


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

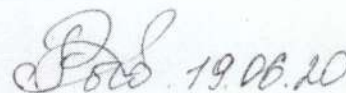
И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
«30» 06 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

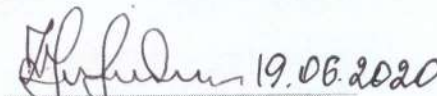
на тему: Развитие электрических сетей 110 – 220 кВ Приморского края для технологического присоединения АО «Находкинский морской торговый порт»

Исполнитель
студент группы 642-062


19.06.20
подпись, дата

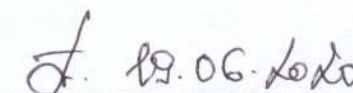
С.В. Рыбина

Руководитель
профессор,
канд.техн.наук


19.06.2020
подпись, дата

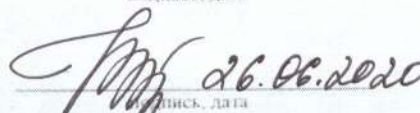
Ю.В. Мясоёдов

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


19.06.2020
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


26.06.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

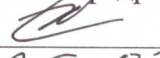
Благовещенск 2020

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


« 25 » 03 2020 г. Н.В. Савина

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Рыбиной Светланы Владимировны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей 110 – 220 кВ Приморского края для технологического присоединения АО «Находкинский морской торговый порт»

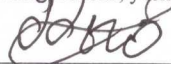
(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 20.06.2020
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература; ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ и ПТБ
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Разработка вариантов подключения ПС. 3. Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов. 4. Расчет токов короткого замыкания. 5. Выбор электрических аппаратов. 6. Защита трансформатора. 7. Разработка заземления и молниезащиты ПС. 8. Безопасность и экологичность
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Однолинейная электрическая схема сети. 2. Варианты подключения ПС. 3. Расчет нормальных и послеаварийных режимов для двух конфигураций сети. 4. Подробная однолинейная схема проектируемой ПС. 5. Релейная защита трансформатора. 6. Молниезащита ПС
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность - А.Б. Булгаков
7. Дата выдачи задания 24.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ю.В. Мясоедов, профессор, к.т.н.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):

(подпись студента)

 1.04.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 162 с., 9 рисунков, 123 формулы, 21 источник, 3 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РАСЧЕТ РЕЖИМА, ПРОГНОЗ НАГРУЗОК, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.

В представленной выпускной квалификационной работе были предложены варианты развития электрической сети Приморского края напряжением 110-220 кВ и выбран наиболее оптимальный в связи с технологическом присоединением к данной сети потребителя АО «Находкинский морской торговый порт». Произведен перевод подстанции «Порт» на более высокий класс напряжения, выбрано оборудование, рассчитана релейная защита трансформатора на ПС Порт, а также произведена разработка молниезащиты и заземления. Для выбора основного электрооборудования рассчитаны токи короткого замыкания. Был проведен анализ аварийных и послеаварийных режимов проектируемой электрической сети.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были использованы программно-вычислительные комплексы RastrWin3, Mathcad15, Microsoft Visio, Microsoft Excel.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, сокращения, обозначения	6
Введение	7
1 Анализ электрической сети 110-220 кВ Приморского края	9
1.1. Климатическая характеристика района проектирования	9
1.2. Характеристика источников питания района проектирования	11
1.3 Анализ существующих режимов	13
2 Разработка вариантов подключения подстанции	24
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	24
2.2 Разработка вариантов конфигурации подключения ПС	29
2.3 Выбор типов схем РУ на подстанции	31
2.4 Выбор номинального напряжения	31
2.5 Компенсация реактивной мощности	32
2.6 Выбор сечения линий электропередачи	34
2.7 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов указанной ПС	35
3 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети 110-220 кВ Приморского края	38
3.1 Анализ вариантов реконструкции электрической сети	38
3.2 Подготовка исходных данных	40
3.3 Расчет нормальных режимов и их анализ	40
3.4 Расчет послеаварийных режимов и их анализ	49
3.5 Сравнительный анализ режимов 2 вариантов конфигурации сети и выбор наилучшего варианта	59
4 Расчет токов короткого замыкания	68
4.1 Расчет индуктивных сопротивлений для расчета тока трехфазного КЗ	69
4.2 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3	71
5 Выбор оборудования на ПС «Порт»	75
5.1 Конструктивное исполнение ПС	75
5.2 Выбор и проверка выключателей	75

5.3	Выбор и проверка разъединителей	80
5.4.	Выбор и проверка ошиновки и изоляторов	81
5.5	Выбор и проверка трансформаторов тока	87
5.6	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	93
5.7	Выбор КРУ	95
5.8	Выбор высокочастотных заградителей	98
6	Разработка заземления и молниезащиты ПС «Порт»	100
6.1	Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления	100
6.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	104
6.3	Выбор и проверка ОПН	106
7	Релейная защита, автоматика и сигнализация	113
7.1	Защита трансформатора	114
7.1.1	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	115
7.1.2	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	116
7.1.3	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	120
7.1.4	Выбор уставок МТЗ	121
7.1.5	Автоматика на подстанции Порт	122
7.1.6	Сигнализация Подстанции Порт	124
8	Безопасность и экологичность	125
8.1	Безопасность	125
8.2	Экологичность	127
8.3	Черезвычайная ситуация	132
	Заключение	135
	Библиографический список	136
	Приложение А Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15	138
	Приложение Б Техничко-экономический расчет в ПВК MathCad 15	143
	Приложение Г Расчет молниезащиты в ПВК MathCad 15	160

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный ;

ОЭС – Объединенная энергетическая система;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс ;

ПС – подстанция;

ВН – высокое напряжение;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

УШР – управляемый шунтирующий реактор;

ПУМ– прямой удар молнии;

ВВЕДЕНИЕ

Потенциал экономического развития Приморского края сегодня чрезвычайно высок. Растущая потребность стран АТР в топливно-энергетических ресурсах, а также наличие в Приморском крае соответствующих природно-ресурсных и производственных возможностей делает необходимым и обоснованным развитие портовых мощностей, транспортной и энергетической инфраструктуры края.

Основными целями развития электроэнергетики Приморского края на данный момент являются: развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую и тепловую энергию (мощность), формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики, разработка дополнительных предложений по обеспечению спроса на электрическую энергию (мощность) нагрузок (подтвержденных заявками на технологическое присоединение).

Поэтому, для написания выпускной квалификационной работы принята тема: «Развитие электрических сетей 110-220 кВ Приморского края для технологического присоединения АО «Находкинский морской торговый порт».

Исходя из того, что потребитель является одним из потенциально перспективных объектов экономического развития края, мы делаем вывод, что данная тема актуальна.

Цель работы – разработать вариант для подключения потребителя к сети более высокого класса напряжения.

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

1. Анализ вариантов развития электрической сети и выбор наиболее оптимального;
2. Расчет нормальных и послеаварийных режимов сети после подключения ПС;

3. Реконструкция существующей ПС в связи с увеличением мощностей.

Для этого необходимо произвести:

- 1) Выбор схемы распределительного устройства;
 - 2) Выбор оборудования;
 - 3) Разработку заземления и молниезащиты.
4. Описание релейной защиты трансформатора

1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-220 кВ ПРИМОРСКОГО КРАЯ

1.1 Климатическая характеристика и характеристика рельефа района проектирования

Климат Приморского края умеренный муссонный. Зима сухая и холодная с ясной погодой. Весна достаточно долгая, холодная, с резкими перепадами температуры. Лето тёплое и влажное, на летний период приходится максимальное количество осадков. Осень, в основном, тёплая, сухая, с ясной погодой. Летом преобладают южные ветра с Тихого океана, а зимой северные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов. Основная особенность края – летом обильные осадки и туман. Лето — время тайфунов, эти тропические циклоны повторяются каждый год, нанося порой огромный ущерб инфраструктуре края и сельскому хозяйству.

Средняя годовая температура от $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$ в северной части Сихотэ-Алиня до $+7\text{ }^{\circ}\text{C}$ на побережье Хасанского района, в Находке и её окрестностях. Средняя температура августа $+17\dots+22\text{ }^{\circ}\text{C}$

По годовому количеству осадков Приморский край мало чем отличается от большинства других областей России. Однако в некоторые времена колебание годовых сумм осадков по краю происходит в достаточно больших пределах. Так, на восточном побережье края наибольшее количество осадков за год может достигать 800 мм, а наименьшее - 300 мм; в центральных горно-долинных районах - соответственно 1000 и 400 мм; на Приханкайской равнине - 800 и 380 мм; на южном побережье края - 1200 и 450 мм. Таким образом, наряду с чрезвычайно дождливыми в Приморском крае бывают и засушливые годы [9].

Рассматриваемая сеть находится на юге Приморского края в Находкинском городском округе.

Находкинский городской округ-муниципальное образование на юге приморского края России, образованное в границах административно-территориальной единицы краевого подчинения Находка.

Площадь территории составляет 360,7 км². Протяжённость береговой полосы — 199,8 км.

Городской округ граничит с Партизанским муниципальным районом.

