

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Краскино в Приморском крае в связи с увеличением трансформаторной мощности

Исполнитель

студент группы 942-об1

подпись, дата

А.Ю. Сафронова

Руководитель

профессор, канд.тех.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст.преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Сафроновой Александры Юрьевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Краскино в Приморском крае в связи с увеличением трансформаторной мощности
(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 16.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема электрической сети Приморского края, данные контрольного замера 2022 г., подробная однолинейная схема подстанции Краскино

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): расчет нагрузок, выбор оборудования, расчет токов короткого замыкания, расчет режимов работы

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 10 рисунков, 63 таблицы, 98 формул, 30 источников, 5 приложений, 6 листов формата А1

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности доцент, кандидат технических наук Андрей Борисович Булгаков

7. Дата выдачи задания 20.02.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович
профессор, кандидат технических наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 20.02.2023

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 107 стр. , 10 рисунков, 63 таблицы, 98 формул, 30 источников.

ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ЗАЩИТА ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, МОЛНИЕЗАЩИТА, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НЕЛИНЕЙНЫЙ.

В данной ВКР рассмотрен вариант реконструкции ПС Краскино номинальным напряжением 110/35/10 кВ в Приморском крае в связи с увеличением номинальной мощности силовых трансформаторов. Проведен анализ существующих нагрузок подстанции Краскино и их прогнозирование на основе которого выбрана номинальная мощность новых силовых трансформаторов. На основании полученных значений нагрузок выполнены выбор и проверка всего коммутационного, измерительного, силового и иного оборудования на данном объекте. Все выбранное современное оборудование проходило проверку по условиям протекания рабочих токов и токов короткого замыкания. В данной работе так же решались проблемы связанные с низким уровнем напряжений на стороне 110 кВ ПС Краскино. В экономической части работы проведен расчет стоимости реализации проекта реконструкции данной ПС а так же определены основные эксплуатационные издержки. В части безопасностям жизнедеятельности приведены основные меры безопасной эксплуатации подстанционного электротехнического оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| Введение | 7 |
| 1 Климатическая характеристика района размещения объекта | 9 |
| 2 Характеристика ПС Краскино | 11 |
| 2.1 Географическое расположение ПС Краскино | 11 |
| 2.2 Однолинейная схема ПС Краскино и ее характеристика | 13 |
| 2.3 Оборудование ПС Краскино и его характеристики | 15 |
| 2.4 Оценка существующего уровня загрузки оборудования | 17 |
| 3 Прогнозирование электрических нагрузок ПС Краскино | 19 |
| 4 Компенсация реактивной мощности | 21 |
| 5 Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов с учетом прогнозных значений нагрузки | 23 |
| 6 Обоснование необходимости реконструкции ПС Краскино | 25 |
| 7 Расчет мощности и выбор трансформаторов ПС Краскино | 26 |
| 8 Выбор сечения и марки провода питающей ВЛ | 28 |
| 9 Расчет режимов работы существующей электрической сети | 30 |
| 10 Расчет токов короткого замыкания | 43 |
| 11 Выбор и проверка оборудования ПС Краскино | 52 |
| 11.1 Проверка выключателей 110 кВ | 52 |
| 11.2 Выбор и проверка выключателей 35 кВ | 55 |
| 11.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ | 56 |
| 11.4 Проверка разъединителей 110 кВ | 58 |
| 11.5 Выбор и проверка разъединителей 35 кВ | 59 |
| 11.6 Выбор трансформаторов тока | 60 |
| 11.7 Выбор трансформаторов напряжения | 67 |
| 11.8 Выбор гибкой ошиновки | 69 |
| 11.9 Выбор жесткой ошиновки | 70 |
| 11.10 Выбор ОПН | 72 |
| 11.11 Выбор трансформатора собственных нужд | 73 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 11.12 | Оперативный ток | 74 |
| 12 | Расчет системы заземления | 75 |
| 13 | Защита от прямых ударов молнии | 78 |
| 14 | Защита и автоматика | 80 |
| 14.1 | Дифференциальная защита | 80 |
| 14.2 | Защита от перегрузки | 82 |
| 14.3 | Максимальная токовая защита | 83 |
| 14.4 | Газовая защита | 83 |
| 14.5 | Автоматика ввода резерва | 84 |
| 14.6 | Автоматическая частотная разгрузка | 84 |
| 14.7 | Автоматическое повторное включение | 84 |
| 15 | Технико-экономическое обоснование варианта реконструкции ПС Краскино | 88 |
| 16 | Безопасность и экологичность | 91 |
| 16.1 | Безопасность | 91 |
| 16.2 | Экологичность | 94 |
| 16.3 | Чрезвычайные ситуации | 101 |
| | Заключение | 104 |
| | Библиографический список | 105 |
| | Приложение А Расчет нормального режима работы с существующими нагрузками | 108 |
| | Приложение Б Расчет нормального режима работы с прогнозными нагрузками | 110 |
| | Приложение В Расчет режима работы при отключении одной цепи ВЛ Давыдовка Барабаш | 112 |
| | Приложение Г Расчет режима работы при отключении одной цепи ВЛ Славянка Барабаш | 114 |
| | Приложение Д Расчет режима работы при отключении одной цепи ВЛ Славянка Краскино | 116 |

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматическое включение резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВВ – выключатель высоковольтный;

КЗ – короткое замыкание;

ПС – электрическая подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

МЗ - микропроцессорная защита;

СТ – силовой трансформатор;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в Приморском крае в частности в Хасанском районе, который в свою очередь включает в себя подстанцию Краскино существует проблема увеличения мощности нагрузки на подстанциях. Существующие ПС Троица и Краскино получают питание по одноцепной ВЛ 110 кВ что вводит соответствующие ограничения по подключению дополнительной нагрузки. Для решения данной проблемы в данной работе проведен анализ состояния электрической сети и режимов ее работы как с существующими нагрузками так и с прогнозными значениями.

В данной работе предполагается решить проблему низкой надежности электроснабжения потребителей Хасанского района, а так же подробно рассмотреть реконструкцию ПС Краскино, предполагается провести прогнозирование электрических нагрузок с последующим выбором новой номинальной мощности силовых трансформаторов на данной ПС, а так же провести модернизацию распределительных устройств среднего напряжения 35 кВ а так же низкого напряжения 10 кВ которые имеют значительный износ.

Актуальность данной работы заключается в том что в настоящее время существующая схема электроснабжения ПС Краскино а так же смежных ПС 110 кВ Хасанского района не позволяет обеспечить требуемый уровень надежности электроснабжения в случае подключения дополнительных потребителей.

Цель данной работы – выбор и проверка необходимого электротехнического оборудования для ПС Краскино а так же для питающей электрической сети, с последующей проверкой по различным условиям, которое необходимо для повышения качества и надежности электроснабжения потребителей в рассматриваемого района.

Основные задачи которые решались в данной работе:

- Анализ основных проблем в рассматриваемой части электрической сети и разработка мероприятий по их решению.

- Прогнозирование электрических нагрузок всего участка сети и выбор на их основе новых силовых трансформаторов ПС Краскино.

- Расчет токов короткого замыкания.

- Выбор и проверка оборудования распределительных устройств при модернизации с последующей проверкой по условиям протекания рабочих токов и токов короткого замыкания.

- Расчет системы молниезащиты и заземления ПС Краскино.

- Расчет экономических показателей при реконструкции и модернизации ПС Краскино.

Используемое лицензионное программное обеспечение:

Microsoft: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad.

Используемое свободно распространяемое программное обеспечение:

Браузер: Opera

Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата А1.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТА

При реконструкции и модернизации объекта электроснабжения необходимо учитывать климатическую характеристику рассматриваемого района электрических сетей так как выбираемое оборудование в обязательном порядке должно соответствовать данной климатической характеристике. В качестве расчётных климатических данных могут рассматриваться такие параметры как район по ветру, район по гололёду а также высшая, низшая и среднегодовая температура окружающего воздуха в рассматриваемом районе.

Также к климатическим характеристикам местности относится и степень загрязнения атмосферы а также основные характеристики грунта в том числе глубина промерзания. Необходимые данные представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатическая характеристика

| Климатические условия | Расчетная величина |
|-----------------------------------|--------------------|
| Район по ветру | IV |
| Давление ветра | 800 Па (36 м/с) |
| Район по гололеду | IV (25 мм) |
| Нормативная стенка гололеда | 25 мм |
| Низшая температура воздуха | -54°C |
| Среднегодовая температура воздуха | +1°C |
| Высшая температура воздуха | +41°C |
| Число грозových часов в год | 20 |
| Температура гололедообразования | -10°C |
| Степень загрязнения атмосферы | II |
| Глубина промерзания грунтов | 2,0 м |

Указанные в таблице 1 данные будут использованы в дальнейших расчетах и при выборе оборудования.

Представленные в таблице 1 данные в значительной степени влияют на капиталовложения при реконструкции и модернизации подстанции, так как эти данные указывают на то какое электрооборудование должно быть установлено на данном объекте электроэнергетики.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПС КРАСКИНО

2.1 Географическое расположение ПС Краскино

ПС Краскино расположена на юге Приморского края и как указывалось ранее находится в поселке городского типа с одноимённым названием. Близ лежащие поселки получают питание от данной ПС как от единственного источника в данном регионе, карта схема рассматриваемого района представлена на рисунке 1, однолинейная схема представлена на рисунке 2.



Рисунок 1 - Карта-схема рассматриваемого участка сети

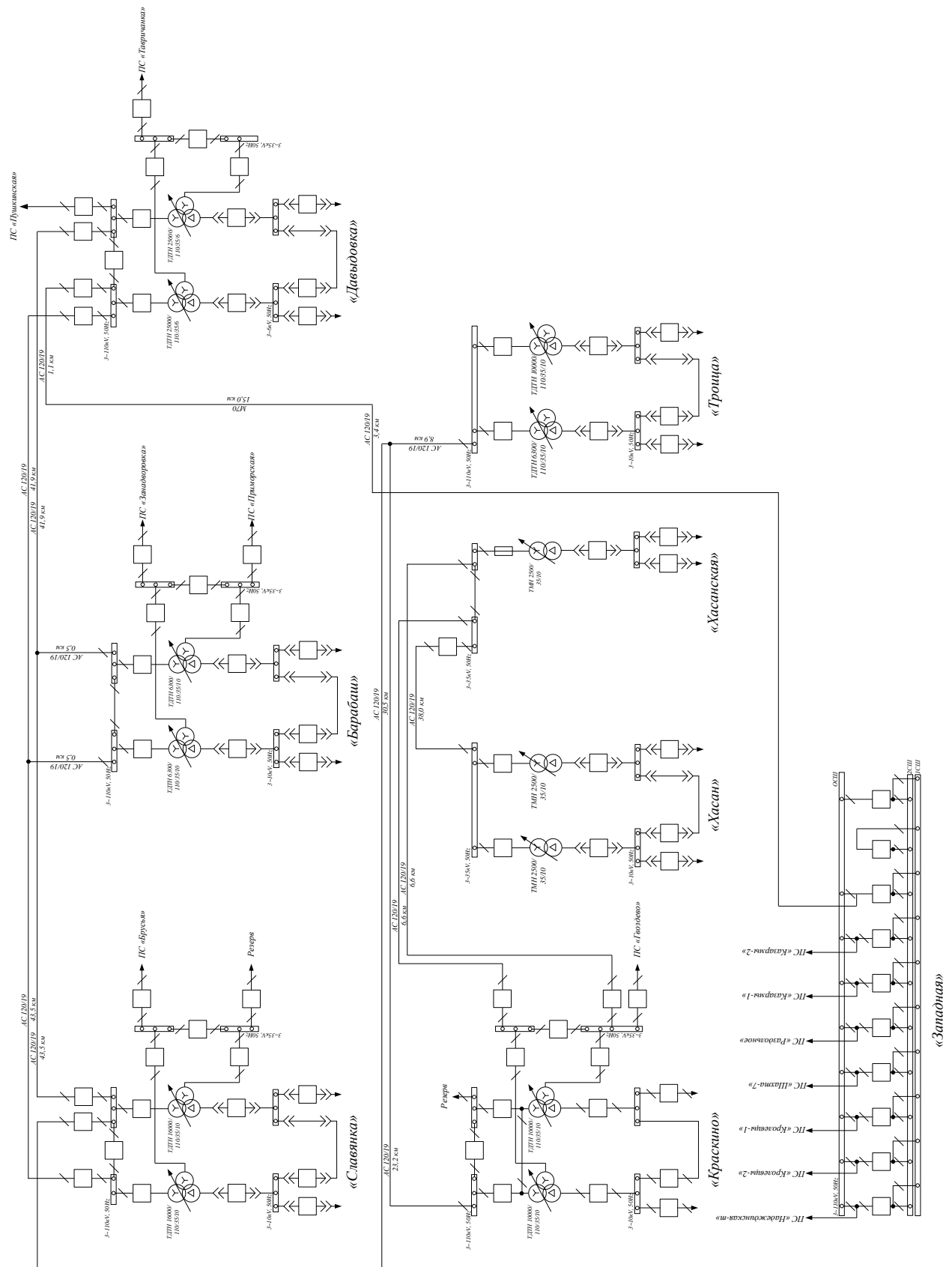


Рисунок 2 - Однолинейная схема рассматриваемого участка сети

ПС Краскино имеет три уровня напряжений 110/35/10 кВ, при этом на стороне низкого напряжения получает питание непосредственно поселок Краскино, на напряжении 35 кВ, как указано на рисунке, получают питание ПС Гвоздево, Хасанская, Хасан, Ж/Д станция, Посьет. При этом сама ПС Краскино получает питание по одноцепной ВЛ 110 кВ со стороны ПС Славянка.

В перспективе для повышения надежности электроснабжения планируется организация второй цепи ВЛ 110 кВ (указана на рисунке пунктиром) от ПС Славянка до ПС Краскино с заходом на проектируемую ПС Портовая. На стороне 35 кВ планируется подключение дополнительной ПС Автопереход, которая так же будет получать питание от ПС Краскино

2.2 Однолинейная схема ПС Краскино и ее характеристика

Однолинейная схема ПС Краскино представлена на рисунке 3, рассмотрим подробно схемы ее распределительных устройств.

РУ 110 кВ: выполнено открытым, по схеме **5АН** - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Данная схема применяется на проходных двух-трансформаторных ПС с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при КЗ (повреждении) в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузок). Связь данного распределительного устройства с энергосистемой осуществляется по одной ВЛ 110 кВ со стороны ПС Славянка, вторая ячейка для подключения ВЛ является резервной и предназначена для последующего подключения второй цепи питающей ВЛ.

РУ 35 кВ: выполнено так же открытым, по схеме **9** - Одна рабочая секционированная система шин. Данная схема применяется для ПС с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, не резервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию секции шин. От данного РУ как указывалось ранее получают питание расположенные рядом ПС 35 кВ. Особенностью РУ является отсутствие секционного выключателя.

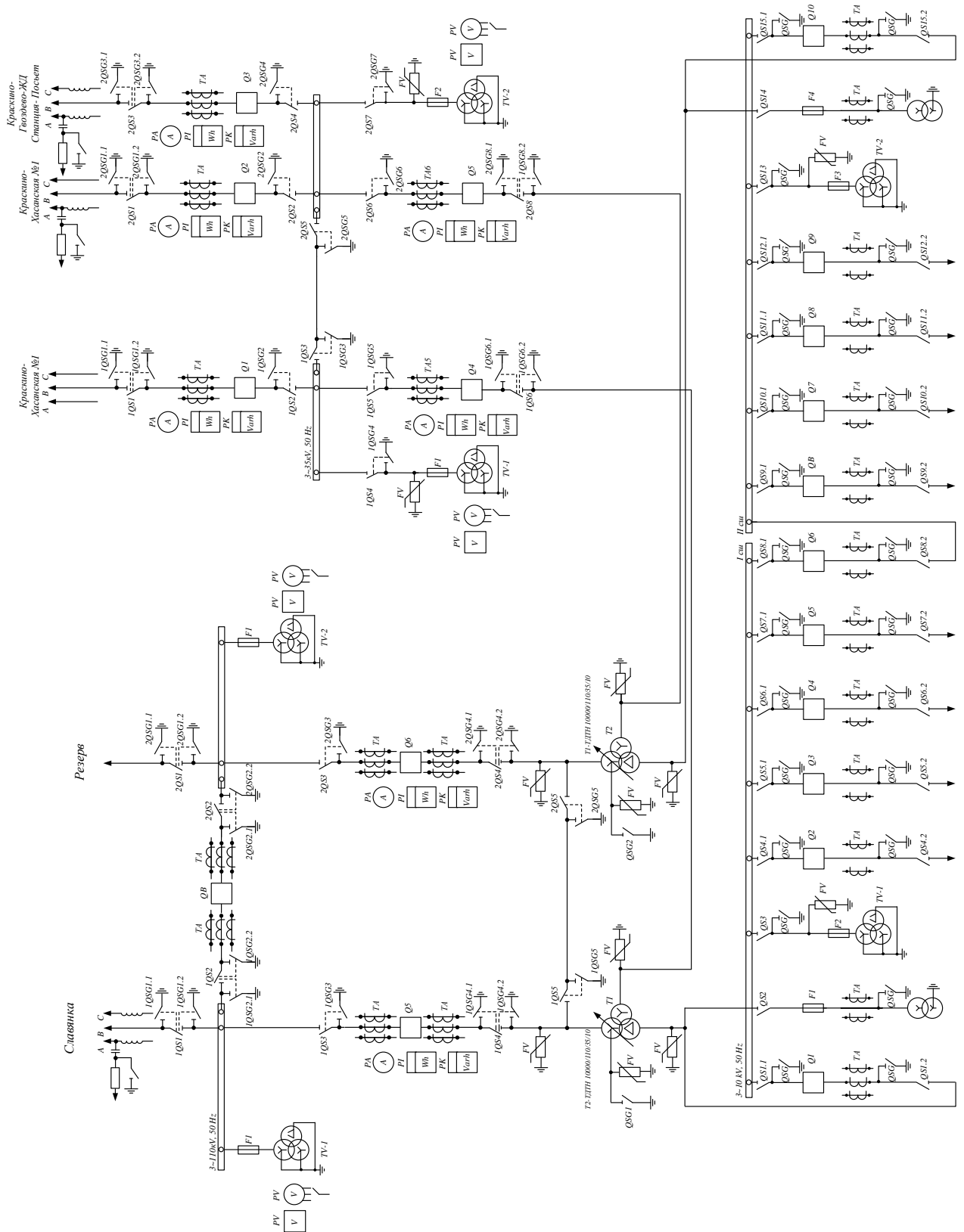


Рисунок 3 - Существующая однолинейная схема ПС Краскино

РУ 10 кВ: выполнено в виде КРУН, по схеме: одна секционированная система шин, общее количество присоединений для питания потребителей составляет 8.

2.3 Оборудование ПС Краскино и его характеристики

В данном разделе рассмотрим подробно основное оборудование которое установлен на ПС Краскино.

Силовые трансформаторы установлены типа ТДТН 10000/110/35/10, год установки данного оборудования 2010, основные технические характеристики данного оборудования представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики трехобмоточных трансформаторов ПС Краскино

| Характеристика | Значение |
|---|----------|
| Номинальная полная мощность | 10000кВА |
| Номинальное напряжение стороны ВН | 110 кВ |
| Номинальное напряжение стороны СН | 35 кВ |
| Номинальное напряжение стороны НН | 10,0 кВ |
| Напряжение короткого замыкания ВН-НН | 18,52% |
| Напряжение короткого замыкания ВН-СН | 10,8% |
| Напряжение короткого замыкания СН-НН | 6,65% |
| Наличие устройства регулирования напряжения | РПН |
| Год выпуска | 2010 |

Данное оборудование можно считать современным по существующим меркам в энергетике однако имеется проблема с высокой загрузкой.

