


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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. Зав. кафедрой
 Н. В. Савина
«17» 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ ПАО «ФСК
ЕЭС» в связи с подключением подстанции Сухой Лог в Иркутской области

Исполнитель
студент группы 542-062

 14.06.19
подпись, дата

О.А. Николаева

Руководитель
доцент

 14.06.19
подпись, дата

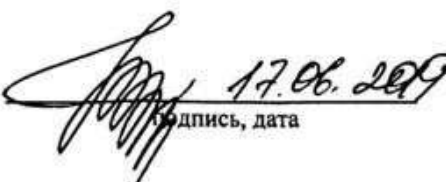
А.Г. Ротачева

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

 13.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 17.06.2019
подпись, дата

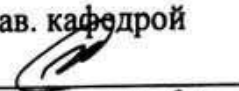
Н.С. Бодруг

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Николаевой Ольги Александровны

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция электрических сетей напряжением 220кВ ПАО «ФСК ЕЭС» в связи с порывом линии питания в Иркутской области
(утверждено приказом от 04.04.2019 № 759-уз)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 05.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по предпринятой практике, филиальная сеть Иркутской области.

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

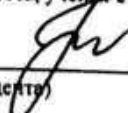
характеристика района проектирования, прогнозирование нагрузок, разработка вариантов развития электрических сетей.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежей - 6 шт.; таблиц - 23;

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

7. Дата выдачи задания 5.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ромарева А.Т., профессор
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 98 с., 20 рисунков, 23 таблицы, 18 источников, 1 приложение.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ГРОЗОУПОРНОСТЬ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, АВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ.

В настоящей выпускной квалификационной работе были рассчитаны нагрузки станции, произведен выбор силового трансформатора. Рассчитаны токи короткого замыкания. Выбрано основное электрическое оборудование. Произведен выбор релейной защиты сети. Рассмотрен раздел безопасности и экологичности работы.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика климатических условий и территориальных особенностей Иркутской области	8
2 Описание электрических сетей Иркутской области	10
2.1 Структурный анализ электрических сетей	10
2.2 Характеристика ПАО «ФСК ЕЭС» филиала МЭС Сибири	10
3 Расчет режимов существующей сети	13
3.1 Расчет максимального режима	13
3.2 Расчет минимального режима	14
3.3 Расчет послеаварийного режима	15
4 Варианты развития электрических сетей при вводе новой подстанции	18
4.1 Выбор оптимального развития электрической сети	20
4.2 Компенсация реактивной мощности	20
4.3 Выбор сечений и проверка сечений существующих линий	20
4.4 Выбор мощности силовых трансформаторов	21
4.5 Выбор главной схемы подстанции	22
5 Расчет токов короткого замыкания	24
6 Выбор электрического оборудования	25
6.1 Выбор и проверка выключателей	25
6.2 Выбор и проверка выключателей на стороне 10 кВ	26
6.3 Выбор разъединителей	27
6.4 Выбор трансформаторов тока	28
6.5 Выбор трансформаторов напряжения	32
6.6 Выбор гибкой ошиновки	31
6.7 Выбор жестких шин на напряжение 10 кВ	35
6.8 Выбор ОПН	36
6.9 Выбор и проверка ячеек КРУ	41

6.10	Выбор и проверка изоляторов	42
6.11	Выбор и проверка ТСН	44
7	Расчет заземления ОРУ	45
8	Перенапряжения в высоковольтных сетях	46
8.1	Удар молнии в опору и обратное перекрытие изоляции	46
8.2	Удар молнии в трос в середине пролета	51
8.3	Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту	55
9	Расчет молниезащиты	63
10	Релейная защита и автоматика	67
11	Технико-экономическая привлекательность варианта развития сети	70
11.1	Определение капиталовложений	70
11.2	Определение потерь электроэнергии	71
11.3	Расчет издержек	73
11.4	Определение приведенных затрат	74
11.5	Расчет ЧДД	75
11.6	Срок окупаемости	77
12	Безопасность и экологичность	79
12.1	Безопасность	79
12.2	Экологичность	86
12.3	Чрезвычайные ситуации	90
13	Расчет и анализ режимов электрической сети	92
13.1	Расчет максимального режима	92
13.2	Расчет минимального режима	93
13.3	Расчет послеаварийного режима	94
	Заключение	96
	Библиографический список	97
	Приложение А	99

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

КЗ – короткое замыкание

ВЛ – воздушная линия

ОРУ – открытое распределительное устройство

КРМ – компенсация реактивной мощности

РЗиА – релейная защита и автоматика

ЧДД – чистый дисконтированный доход

ОПН – ограничитель перенапряжения

РПН – регулирование под нагрузкой

ВВЕДЕНИЕ

В современном мире, с развитием общества и технологической сферы, одной из ведущих отраслей является электроэнергетика. В настоящее время происходит развитие энергетики с помощью новых технологий. Наблюдается рост производства электроэнергии. Электроэнергетическая отрасль объединена в Единую энергетическую систему России, которая охватывает большую часть страны. Все электроэнергетические компании России выполняет свои функции и задачи.

Технологическое присоединение подстанции Сухой Лог имеет важную роль в развитии региона. Актуальность этой темы состоит в том, что этот проект реализуется с целью обеспечения надежности электроснабжения золоторудных месторождений Бодайбинского района Иркутской области. Целью работы является решение задач, связанных с выполнением технических мероприятий в связи с технологическим присоединением к сети подстанции Сухой Лог.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Иркутск - важный административный, экономический, транспортный, научный и культурный центр Восточной Сибири. Областной центр Иркутской области. Территория города – 306 кв.км.

Город расположен на реках Ангара, Иркут и Ушаковка в 66 км к западу от озера Байкал.

Иркутская область богата полезными ископаемыми. Главными минеральными ресурсами являются углеводородное сырье, золото, слюда, железо, бурый и каменный уголь, поваренная соль. Область богата месторождениями нерудного сырья для черной металлургии.

Климат в Иркутске резко континентальный, суровый (от 160 до 180 дней в году держится температура ниже 0 градусов. Зима холодная. Температура января по области от -17 до -33° С, но в Иркутске незамерзающая Ангара, ветры из Забайкалья и циклоны смягчают зимние морозы. Лето в городе и области жаркое и сухое в первой половине (температура июля от $+17$ до $+33^{\circ}$ С), во второй половине – дождливое. Иркутск – один из немногих городов России, где количество солнечных часов в году превышает 2000.

Иркутск является крупным промышленным центром; в городе насчитывается около 100 заводов и фабрик. В структуре промышленности преобладают машиностроение, авиастроение и металлообработка (67%) и пищевая отрасль (21,9%). На долю электроэнергетики приходится 6,3%; на производство стройматериалов 1,9%; на медицинскую индустрию – 1,3%; на полиграфическую промышленность – 0,8%; на легкую промышленность – 0,5%; на лесную и деревообрабатывающую промышленность – 0,1%; на мукомольно-крупяную и комбикормовую промышленность – 0,1%.

Иркутск – крупнейший транспортный узел на Транссибирской железнодорожной магистрали.

Юридически закреплено деление города на 5 районов. На практике с 1996 применяется деление города на 4 округа, в каждом из которых действует собственный комитет по управлению.

Бодайбинский район, площадью 92 тысячи квадратных километров, расположен на Витимо-Патомском нагорье, в северо-восточной части области, в местности, приравненной к районам Крайнего Севера. Климат резко континентальный: зимой до -55 °С, летом до $+40$ °С[6]. Окраинно-периферийное географическое местоположение района предопределило низкую транспортную освоенность территории.

Бодайбинский район граничит на севере и северо-востоке с Республикой Саха (Якутия), на юге и юго-востоке — с Республикой Бурятия и Забайкальским краем, на западе — с Мамско-Чуйским районом Иркутской области.

2 ОПИСАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

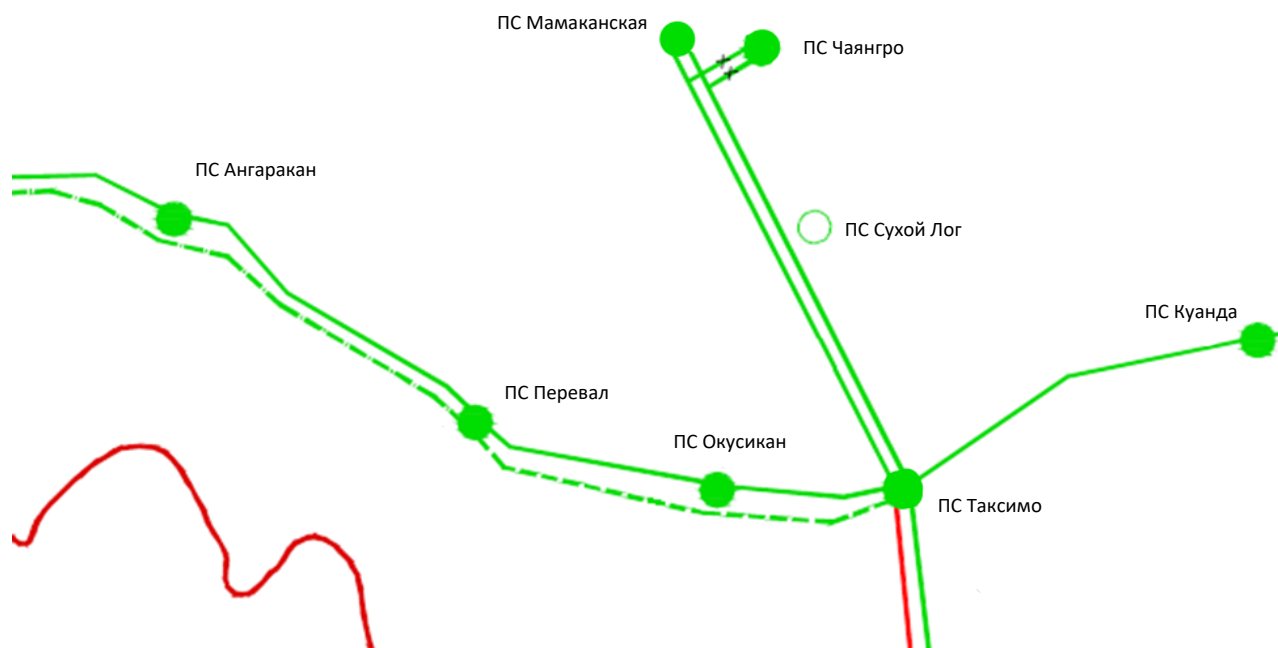


Рисунок 1 – Расположение подстанций.

2.1 Структурный анализ электрических сетей

В районе строительства подстанции «Сухой Лог» располагается радиально-магистральная сеть, включающая в себя несколько подстанций, соединенных линиями электропередачи напряжением 220кВ.

2.2 Характеристика ПАО «ФСК ЕЭС» филиала МЭС Сибири

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС») создано в соответствии с программой реформирования электроэнергетики Российской Федерации как организация по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ЕНЭС) с целью ее сохранения и развития. Постановлением Правительства РФ от 11.07.2001 № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» Единая энергетическая система России признана «общенациональным достоянием и гарантией энергетической безопасности» государства. Основной ее частью «является единая национальная энергетическая сеть, включающая в себя систему магистральных линий электропередачи, объединяющих большинство регионов страны и

представляющая собой один из элементов гарантии целостности государства». Для ее «сохранения и укрепления, обеспечения единства технологического управления и реализации государственной политики в электроэнергетике» было предусмотрено создание ФСК ЕЭС.

В постановлении Правительства Российской Федерации от 21.12.2001 № 881 утверждены критерии отнесения к ЕНЭС магистральных линий электропередачи и объектов электросетевого хозяйства.

Уставный капитал ПАО «ФСК ЕЭС» составляет 637 332 661 531 рублей 50 копеек и разделен на 1 274 665 323 063 штук обыкновенных акций номинальной стоимостью 50 копеек каждая.

В собственности ПАО «Россети» находятся 80,13% размещенных акций ПАО «ФСК ЕЭС», в собственности миноритарных акционеров – 19,28% акций Федеральной сетевой компании, Росимущество – 0,59%.

Основные направления деятельности компании:

- управление Единой национальной (общероссийской) электрической сетью;
- предоставление услуг субъектам оптового рынка электрической энергии по передаче электрической энергии и присоединению к электрической сети;
- инвестиционная деятельность в сфере развития Единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- поддержание в надлежащем состоянии электрических сетей;
- технический надзор за состоянием сетевых объектов.

В соответствии с перспективным планом создания линии электропередачи «Сибирь – Казахстан – Урал – Центр» в 1982 году в Барнауле было основано Западно-Сибирское предприятие межсистемных электропередач (ЗапСибМЭС). Оно выполняло функции заказчика строительства линии электропередачи 1150 кВ «Экибастуз – Барнаул» с соответствующей подстанцией в городе. Первый в Сибири участок этой линии протяженностью 371 км был принят в эксплуатацию в 1988 году. В том же году началось сооружение участка «Барнаул – Итат» (448 км). В 1997 году были созданы

Межсистемные электрические сети Сибири, а в 2002 году они преобразованы в филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Магистральные электрические сети (МЭС) Сибири.

3 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры её элементов.

Все расчеты были произведены в ПВК RastrWin3.

3.1 Расчет максимального режима

Таблица 2 – Напряжения максимального режима

№	Тип	Название	U ном, кВ	V, кВ	Delta
1	2	3	4	5	6
1	База	Мамакан 220	220	220	-19.41
2	Нагр	Отп.1	220	220.28	-19.56
3	Нагр	Отп.2	220	220.28	-19.56
4	Нагр	Чаянгро	220	220.26	-19.57
5	Ген	Таксимо	220	230	-25.34
6	Нагр	Окусикан	220	230.68	-25.4
7	Нагр	Таксимо-1	35	33.81	-29.28
8	Нагр	Куанда 35	35	34.68	-25.69
9	Нагр	Куанда 10	10	10.39	-25.69
10	Нагр	Таксимо.ср.т.	220	224.57	-29.23
11	Нагр	Таксимо.ср.	220	223.91	-29.33
12	Нагр	Таксимо 110	110	110.73	-29.33
13	Нагр	ТаксимоР-2	35	33.81	-29.28
14	Нагр	Дипкун	220	232.65	-25.55
15	Нагр	Дипкун.ср.т.	220	232.05	-25.69
16	Нагр	Окусикан.срт	220	230.56	-25.42
17	Нагр	Окусикан-35	35	34.77	-25.42
18	Нагр	Окусикан-10	10	10.33	-25.42
19	Нагр	Окусикансрт1	220	230.56	-25.42

1	2	3	4	5	6
20	Нагр	Окусикан-35	35	34.77	-25.42
21	Нагр	Окусикан-10	10	10.33	-25.42
22	Нагр	Куанда	35	34.68	-25.69
23	Нагр	Куанда-10	10	10.3	-25.69
24	Нагр	Куанда.ср.т.	220	229.97	-25.69

3.2 Расчет минимального режима

Таблица 3 – Напряжения минимального режима

№	Тип	Название	U ном, кВ	V, кВ	Delta
1	2	3	4	5	6
1	База	Мамакан 220	220	220	-19.41
2	Нагр	Отп.1	220	220.28	-19.52
3	Нагр	Отп.2	220	220.28	-19.52
4	Нагр	Чаянгро	220	220.26	-19.53
5	Ген	Таксимо	220	230	-23.78
6	Нагр	Окусикан	220	230.68	-23.83
7	Нагр	Таксимо-1	35	34.3	-25.22
8	Нагр	Куанда-35	35	34.7	-24.13
9	Нагр	Куанда-10	10	10.4	-24.13
10	Нагр	Таксимо.ср.т.	220	227.55	-25.21
11	Нагр	Таксимо.ср.	220	227.29	-25.24
12	Нагр	Таксимо 110	110	112.4	-25.24
13	Нагр	ТаксимоР-2	35	34.3	-25.22
14	Нагр	Куанда	220	232.67	-23.99
15	Нагр	Куанда.ср.т.	220	232.19	-24.13
16	Нагр	Окусикан.срт	220	230.56	-23.86
17	Нагр	Окусикан -35	35	34.77	-23.86

1	2	3	4	5	6
18	Нагр	Окусикан -10	10	10.33	-23.86
19	Нагр	Окусикан ср.т. Т-1	220	230.56	-23.86
20	Нагр	Окусикан -35	35	34.77	-23.86
21	Нагр	Окусикан -10	10	10.33	-23.86
22	Нагр	Куанда	35	34.7	-24.13
23	Нагр	Куанда-10	10	10.3	-24.13
24	Нагр	Куанда.ср.т.	220	230.11	-24.13

3.3 Расчет послеаварийного режима

Послеаварийный режим рассчитывается для анализа работы сети после тяжелых аварий и при больших нагрузках в сети.