Населённые пункты городского округа отделены от города Находки территорией Партизанского муниципального района. Прибрежные территории городского округа омывают воды заливов Находка, Восток и Стрелок.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	IV(15 мм)
Район по ветру	V
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	25
Нормативный скоростной напор ветра, Па	1000(40 м/с)
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 10 до 20
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	+6
Минимальная, °С	-27
Максимальная, °С	+37

По характеру рельефа в Приморском крае в основном преобладают горы. Лишь около двадцати процентов его территории приходится на низменные межгорные впадины и долины рек. Самая большая низина - Уссурийско-Ханкайская. Она полукругом окружает с юга озеро Ханку и длинным языком уходит на север по долине реки Усури.

Почти вся оставшаяся территория Приморья занята хребтами горной страны Сихотэ-Алинь, северные отроги которых уходят далеко на территорию Хабаровского края, к устью Амура. Общее простирание хребтов совпадает с направлением береговой линии Японского моря.

Находкинская агломерация расположилась на берегу Японского моря, заливов Находка и Восток, а также на южной оконечности хребта Сихотэ-Алинь, представленной южной частью хребтов Партизанского и Ливадийского с отметками от 300 метров и выше[9].

1.2 Характеристика источников питания района проектирования

Энергетическая система (ЭС) Приморского края работает в структуре Объединенной энергетической системы (ОЭС) Востока, в состав которой помимо энергосистемы Приморского края входят энергосистема Амурской области, энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области и ЮжноЯкутского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия).

В энергосистему Приморского края включены: филиалы АО «Дальневосточная генерирующая компания» (ДГК) — «Приморская генерация», филиал ПАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ФСК ЕЭС) — «Приморское предприятие магистральных сетей», филиал АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (СО ЕЭС) — «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Приморского края», филиал АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (ДРСК) — «Приморские электрические сети», филиал ПАО «Дальневосточная энергетическая компания» (ДЭК) — «Дальэнергосбыт», АО «Дальневосточная энергоуправляющая компания».

Приморские электрические сети территориально делятся на 4 района: Северные, Западные, Центральные и Южные. Рассматриваемая сеть относится к территории Южных электрических сетей.

Основные источники питания Приморских южных электрических сетей (ШОЭС): Артемовская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ, Приморская ГРЭС, Партизанская ГРЭС. Поставка электрической энергии происходит по сети 500 кВ от Амурской энергосистемы, распределение электроэнергии потребителям осуществляется по сетям 6-10-35-110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» и сетей 220кВ ПАО «ФСК ЕЭС».

Артёмовская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 400 МВт, тепловая мощность — 297 Гкал/час. Станция работает по тепловому графику с конденсационной догрузкой в летний период. Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5500-6000 ч. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве топлива используются каменные и бурые угли месторождений Приморского края и угли других регионов. Основное оборудование станции содержит 4 турбоагрегата мощностью по 100 МВт.

Владивостокская ТЭЦ-2 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 497 МВт, тепловая мощность — 1051 Гкал/час. Тепловая схема станции реализована с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве топлива применяется в основном (на 10 котлоагрегатах) природный газ сахалинских месторождений, и в меньшей мере (на четырёх котлоагрегатах) — бурый уголь Павловского разреза.

Приморская ГРЭС представляют собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 1467 МВт, тепловая мощность —

237 Гкал/час. Станция работает по конденсационному графику с попутной выработкой тепла. Проектное топливо — бурый уголь марки 1 БР Бикинского бурогоугольного месторождения, фактически кроме него также используются угли других месторождений. Станция находится в непосредственной близости от Лучегорского угольного разреза и состоит с ним в едином хозяйственном комплексе.

Партизанская ГРЭС представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 199,744 МВт, тепловая мощность — 160 Гкал/час. Станция работает по конденсационному графику с попутной выработкой тепла, обеспечивая теплоснабжение г. Партизанск. Проектное топливо — бурый уголь Артёмовского месторождения, фактически используются каменные угли марок К, СС, Г различных месторождений. Конструктивная схема — с поперечными связями по основным потокам воды и пара.

1.3 Анализ существующих режимов

Функционирующая электрическая сеть Приморского края сформирована на напряжения 500, 220, 110, 35 кВ. Общая длина линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше в Приморском составляет 8756 км (по цепям), включая ВЛ 500 кВ — 1071 км, ВЛ 220 кВ — 2335 км, ВЛ 110 кВ — 3185 км, ВЛ 35 кВ — 2165 км.

Режим электроэнергетической системы — это состояние системы, определяемое ее параметрами в заданный момент времени. Расчет режимов работы электроэнергетической системы является обязательной частью проектирования электрических сетей. Исходя из результатов расчета получают параметры режима, такие как: потоки активной и реактивной мощности в элементах сети, потери мощности и энергии, уровни напряжения, токи и т.д.

Изучив параметры разных режимов (нормальных, послеаварийных, ремонтных), можно заранее обнаружить слабые места в сети при различных ситуациях и обеспечить надежное и бесперебойное питание потребителей.

В данной выпускной квалификационной работе для расчета режимов использован ПВК (прикладной вычислительный комплекс) RastrWin 3. Чтобы узнать параметры режима в ПВК RastrWin 3, требуется рассчитать параметры элементов электрической сети: линий, трансформаторов и т.д., такие как, сопротивления, проводимости, коэффициенты трансформации. Расчет вышеперечисленных параметров приведён в приложении А.

Генераторы задаются вырабатываемой активной мощностью, модулем напряжения, а также пределами выработки и потреблением реактивной мощности.

Балансирующий узел задается заданным модулем напряжения.

В таблицах 2, 3 показана часть подготовленных исходных данных для расчета режимов.

Таблица 2 – Параметры узлов (зима)

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V	Delta	Q_min	Q_max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	1	АТЭЦ 220	220	74.0	-25.0	0.0	0.0	215.2	5.4	0.0	0.0
Нагр	104	Ноль1	220	0.0	0.0	0.0	0.0	214.8	6.8	0.0	0.0
Нагр	105	Ноль 2	220	0.0	0.0	0.0	0.0	214.8	6.8	0.0	0.0
Ген	108	Г-8	10	8.0	8.9	89.0	19.7	10.0	5.23	-1000.0	1000.0
Ген	107	Г-7	10	10.3	9.7	103.0	47.3	10.0	8.49	-1000.0	1000.0
Нагр	2	АТЭЦ 110	110	0.0	0.0	0.0	0.0	113.0	6.8	0.0	0.0
Ген	206	Г-6	10	9.5	7.9	91.0	-8.5	10.0	7.38	-1000.0	1000.0
Ген	205	Г-5	10	10.0	8.1	94.0	-8.2	10.0	7.52	-1000.0	1000.0
Нагр	3	ПС Смоляниново тяга	110	14.6	5.8	0.0	0.0	109.1	4.2	0.0	0.0
Нагр	4	ПС Садовая	110	0.0	0.0	0.0	0.0	106.3	1.3	0.0	0.0
Нагр	5	ПС Береговая 1	110	11.8	4.7	0.0	0.0	106.2	1.2	0.0	0.0
Нагр	6	ПС Промысловка	110	16.0	6.4	0.0	0.0	105.0	-0.4	0.0	0.0
Нагр	7	ПС Волчанец	110	11.8	4.7	0.0	0.0	106.0	-2.1	0.0	0.0
Нагр	8	ПС Находка	110	49.9	20.0	0.0	0.0	107.7	-2.4	0.0	0.0
Нагр	9	ПС Широкая 110	110	38.4	15.3	0.0	0.0	109.1	-2.4	0.0	0.0
Нагр	10	ПС Широкая 220	220	127.9	51.2	0.0	0.0	211.1	-1.5	0.0	0.0
Нагр	11	ПС Находка/т	110	7.2	2.9	0.0	0.0	108.9	-1.2	0.0	0.0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	12	ПС ХФЗ	110	2.7	1.1	0.0	0.0	113.0	2.5	0.0	0.0
Нагр	13	ПС Вокзальная/т	110	19.9	7.9	0.0	0.0	112.6	2.5	0.0	0.0
Нагр	14	ПС Фридман/т	110	2.5	1.0	0.0	0.0	112.5	3.1	0.0	0.0
Нагр	15	ПС Анисимовка/т	110	14.2	5.7	0.0	0.0	112.3	3.8	0.0	0.0
Нагр	16	ПС Штыково	110	9.1	3.7	0.0	0.0	112.8	6.5	0.0	0.0
База	17	ПаГРЭС 220	220	0.0	0.0	-	13.2	43.0	220.0	0.8	0.0
Нагр	101	шина автоНН1	10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Нагр	100	СР точка авто1Пагрэс	220	0.0	0.0	0.0	0.0	215.4	2.3	0.0	0.0
Нагр	18	ПаГРЭС 110	110	0.0	0.0	0.0	0.0	113.3	2.4	0.0	0.0
Нагр	102	шина автоНН2	10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0
Нагр	103	СР точка авто2Пагрэс	220	0.0	0.0	0.0	0.0	215.4	2.3	0.0	0.0
Ген	1801	Г-1	10	5.7	7.0	100.0	-11.7	10.0	7.7	-1000.0	1000.0
Ген	1803	Г-3	10	0.0	0.0	50.0	-12.8	10.0	6.8	-1000.0	1000.0
Нагр	19	ПС Береговая 2	220	66.5	26.6	0.0	0.0	211.1	1.8	0.0	0.0
Нагр	20	ПС Звезда	220	4.3	1.7	0.0	0.0	211.1	1.8	0.0	0.0
Нагр	21	ПС Перевал	220	0.9	0.4	0.0	0.0	211.2	0.2	0.0	0.0
Нагр	22	ПС Лозовая	220	2.1	0.8	26.6	166.3	220.8	-0.2	0.0	0.0
Нагр	23	ПС С-55	110	8.3	3.6	0.0	0.0	105.1	-1.3	0.0	0.0
Нагр	10091	Ноль III1	220	0.0	0.0	0.0	0.0	207.5	-2.4	0.0	0.0
Нагр	10092	Ноль III2	220	0.0	0.0	0.0	0.0	207.5	-2.4	0.0	0.0
Нагр	100911	НН1	10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Нагр	100912	НН2	10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Таблица 3 – Параметры ветвей (зима)