Оборудование распределительного устройства 110 кВ:

Выключатели: ВЭБ 110 IV/10/40/2500 УХЛ1 – элегазовые выключатели бакового типа с пружинным приводом номинальным током 2500А и номинальным током отключения 40 кА, данное оборудование является наиболее современным и в замене не нуждается однако необходима проверка по условиям протекания рабочих токов и токов КЗ после реконструкции.

Разъединители: РГП СЭЩ 1-II-110/1250, это современные разъединители производства предприятия «Самара Электроцит» номинальный ток составляет 1250 А. Так же замена данного оборудования при реконструкции не требуется при условии выполнения всех проверок.

Измерительные трансформаторы: тока – ТВ-110 (встроенные в выключатели), напряжения - VCU-123, данное оборудование так же является современным и в замене не нуждается.

Оборудование распределительного устройства 35 кВ:

Выключатели: ВМ-35 600А ПП67- выключатели масляные номинальным током 600 А и пружинным приводом, следует отметить что данное оборудование является устаревшим, имеют значительный износ и как следствие требуют замены.

Разъединители: РЛНД-2-35-600А ПРН220М, - разъединители номинальным током 600А и ручным приводом, так же является устаревшими.

Измерительные трансформаторы: тока – ТВ-35 (встроенные в выключатели), напряжения - Нами 35 УХЛ1, данное оборудование так же является устаревшим и требует замены.

Оборудование распределительного устройства 10 кВ:

Распределительное устройство низкого напряжения 10 кВ выполнено в виде ячеек КРУН (наружного исполнения), с устаревшими масляными выключателями типа ВМГ-133, так же в данном РУ применяются трансформаторы тока типа ТПК и трансформаторы напряжения типа НАМИ-10, следует отметить так же значительный износ данного оборудования. Основным недостатком данного РУ является отсутствие выкатных тележек выключателей как в случае с КРУ, при выходе из строя одного из выключателей отсутствует возможность его оперативной замены на аналогичный, при этом ремонт должен будет выполняться на улице непосредственно в распределительном устройстве. Таким образом при реконструкции данной ПС предпочтение при замене РУ 10 кВ отдаем ЗРУ.

2.4 Оценка существующего уровня загрузки оборудования

В данном разделе приводим данные о нагрузке трансформаторов ПС рассматриваемого района электрических сетей согласно данным контрольного замера, выполняем расчет коэффициентов загрузки, проводим их сравнение с нормативными значениями. Данные о нагрузке ПС представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Существующие нагрузки ПС 110 кВ

| Наименование ПС | Средняя активная мощность (МВт) | Средняя реактивная мощность (МВАр) |
|-----------------|---------------------------------|------------------------------------|
| Краскино | 8,07 | 3,25 |
| Давыдовка | 25,48 | 10,8 |
| Барабаш | 5,56 | 2,26 |
| Славянка | 17,14 | 6,88 |
| Троица | 6,47 | 2,59 |

Проводим расчет коэффициентов загрузки силовых трансформаторов с учетом данных значений мощности

Коэффициент загрузки для нормального режима работы рассчитывается по следующей упрощенной формуле [8]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{ср}^2}}{n_T \cdot S_{ном}}, \quad (1)$$

где $P_{ср}$ - средняя активная мощность нагрузки ПС;

$Q_{ср}$ - расчетная реактивная мощность нагрузки ПС;

$S_{ном}$ - номинальная полная мощность силового трансформатора установленного на ПС;

n_T - количество силовых трансформаторов.

Проводим расчет на примере ПС Краскино:

$$K_{эф} = \frac{\sqrt{8,07^2 + 3,25^2}}{2 \cdot 10} = 0,44$$

Для после аварийного режима коэффициент загрузки определяется по следующей формуле [8]:

$$K_{эфна} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{ср}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ном}} \quad (2)$$

$$K_{эфна} = \frac{\sqrt{8,07^2 + 3,25^2}}{1 \cdot 10} = 0,88$$

Нормативное значение коэффициента загрузки для нормального режима работы ПС составляет 0,5-0,7, для послеаварийного соответственно 1-1,4, следовательно можно сделать вывод том, что номинальная мощность установленных в настоящее время трансформаторов достаточна для нормальной работы с существующими нагрузками, далее проводим аналогичный расчет для остальных ПС, результаты расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ПС 110 кВ

| Наименование ПС | $K_{эф}$ | $K_{эфна}$ |
|-----------------|----------|------------|
| Краскино | 0,44 | 0,88 |
| Давыдовка | 0,55 | 1,11 |
| Барабаш | 0,48 | 0,95 |
| Славянка | 0,58 | 1,15 |
| Троица | 0,35 | 0,70 |

Расчет показывает, что в настоящее время коэффициенты загрузки силовых трансформаторов на всех ПС рассматриваемого района имеют значения не превышающие нормативные далее проводим расчет прогнозных значений нагрузки для всех указанных ранее ПС 110 кВ.

3 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПС КРАСКИНО

При реконструкции электрических сетей и ПС, в случае замены основного оборудования необходимо отталкиваться от прогнозных значений нагрузки чтобы выбранное оборудование могло выдерживать их в течении всего расчётного срока службы.

В данном разделе проводим расчет прогнозных значений нагрузки на ПС рассматриваемого района электрических сетей с перспективой в 20 лет по формуле сложных процентов которая выглядит следующим образом [9]:

$$P_{\text{прог}} = P_{\text{ср}} \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T, \quad (3)$$

$$Q_{\text{прог}} = Q_{\text{ср}} \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T, \quad (4)$$

где ε - расчетное увеличение нагрузки в рассматриваемом районе электрической сети (согласно данным контрольных замеров за последние 5 лет данный параметр составляет 2,5%);

T - период прогнозирования (лет).

Для примера проводим расчет прогнозных значений нагрузки на примере ПС Краскино:

$$P_{\text{прог}} = 8,07 \cdot \left(1 + \frac{2,5}{100}\right)^{20} = 13,22 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{\text{прог}} = 3,25 \cdot \left(1 + \frac{2,5}{100}\right)^{20} = 5,33 \text{ (МВАр)}$$

По аналогичным формулам проводим расчет и для остальных ПС, результаты расчетов приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет прогнозных значений мощности нагрузки ПС 110 кВ

| Наименование ПС | $P_{\text{прог}}$ (МВт) | $Q_{\text{прог}}$ (МВАр) |
|-----------------|-------------------------|--------------------------|
| Краскино | 13,22 | 5,33 |
| Давыдовка | 41,76 | 17,70 |
| Барабаш | 9,11 | 3,70 |
| Славянка | 28,09 | 11,28 |
| Троица | 10,60 | 4,25 |

Далее проводим расчет компенсации реактивной мощности на основании полученных прогнозных значений нагрузки.

4 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В данном разделе будем рассматривать специальные устройства предназначенные для снижения перетоков реактивной мощности по электрическим сетям и повышении уровня напряжений непосредственно в местах их установки. Такие устройства называются компенсирующими устройствами (КУ).

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по максимальному значению нормативного коэффициента мощности задаваемому энергосистемой в часы максимума нагрузки (приказ №380 от 23.06.2015 Минэнерго) [9]:

$$Q_k = Q_{\text{прог}} - P_{\text{прог}} \cdot \text{tg} \cdot \varphi, \quad (5)$$

где $\text{tg} \cdot \varphi$ - максимальное значение нормативного коэффициента реактивной мощности, для 110 кВ равен 0,5.

Проводим расчет на примере ПС Краскино с учетом прогнозных значений мощности нагрузки

$$Q_k = 5,33 - 13,22 \cdot 0,5 = -1,28 \text{ (МВАр)}$$

При отрицательном значении данного параметра установка компенсирующих устройств на ПС Краскино не требуется т.к. вся реактивная мощность необходимая для потребителей может быть получена из сети без каких либо ограничений, далее проводим расчёт и выбор номинальной мощности силовых трансформаторов в соответствии с прогнозными значениями мощности нагрузки, результаты данного расчета для остальных ПС представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет требуемой мощности компенсирующих устройств

| Наименование ПС | Q_k (МВАр) |
|-----------------|--------------|
| Краскино | -1,28 |
| Давыдовка | -3,18 |
| Барабаш | -0,86 |
| Славянка | -2,77 |
| Троица | -1,05 |

Расчет показывает, что на всех ПС требуемая мощность компенсирующих устройств имеет отрицательное значение, следовательно, установка данного оборудования не требуется, далее проводим расчет коэффициентов загрузки силовых трансформаторов с прогнозными значениями нагрузки .

5 РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ С УЧЕТОМ ПРОГНОЗНЫХ ЗНАЧЕНИЙ НАГРУЗКИ

Ранее были определены прогнозные значения нагрузки на ПС 110 кВ рассматриваемого участка сети, поэтому в данном разделе будем проводить расчет коэффициентов загрузки трансформаторов учетом этих данных по следующей формулам:

Для нормального режима [8]:

$$K_{зфн} = \frac{\sqrt{P_{\text{прог}}^2 + Q_{\text{прог}}^2}}{n_T \cdot S_{\text{ном}}} \quad (6)$$

Для послеаварийного режима [8]:

$$K_{зфнан} = \frac{\sqrt{P_{\text{прог}}^2 + Q_{\text{прог}}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{ном}}} \quad (7)$$

Проводим расчет на примере ПС Краскино:

$$K_{зфн} = \frac{\sqrt{13,22^2 + 5,33^2}}{2 \cdot 10} = 0,72$$

$$K_{зфнан} = \frac{\sqrt{13,22^2 + 5,33^2}}{1 \cdot 10} = 1,44$$

В данном случае расчет показывает, что происходит превышение фактического коэффициента загрузки над нормативным значение и соответственно требуется увеличение номинальной мощности силовых трансформаторов, для предотвращения перегрузки в случае аварийного отключения одного из них, результаты расчета для остальных ПС приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ПС 110 кВ с учетом прогнозных значений нагрузки

| Наименование ПС | $K_{зфп}$ | $K_{зфп\text{план}}$ |
|-----------------|--------------------|----------------------|
| Краскино | <u>0,72</u> | <u>1,44</u> |
| Давыдовка | <u>0,91</u> | <u>1,81</u> |
| Барабаш | <u>0,78</u> | <u>1,56</u> |
| Славянка | <u>0,95</u> | <u>1,89</u> |
| Троица | 0,57 | 1,14 |

Таким образом, расчет показывает что замена оборудования требуется на всех ПС рассматриваемого района электрической сети за исключением ПС Троица.

6 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПС КРАСКИНО

Приведенные в предыдущих разделах данные об оборудовании на ПС Краскино а так же об уровнях его загрузки, говорят о том, что необходима реконструкция данного объекта энергетики с учетом установки современного оборудования на распределительных устройствах среднего и низкого напряжения. Оборудование указанных РУ имеет значительный износ и дальнейшая его эксплуатация может привести к возникновению аварийной ситуации с соответствующим отключением потребителей.

Вторая причина, по которой необходимо проводить реконструкцию данной ПС, это отсутствие возможности работы силовых трансформаторов при подключении дополнительных потребителей (возможна перегрузка оборудования), для решения данной проблемы предполагается установка силовых трансформаторов большей мощности.

Решение этих проблем в перспективе позволит избежать убытков сетевого предприятия вследствие незапланированных отключений оборудования и потребителей, а так же в значительной степени повысит качество и надежность электроснабжения.

7 РАСЧЕТ МОЩНОСТИ И ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС КРАСКИНО

Требуемая мощность силового трансформатора зависит от значения активной мощности нагрузки подключённых потребителей и от некомпенсированной реактивной мощности (в данном случае компенсация не требуется) которая так же проходит через трансформатор.

Расчетная мощность силового трансформатора определяется по следующей формуле [8]:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{\text{прог}}^2 + Q_{\text{прог}}^2}}{n_T \cdot K_3^{\text{опт}}}, \quad (8)$$

где S_P – расчётная мощность трансформатора (МВА);

n_T – количество трансформаторов на ПС Краскино;

$K_3^{\text{опт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки (принимается равным 0,7 - для двух трансформаторной ПС).

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме:

$$K_{\text{зф}} = \frac{\sqrt{P_{\text{прог}}^2 + Q_{\text{прог}}^2}}{n_T \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (9)$$

$$K_{\text{зфна}} = \frac{\sqrt{P_{\text{прог}}^2 + Q_{\text{прог}}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{ном}}}. \quad (10)$$

Определяем расчетную мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС Краскино:

$$S_p = \frac{\sqrt{13,22^2 + 5,33^2}}{2 \cdot 0,7} = 10,18 \text{ (кВА)}$$

Исходя из полученного значения принимаем силовой трансформатор согласно справочным данным с ближайшим большим номинальным значением мощности, в частности принимаем трансформатор типа ТДТН 16000/110/35/10.

Определяем значение фактических коэффициентов загрузки принятого типа трансформатора в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{13,22^2 + 5,33^2}}{2 \cdot 0,7} = 0,49;$$

$$K_{зфна} = \frac{\sqrt{13,22^2 + 5,33^2}}{0,7} = 0,98.$$

При нормальном режиме работы коэффициент загрузки не должен превышать 0,7, для послеаварийного режима не должен превышать 1,4. Расчет показывает что номинальная мощность трансформатора выбрана верно.

Основные технические данные данного устройства представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики принятого типа трансформатора

| ТДТН 16000/110/35/10 | |
|--|-----------------|
| Номинальное напряжение | 110/35/10 кВ |
| Номинальная мощность | 16000 кВА |
| Потери холостого хода | 15,8 кВт |
| Потери короткого замыкания | 90 кВт |
| Напряжение короткого замыкания ВН-НН | 17,5% |
| Напряжение короткого замыкания ВН-СН | 10,5% |
| Напряжение короткого замыкания СН-НН | 6,5% |
| Ток холостого хода | 0,33% |
| Регулирование напряжения под нагрузкой | РПН |
| Габаритные размеры | 6,34×4,23×5,39м |

8 ВЫБОР СЕЧЕНИЯ И МАРКИ ПРОВОДА ПИТАЮЩЕЙ ВЛ

В данной работе рассматривается реконструкция ПС Краскино при увеличении нагрузки при этом данная задача подразумевает увеличение надежности электроснабжения со стороны энергосистемы, поэтому в данной работе будет рассматриваться вопрос организации второй цепи питающей ВЛ ПС Славянка - ПС Краскино.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей ПС Краскино при увеличении нагрузки потребителей следует предусмотреть дополнительную цепь питающей ВЛ (в настоящее время питание данной ПС осуществляет от одноцепной ВЛ), ввод второй цепи в значительной степени повысит бесперебойную работу источника питания данного района.

Для определения сечения провода воспользуемся экономическими токовыми интервалами, для которых требуется значение расчетного тока, район по гололеду, материал опор, прогнозируемая активная и реактивная мощность нагрузки, питающая ВЛ от ПС Славянка до ПС Краскино подает питание потребителям как самой ПС Краскино так и потребителям ПС Троица поэтому при расчете тока необходимо отталкиваться от этих условий (принимая стальные опоры)

Расчетный ток [17]:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{прог}^2 + Q_{прог}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (11)$$

где n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение;

$P_{прог}$, $Q_{прог}$ – прогнозируемая активная и реактивная мощность;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки.

Определяем значение расчетного тока для питающей ВЛ 110 кВ:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{(13,22 + 10,6)^2 + (5,33 + 4,25)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} 1,05 \cdot 0,9 = 64,0 \text{ (А)}$$

Согласно полученным данным о расчётном значении тока в сечении, климатическим данным местности, для питания подстанции Краскино от сети предполагается использовать вторую цепь выполненную проводом марки АС и сечением 120/19.

Дополнительно после выбора данного проводника необходимо выполнять проверку его по тепловому воздействию в послеаварийном режиме, для этого необходимо рассчитать ток, который будет протекать по воздушной линии при отключении одной из цепей, данный режим и будет являться послеаварийным. Полученное значение тока не должно превышать справочное значение длительно допустимого тока для выбранного проводника расположенного на открытом воздухе.

Расчетный ток в сечении в послеаварийном режиме [17]:

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{P_{прог}^2 + Q_{прог}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot (n-1)} \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (12)$$

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{(13,22 + 10,6)^2 + (5,33 + 4,25)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} 1,05 \cdot 0,9 = 128,0 \text{ (кА)}$$

Для данного типа провода максимальное значение тока составляет 390 А, значение послеаварийного тока не превышает его, следовательно, расчет выполнен верно.

9 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Расчет режимов работы электрической сети выполняется для определения фактических значений всех параметров в частности напряжении в узлах, токов в сечениях, потерь мощности и т.д. как в нормальном так и в послеаварийном режиме работы сети.

Расчет режима работы электрической сети при реконструкции является неотъемлемым шагом данной выпускной квалификационной работы т.к. позволяет определить узкие места и устроить их на этапе проектирования

Для выполнения расчета режимов работы в данной работе будет использоваться программный комплекс RastrWin, данная программа позволяет в полной мере выполнить расчет всех режимов работы сети включая нормальные и послеаварийные.

Предварительно для начала расчетов необходимо провести схему замещения с указанием ветвей, узлов и сопротивлений. Данная схема представлена на рисунке 4.