Таблица 4 – Напряжения послеаварийного режима

№	Тип	Название	U ном, кВ	V, кВ	Delta
1	2	3	4	5	6
1	База	Мамакан 220	220	220	-19.41
2	Нагр	Отп.1	220	-	-19.56
3	Нагр	Отп.2	220	220.22	-19.68
4	Нагр	Чаянгро	220	220.16	-19.57
5	Ген	Таксимо	220	230	-30.81
6	Нагр	Окусикан	220	230.71	-30.86
7	Нагр	Таксимо-1	35	33.81	-34.75
8	Нагр	Куанда-35	35	34.68	-31.16
9	Нагр	Куанда-10	10	10.39	-31.16
10	Нагр	Таксимо.ср.т.	220	224.57	-34.7
11	Нагр	Таксимо.ср.	220	223.91	-34.79
12	Нагр	Таксимо110	110	110.73	-34.79
13	Нагр	ТаксимоР-2	35	33.81	-34.75
14	Нагр	Куанда	220	232.65	-31.02
15	Нагр	Куанда.ср.т.	220	232.05	-31.16

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
16	Нагр	Окусикан.срт	220	230.59	-30.92
17	Нагр	Окусикан-35	35	34.77	-30.92
18	Нагр	Окусикан-10	10	10.33	-30.92
19	Нагр	Окусикан ср.т. Т-1	220	230.59	-30.92
20	Нагр	Окусикан-35	35	34.77	-30.92
21	Нагр	Окусикан-10	10	10.33	-30.92
22	Нагр	Куанда	35	34.68	-31.16
23	Нагр	Куанда-10	10	10.3	-31.16
24	Нагр	Куанда.ср.т.	220	229.97	-31.16

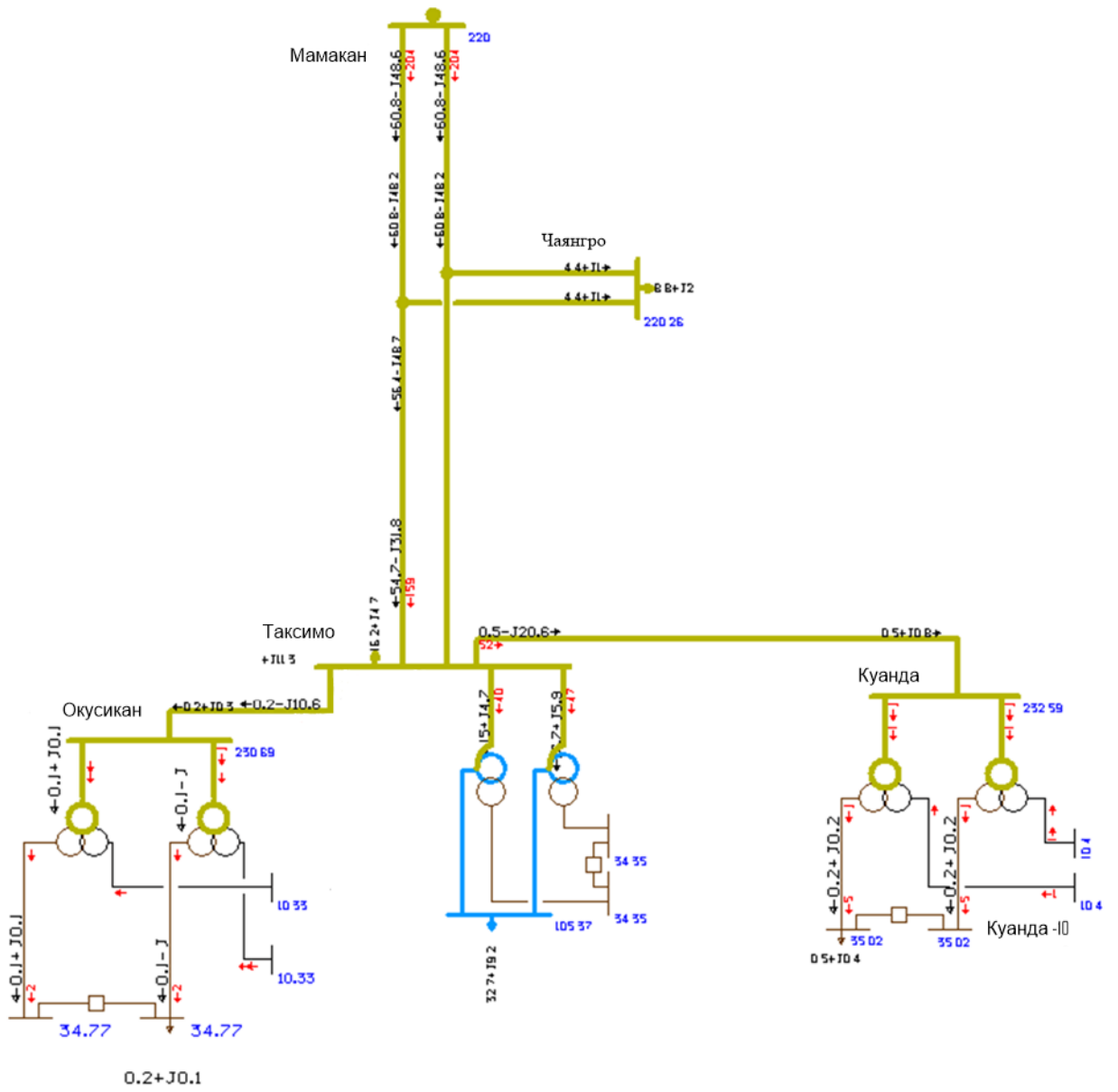


Рисунок 2 – Графика максимального режима в ПВК RastrWin3

4 ВАРИАНТЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ ВВОДЕ НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

Разрабатываем варианты подключения к электрической сети с учетом следующих факторов:

- 1) замкнутые сети должны иметь один класс номинального напряжения сети;
- 2) при проектировании разных вариантов нужно применять более упрощенные схемы распределительных устройств;
- 3) каждый спроектированный вариант сети должен соответствовать условиям по надежности для своих потребителей;

При разработке схем нужно учесть, что замкнутые схемы надежнее, а разомкнутые – экономичнее.

В проекте разработано 2 варианта конфигурации сетей, схемы которых представлены в приложении А.

На схеме №1 подстанция Сухой Лог присоединена по двухцепной линии, образованной из двух одноцепных заходов от II цепи линии Мамаканская – Таксимо.

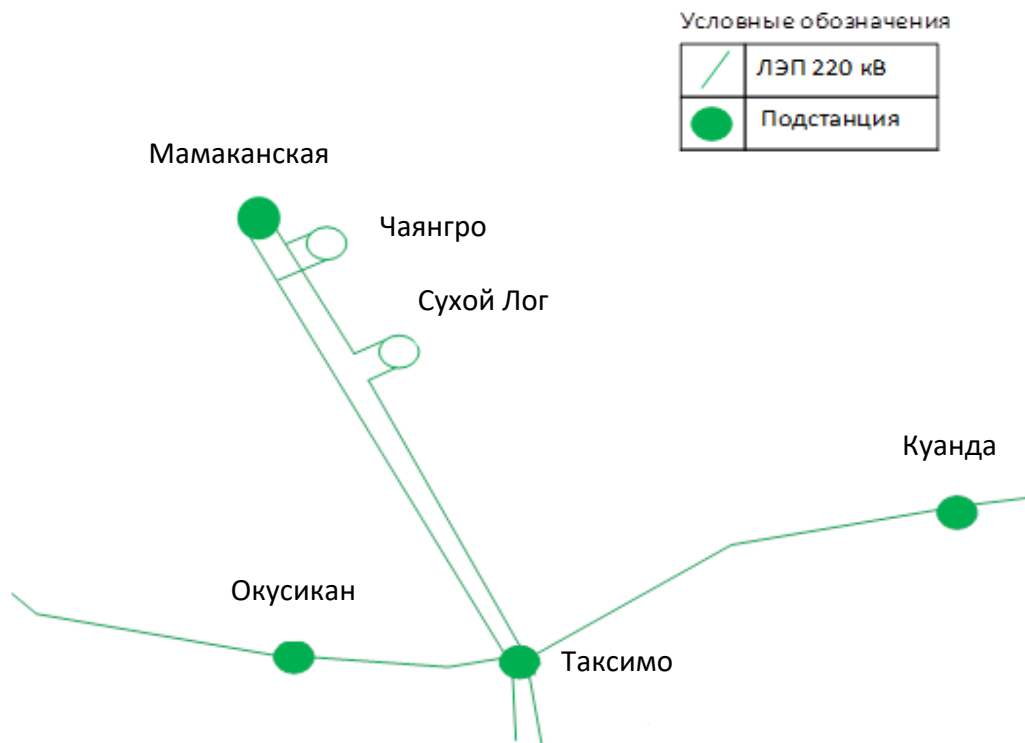


Рисунок 3 – Схема №1

На схеме №2 подстанция Сухой Лог получает питание по отпайке от линии ПС Таксимо.

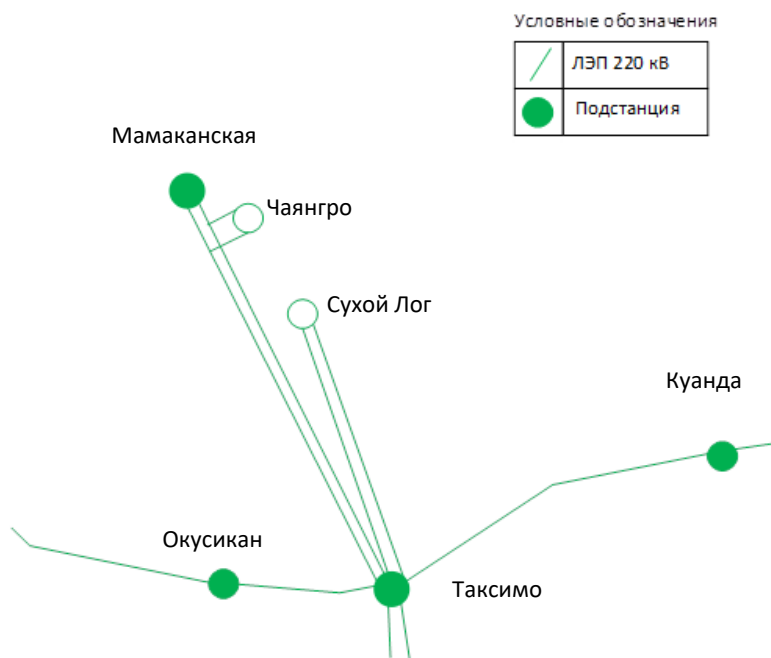


Рисунок 4 – Схема №2

4.1 Выбор оптимального варианта развития электрической сети

Выбираем вариант №1, так при такой схеме длина сооружаемых линий электропередачи и число выключателей будет меньше, чем при варианте №2, и выбранный вариант развития экономически целесообразнее.

4.2 Компенсация реактивной мощности

Согласно приказу Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. № 380 “О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии”, значение $\operatorname{tg}\varphi$ для ПС Сухой Лог равно 0,4, заданный $\operatorname{tg}\varphi$ потребителей проектируемой подстанции так же равен 0,4, следовательно, компенсация реактивной мощности на ПС Сухой Лог не нужна.

4.3 Выбор сечений и проверка сечений существующих линий

Важнейшим параметром линии электропередачи является сечение провода. Выбор сечения, должен быть таким, чтобы оно соответствовало соотношению между капитальными затратами и расходами, которые будут связаны с потерями энергии.

Выбор сечения ВЛЭП в данной работе выполняется по экономическим токовым интервалам. Проверка выполняется расчетом послеаварийного режима, когда данный провод будет максимально загружен.

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{pij} = I_{maxij} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (1)$$

где I_{pij} – расчётный ток, А;

I_{maxij} – максимальный ток, А;

α_i – коэффициент, учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации;

α_t – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки (T_M).

Для воздушных линий 110 – 220 кВ, α_i принимается равным 1,05. [10]

Максимальный ток в воздушных линиях рассчитывается по формуле:

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{P_{\max ij}^2 + Q_{\text{неск}ij}^2}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (2)$$

где $P_{\max ij}$, $Q_{\text{неск}ij}$ – потоки активной максимальной и максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

В данном проекте мы будем проверять сечение провода ЛЭП ПС Мамаканская – Таксимо.

$$P_{\max ij} = 38 + 33,5 + 15,8 + 12,8 + 9,5 + 8,8 + 0,5 + 0,2 = 126,23 \text{ МВт}$$

$$Q_{\max ij} = 0,6 + 9,8 + 4,3 + 3,8 + 7,6 + 2,0 + 0,4 + 0,1 + 2,84 = 41,43 \text{ Мвар}$$

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{126,23^2 + 41,43^2}}{220 \cdot \sqrt{3}} = 0,348 \text{ кА}$$

Был установлен провод АС-300 с величиной длительно допустимого тока 710 А [4]. Данный провод прошел проверку.

4.4 Выбор мощности силовых трансформаторов

Количество трансформаторов на подстанции определяется согласно категории по надежности потребителей, в случае 1 и 2 категории на подстанции должно быть не менее двух трансформаторов. Число трансформаторов принимаем равным 2. Если произойдет авария на одном из трансформаторов, второй должен обеспечить потребителя нужной мощностью.

Для выбора трансформатора необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (3)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7);

P_{Cpi} – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{нескi}$ – некомпенсированная мощность в зимний период.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{ном(зима)} = \frac{\sqrt{P_{cp(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТР ном}}, \quad (4)$$

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{5,86^2 + 2,34^2}}{2 \cdot 0,7} = 4,51 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформатор ТДН-10000/220-УХЛ1.

$$K_3^{ном(зима)} = \frac{\sqrt{5,86^2 + 2,34^2}}{2 \cdot 10} = 0,32$$

4.5 Выбор главной схемы подстанции

При выборе главной схемы подстанции необходимо учитывать:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- напряжение;
- число питающих линий и присоединений;

К установке на РУ необходимо принять следующие схемы:

Таблица 5- Схемы РУ подстанции

	РУ ВН	РУ НН
Вид схемы РУ	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переемычкой со стороны трансформаторов	Одна рабочая секционированная выключателем система шин

Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин применяется в РУ с 5-ю и более присоединениями, которые не допускают даже кратковременную потерю напряжения при плановом выводе выключателя из работы [1].

Схема одной системы сборных шин проста. Источники питания и линии 6-10 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. Недостатком является необходимость снять напряжение со сборных шин при ремонте шин и шинных разъединителей. КЗ на сборных шинах также вызывает прекращение электроснабжение потребителей [2].

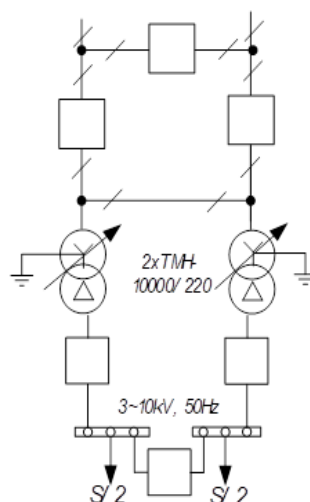


Рисунок 4 – Главная схема подстанции Сухой Лог

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данной работе расчет токов короткого замыкания был произведен в комплексе программ АРМ СРЗА для расчетов электрических величин при повреждениях сети и уставок релейной защиты. Сначала был составлен эквивалент сети, затем произведен расчет токов КЗ на шинах 220 кВ и 10 кВ.

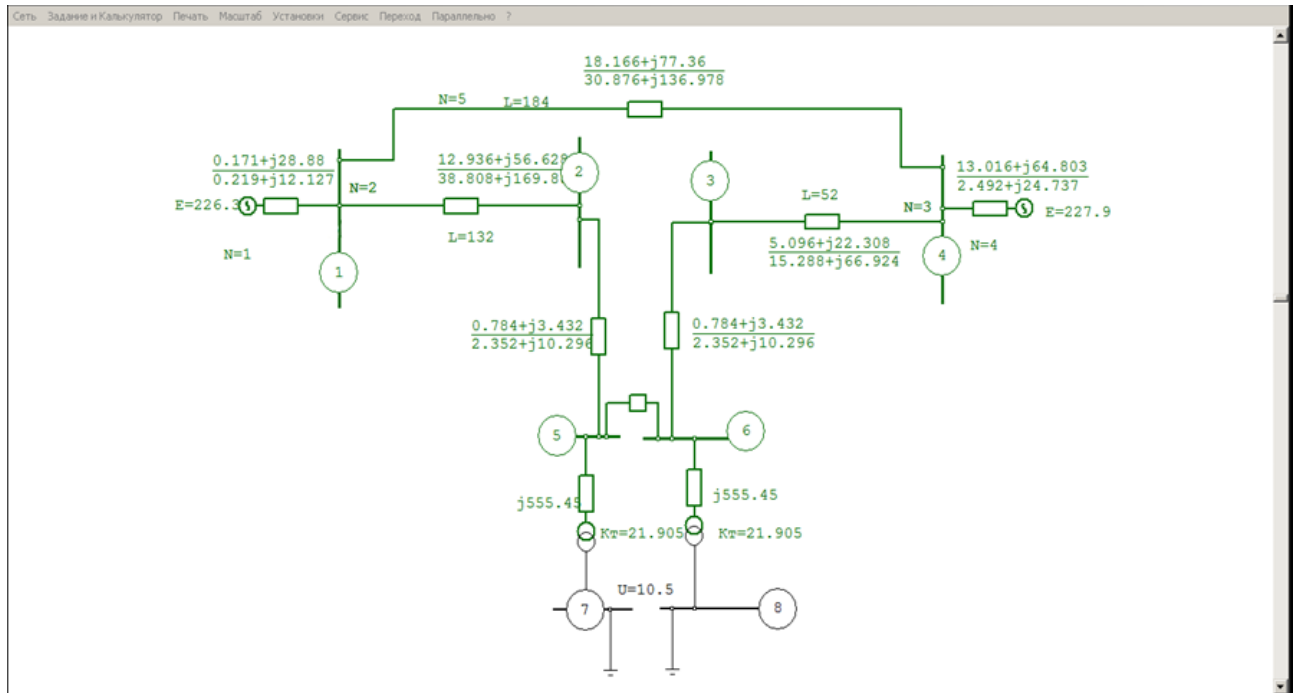


Рисунок 5 – Эквивалент сети для расчета токов КЗ в программном комплексе АРМ СРЗА

УЗЕЛ-КЗ 5 7									
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ(A0)					
Узла	Узла	I1(мод/фаза)		I1(мод/фаза) I2(мод/фаза) 3I0(м/ф)					
U=227.0/0 Z1=7.237+j42.408 Z2=7.237+j42.408 Z0=8.806+j53.536									
5-		3046	100	934	100	934	100	2802	100
U=10.4/0 Z1=0.015+j1.246 Z2=0.015+j1.246 Z0=0.000-j0.000									
7-		14801	91	-	-	-	-	-	-

Рисунок 5 – результаты расчета токов КЗ в программном комплексе АРМ СРЗА

6 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

6.1 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателя производится по:

- номинальному напряжению $U_{ном}$;
- длительному номинальному току $I_{ном}$.

Для выключателя, который выбрали, указывается тип привода [4].

На ОРУ 220 кВ предварительно выбираем выключатели ВГТ-УЭТМ-220-40/3150У1 с пружинным приводом.

Такие выключатели имеют ряд преимуществ:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- высокая стойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения.

Термическая стойкость проверяется по условию:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (5)$$

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

B_k - тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля).

Электродинамическая стойкость проверяется по условию:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (6)$$

где $I_{пр.скв}$ - предельный сквозной ток;

$I_{дин}$ - ток электродинамической стойкости.

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (7)$$

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

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

Параметры выключателя показаны в таблице 6:

Таблица 6 – Выбор и проверка выключателей 220 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Выбор и проверка
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	3150	348	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	40	3,046	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}, I_{уд}$ (кА)	102	7,663	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	40	3,046	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 = 25,38$	3,355	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}, I_{уд}$ (кА)	102	7,663	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$	27,834	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

6.2 Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Предварительно производим выбор вакуумного выключателя ВБЭК-10-40/2000У1

Параметры выбранного выключателя показаны в таблице 7:

Таблица 7 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчет- ные данные	Выбор и проверка
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2000	437	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	40	14.8	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$, (кА)	51	24.435	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	40	14.8	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение апериодической составляющей, I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 40 =$ 16,97	15	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{пр скв}$, $I_{уд}$ (кА)	51	35,93	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер^2 \times t_{тер}}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 4800	657,21	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

6.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей 220 кВ. Выбор разъединителей подобен выбору выключателей, но при выборе разъединителей отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. они не рассчитаны для размыкания цепей, которые находятся под нагрузкой [8].

Произведем выбор разъединителей марки РГ-220/1000 УХЛ1 (для наружной установки, двухколонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток которого равен 1000 А.

Параметры выбранного разъединителя показаны в таблице 8:

Таблица 8 – Параметры выбранного разъединителя 220 кВ со значениями, полученными при расчете токов КЗ.

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Выбор и проверка
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	348	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ $I_{уд}$ (кА)	80	7,663	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2790,75$	27,834	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

6.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по напряжению, а также по номинальному току (первичному). Проверку трансформатору тока необходимо пройти на электродинамическую и термическую стойкость.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока включает в себя сопротивление приборов, проводов и сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (8)$$

Сопротивление контактов примем равным $r_k = 0,1$ Ом, а сопротивление соединительных проводов рассчитываем исходя из формулы:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (55)$$

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

l - длина соединительных проводов, для РУ 220 кВ подстанции принимается 100 м, для РУ 10 кВ - 60 м;

F - сечение провода, $F = 4$ мм².