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	2.0	3.0	АТЭЦ 110 - ПС Смоляниново тяга	5.73	9.82	-61.20	0.00	-62.0	-9.9
ЛЭП	3.0	4.0	ПС Смоляниново тяга - ПС Садовая	6.29	13.34	-85.70	0.00	-45.6	-1.9
ЛЭП	4.0	5.0	ПС Садовая - ПС Береговая 1	0.26	0.54	-3.50	0.00	-44.5	-0.5
ЛЭП	5.0	6.0	ПС Береговая 1 - ПС Промысловка	4.95	8.48	-52.90	0.00	-32.7	4.3
ЛЭП	6.0	23.0	ПС Промысловка - ПС С-55	4.56	7.82	-48.70	0.00	-16.2	10.9
ЛЭП	23.0	7.0	ПС С-55 - ПС Волчанец	6.03	10.33	-64.40	0.00	-7.8	14.2
ЛЭП	7.0	8.0	ПС Волчанец - ПС Находка	4.87	8.35	-52.00	0.00	4.2	18.5
ЛЭП	9.0	8.0	ПС Широкая 110 - ПС Находка	1.00	3.56	-24.70	0.00	-12.7	-40.3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	8.0	11.0	ПС Находка - ПС Находка/т	3.41	5.85	-36.40	0.00	41.7	-1.9
ЛЭП	11.0	18.0	ПС Находка/т - ПаГРЭС 110	9.04	15.50	-96.60	0.00	49.4	1.4
ЛЭП	18.0	12.0	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	1.55	3.29	-21.70	0.00	1.5	-13.6
ЛЭП	18.0	12.0	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	1.55	3.29	-21.70	0.00	1.5	-13.6
ЛЭП	12.0	14.0	ПС ХФЗ - ПС Фридман/т	4.23	8.98	-57.70	0.00	10.3	-10.3
ЛЭП	12.0	13.0	ПС ХФЗ - ПС Вокзальная/т	1.03	2.18	-14.00	0.00	-4.6	-16.4
ЛЭП	13.0	14.0	ПС Вокзальная/т - ПС Фридман/т	3.17	6.72	-43.20	0.00	15.2	-8.5
ЛЭП	14.0	15.0	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	4.15	8.81	-56.70	0.00	13.9	-9.2
ЛЭП	14.0	15.0	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	4.04	8.58	-55.10	0.00	14.3	-9.5
ЛЭП	15.0	16.0	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	10.89	23.10	-148.50	0.00	21.3	-7.1
ЛЭП	16.0	2.0	ПС Штыково - АТЭЦ 110	1.37	2.35	-14.60	0.00	26.3	-6.2
ЛЭП	16.0	2.0	ПС Штыково - АТЭЦ 110	1.37	2.35	-14.60	0.00	26.3	-6.2
ЛЭП	15.0	16.0	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	10.89	23.10	-148.50	0.00	21.3	-7.1
ЛЭП	1.0	19.0	АТЭЦ 220 - ПС Береговая 2	4.44	19.43	-119.60	0.00	-149.4	-12.9
ЛЭП	19.0	20.0	ПС Береговая 2 - ПС Звезда	0.06	0.25	-1.60	0.00	-80.8	17.7
ЛЭП	20.0	21.0	ПС Звезда - ПС Перевал	3.35	14.66	-90.20	0.00	-76.5	19.4
ЛЭП	21.0	10.0	ПС Перевал - ПС Широкая 220	3.94	17.26	-106.20	0.00	-75.2	17.7
ЛЭП	10.0	22.0	ПС Широкая 220 - ПС Лозовая	3.17	13.86	-85.30	0.00	104.3	124.6
ЛЭП	22.0	17.0	ПС Лозовая - ПаГРЭС 220	2.16	9.44	-58.10	0.00	81.7	-36.8
Тр-р	1.0	108.0	АТЭЦ 220 - Г-8	1.42	49.19	10.67	0.05	80.7	3.3
Тр-р	100.0	101.0	СР точка авто1Пагрэс - шина автоНН1	0.47	62.40	0.00	0.05	0.0	0.0
Тр-р	103.0	102.0	СР точка авто2Пагрэс - шина автоНН2	0.47	62.40	0.00	0.05	0.0	0.0
Тр-р	104.0	107.0	Ноль1 - Г-7	0.24	30.42	15.10	0.05	46.3	16.5
Тр-р	105.0	107.0	Ноль 2 - Г-7	0.24	30.42	0.00	0.05	46.3	17.2
Тр-р	10091.0	100911.0	Ноль Ш1 - НН1	0.47	62.40	0.00	0.05	0.0	0.0
Тр-р	10092.0	100912.0	Ноль Ш2 - НН2	0.47	62.40	0.00	0.05	0.0	0.0
Тр-р	18.0	1801.0	ПаГРЭС 110 - Г-1	0.39	12.30	25.61	0.09	93.9	-28.2
Тр-р	18.0	1803.0	ПаГРЭС 110 - Г-3	0.71	19.22	16.39	0.09	49.8	-17.1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	2.0	206.0	АТЭЦ 110 - Г-6	0.39	12.30	25.61	0.09	81.2	-23.6
Тр-р	2.0	205.0	АТЭЦ 110 - Г-5	0.39	12.30	25.61	0.09	83.7	-23.9
Тр-р	100.0	18.0	СР точка авто1Пагрэс - ПаГРЭС 110	0.47	0.00	0.00	0.53	47.7	-38.0
Тр-р	103.0	18.0	СР точка авто2Пагрэс - ПаГРЭС 110	0.47	0.00	0.00	0.53	47.7	-38.0
Тр-р	104.0	2.0	Ноль1 - АТЭЦ 110	0.24	0.00	0.00	0.53	25.1	-22.1
Тр-р	105.0	2.0	Ноль 2 - АТЭЦ 110	0.24	0.00	0.00	0.53	25.1	-22.8
Тр-р	10091.0	9.0	Ноль Ш1 - ПС Широкая 110	0.47	0.00	0.00	0.53	-25.6	-27.8
Тр-р	10092.0	9.0	Ноль Ш2 - ПС Широкая 110	0.47	0.00	0.00	0.53	-25.6	-27.8
Тр-р	17.0	100.0	ПаГРЭС 220 - СР точка авто1Пагрэс	0.47	26.45	9.50	1.00	47.6	-40.5
Тр-р	17.0	103.0	ПаГРЭС 220 - СР точка авто2Пагрэс	0.47	26.45	9.50	1.00	47.6	-40.5
Тр-р	1.0	104.0	АТЭЦ 220 - Ноль1	0.24	15.87	15.10	1.00	71.3	-8.1
Тр-р	1.0	105.0	АТЭЦ 220 - Ноль 2	0.24	15.87	0.00	1.00	71.4	-7.4
Тр-р	10.0	10091.0	ПС Широкая 220 - Ноль Ш1	0.47	26.45	9.50	1.00	-25.6	-29.1
Тр-р	10.0	10092.0	ПС Широкая 220 - Ноль Ш2	0.47	26.45	9.50	1.00	-25.6	-29.1

Расчёт нормального режима осуществляется для оценки возможности надежного электроснабжения потребителей.

В нормальном режиме всё необходимое оборудование находится в работе. Нагрузки в данном режиме являются максимальными.