Таблица 9 – Данные по существующим нагрузкам в узлах сети

| Наименование узла | Активная мощность нагрузки (МВт) | Реактивная мощность нагрузки (МВАр) |
|-------------------|----------------------------------|-------------------------------------|
| 11 | 11,47 | 4,86 |
| 33 | 2,5 | 1,02 |
| 44 | 7,71 | 3,1 |
| 66 | 0 | 0 |
| 77 | 3,63 | 1,46 |
| 111 | 14,01 | 5,94 |
| 333 | 3,06 | 1,24 |
| 444 | 9,43 | 3,78 |
| 666 | 6,47 | 2,59 |

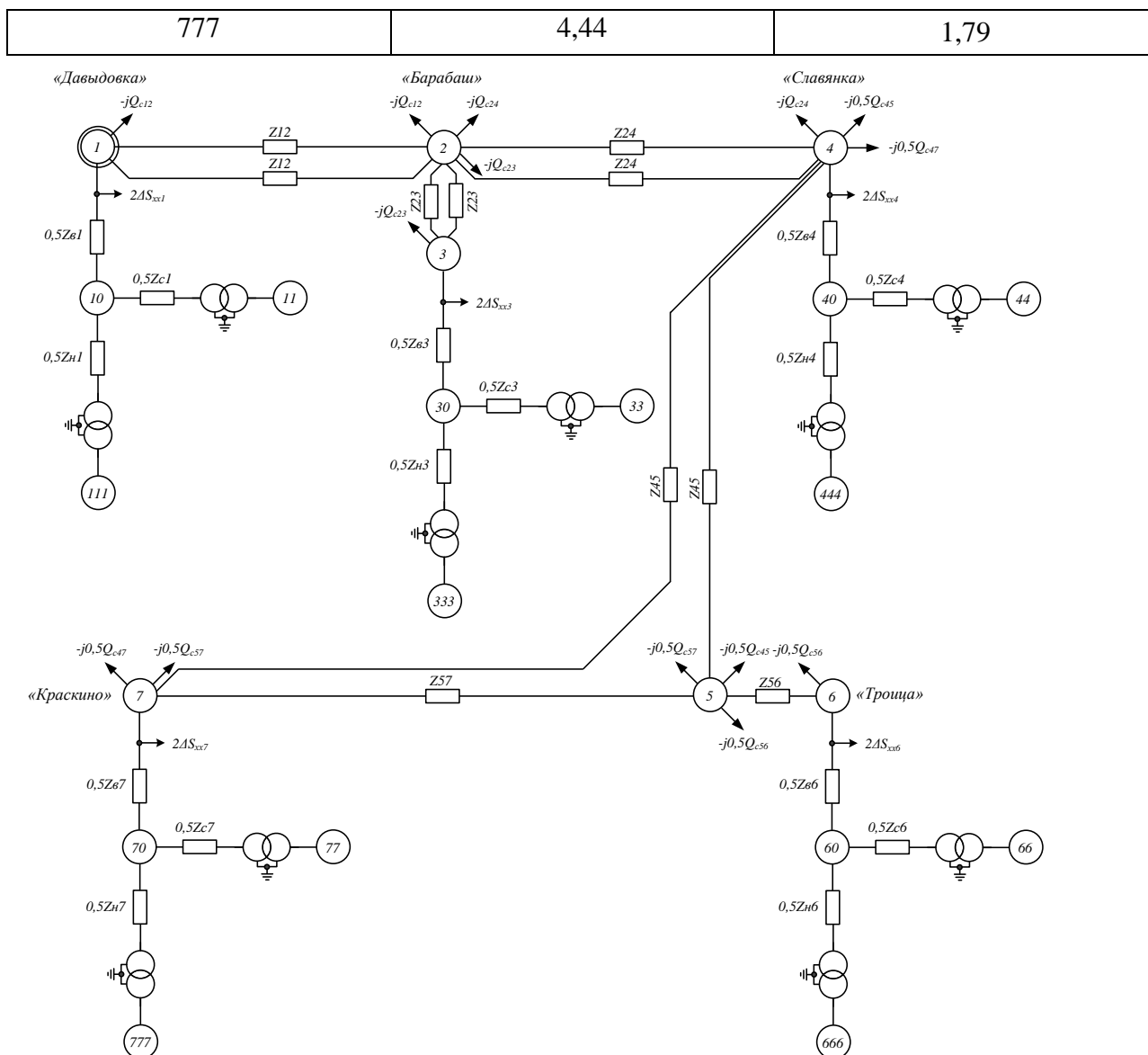


Рисунок 4 – Схема замещения участка сети

Таблица 10 – Данные о ветвях

| Наименование ветви | Активное сопротивление (Ом) | Реактивное сопротивление (Ом) | Емкостная проводимость (мкСм) |
|--------------------|-----------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 12 | 5,2 | 8,9 | 222,9 |
| 23 | 0,1 | 0,1 | 2,7 |
| 24 | 5,4 | 9,3 | 231,4 |
| 45 | 7,6 | 13,1 | 81,13 |
| 56 | 2,2 | 3,8 | 23,6 |
| 57 | 5,8 | 9,9 | 61,7 |
| 47 | 13,4 | 23,0 | 142,83 |

Проводим расчет нормального режима работы, результаты приведены в таблицах 11, 12, 13.

Таблица-11 Данные о напряжениях в узлах сети в нормальном режиме работы

| Наименование узла | Напряжение (кВ) | Отклонение напряжения (%) |
|-------------------|--------------------|------------------------------|
| 1 | 120,00 | 9,09 |
| 2 | 116,24 | 5,67 |
| 3 | 116,23 | 5,67 |
| 4 | 113,07 | 2,79 |
| 5 | 111,00 | 0,91 |
| 6 | 110,75 | 0,68 |
| 7 | 110,18 | 0,17 |
| 11 | 37,24 | 6,41 |
| 33 | 36,19 | 3,39 |
| 44 | 34,96 | -0,11 |
| 66 | 34,19 | -2,30 |
| 77 | 34,25 | -2,15 |
| 111 | 6,40 | 6,60 |
| 333 | 10,18 | 1,81 |
| 444 | 9,81 | -1,85 |
| 666 | 9,54 | -4,60 |
| 777 | 9,63 | -3,68 |

Таблица – 12 Данные о ветвях сети в нормальном режиме работы

| Наименование ветви | Токовая нагрузка ВЛ (А) | Длительно допустимый ток сечения (А) |
|--------------------|----------------------------|---|
| 1-2 | 235,66 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-3 | 30,66 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-4 | 196,61 | 780 (одна цепь 390) |
| 4-5 | 90,90 | 390 |
| 5-6 | 39,04 | 390 |
| 5-7 | 49,09 | 390 |
| 4-7 | 32,61 | 390 |

Таблица – 13 Данные о потоках мощности сети в нормальном режиме работы

| Ннач | Нкон | Тип | Рнач (МВт) | Ркон (МВт) | Qнач (МВАр) | Qкон (МВАр) |
|------|------|------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| 1 | 2 | ЛЭП | -38,47 | -37,89 | -9,09 | -11,25 |
| 2 | 3 | ЛЭП | -5,61 | -5,61 | -2,58 | -2,62 |
| 2 | 4 | ЛЭП | -32,33 | -31,88 | -8,68 | -11,05 |
| 4 | 5 | ЛЭП | -8,74 | -8,69 | -2,02 | -3,01 |
| 5 | 6 | ЛЭП | -6,49 | -6,48 | -2,71 | -3,00 |
| 5 | 7 | ЛЭП | -2,20 | -2,20 | -0,31 | -1,11 |
| 4 | 7 | ЛЭП | -5,93 | -5,89 | -0,82 | -2,63 |
| 1 | 10 | Тр-р | -25,64 | -25,51 | -13,86 | -11,23 |
| 10 | 11 | Тр-р | -11,50 | -11,50 | -4,86 | -4,86 |
| 10 | 111 | Тр-р | -14,00 | -14,00 | -6,38 | -5,94 |
| 3 | 30 | Тр-р | -5,61 | -5,61 | -2,62 | -2,24 |
| 30 | 33 | Тр-р | -2,50 | -2,50 | -1,00 | -1,00 |
| 30 | 333 | Тр-р | -3,10 | -3,10 | -1,24 | -1,24 |
| 4 | 40 | Тр-р | -17,21 | -17,14 | -8,22 | -6,87 |
| 40 | 44 | Тр-р | -7,70 | -7,70 | -3,10 | -3,10 |
| 40 | 444 | Тр-р | -9,43 | -9,43 | -3,78 | -3,78 |
| 6 | 60 | Тр-р | -6,48 | -6,48 | -3,00 | -2,59 |
| 60 | 66 | Тр-р | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 60 | 666 | Тр-р | -6,47 | -6,47 | -2,59 | -2,59 |
| 7 | 70 | Тр-р | -8,09 | -8,08 | -3,75 | -3,25 |
| 70 | 77 | Тр-р | -3,63 | -3,63 | -1,46 | -1,46 |
| 70 | 777 | Тр-р | -4,44 | -4,44 | -1,79 | -1,79 |

Расчет нормального режима работы сети показал что в настоящее время отсутствуют какие либо проблемы с напряжениями в узлах сети т.к. отклонения от номинального значения не превышают 10 %, токовая нагрузка ВЛ так же имеет приемлемое значение и отсутствует превышение длительно допустимого тока для каждого конкретного сечения, далее проводим расчет режим работы сети с прогнозными значениями нагрузки. Проводим расчет нормального

режима работы с прогнозными нагрузками. Данные о параметрах режима работы приведены в таблицах 14, 15, 16.

Таблица 14 – Данные по прогнозным нагрузкам в узлах сети

| Наименование узла | Активная мощность нагрузки (МВт) | Реактивная мощность нагрузки (МВАр) |
|-------------------|----------------------------------|-------------------------------------|
| 11 | 18,79 | 7,96 |
| 33 | 4,10 | 1,64 |
| 44 | 12,61 | 5,08 |
| 66 | 0,00 | 0,00 |
| 77 | 5,95 | 2,39 |
| 111 | 22,95 | 9,73 |
| 333 | 4,91 | 2,03 |
| 444 | 15,45 | 6,19 |
| 666 | 10,60 | 4,24 |
| 777 | 7,27 | 2,93 |

Таблица 15 – Данные о напряжениях в узлах сети в нормальном режиме работы

| Наименование узла | Напряжение (кВ) | Отклонение напряжения (%) |
|-------------------|-----------------|---------------------------|
| 1 | 120,00 | 9,09 |
| 2 | 113,53 | 3,21 |
| 3 | 113,52 | 3,20 |
| 4 | 107,91 | -1,90 |
| 5 | 104,20 | -5,27 |
| 6 | 103,72 | -5,71 |
| 7 | 102,73 | -6,61 |
| 11 | 36,56 | 4,46 |
| 33 | 34,73 | -0,78 |
| 44 | 34,68 | -0,91 |
| 66 | 33,52 | -4,22 |
| 77 | 33,33 | -4,78 |
| 111 | 6,25 | 4,10 |
| 333 | 9,72 | -2,76 |
| 444 | 9,94 | -0,61 |
| 666 | 10,37 | 3,67 |
| 777 | 9,58 | -4,20 |

Таблица 16 – Данные о ветвях сети в нормальном режиме работы

| Наименование ветви | Токовая нагрузка ВЛ (А) | Длительно допустимый ток сечения (А) |
|--------------------|-------------------------|--------------------------------------|
| 1-2 | 363,37 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-3 | 87,73 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-4 | 294,88 | 780 (одна цепь 390) |
| 4-5 | 82,01 | 390 |
| 5-6 | 62,60 | 390 |
| 5-7 | 21,56 | 390 |
| 4-7 | 56,80 | 390 |

Таблица – 17 Данные о потоках мощности сети в нормальном режиме работы

| Ннач | Нкон | Тип | Рнач (МВт) | Ркон (МВт) | Qнач (МВАр) | Qкон (МВАр) |
|------|------|------|------------|------------|-------------|-------------|
| 1 | 2 | ЛЭП | -63,86 | -61,84 | -37,25 | -36,86 |
| 2 | 3 | ЛЭП | -9,07 | -9,07 | -14,79 | -14,83 |
| 2 | 4 | ЛЭП | -52,82 | -51,44 | -22,08 | -22,62 |
| 4 | 5 | ЛЭП | -14,41 | -14,26 | -5,09 | -5,80 |
| 5 | 6 | ЛЭП | -10,65 | -10,62 | -4,70 | -4,93 |
| 5 | 7 | ЛЭП | -3,61 | -3,60 | -1,11 | -1,82 |
| 4 | 7 | ЛЭП | -9,77 | -9,65 | -2,96 | -4,45 |
| 1 | 10 | Тр-р | -42,04 | -41,65 | -26,01 | -18,97 |
| 10 | 11 | Тр-р | -18,70 | -18,70 | -7,96 | -7,96 |
| 10 | 111 | Тр-р | -22,94 | -22,94 | -11,03 | -9,73 |
| 3 | 30 | Тр-р | -9,07 | -9,01 | -14,83 | -13,67 |
| 30 | 33 | Тр-р | -4,10 | -4,10 | -11,64 | -11,64 |
| 30 | 333 | Тр-р | -4,91 | -4,91 | -2,03 | -2,03 |
| 4 | 40 | Тр-р | -27,20 | -27,02 | -14,61 | -11,24 |
| 40 | 44 | Тр-р | -12,60 | -12,60 | -5,08 | -5,08 |
| 40 | 444 | Тр-р | -14,43 | -14,43 | -6,19 | -6,19 |
| 6 | 60 | Тр-р | -10,61 | -10,58 | -4,93 | -4,24 |
| 60 | 66 | Тр-р | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 60 | 666 | Тр-р | -10,59 | -10,59 | -4,24 | -4,24 |
| 7 | 70 | Тр-р | -13,24 | -13,20 | -6,27 | -5,31 |
| 70 | 77 | Тр-р | -3,63 | -3,63 | -1,46 | -1,46 |
| 70 | 777 | Тр-р | -4,44 | -4,44 | -1,79 | -1,79 |

Расчет режима работы сети с прогнозными значениями нагрузки показывает что устройства регулирования напряжения на трансформаторах позволяют поддерживать необходимый уровень напряжения в узлах нагрузки, при этом отклонения не превышают 10 %. Относительно загрузки ВЛ следует отметить повышенную нагрузку на головном участке 1-2. Далее проводим расчет послеаварийного режима работы при отключении одной цепи ВЛ Давыдовка Барабаш, Данные о параметрах режима работы приведены в таблицах 18, 19.

Таблица 18 – Данные о напряжениях в узлах сети при отключении одной цепи ВЛ Давыдовка Барабаш

| Наименование узла | Напряжение (кВ) | Отклонение напряжения (%) |
|-------------------|--------------------|------------------------------|
| 1 | 124,00 | 12,73 |
| 2 | 111,63 | 1,48 |
| 3 | 111,61 | 1,46 |
| 4 | 107,11 | -2,63 |
| 5 | 105,40 | -4,18 |
| 6 | 105,00 | -4,54 |
| 7 | 105,06 | -4,49 |
| 11 | 115,87 | 5,34 |
| 33 | 106,23 | -3,43 |
| 44 | 101,59 | -7,65 |
| 66 | 103,05 | -6,32 |
| 77 | 102,58 | -6,75 |
| 111 | 36,85 | 5,28 |
| 333 | 33,78 | -3,49 |
| 444 | 32,30 | -7,70 |
| 666 | 32,77 | -6,37 |
| 777 | 32,62 | -6,80 |

Таблица 19 – Данные о ветвях сети при отключении одной цепи ВЛ Давыдовка Барабаш

| Наименование ветви | Токовая нагрузка ВЛ (А) | Длительно допустимый ток сечения (А) |
|--------------------|----------------------------|---|
| 1-2 | 374,28 | 390 |
| 2-3 | 90,01 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-4 | 303,56 | 780 (одна цепь 390) |
| 4-5 | 84,34 | 390 |
| 5-6 | 64,28 | 390 |
| 5-7 | 22,14 | 390 |
| 4-7 | 58,36 | 390 |

Таблица – 20 Данные о потоках мощности сети при отключении одной цепи ВЛ Давыдовка Барабаш

| Ннач | Нкон | Тип | Рнач (МВт) | Ркон (МВт) | Qнач (МВАр) | Qкон (МВАр) |
|------|------|------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | 2 | ЛЭП | -66,07 | -61,91 | -44,11 | -37,47 |
| 2 | 3 | ЛЭП | -9,07 | -9,07 | -14,82 | -14,85 |
| 2 | 4 | ЛЭП | -52,90 | -51,43 | -22,69 | -22,94 |
| 4 | 5 | ЛЭП | -14,39 | -14,24 | -5,22 | -5,86 |
| 5 | 6 | ЛЭП | -10,62 | -10,60 | -4,72 | -4,94 |
| 5 | 7 | ЛЭП | -3,60 | -3,60 | -1,15 | -1,82 |
| 4 | 7 | ЛЭП | -9,76 | -9,64 | -3,08 | -4,46 |
| 1 | 10 | Тр-р | -42,03 | -41,67 | -25,38 | -18,84 |
| 10 | 11 | Тр-р | -18,69 | -18,69 | -7,96 | -7,96 |
| 10 | 111 | Тр-р | -22,94 | -22,94 | -10,93 | -9,73 |
| 3 | 30 | Тр-р | -9,06 | -9,00 | -14,86 | -13,66 |
| 30 | 33 | Тр-р | -4,09 | -4,09 | -11,64 | -11,63 |
| 30 | 333 | Тр-р | -4,90 | -4,90 | -2,03 | -2,03 |
| 4 | 40 | Тр-р | -27,10 | -26,91 | -14,73 | -11,21 |
| 40 | 44 | Тр-р | -12,56 | -12,56 | -5,07 | -5,07 |
| 40 | 444 | Тр-р | -14,40 | -14,40 | -6,18 | -6,18 |
| 6 | 60 | Тр-р | -10,57 | -10,54 | -4,94 | -4,23 |
| 60 | 66 | Тр-р | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

Продолжение таблицы 20

| | | | | | | |
|----|-----|------|--------|--------|-------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 60 | 666 | Гр-р | -10,57 | -10,57 | -4,24 | -4,24 |
| 7 | 70 | Гр-р | -13,19 | -13,14 | -6,29 | -5,30 |
| 70 | 77 | Гр-р | -5,93 | -5,93 | -2,39 | -2,39 |
| 70 | 777 | Гр-р | -7,25 | -7,25 | -2,93 | -2,93 |

Расчет режима работы сети с прогнозными значениями нагрузки показывает что устройства регулирования напряжения на трансформаторах так же позволяют поддерживать необходимый уровень напряжения в узлах нагрузки в послеаварийном режиме работы, при этом отклонения не превышают 10 %. Оставшаяся в работе цепь ВЛ Давыдовка Барабаш не является перегруженной и может длительное время работать в таком режиме. Далее проводим расчет послеаварийного режима работы при отключении одной цепи ВЛ Славянка Барабаш, Данные о параметрах режима работы приведены в таблицах 21, 22.

Таблица 21 – Данные о напряжениях в узлах сети при отключении одной цепи ВЛ Славянка - Барабаш

| Наименование узла | Напряжение (кВ) | Отклонение напряжения (%) |
|-------------------|--------------------|------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | 124 | 12,73 |
| 2 | 117,92 | 7,20 |
| 3 | 117,90 | 7,19 |
| 4 | 108,94 | -0,96 |
| 5 | 107,27 | -2,48 |
| 6 | 106,88 | -2,84 |
| 7 | 106,94 | -2,78 |
| 11 | 115,87 | 5,34 |
| 33 | 112,84 | 2,58 |
| 44 | 103,53 | -5,88 |
| 66 | 104,96 | -4,58 |
| 77 | 104,50 | -5,00 |
| 111 | 36,85 | 5,28 |

Продолжение таблицы 21

| 1 | 2 | 3 |
|-----|-------|-------|
| 333 | 35,88 | 2,52 |
| 444 | 32,92 | -5,93 |
| 666 | 33,38 | -4,63 |
| 777 | 33,23 | -5,05 |

Таблица 22 – Данные о ветвях сети отключения одной цепи ВЛ Славянка Барабаш

| Наименование ветви | Токовая нагрузка ВЛ (А) | Длительно допустимый ток сечения (А) |
|--------------------|----------------------------|---|
| 1-2 | 368,18 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-3 | 84,92 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-4 | 298,02 | 390 |
| 4-5 | 82,83 | 390 |
| 5-6 | 63,19 | 390 |
| 5-7 | 21,76 | 390 |
| 4-7 | 57,35 | 390 |

Таблица – 23 Данные о потоках мощности сети при отключении одной цепи ВЛ Славянка Барабаш

| Ннач | Нкон | Тип | Рнач (МВт) | Ркон (МВт) | Qнач (МВАр) | Qкон (МВАр) |
|------|------|------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | 2 | ЛЭП | -65,02 | -63,03 | -41,77 | -41,01 |
| 2 | 3 | ЛЭП | -9,07 | -9,07 | -14,74 | -14,78 |
| 2 | 4 | ЛЭП | -54,12 | -51,48 | -26,36 | -22,63 |
| 4 | 5 | ЛЭП | -14,40 | -14,25 | -5,13 | -5,81 |
| 5 | 6 | ЛЭП | -10,64 | -10,61 | -4,70 | -4,93 |
| 5 | 7 | ЛЭП | -3,61 | -3,60 | -1,12 | -1,81 |
| 4 | 7 | ЛЭП | -9,77 | -9,65 | -3,00 | -4,45 |
| 1 | 10 | Тр-р | -42,03 | -41,67 | -25,38 | -18,84 |
| 10 | 11 | Тр-р | -18,69 | -18,69 | -7,96 | -7,96 |
| 10 | 111 | Тр-р | -22,94 | -22,94 | -10,93 | -9,73 |
| 3 | 30 | Тр-р | -9,08 | -9,03 | -14,79 | -13,67 |
| 30 | 33 | Тр-р | -4,10 | -4,10 | -11,64 | -11,64 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|----|-----|------|--------|--------|--------|--------|
| 30 | 333 | Гр-р | -4,91 | -4,91 | -2,03 | -2,03 |
| 4 | 40 | Гр-р | -27,14 | -26,96 | -14,63 | -11,21 |
| 40 | 44 | Гр-р | -12,57 | -12,57 | -5,07 | -5,07 |
| 40 | 444 | Гр-р | -14,40 | -14,40 | -6,18 | -6,18 |
| 6 | 60 | Гр-р | -10,59 | -10,56 | -4,93 | -4,23 |
| 60 | 66 | Гр-р | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 60 | 666 | Гр-р | -10,57 | -10,57 | -4,24 | -4,24 |
| 7 | 70 | Гр-р | -13,21 | -13,17 | -6,27 | -5,31 |
| 70 | 77 | Гр-р | -5,93 | -5,93 | -2,39 | -2,39 |
| 70 | 777 | Гр-р | -7,25 | -7,25 | -2,93 | -2,93 |

Расчет режима работы сети с прогнозными значениями нагрузки показывает что устройства регулирования напряжения на трансформаторах также позволяют поддерживать необходимый уровень напряжения в узлах нагрузки в послеаварийном режиме работы, при этом отклонения не превышают 10 %. Оставшаяся в работе цепь ВЛ Славянка Барабаш не является перегруженной и может длительное время работать в таком режиме. Далее проводим расчет послеаварийного режима работы при отключении одной цепи ВЛ Славянка Краскино, Данные о параметрах режима работы приведены в таблицах 24, 25.