Следовательно, сопротивление соединительных проводов (для 220 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ Ом} \quad (9)$$

Определим сопротивление соединительных проводов (для 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ Ом} \quad (10)$$

Определим сопротивление приборов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (11)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, равный 1 А.

Для расчета всех необходимых величин нужно принять к установке трехфазный измерительный комплекс Меркурий 233. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 9, 10:

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
1	2	3
Амперметр	Э-350	0,5

1	2	3
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 220 $S_{np}=1,62$ ВА.

Определим сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ Ом} \quad (12)$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ $S_{np} = 0,62$ ВА.

Исходя из этого, сопротивление приборов будет равным:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ Ом} \quad (13)$$

Вторичная нагрузка (на стороне 220 кВ):

$$Z_{2.110} = r_{пров} + r_{приб} + r_{к} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ Ом} \quad (14)$$

Вторичная нагрузка (на стороне 10 кВ):

$$Z_{2,10} = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ Ом} \quad (15)$$

Примем к установке трансформатор тока на стороне 220 кВ ТГФ-220У1, со значением номинального тока на первичной обмотке равным 600 А.

Параметры выбранного трансформатора тока приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Параметры выбранного трансформатора тока 220 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Выбор и проверка
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ (кВ)	220	220	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ (А)	600	348	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}}$
Предельный сквозной ток $I_{\text{прскв}}$, $I_{\text{уд}}$ (кА)	125	7,663	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, $I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}}$ (кА ² с)	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 50^2 \cdot 3 = 7500$	27,834	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2\text{ном}}$ (Ом)	20	2,43	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Примем к установке трансформатор тока по стороне 10 кВ ТОЛ-10-И-1 с током первичной обмотки равным 1500 А. Сравнение параметров трансформатора тока показано в таблице 12.

Таблица 12 – Параметры выбранного трансформатора ТОЛ-10-И-1 10 кВ

1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ (кВ)	10	10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ (А)	1500	437	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}}$
Предельный сквозной ток $I_{\text{прскв}}$, $I_{\text{уд}}$ (кА)	52	35,93	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$

1	2	3	4
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 35^2 \cdot 3 = 3675$	657,21	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2ном} \geq z_2$

6.5 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения следует выбирать [6]:

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

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (16)$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность;

Примем к установке на стороне 220 кВ трансформатор напряжения НАМИ-220. Проверка выбранного трансформатора напряжения представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка выбранного трансформатора

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Выбор и проверка
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	200 ВА	39 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Выбранный трансформатор подходит по условию.

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Сравнение параметров трансформатора приведено в таблице 14:

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	Ртутный 233	3	1
Счетчик РЭ			
Сумма			5

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10. Данный трансформатор является преобразователем, предназначен для выработки сигнала измерительной информации для измерительных приборов и цепей учета, защиты и сигнализации в сетях переменного тока частоты 50 и 60 Гц с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью. Проверка выбранного трансформатора напряжения показана в таблице 15:

Таблица 15 – Проверка трансформатора на 10 кВ

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

Выбранный трансформатор напряжения проходит проверку.

6.6 Выбор гибкой ошиновки.

Поскольку ОРУ 220 кВ находится на открытом воздухе, следовательно, нужно провести выбор гибкой ошиновки [6].

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 348 А, следовательно, нужно принять сечение для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 240/32 с максимально допустимым током 619 А, расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Разряд в виде короны возникает при условии максимального значения начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (17)$$

где m – коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 – радиус провода равен 1,18 (см)

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

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (18)$$

где U – линейное напряжение (равное 220 кВ);

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, равное 378 см.

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{1,18}} = 26,3 \text{ (кВ/см)}$$

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

Короны не будет, если наибольшая напряженность поля у поверхности провода не больше $0,9E_0$. Исходя из этого, условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (19)$$

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

Неравенство верно, значит, принятое сечение подходит под условие выбора.

6.7 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ.

Максимальный рабочий ток равен 437 А. Утверждаем минимальное сечение алюминиевой шины ТЗК-10/1600 с площадью сечения $14,6 \text{ см}^2$, длительно допустимый ток для данного сечения будет равен 1600 А [11].

Производим проверку шины на термическую стойкость, находим минимальное сечение по условиям нагрева токами короткого замыкания.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{2783}}{91} = 0,58 (\text{см}^2) \quad (20)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ (интеграл джоуля), посчитан был выше при выборе выключателей.

C – коэффициент для алюминия.

Делаем проверку шины на механическую прочность, рассчитываем пролет при условии, что частота собственных колебаний будет равна более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{5,21}{14,6}} = 0,8 (\text{м}) \quad (21)$$

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

q – сечение проводника, принимаем равным $14,6 (\text{см}^2)$

Момент инерции вычисляем по выражению:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (22)$$

Исходя из расчета, примем пролет между изоляторами равным 1,1 м

Вычисляем наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{35930^2}{0,4} = 559 \quad (23)$$

где i_{y0} – ударный ток КЗ (А).

a – расстояние между фазами равное 0,4 (м).

Вычисляем момент сопротивления по выражению:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 (\text{см}^3) \quad (24)$$

Вычисляем напряжение в проводе по формуле:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{35930^2 \cdot 0,8^2}{2,08 \cdot 0,4} = 17,2 (\text{МПа}) \quad (25)$$

Исходя из расчетов, сечение подходит.

6.8. Выбор ОПН

ОПН является защитным аппаратом, который основан на механизме нелинейного резистора – варистора (часть ограничителя перенапряжений, которая имеет большое сопротивление при рабочем напряжении).

Предназначен для защиты изоляции от перенапряжений.

Предварительный выбор ОПН:

Величину рабочего напряжения ОПН вычисляем исходя из выражения:

$$U_{\text{РАСЧ.ОПН}} = \frac{U_{\text{max.РАБ}}}{K_B}, \quad (26)$$

где $U_{\text{max.РАБ}}$ – рабочее максимальное напряжение;

K_B – коэффициент, который находим по кривым $K_B = f(\tau)$

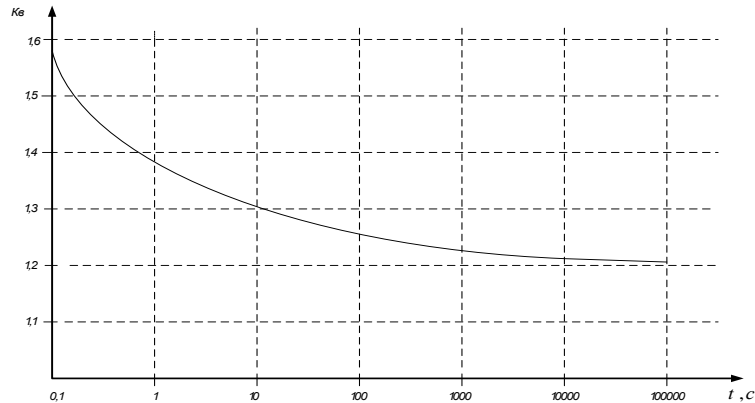


Рисунок 6 – График зависимости коэффициента, учитывающего величину допустимого рабочего напряжения ОПН, от времени действия защиты.

Величина рабочего максимального напряжения на в нормальном режиме не должна быть более, чем $1,2 \times U_{\text{НОМ}}$ – в сетях до 35 кВ, $1,15 \times U_{\text{НОМ}}$ – в сетях 35-220 кВ.

Выбираем ОПН на 220 кВ:

$$U_{\text{max.РАБ}} = 1,15 \times U_{\text{НОМ}}, \quad (27)$$

$$U_{\text{max.РАБ}} = 1,15 \times 220 = 253 \text{ кВ.}$$

Время воздействия напряжения (220 кВ), на изоляцию (менее 10 минут) :

$$t = 10 \times 60 = 600 \text{ сек.}$$

Находим по графику (рисунок 8) K_B равный 1,21.

$$U_{\text{расч.ОПН}} = \frac{253}{1,21} = 209,09 \text{ кВ.}$$

Важной величиной является импульсный ток.

Если ОПН устанавливаем на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{\text{ост}})}{Z_B}, \quad (28)$$

где I_K – импульсный ток.

При условии установки ОПН на шинах питающей подстанции, получаем:

$$I_K = \frac{(U - U_{\text{ост}})}{Z_B} \times \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{Z_B^2}{b^2 \times L_{\Pi}^2}}}, \quad (29)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений;

$U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение при импульсном токе;

Z_B – волновое сопротивление линии;

L_{Π} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

$b = \frac{b_1 + \omega}{2}$ – расчетная частота;

b_1 – наименьшая из частот свободных колебаний системы;

ω – частота вынужденной ЭДС.

Примерное значение тока по справочным данным (U 20 кВ), равно:

$$I_K = 400 - 600 \text{ А.}$$

Итоговый выбор ОПН.

За основу принимаем энергию, которая поглощается ограничителем. Ее рассчитываем по выражению:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{\text{ост}})}{Z_B} \times U_{\text{ост}} \times 2 \times T \times n, \quad (30)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений (кВ);

T – время распространения волны (мкс);

$$T = \frac{L}{V}, \quad (31)$$

где L – длина линии (км);

V – скорость распространения волны;

n – количество токовых импульсов.

$$T = \frac{120}{3 \times 10^8} = 4 \times 10^{-8} \text{ мкс.}$$

$$\mathcal{E} = \frac{(253 - 176)}{50} \times 176 \times 2 \times 4 \times 10^{-8} \times 2000 = 430 \text{ кДж.}$$

К расчету берем удельную энергию \mathcal{E}' :

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{НОМ}}}, \quad (32)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение ОПН.

$$\mathcal{E}' = \frac{430}{220} = 1.95 \text{ кДж/кВ.}$$

Производим выбор ОПН на сторону 10 кВ.

$$U_{\max.PAB} = 1,2 \times 10 = 12 \text{ кВ.}$$

Время воздействия напряжения (10 кВ), на изоляцию (менее 5 минут):

$$t = 5 \times 60 = 300 \text{ сек.}$$

Находим по графику (рисунок 8) K_B равный 1,23.

$$U_{\text{расч.опн}} = \frac{12}{1,23} = 9,8 \text{ кВ}$$

Приблизительное значение тока из справочника, для напряжения 10 кВ считаем равным: $I_K = 100 - 400 \text{ А.}$

Выбранные ОПН на 220 и 10 кВ приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Основные характеристики ОПН

Тип ОПН	ОПН-220У1	ОПН-10У1
1	2	3
Класс напряжения сети, кВ	220	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	176	12
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Остающееся напряжение, кВ	417	41,5
Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2с, кА	40	20
Выдерживаемый импульсный ток, кА	100	45
Максимальное значение импульса тока длительностью 2000 мкс, А	550	300

1	2	3
Удельная поглощаемая энергия, кДж/кА, не менее	2,7	2,6

6.9 Выбор и проверка ячеек КРУ

В КРУ входят закрытые шкафы с встроенными в них аппаратами, приборы (измерительные и защитные), а также разные вспомогательные устройства.

В данной работе целесообразно выбрать КРУ серии К-63. Шкаф этого устройства состоит из металлического корпуса, в корпусе установлена вся аппаратура.

Выбор ячеек КРУ производится подобно выбору выключателей.

Таблица 17– Сравнение каталожных и расчетных данных

Номинальные параметры КРУ		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	437	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{пр.скв}$, $I_{уд}$ (кА)	51	35,93	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200$	657	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

6.10 Выбор и проверка изоляторов

В распределительных устройствах токоведущие части связывают с несущими конструкциями с помощью разного вида изоляторов.

Шины ОРУ 220 присоединяются к порталам посредством подвесных изоляторов. Выбираются изоляционные конструкции по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (33)$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ [5];

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ (по ГОСТ 721-77);

K – коэффициент эффективности.

Длина пути утечки для 220 кВ:

$$L = 1,5 \cdot 242 \cdot 1,44 = 522,72 \text{ см.}$$

Принимаем полимерный изолятор ЛК-70/220-VII УХЛ1 (длина пути утечки составляет 777 см).

Опорные изоляторы используются для ошиновки трансформатора на стороне 10 кВ.

Выбор опорных изоляторов происходит исходя из выражения:

$$F_{расч} \leq F_{дон}, \quad (34)$$

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

$F_{дон}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (35)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Исходя из ПУЭ, расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Сила, действующая на изгиб, считается по выражению:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (36)$$

где a – расстояние между фазами;

l – длина пролета между изоляторами.

Опорным изолятором на ОРУ 220 кВ будем принимать ОСК-10-220-4 УХЛ1.

Допустимая нагрузка для такого типа изолятора определяется:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 12000 = 7200 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{7663^2}{1,82} \cdot 10 \cdot 10^{-7} = 55,88 \text{ Н.}$$

Проверка:

$$55,88 \leq 7200 \text{ Н.}$$

Выбранный изолятор располагает высоким запасом прочности. Следовательно принимается к установке в ОРУ 220 кВ.

Расчитываем выбор опорного изолятора для ошиновки трансформатора 10кВ. Прежде выбираем изолятор типа ОСК 6-10-В02-1 УХЛ 1. Допустимая нагрузка для такого типа изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 6000 = 3600 \text{ Н.} \quad (37)$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{35930^2}{1} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 1341 \text{ Н.} \quad (38)$$

Проверка:

$$1341 \leq 3600 \text{ Н.}$$

Выбранный изолятор принимается.

6.11 Выбор и проверка ТСН

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается исходя из нагрузок собственных нужд. Приблизительно принимаем основную нагрузку $P_{уст}$ при $\cos\varphi = 0,85$. Исходя из этого расчетная нагрузка считается по выражению:

$$S_{расч} = k_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos\varphi}, \quad (39)$$

где $k_c = 0,8$ – коэффициент спроса

$P_{уст} = 250$ кВт – примерная установленная активная мощность собственных нужд.

Определяем:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{250}{0,85} = 235 \text{ кВА};$$

К установке выбираем два трансформатора ТМ – 250/10.

7 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ОРУ.

ОРУ 220 кВ имеет размеры:

$$A = 47,4 \text{ м,}$$

$$B = 38 \text{ м.}$$

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) \quad (40)$$

$$S = (47,4 + 2 \cdot 1.5) \cdot (38 + 2 \cdot 1.5) = 2066,4 \text{ м}^2 \quad (41)$$

Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде прутков, по условиям механической прочности, принимаем диаметр равный $d = 16 \text{ мм}$.

Проверка выбранного проводника осуществляется по условиям:

- механической прочности (проверка сечения прутка)

$$F_{\text{мн}} = \pi \cdot r^2 \quad (42)$$

$$F_{\text{мн}} = 3,14 \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2;$$

- термической стойкости

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{I_{\text{КЗ}}^2 \cdot t_{\text{откл}}}{400 \cdot \beta}} \quad (43)$$

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{7663^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 26,44 \text{ мм}^2,$$

где $t_{\text{откл}} = 0.1 \text{ с}$ – время срабатывания РЗ при его отключении;

8 ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ В ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СЕТЯХ

8.1 Удар молнии в опору и обратное перекрытие изоляции

Выбираем железобетонную промежуточную одноцепную опору ВЛ П220-1, /4, табл. 50.9, с.784/, изображенную рисунке 7.

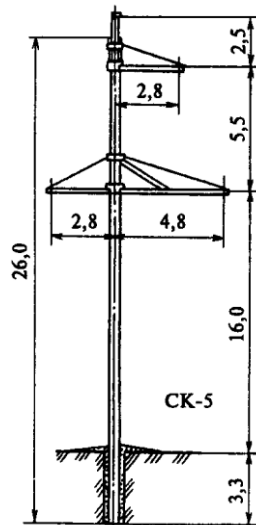


Рисунок 7 –опора П210-1.

Выбираются изоляторы ЛК-70/220-VII УХЛ1 с длиной пути утечки :

$$l_{разр} = 7,77 м.$$

Длительно допустимое рабочее напряжение:

$$U_{дл.дон} = 252 кВ.$$

Пятидесятипроцентное разрядное напряжение изоляции (линейной):

$$U_{50\%} = 340 \cdot k_{кон} \cdot k_E \cdot l_{разр} \cdot \left(1 + \frac{15}{t + 9,5}\right), \quad (44)$$

где $k_{кон}$ – коэффициент, считающий различия в конструкции изоляторов;

k_E – коэффициент, учитывающий снижение градиента разрядного напряжения с увеличением длины гирлянды изоляторов;

$l_{разр}$ – длина разрядного пути по гирлянде изоляторов;

t – время перекрытия изоляции.

Коэффициент, принимавший в расчет различие в конструкции изоляторов $k_{кон}$, равный 1.

Время перекрытия изоляции:

$$t = 1 \text{ мкс.}$$

Коэффициент, учитывающий снижение градиента разрядного напряжения с увеличением длины изолятора (РД), при $\frac{L_y}{H_{из}} > 2$; $l_{разр} < 2$ равен:

$$k_E = 1$$

Исходя из этого, искомое пятидесятипроцентное разрядное напряжение (линейное) равно:

$$U_{50\%} = 340 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1.905 \cdot \left(1 + \frac{15}{1+9.5}\right) = 1677.8 \text{ кВ.}$$

$$U_{50\%} = 1200$$

Крутизна тока молнии:

$$I_{кр.он} = \frac{U_{50\%}}{R_{из} + \delta \cdot h_{он}}, \quad (45)$$

где $R_{из} = 10 \text{ Ом}$ - импульсное сопротивление заземлителя;

$h_{on} = 26$ м – высота опоры;

δ - коэффициент, принимавший влияние троса на импульсное перекрытие линейной изоляции при ударе молнии в опору.

Если количество тросов равно 1, то $\delta = 0.3$.

Следовательно, величина тока молнии будет:

$$I_{кр} = \frac{1677.8}{10 + 0.3 \cdot 26} = 94.2 \text{ кА}. \quad (46)$$

Вероятность импульсного перекрытия линейной изоляции при ударе в опору:

$$P_{on} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}}; \quad (47)$$

$$P_{on} = e^{-0.04 \cdot 94.2} = 0.023;$$

Высота подвеса троса равна $h_{mp} = 24$ м.

Наименьшее допустимое расстояние от провода до земли в середине пролета:

$$h_2 = 7 \text{ м.}$$

Длина габаритного пролета:

$$l_{gab} = 300 \text{ м.}$$

Длина пролета:

$$l_{прол} = 0.89 \cdot l_{gab} = 0.89 \cdot 300 = 267 \text{ м.} \quad (48)$$

Расстояние по вертикали между тросом и верхним проводом в середине пролета равно:

$$h_{mp.np} = 5 \text{ м.}$$

Высота подвеса верхнего и нижнего провода:

$$h_{np}^B = 19.5 \text{ м.}$$

$$h_{np}^H = 14 \text{ м.}$$

Находим стрелу провеса троса в середине пролета.