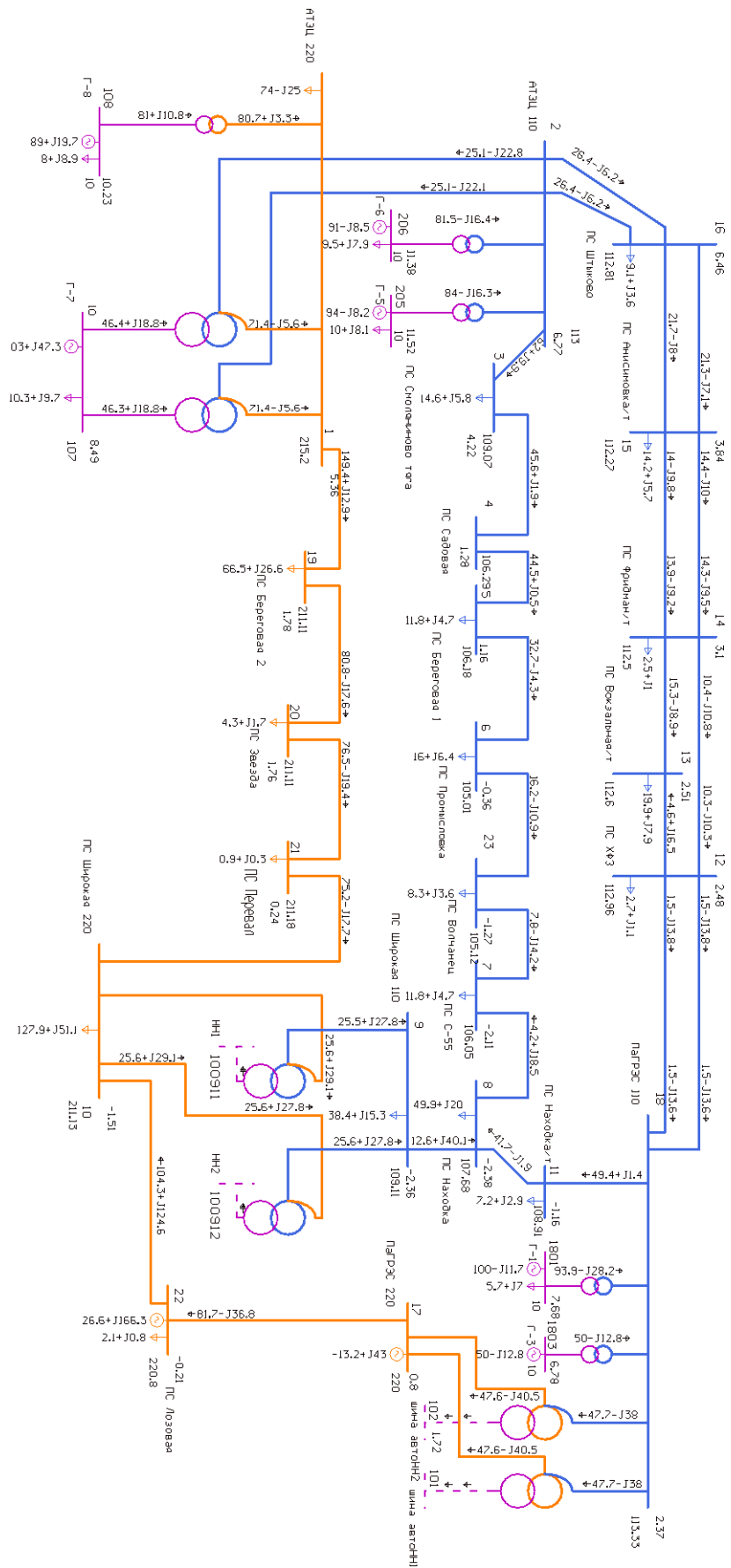


Рисунок 1 – Схема максимального режима в ПВК RastrWin 3

Таблица 4 – Расчетные значения токов схемы

№	Название	Марка провода	I доп, А
1	2	3	4
1	АТЭЦ 110 - ПС Смоляниново тяга	АС 120/19	84.5
2	ПС Находка/т - ПаГРЭС 110	АС 120/19	68.9
3	ПС Широкая 220 - ПС Лозовая	АС 300/39	63.9
4	ПС Находка - ПС Находка/т	АС 120/19	58.9
5	АТЭЦ 220 - ПС Береговая 2	АС 300/39	58.1
6	ПС Смоляниново тяга - ПС Садовая	АС 150/19	53.8
7	ПС Береговая 1 - ПС Промысловка	АС 120/19	47.1
8	ПС Садовая - ПС Береговая 1	АС 240/32	40.0
9	ПС Широкая 110 - ПС Находка	АС 240/32	37.2
10	ПС Штыково - АТЭЦ 110	АС 120/19	36.4
11	ПС Штыково - АТЭЦ 110	АС 120/19	36.4
12	ПС Лозовая - ПаГРЭС 220	АС 300/39	34.1
13	ПС Береговая 2 - ПС Звезда	АС 300/39	32.5
14	ПС Звезда - ПС Перевал	АС 300/39	31.1
15	ПС Перевал - ПС Широкая 220	АС 300/39	30.4
16	ПС Промысловка - ПС С-55	АС 120/19	28.2
17	ПС Волчанец - ПС Находка	АС 120/19	27.2
18	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	АС 150/19	26.3
19	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	АС 150/19	26.3
20	ПС С-55 - ПС Волчанец	АС 120/19	23.4
21	ПС Вокзальная/т - ПС Фридман/т	АС 150/19	20.2
22	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	АС 150/19	20.0
23	ПС ХФЗ - ПС Вокзальная/т	АС 150/19	19.5
24	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	АС 150/19	19.5
25	ПС ХФЗ - ПС Фридман/т	АС 150/19	17.1
26	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	АС 150/19	15.8
27	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	АС 150/19	15.8

Таблица 5 – Расчетные значения напряжений узлов нормального режима

Название	V	dV, %
1	2	3
АТЭЦ 110	110	117.00
ПС ХФЗ	110	116.75
ПС Вокзальная/т	110	116.41
ПС Фридман/т	110	116.36

Продолжение таблицы 5

1	2	3
ПС Анисимовка/т	110	116.19
ПС Штыково	110	116.81
ПаГРЭС 110	110	117.09
Ноль Ш1	220	206.16
Ноль Ш2	220	206.16

Для расчета послеаварийного режима требуется произвести отключение самой загруженной ветви: Артемовская ТЭЦ- Смоляниново тяга.