Таблица 24 – Данные о напряжениях в узлах сети при отключении одной цепи ВЛ Славянка - Краскино

| Наименование узла | Напряжение (кВ) | Отклонение напряжения (%) |
|-------------------|--------------------|------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | 124,00 | 12,73 |
| 2 | 118,20 | 7,45 |
| 3 | 118,18 | 7,43 |
| 4 | 113,86 | 3,51 |
| 5 | 111,03 | 0,94 |
| 6 | 110,66 | 0,60 |

| 1 | 2 | 3 |
|-----|--------|-------|
| 7 | 109,80 | -0,18 |
| 11 | 115,87 | 5,34 |
| 33 | 113,12 | 2,84 |
| 44 | 108,73 | -1,15 |
| 66 | 108,81 | -1,08 |
| 77 | 107,43 | -2,33 |
| 111 | 36,85 | 5,28 |
| 333 | 35,97 | 2,78 |
| 444 | 34,58 | -1,21 |
| 666 | 34,60 | -1,14 |
| 777 | 34,16 | -2,39 |

Таблица 25 – Данные о ветвях сети отключения одной цепи ВЛ Славянка Краскино

| Наименование ветви | Токовая нагрузка ВЛ (А) | Длительно допустимый ток сечения (А) |
|--------------------|----------------------------|---|
| 1-2 | 356,15 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-3 | 84,71 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-4 | 289,92 | 390 |
| 4-5 | 135,99 | 390 |
| 5-6 | 61,10 | 390 |
| 5-7 | 77,10 | 390 |
| 4-7 | 0,00 | 390 |

Таблица - 26 Данные о потоках мощности сети при отключении одной цепи ВЛ Славянка Краскино

| Ннач | Нкон | Тип | Рнач (МВт) | Ркон (МВт) | Qнач (МВАр) | Qкон (МВАр) |
|------|------|-----|---------------|---------------|----------------|----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | 2 | ЛЭП | -63,75 | -61,89 | -39,04 | -38,54 |
| 2 | 3 | ЛЭП | -9,07 | -9,07 | -14,74 | -14,78 |
| 2 | 4 | ЛЭП | -52,96 | -51,73 | -23,86 | -24,35 |
| 4 | 5 | ЛЭП | -24,44 | -24,03 | -10,01 | -10,32 |
| 5 | 6 | ЛЭП | -10,66 | -10,63 | -4,67 | -4,91 |
| 5 | 7 | ЛЭП | -13,37 | -13,26 | -5,67 | -6,25 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|----|-----|------|--------|--------|--------|--------|
| 4 | 7 | ЛЭП | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 1 | 10 | Тр-р | -42,03 | -41,67 | -25,38 | -18,84 |
| 10 | 11 | Тр-р | -18,69 | -18,69 | -7,96 | -7,96 |
| 10 | 111 | Тр-р | -22,94 | -22,94 | -10,93 | -9,73 |
| 3 | 30 | Тр-р | -9,08 | -9,03 | -14,79 | -13,67 |
| 30 | 33 | Тр-р | -4,10 | -4,10 | -11,64 | -11,64 |
| 30 | 333 | Тр-р | -4,91 | -4,91 | -2,03 | -2,03 |
| 4 | 40 | Тр-р | -27,24 | -27,08 | -14,41 | -11,24 |
| 40 | 44 | Тр-р | -12,60 | -12,60 | -5,08 | -5,08 |
| 40 | 444 | Тр-р | -14,43 | -14,43 | -6,19 | -6,19 |
| 6 | 60 | Тр-р | -10,62 | -10,60 | -4,92 | -4,24 |
| 60 | 66 | Тр-р | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 60 | 666 | Тр-р | -10,59 | -10,59 | -4,24 | -4,24 |
| 7 | 70 | Тр-р | -13,25 | -13,21 | -6,26 | -5,31 |
| 70 | 77 | Тр-р | -5,94 | -5,94 | -2,39 | -2,39 |
| 70 | 777 | Тр-р | -7,26 | -7,26 | -2,93 | -2,93 |

Расчет режима работы сети с прогнозными значениями нагрузки показывает что устройства регулирования напряжения на трансформаторах так же позволяют поддерживать необходимый уровень напряжения в узлах нагрузки в послеаварийном режиме работы, при этом отклонения не превышают 10 %. Оставшаяся в работе цепь ВЛ Славянка Краскино не является перегруженной и может длительное время работать в таком режиме.

Расчет режимов работы сети закончен следовательно можно сделать вывод о том что выбранное сечение ВЛ проходит проверку, так же отметим что существующие сечения ВЛ не требуют замены и выдерживают как прогнозные нагрузки так и аварийные отключения смежных ВЛ.

10 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Данная работа рассматривает замену оборудования (замена силового трехобмоточного трансформатора на большую мощность) на ПС Краскино в связи с увеличением нагрузки потребителей, при этом параллельно с выполнением данной задачи будет проводиться и частичная модернизация включающая замену устаревшего оборудования. Так же данная работа рассматривает частичную реконструкцию системы внешнего электроснабжения в частности проектирование второй цепи питающей ВЛ для повышения надёжности электроснабжения всех подключенных потребителей.

Как известно изменение конфигурации питающей сети и установка более мощного оборудования на ПС Краскино приведет и к изменению значений токов короткого замыкания как на оборудовании ПС Краскино, поэтому в данном разделе проводится расчет данных токов с целью последующей проверки существующего и вновь вводимого оборудования.

Расчет токов короткого замыкания является обязательным условием при реконструкции сети и ПС т.к. выбранное оборудование должно проходить проверку по динамической термической и коммутационной стойкости при возникновении нештатных ситуаций.

Для выполнения данного расчета на рисунке 5 приведена расчетная схема электрической сети с указанием расчетных точек короткого замыкания, на рисунке 8 представлена схема замещения. Расчётные точки КЗ должны выбираться таким образом чтобы выявить наиболее тяжелый случай короткого замыкания поэтому рассматриваем трехфазное КЗ на шинах всех распределительных устройств данной ПС.

При выполнении данного расчета могут применяться два основных способа: с использованием относительных и именованных единиц, в данном случае для упрощения расчетов применяем первый метод который позволяет уйти от использования коэффициентов трансформации.

Принимаем базисные условия: базисная мощность (задается произвольно из удобства расчетов):

- 1) $S_B = 1000$ (МВА);
- 2) базисное напряжение среднего ряда на стороне 110 (кВ) $U_{B110} = 115$;
- 3) базисное напряжение среднего ряда на стороне 35 (кВ) $U_{B35} = 37$;
- 4) базисное напряжение среднего ряда на стороне 10 (кВ) $U_{B10} = 10,5$;
- 5) ЭДС и сопротивление обобщенной нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Определяем базисный ток для каждой ступени трансформации по следующей формуле [21]:

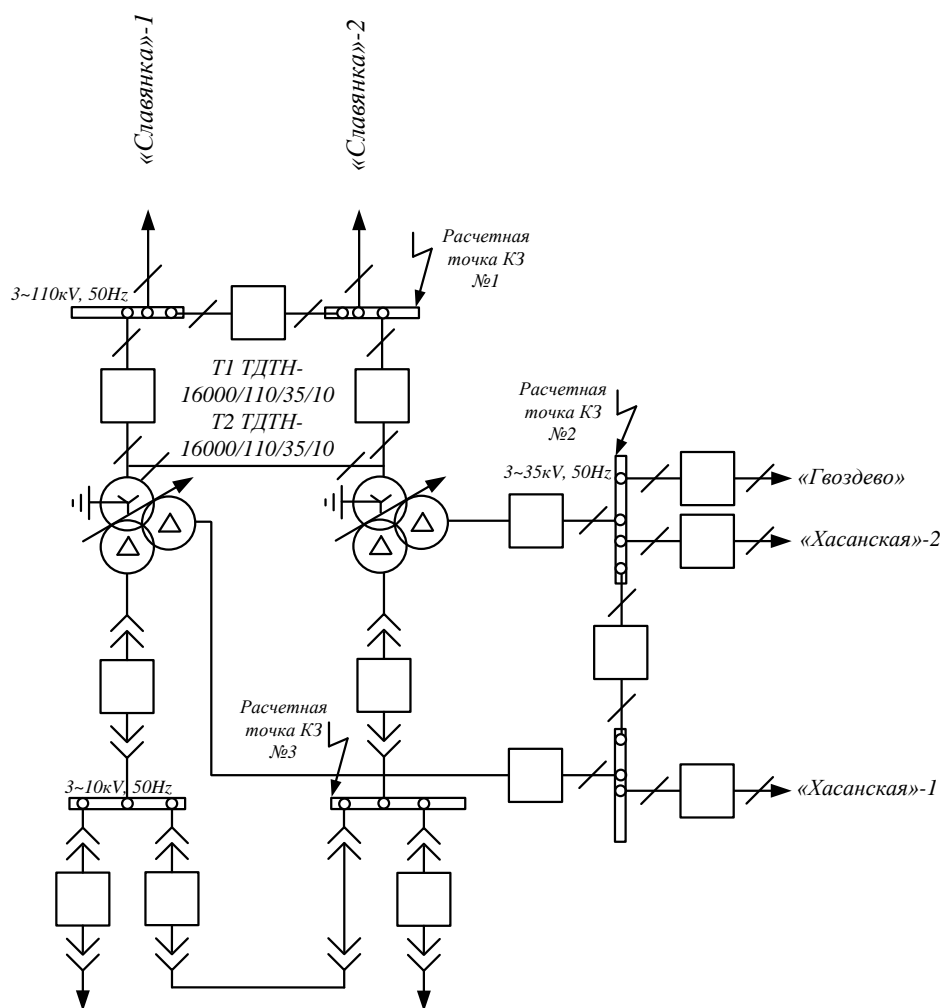


Рисунок 5 – Расчетные точки короткого замыкания

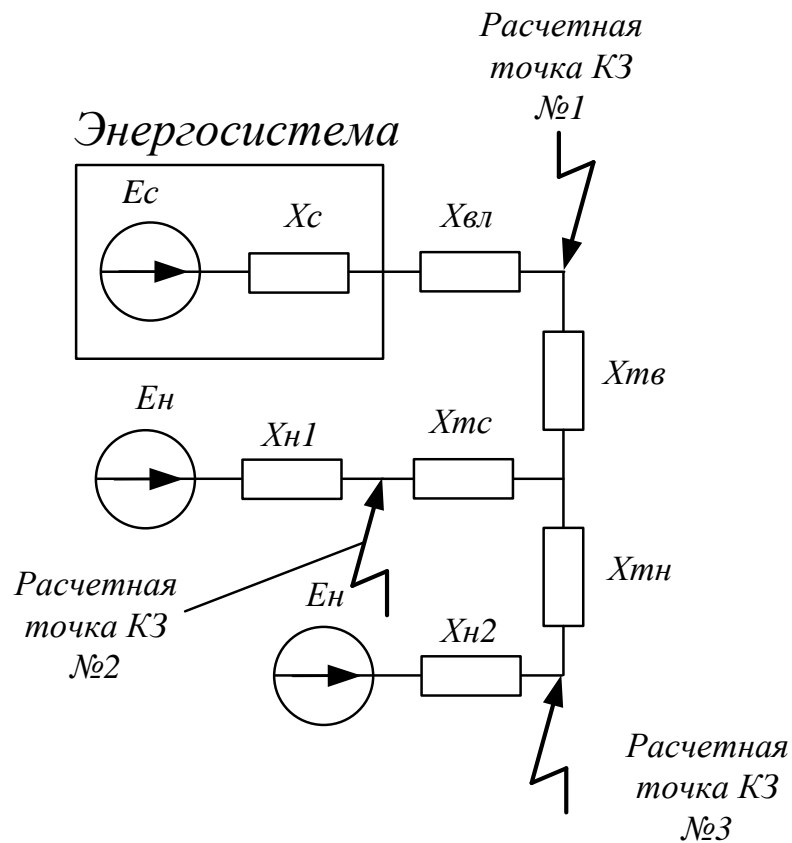


Рисунок 6 – Схема замещения

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (13)$$

где S_B – мощность базисная (МВА);

U_B - базисное напряжение определенной ступени трансформации.

$$I_{B110} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B110}} \quad (14)$$

$$I_{B110} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)}$$

$$I_{B35} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B35}} \quad (15)$$

$$I_{B35} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ (кА)}$$

$$I_{Б10} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б10}} \quad (16)$$

$$I_{Б6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ (кА)}$$

Определяем реактивные сопротивления всех элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.).

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ источника питания ПС Давыдовка, ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ которого составляет 9,6 кА [21]:

$$X_C = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б110} \cdot I_{КЗ}} \quad (17)$$

где $I_{КЗ}$ – ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ источника питания.

$$X_C = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 9,6} = 0,52 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ определяется по следующей формуле [21]:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_B^2} \quad (18)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ до источника питания (Ом/км);

l – длина ВЛ до источника питания (км).

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot 139,1 \cdot \frac{1000}{115^2} \cdot 0,5 = 2,1 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления трансформаторов установленных на ПС Краскино после реконструкции [21]:

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%ВН} - u_{K\%СН}) \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}, \quad (19)$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} - u_{K\%ВН} + u_{K\%СН}), \quad (20)$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%ВН} + u_{K\%СН}), \quad (21)$$

где $u_{K\%}$, – напряжение короткого замыкания трансформатора соответствующих обмоток трансформатора (%);

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

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (10,5 + 16,5 - 6,5) \cdot \frac{1000}{16} = 6,4 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (10,5 - 16,5 + 6,5) \cdot \frac{1000}{16} = -0,01 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-10,5 + 16,5 + 6,5) \cdot \frac{1000}{16} = 3,91 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки определяется следующим образом:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_B}{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}, \quad (22)$$

где S_H – прогнозная мощность нагрузки (определяется согласно таблицы 13 для ПС Краскино):

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{1000}{\sqrt{5,95^2 + 2,39^2}} = 54,58 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{1000}{\sqrt{7,27^2 + 2,93^2}} = 44,65 \text{ (о.е.)}$$

Проводим одновременно сворачивание схемы замещения и определение параметров, расчет ведем на примере расчетной точки КЗ №1.

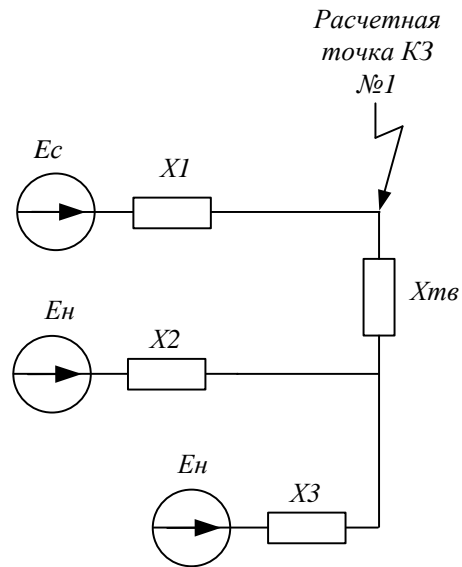


Рисунок 7 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_C + X_{ВЛ} \quad (23)$$

$$X1 = 0,52 + 2,1 = 2,62 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{H1} \quad (24)$$

$$X2 = 54,58 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = X_{H2} + X_{ТН} \cdot 0,5 \quad (25)$$

$$X3 = 44,65 + 3,91 \cdot 0,5 = 46,61 \text{ (о.е.)}$$

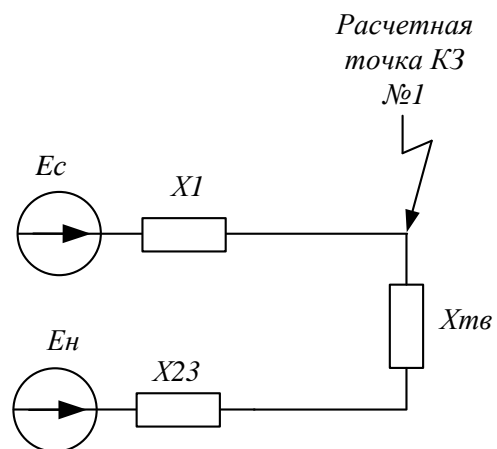


Рисунок 8 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{23} = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} \quad (26)$$

$$X_{23} = \frac{54,58 \cdot 46,61}{54,58 + 46,61} = 25,14 \text{ (о.е.)}$$

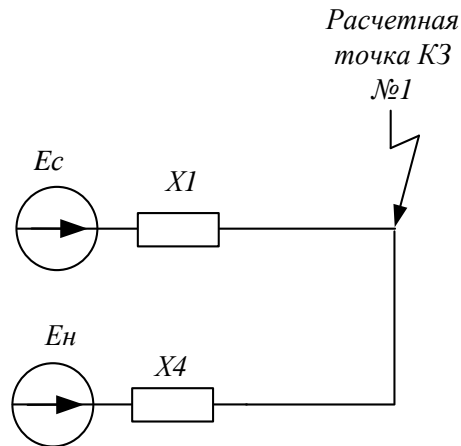


Рисунок 9 – Сворачивание схемы замещения

$$X_4 = X_{23} + X_{TB} \cdot 0,5 \quad (27)$$

$$X_4 = 25,4 + 6,4 \cdot 0,5 = 28,34 \text{ (о.е.)}$$

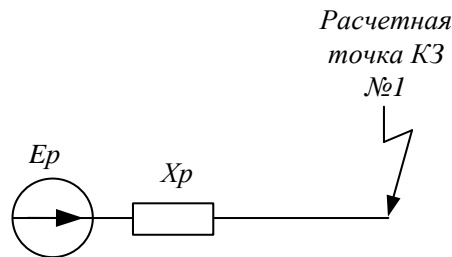


Рисунок 10 – Определение результирующих параметров

Определяем результирующие сопротивление и ЭДС:

$$X_p = \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} \quad (28)$$

$$X_p = \frac{2,62 \cdot 28,34}{2,62 + 28,34} = 2,39 \text{ (о.е.)}$$

$$E_p = \frac{X_1 \cdot E_H + X_4 \cdot E_C}{X_1 + X_4} \quad (29)$$

$$E_p = \frac{2,62 \cdot 0,85 + 28,34 \cdot 1}{2,62 + 28,34} = 0,99 \text{ (о.е.)}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на шинах ВН ПС Краскино определяется следующим образом:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{B110} \quad (30)$$

$$I_{\text{ПО}} = \frac{0,99}{2,39} \cdot 5,02 = 2,08 \text{ (кА)}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется следующим образом (кА) [21]:

$$I_A = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\frac{-T_{\text{ОВ}}}{T_a}}, \quad (31)$$

где $T_{\text{ОВ}}$ – время отключения выключателя 110 кВ с учетом работы защиты, в данном случае принимается 0,5 сек.;

T_a – постоянная времени (для данных расчетных условий принимаем 0,02).

$$I_A = \sqrt{2} \cdot 2,09 \cdot e^{\frac{-0,5}{0,02}} = 0,24 \text{ (кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке определяется через коэффициент ударного тока (кА) [21]:

$$k_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (32)$$

$$k_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,6$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot k_y \quad (33)$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 2,08 \cdot 1,61 = 4,74 \text{ (кА)}$$

Дополнительно при выборе оборудования требуется расчет теплового импульса от протекания токов короткого замыкания [21]:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (T_{\text{ОВ}} + T_a), \quad (34)$$

где $T_{\text{ОВ}}$ – время отключения выключателя 110 кВ с учетом работы резервной защиты, в данном случае принимается 2,0 сек.