При условии, что: $h_{mp.np} \geq h_{mp} - h_{np}^B$

$$f_{mp} = h_{mp} - h_{\Gamma} - (h_{np}^B - h_{np}^H) - h_{mp.np}; \quad (49)$$

$$f_{mp} = 24 - 7 - (19.5 - 14) - 5 = 6.5$$

Средняя высота провеса троса вычисляется по формуле:

$$h_{cp.mp} = h_{mp} - \frac{2}{3} f_{mp}; \quad (50)$$

$$h_{cp.mp} = 24 - \frac{2}{3} \cdot 6.5 = 19.6 \text{ м.}$$

В ходе дальнейшего расчета по карте годовой продолжительности гроз, годовая продолжительность гроз в часах определяется:

$$N_{2.ч} = 50 \text{ ч.}$$

Среднее число ударов молнии в 1 км²:

$$p_0 = 0.05 \cdot N_{2.ч}; \quad (51)$$

$$p_0 = 0.05 \cdot 60 = 3$$

Расстояние между системой «трос - трос» $d_{mp-mp} = 0$, т.к. выше указано, что количество тросов равно 1.

Общее число ударов молнии на 100 км длины линии при условии $h_{cp.mp} \leq 30$ м:

$$N = 0.2 \cdot p_0 \cdot \left(\frac{d_{mp.mp}}{2} + 5 \cdot h_{cp.mp} - \frac{2 \cdot h_{cp.mp}^2}{30} \right); \quad (52)$$

$$N = 0.2 \cdot 3 \cdot \left(\frac{0}{2} + 5 \cdot 19.6 - \frac{2 \cdot 19.6^2}{30} \right) = 74.4.$$

Число ударов молнии в опору:

$$N_{on} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{mp}}{L_{прол}}; \quad (53)$$

$$N_{on} = 4 \cdot 74.4 \cdot \frac{24}{267} = 26.7;$$

$$N_{on} = 27.$$

Коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты:

$$\eta = \left(0.92 \cdot \frac{U_{\text{дл.дон}}}{L_{\text{разр}}} - 6 \right) \cdot 10^{-2}; \quad (54)$$

$$\eta = \left(0.92 \cdot \frac{252}{1,905} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 1.157$$

Принимаем равным $\eta = 0,9$.

Удельное число грозовых отключений от обратных перекрытий линейной изоляции при ударе молнии в опору:

$$n_{on} = N_{on} \cdot P_{on} \cdot \eta; \quad (55)$$

$$n_{on} = 27 \cdot 0.023 \cdot 0.9 = 0.56$$

8.2 Удар молнии в трос в середине пролета

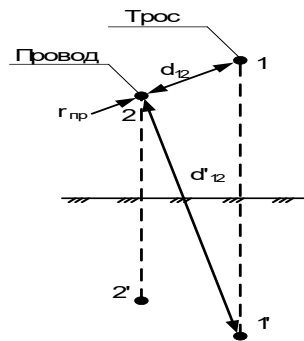


Рисунок 8 – Расстояние между проводами

Рассчитываем волновое сопротивление коронируемой ВЛ, учитывая затухание и деформацию ЭМВ.

Определяем коэффициент затухания ЭМВ:

$$\beta = 1.16 \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{1.5 \cdot h_{mp} \cdot E_{cp}}{U}\right)}{\ln\left(\frac{2 \cdot h_{mp}}{r}\right)}}; \quad (56)$$

где $E_{cp} = 21$ кВ/см – средняя напряженность поля на границе коронного чехла (при отрицательной полярности);

U – напряжение на коронируемом проводе, кВ;

r – радиус троса, рассчитываемый по выражению:

$$r_{mp} = r_{np} = \sqrt{\frac{S}{\pi}} = \sqrt{\frac{300}{\pi}} = 0.0098 \text{ м.} \quad (57)$$

$$\beta = 1.16 \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{1.5 \cdot 2400 \cdot 21}{220}\right)}{\ln\left(\frac{2 \cdot 2400}{0.98}\right)}} = 0.962$$

Расчет взаимных волновых сопротивлений:

$$d_{12} = \sqrt{(2.8^2 + 4.5^2)} = 5.3 \text{ м;}$$

$$d'_{12} = \sqrt{(26+19.5)^2 + 2.8^2} = 45.6 \text{ м;}$$

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{cp.mp}}{r}\right) = 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot 19.6}{0.0098}\right) = 497.8$$

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln\left(\frac{d'_{12}}{d_{12}}\right) = 60 \cdot \ln\left(\frac{45.6}{5.3}\right) = 129.1$$

Волновое сопротивление троса, вычисляемое по геометрическим параметрам линии:

$$Z_{mp.г} = \frac{Z_{11} + Z_{12}}{2}; \quad (58)$$

$$Z_{mp.г} = \frac{497.8 + 129.1}{2} = 313.5 \text{ Ом};$$

Импульсная корона меняет величину волнового сопротивления:

$$Z_{mp.к} = Z_{mp.г} \cdot \beta; \quad (59)$$

$$Z_{mp.к} = 313.5 \cdot 0.96 = 301.4 \text{ Ом};$$

Средняя напряженность поля:

$$E_{расч.ср} = 750 \text{ кВ/м};$$

Коэффициент электромагнитной связи с учетом короны:

$$K_k = \frac{k_z}{\beta} = \frac{1}{\beta} \cdot \frac{Z_{mp.г}}{Z_{mp.к}}; \quad (60)$$

где k_z – геометрический коэффициент связи;

$$K_k = \frac{1}{0.96} \cdot \frac{313.5}{301.5} = 0.27;$$

Вычисляем критическую крутизну фронта тока молнии, при которой происходит перекрытие изоляции (импульсное):

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot E_{расч.ср} \cdot \Delta h \cdot \nu \cdot \beta}{Z_{тр.к} \cdot (1 - K_k) \cdot L_{прол}} ; \quad (61)$$

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot 750 \cdot 4.5 \cdot 3 \cdot 10^2}{301.5 \cdot (1 - 0.27) \cdot 267} \cdot 10^{-6} = 34.4 \text{ кА/мкс};$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции:

$$P_{тр} = e^{-0.08 \cdot a_{кр}} ; \quad (62)$$

$$P_{тр} = e^{-0.08 \cdot 34.4} = 0.063;$$

$$N_{тр} = N \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot h_{тр}}{L_{прол}} \right); \quad (63)$$

$$N_{тр} = 74.4 \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot 24}{267} \right) = 47.7;$$

$$N_{тр} = 48$$

Предполагающее удельное число грозových отключений ВЛ из-за ударов молнии в трос:

$$n_{тр} = N_{тр} \cdot P_{тр} \cdot \eta ; \quad (64)$$

$$n_{тр} = 48 \cdot 0.063 \cdot 0.9 = 2.7$$

8.3 Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту

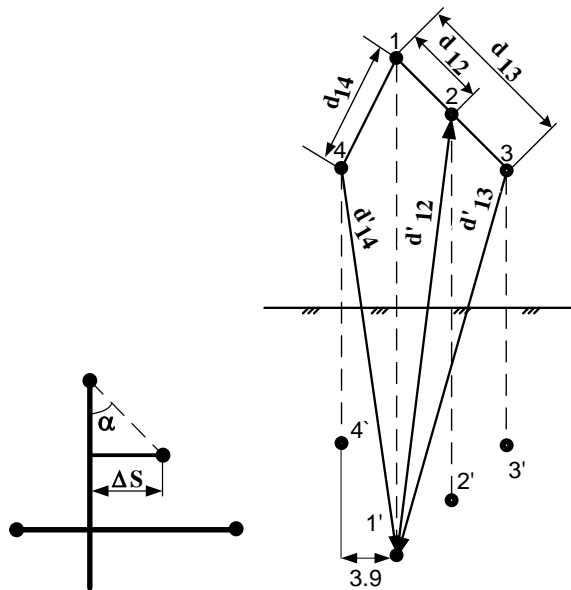


Рисунок 9 – Расстояние между проводами

Расстояние между тросом и проводом:

$$d_{12} = 5.3 \text{ м};$$

$$d'_{12} = 45.6 \text{ м};$$

$$d_{13} = 11 \text{ м};$$

$$d'_{13} = \sqrt{(26+14)^2 + 4.8^2} = 40.3 \text{ м};$$

$$d_{14} = \sqrt{10^2 + 2.8^2} = 10.4 \text{ м};$$

$$d'_{14} = \sqrt{(26+14)^2 + 2.8^2} = 40 \text{ м};$$

Средняя стрела провеса провода в середине пролета:

$$f_{np} = h_{np}^H - l_{разр} - h_{\Gamma} \quad (65)$$

$$f_{np} = 13.9 - 7 = 6.9 \text{ м};$$

Средняя высота подвеса провода в середине пролета:

$$h_{cp,np} = h_{np}^H - \frac{2}{3} f_{np} = 13.9 - \frac{2}{3} \cdot 6.9 = 9.3 \text{ м}; \quad (66)$$

Расчет волновых сопротивлений:

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{cp,np}}{r} \right) = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 9.3}{0.0098} \right) = 453 \text{ Ом};$$

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \left(\frac{d'_{12}}{d_{12}} \right) = 60 \cdot \ln \left(\frac{45.6}{5.3} \right) = 129.1 \text{ Ом};$$

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln \left(\frac{d'_{13}}{d_{13}} \right) = 60 \cdot \ln \left(\frac{40.3}{11} \right) = 77.4 \text{ Ом};$$

$$Z_{14} = 60 \cdot \ln \left(\frac{d'_{14}}{d_{14}} \right) = 60 \cdot \ln \left(\frac{40}{10.4} \right) = 81 \text{ Ом}.$$

$$Z_{np,z} = \frac{Z_{11} + Z_{12} + Z_{13} + Z_{14}}{4}; \quad (67)$$

$$Z_{np,z} = \frac{453 + 129.1 + 77.4 + 81}{4} = 185.2 \text{ Ом};$$

Волновое сопротивление коронируемой линии:

$$Z_{np,k} = Z_{np,z} \cdot \beta; \quad (68)$$

$$Z_{np.k} = 185.2 \cdot 0.96 = 178 \text{ Ом.}$$

Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности:

$$U'_{50\%} = 625 \text{ кВ;}$$

$$U_{50\%} = U'_{50\%} \cdot \left[0.92 - 0.012 \cdot I_{разр} \left[(0.74 - 0.06 \cdot I_{разр}) \cdot (I_{разр} - 3) \right] \right]; \quad (69)$$

$$U_{50\%} = 625 \cdot \left[0.92 - 0.012 \cdot 1.905 \left[(0.74 - 0.06 \cdot 1.905) \cdot (1.905 - 3) \right] \right] = 570.177 \text{ кВ.}$$

Крутизна тока молнии:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{np.k}}; \quad (70)$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 570.177}{178} = 6.4 \text{ кА;}$$

Допустимость перекрытия линейной изоляции:

$$P_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}}; \quad (71)$$

$$P_{np} = e^{-0.04 \cdot 6.4} = 0.77;$$

Допустимость прорыва молнии на провод (при положительных углах тросовой защиты α):

$$p_{\alpha} = e^{-\frac{1}{D} \left(\frac{0.55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{np} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right)}; \quad (72)$$

где D - поправочный коэффициент, вычисляемый по выражению:

$$D = 1 + U_{\text{дл.дон}} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{h_{np}}{\Delta h} \cdot \left(\frac{\left(U_{\text{дл.дон}} \cdot 10^{-3} \right)^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \frac{2 \cdot h_{np}}{r_{np}}} \right); \quad (73)$$

где α – угол тросовой защиты:

ΔS - горизонтальное смещение провода относительно троса (м)

$$\alpha = \arctg \left(\frac{\Delta S}{\Delta h} \right) = \arctg \left(\frac{4.8}{4.5} \right) = 46.8. \quad (74)$$

Исходя из этого:

$$D = 1 + 252 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{24}{4.5} \cdot \left(\frac{\left(252 \cdot 10^{-3} \right)^2 \cdot 117}{4.5 \cdot 4.8 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 21.5}{0.0098} \right)} \right) = 1.037$$

Вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту:

$$p_{\alpha} = e^{-\frac{1}{1.037} \left(\frac{0.55}{4.5} \cdot \sqrt{46.8 \cdot 24 \cdot 4.8} - \frac{9}{1.037} \right)} = 0.0003,$$

Число ударов молнии в трос в середине пролета на 100 км линии:

$$N_{np} = N \cdot (p_{\alpha}); \quad (75)$$

$$N_{np} = 74.4 \cdot 0.0003 = 0.02;$$

Предполагавшееся удельное число грозových отключений ВЛ из-за ударов молнии в трос в середине пролета:

$$n_{np} = N_{np} \cdot P_{np} \cdot \eta; \quad (76)$$

$$n_{np} = 0.02 \cdot 0.77 \cdot 0.9 = 0.014$$

где $\beta = 21$ - коэффициент термической стойкости (для стали);

$I_{КЗ}$ - значение тока КЗ на высокой стороне;

Проверяем сечение на коррозионную стойкость по формуле, мм²:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (77)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (78)$$

где $T = 240$ мес – время использования заземлителя, в месяцах за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты аппроксимации, зависящие от грунта, равные:

$$a_k = 0,0026; b_k = 0,00915; c_k = 0,0104; \alpha_k = 0,0224;$$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 2,024 \text{ мм}^2;$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 2,024 \cdot (16 + 2,024) = 114 \text{ мм}^2.$$

Исходя из условий выше, сечение горизонтальных проводников должно подходить под следующее выражение:

$$F_{\text{мн}} \geq F_{\text{мин}} \geq F_{\text{КОР}} + F_{\text{Т.С.}} \quad (79)$$

$$201 \geq 114 + 26,44 = 140,44 \text{ мм}^2.$$

Принимается расстояние между полосами сетки $l_{\text{п-п}} = 6\text{ м}$, следовательно общая длина полос в сетке вычисляется:

$$L_{\Gamma} = \frac{47,4 + 2 \cdot 1,5}{6} \cdot (38 + 2 \cdot 1,5) + \frac{38 + 2 \cdot 1,5}{6} \cdot (47,4 + 2 \cdot 1,5) = 688 \text{ м} \quad (80)$$

$$\text{Количество горизонтальных полос: } \frac{47,4 + 2 \cdot 1,5}{6} + \frac{38 + 2 \cdot 1,5}{6} = 15,2.$$

Принимается число горизонтальных полос $n_{\Gamma} = 16$.

Находим количество вертикальных электродов. Расстояние между вертикальными электродами принимаем $a = 2 \cdot l_{\text{п-п}} = 12 \text{ м}$.

Следовательно, количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (81)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{2066,4}}{12} = 15,1.$$

Принимаем $n_B = 16$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

Удельное сопротивление 1 слоя (глина неводоносная) $\rho_1 = 20 \text{ Ом*м}$,

Удельное сопротивление 2 слоя (сланцы разрушенные) $\rho_2 = 700 \text{ Ом*м}$,

l_B - длина вертикальных электродов, равная 2 м;

A - коэффициент подобия, принимается по [2] для принятой длины вертикальных электродов 2 м и зависит от выражения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{2}{\sqrt{2066,4}} = 0,044.$$

Утверждающийся $A = 0,42$.

Расчёт ведётся для одного слоя с сопротивлением, [1]:

$$\rho_{ЭКВ} = \rho_2 \cdot k_{прив} ; \quad (82)$$

где $k_{прив}$ - коэффициент приведения для двухслойной модели грунта, по [1] равный 0,9.

$$\rho_{ЭКВ} = 700 \cdot 0,9 = 630 \text{ Ом*м};$$

Стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_s = \rho_{ЭКВ} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) \quad (83)$$

$$R_s = 630 \cdot \left(\frac{0,42}{\sqrt{2066,4}} + \frac{1}{688 + 16 \cdot 2} \right) = 6,69 \text{ Ом}.$$

Вычисляем импульсные коэффициенты:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{ЭКВ} + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (84)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2066,4}}{(630 + 320) \cdot (60000 + 45)}} = 0,03;$$

Импульсное сопротивление искусственного заземления подстанции, Ом:

$$R_u = R_S \cdot \alpha_u, \quad (85)$$

$$R_u = 6,69 \cdot 0,03 = 0,2.$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0.5 Ом.

Для устранения возможности попадания персонала под действие шагового напряжения, согласно ПУЭ, вокруг фундамента оборудования на глубине 0,5 м определяется замкнутый контур и подключается к основному контуру заземления ОРУ ПС.

9 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

Для защиты ОРУ 220 кВ применяем 4 молниеотвода, установка которых происходит на порталах.

Расчет на уровне первого защищаемого объекта:

Высота молниеотвода: $h = 30$ м;

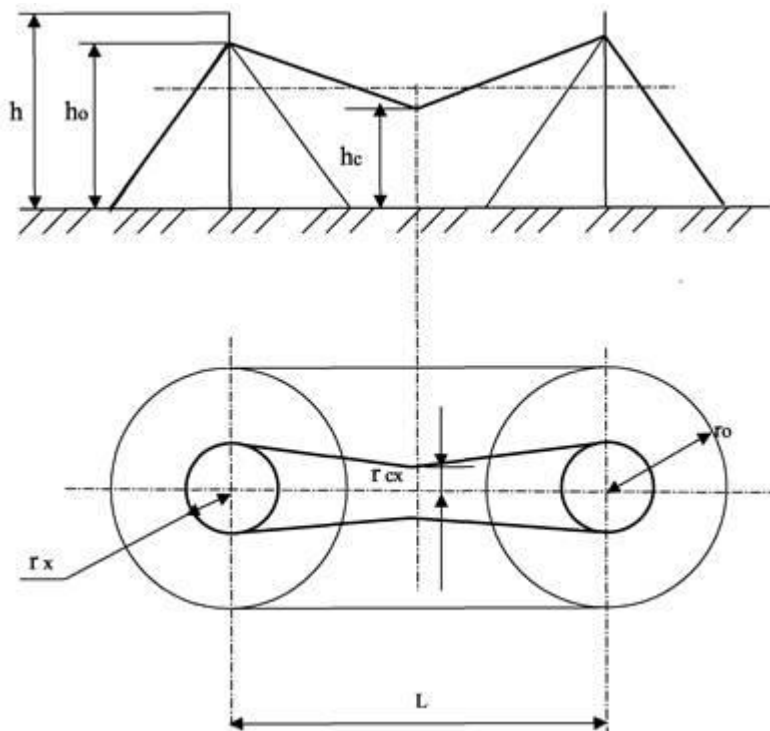


Рисунок 10 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода
Расстояние между молниеотводами 1 и 3, 2 и 4

$$L = 40,5 \text{ м};$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 11 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h;$$

(86)

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot 30 = 25.5 \text{ м};$$

Вычисляем радиус зоны защиты (уровень земли):

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h; \quad (87)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 30) \cdot 30 = 31.2 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны при условии: $2h < L_{\text{ли}} < 4h$:

$$r_{\text{с0}} = r_{0\text{м}};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{эф}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{\text{м12}} - h); \quad (88)$$

$$h_{\text{сх}} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (40.5 - 30) = 23.6 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{\text{сх}} = r_{\text{с0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{сх}} - h_{\text{х}}}{h_{\text{сх}}} \right); \quad (89)$$

$$r_{\text{сх}} = 31.2 \cdot \left(\frac{23.6 - 11}{23.6} \right) = 16.7 \text{ м};$$

Вычисляем радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}}\right); \quad (90)$$

$$r_X = 31.2 \cdot \left(1 - \frac{11}{25.5}\right) = 17.7 \text{ м};$$

Расчет на уровне второго защищаемого объекта:

Принимаем самый высокий объект (линейный портал), высота которого составляет 16.5 м.

$$h_X = 16.5 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{\text{СХ}} = h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{\text{М12}} - h); \quad (91)$$

$$h_{\text{СХ}} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (40.5 - 30) = 23.6 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{\text{СХ}} = r_{\text{С0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{СХ}} - h_X}{h_{\text{СХ}}}\right); \quad (92)$$

$$r_{\text{СХ}} = 31.2 \cdot \left(\frac{23.6 - 16.5}{23.6}\right) = 9.4 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{ЭФ}}\right); \quad (93)$$

$$r_X = 31.2 \cdot \left(1 - \frac{16.5}{25.5}\right) = 11 \text{ м};$$

Главным условием защищенности объектов высотой h_x с надежностью, соответствующей надежности, является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$ для всех попарно взятых молниеотводов.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

РЗ является неотъемлемой составляющей автоматики электроустановок. Главная задача такой защиты - обнаружение поврежденного участка электрической системы и выдача сигнала на отключение этого участка. Еще одна из задач релейной защиты состоит в сигнализации о возникновении аномальных режимов. В соответствии с принятой схемой электрических соединений и требованиями ПУЭ подстанция имеет следующие виды РЗ:

1. МТЗ линий с независимой выдержкой времени. Обуславливается двумя параметрами – током срабатывания ($I_{с.з}$ – ток, при котором защита приходит в действие) и выдержкой времени.