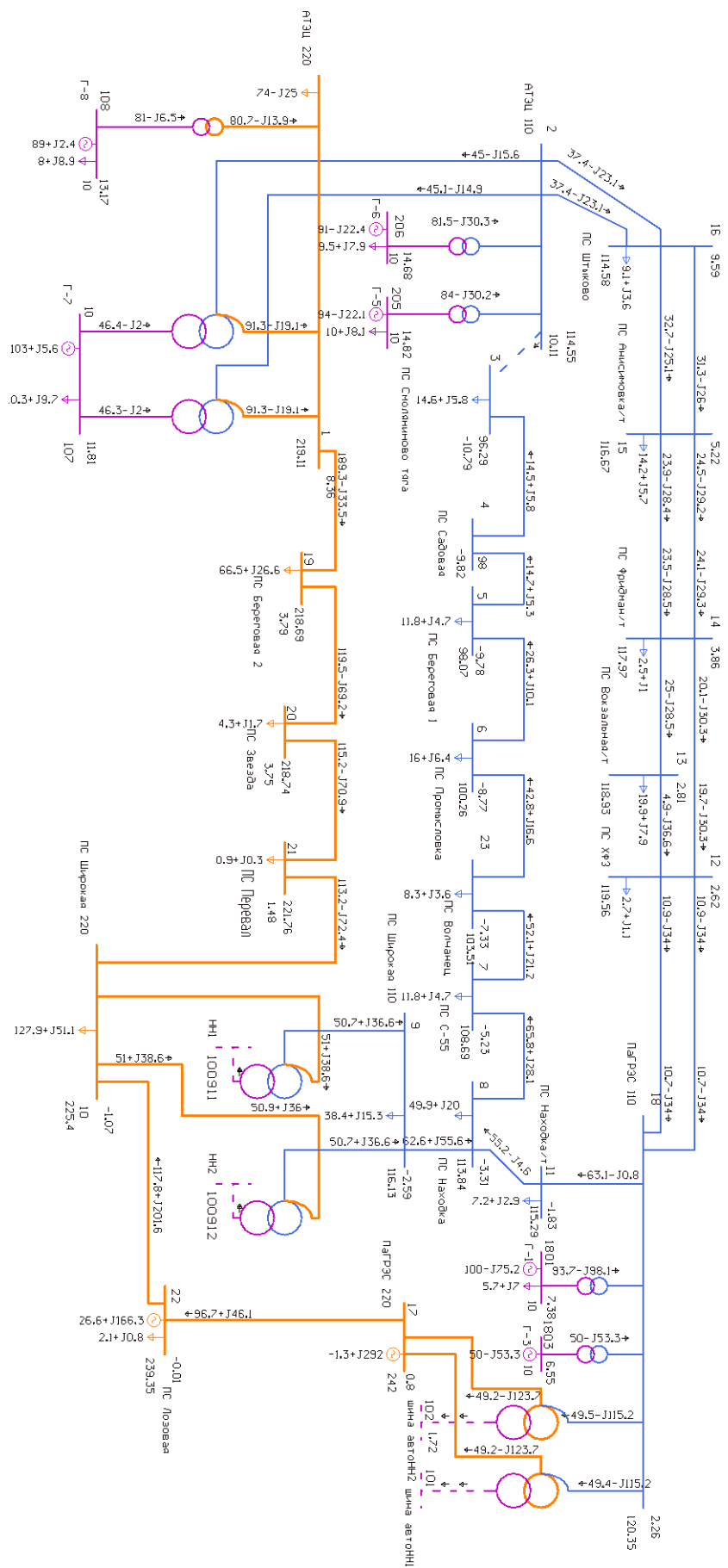


Рисунок 2 – Схема послеаварийного режима в ПВК RastrWin 3

Таблица 6 – Расчетные значения токов схемы в послеаварийном режиме

№	Название	Марка провода	I, А
1	2	3	4
1	АТЭЦ 110 - ПС Смоляниново тяга	АС 120/19	
2	ПС Находка/т - ПаГРЭС 110	АС 120/19	83.1
3	ПС Широкая 220 - ПС Лозовая	АС 300/39	86
4	ПС Находка - ПС Находка/т	АС 120/19	74
5	АТЭЦ 220 - ПС Береговая 2	АС 300/39	72.9
6	ПС Смоляниново тяга - ПС Садовая	АС 150/19	20.8
7	ПС Береговая 1 - ПС Промысловка	АС 120/19	43.6
8	ПС Садовая - ПС Береговая 1	АС 240/32	15.2
9	ПС Широкая 110 - ПС Находка	АС 240/32	70.2
10	ПС Штыково - АТЭЦ 110	АС 120/19	58.3
11	ПС Штыково - АТЭЦ 110	АС 120/19	58.3
12	ПС Лозовая - ПаГРЭС 220	АС 300/39	37.2
13	ПС Береговая 2 - ПС Звезда	АС 300/39	52.5
14	ПС Звезда - ПС Перевал	АС 300/39	51.4
15	ПС Перевал - ПС Широкая 220	АС 300/39	50.3
16	ПС Промысловка - ПС С-55	АС 120/19	69.5
17	ПС Волчанец - ПС Находка	АС 120/19	100.0
18	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	АС 150/19	46.1
19	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	АС 150/19	46.1
20	ПС С-55 - ПС Волчанец	АС 120/19	82.5
21	ПС Вокзальная/т - ПС Фридман/т	АС 150/19	41.3
22	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	АС 150/19	40.8
23	ПС ХФЗ - ПС Вокзальная/т	АС 150/19	39.8
24	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	АС 150/19	41.9
25	ПС ХФЗ - ПС Фридман/т	АС 150/19	39.5
26	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	АС 150/19	38.3
27	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	АС 150/19	38.3

Таблица 7- Расчетные значения напряжений узлов в послеаварийном режиме

Название	V,кВ	dV, %
1	2	3
АТЭЦ 110	110	116.87
ПС Смоляниново тяга	110	100.12
ПС Садовая	110	100.43
ПС Береговая 1	110	100.39

1	2	3
ПС Промысловка	110	100.84
ПС Широкая 220	220	208.10
ПС ХФЗ	110	116.42
ПС Вокзальная/т	110	116.07
ПС Фридман/т	110	115.99
ПС Анисимовка/т	110	115.80
ПС Штыково	110	116.61
ПаГРЭС 110	110	116.79
ПС Береговая 2	220	207.82
ПС Звезда	220	207.82
ПС Перевал	220	207.90
ПС С-55	110	102.52
Ноль Ш1	220	203.91
Ноль Ш2	220	203.91

На Артемовской ТЭЦ и Партизанской ГРЭС было увеличено напряжение на 10% от номинального для поддержания требуемого уровня напряжения на ПС Смоляниново тяга, ПС Береговая 1 и ПС Садовая из-за большой протяженности ВЛ.

Исходя из результатов расчета нормальных режимов приходим к выводу, что токи в линиях не превышают длительно допустимые токи для данных сечений. На данный момент данная электрическая сеть отвечает требованиям надежного электроснабжения потребителей, поэтому мы можем осуществить подключение АО «Находкинский морской торговый порт» к данной сети.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Проект реконструкции электрической сети предполагает использование различных вероятностных характеристик с целью выбора оборудования и оценки уровней потерь мощности.

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями [10]:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (1)$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (2)$$

где P_{max} – максимальная мощность ПС;

k_{max} – коэффициент максимума, равный 1,2;

k_{ϕ} – коэффициент формы, равный 1,17.

По формуле сложных процентов определяем максимальную, среднюю и эффективную прогнозируемую мощность:

$$P_{max.прогн} = P_{max} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (3)$$

$$P_{cp.прогн} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (4)$$

$$P_{эф.прогн} = P_{эф} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (5)$$

где ε – относительный прирост электрической нагрузки;

$t_{прогн}$ – год, на который определяется электрическая нагрузка;

t_0 – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Вероятностные характеристики для реактивной мощности определяются как:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (6)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

Расчёт прогнозируемых статистических вероятностных характеристик ведётся по следующему алгоритму:

1- Производится определение мощностей.

2- Рассчитываются прогнозируемые величины.

Расчёт по данному алгоритму производился в программе Microsoft office excel.

Внесем в таблицу 8 и 9 вероятностные характеристики ПС и вероятностные прогнозируемые характеристики ПС.

Таблица 8 – Вероятностные характеристики существующих ПС

Наименование подстанции	Время года	P_{\max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	P_{\min} , МВт	Q_{\max} , Мвар	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	Q_{\min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Находка	Зима	40.50	33.75	39.49	23.63	16.20	13.50	15.80	9.45
	Лето	34.43	28.69	33.56	20.08	13.77	11.48	13.43	8.03
Широкая 220	Зима	103.70	86.42	101.11	60.49	41.48	34.57	40.44	24.20
	Лето	88.15	73.45	85.94	51.42	35.26	29.38	34.38	20.57
Широкая 110	Зима	31.10	25.92	30.32	18.14	12.44	10.37	12.13	7.26
	Лето	26.44	22.03	25.77	15.42	10.57	8.81	10.31	6.17

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Находка тяга	Зима	5.80	4.83	5.66	3.38	2.32	1.93	2.26	1.35
	Лето	4.93	4.11	4.81	2.88	1.97	1.64	1.92	1.15
ХФЗ	Зима	2.20	1.83	2.15	1.28	0.88	0.73	0.86	0.51
	Лето	1.87	1.56	1.82	1.09	0.75	0.62	0.73	0.44
Вокзальная тяга	Зима	16.10	13.42	15.70	9.39	6.44	5.37	6.28	3.76
	Лето	13.69	11.40	13.34	7.98	5.47	4.56	5.34	3.19
Фридман тяга	Зима	2.00	1.67	1.95	1.17	0.80	0.67	0.78	0.47
	Лето	1.70	1.42	1.66	0.99	0.68	0.57	0.66	0.40
Анисимовка тяга	Зима	11.50	9.58	11.21	6.71	4.60	3.83	4.49	2.68
	Лето	9.78	8.15	9.53	5.70	3.91	3.26	3.81	2.28
Штыково	Зима	7.40	6.17	7.22	4.32	2.96	2.47	2.89	1.73
	Лето	6.29	5.24	6.13	3.67	2.52	2.10	2.45	1.47
Береговая 2 220	Зима	53.90	44.92	52.55	31.44	21.56	17.97	21.02	12.58
	Лето	45.82	38.18	44.67	26.73	18.33	15.27	17.87	10.69
Смоляниново тяга	Зима	11.80	9.83	11.51	6.88	4.72	3.93	4.60	2.75
	Лето	10.03	8.36	9.78	5.85	4.01	3.34	3.91	2.34
Береговая 1	Зима	9.60	8.00	9.36	5.60	3.84	3.20	3.74	2.24
	Лето	8.16	6.80	7.96	4.76	3.26	2.72	3.18	1.90
Промысловка	Зима	13.00	10.83	12.68	7.58	5.20	4.33	5.07	3.03
	Лето	11.05	9.21	10.77	6.45	4.42	3.68	4.31	2.58
С-55	Зима	6.70	5.58	6.53	3.91	2.68	2.23	2.61	1.56
	Лето	5.70	4.75	5.55	3.32	2.28	1.90	2.22	1.33
Волчанец	Зима	9.60	8.00	9.36	5.60	3.84	3.20	3.74	2.24
	Лето	8.16	6.80	7.96	4.76	3.26	2.72	3.18	1.90
Звезда 220	Зима	3.50	2.92	3.41	2.04	1.40	1.17	1.37	0.82
	Лето	2.98	2.48	2.90	1.74	1.19	0.99	1.16	0.69
Перевал 220	Зима	0.70	0.58	0.68	0.41	0.28	0.23	0.27	0.16
	Лето	0.60	0.50	0.58	0.35	0.24	0.20	0.23	0.14
Лозовая 220	Зима	1.70	1.42	1.66	0.99	0.68	0.57	0.66	0.40
	Лето	1.45	1.20	1.41	0.84	0.58	0.48	0.56	0.34