Для нашего случая:

$$B_k = 2,08^2 \cdot (2,0 + 0,02) = 8,74 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Остальные данные по токам короткого замыкания определяются по аналогичным формулам, указаны в таблице 27.

Таблица 27 - Расчет токов КЗ на ПС Краскино

| Расчетная точка | $I_{\text{ПО}}$ (кА) | I_{Δ} (кА) | T_a | k_y | I_y (кА) | B_k (кА ² с) |
|-----------------|-------------------------|----------------------|-------|-------|---------------|------------------------------|
| №1 | 2,08 | 0,24 | 0,02 | 1,61 | 4,74 | 8,74 |
| №2 | 2,76 | 0,32 | 0,02 | 1,61 | 6,29 | 15,23 |
| №3 | 7,22 | 0,83 | 0,02 | 1,61 | 16,45 | 104,25 |

Расчетные данные используем далее при выборе и проверке оборудования.

11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ПС КРАСКИНО

11.1 Проверка выключателей 110 кВ.

В настоящее время на ПС Краскино установлены выключатели 110 кВ типа ВЭБ 110/IV-40/10/2500 УХЛ1. Данный тип оборудования является современным и замена его может быть выполнена при технической необходимости, если данный тип выключателя не пройдет соответствующие проверки по номинальному току и токам короткого замыкания. Поэтому в данном разделе проводим сравнение паспортных данных выключателя с расчетными значениями т.к. произошло изменение схемы питающей сети и нормальной мощности силовых трансформаторов на ПС Краскино.

Максимальные рабочие токи в РУ определяем по условиям утяжеленной загрузки трехобмоточных трансформаторов (140% в послеаварийном режиме работы) установленных на ПС.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [11]:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (35)$$

$$I_{НОМ} \geq I_{М} \quad (36)$$

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{к} , \quad (37)$$

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

$t_{ТЕР}$ - время термической стойкости;

$B_{к}$ - тепловой импульс (интеграл Джоуля).

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ПРСКВ} = I_{ДИН} \geq I_{У} , \quad (38)$$

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

$I_{\text{дин}}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Определяем максимальный рабочий ток РУ ВН выключателей трансформаторов (расчетный ток определяется из условия работы силового трансформатора в утяжеленном режиме) [11]:

$$I_{\text{м110}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (39)$$

$$I_{\text{м110}} = \frac{1,4 \cdot 16,0}{\sqrt{3} \cdot 110} = 118,0 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток РУ ВН подстанции Краскино для выключателя в мостике, учитывая то что подстанция тупиковая следовательно ток через данный выключатель будет равен току через трансформаторный выключатель:

$$I_{\text{мост}} = I_{\text{м110}} \quad (40)$$

$$I_{\text{мост}} = 118,0 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток РУ ВН подстанции Краскино для линейных разъединителей:

$$I_{\text{млин}} = I_{\text{м110}} \quad (41)$$

$$I_{\text{млин}} = 118,0 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток вводных выключателей РУ СН подстанции Краскино.

$$I_{\text{м35}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (42)$$

$$I_{\text{м35}} = \frac{1,4 \cdot 16,0}{\sqrt{3} \cdot 35} = 370,0 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток секционного разъединителя РУ СН.

$$I_{м35ср} = \frac{I_{м35}}{2} \quad (43)$$

$$I_{м35ср} = \frac{370,0}{2} = 185,0 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток вводных выключатели РУ НН:

$$I_{м10} = \frac{1,4S_{тн\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (44)$$

$$I_{м10} = \frac{1,4 \cdot 16,0}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1232,0 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток секционного выключателя РУ НН:

$$I_{м10св} = \frac{I_{м10}}{2} \quad (45)$$

$$I_{м10св} = \frac{1232,0}{2} = 616,0 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток присоединения РУ НН:

$$I_{м10пр} = 73,24 \text{ (А)}$$

Сравнение параметров выключателей 110 кВ которые, в настоящее время установлены на ПС Краскино, со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 28.

Таблица 28 – Проверка трансформаторных выключателей 110 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|-----------------------------------|-----|------------------|---------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|------|-------|------------------------------------|
| $I_{НОМ}$ (А) | 2500 | 118,0 | $I_{НОМ} \geq I_m$ |
| $I_{ВКЛ}$ (кА) | 40 | 2,08 | $I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{ВКЛ}$ (кА) | 102 | 4,74 | $i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ОТК}$ (кА) | 40 | 2,08 | $I_{ОТК} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{АН}$ (кА) | 16,0 | 0,24 | $i_{АН} \geq i_A$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 102 | 4,74 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 4800 | 8,74 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |

Таблица 29 – Проверка выключателя 110 кВ в мостике

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 2500 | 118,0 | $I_{НОМ} \geq I_m$ |
| $I_{ВКЛ}$ (кА) | 40 | 2,08 | $I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{ВКЛ}$ (кА) | 102 | 4,74 | $i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ОТК}$ (кА) | 40 | 2,08 | $I_{ОТК} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{АН}$ (кА) | 16,0 | 0,24 | $i_{АН} \geq i_A$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 102 | 4,74 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 4800 | 8,74 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |

Установленные в настоящее время выключатели на ПС Краскино проходит по всем необходимым параметрам и замена его не требуется

11.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ.

На ПС Краскино в распределительном устройстве 35 кВ используются устаревшие маслонаполненные выключатели типа ВМ-35 – это устаревший тип оборудования который на данном объекте имеет значительный износ поэтому в данной работе предусматривается их замена на современные элегазовые выключатели.

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка вводных выключателей 35 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 35 | 35 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 630 | 370,0 | $I_{НОМ} \geq I_{М}$ |
| $I_{ВКЛ}$ (кА) | 12,5 | 2,76 | $I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{ВКЛ}$ (кА) | 31,5 | 6,29 | $i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ОТК}$ (кА) | 12,5 | 2,76 | $I_{ОТК} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{АН}$ (кА) | 7,9 | 0,32 | $i_{АН} \geq i_{А}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 31 | 6,29 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 5000 | 15,23 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$ |

Выключатели проходят по всем параметрам их принимаем для установки на ПС Краскино в РУ 35 кВ

11.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ.

На ПС Краскино в настоящее время используется распределительное устройство наружного исполнения типа КРУ с устаревшим оборудованием. Данное устройство имеет значительное количество недостатков и в данной работе предусматривается его замена на принципиальное другое типа КРУ расположенное в отапливаемом помещении.

Первоначально проводим выбор типа КРУ: принимаем к установке для РУ 10 кВ на ПС Краскино комплектное распределительное устройство отечественного производства типа «Волга», комплектное распределительное устройство КРУ «Волга» предназначено для распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным

напряжением 6, 10, 20 кВ в сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор или резистор нейтралью.

Принимаем вводной выключатель ВРС-10-40-1600. Сравнение параметров в таблице 31.

Таблица 31 – Выбор и проверка вводных выключателей 10 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 1600 | 1232,0 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ВКЛ}$ (кА) | 40 | 7,22 | $I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{ВКЛ}$ (кА) | 80 | 16,45 | $i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ОТК}$ (кА) | 40 | 7,22 | $I_{ОТК} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{АН}$ (кА) | 13,36 | 0,83 | $i_{АН} \geq i_{А}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 80 | 16,45 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 4800 | 104,25 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$ |

Принимаем секционный выключатель ВРС-10-40-630. Сравнение параметров в таблице 32:

Таблица 32 – Выбор и проверка секционного выключателя 10 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 630 | 616,0 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ВКЛ}$ (кА) | 40 | 7,22 | $I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{ВКЛ}$ (кА) | 80 | 16,45 | $i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ОТК}$ (кА) | 40 | 7,22 | $I_{ОТК} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{АН}$ (кА) | 13,36 | 0,83 | $i_{АН} \geq i_{А}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 80 | 16,45 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 4800 | 104,25 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$ |

Принимаем выключатель присоединения ВРС-10-40-630. Сравнение параметров в таблице 33.

Таблица 33 – Выбор и проверка выключателя 10 кВ отходящего присоединения

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 630 | 73,24 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ВКЛ}$ (кА) | 40 | 7,22 | $I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{ВКЛ}$ (кА) | 80 | 16,45 | $i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ОТК}$ (кА) | 40 | 7,22 | $I_{ОТК} \geq I_{ПО}$ |
| $i_{АН}$ (кА) | 13,36 | 0,83 | $i_{АН} \geq i_{А}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 80 | 16,45 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 4800 | 104,25 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$ |

Данный тип выключателя прошел все необходимые проверки следовательно его принимаем к установке в распределительном устройстве низкого напряжения ПС Краскино

11.4 Проверка разъединителей 110 кВ.

На ПС Краскино установлены современные разъединители типа РГП-1-П-110/1250 УХЛ1, поэтому в данном разделе проводим проверку данного оборудования, сравнение параметров разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 34.

Таблица 34 – Проверка линейных разъединителей 110 кВ

| Номинальные параметры разъединителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|---------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 1250 | 118,0 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 80 | 4,74 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 2790,75 | 8,74 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$ |

Таблица 35 – Проверка разъединителей 110 кВ в мостике

| Номинальные параметры разъединителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|---------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 1250 | 118,0 | $I_{НОМ} \geq I_{М}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 80 | 4,74 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 2790,75 | 8,74 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$ |

Таблица 36 – Проверка трансформаторных разъединителей 110 кВ

| Номинальные параметры разъединителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|---------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 1250 | 118,0 | $I_{НОМ} \geq I_{М}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 80 | 4,74 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 2790,75 | 8,74 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$ |

Данный тип разъединителя проходит проверку и замена его не требуется

11.5 Выбор и проверка разъединителей 35 кВ.

Проводим выбор и проверку современных разъединителей в место устаревших на РУ 35 кВ

По напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 37.

Таблица 37 – Выбор и проверка вводных разъединителей 35 кВ

| Номинальные параметры разъединителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|--------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 35 | 35 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 1000 | 370,0 | $I_{НОМ} \geq I_{М}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 63 | 6,29 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 1875 | 15,23 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$ |

Таблица 38 – Выбор и проверка секционных разъединителей 35 кВ

| Номинальные параметры разъединителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 35 | 35 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 1000 | 185,0 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 63 | 6,29 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 1875 | 15,23 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |

11.6 Выбор трансформаторов тока.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов [11]:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K \quad (46)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_K = 0,1$ Ом.

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле [11]:

$$r_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l}{F}, \quad (47)$$

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

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.

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (110 кВ):

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

Сопротивление соединительных проводов (для 35, 10 кВ) (Ом):

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

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2}, \quad (48)$$

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

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

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс НЕВА СТ411 (Москва). Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 39, 40, 41.

Таблица 39 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ трансформаторных выключателей

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, ВА |
|------------|------------|-------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |
| Ваттметр | Д-335 | 0,5 |
| Варметр | Д-335 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | НЕВА СТ411 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |
| Сумма | | 1,62 |

Таблица 40 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ выключателя в мостике

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, ВА |
|-----------|-------|-------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |
| Сумма | | 0,5 |

Таблица 41 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ вводных выключателей

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, В·А |
|------------|------------|--------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |
| Ваттметр | Д-335 | 0,5 |
| Варметр | Д-335 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | НЕВА СТ411 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |
| Сумма | | 1,62 |

Таблица 42 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ вводных выключателей

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, ВА |
|------------|------------|-------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |
| Ваттметр | Д-335 | 0,5 |
| Варметр | Д-335 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | НЕВА СТ411 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |
| Сумма | | 1,62 |

Таблица 43 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ секционного выключателя

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, ВА |
|-----------|-------|-------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |
| Сумма | | 0,5 |

Таблица 44 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ выключателя присоединения

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, ВА |
|------------|------------|-------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | НЕВА СТ411 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |
| Сумма | | 0,62 |

Сопротивление приборов трансформаторов тока 110 кВ трансформаторных выключателей:

$$r_{\text{ПРИБ1}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,07 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов трансформаторов тока 110 кВ выключателя в мостике:

$$r_{\text{ПРИБ2}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов трансформаторов тока 35 кВ вводных выключателей:

$$r_{\text{ПРИБ3}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,07 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов трансформаторов тока 10 кВ вводных выключателей:

$$r_{\text{ПРИБ4}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,07 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов трансформаторов тока 10 кВ секционного выключателя:

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

Сопротивление приборов трансформаторов тока 10 кВ выключателя присоединения:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{0,62}{5^2} = 0,03 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока 110 кВ трансформаторных выключателей:

$$Z_{2,110} = 0,71 + 0,07 + 0,1 = 0,88 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока 110 кВ выключателя в мостике:

$$Z_{2,110} = 0,71 + 0,02 + 0,1 = 0,83 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ вводных выключателей:

$$Z_{2,35} = 0,43 + 0,07 + 0,1 = 0,6 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ вводных выключателей:

$$Z_{2,10} = 0,43 + 0,07 + 0,1 = 0,6 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ секционного выключателя:

$$Z_{2,10} = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ выключателя присоединения:

$$Z_{2,10} = 0,43 + 0,03 + 0,1 = 0,56 \text{ (Ом)}$$

На РУ 110 кВ трансформаторы тока установлены внутри выключателей типа ВГБЭ поэтому в данном разделе принимаем так же встроенные ТТ, и принимаем номинальный ток первичной обмотки 150 А.

Сравнение параметров установленных трансформаторов тока с расчетными данными приведен в таблице 45.

Таблица 45 – Проверка ТТ 110 кВ трансформаторных выключателей

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 150 | 118,0 | $I_{НОМ} \geq I_{м}$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 126 | 4,74 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 13872 | 8,74 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |
| $Z2_{НОМ}$ (Ом) | 20 | 0,88 | $Z2_{НОМ} \geq Z2$ |

Таблица 46 – Проверка ТТ 110 кВ выключателя в мостике

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 110 | 110 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 150 | 118,0 | $I_{НОМ} \geq I_m$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 126 | 4,74 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 13872 | 8,74 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |
| $Z2_{НОМ}$ (Ом) | 20 | 0,83 | $Z2_{НОМ} \geq Z2$ |

Данный тип трансформаторов тока 110 кВ проходит проверку следовательно их замена не требуется.

Проводим выбор трансформаторов тока для РУ 35 кВ. Принимаем трансформатор тока вводного выключателя ТВ-35-III номинальным током 400 А. Сравнение параметров в таблице 47.

Таблица 47 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ для вводных выключателей

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 35 | 35 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 400 | 370,0 | $I_{НОМ} \geq I_m$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 125 | 6,29 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 7203 | 15,23 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |
| $Z2_{НОМ}$ (Ом) | 30 | 0,6 | $Z2_{НОМ} \geq Z2$ |

Данный тип трансформаторов тока 35 кВ проходит проверку следовательно его принимаем к установке.

Проводим выбор трансформаторов тока для РУ 10 кВ. Принимаем трансформатор тока типа ТПЛК-10-I-1 для вводных выключателей с номинальным током первичной обмотки 1500 А. Сравнение параметров в таблице 48.

Таблица 48 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 1500 | 1232,0 | $I_{НОМ} \geq I_m$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 189 | 16,45 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 4800 | 104,25 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |
| $Z_{2НОМ}$ (Ом) | 1,2 | 0,6 | $Z_{2НОМ} \geq Z_2$ |

Принимаем трансформатор тока типа ТПЛК-10-І-1 для секционного выключателя с номинальным током первичной обмотки 800 А. Сравнение параметров в таблице 49.

Таблица 49 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 800 | 616,0 | $I_{НОМ} \geq I_m$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 189 | 16,45 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 4800 | 104,25 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |
| $Z_{2НОМ}$ (Ом) | 1,2 | 0,55 | $Z_{2НОМ} \geq Z_2$ |

Принимаем трансформатор тока типа ТПЛК-10-І-1 для выключателя присоединения с номинальным током первичной обмотки 75 А. Сравнение параметров в таблице 50.

Таблица 50 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| 1 | | 2 | 3 |
| $U_{НОМ}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$ |
| $I_{НОМ}$ (А) | 75 | 73,24 | $I_{НОМ} \geq I_m$ |
| $I_{ПРСКВ}$ (кА) | 189 | 16,45 | $i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$ |
| $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с) | 4800 | 104,25 | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$ |

| | | |
|-----------------|-----|---------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| $Z_{2НОМ}$ (Ом) | 1,2 | $Z_{2НОМ} \geq Z_2$ |

Выбранные трансформаторы тока 10 кВ проходят по всем требованиям.

11.7 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются [6] по напряжению установки; по конструкции и схеме соединения; по классу точности; по вторичной нагрузке [11].

$$S_{2НОМ} \geq S_2, \quad (45)$$

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 51.

Таблица 51 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

| Тип прибора | Прибор | Количество приборов | Потребляемая мощность, В·А |
|--------------------------|------------|---------------------|----------------------------|
| Вольтметр | Э-335 | 2 | 2 |
| Вольтметр регистрирующий | Н-393 | 2 | 10 |
| Счетчик АЭ | НЕВА СТ411 | 2 | 1 |
| Счетчик РЭ | | | |
| Сумма | | | 26 |

Проверяем установленный на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: VCU 123.

Таблица 52 – Проверка ТН 110 кВ

| Номинальные параметры ТН | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|--------|------------------|---------------------------|
| Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 | 400 ВА | 26 ВА | $S_{2НОМ} \geq S_2$ |

Данный тип трансформатора оставляем.

