ртр}$ (кВА)	$K_{зф}$	N (шт)	$S_{номтр}$ (кВА)
52	387,69	456,1	0,61	1	630
4	213,95	251,71	0,53	1	400
34	396,46	466,42	0,63	1	630
16	150,83	177,45	0,60	1	250
23	220,86	259,84	0,55	1	400
29	233,34	274,52	0,58	1	400
9	379,33	446,27	0,60	1	630
8	400,58	471,27	0,64	1	630

Марка	Ток ХХ (%)	Напряжение КЗ (%)	Потери ХХ (кВт)	Потери КЗ (кВт)
ТМГ-250/10-У 1	0,9	4,5	0,43	3,25
ТМГ-400/10-У 1	0,8	4,5	0,8	5,5
ТМГ-630/10-У 1	0,6	5,5	1,24	7,6

ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчет приведенных нагрузок 10 кВ ТП

Наименование ТП	Потери			Нагрузка ВН		
	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	$P_{P10ТП}$ (кВт)	$Q_{P10ТП}$ (квар)	$S_{P10ТП}$ (кВА)
ТП № 52	4,07	16,9	17,38	378,57	117,18	405,07
ТП № 13	2,07	7,91	8,18	190,47	54,43	198,10
ТП № 45	3,31	23,36	23,60	304,31	160,79	344,18
ТП № 25	2,15	8,82	9,08	197,65	60,72	206,77
ТП № 38	3,20	17,55	17,84	294,48	120,81	318,30
ТП № 4	2,20	12,92	13,11	202,20	88,92	220,89
ТП № 34	4,26	14,63	15,24	391,26	100,70	404,01
ТП КЕ	9,44	29,17	30,66	867,44	200,77	890,37
ТП дпкс	3,71	41,82	41,98	341,21	287,81	446,39
ТП № 1	5,19	34,48	34,87	477,19	237,32	532,95
ТП № 18	5,91	18,26	19,20	543,11	125,70	557,47
ЦРП 4	1,33	4,20	4,40	122,33	28,88	125,69
ТП № 16	1,63	4,49	4,78	150,13	30,89	153,28
ТП № 21	1,18	3,90	4,08	108,68	26,87	111,96
ТП № 15	1,79	13,28	13,40	164,79	91,37	188,43
ТП № 23	2,32	11,26	11,49	213,02	77,47	226,67
ТП № 31	1,97	9,03	9,25	180,97	62,17	191,35
ТП № 33	2,07	13,37	13,53	190,57	92,02	211,63
ТП № 54	2,46	16,03	16,22	226,46	110,35	251,92
ТП № 10	2,59	15,23	15,45	238,39	104,79	260,41
ТП Нефтяники	0,61	4,53	4,57	56,11	31,17	64,19
ТП № 29	2,36	15,62	15,79	216,86	107,48	242,03
ТП № 51	2,37	16,86	17,03	217,67	116,06	246,68
ТП № 22	1,43	8,56	8,68	131,73	58,93	144,31
ТП № 9	4,05	15,64	16,16	372,05	107,64	387,31
ТП № 17	3,20	17,77	18,05	294,00	122,27	318,41
ТП № 48	0,23	1,77	1,78	21,03	12,17	24,30
ТП № 26	1,85	10,06	10,23	169,85	69,25	183,42
ТП № 55	2,53	16,81	17,00	232,53	115,71	259,73
ТП № 14	2,22	14,85	15,02	203,92	102,21	228,10
ТП № 8	4,05	26,90	27,20	372,05	185,14	415,57
ЦРП 3	1,56	9,96	10,08	143,56	68,52	159,07
ТП № 24	2,07	13,32	13,48	190,07	91,66	211,01
ТП № 2	2,02	13,45	13,60	186,02	92,57	207,78
ТП № 5	2,02	13,45	13,60	186,02	92,57	207,78
ТП № 12	1,65	14,13	14,22	151,35	97,23	179,89
Суммарная мощность нагрузки:				8928,07	3650,59	9725,39