Таблица 9 – Прогнозируемые вероятностные характеристики подстанций

Наименование подстанции	Время года	P_{\max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	P_{\min} , МВт	Q_{\max} , Мвар	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	Q_{\min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Находка	Зима	49.94	41.62	48.69	29.13	19.98	16.65	19.48	11.65
	Лето	42.45	35.38	41.39	24.76	16.98	14.15	16.56	9.91
Широкая 220	Зима	127.87	106.56	124.68	74.59	51.15	42.62	49.87	29.84
	Лето	108.69	90.58	105.98	63.40	43.48	36.23	42.39	25.36
Широкая 110	Зима	38.35	31.96	37.39	22.37	15.34	12.78	14.96	8.95
	Лето	32.60	27.16	31.78	19.02	13.04	10.87	12.71	7.61
Находка тяга	Зима	7.15	5.96	6.97	4.17	2.86	2.38	2.79	1.67
	Лето	6.08	5.07	5.93	3.55	2.43	2.03	2.37	1.42
ХФЗ	Зима	2.71	2.26	2.65	1.58	1.09	0.90	1.06	0.63
	Лето	2.31	1.92	2.25	1.35	0.92	0.77	0.90	0.54
Вокзальная тяга	Зима	19.85	16.54	19.36	11.58	7.94	6.62	7.74	4.63
	Лето	16.88	14.06	16.45	9.84	6.75	5.63	6.58	3.94
Фридман тяга	Зима	2.47	2.06	2.40	1.44	0.99	0.82	0.96	0.58
	Лето	2.10	1.75	2.04	1.22	0.84	0.70	0.82	0.49
Анисимовка тяга	Зима	14.18	11.82	13.83	8.27	5.67	4.73	5.53	3.31
	Лето	12.05	10.04	11.75	7.03	4.82	4.02	4.70	2.81
Штыково	Зима	9.13	7.60	8.90	5.32	3.65	3.04	3.56	2.13
	Лето	7.76	6.46	7.56	4.52	3.10	2.59	3.02	1.81
Береговая 2 220	Зима	66.47	55.39	64.80	38.77	26.59	22.16	25.92	15.51
	Лето	56.50	47.08	55.08	32.96	22.60	18.83	22.03	13.18
Смоляниново тяга	Зима	14.55	12.13	14.19	8.49	5.82	4.85	5.67	3.40
	Лето	12.37	10.31	12.06	7.21	4.95	4.12	4.82	2.89
Береговая 1	Зима	11.84	9.86	11.54	6.91	4.74	3.95	4.62	2.76
	Лето	10.06	8.39	9.81	5.87	4.02	3.35	3.92	2.35
Промысловка	Зима	16.03	13.36	15.63	9.35	6.41	5.34	6.25	3.74
	Лето	13.63	11.35	13.29	7.95	5.45	4.54	5.31	3.18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
С-55	Зима	8.26	6.88	8.06	4.82	3.30	2.75	3.22	1.93
	Лето	7.02	5.85	6.85	4.10	2.81	2.34	2.74	1.64
Волчанец	Зима	11.84	9.86	11.54	6.91	4.74	3.95	4.62	2.76
	Лето	10.06	8.39	9.81	5.87	4.02	3.35	3.92	2.35
Звезда 220	Зима	4.32	3.60	4.21	2.52	1.73	1.44	1.68	1.01
	Лето	3.67	3.06	3.58	2.14	1.47	1.22	1.43	0.86
Перевал 220	Зима	0.86	0.72	0.84	0.50	0.35	0.29	0.34	0.20
	Лето	0.73	0.61	0.72	0.43	0.29	0.24	0.29	0.17
Лозовая 220	Зима	2.10	1.75	2.04	1.22	0.84	0.70	0.82	0.49
	Лето	1.78	1.48	1.74	1.04	0.71	0.59	0.69	0.42

В данной выпускной квалификационной работе требуется произвести реконструкцию сети 110-220 кВ в целях подключения потребителя АО «Находкинский морской торговый порт» посредством перевода на другой класс напряжения действующей ПС «Порт».

ПС «Порт»: нагрузка – АО «Находкинский морской торговый порт». Суммарная мощность $P_{max} = 10$ МВт.

Вероятностные характеристики для этой подстанции внесем в таблицу 10. Таблица 10 – Вероятностные характеристики проектируемой ПС.

Наименование подстанции	Время года	Текущие							
		P_{max} , МВт	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{min} , МВт	Q_{max} , Мвар	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Порт	Зима	10.00	8.33	9.75	5.83	4.00	3.33	3.90	2.33
	Лето	8.50	7.08	8.29	4.96	3.40	2.83	3.32	1.98
	Прогнозируемые								
	Зима	12.33	10.28	12.02	7.19	4.93	4.11	4.81	2.88
	Лето	10.48	8.73	10.22	6.11	4.19	3.49	4.09	2.45

2.2 Разработка вариантов конфигурации подключения ПС

В представленном разделе рассмотрены варианты реконструкции сетей Приморского края.

С точки зрения экономики требуется, чтобы схема электрической сети была простой, и передача электроэнергии потребителям осуществлялась по самому кратчайшему пути, также необходимо проектировать электрические сети с минимально возможным количеством трансформаций напряжения.

Руководствуясь вышесказанным, рассмотрим три варианта подключения ПС «Порт».

1) Подключить 2 ВЛ 110 кВ к линии 110 кВ Широкая-Находка. Соотношение длины: Широкая-рассечка 1 – 4,45 км, рассечка 1-Порт – 2,9 км, рассечка 2-Находка – 2,65 км, рассечка 2-Порт- 2,9 км.

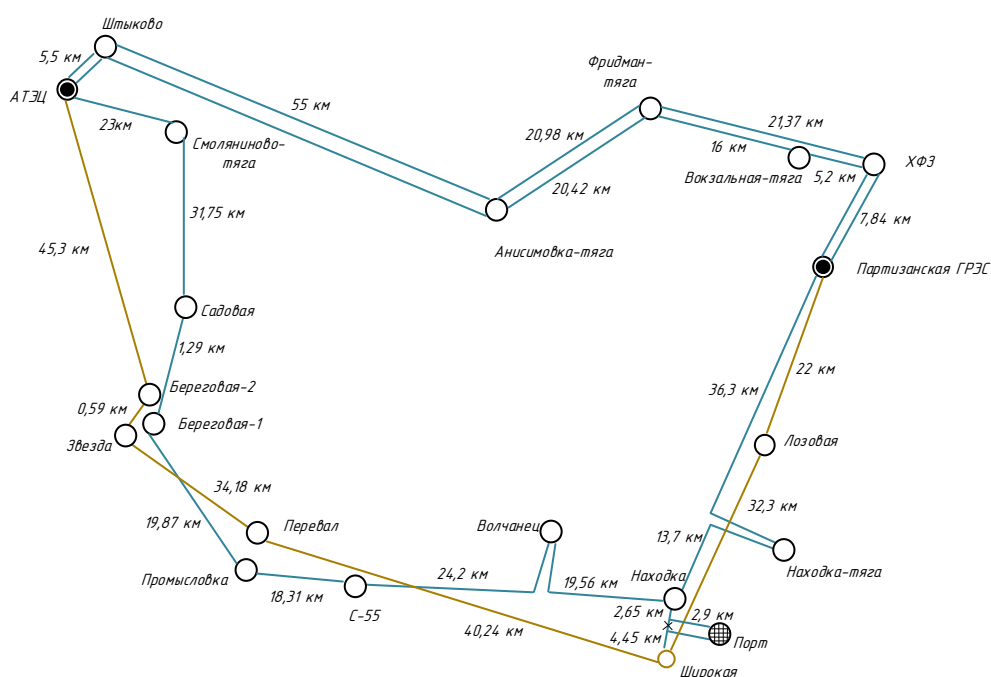


Рисунок 3 – Схема подключения варианта №1

2) Заход двух ВЛ на ПС «Находка». Распределение длины в данном случае: Находка – Порт – 3,8 км. Потребуется реконструкция ОРУ-110 кВ ПС «Находка».

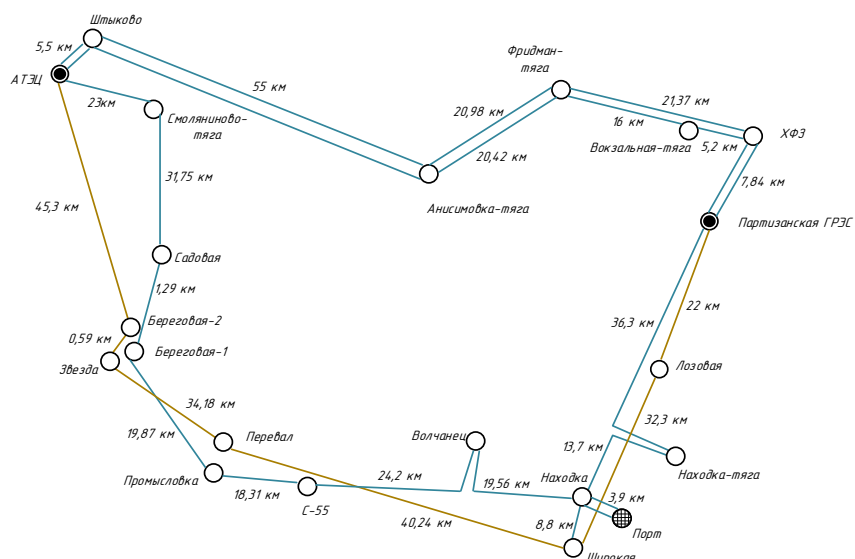


Рисунок 4 – Схема подключения варианта №2

3) Подключить 2 ВЛ 220 кВ к линии 220 кВ Широкая-Лозовая. Соотношение длины: Широкая-рассечка 1 – 4,45 км, рассечка 1-Порт – 5 км, рассечка 2-Лозовая – 26,1 км, рассечка 2-Порт - 5 км.