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

Принимаем трансформатор напряжения типа м, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице.

Таблица 53 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

| Тип прибора | Прибор | Количество приборов | Потребляемая мощность, В·А |
|-------------|------------|---------------------|----------------------------|
| Вольтметр | Э-335 | 2 | 2 |
| Счетчик АЭ | НЕВА СТ411 | 5 | 1 |
| Счетчик РЭ | | | |
| Сумма | | | 9 |

Таблица 54 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

| Номинальные параметры ТН | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|----------------------------|----------------------|---------------------------|
| Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2 | $S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$ | $S_2 = 9 \text{ ВА}$ | $S_{2ном} \geq S_2$ |

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

Таблица 55 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

| Тип прибора | Прибор | Количество приборов | Потребляемая мощность, В·А |
|-------------|------------|---------------------|----------------------------|
| Вольтметр | Э-335 | 2 | 2 |
| Счетчик АЭ | НЕВА СТ411 | 12 | 1 |
| Счетчик РЭ | | | |
| Сумма | | | 14 |

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

Таблица 56 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

| Номинальные параметры ТН | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|-------|------------------|---------------------------|
| Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 | 75 ВА | 14 ВА | $S_{2НОМ} \geq S_2$ |

11.8 Выбор гибкой ошиновки

Для РУ 110 кВ принимаем такое же сечение провода для данного напряжения как и для питающей ВЛ АС 120/19 с максимально допустимым током 390 А.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется так как шины выполнены голыми проводами расположенными вне помещения.

Проверка по условиям короны проводится для гибких проводников 35 кВ и выше.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (49)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость;

r_0 - радиус провода = 0,74 см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,74}} \right) = 33,48 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (50)$$

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

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние.

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{0,74}} = 16,54 \text{ (кВ/см)}$$

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

На поверхности провода будет отсутствовать корона, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны:

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

$$17,69 \leq 30,13$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условиям проверки по короне его оставляем для монтажа.

Для РУ 35 кВ принимаем такое же сечение провода для данного напряжения как и для отходящей ВЛ АС 120/19 с максимально допустимым током 390 А.

11.9 Выбор жесткой ошиновки 10 кВ

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения 10 кВ подстанции Краскино. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 100×8 мм (8 см²). Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ [11]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \tag{51}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{104,25}}{91} = 0,11 \text{ (см}^2\text{)},$$

где B_k – интеграл джоуля;

C - коэффициент для алюминия = 91.

Минимальное сечение меньше фактического следовательно проверку проходит.

Проверка механической прочности:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{56,66}{8}}} = 0,98, \quad (52)$$

где J – момент инерции шины (см^2);

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

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (53)$$

$$J = 0,8 \cdot 10^3 \frac{1}{12} = 56,66 \text{ (см}^2\text{)}$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1 м.

Наибольшее усилие в материале шин:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a}, \quad (54)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{16450^2}{0,4} = 117,17 \text{ (Н/м)},$$

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

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (55)$$

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

Напряжение в шине:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (56)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{16450^2 \cdot 100^2}{13,33 \cdot 40} = 38,25 \text{ (МПа)}$$

При расчете напряжение все длины приведены в сантиметры.

Напряжение в материале шин (в данном случае сплав алюминия) менее предельного (60 МПа), следовательно оно проходит проверку.

11.10 Выбор ОПН.

Основные параметры установленного ОПН на РУ 110 кВ показаны в таблице 57.

Таблица 57 – Технические данные ОПН 110 кВ

| ОПН-110/10/77/400 | |
|---|-----|
| Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ) | 110 |
| Наибольшее рабочее напряжение $U_{вр}$ (кВ) | 77 |
| Поглощаемая энергия (кДж) | 400 |
| Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ) | 180 |

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 58.

Таблица 58 – Проверка ОПН 110 кВ

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

ОПН 110 проходит проверку по всем показателям его оставляем.

На стороне 35 кВ принимаем к установке ОПН - 35 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 59.

Таблица 59 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

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

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

На стороне 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 60.

Таблица 60 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

| Номинальные параметры | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-----|------------------|-----------------------------|
| Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ) | 10 | 10 | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ) | 7,2 | 6,63 | $U_{нр} \geq U_{нр.сети}$ |

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

11.11 Выбор трансформатора собственных нужд

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 61 приведены мощности нагрузки электроприемников на подстанции Краскино.

Таблица 61 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

| Тип потребителя | Расчетная мощность потребителей (кВА) |
|--|---------------------------------------|
| 1 | 2 |
| Электродвигатели приводов выключателей | 8,14 |
| Обогрев приводов выключателей | 3,5 |
| Обогрев РУ 10 кВ | 8,0 |
| Освещение коридора РУ 10 кВ | 0,8 |
| Освещение ячеек РУ 10 кВ | 0,8 |
| Освещение РУ 110, 35кВ | 6,0 |

| 1 | 2 |
|--|-------|
| Цепи сигнализации | 0,1 |
| Расчетная полная мощность потребителей | 27,34 |

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд подстанции Краскино:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3} \quad (57)$$

$$S_p = \frac{27,34}{2 \cdot 0,7} = 19,52 \text{ (кВА)}$$

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

11.12 Оперативный ток

В качестве рода тока принимаем переменный ток промышленной частоты 50 Гц, при этом источником питания служат трансформаторы собственных нужд. Приводы выключателей основаны на питании переменным током, цепи сигнализации так же питаются переменным током.

12 РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Расчет схемы заземления проводится для определения геометрических параметров сети заземления, количества и размеров горизонтальных и вертикальных электродов.

Первоначально находим площадь контура заземления (сеть заземления заходит на 3 метра за границы ПС) [5]:

$$S = (A+3) \cdot (B+3) = (110+3) \cdot (50+3) = 5989 \text{ (м}^2\text{)} \quad (58)$$

Сечение вертикальных электродов принимаемых к установке определяется как:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}, \quad (59)$$

где d – диаметр электродов.

Проверка сечения на термическую стойкость выполняется нахождением минимального сечения электрода:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{2,08^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,11 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}, \quad (60)$$

где - I - ток короткого замыкания (кА);

t - время работы выключателя и защиты (сек);

β - справочный коэффициент термической стойкости.

Проверка сечения на коррозионную стойкость выполняется по следующим формулам:

$$S_{cp} = A \cdot \ln(240)^3 + B \cdot \ln(240)^3 + C \cdot \ln(240)^3 + D, \quad (61)$$

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

где - A, B, C, D - справочные вспомогательные коэффициенты.

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot S_{\text{сп}} \cdot (S_{\text{сп}} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (62)$$

Общая длина полос в сетке определяется исходя из размеров сети и расстояния между полосами:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}} \cdot (A+3) = \frac{(110+3)}{5} \cdot (50+3) + \frac{(50+3)}{5} \cdot (110+3) = 2395,6 \text{ (м)},$$

где - l_{nn} , - расстояние между полосами.

Количество ячеек определяется по следующей формуле:

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{2395,6}{2 \cdot \sqrt{5989}} = 15,47 \quad (63)$$

Длина стороны одной ячейки определяется по следующей формуле:

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{5989}}{15} = 5,15 \text{ (м)} \quad (64)$$

Протяженность горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) = 2 \cdot \sqrt{5989} \cdot (15+1) = 2476,4 \text{ (м)} \quad (65)$$

Количество вертикальных электродов в сетке зависит от площади и находится по следующей формуле:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{5989}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 21,89 \quad (66)$$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right) = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{5989}} + \frac{1}{2476,4 + 4,0 \cdot 22} \right) = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (67)$$

где - l_e - длина вертикальных электродов (принимается равной 4м).

Определяем коэффициент импульсного сопротивления:

$$\alpha_{\text{И}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5989}}{(21 + 320) \cdot (4,49 + 45)}} = 1,09 \quad (68)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 (\text{Ом}) \quad (69)$$

Расчет окончен, полученное значение сопротивления не превышает предельного значения 0,5 Ом.

13 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Схема защиты представлена шестью молниеотводами расположенными по периметру ПС. Рассмотрим подробно расчет схемы состоящей из двух молниеотводов 1-2.

Первоначально находим эффективную высоту молниеотвода по следующей формуле [5]:

$$H_{эф} = 0,85 \cdot H = 0,85 \cdot 19 = 16,15, \quad (70)$$

где H – высота молниеотвода отдельно стоящего молниеотвода.

Находим радиус зоны защиты от одного отдельно стоящего молниеотвода на уровне земли

$$R_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \quad (71)$$

Находим радиус зоны защиты от одного отдельно стоящего молниеотвода на уровне принятого защищаемого объекта:

$$R_x = 1,6 \cdot H \cdot \frac{(H - H_x)}{(H + H_x)} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 8,1 \quad (72)$$

где H_x – высота защищаемого объекта.

Наименьшую высоту внутренней зоны системы двух молниеотводов 1-4 расположенных на расстоянии (высота должна быть не менее высоты защищаемого объекта):

$$H_c = H - \frac{L}{7} = 19 - \frac{25}{7} = 15,4 \quad (73)$$

Находим половину ширины внешней зоны системы молниеотводов на уровне линейного портала:

$$R_{cx} = 1,6 \cdot \frac{H_c - H_x}{1 + \frac{H_x}{H_c}} = 1,6 \cdot \frac{15,4 - 11}{1 + \frac{11}{15,4}} = 4,1 \quad (74)$$

По указанному алгоритму выполняется расчет систем других пар молниеотводов, результаты расчёта представлены в таблице 62.

Таблица 62 – Расчет зон молниезащиты ПС Краскино

| Пара молниеотводов | L (м) | H (м) | Hэф (м) | Hс (м) | R0 (м) | Rх (м) | Rсх (м) |
|--------------------|-------|-------|---------|--------|--------|--------|---------|
| 1 - 2 | 30 | 19 | 16,15 | 14,7 | 20,18 | 8,1 | 3,4 |
| 2 - 3 | 25 | 19 | 16,15 | 15,4 | 20,18 | 8,1 | 4,1 |
| 3 - 4 | 25 | 19 | 16,15 | 15,4 | 20,18 | 8,1 | 4,1 |
| 1 - 4 | 25 | 19 | 16,15 | 15,4 | 20,18 | 8,1 | 4,1 |
| 5 - 4 | 30 | 19 | 16,15 | 14,7 | 20,18 | 8,1 | 3,4 |
| 5 - 6 | 25 | 19 | 16,15 | 15,4 | 20,18 | 8,1 | 4,1 |

Результаты расчетов указанные в таблице представлены в графической части работы.

В данном разделе рассмотрим все защиты и автоматику которые устанавливаются на ВЛ и трансформаторы данного участка сети.

Защиты для ВЛ 110 кВ:

Дифференциальная защита линии (ДЗЛ).

Дистанционная защита линии (ДЗ).

Токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП).

Токовая отсечка (ТО).

Автоматика ВЛ 110 кВ:

Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Автоматическое повторённое включение (АПВ).

Защиты трансформаторов 110 кВ

Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ).

Максимальная токовая защита (МТЗ).

Защита от перегрузки.

Газовая защита (ГЗ).

Данная бакалаврская работа рассматривает только расчёт защит устанавливаемых на трансформаторах ПС Краскино.

Проводим расчет основной защиты трех обмоточного трансформатора ТДТН 16000/110/35/10 Краскино.

14.1 Дифференциальная защита.

Защиту трансформатора выполняем на терминале Сириус.

Выбираем коэффициенты трансформации [12]:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН}, \quad (75)$$

где $I_{ТТН}$ – номинальный ток I стороны трансформатора.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2ПТ} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (76)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{OTC} \cdot I_{HBP},$$

$$I_{HBP} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР}, \quad (77)$$

где K_{OTC} – коэффициент отстройки;

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

ε – полная относительная погрешность;

$\Delta U_{РЕГ}$ – относительная погрешность,

$\Delta f_{ВЫР}$ – относительная погрешность.

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10}^{\wedge} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНМ}}{I_{ТНОМi}}, \quad (78)$$

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

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ.

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{T1} = \frac{K_{OTC} \cdot I_{HBP} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (79)$$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{T1}} \quad (80)$$

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

Расчетный ток небаланса:

$$I_{HBP} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

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

$$I_{d\min} = 1,25 \cdot K_{OTC} \cdot (K_{IEP} \cdot \varepsilon + \Delta U_{PEP} + \Delta f_{BbIP}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 63:

Таблица 63 – Тормозные характеристики.

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

Задаемся значением $I_{TP} = 2,25$ для характеристики № 4 и находим:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (81)$$

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) определяется следующим образом:

$$I_{C3} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{ВНН}, \quad (82)$$

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 83,98 = 110,22 \text{ (А)},$$

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

k_B – коэффициент возврата токового принимается равным 0,8.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{110,22}{(150/5)} = 3,67 \text{ (A)}$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

14.3 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ:

$$I_{CЗ} = \frac{k_H \cdot k_{CAM}}{k_B} \cdot I_{ВНН}, \quad (83)$$

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

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

$$I_{CЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 83,98 = 188,95 \text{ (A)}$$

$$k_q = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{CЗ}} = \frac{7,22 \cdot 10^3 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (10,5/115)}{188,95} = 5,02 \quad (84)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{188,95}{(150/5)} = 6,3 \text{ (A)}$$

14.4 Газовая защита.

На силовых трансформаторах ПС Краскино установлены газовые реле «Бухгольца». Реле устанавливается в контур охлаждения контролируемого устройства и реагирует на такие нарушения, как газообразование, потери и усиление потока жидкого диэлектрика.

У трансформаторов с герметичным уплотнением мембраной (резиновый мешок) в расширителе газовые реле могут использоваться в качестве контрольных устройств для этой мембраны («сигнализатор разрыва мешка»).

Газовые реле могут использоваться в установках под открытым небом и в помещениях. Разнообразие типов газовых реле «Бухгольца» обусловлено

нормами и стандартами, а также специальными требованиями заказчиков. Номинальная мощность и конструкция защищаемого устройства определяют тип используемого реле.

14.5 Автоматика ввода резерва

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне низкого напряжения 10 кВ ПС Краскино для увеличения параметров надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим подробно данное устройство.

Система АВР — это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника выступает другая секция шин. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основного питания. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (не устранённые токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

14.6 Автоматическая частотная разгрузка

Автоматическая частотная разгрузка - элемент противоаварийной автоматики распределительных подстанций, который предназначен для предотвращения падения частоты энергосистемы в случае резкого уменьшения количества активной мощности в электрической сети.

Благодаря АЧР в случае возникновения дефицита вырабатываемой мощности на электростанциях энергетическая система остается работоспособной и обеспечивает электроснабжение наиболее ответственных потребителей, отключение которых недопустимо, так как может привести к различным негативным последствиям.

Прежде всего, это потребители первой категории, отключение которых несет опасность для жизни людей или может повлечь за собой большой материальный ущерб. Вторые по важности – это потребители второй категории надежности электроснабжения, отключение которых приводит к нарушению нормального цикла работы предприятий, различных систем и коммуникаций населенных пунктов.

Кроме того, резкое падение частоты в энергосистеме может привести к нарушению нормальной работы электрических станций. То есть если не принимать никаких мер, то снижение частоты будет продолжаться, что повлечет за собой полный развал энергосистемы.

Автоматическая частотная разгрузка в случае снижения частоты ниже установленного значения производит автоматическое отключение части потребителей от электрической сети, чем обеспечивает снижение дефицита вырабатываемой активной мощности в электрической сети. Уменьшение дефицита мощности в свою очередь способствует повышению частоты электрической сети до требуемого значения 50 Гц.

14.7 Автоматическое повторное включение

Значительная часть коротких замыканий (КЗ) на воздушных ЛЭП, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и др. причинами, при достаточно быстром отключении повреждения релейной защитой самоустраняется. Такие самоустраняющиеся повреждения принято называть неустойчивыми.

Доля неустойчивых повреждений согласно статистическим исследованиям составляет 50-90%.

Обычно, при ликвидации аварии оперативный персонал производит опробование линии путём обратного включения под напряжение. Эта операция называется повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остаётся в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях называют успешными.

При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение, вновь возникает КЗ, и она вновь отключается защитой. Поэтому повторные включения линий на устойчивые повреждения называют неуспешными.

Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей используются специальные устройства автоматического повторного включения (АПВ).

Согласно Правилам устройств электроустановок (ПУЭ) обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных ЛЭП напряжением выше 1 кВ. Успешность действия АПВ составляет 50-90%. АПВ восстанавливает нормальную схему и при ложном действии релейной защиты.

Неустойчивые КЗ часто бывают и на шинах подстанций. Поэтому на ПС оборудованных быстродействующей защитой, также применяется АПВ.

Устройствами АПВ оснащаются также все одиночно работающие трансформаторы мощностью 1000 кВА и более и трансформаторы меньшей мощности, питающие ответственную нагрузку. АПВ трансформаторов должно действовать только, если трансформатор был отключен максимальной токовой защитой. Повторное включение при повреждении самого трансформатора, когда он отключен защитами от внутренних повреждений, не производится. Успешность действия АПВ шин и трансформаторов составляет 70-90%.

АПВ используется и на кабельных линиях напряжением 6-10 кВ. Несмотря на то, что повреждения кабелей бывают, как правило, устойчивыми, успешность действия АПВ составляет 40-60%. Это объясняется тем, что АПВ восстанавливает питание потребителей при неустойчивых повреждениях на

шинах, при отключении линий вследствие перегрузки, при ложных и неселективных действиях защиты.

15 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТА
РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ КРАСКИНО

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на реконструкцию ПС Краскино с последующим расчетом эксплуатационных издержек, в расчет принимается замена распределительных устройств и постоянная часть при реконструкции ПС.

Определяем стоимость РУВН, СН, НН ПС Краскино (замена РУ 110 кВ не выполнялась) [26] :

$$K_{py} = (N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p, \quad (85)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2023 год ;

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

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

$K_{яч35}$ - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года;

$N_{яч10}$ - количество ячеек выключателей 10 кВ;

$K_{яч10}$ - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ в ценах 2000 года.

$$K_{py} = (5 \cdot 1,88 + 11 \cdot 0,15) \cdot 4,8 \cdot 1,3 = 68,95 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянную часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p, \quad (86)$$

где $K_{пост}$ - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 11,00 \cdot 4,8 \cdot 1,3 = 68,64 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость трансформаторов 110/35/10 кВ:

$$K_{тр} = N \cdot K_{тр} \cdot K_{инф} \cdot K_p, \quad (87)$$

где $K_{тр}$ - стоимость трансформаторов в ценах 2000 года:

N - количество трансформаторов 110/35/10 кВ.

$$K_{mp} = 2 \cdot 7,4 \cdot 4,8 \cdot 1,3 = 92,35 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС Краскино:

$$K_{nc} = K_{py} + K_{nocm} + K_{mp} = 68,95 + 68,64 + 92,35 = 229,94 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам}, \quad (88)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{об}$ - капитальные вложения, млн. руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (89)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования (для ПС 20 лет.)

$$I_{AM} = 229,94 \cdot \frac{1}{20} = 11,5 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки на подстанционное оборудование

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (90)$$

где $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС):

$$I_{ЭКС} = 229,94 \cdot 0,059 = 13,57 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные издержки на оборудования подстанции Краскино:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{АМ}} \quad (91)$$

$$I_{\Sigma} = 13,57 + 11,5 = 25,07 \text{ (млн. руб.)}$$

Расчет экономических показателей дал следующие результаты: необходимые капиталовложения в реконструкцию ПС Краскино в частности замену распределительных устройств и трансформаторов составили 229,94 млн. руб., при этом отчисления на амортизацию в год составят 11,5 млн. руб. на ремонт и эксплуатацию 13,57 млн.руб.