2. Токовая отсечка (ТО) – защита, селективность (избирательность) действия которой обеспечивается подбором тока срабатывания. В большинстве случаев отсечки выполняют без выдержки времени. ТО не должна работать при КЗ на смежной линии. Следовательно, ток срабатывания отсечки отстраивается от максимального тока КЗ в начале смежных линий или в конце защищаемой линии.

3. Дифференциальная защита является основной защитой мощных силовых трансформаторов от внутренних перенапряжений. Она работает при КЗ внутри зоны, ограниченной двумя комплектами ТТ, и не имеет выдержки времени. Может выполняться как дифференциальная отсечка или как дифференциальная защита. Дифференциальная защита основана на принципе сравнения величин токов в начале и в конце защищаемого участка, например и начале и конце обмоток силового трансформатора, генератора и т. п. В частности, участок между трансформаторами тока, установленными на высшей и низшей сторонах силового трансформатора, считается защищаемой зоной.

4. Защита от сверхтоков внешних коротких замыканий предназначена для отключения трансформаторов при внешних КЗ, если отказывают защиты присоединений или сборных шин. Она также является резервной защитой от внутренних повреждений в трансформаторах. Защита включается на ТТ со стороны ИП.

5. Защита от перегрузки СТ, которая выполняется с действием на сигнал. Такая защита состоит из реле тока и реле времени.

6. Защита от замыканий на землю включается на фильтр токов нулевой последовательности. Защита включается на ТТ в нейтрали силового трансформатора. На многообмоточных трансформаторах с несколькими заземленными нейтралью устанавливается направленная защита нулевой последовательности.

7. Трансформаторы мощностью равной от 1000 кВА обладают газовой защитой, реагирующей на все виды внутренних повреждений трансформатора, а также она действует при утечке масла из бака. При КЗ в трансформаторе распадаются масло и изоляционные материалы. Образуются газы, которые устремляются в расширитель. Обильное газовое выделение провоцирует движение масла и приводит в действие газовое реле, располагающееся на трубке, который соединяет бак трансформатора с расширителем. При утечке масла опускается нижний поплавок и защита отключает трансформатор от сети.

На проектируемой ПС Сухой лог предустановлены следующие виды автоматики:

1. На секционном выключателе сборных шин находится устройство автоматического включения резерва (АВР).

2. На линейных выключателях отходящих линий имеются устройства автоматического повторного включения (АПВ).

Устройства АВР устанавливаются на подстанции, для которых предусмотрены два ИП, которые работают отдельно друг от друга в нормальном режиме.

Назначением АВР является осуществление возможно быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, которые обесточены из-за какого-либо повреждения.

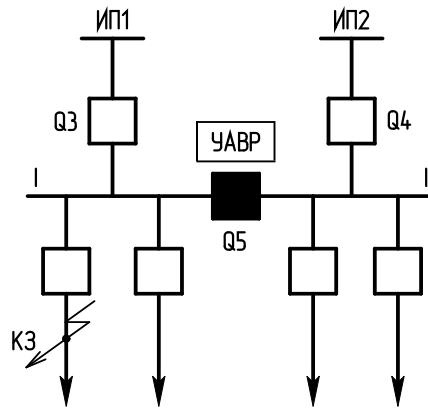


Рисунок 13 – Схема сети с УАВР на секционном выключателе

Устройства АПВ располагаются на выключателях всех КЛ и ВЛ электропередачи. АПВ восстанавливает нормальную схему сети в ситуациях, когда отключение выключателя происходит исходя из ложного срабатывания защиты.

Устройства АПВ должны располагаться в состоянии полной готовности к действию и срабатывать во всех случаях аварийного отключения выключателя. УАПВ автоматически с заданной выдержкой времени должны возвращаться в состояние готовности к новому действию после включения в работу выключателя.

11 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

Минимум приведенных затрат, определяется по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (94)$$

где E – норматив дисконтирования, $E = 0,1$ 1/год;

K – капитальные вложения, руб;

I – суммарные эксплуатационные издержки, руб./год.

11.1 Определение капиталовложений

Капитальные вложения состоят из капитальных вложений на сооружение подстанций ($K_{ПС}$) и капитальных вложений на сооружение линий ($K_{Л}$) и определяются по формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{Л} \quad (95)$$

Капитальные вложения в подстанции:

$$K_{ПС} = (K_{ПОСТ} + K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ}), \quad (96)$$

где $K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат;

$K_{ОРУ}$ – затраты на сооружение ОРУ;

$K_{ТР}$ – затраты на покупку силовых трансформаторов [5];

$K_{КУ}$ – затраты на компенсирующие устройства.

Капитальные вложения в ВЛ:

$$K_{Л} = K_0 \cdot l_{ТР}, \quad (97)$$

где K_0 – удельные затраты на сооружение 1 км линии, руб./км.

Капиталовложения на сооружения подстанций определяются суммированием всех перечисленных в формуле затрат.

Цены на линию зависят от сечения проводов и от числа цепей.

11.2 Определение потерь электроэнергии

Издержки на эксплуатацию сети состоят из:

- издержки на ремонт ($I_{Э.Р}$);
- на амортизацию ($I_{АМ}$);
- стоимость потерь электроэнергии ($I_{\Delta W}$).

Издержки на эксплуатацию и ремонт вычисляются по выражению:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (98)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию.

Нормы ежегодных отчислений для линий и подстанций будут равны $\alpha_{рэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{рэоПС} = 0,059$. [2]

Издержки на амортизацию определяются:

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СП}} \quad (99)$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии включают в себя величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\square W}, \quad (100)$$

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии.

Стоимость потерь составляет в МВт – 1800руб·МВт/ч

Потери электрической энергии в элементах сети линии (ΔW_L), трансформаторы (ΔW_{TP}) и компенсирующие устройства ($\Delta W_{КУ}$):

$$\Delta W = \Delta W_L + \Delta W_{TP} + \Delta W_{КУ} \quad (101)$$

Потери в линиях определяются как:

$$\Delta W_L = \sum \frac{(P_{СК}^{3(l)})^2 + (Q_{неск}^{3(l)})^2}{U_{ном}^2} \cdot R \cdot T^{3(l)} + \Delta W_{кор}, \quad (102)$$

где $P_{СК}^{3(l)}$ – среднеквадратичная активная мощность по линии, МВт;

$Q_{неск}^{3(l)}$ – некомпенсированная реактивная мощность по линии, Мвар;

R – активное сопротивление линии, Ом;

$T^{3(l)}$ – число зимних (летних) часов; $T^3 = 4800$ ч., $T^л = 3960$ ч;

$\Delta W_{кор}$ – потери на «корону», МВт.

$$R = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l_{TP}. \quad (103)$$

где n – число цепей.

Потери на «корону» вычисляются через удельные потери и длину трассы:

$$\Delta W_{кор} = W_{уд} \cdot l_{TP}. \quad (104)$$

Потери в силовых трансформаторах определяются как:

$$\Delta W_{TP} = \sum \frac{(P_{эф}^{3(l)})^2 + (Q_{неск}^{3(l)})^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{1}{n} R_{TP} \cdot T^{3(l)} + n \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_{год} \quad (105)$$

где $P_{эф}^{3(l)}$ – эффективная нагрузка, МВт;

$Q_{неск}^{3(l)}$ – некомпенсированная реактивная мощность, Мвар;

$R_{ТР}$ – активное сопротивление трансформатора, Ом;

$\Delta P_{ХХ}$ – потери активной мощности в трансформаторе, режим холостого хода, МВт;

n – количество трансформаторов.

Потери в компенсирующих устройствах:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta W_{КУ_{уд}} \cdot (Q_{КУ}^3 \cdot T^3 + Q_{КУ}^l \cdot T^l), \quad (106)$$

где $\Delta W_{КУ_{уд}}$ – удельные потери в КУ равны 0,003 МВт/Мвар;

Вычисление капитальных затрат и издержек показаны в таблице ниже.

Таблица 18 – Техничко-экономические показатели

Показатель	
Капитальные вложения, тыс. руб.	542900
Издержки, тыс. руб.	29880

11.3 Расчёт издержек

Издержки рассчитываем по выражению [6]:

$$I = I_{AM} + I_{Э} + I_{\Delta W}, \quad (107)$$

Издержки на ремонт и эксплуатацию вычисляем [6]:

$$I_{Э} = \alpha_{ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (108)$$

где $\alpha_{ВЛ}$, $\alpha_{ПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание воздушных линий и подстанций (принимаются $\alpha_{ВЛ} = 0,008$; $\alpha_{ПС} = 0,059$).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет), [5]:

$$I_{AM} = K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ВЛ} + K_{ТР} \cdot \alpha_{ТР} + K_B \cdot \alpha_B \quad (109)$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (110)$$

где $C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии.

Подробный расчёт приведён в приложении А.

11.4 Определение приведенных затрат

$$Z = E \cdot K + I, \quad (111)$$

где E – норматив дисконтирования ($E = 0.1$);

K – капиталовложения, для сооружения электрической сети;

I – издержки.

$$Z = 194616 \text{ тыс. руб.}$$

Итог о целесообразности введения спроектированного объекта нужно провести с помощью оценки инвестиционного проекта методом чистого дисконтированного дохода (ЧДД).

11.5 Расчет ЧДД

Дисконтированные затраты в строительство и эксплуатацию объекта за период времени $t_{расч}$ вычисляются следующим образом:

$$\sum_{t=0}^{t_{расч}} Z_{диск} = \sum_{t=0}^{t_{расч}} (K_t + I_t' - K_{ост}) \cdot (1 + E_{нд})^{-t} \quad (112)$$

где K_t - капитальные вложения в строительство (реконструкцию) в t -ом году ($0 \leq t \leq t_{расч}$);

I_t - издержки на эксплуатацию и ремонт в t -ом году;

$K_{ост}$ - остаточная стоимость демонтируемого оборудования (для объекта реконструкции);

$E_{н.д.}$ - норма дисконтирования.

Подробный расчет показан в приложении А.

ЧДД рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , его находим как разность между притоками и оттоками денежных средств [7]:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t, \quad (113)$$

где O_{pt} - годовая выручка;

I_t - годовые расходы;

H_t - налог на прибыль организации;

K_t - величина инвестиций в год.

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t + K_{лик.t} = \Pi_{ч.т} + I_{м.т} - K_t + K_{лик.t},$$

ЧДД вычисляем как:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \frac{1}{(1 + E)^t}, \quad (114)$$

где T_p – расчетный период;

E – норматив дисконтирования (для энергетических инвестиционных проектов принимают 0,13 о.е.).

Если ЧДД имеет положительный характер, значит доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования.

Налог на прибыль определяем как:

$$N_t = 0,2 \cdot (O_{pt} - I_t). \quad (115)$$

Срок строительства составляет 3 года. Капитальные вложения разделяются по годам строительства:

1 год – 20 %;

2 год – 50 %;

3 год – 30 %.

Результаты расчета представлены на рисунке 14, подробный расчет приведен в приложении А.



Рисунок 14 – Жизненный цикл проекта сети

Рассматривая график мы наблюдаем, что срок окупаемости проекта сети не превышает 3 лет. Исходя из этого, проект рекомендуется к реализации.

11.6 Срок окупаемости

Срок окупаемости – это важный показатель оценки проекта. Его вычисляем по выражению:

$$T_{ок} = \frac{K}{\Pi_{ч} + I_A}, \quad (116)$$

где K – капиталовложения;

I_A – амортизационные отчисления;

$\Pi_{ч}$ – чистая прибыль;

$$\Pi_{ч} = O - I - H$$

где O – доход от полезного отпуска электроэнергии;

I – суммарные издержки;

H – налог на прибыль, равен 20 %.

$$T_{ок} = 18,7 \text{ лет.}$$

Себестоимость:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\Sigma}}, \quad (118)$$

где W_{Σ} – электроэнергия, полученная потребителем за год, МВт·ч, определяется по формуле:

$$W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{cpi}^3 \cdot T_3 + \sum_{i=1}^n P_{cpi}^L \cdot T_L \cdot \quad (119)$$

Вычисленная себестоимость равна:

$$C = 2,8 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Расчет показан в приложении А.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Подстанция Сухой Лог является высокотехнологичным и энергоёмким объектом, требующим специального подхода к вопросам безопасности и экологичности. Не соблюдение требований, предъявляемых к электроустановкам с точки зрения безопасности может привести к серьёзным технологическим авариям, которые повлекут за собой материальные убытки и простой в работе предприятия, ущерб окружающей среде и гибели людей.

Для обеспечения безопасной эксплуатации электрооборудования и установок, были рассмотрены средства обеспечения защиты персонала от поражения электрическим током. Экологичность эксплуатации обеспечивается установкой маслоприёмников для трансформаторов с масляным охлаждением.

12.1 Безопасность

Воздействие электростатического поля (ЭСП) — статического электричества на человека связано с протеканием через него слабого тока (несколько микроампер). При этом электротравм никогда не наблюдается. Однако вследствие рефлекторной реакции на ток (резкое отстранение от заряженного тела) возможна механическая травма при ударе о рядом расположенные элементы конструкций, падении с высоты и т. д.

Нормирование уровней напряженности ЭСП осуществляют в соответствии с СанПиН 2.2.4.3359-16 в зависимости от времени пребывания персонала на рабочих местах. Предельно допустимый уровень напряженности ЭСП равен 60 кВ/м в течение 1 ч. При напряженности менее 20 кВ/м время пребывания в ЭСП не регламентируется.

Допустимые уровни напряженности ЭСП и плотности ионного потока для персонала подстанций и ВЛ постоянного тока ультравысокого напряжения установлены СанПиН 2.2.4.3359-16.

Магнитные поля могут быть постоянными (ПМП) от искусственных магнитных материалов и систем, импульсными (ИМП), инфранизкочастотными (с частотой до 50 Гц), переменными (ПеМП). Действие магнитных полей может быть непрерывным и прерывистым.

В соответствии с СанПиН 2.2.4.3359-16 напряженность МП на рабочем месте не должна превышать 8 кВ/м. Напряженность МП линии электропередачи напряжением до 750 кВ обычно не превышает 20...25 А/м, что не представляет опасности для человека.

Для эксплуатационного персонала подстанции СанПиН 2.2.4.3359-16 устанавливает допустимую продолжительность пребывания в электрическом поле при напряженностях на уровне головы человека (1,8 м над уровнем земли): 5 кВ/м – время пребывания не ограничено, 10 кВ/м – время пребывания 180 минут, 15 кВ/м – 90 минут, 20 кВ/м – 10 минут, 25 кВ/м – 5 минут. Выполнение этих условий обеспечивает самовосстановление организма в течение суток без остаточных реакций и функциональных или патологических изменений.

Источниками негативных воздействий на производстве являются не только технические устройства. На уровень травматизма оказывают влияние психофизическое состояние и действия работающих.

Воздействие негативных факторов производственной среды приводит к травмированию и профессиональным заболеваниям работающих.

Для обеспечения защиты персонала от поражения электрическим током разработан комплекс технических средств и организационных мероприятий.

Для защиты от поражения человека электрическим током в нормальном режиме должны быть применены следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- 1) основная изоляция токоведущих частей;
- 2) ограждения и оболочки [3];

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- защитное заземление;
- уравнивание потенциалов;
- выравнивание потенциалов;
- двойная или усиленная изоляция;

- защитное электрическое разделение цепей;
- изолирующие помещения, зоны, площадки [3].

Рассмотрим установку защитных ограждений на территории главной понизительной подстанции и внутри насосного цеха, поскольку в этих местах существует наибольшая вероятность попадания персонала под напряжение.

Основным защитным ограждением на ОРУ КС-5 является ограждение вокруг подстанции. Данное ограждение должно охватывать территорию ОРУ 220 кВ, силовые трансформаторы, КРУ 10 кВ. Так же должен быть обеспечен безопасный подъезд транспорта к электроустановкам.

Так как ограждение устанавливается по требованиям безопасности, принимаем высоту ограждения, согласно ПУЭ, равной 1,8 м. Нижняя кромка ограждения должна находиться на уровне 0,2 м над уровнем земли [3]. Ограждение выполнено из стальной сетки. Такая конструкция имеет достаточную механическую прочность. Подземные части ограждения должны быть изолированы от воздействия воды и влаги. Сетка ограждения должна иметь антикоррозионное покрытие [СН441-72]. Отверстия сетки принимаем равными 25х25 мм. Защитное ограждение должно быть заземлено.

Ограждение должно обеспечивать надёжную защиту расстоянием и при этом само находиться на достаточно удаленном расстоянии от электрооборудования. Ниже в таблице 19 приведены значения допустимых расстояний до токоведущих частей находящихся под напряжением [3].

Таблица 19 – Допустимые расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением

Напряжение, кВ	Расстояние от верхней кромки внешних ограждений, м	Расстояние до габаритов транспортируемого оборудования, м
10 кВ	2,20	0,95
220 кВ	3,80	2,55

Ширина проезжей части – 4 м, высота коридора проезжей части - 4 м. Расстояние по обе стороны от центра дороги до ближайших объектов должно

составлять не менее 4 м [4]. На рисунке ниже представлен план главной подстанции Сухой Лог. Из рисунка видно, что площадь, занимаемая электрооборудованием, равна 100х43,2 м.