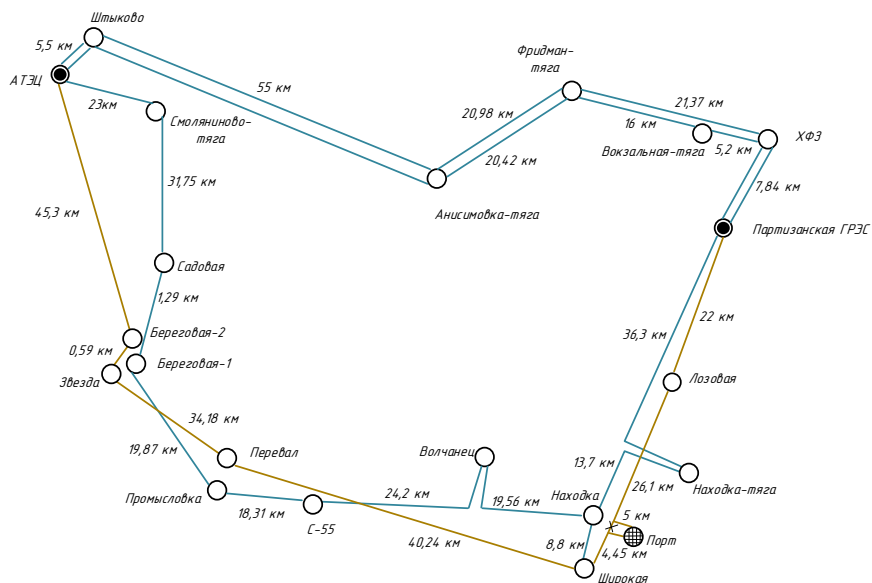


Рисунок 5 – Схема подключения варианта №3

Из трёх разработанных вариантов необходимо выбрать два конкурентно способных, которые должны быть наиболее экономичными, обеспечивать

наибольшую надёжность электроснабжения потребителей, быть гибкими в управлении.

В итоге, для дальнейшего анализа мы выбираем вариант №1 и №2, так как они являются более надёжными и экономичными. Вариант №3 не подходит для рассмотрения, так как подключение подстанции к линии 220 кВ не рационально.

2.3 Выбор типов схем РУ на подстанции

Руководствуясь требованиями по надёжности, числом подходящих к подстанции линий, классом номинального напряжения, выберем для каждого варианта подключения подстанции тип распределительного устройства. Данные приведем в таблице 11.

Таблица 11 – Тип РУ ВН

Наименование ПС	Вариант подключения	Класс номинального напряжения,кВ	Тип РУ	Количество выключателей
1	2	3	4	5
Порт	Вариант 1	110	Мостик	3
	Вариант 2	110	Два блока линия-трансформатор	2

2.4 Выбор номинального напряжения

После выбора двух вариантов конфигурации электрической сети необходимо для них провести технический анализ.

Основными показателями, определяющими величину номинального напряжения, является активная мощность, протекающая по линии и длина линии.

Численное значение номинального напряжения сети/участков сети можно определить по эмпирической формуле Илларионова, которая применяется для классов напряжения 35 кВ и выше [4]:

$$U_{рас} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (7)$$

где l – длина участка, км;

P – поток мощности на участке, МВт.

Расчитанные рациональные напряжения участков сети внесем в таблицу 12.

Таблица 12 – Вероятностные характеристики проектируемой ПС

Вариант подключения ПС «Порт»	Участок сети	Рациональное напряжение, кВ	Класс номинального напряжения, кВ
1	2	3	4
Вариант 1	ПС Широкая-ПС Порт	43,06	110
	ПС Находка- ПС Порт	47,35	110
Вариант 2	ПС Находка- ПС Порт	46,66	110

Так как подстанция подключается к уже в заведомо известной сети, то для двух вариантов выбираем напряжение 110 кВ.

2.5 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по воздушным линиям затратна, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Более экономичным вариантом является расположение источника реактивной мощности непосредственно возле потребителя. В тоже время электроснабжающие организации требуют от потребителей снижения в сети доли реактивной мощности.

Решить данную проблему можно с помощью компенсации реактивной мощности, что является важным и необходимым условием экономичного и надежного функционирования системы электроснабжения предприятия.

Отсутствие КРМ приводит к увеличению потоков реактивной мощности, росту потерь, повышению тарифов, уменьшению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей.

Для выбора компенсирующих устройств произведём расчет по следующему алгоритму.

Рассчитываем экономически целесообразную реактивную мощность, требуемую для передачи:

$$Q_{\varphi} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (8)$$

где P_{\max} - Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;

$\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент мощности, задаваемых энергосистемой.

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{КУ} = Q_{\max} - Q_{\varphi} \quad (9)$$

где $N_{\text{сш}}$ - число секций шин на низкой стороне ПС, которое равно 2.

По полученному значению $Q_{КУ1\text{сш}}$ выбираем КУ из перечня стандартных, определенного предприятием по выпуску компенсирующих устройств.

Далее находим некомпенсированную реактивную мощность:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\max} - N_{\text{сш}} \cdot Q_{КУ\text{факт}} \quad (10)$$

где $Q_{КУ\text{факт}}$ - фактическая мощность всех компенсирующих устройств на подстанции, Мвар.

Результаты расчета для ПС «Порт» сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчет компенсирующих устройств ПС «Порт»

Название ПС	Q_{\max} , Мвар	$Q_{КУ}$, Мвар	$Q_{КУ1\text{сш}}$, Мвар	$Q_{КУ\text{факт}}$, Мвар	Тип компенсирующих устройств	$Q_{\text{неск}}$, Мвар
1	2	3	4	5	6	7
ПС «Порт»	4,93	0,12	0,006	0,132	Установка нецелесообразна	4,798

Проводя анализ полученных результатов расчета компенсации реактивной мощности, представленные в таблице 13 для ПС «Порт», следует сделать вывод

о том, что два варианта конфигурации сети с подключением этой подстанции наиболее экономически выгодны на данном этапе проектирования. Так как это дает возможность осуществления режима без КРМ, а также отсутствуют затраты на средства КРМ.

2.3 Выбор сечений линий электропередачи

При выборе сечения проводов для проектируемой сети нужно учитывать: пропускную способность сечения по нагреву в послеаварийных условиях; технико-экономические показатели; механическую прочность ВЛЭП; условия образования короны (не должно быть большой потери мощности на образование короны при благоприятной погоде и относительно больших грозových потерь электрической энергии). В настоящее время сечение проводов ВЛЭП выбирается по экономическим токовым интервалам. Для этого необходимо определить расчетную токовую загрузку данной линии.

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{max}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (11)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

Для ВЛ 110 – 220 кВ, α_i принимается равным 1,05 [1].

Поскольку нет данных о значении числа часов использования максимума нагрузки, примем $\alpha_t = 1$.

Максимальный ток в воздушных линиях:

$$I_{\text{maxi}} = \frac{\sqrt{P_{\text{maxi}}^2 + Q_{\text{нески}}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (12)$$

где P_{max} , $Q_{неск}$ – потоки максимальной активной и некомпенсированной реактивной мощности;

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

Расчетный ток для варианта №1 ВЛ 110 кВ :

$$I_{расчШир_Порт} = 31 \text{ А.}$$

$$I_{расчНаход_Порт} = 42 \text{ А.}$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (IV) а так же с учетом того, что присоединение производится к уже существующей линии, выбираем провод марки АС-240/32 [1].

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки АС-240/32 длительный допустимый ток равен 605 А.

Вычислим рабочий максимальный ток, при работе одной линии:

$$I_{расч.ПортПА} = 94 \text{ А.}$$

В послеаварийном режиме одна линия способна выдержать нагрузку подстанции «Порт».

Расчетный ток для варианта №2 ВЛ 110 кВ:

$$I_{расч.2Наход_Порт} = 18 \text{ А.}$$

По результатам расчетов выбираем провод марки АС-120/19.

Для провода марки АС-120/19 длительный допустимый ток равен 380 А.

$$I_{расч.Наход_ПортПА} = I_{расч.Наход_Порт} \cdot 2 = 36 \text{ А.}$$

В послеаварийном режиме одна линия способна выдержать нагрузку подстанции 110 кВ «Порт».

2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов указанной ПС

Мощность силовых трансформаторов подбирается из средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности. Количество

трансформаторов на ПС зависит от надежности потребителей, для первой и второй категории надежности потребителей на подстанции должно быть не менее двух трансформаторов. В случае выхода из строя одного трансформатора, второй должен обеспечить потребителей полной мощностью.

Для выбора трансформатора на ПС необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (13)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

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

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

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

$S_{р\text{ Порт}} = 8,103$ МВА.

Выбираем два трансформатора ТДН –10000/110.

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

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТРном}}, \quad (14)$$

Значение номинального коэффициента загрузки должно быть в пределах интервала 0,5 – 0,75.

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_{з.ав} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q^2}}{(n-1) \cdot S_{ном}}, \quad (15)$$

где n – количество трансформаторов;

$S_{ном}$ – номинальная мощность одного трансформатора, МВА.

В таблице 14 приведены значения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме

Таблица 14 – Выбор силовых трансформаторов

Название ПС	$S_{тр.расч},$ МВА	Тип трансформатора	$S_{тр},$ МВА	$P_{cp},$ МВт	$K_{з.н.}$	$K_{п.а.}$
Порт	8,103	ТДН -10000/110	10	10,28	0,567	1,134

Оптимальный коэффициент загрузки в нормальном режиме работы ($0,5 \leq K_{зр} \leq 0,75$); в послеаварийном режиме ($1 \leq K_{з.на} \leq 1,4$).

Вывод – коэффициенты загрузки в номинальном и послеаварийном режиме данного трансформатора соответствуют требуемым значениям, исходя из этого принято решение о установке выбранного трансформатора на ПС .

3 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-220 КВ ПРИМОРСКОГО КРАЯ

3.1. Анализ режимов вариантов реконструкции электрической сети

Для нахождения наиболее оптимального варианта конфигурации электрической сети необходимо рассмотреть параметры нормальных и послеаварийных режимов. Расчет режимов осуществляется в ПВК RastrWin3.