16 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

16.1 Безопасность

В данной работе рассматривается реконструкция трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ Краскино в Приморском крае, предполагается установка современного оборудования включая комплектные распределительные устройства, силовые трансформаторы, так же в работе рассматривается вопрос изменения схемы внешнего электроснабжения данной ПС.

Безопасность при работах в распределительных устройствах

При выполнении работы на выкаткой тележке выключателя шкафа комплектного распределительного устройства, необходимо выкатить ее в ремонтное положение, при этом шторки отсека в котором остались токоведущие части под напряжением, должны быть заперты на замок, вывешен соответствующий плакат «стой напряжение», на тележке где предстоит работать, вывешен плакат «работать здесь».

При выполнении работ вне комплектного распределительного устройства, то есть на подключённом к нему оборудовании тележку выключателя необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа, при этом разрешается при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой устанавливать ее в испытательное положение, при отсутствии такой блокировки устанавливать тележку в испытательное положение можно при условии запираания шторок на замок.

Устанавливать в испытательное положение тележки выключателя для опробования допускается только в случае, когда работы вне комплектного распределительного устройства не проводится либо выполнено заземление в шкафу комплектного распределительного устройства.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при работах в трансформаторных подстанциях.

При выполнении работ в комплектных трансформаторных подстанциях без отключения источника питания напряжением выше 1000 В допускается выполнять только осмотр и ремонт, которые возможно выполнить стоя на площадке при условии соблюдения определенных расстояний до токоведущих

частей находящихся под напряжением. При условии, если это расстояния до токоведущих частей меньше допустимых значений, то данная работа должна выполняться с соответствующим отключением электрооборудования.

Допуск работников на комплектные трансформаторные подстанции независимо от того присутствует напряжение на них или нет должен выполняться только после их отключения коммутационными аппаратами, при этом если не исключена подача напряжения на рабочее место, то должны быть отключены коммутационные аппараты с противоположной стороны и приняты меры против самопроизвольного включения коммутационных аппаратов. На трансформаторных подстанциях и других устройствах не имеющих стационарных ограждений приводы разъединителей либо выключателей нагрузки должны быть заперты на замок, стационарные лестницы и площадки обслуживания должны быть заблокированы с разъединителями из также заперты на замок.

Безопасность при работах на силовых трансформаторах

Осмотр силового оборудования находящегося в работе такого как силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы либо иное оборудование должен выполняться с земли с использованием стационарных сооружений с поручнями, при этом расстояние до токоведущих частей должно быть не менее допустимого, по условиям безопасного выполнения этой работы.

При необходимости осмотра газового реле трансформатора в случае срабатывания его на сигнал, силовой трансформатор должен быть разгружен и отключен от сети для отбора газа для анализа.

Работы внутри силового трансформатора должны выполнять специальные рабочие подготовленные для данной работы и хорошо знающие пути перемещения во время выполнения данной работы.

Специальная одежда работающего должна быть чистой и удобной, защищать тело от перегрева в жаркое время года, а также от различных механических повреждений и от загрязнения маслом.

Работа внутри трансформатора должна производиться по наряду не менее чем тремя работниками, двое из которых являются страхующими. При этом они должны находиться у смотрового люка, а если его нет, то у специального отверстия для установки ввода.

Освещение внутри трансформатора в обязательном порядке должно быть переносным, напряжением не более 12 В и иметь защитную сетку только заводского исполнения, либо в данном случае можно пользоваться аккумуляторными фонарями, разделительный трансформатор в данном случае должен быть установлен снаружи бака трансформатора.

В случае если при работе в бак подается осушенный воздух с точкой росы не выше 40 градусов, то регламентируемое время пребывания работника внутри трансформатора не должно превышать 4 часа в сутки.

Охрана труда при выполнении работ на кабельных линиях

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей и трубопроводов в подземных сооружениях, а также боеприпасов все земляные работы прекращается для выяснения принадлежности и разрешения соответствующих организаций на продолжение работ.

Запрещается выполнение земельных работ машинами на расстоянии меньше 1 метра, механизмов ударного действия менее 5 метров от трассы электрического кабеля если эти работы связаны с раскопкой кабеля.

Перед разрезанием кабельной муфты обязательно необходимо удостовериться в том, что работа выполняется именно на том кабеле, который должен подлежать ремонту и что он отключен и выполнены в полном объеме все технические мероприятия.

Перед разрезанием кабеля и вскрытием его соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с использованием специального приспособления, которое представляет из себя изолирующую штангу и стальную иглу или режущий наконечник. На кабельной линии, имеющей два источника питания отсутствие напряжения, проверяется проколом

дистанционным способом со всех сторон откуда может быть подано напряжение.

Прокол электрического кабеля следует выполнять с использованием диэлектрических перчаток, а также средств защиты от термических рисков в частности электрической дуги, при этом на изолирующем основании поверх траншеи с наибольшего расстояния от ремонтируемого кабеля.

Прокол кабеля выполняется двумя работниками: допускающим и производителем работ, либо производителем работ и ответственным руководителем работ, одних из которых должен пройти специальное обучение и будет прокалывать кабель, а второй будет наблюдающим.

При заземлении прокалывающего приспособления могут быть использованы различные заземлители, погруженные в почву на глубину не менее 0,5 метра при этом присоединять заземляющий поводок следует с использованием специальных хомутов, броня кабеля при этом должна быть зачищена.

16.2 Экологичность

Процесс реализации намечаемой деятельности сопровождается воздействием на окружающую среду в виде выбросов и сбросов различных загрязняющих веществ, размещения отходов производства и потребления, нарушения почвенно-растительного покрова и т.п.

Опыт строительства и эксплуатации аналогичных объектов, позволяет выделить следующие компоненты окружающей среды, которые могут подвергаться воздействию:

- земельные ресурсы и почвенно-растительный покров;
- водные объекты;
- приземный слой атмосферы;

При этом следует отметить, что воздействие на окружающую среду в период строительства будет носить кратковременный характер, воздействие в период эксплуатации - постоянный характер.

Воздействие на атмосферный воздух

Влияние на воздушный бассейн района работ при строительстве объекта и дальнейшей их эксплуатации различно, и зависит от вида источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) на каждом этапе, их количества и времени воздействия.

Загрязнение атмосферного воздуха в период строительства проектируемого объекта происходит при выбросах загрязняющих веществ и осуществляется не организованно в месте проведения работ или стоянки (нахождения в данный конкретный промежуток времени) строительных машин и механизмов.

В состав работ по строительству, при производстве которых происходит загрязнение атмосферы, будут входить:

- подготовительные работы, в т. ч. доставка строительных материалов, машин и механизмов на временную базу, устройство временных зданий и сооружений, расчистка участка, планировочные работы на площадке строительства;

- основные работы, включая земляные работы, строительные-монтажные и специальные работы, рекультивацию нарушенных земель.

Основными источниками выделения вредных веществ в период строительства являются:

- строительное оборудование и строительная техника; автомобильная техника;

- сварочное оборудование;

- окраска;

- заправка топливных баков;

- пыление грунта при земляных работах.

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

- автотранспорт (неорганизованный источник выбросов), при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, в атмосферу

выбрасываются: оксид углерода, углеводороды (по керосину), азота оксид, сажа, серы диоксид, формальдегид, безопорен;

- сварочный пост (неорганизованный источник выбросов), при производстве электросварки и газовой резки, в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, хрома оксид, пыль неорганическая, фториды плохо растворимые, фториды газообразные, азота оксид, углерода оксид;

- лакокрасочные работы (неорганизованный источник выбросов), при проведении окрасочных работ в атмосферу выделяются: ацетон, бутил ацетат, ксилол, толуол, Уайт-спирит;

- земляные работы (неорганизованный источник выбросов), работа по выемке грунта сопровождается выбросом в атмосферу неорганической пыли.

Воздействие на атмосферный воздух будет ограничено только периодом строительства объекта.

Воздействие на земли и почвенный покров

При проведении работ возможны механические и химические негативные воздействия на состояние почвенного покрова. Воздействие на почвенный покров связано:

- с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов),

- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта,

- проведением землеройных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

Почвенный покров в пределах окрестных территорий будет также испытывать антропогенное-техногенное воздействие. Складирование бытового и строительного мусора может привести к загрязнению территории пластиком, стеклом, металлическим ломом.

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально

существовавшему до начала работ. При работах, связанных со строительством объекта основными природными средами воздействия будут являться: почвенный покров и атмосферный воздух.

Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух

Этап строительства

В процессе выполнения строительных работ перечень мероприятий по минимизации загрязнения атмосферного воздуха включает в себя следующие:

- контроль за своевременным обслуживанием техники подрядной организацией и заправкой техники сертифицированным топливом;
- при длительных перерывах в работе (более 15 мин) запрещается оставлять механизмы с включенными двигателями;
- выполнение работ минимально необходимым количеством технических средств;
- выполнение регулярных проверок состава выхлопов автомобилей и строительной техники и недопущение к работе техники с повышенным содержанием вредных веществ в выхлопных газах;
- при выполнении строительно-монтажных работ предусмотреть максимально возможное применение механизмов с электроприводом;
- категорически запрещается сжигание строительного мусора на строительной площадке;
- предусмотреть производства работ поточным методом комплексного технологического потока.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации электрооборудования не требуется.

Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды

Этап строительства

В строительный период предусмотреть следующие мероприятия:

- обязательное соблюдение границы территории работ;
- минимальное использование на площадке строительной техники;
- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов в специально организованных местах, своевременная уборка и вывоз мусора;
- организация обслуживания, ремонта, отстоя автотранспорта и спецтехники на базе строительной организации;
- заправка техники ГСМ на организованных АЗС общего пользования.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды при эксплуатации электрооборудования не требуется.

В представленной выпускной квалификационной работе при проектировании ПС «Краскино» особое внимание уделяется сохранению окружающей среды, благодаря использованию современных изоляционных материалов на ПС минимизировано количество маслonaполненного оборудования, которое создает угрозу загрязнения окружающей среды при различного рода повреждениях. Использование малогабаритного оборудования так же играет важную роль при проектировании ПС Краскино т.к. для реализации проекта требуется значительно меньшая площадь отвода земли под расположение оборудования. Для снижения уровня шумов в работе предусматривается расположение проектируемого объекта ПС Краскино на максимально возможном расстоянии от жилой застройки.

Расчет маслоприемника трансформатора

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и

предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «Краскино» устанавливаются 2 трансформатора марки ТДТН 16000/110/35/10 с размерами (м) 6,4×4,4×5,2 и массой масла 14,5 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м (при массе масла от 10 до 50 тонн) [22].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [22].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [22].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием.

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [7]:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho}, \quad (92)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 14,5 тонн;

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³).

$$V_{трм} = \frac{14,5}{0,88} = 16,48 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [7]:

$$S_{лп} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (93)$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника.

$$S_{mn} = (6,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,4 + 2 \cdot 1,5) = 69,56 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [7]:

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

где H – высота трансформатора (м).

$$S_{\delta n} = (6,4 + 4,4) \cdot 2 \cdot 5,2 = 112,32 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [7]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\delta n}) \cdot 10^{-3} \quad (95)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (69,56 + 112,32) \cdot 10^{-3} = 65,48 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [7]:

$$V_{mmH_2O} = V_{трм} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (96)$$

$$V_{mmH_2O} = 16,48 + 0,8 \cdot 65,48 = 68,86 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости V_{mmH_2O} :

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \quad (97)$$

$$H_{\text{мт}} = \frac{68,86}{69,56} = 0,99 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [22]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [22]:

$$H_{\text{вп}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [22]:

$$H_{\text{нлт}} = H_{\text{мт}} + H_{\text{вп}} + H_z \tag{98}$$

$$H_{\text{нлт}} = 0,99 + 0,05 + 0,25 = 1,29 \text{ (м)}$$

16.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим различные аварийные ситуации для данного объекта:

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на объекте энергетики сложившаяся в результате возникновения какой-либо аварийной ситуации, либо опасного явления природы, катастрофы, стихийного бедствия которая может повлечь за собой человеческие жертвы либо ущерб здоровью окружающих или природной среде, привести к материальным потерям либо нарушением условий жизнедеятельности.

Чрезвычайные ситуации разделяются на несколько видов по характеру источника, а также по ее масштабам.

Электроэнергетическая система это часть энергосистемы включая подключенных потребителей электрической энергии, объединённых процессом выработки, передачи и потребления электрической энергии.

Рассмотрим различные виды аварийных ситуаций на объектах электроэнергетики: аварии на объектах могут приводить к длительным перерывам электроснабжения потребителей значительных территорий, также к нарушению графиков движения транспорта, поражению людей электрическим током, транспортным авариям и так далее.

Чрезвычайные ситуации в электроэнергетике могут приводить к значительным перерывам электроснабжения, нарушению дорожного движения, отсутствию освещения в городе в темное время суток, нарушению работы различных предприятий, таких потребителей как телекоммуникации, водопроводная сеть, канализационная сеть, отопление и так далее, могут создавать угрозы работы медицинского оборудования в больницах, приводить к отсутствию связи, а также к различным бытовым неудобствам и так далее.

Рассмотрим подробно различные причины возникновения чрезвычайных ситуаций: короткие замыкания в электроустановках, удары молнии в электрооборудование ПС Краскино, ошибочные действия оперативного персонала при выполнении переключений в электроустановках так же могут привести к возникновению аварийной ситуации.

Рассмотрим предупредительные меры для предотвращения возникновения чрезвычайной ситуации:

- для исключения возможности возникновения коротких замыканий в электроустановках ПС Краскино - в данной работе предполагается использование современного оборудования с использованием элегазовой и вакуумной изоляции, что в значительной степени снижает риск короткого замыкания, периодические осмотры оборудования на ПС Краскино оперативным персоналом на предмет выявления различного рода замечаний и дефектов и своевременного их устранения так же в значительной степени снижают риск возникновения короткого замыкания. Своевременный вывод в ремонт оборудования так же в значительной степени влияет на его надежную работу.

- для защиты оборудования ПС Краскино от ударов молнии в данной работе выполнен расчет молниезащиты и заземления. Данный расчет выполнен с соблюдением всех норм и правил и, следовательно, оборудование с высокой долей вероятности будет защищено от погодных условий.

- для исключения возникновения чрезвычайной ситуации вследствие ошибочных действий оперативного персонала на ПС Краскино

предусматривается значительного количества блокировочных устройств включая ключи электромагнитной блокировки, которые в свою очередь позволяют исключить ошибочные действия при переключениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной ВКР был рассмотрен вариант реконструкции ПС Краскино номинальным напряжением 110/35/10 кВ в Приморском крае в связи с

увеличением номинальной мощности силовых трансформаторов. Проведен анализ существующих нагрузок подстанции Краскино и их прогнозирование на основе которого выбрана номинальная мощность новых силовых трансформаторов. На основании полученных значений нагрузок выполнены выбор и проверка всего коммутационного, измерительного, силового и иного оборудования на данном объекте. Все выбранное современное оборудование проходило проверку по условиям протекания рабочих токов и токов короткого замыкания. В данной работе так же решались проблемы связанные с низким уровнем напряжений на стороне 110 кВ ПС Краскино. В экономической части работы проведен расчет стоимости реализации проекта реконструкции данной ПС а так же определены основные эксплуатационные издержки. В части безопасностям жизнедеятельности приведены основные меры безопасной эксплуатации подстанционного электротехнического оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с.

2 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2018. - 192 с.

3 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2015. - 48 с.

4 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, НИЦ Инфра-М, 2012. - 416 с.

5 Базуткин В.В. Техника высоких напряжений: изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь; Под общ. ред. В. П. Ларионова. - 3-е изд., перераб. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 1986. - 464 с.

6 Бегентаев М.М. Экономика промышленности. Учебное пособие / М.М. Бегентаев. – М.: Изд-во: Павлодар: Кереку, 2008. - 137 с.

7 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. - 90 с. - Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/11541.pdf. - 12.06.2023.

8 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.

9 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. / В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.

10 Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений (для бакалавров). Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2017. - 272 с.

- 11 Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2015. - 192 с.
- 12 Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.
- 13 Кудрин Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2016. - 160 с.
- 14 Кудрин Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, М.Г. Ошурков. - Рн/Д: Феникс, 2017. - 416 с.
- 15 Кудрин Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин. - РнД: Феникс, 2018. - 382 с.
- 16 Кудрин Б.И. Электроснабжение: Учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования / Б.И. Кудрин. - М.: ИЦ Академия, 2012. - 352 с.
- 17 Лыкин А.В. Электрические системы и сети. Учебное пособие / А.В. Лыкин. – М.: Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 18 Лыкин А.В. Распределительные электрические сети. М.: Новосибирский государственный технический университет, 2018.
- 19 Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.:Инфа-Инженерия, 2020.
- 20 Ополева, Г.Н. Электроснабжение промыш. предприятий и городов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.
- 21 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов. - 2-е изд., испр. и до п./ Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008. - 308с.
- 22 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.
- 23 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 № 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 № 61957)

24 Собрать С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

25 Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики. Учебное пособие / В.Я. Ушаков. - Томск : Изд-во ТПУ, 2014. - 447 с.

26 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

27 Энергоэффективное электрическое освещение. Учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова и др. ; под ред. Л.П. Варфоломеева. - Москва : Изд-во МЭИ, 2013. - 288 с.

28 Энергоэффективность в России: скрытый резерв. - Москва : ЦЭНЭФ, 2007. - 162 с.