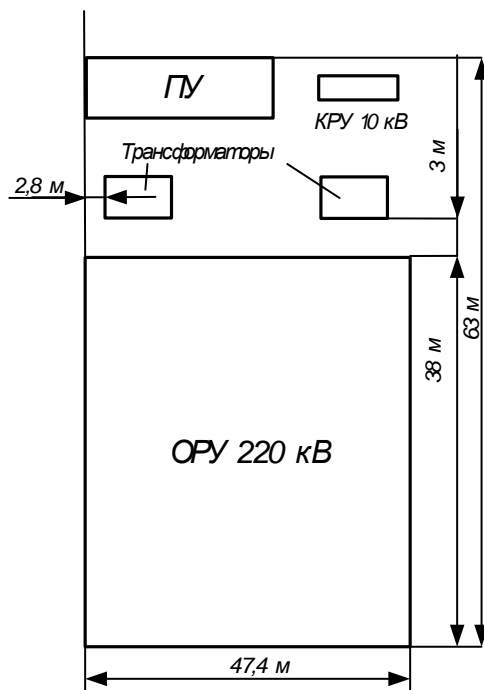


Рисунок 15 – План ПС Сухой Лог

С северной стороны внешнее ограждение проходит мимо пункта управления и КРУН 10 кВ. У ПУ нет открытых токоведущих частей, нормально находящихся под напряжением. У КРУН 10 кВ открытые токоведущие части расположены сверху, как показано на рисунке 15. С северной стороны проезжая часть не предусматривается. Поэтому расстояние от электрооборудования подстанции до внешнего ограждения рассчитывается исходя из допустимого расстояния до токоведущих частей шин 10 кВ, заведённых в КРУН 10 кВ от силовых трансформаторов. На рисунке 15 отображены основные габариты КРУН 10 кВ.

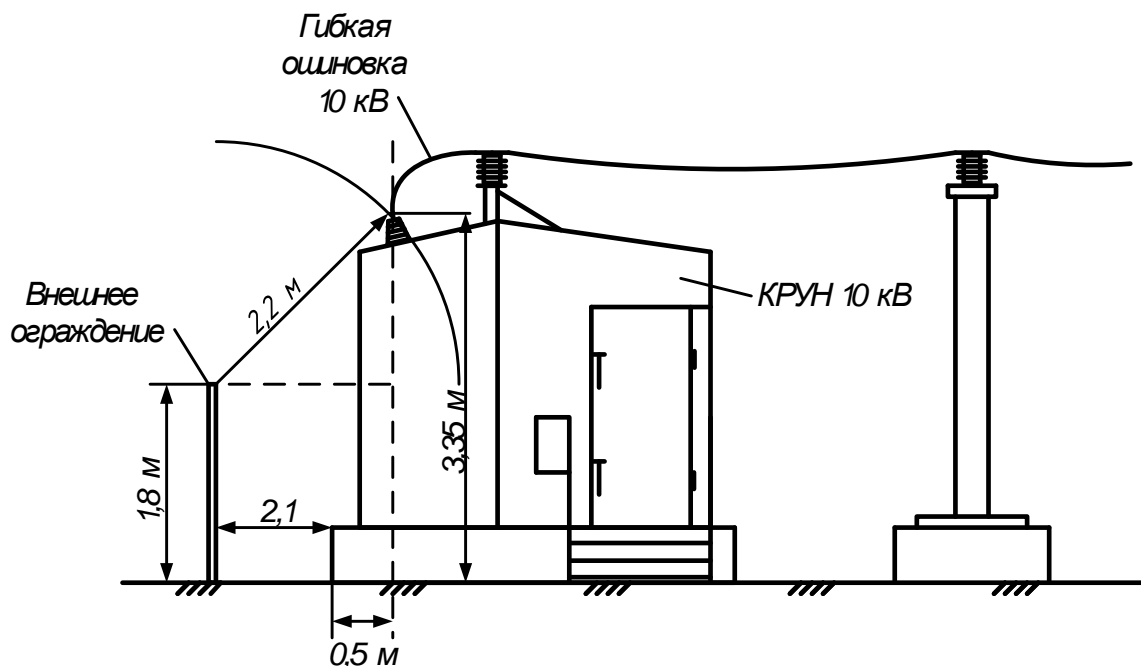


Рисунок 16 – Внешнее ограждение с северной стороны.

Для нахождения расстояния от внешнего ограждения до КРУН 10 кВ нужно рассмотреть прямоугольный треугольник, гипотенузой которого является допустимое расстояние от токоведущих частей под напряжением 10 кВ до ограждения – 2,2 м, а вертикальным катетом – разность высот ограждения и токоведущей части.

$$\sqrt{2,2^2 + (3,35 - 1,8)^2} - 0,5 = 2,1 \text{ м} \quad (120)$$

С восточной и западной сторон расстояние внешнее ограждение будет располагаться рядом с ОРУ 220 кВ, силовыми трансформаторами, и шинами 10 кВ. Так как допустимое расстояние от токоведущих частей напряжением 220 кВ больше, чем от частей напряжением 10 кВ, то расчёт можно проводить, ориентируясь только на удаленность внешнего ограждения от ОРУ 220 кВ. При этом полученное расстояние гарантированно будет удовлетворять требованиям, предъявляемым к токоведущим частям напряжения 10 кВ. Кроме того, с восточной и западной сторон необходимо учесть пространство, отведённое на проезжую часть.

Ближе всего к внешнему ограждению на ОРУ 220 кВ расположены шинные порталы. Между шинным порталом и внешним ограждением

расположен коридор проезжей части. На рисунке 17 представлены основные габариты этих объектов.

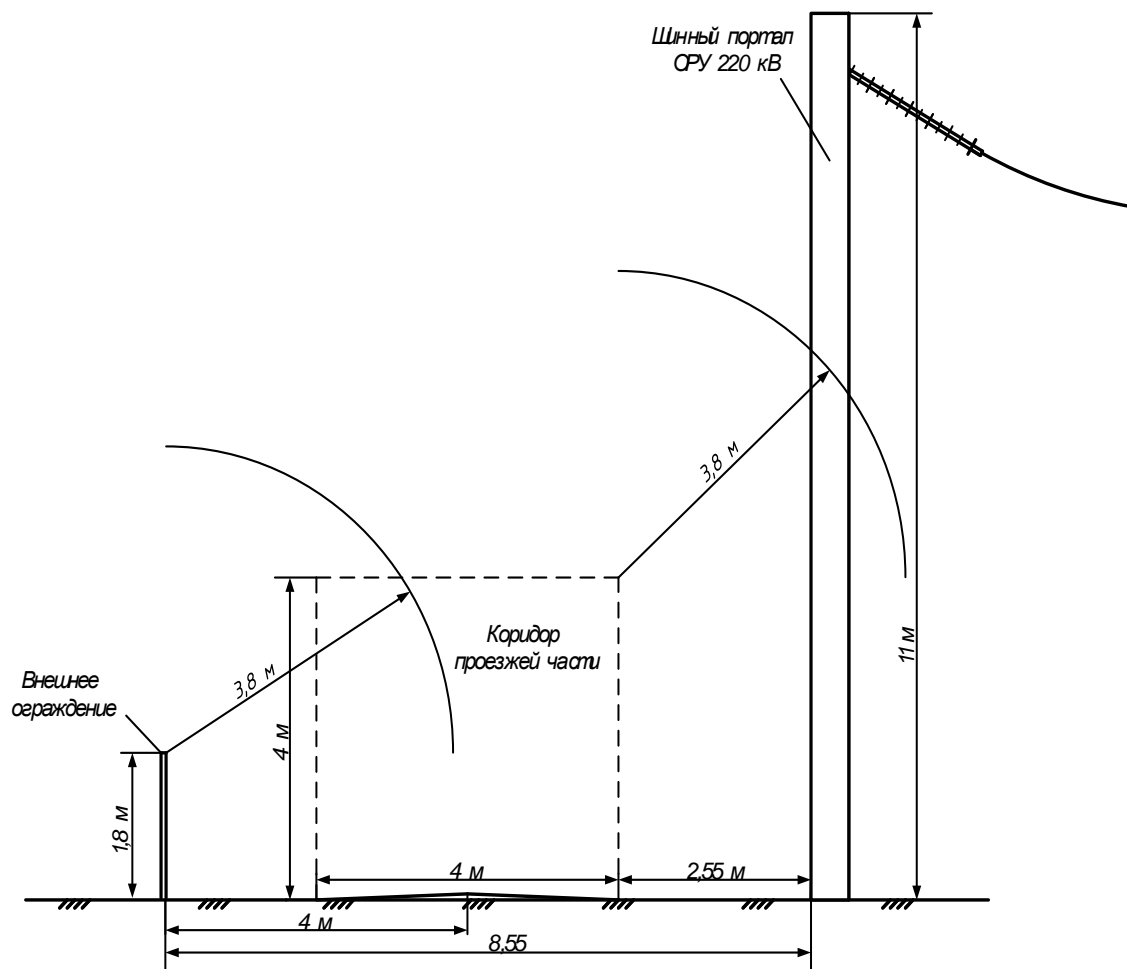


Рисунок 17 – Внешнее ограждение восточной и западной сторон

Из рисунка видно, что из-за больших габаритов ОРУ 220 кВ, гибкая ошиновка 220 кВ находятся на достаточно удалённом расстоянии, как от коридора проезжей части, так и от внешнего ограждения. Поэтому допустимое расстояние от токоведущих частей до посторонних объектов в данном случае не является определяющим. Расстояние от внешнего ограждения до шинного портала определится как сумма расстояния от шинного портала до проезжей части (2 м), ширины дороги (4 м) и расстояния от проезжей части до ограждения (2 м).

$$2,55 + 4 + 2 = 8,55 \text{ м}$$

С южной стороны внешнее ограждение проходит только вдоль ОРУ 220 кВ. Ближайшими объектами к ограждению являются линейные порталы. Между линейным порталом и ограждением проходит проезжая часть.

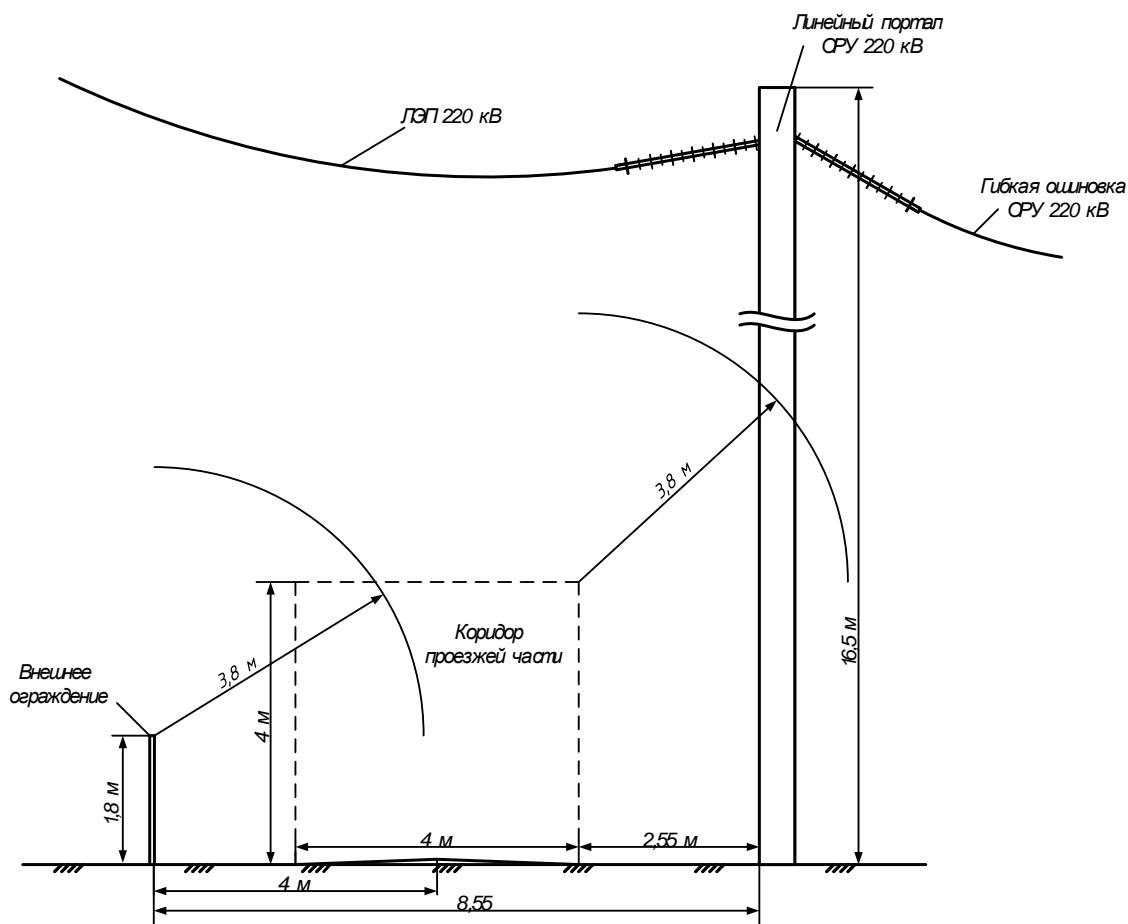


Рисунок 18 – Внешнее ограждение южной стороны

Высота линейного портала ОРУ 220 кВ равна 16,5 м, что на 5,5 м больше чем высота шинного портала (11 м) [4]. Исходя из выше сказанного можно сделать вывод о том, что токоведущие части удалены от южной части ограждения на достаточное расстояние. Поэтому удалённость ограждения от линейного портала принимаем равной 8,55 м.

Далее можно вычислить суммарную длину внешнего ограждения. Для этого к полезной площади подстанции следует добавить площадь, обусловленную расстоянием от электрооборудования до ограждения.

$$63 + 2,1 + 8,55 = 73,65 \text{ м}$$

$$47,4 + 8,55 + 8,55 = 64,5 \text{ м}$$

Общая длина ограждения находится следующим образом:

$$(73,65 + 64,5) \cdot 2 = 276,3 \text{ м}$$

Въезд на территорию подстанции Сухой Лог целесообразно расположить со стороны пункта управления. На ограждение устанавливаются таблички «Осторожно! Электрическое напряжение» и «Не подходить! Запретная зона».

12.2 Экологичность

Влияние линии электропередач на окружающую среду разнообразно. Вредное действие магнитного поля на живые организмы, и в первую очередь на человека, проявляется только при очень высоких напряженностях порядка (150-200) А/м, возникающих на расстоянии (1-1,5) м от проводов фаз воздушных линий.

При проектировании энергоустановок должны быть приняты меры для предотвращения загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом.

Маслоприемники, маслоотводы и маслосборники должны выполняться для силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице.

Габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора на 1,5 м, если масса масла в трансформаторе попадает в пределы от 10 до 50 т. При массе масла трансформатора более 20 т маслоприёмник выполняется в обязательном порядке с маслосборником и маслоотводом. Объем такого маслоприёмника должен быть рассчитан на вмещение всего масла трансформатора.

Маслоприёмник может быть заглублённым и незаглублённым. На маслоприёмник заглублённого типа устанавливают металлическую решётку, поверх которой насыпают слой гравия толщиной не менее 0,25 м. Уровень полного объема масла, находящегося в маслоприёмнике должен быть ниже уровня решётки на 0,05 м. Верхний уровень щебня должен быть не менее чем на 0,075 м ниже уровня окружающей планировки [3].

Для расчёта необходимо знать габариты и массу масла трансформатора, применённого на подстанции Сухой Лог, под который проектируется маслоприёмник. Эта информация приведена в таблице 20.

Таблица 20 – Характеристики трансформатора ТДН 10000/220

Длина А, м	Ширина В, м	Высота Н, м	Масса масла М, т
8,9	5,5	8,35	16,5

Габариты маслоприёмника, согласно ПУЭ находится следующим образом:

$$A_{mn} = A_m + 2\Delta \quad (121)$$

$$B_{mn} = B_m + 2\Delta \quad (122)$$

где A_{mn} и B_{mn} - соответственно длина, и ширина маслоприёмника, A_m и B_m - длина, и ширина трансформатора, Δ - величина выступа габаритов маслоприёмника за габариты трансформатора, определённая в ПУЭ.

$$A_{mn} = 8,9 + 2 \cdot 1,5 = 11,9 \text{ м}$$

$$B_{mn} = 5,5 + 2 \cdot 1,5 = 8,5 \text{ м}$$

Глубина маслоприёмника складывается из высоты слоя гравия, высоты слоя масла в полном объеме и дополнительных расстояний, оговоренного у ПУЭ. Высоту слоя гравия принимаем равной 0,25 м. Высоту слоя масла можно определяем через объем. Известно, что плотность трансформаторного масла равна 890 кг/м³. Объем масла найдём через его массу M_m :

$$V_m = \frac{M_m}{890} = \frac{16500}{890} = 18,54 \text{ м}^3 \quad (123)$$

Высоту слоя масла можно определить по следующей формуле:

$$h_m = \frac{V_m}{A_{mn} \cdot B_{mn}} = \frac{18,54}{11,9 \cdot 8,5} = 0,183 \text{ м} \quad (124)$$

Глубина маслоприёмника определяется по формуле (9) путём суммирования высоты слоя гравия, высоты слоя масла и дополнительных надбавок:

$$H_{mn} = h_{gp} + h_m + h_{доп} = 0,25 + 0,183 + (0,075 + 0,05) = 0,56 \text{ м} \quad (125)$$

Объём воды необходимой для тушения трансформатора вычисляется по формуле:

$$V_g = I_{nm} \cdot t \cdot (A_{mn} \cdot B_{mn} + S_{БПТ}) \quad (126)$$

где I_{nm} - коэффициент интенсивности пожаротушения, равен $0,2 \cdot 10^{-3}$ м³/м²·с, t - время тушения, равное 1800 с, $S_{БПТ}$ - площадь боковой поверхности трансформатора.