29 <https://ru.wikipedia.org>

30 Данные преддипломной практики

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет нормального режима работы с существующими нагрузками

Данные по существующим нагрузкам в узлах сети

| Наименование узла | Активная мощность нагрузки (МВт) | Реактивная мощность нагрузки (МВАр) |
|-------------------|----------------------------------|-------------------------------------|
| 11 | 11,47 | 4,86 |
| 33 | 2,5 | 1,02 |
| 44 | 7,71 | 3,1 |
| 66 | 0 | 0 |
| 77 | 3,63 | 1,46 |
| 111 | 14,01 | 5,94 |
| 333 | 3,06 | 1,24 |
| 444 | 9,43 | 3,78 |
| 666 | 6,47 | 2,59 |
| 777 | 4,44 | 1,79 |

Данные ветвях

| Наименование ветви | Активное сопротивление (Ом) | Реактивное сопротивление (Ом) | Емкостная проводимость (мкСм) |
|--------------------|--------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| 12 | 5,2 | 8,9 | 222,9 |
| 23 | 0,1 | 0,1 | 2,7 |
| 24 | 5,4 | 9,3 | 231,4 |
| 45 | 7,6 | 13,1 | 81,13 |
| 56 | 2,2 | 3,8 | 23,6 |
| 57 | 5,8 | 9,9 | 61,7 |

Данные о напряжениях в узлах сети в нормальном режиме работы

| Наименование узла | Напряжение (кВ) | Отклонение напряжения (%) |
|-------------------|--------------------|------------------------------|
| 1 | 120,00 | 9,09 |
| 2 | 116,24 | 5,67 |
| 3 | 116,23 | 5,67 |
| 4 | 113,07 | 2,79 |
| 5 | 111,00 | 0,91 |
| 6 | 110,75 | 0,68 |
| 7 | 110,18 | 0,17 |
| 11 | 37,24 | 6,41 |
| 33 | 36,19 | 3,39 |
| 44 | 34,96 | -0,11 |
| 66 | 34,19 | -2,30 |
| 77 | 34,25 | -2,15 |
| 111 | 6,40 | 6,60 |
| 333 | 10,18 | 1,81 |
| 444 | 9,81 | -1,85 |
| 666 | 9,54 | -4,60 |
| 777 | 9,63 | -3,68 |

Продолжение Приложения А

Данные о ветвях сети в нормальном режиме работы

| Наименование ветви | Токовая нагрузка ВЛ (А) | Длительно допустимый ток сечения (А) |
|--------------------|-------------------------|--------------------------------------|
| 1-2 | 235,66 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-3 | 30,66 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-4 | 196,61 | 780 (одна цепь 390) |
| 4-5 | 90,90 | 390 |
| 5-6 | 39,04 | 390 |
| 5-7 | 49,09 | 390 |

Данные о потоках мощности сети в нормальном режиме работы

| Ннач | Нкон | Тип | Рнач (МВт) | Ркон (МВт) | Qнач (МВАр) | Qкон (МВАр) |
|------|------|------|------------|------------|-------------|-------------|
| 1 | 2 | ЛЭП | -38,47 | -37,89 | -9,09 | -11,25 |
| 2 | 3 | ЛЭП | -5,61 | -5,61 | -2,58 | -2,62 |
| 2 | 4 | ЛЭП | -32,33 | -31,88 | -8,68 | -11,05 |
| 4 | 5 | ЛЭП | -8,74 | -8,69 | -2,02 | -3,01 |
| 5 | 6 | ЛЭП | -6,49 | -6,48 | -2,71 | -3,00 |
| 5 | 7 | ЛЭП | -2,20 | -2,20 | -0,31 | -1,11 |
| 4 | 7 | ЛЭП | -5,93 | -5,89 | -0,82 | -2,63 |
| 1 | 10 | Тр-р | -25,64 | -25,51 | -13,86 | -11,23 |
| 10 | 11 | Тр-р | -11,50 | -11,50 | -4,86 | -4,86 |
| 10 | 111 | Тр-р | -14,00 | -14,00 | -6,38 | -5,94 |
| 3 | 30 | Тр-р | -5,61 | -5,61 | -2,62 | -2,24 |
| 30 | 33 | Тр-р | -2,50 | -2,50 | -1,00 | -1,00 |
| 30 | 333 | Тр-р | -3,10 | -3,10 | -1,24 | -1,24 |
| 4 | 40 | Тр-р | -17,21 | -17,14 | -8,22 | -6,87 |
| 40 | 44 | Тр-р | -7,70 | -7,70 | -3,10 | -3,10 |
| 40 | 444 | Тр-р | -9,43 | -9,43 | -3,78 | -3,78 |
| 6 | 60 | Тр-р | -6,48 | -6,48 | -3,00 | -2,59 |
| 60 | 66 | Тр-р | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 60 | 666 | Тр-р | -6,47 | -6,47 | -2,59 | -2,59 |
| 7 | 70 | Тр-р | -8,09 | -8,08 | -3,75 | -3,25 |
| 70 | 77 | Тр-р | -3,63 | -3,63 | -1,46 | -1,46 |
| 70 | 777 | Тр-р | -4,44 | -4,44 | -1,79 | -1,79 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет нормального режима работы с прогнозными нагрузками

Данные по прогнозным нагрузкам в узлах сети

| Наименование узла | Активная мощность нагрузки (МВт) | Реактивная мощность нагрузки (МВАр) |
|-------------------|----------------------------------|-------------------------------------|
| 11 | 18,79 | 7,96 |
| 33 | 4,10 | 1,64 |
| 44 | 12,61 | 5,08 |
| 66 | 0,00 | 0,00 |
| 77 | 5,95 | 2,39 |
| 111 | 22,95 | 9,73 |
| 333 | 4,91 | 2,03 |
| 444 | 15,45 | 6,19 |
| 666 | 10,60 | 4,24 |
| 777 | 7,27 | 2,93 |

Данные о напряжениях в узлах сети в нормальном режиме работы

| Наименование узла | Напряжение (кВ) | Отклонение напряжения (%) |
|-------------------|-----------------|---------------------------|
| 1 | 120,00 | 9,09 |
| 2 | 113,53 | 3,21 |
| 3 | 113,52 | 3,20 |
| 4 | 107,91 | -1,90 |
| 5 | 104,20 | -5,27 |
| 6 | 103,72 | -5,71 |
| 7 | 102,73 | -6,61 |
| 11 | 36,56 | 4,46 |
| 33 | 34,73 | -0,78 |
| 44 | 34,68 | -0,91 |
| 66 | 33,52 | -4,22 |
| 77 | 33,33 | -4,78 |
| 111 | 6,25 | 4,10 |
| 333 | 9,72 | -2,76 |
| 444 | 9,94 | -0,61 |
| 666 | 10,37 | 3,67 |
| 777 | 9,58 | -4,20 |

Данные о ветвях сети в нормальном режиме работы

| Наименование ветви | Токовая нагрузка ВЛ (А) | Длительно допустимый ток сечения (А) |
|--------------------|-------------------------|--------------------------------------|
| 1-2 | 401,27 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-3 | 52,09 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-4 | 341,01 | 780 (одна цепь 390) |
| 4-5 | 160,05 | 390 |
| 5-6 | 70,97 | 390 |
| 5-7 | 86,39 | 390 |

Продолжение Приложения Б

Данные о потоках мощности сети в нормальном режиме работы

| Ннач | Нкон | Тип | Рнач (МВт) | Ркон (МВт) | Qнач (МВАр) | Qкон (МВАр) |
|------|------|------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| 1 | 2 | ЛЭП | -63,86 | -61,84 | -37,25 | -36,86 |
| 2 | 3 | ЛЭП | -9,07 | -9,07 | -14,79 | -14,83 |
| 2 | 4 | ЛЭП | -52,82 | -51,44 | -22,08 | -22,62 |
| 4 | 5 | ЛЭП | -14,41 | -14,26 | -5,09 | -5,80 |
| 5 | 6 | ЛЭП | -10,65 | -10,62 | -4,70 | -4,93 |
| 5 | 7 | ЛЭП | -3,61 | -3,60 | -1,11 | -1,82 |
| 4 | 7 | ЛЭП | -9,77 | -9,65 | -2,96 | -4,45 |
| 1 | 10 | Тр-р | -42,04 | -41,65 | -26,01 | -18,97 |
| 10 | 11 | Тр-р | -18,70 | -18,70 | -7,96 | -7,96 |
| 10 | 111 | Тр-р | -22,94 | -22,94 | -11,03 | -9,73 |
| 3 | 30 | Тр-р | -9,07 | -9,01 | -14,83 | -13,67 |
| 30 | 33 | Тр-р | -4,10 | -4,10 | -11,64 | -11,64 |
| 30 | 333 | Тр-р | -4,91 | -4,91 | -2,03 | -2,03 |
| 4 | 40 | Тр-р | -27,20 | -27,02 | -14,61 | -11,24 |
| 40 | 44 | Тр-р | -12,60 | -12,60 | -5,08 | -5,08 |
| 40 | 444 | Тр-р | -14,43 | -14,43 | -6,19 | -6,19 |
| 6 | 60 | Тр-р | -10,61 | -10,58 | -4,93 | -4,24 |
| 60 | 66 | Тр-р | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 60 | 666 | Тр-р | -10,59 | -10,59 | -4,24 | -4,24 |
| 7 | 70 | Тр-р | -13,24 | -13,20 | -6,27 | -5,31 |
| 70 | 77 | Тр-р | -3,63 | -3,63 | -1,46 | -1,46 |
| 70 | 777 | Тр-р | -4,44 | -4,44 | -1,79 | -1,79 |

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет режима работы при отключении одной цепи ВЛ Давыдовка Барабаш

Данные о напряжениях в узлах сети при отключении одной цепи ВЛ Давыдовка Барабаш

| Наименование узла | Напряжение (кВ) | Отклонение напряжения (%) |
|-------------------|--------------------|------------------------------|
| 1 | 124,00 | 12,73 |
| 2 | 111,63 | 1,48 |
| 3 | 111,61 | 1,46 |
| 4 | 107,11 | -2,63 |
| 5 | 105,40 | -4,18 |
| 6 | 105,00 | -4,54 |
| 7 | 105,06 | -4,49 |
| 11 | 115,87 | 5,34 |
| 33 | 106,23 | -3,43 |
| 44 | 101,59 | -7,65 |
| 66 | 103,05 | -6,32 |
| 77 | 102,58 | -6,75 |
| 111 | 36,85 | 5,28 |
| 333 | 33,78 | -3,49 |
| 444 | 32,30 | -7,70 |
| 666 | 32,77 | -6,37 |
| 777 | 32,62 | -6,80 |

Данные о ветвях сети при отключении одной цепи ВЛ Давыдовка Барабаш

| Наименование ветви | Токовая нагрузка ВЛ (А) | Длительно допустимый ток сечения (А) |
|--------------------|----------------------------|---|
| 1-2 | 374,28 | 390 |
| 2-3 | 90,01 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-4 | 303,56 | 780 (одна цепь 390) |
| 4-5 | 84,34 | 390 |
| 5-6 | 64,28 | 390 |
| 5-7 | 22,14 | 390 |
| 4-7 | 58,36 | 390 |

Продолжение Приложения В

Данные о потоках мощности сети при отключении одной цепи ВЛ Давыдовка Барабаш

| Ннач | Нкон | Тип | Рнач (МВт) | Ркон (МВт) | Qнач (МВАр) | Qкон (МВАр) |
|------|------|------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| 1 | 2 | ЛЭП | -66,07 | -61,91 | -44,11 | -37,47 |
| 2 | 3 | ЛЭП | -9,07 | -9,07 | -14,82 | -14,85 |
| 2 | 4 | ЛЭП | -52,90 | -51,43 | -22,69 | -22,94 |
| 4 | 5 | ЛЭП | -14,39 | -14,24 | -5,22 | -5,86 |
| 5 | 6 | ЛЭП | -10,62 | -10,60 | -4,72 | -4,94 |
| 5 | 7 | ЛЭП | -3,60 | -3,60 | -1,15 | -1,82 |
| 4 | 7 | ЛЭП | -9,76 | -9,64 | -3,08 | -4,46 |
| 1 | 10 | Тр-р | -42,03 | -41,67 | -25,38 | -18,84 |
| 10 | 11 | Тр-р | -18,69 | -18,69 | -7,96 | -7,96 |
| 10 | 111 | Тр-р | -22,94 | -22,94 | -10,93 | -9,73 |
| 3 | 30 | Тр-р | -9,06 | -9,00 | -14,86 | -13,66 |
| 30 | 33 | Тр-р | -4,09 | -4,09 | -11,64 | -11,63 |
| 30 | 333 | Тр-р | -4,90 | -4,90 | -2,03 | -2,03 |
| 4 | 40 | Тр-р | -27,10 | -26,91 | -14,73 | -11,21 |
| 40 | 44 | Тр-р | -12,56 | -12,56 | -5,07 | -5,07 |
| 40 | 444 | Тр-р | -14,40 | -14,40 | -6,18 | -6,18 |
| 6 | 60 | Тр-р | -10,57 | -10,54 | -4,94 | -4,23 |
| 60 | 66 | Тр-р | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 60 | 666 | Тр-р | -10,57 | -10,57 | -4,24 | -4,24 |
| 7 | 70 | Тр-р | -13,19 | -13,14 | -6,29 | -5,30 |
| 70 | 77 | Тр-р | -5,93 | -5,93 | -2,39 | -2,39 |
| 70 | 777 | Тр-р | -7,25 | -7,25 | -2,93 | -2,93 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчет режима работы при отключении одной цепи ВЛ Славянка Барабаш

Данные о напряжениях в узлах сети при отключении одной цепи ВЛ Славянка - Барабаш

| Наименование узла | Напряжение (кВ) | Отклонение напряжения (%) |
|-------------------|--------------------|------------------------------|
| 1 | 124 | 12,73 |
| 2 | 117,92 | 7,20 |
| 3 | 117,90 | 7,19 |
| 4 | 108,94 | -0,96 |
| 5 | 107,27 | -2,48 |
| 6 | 106,88 | -2,84 |
| 7 | 106,94 | -2,78 |
| 11 | 115,87 | 5,34 |
| 33 | 112,84 | 2,58 |
| 44 | 103,53 | -5,88 |
| 66 | 104,96 | -4,58 |
| 77 | 104,50 | -5,00 |
| 111 | 36,85 | 5,28 |
| 333 | 35,88 | 2,52 |
| 444 | 32,92 | -5,93 |
| 666 | 33,38 | -4,63 |
| 777 | 33,23 | -5,05 |

Данные о ветвях сети отключении одной цепи ВЛ Славянка Барабаш

| Наименование ветви | Токовая нагрузка ВЛ (А) | Длительно допустимый ток сечения (А) |
|--------------------|----------------------------|---|
| 1-2 | 368,18 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-3 | 84,92 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-4 | 298,02 | 390 |
| 4-5 | 82,83 | 390 |
| 5-6 | 63,19 | 390 |
| 5-7 | 21,76 | 390 |
| 4-7 | 57,35 | 390 |

Продолжение Приложения Г

Данные о потоках мощности сети при отключении одной цепи ВЛ Славянка Барабаш

| Ннач | Нкон | Тип | Рнач (МВт) | Ркон (МВт) | Qнач (МВАр) | Qкон (МВАр) |
|------|------|------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| 1 | 2 | ЛЭП | -65,02 | -63,03 | -41,77 | -41,01 |
| 2 | 3 | ЛЭП | -9,07 | -9,07 | -14,74 | -14,78 |
| 2 | 4 | ЛЭП | -54,12 | -51,48 | -26,36 | -22,63 |
| 4 | 5 | ЛЭП | -14,40 | -14,25 | -5,13 | -5,81 |
| 5 | 6 | ЛЭП | -10,64 | -10,61 | -4,70 | -4,93 |
| 5 | 7 | ЛЭП | -3,61 | -3,60 | -1,12 | -1,81 |
| 4 | 7 | ЛЭП | -9,77 | -9,65 | -3,00 | -4,45 |
| 1 | 10 | Тр-р | -42,03 | -41,67 | -25,38 | -18,84 |
| 10 | 11 | Тр-р | -18,69 | -18,69 | -7,96 | -7,96 |
| 10 | 111 | Тр-р | -22,94 | -22,94 | -10,93 | -9,73 |
| 3 | 30 | Тр-р | -9,08 | -9,03 | -14,79 | -13,67 |
| 30 | 33 | Тр-р | -4,10 | -4,10 | -11,64 | -11,64 |
| 30 | 333 | Тр-р | -4,91 | -4,91 | -2,03 | -2,03 |
| 4 | 40 | Тр-р | -27,14 | -26,96 | -14,63 | -11,21 |
| 40 | 44 | Тр-р | -12,57 | -12,57 | -5,07 | -5,07 |
| 40 | 444 | Тр-р | -14,40 | -14,40 | -6,18 | -6,18 |
| 6 | 60 | Тр-р | -10,59 | -10,56 | -4,93 | -4,23 |
| 60 | 66 | Тр-р | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 60 | 666 | Тр-р | -10,57 | -10,57 | -4,24 | -4,24 |
| 7 | 70 | Тр-р | -13,21 | -13,17 | -6,27 | -5,31 |
| 70 | 77 | Тр-р | -5,93 | -5,93 | -2,39 | -2,39 |
| 70 | 777 | Тр-р | -7,25 | -7,25 | -2,93 | -2,93 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчет режима работы при отключении одной цепи ВЛ Славянка Краскино

Данные о напряжениях в узлах сети при отключении одной цепи ВЛ Славянка - Краскино

| Наименование узла | Напряжение (кВ) | Отклонение напряжения (%) |
|-------------------|-----------------|---------------------------|
| 1 | 124,00 | 12,73 |
| 2 | 118,20 | 7,45 |
| 3 | 118,18 | 7,43 |
| 4 | 113,86 | 3,51 |
| 5 | 111,03 | 0,94 |
| 6 | 110,66 | 0,60 |
| 7 | 109,80 | -0,18 |
| 11 | 115,87 | 5,34 |
| 33 | 113,12 | 2,84 |
| 44 | 108,73 | -1,15 |
| 66 | 108,81 | -1,08 |
| 77 | 107,43 | -2,33 |
| 111 | 36,85 | 5,28 |
| 333 | 35,97 | 2,78 |
| 444 | 34,58 | -1,21 |
| 666 | 34,60 | -1,14 |
| 777 | 34,16 | -2,39 |

Данные о ветвях сети отключения одной цепи ВЛ Славянка Краскино

| Наименование ветви | Токовая нагрузка ВЛ (А) | Длительно допустимый ток сечения (А) |
|--------------------|-------------------------|--------------------------------------|
| 1-2 | 356,15 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-3 | 84,71 | 780 (одна цепь 390) |
| 2-4 | 289,92 | 390 |
| 4-5 | 135,99 | 390 |
| 5-6 | 61,10 | 390 |
| 5-7 | 77,10 | 390 |
| 4-7 | 0,00 | 390 |

Продолжение Приложения Д

Данные о потоках мощности сети при отключении одной цепи ВЛ Славянка Краскино

| Ннач | Нкон | Тип | Рнач (МВт) | Ркон (МВт) | Qнач (МВАр) | Qкон (МВАр) |
|------|------|------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| 1 | 2 | ЛЭП | -63,75 | -61,89 | -39,04 | -38,54 |
| 2 | 3 | ЛЭП | -9,07 | -9,07 | -14,74 | -14,78 |
| 2 | 4 | ЛЭП | -52,96 | -51,73 | -23,86 | -24,35 |
| 4 | 5 | ЛЭП | -24,44 | -24,03 | -10,01 | -10,32 |
| 5 | 6 | ЛЭП | -10,66 | -10,63 | -4,67 | -4,91 |
| 5 | 7 | ЛЭП | -13,37 | -13,26 | -5,67 | -6,25 |
| 4 | 7 | ЛЭП | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 1 | 10 | Тр-р | -42,03 | -41,67 | -25,38 | -18,84 |
| 10 | 11 | Тр-р | -18,69 | -18,69 | -7,96 | -7,96 |
| 10 | 111 | Тр-р | -22,94 | -22,94 | -10,93 | -9,73 |
| 3 | 30 | Тр-р | -9,08 | -9,03 | -14,79 | -13,67 |
| 30 | 33 | Тр-р | -4,10 | -4,10 | -11,64 | -11,64 |
| 30 | 333 | Тр-р | -4,91 | -4,91 | -2,03 | -2,03 |
| 4 | 40 | Тр-р | -27,24 | -27,08 | -14,41 | -11,24 |
| 40 | 44 | Тр-р | -12,60 | -12,60 | -5,08 | -5,08 |
| 40 | 444 | Тр-р | -14,43 | -14,43 | -6,19 | -6,19 |
| 6 | 60 | Тр-р | -10,62 | -10,60 | -4,92 | -4,24 |
| 60 | 66 | Тр-р | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 60 | 666 | Тр-р | -10,59 | -10,59 | -4,24 | -4,24 |
| 7 | 70 | Тр-р | -13,25 | -13,21 | -6,26 | -5,31 |
| 70 | 77 | Тр-р | -5,94 | -5,94 | -2,39 | -2,39 |
| 70 | 777 | Тр-р | -7,26 | -7,26 | -2,93 | -2,93 |