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A_m + B_m) \cdot H_m = 2 \cdot (8,9 + 5,5) \cdot 8,35 = 240,5 \text{ м}^2 \quad (127)$$

Объём воды для пожаротушения определяем по формуле:

$$V_g = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (11,9 \cdot 8,5 + 240,5) = 123 \text{ м}^3$$

Объём маслосборника находится как сумма объёмов воды и масла, умноженная на количество трансформаторов:

$$V_{\text{мл}} = 2 \cdot (V_{\text{м}} + V_{\text{г}} \cdot 0,8) \cdot 1,05 = 2 \cdot (18,54 + 123 \cdot 0,8) = 245,56 \text{ м}^3 \quad (128)$$

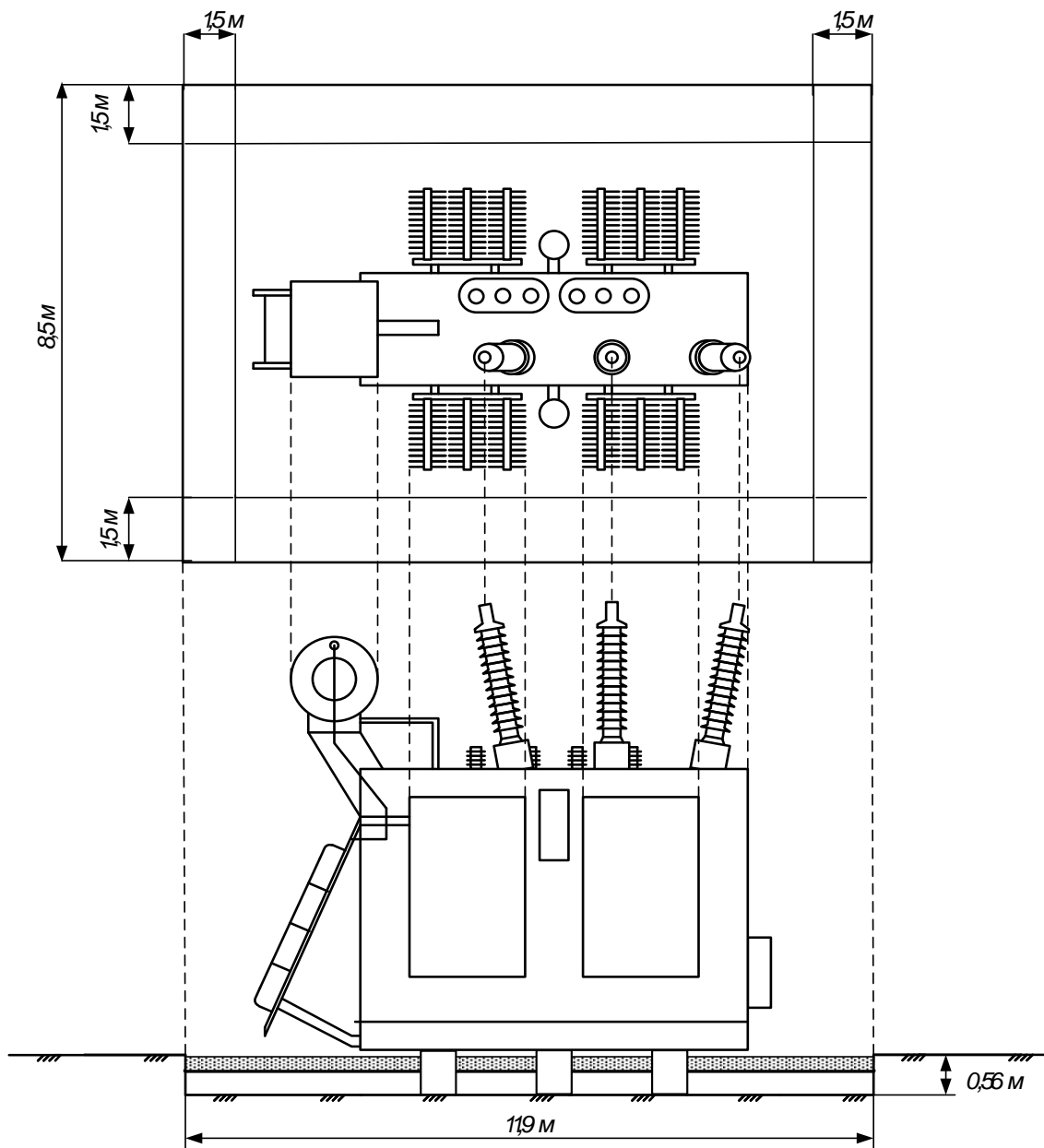


Рисунок 19 – Маслоприёмники силового трансформатора подстанции Сухой Лог

Маслоотвод может выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков. Основное условие, которое должно выполняться: маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние

от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч [3].

12.3 Чрезвычайные ситуации

Пожары могут возникать, преимущественно, через повреждение маслонаполненных вводов через пробой внутренней изоляции трансформаторов (выключателей, ТТ, ТН и тд.) которые сопровождаются взрывом вводов, или разрывом масляного бака в случае повреждения основной или обмоточной изоляции. А также пожары могут возникнуть из-за несоблюдения персоналом правил пожарной безопасности.

Меры пожарной безопасности, предпринятые в проекте: системы оповещения о пожаре сигнализации, системы аварийного освещения, системы и средства пожаротушения.

Системы сигнализации и аварийное освещение служат своевременного оповещения персонала о пожаре и обеспечения его эвакуации. Как на КС-5, так и в цехе сигнализация должна сопровождаться звуковым и световым сигналами. Аварийное освещение применяется для освещения и обозначения путей эвакуации в помещениях. Для определения количества первичных средств пожаротушения необходимо знать класс помещений и территорий по взрывопожарной и пожарной безопасности, класс пожаров, которые могут возникнуть, площадь помещения или территории.

Территория подстанции Сухой Лог отнесена к классу -3 по НПБ 105-95, как трансформаторная подстанция с содержанием горючего масла в единице оборудования более 60 кг [6]. В этом случае территория данной подстанции должна оснащаться первичными средствами защиты, так как её территория превышает 100 м² [1].

Класс пожаров, которые могут возникнуть на территории подстанции – пожары класса Е. Пожар класса Е – пожар, связанный с горением электроустановок [2].

На территории подстанции согласно нормам оснащения территорий, первичными средствами пожаротушения необходимо установить 1 пожарный щит типа ЩП-Е. В комплектацию щита входят:

- 1) Огнетушитель ручной порошковый с соотношением вместимости (л) и массы огнетушащего вещества 10/9;
- 2) Крюк с деревянной рукояткой;
- 3) Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик;
- 4) Асбестовое полотно;
- 5) Совковая лопата;
- 6) Ящик с песком;

Асбестовое полотно служит для тушения очагов возгорания по площади не более 50 % площади полотна. В щите ЩП-Е на подстанции Сухой Лог применено полотно увеличенных размеров 2х2 м, так как на территории подстанции размещены горючие жидкости. Полотно должно не реже одного раза в 3 месяца просушиваться и очищаться от пыли.

Ящики с песком, как правило, должны устанавливаться со щитами открытых площадках, где возможен розлив легковоспламеняющихся или горючих жидкостей. Исходя из того, что для территорий подстанции на каждые 1000 м² должно приходиться 0,5 м³ песка, в каждом из трёх ящиков на подстанции должно быть не менее 0,5 м³ песка. Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание осадков. [2].

На подстанции Сухой Лог так же должны предусматриваться системы тушения трансформаторов. Они представляют собой трубную обвязку непосредственно вокруг трансформатора, систему подводящего, питательного и распределительного трубопровода, пожарный резервуар.

На подстанции установлены два резервуара с водой противопожарного назначения, которые служат источниками воды для системы водного пожаротушения трансформаторов. Системы питательного и распределительного трубопровода являются сухотрубными. В них предусмотрена возможность визуального контроля наличия воды.

13 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

13.1 Расчет максимального режима

Расчитан максимальный режим в ПВК Rastr Win 3.

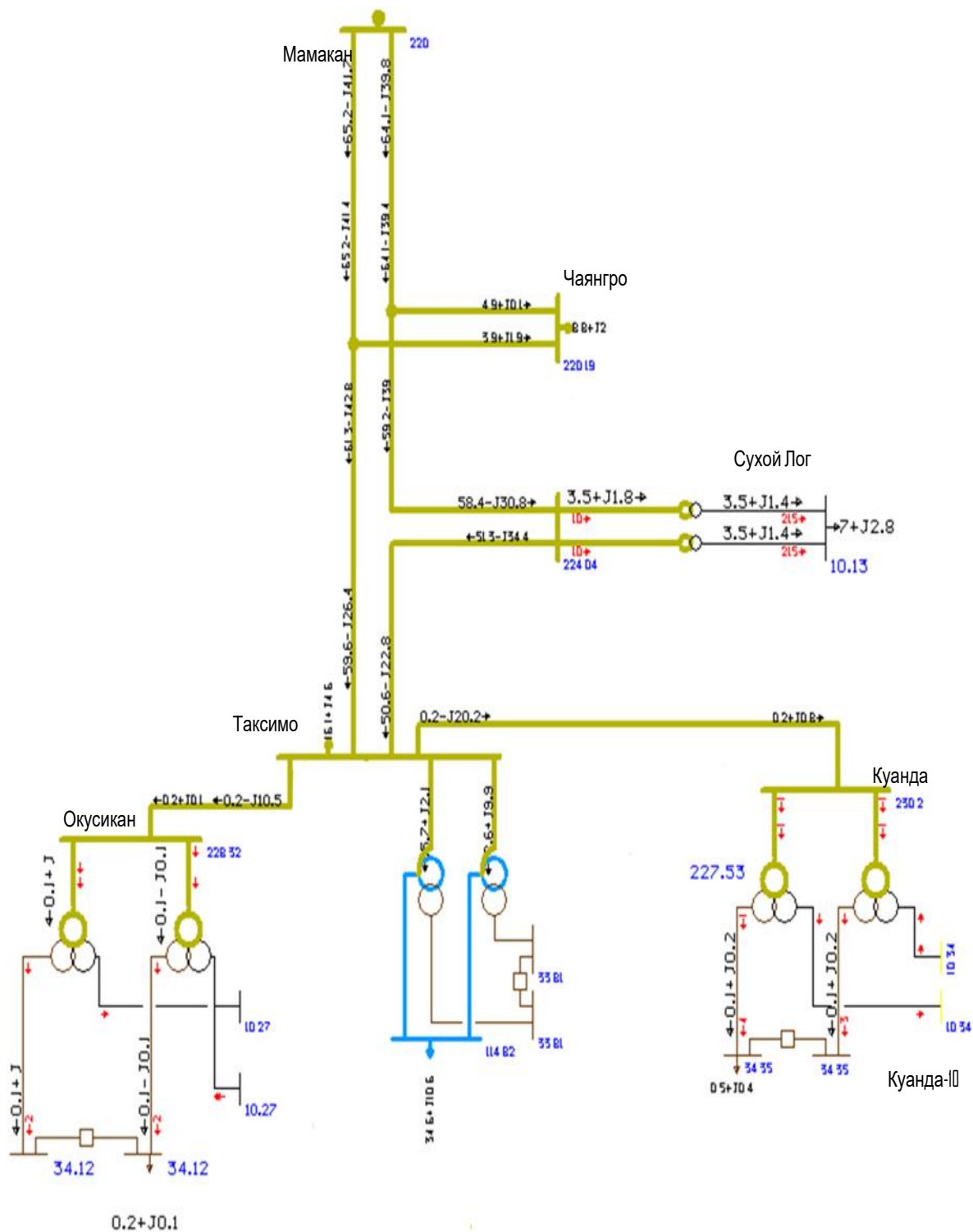


Рисунок 20 – Графика максимального режима в ПВК RastrWin3

Таблица 21 – Напряжения максимального режима

№	Тип	Название	U ном, кВ	Напряжение	
				V, кВ	Delta
1	Нагр	Сухой Лог	220	225.14	-22.63
2	Нагр	Сухой Лог НН	10	10.18	-23.25
3	База	Мамакан 220	220	220	-19.41
4	Нагр	Отп.1	220	220.27	-19.57
5	Нагр	Отп.2	220	220.25	-19.56
6	Нагр	Чаянгра	220	220.24	-19.57
7	Ген	Таксимо	220	230	-25.67
8	Нагр	Окусикан	220	230.69	-25.73
9	Нагр	Таксимо-1	35	34.35	-27.41
10	Нагр	Куанда-35!	35	35.02	-25.95
11	Нагр	Куанда-10	10	10.45	-25.95
12	Нагр	Таксимо.ср.т.	220	227.9	-27.39
13	Нагр	Таксимо.ср.	220	227.74	-27.42
14	Нагр	Таксимо 110	110	106.81	-27.43
15	Нагр	ТаксимоР-2	35	34.35	-27.41
16	Нагр	Куанда	220	232.59	-25.88
17	Нагр	Куанда.ср.т.	220	232.23	-25.95
18	Нагр	Окусикан.ср.т	220	230.58	-25.75
19	Нагр	Окусикан-35	35	34.77	-25.75
20	Нагр	Окусикан-10	10	10.38	-25.75
21	Нагр	Окусикан ср.т. Т-	220	230.58	-25.75
22	Нагр	Окусикан-35	35	34.77	-25.75
23	Нагр	Окусикан-10	10	10.38	-25.75
24	Нагр	Куанда	35	35.02	-25.95
25	Нагр	Куанда 10	10	10.45	-25.95
26	Нагр	Куанда.ср.т.	220	232.23	-25.95

13.2. Расчет минимального режима

Таблица 22 – Напряжения минимального режима

№	Тип	Название	U ном, кВ	Напряжение	
				V, кВ	Delta
1	2	3	4	5	6
1	Нагр	Сухой Лог	220	224.84	-23.98
2	Нагр	Сухой Лог НН	10	10.18	-24.46
3	База	Мамакан 220	220	220	-19.41
4	Нагр	Отп.1	220	220.15	-19.65
5	Нагр	Отп.2	220	220.19	-19.63
6	Нагр	Чаянгра	220	220.15	-19.65
7	Ген	Таксимо	220	228.91	-30.57
8	Нагр	Окусикан	220	230	-28.58

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6
9	Нагр	Таксимо-1	35	229.76	-28.69
10	Нагр	Куанда-35!	35	225.55	-32.23
11	Нагр	Куанда-10	10	34.01	-32.23
12	Нагр	Таксимо.ср.т.	220	230.68	-28.64
13	Нагр	Таксимо.ср.	220	105.8	-32.22
14	Нагр	Таксимо 110	110	34.51	-29.24
15	Нагр	ТаксимоР-2	35	35.01	-28.93
16	Нагр	Куанда	220	10.45	-28.94
17	Нагр	Куанда.ср.т.	220	228.89	-29.23
18	Нагр	Окусикан.ср.т	220	228.82	-29.24
19	Нагр	Окусикан-35	35	107.36	-29.24
20	Нагр	Окусикан-10	10	34.51	-29.24
21	Нагр	Окусикан ср.т. Т-	220	232.67	-28.8
22	Нагр	Окусикан-35	35	232.18	-28.94
23	Нагр	Окусикан-10	10	230.44	-28.69
24	Нагр	Куанда	35	34.75	-28.69
25	Нагр	Куанда 10	10	10.37	-28.69
26	Нагр	Куанда.ср.т.	220	228.89	-30.57

13.3 Расчет послеаварийного режима

Послеаварийный режим – это максимальный режим сети, когда часть элементов сети отключена, остальная часть находится в работе при пониженном напряжении источников питания.

Таблица 23 – Напряжения послеаварийного режима

№	Тип	Название	U ном, кВ	Напряжение	
				V, кВ	Delta
1	2	3	4	5	6
1	Нагр	Сухой Лог	220	224.08	-25.72
2	Нагр	Сухой Лог НН	10	10.14	-26.35
3	База	Мамакан 220	220	220	-19.41
4	Нагр	Отп.1.	220	220.12	-19.72
5	Нагр	Отп.2	220	220.14	-19.71
6	Нагр	Чаянгро	220	220.12	-19.72
8	Ген	Таксимо	220	230	-32.16
12	Нагр	Окусикан	220	230.68	-32.21

1	2	3	4	5	6
14	Нагр	Таксимо-1	35	34.35	-33.89
15	Нагр	Куанда-35!	35	34.99	-32.51
16	Нагр	Куанда-10	10	10.44	-32.51
17	Нагр	Таксимо.ср.т.	220	227.86	-33.88
18	Нагр	Таксимо.ср.	220	227.69	-33.9
19	Нагр	Таксимо 110	110	106.79	-33.92
20	Нагр	ТаксимоР-2	35	34.35	-33.89
21	Нагр	Куанда	220	232.64	-32.37
22	Нагр	Куанда.ср.т.	220	232.04	-32.51
23	Нагр	Окусикан.срт	220	230.44	-32.27
24	Нагр	Окусикан -35	35	34.75	-32.27
25	Нагр	Окусикан -10	10	10.37	-32.27
27	Нагр	Окусикан ср.т. Т-	220	230.44	-32.27
28	Нагр	Окусикан -35	35	34.75	-32.27
29	Нагр	Окусикан -10	10	10.37	-32.27
30	Нагр	Куанда	35	34.99	-32.51
31	Нагр	Куанда 10	10	10.44	-32.51
32	Нагр	Куанда.ср.т.	220	232.03	-32.51

Все параметры находятся в пределах нормы, поэтому дополнительных мероприятий для улучшения режима не требуется.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована электрическая сеть, выбран наиболее подходящий вариант развития электрической сети и выбрано оборудование. В части безопасности и экологичности проведен анализ основных опасных факторов, воздействующих на окружающую среду.

Проект является экономически целесообразным и имеет небольшие капиталовложения, издержки и себестоимость. Исходя из режима, следует, что потери электрической энергии будут незначительны, если такую сеть подключить к уже существующей энергосистеме.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб. пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.

2 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – 8-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.,

3 Правила устройства электроустановок/ 7-е изд. М.: , 2012 <http://ukrelektrik.com>

4 Электротехнический справочник. Том 3. Производство, передача и распределение электрической энергии [Электронный ресурс]/ — Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2009.— 964 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/33158.html>.— ЭБС «IPRbooks»

5 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М. ЭНАС, 2012. – 376 с.

6 Электрические системы. Электрические сети. : Учеб. для электроэнерг. спец. вузов/ ред. В. А. Веников. -2-е изд., прераб. и доп.. -М.: Высш. шк., 1998. - 512 с.

7 Козлов А. Н., Ротачев Ю. А. Релейная защита и автоматика: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006 – 119 с.

8 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. -М.: Издательство НЦЭНАС, 2001.-192с.

9 Техническая информация ТЗК, ТЗКР и ТЗКЭП 6 и 10 кВ URL: <http://moselectro.ru/production/tokoprovody/zakritye/> (дата обращения: 19.04.2017).

10 Изоляторы опорные полимерные URL: <http://energy-21.ru/katalog/izoljatory-opornye-polimernye/osk-6-10-v02-1-ukhl-1/> (дата обращения: 19.04.2017).

11 Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Электрическая часть станций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006 – 169 с.

12 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

13 СанПиН 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах

14 РД 153-34.3-35.125-99 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. – М.: 2001. – 227 с.

15 ППБ 01-03: Определение необходимого количества первичных средств пожаротушения. / Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий. – М.: 2003. – 54 с.

16 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2002. – 488 с.

17 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: 2001. – 150 с.

18 Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. – 4-е изд.- М: НЦ ЭНАС, 2012. – 376 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет в ПВК Mathcad 15

$$P_{\max\text{СЛ}} := 7.03 \quad Q_{\max\text{СЛ}} := 7.03 \cdot 0.4 = 2.812$$

$$P_{\max\text{T}} := 31.6 \quad Q_{\max\text{T}} := 8.1$$

$$P_{\max\text{K}} := 0.5 \quad Q_{\max\text{K}} := 0.4$$

$$P_{\max\text{O}} := 0.2 \quad Q_{\max\text{O}} := 0.1$$

$$P_{\text{срСЛ}} := \frac{P_{\max\text{СЛ}}}{1.2} = 5.858 \quad Q_{\text{срСЛ}} := \frac{Q_{\max\text{СЛ}}}{1.2} = 2.343$$

$$P_{\text{эфСЛ}} := P_{\text{срСЛ}} \cdot 1.17 = 6.854$$

$$S_{\max} := \sqrt{P_{\max\text{СЛ}}^2 + Q_{\max\text{СЛ}}^2} = 7.572$$

Выбор трансформаторов

$$K_3 := 0.7$$

$$n_{\text{T}} := 2$$

$$S_{\text{расч.тр}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срСЛ}}^2 + Q_{\text{срСЛ}}^2}}{K_3 \cdot n_{\text{T}}} = 4.507$$

$$K_{\text{зн}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срСЛ}}^2 + Q_{\text{срСЛ}}^2}}{n_{\text{T}} \cdot 10} = 0.315$$

Экономический расчет

$$K_{\text{инф}} := 3.92$$

$$K_{\text{тр1}} := 10000 \cdot 2$$

$$K_{\text{ору}} := 48000$$

$$K_{\text{пост1}} := 17160 = 1.716 \times 10^4$$

$$K_{\text{пс1}} := (K_{\text{тр1}} + K_{\text{пост1}} + K_{\text{ору}}) \cdot 1.5 \cdot K_{\text{инф}} = 5.007 \times 10^5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$K_{\text{ВЛ}} := 2120 \cdot 8 = 1.696 \times 10^4$$

$$K_{1\text{ВЛЗЕМ}} := 115 \cdot 7 \cdot 8 K_{\text{инф}} = 2.524 \times 10^4$$

$$K_{\text{ВЛ1}} := K_{\text{ВЛ}} + K_{1\text{ВЛЗЕМ}} = 4.22 \times 10^4$$

$$K_1 := K_{\text{ВЛ1}} + K_{\text{пс1}} = 5.429 \times 10^5$$

Издержки

$$T_{\text{СЛВЛ}} := 8 \cdot 8760 = 7.008 \times 10^4$$

$$T_{\text{СЛТР}} := 2 \cdot 8760 = 1.752 \times 10^4$$

$$T_{\text{СЛВЫК}} := 3 \cdot 8760 = 2.628 \times 10^4$$

$$I_{\text{АМ1}} := \left(\frac{K_{\text{ВЛ1}}}{T_{\text{СЛВЛ}}} + \frac{K_{\text{Тр1}}}{T_{\text{СЛТР}}} \right) \cdot K_{\text{инф}} = 6.836$$

$$I_{\text{Э.Р.1}} := 0.059 \cdot K_{\text{пс1}} + 0.008 \cdot K_{\text{ВЛ1}} = 2.988 \times 10^4$$

$$T_{\text{ГОД}} := 8760 \quad U_{\text{НОМ}} := 220$$

$$R_{300} := 0.12$$

$$W_{\text{ВЛ}} := \frac{P_{\text{эфСЛ}}^2 + Q_{\text{maxСЛ}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{300} \cdot T_{\text{ГОД}} = 1.192$$

$$P_{\text{к}} := 105 \quad P_{\text{х}} := 28$$

$$R_{\text{Т}} := \frac{(U_{\text{НОМ}}^2 \cdot P_{\text{к}} \cdot 1000)}{10000^2} = 50.82$$

$$W_{\text{ТРА1}} := \frac{P_{\text{эфСЛ}}^2 + Q_{\text{maxСЛ}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 2} \cdot R_{\text{Т}} \cdot T_{\text{ГОД}} + 2 \cdot P_{\text{х}} \cdot T_{\text{ГОД}} = 4.908 \times 10^5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$W_{\text{ТР}} := W_{\text{ТРА1}} = 4.908 \times 10^5$$

$$P_{\text{сред}} := 0.08$$

$$W_{\text{КОР}} := 8 \cdot P_{\text{сред}} \cdot \frac{120}{300} = 0.256$$

$$W := W_{\text{КОР}} + W_{\text{ТР}} + W_{\text{ВЛ}} = 4.908 \times 10^5$$

$$I_{W1} := \frac{W}{10} \cdot 2.25 = 1.104 \times 10^5$$

$$I_1 := I_{W1} + I_{\text{АМ1}} + I_{\text{Э.Р.1}} = 1.403 \times 10^5$$

$$E := 0.1$$

$$3_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 1.946 \times 10^5$$

$$3_2 := 2.36344 \times 10^5$$

$$E = 0.1 \quad E_{\text{нд}} := 0.1 \quad I_{1\Gamma} := 0$$

$$K_{1\Gamma} := K_1 \cdot 0.2 = 1.086 \times 10^5 \quad I_{320\Gamma} := I_1$$

$$K_{2\Gamma} := K_1 \cdot 0.5 = 2.715 \times 10^5 \quad K_{320\Gamma} := 0$$

$$K_{2r} := K_1 \cdot 0.3 = 1.629 \times 10^5$$

$$3_{\text{диск1}} := (K_{1\Gamma} + I_{1\Gamma}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-1} = 9.872 \times 10^4$$

$$3_{\text{диск2}} := (K_{2\Gamma} + I_{1\Gamma}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-2} = 2.244 \times 10^5$$

$$3_{\text{диск3}} := (K_{3\Gamma} + I_{1\Gamma}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-3} = 1.224 \times 10^5$$

$$3_{\text{диск4}} := (K_{320\Gamma} + I_{320\Gamma}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-4} = 9.584 \times 10^4$$

$$3_{\text{диск5}} := (K_{320\Gamma} + I_{320\Gamma}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-5} = 8.713 \times 10^4$$

$$3_{\text{диск6}} := (K_{320\Gamma} + I_{320\Gamma}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-6} = 7.921 \times 10^4$$

$$3_{\text{диск7}} := (K_{320\Gamma} + I_{320\Gamma}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-7} = 7.201 \times 10^4$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$З_{\text{диск8}} := (K_{320Г} + И_{320Г}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-8} = 6.546 \times 10^4$$

$$З_{\text{диск9}} := (K_{320Г} + И_{320Г}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-9} = 5.951 \times 10^4$$

$$З_{\text{диск10}} := (K_{320Г} + И_{320Г}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-10} = 5.41 \times 10^4$$

$$З_{\text{диск11}} := (K_{320Г} + И_{320Г}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-11} = 4.918 \times 10^4$$

$$З_{\text{диск12}} := (K_{320Г} + И_{320Г}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-12} = 4.471 \times 10^4$$

$$З_{\text{диск13}} := (K_{320Г} + И_{320Г}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-13} = 4.065 \times 10^4$$

$$З_{\text{диск14}} := (K_{320Г} + И_{320Г}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-14} = 3.695 \times 10^4$$

$$З_{\text{диск15}} := (K_{320Г} + И_{320Г}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-15} = 3.359 \times 10^4$$

$$З_{\text{диск16}} := (K_{320Г} + И_{320Г}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-16} = 3.054 \times 10^4$$

$$З_{\text{диск17}} := (K_{320Г} + И_{320Г}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-17} = 2.776 \times 10^4$$

$$З_{\text{диск18}} := (K_{320Г} + И_{320Г}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-18} = 2.524 \times 10^4$$

$$З_{\text{диск19}} := (K_{320Г} + И_{320Г}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-19} = 2.294 \times 10^4$$

$$З_{\text{диск20}} := (K_{320Г} + И_{320Г}) \cdot (1 + E_{\text{нд}})^{-20} = 2.086 \times 10^4$$

$$З_{\text{диск110}} := З_{\text{диск1}} + З_{\text{диск2}} + З_{\text{диск3}} + З_{\text{диск4}} + З_{\text{диск5}} + З_{\text{диск6}} + З_{\text{диск7}} + З_{\text{диск8}} + З_{\text{диск9}} \dots \\ + З_{\text{диск10}}$$

$$З_{\text{диск1120}} := З_{\text{диск11}} + З_{\text{диск12}} + З_{\text{диск13}} + З_{\text{диск14}} + З_{\text{диск15}} + З_{\text{диск16}} + З_{\text{диск17}} + З_{\text{диск18}} + \dots$$

$$З_{\text{диск}} := З_{\text{диск110}} + З_{\text{диск1120}} = 1.291 \times 10^6$$

$$P_{\text{ср}} := (P_{\text{срСЛ}})$$

$$P_{\text{срл}} := P_{\text{срСЛ}} \cdot 0.85$$

$$W_{\text{эн}} := (P_{\text{ср}}) \cdot 275 \cdot 24 + (P_{\text{срл}}) \cdot 90 \cdot 24 = 4.942 \times 10^4$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$T_{\text{пер}} := 3.57 \quad H_1 := 0 \quad O_{\text{pt1}} := 0$$

$$O_{\text{pt320}} := W_{\text{эн}} \cdot T_{\text{пер}} = 1.764 \times 10^5$$

$$\mathcal{O}_1 := O_{\text{pt1}} - I_{1\Gamma} - K_{1\Gamma} - H_1 = -1.086 \times 10^5$$

$$H_{320} := 0.2(O_{\text{pt320}} - I_{320\Gamma}) = 7.222 \times 10^3$$

$$\mathcal{O}_2 := O_{\text{pt1}} - I_{1\Gamma} - K_{2\Gamma} - H_1 = -2.715 \times 10^5$$

$$\mathcal{O}_3 := O_{\text{pt1}} - I_{1\Gamma} - K_{3\Gamma} - H_1 = -1.629 \times 10^5$$

$$\mathcal{O}_4 := O_{\text{pt320}} - I_{320\Gamma} - K_{320\Gamma} - H_{320} = 2.889 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_1 := \mathcal{O}_1 \cdot \frac{1}{(1+E)^1} = -9.872 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \mathcal{O}_4 \cdot \frac{1}{(1+E)^{10}} = 1.114 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_2 := \mathcal{O}_2 \cdot \frac{1}{(1+E)^2} = -2.244 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \mathcal{O}_4 \cdot \frac{1}{(1+E)^{11}} = 1.013 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_3 := \mathcal{O}_3 \cdot \frac{1}{(1+E)^3} = -1.224 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \mathcal{O}_4 \cdot \frac{1}{(1+E)^{12}} = 9.205 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_4 := \mathcal{O}_4 \cdot \frac{1}{(1+E)^4} = 1.973 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{13} := \mathcal{O}_4 \cdot \frac{1}{(1+E)^{13}} = 8.368 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_5 := \mathcal{O}_4 \cdot \frac{1}{(1+E)^5} = 1.794 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{14} := \mathcal{O}_4 \cdot \frac{1}{(1+E)^{14}} = 7.607 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_6 := \mathcal{O}_4 \cdot \frac{1}{(1+E)^6} = 1.631 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{20} := \mathcal{O}_4 \cdot \frac{1}{(1+E)^{20}} = 4.294 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_7 := \mathcal{O}_4 \cdot \frac{1}{(1+E)^7} = 1.482 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{15} := \mathcal{O}_4 \cdot \frac{1}{(1+E)^{15}} = 6.916 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_8 := \mathcal{O}_4 \cdot \frac{1}{(1+E)^8} = 1.348 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{16} := \mathcal{O}_4 \cdot \frac{1}{(1+E)^{16}} = 6.287 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_9 := \mathcal{O}_4 \cdot \frac{1}{(1+E)^9} = 1.225 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{17} := \mathcal{O}_4 \cdot \frac{1}{(1+E)^{17}} = 5.716 \times 10^3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$\text{ЧДД}_{18} := \vartheta_4 \cdot \frac{1}{(1 + E)^{18}} = 5.196 \times 10^3 \quad \text{ЧДД}_{19} := \vartheta_4 \cdot \frac{1}{(1 + E)^{19}} = 4.724 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{с19} := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = -3.509 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{1018} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} \dots = 7.056 \times 10^4 \\ + \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18}$$

$$\text{ЧДД}_{1920} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20}$$

$$\text{ЧДД} := \text{ЧДД}_{с19} + \text{ЧДД}_{1018} + \text{ЧДД}_{1920} = -2.713 \times 10^5$$

$$T_{\text{ок}} := \frac{K_1}{O_{\text{pt320}} - I_1 - H_{320} + I_{\text{AM1}}} = 18.79$$

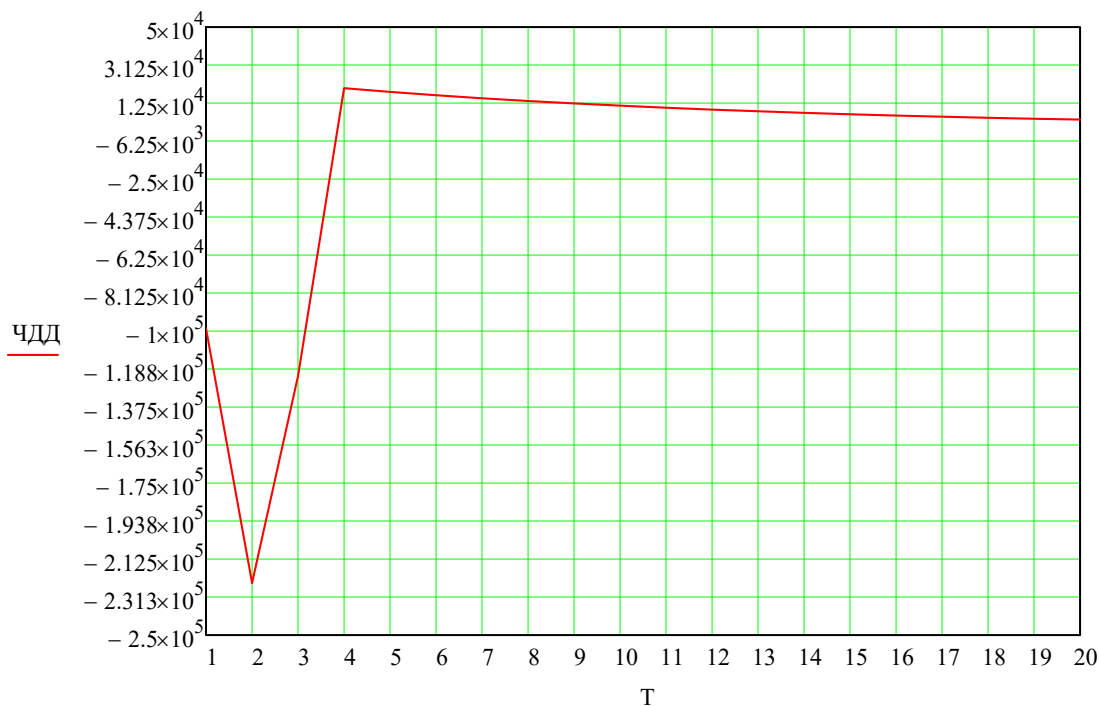
$$W_{\text{ЭН}} = 4.942 \times 10^4$$

$$O_{\text{pt320}} - I_1 - H_{320} = 2.889 \times 10^4$$

$$C := \frac{I_1}{W_{\text{ЭН}}} = 2.839$$

ЧДД :=	ЧДД ₁	1
	ЧДД ₂	2
	ЧДД ₃	3
	ЧДД ₄	4
	ЧДД ₅	5
	ЧДД ₆	6
	ЧДД ₇	7
	ЧДД ₈	8
	ЧДД ₉	9
	ЧДД ₁₀	10
	ЧДД ₁₁	11
	ЧДД ₁₂	12
	ЧДД ₁₃	13
	ЧДД ₁₄	14
	ЧДД ₁₅	15
	ЧДД ₁₆	16
	ЧДД ₁₇	17
	ЧДД ₁₈	18
	ЧДД ₁₉	19
	ЧДД ₂₀	20

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А



Выбор и проверка электрических аппаратов

Исходные данные

$$U_{\text{вн}} := 220 \quad P_{\text{maxKC5}} := 7.03 \quad Q_{\text{maxKC5}} := 7.03 \cdot 0.4 = 2.812$$

$$U_{\text{нн}} := 10 \quad S_{\text{нн}} := \sqrt{(P_{\text{maxKC5}}^2 + Q_{\text{maxKC5}}^2)} = 7.572$$

$$n_{\text{тр}} := 2$$

$$S_{\text{тран}} := 10$$

$$I_{\text{по1}} := 3046$$

$$I_{\text{по2}} := 14801$$

$$i_{\text{а0к1}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{по1}} = 4.308 \times 10^3$$

$$P_{\text{maxij}} = 38+33.6+15.7+12.9+9.5+8.8+0.5+0.2=126,23 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{нескij}} = 10.6+9.8+4.3+3.8+7.6+2.0+0.4+0.1+2,84=41,43 \text{ Мвар}$$

$$I_{\text{maxij}} = \frac{\sqrt{126,23^2 + 41,43^2}}{220 \cdot \sqrt{3}} = 0,348 \text{ кА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$i_{a0k2} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{по2}} = 2.093 \times 10^4$$

$$T_{a1} := 0.04$$

$$T_{a2} := 0.03$$

$$I_{\text{max.}} := 0.348$$

$$i_{at1} := i_{a0k1} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a1}}} = 3.355 \times 10^3$$

$$i_{at2} := i_{a0k2} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a2}}} = 1.5 \times 10^4$$

$$K_{\text{удк1}} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a1}}} = 1.779$$

$$K_{\text{удк2}} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a2}}} = 1.717$$

$$i_{\text{удк1}} := \sqrt{2} \cdot (I_{\text{по1}}) \cdot K_{\text{удк1}} = 7.663 \times 10^3$$

$$i_{\text{удк2}} := \sqrt{2} \cdot (I_{\text{по2}}) \cdot K_{\text{удк2}} = 3.593 \times 10^4$$

ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

ВН

$$I_{\text{max.}} = 0.348$$

НН

$$I_{\text{max.1}} := \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = 0.437$$

$$I_{\text{max.2}} := \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2} = 0.219$$

ВВЭ-10-31,5/1000У3 НН Q11-23

$$I_{\text{ном}} := 1 \quad I_{\text{max.1}} = 0.437$$

$$I_{\text{вкл}} := 80 \quad I_{\text{по2}} = 1.48 \times 10^4$$

$$i_{\text{пр.скв}} := 80 \quad i_{\text{удк2}} = 3.593 \times 10^4$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$I_{\text{терм}} = 31.5$$

$$31.5^2 \cdot 3 = 2.977 \times 10^3$$

$$I_{\text{откл}} := 31.5$$

$$B_{k2} := I_{\text{по2}}^2 \cdot (0.75 + T_{a2}) = 1.709 \times 10^8$$

$$i_{\text{анорм}} := \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot I_{\text{откл}} = 17.819$$

$$\frac{(B_{k2} \cdot 1000)^{0.5}}{90} = 4.593 \times 10$$

ВГТ-УЭТМ®-

220-40/3150У1

$$I_{\text{max}} = 0.348$$

$$I_{\text{ном}} := 3.15$$

$$I_{\text{по1}} = 3.046 \times 10^3$$

$$I_{\text{ном}} := 40$$

$$i_{\text{ат1}} = 3.355 \times 10^3$$

$$i_{\text{аном}} := \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot I_{\text{откл}} = 22.627$$

$$i_{\text{влк1}} = 7.663 \times 10^3$$

$$i_{\text{пр.кв}} := 102$$

$$B_{k1} := \left(\frac{I_{\text{по1}}}{1000} \right)^2 \cdot 3 = 27.834$$

$$40^2 \cdot 3 = 4.8 \times 10^3$$

Потребители СН

Для расчёта реактивной мощности принимаем для двигательной нагрузки

$$\text{tg}\varphi_{\text{эд}} := 0.61$$

Мощность охлаждающей установки трансформатора (ТДН 10000/220)

$$P_{\text{снг}} := 3 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{\text{снг}} := P_{\text{снг}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{эд}} = 1.83 \quad \text{кВар}$$

$$= 9.587 \times 10^5$$

$$3_{\text{диск19}} + 3_{\text{диск20}}$$

10^5

)³