Эквивалентом сети для расчета режима принимается участок сети Приморского края, данный участок включает в себя следующие подстанции: ПС Береговая 2, ПС Звезда, ПС Перевал, ПС Широкая, ПС Лозовая, ПС Смоляниново тяга, ПС Садовая, ПС Береговая 1, ПС Промысловка, ПС С-55, ПС Находка, ПС Находка тяга, ПС Штыково, ПС ХФЗ, ПС Анисимовка тяга, ПС Фридман тяга, ПС Вокзальная тяга. Источниками питания на данном участке являются Артемовская ТЭЦ и Партизанская ГРЭС.

Режим существующей электрической сети представлен на рисунке 6.

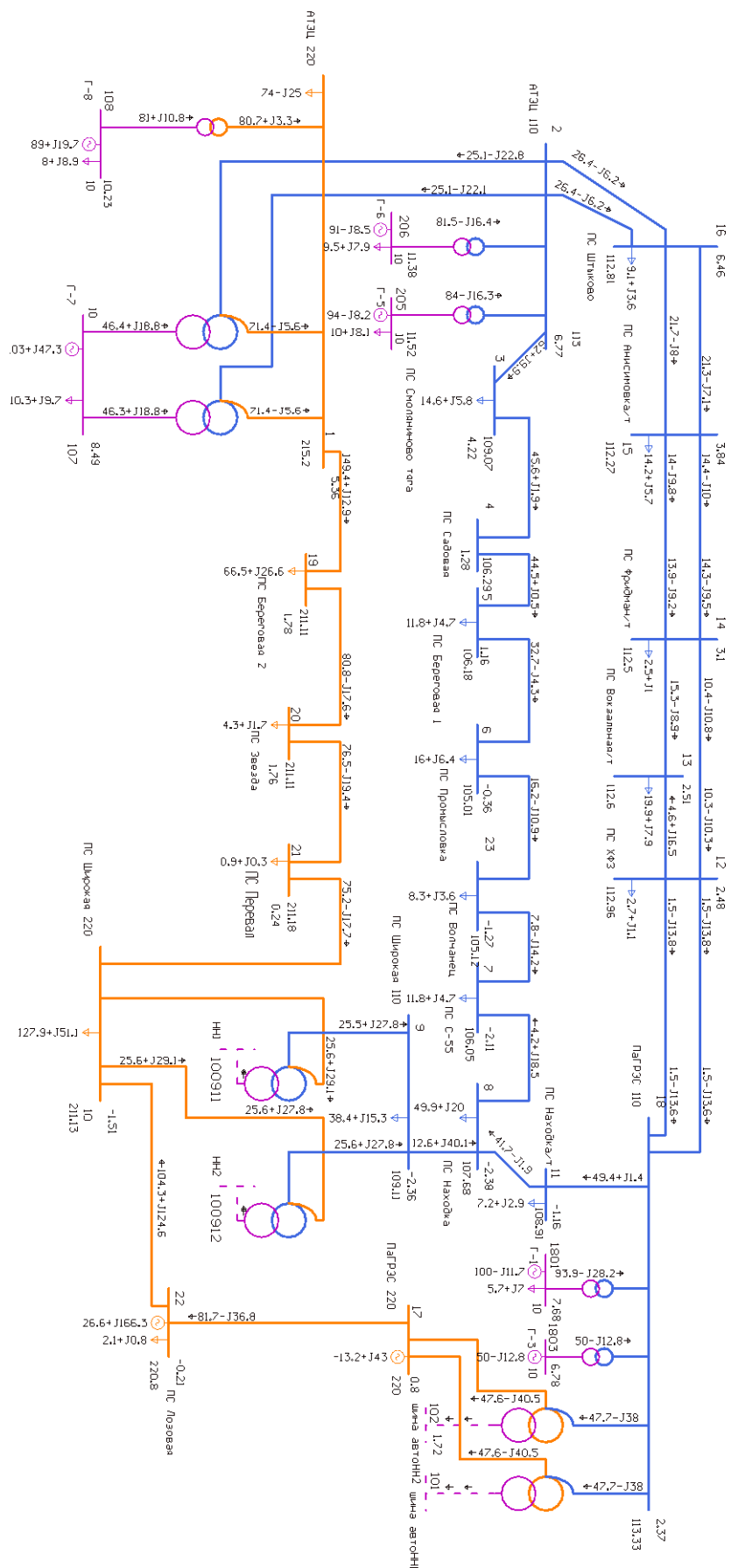


Рисунок 6 – Эквивалент сети для расчета режима

3.2 Подготовка исходных данных

Расчеты режимов будем производить с помощью ПВК RastrWin3, данный прикладной вычислительный комплекс разработан для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Для того, чтобы произвести расчёт в ПВК RastrWin 3 требуется произвести расчет параметров вводимой линии и параметров трансформаторов на ПС «Порт».

3.3 Расчет нормальных режимов и их анализ

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения ПС 110 кВ «Порт», из двух вариантов нужно выбрать наиболее экономичный и надежный.

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности.

Результаты расчета нормального установившегося режима для варианта №1 представлены в таблицы 15 – 16.

Таблица 15 – Значения параметров сети в узлах схемы

Тип	№	Наименование	Uном кВ	P _н , МВт	Q _н , Мвар	P _г , МВт	Q _г , МВт	V, кВ	Delta,	Q _{min} , Мвар	Q _{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13
Нагр	1	АТЭЦ 220	220	74	-25	0.0	0.0	215.1	5.1	0.0	0.0
Нагр	104	Ноль 1	220	0	0	0.0	0.0	214.7	6.6	0.0	0.0
Нагр	105	Ноль 2	220	0	0	0.0	0.0	214.7	6.6	0.0	0.0
Ген	108	Г-8	10	8	8.9	89.0	20.3	10.0	10.0	-1000.0	1000.0
Ген	107	Г-7	10	10.3	9.7	103.0	49.0	10.0	8.3	-1000.0	1000.0
Нагр	2	АТЭЦ 110	110	0	0	0.0	0.0	112.9	6.6	0.0	0.0
Ген	206	Г-6	10	9.5	7.9	91.0	-7.9	10.0	11.2	-1000.0	1000.0
Ген	205	Г-5	10	10	8.1	94.0	-7.6	10.0	11.3	-1000.0	1000.0
Нагр	3	ПС Смолянин ово тяга	110	14.55	5.8	0.0	0.0	108.8	4.0	0.0	0.0
Нагр	4	ПС Садовая	110	0	0	0.0	0.0	105.8	1.0	0.0	0.0
Нагр	5	ПС Береговая 1	110	11.84	4.74	0.0	0.0	105.7	0.9	0.0	0.0
Нагр	6	ПС Промысло вка	110	16.03	6.41	0.0	0.0	104.3	-0.6	0.0	0.0
Нагр	7	ПС Волчанец	110	11.84	4.74	0.0	0.0	105.1	-2.4	0.0	0.0

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13
Нагр	8	ПС Находка	110	49.94	19.98	0.0	0.0	106.6	-2.7	0.0	0.0
Нагр	9	ПС Широкая 110	110	38.35	15.34	0.0	0.0	108.8	-2.7	0.0	0.0
Нагр	10	ПС Широкая 220	220	127.8 7	51.15	0.0	0.0	210.7	-1.7	0.0	0.0
Нагр	11	ПС Находка/т	110	7.15	2.86	0.0	0.0	108.1	-1.4	0.0	0.0
Нагр	12	ПС ХФЗ	110	2.71	1.09	0.0	0.0	112.9	2.4	0.0	0.0
Нагр	13	ПС Вокзальна я/т	110	19.85	7.94	0.0	0.0	112.5	2.4	0.0	0.0
Нагр	14	ПС Фридман/ т	110	2.47	0.99	0.0	0.0	112.4	3.0	0.0	0.0
Нагр	15	ПС Анисимов ка/т	110	14.18	5.67	0.0	0.0	112.2	3.7	0.0	0.0
Нагр	16	ПС Штыково	110	9.13	3.65	0.0	0.0	112.8	6.3	0.0	0.0
База	17	ПаГРЭС 220	220	0	0	-0.1	47.0	220.0	0.8	0.0	0.0
Нагр	101	шина автоНН1	10	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Нагр	100	СР точка авто1Пагр эс	220	0	0	0.0	0.0	215.2	2.3	0.0	0.0
Нагр	18	ПаГРЭС 110	110	0	0	0.0	0.0	113.3	2.3	0.0	0.0
Нагр	102	шина автоНН2	10	0	0	0.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0
Нагр	103	СР точка авто2Пагр эс	220	0	0	0.0	0.0	215.2	2.3	0.0	0.0
Ген	1801	Г-1	10	5.7	7	100.0	-11.1	10.0	7.6	-1000.0	1000.0
Ген	1803	Г-3	10	0	0	50.0	-12.4	10.0	6.7	-1000.0	1000.0
Нагр	19	ПС Береговая 2	220	66.47	26.59	0.0	0.0	210.9	1.6	0.0	0.0
Нагр	20	ПС Звезда	220	4.32	1.73	0.0	0.0	210.9	1.5	0.0	0.0
Нагр	21	ПС Перевал	220	0.86	0.35	0.0	0.0	210.9	0.0	0.0	0.0
Нагр	22	ПС Лозовая	220	2.1	0.84	26.6	166.3	220.6	-0.3	0.0	0.0
Нагр	23	ПС С-55	110	8.26	3.6	0.0	0.0	104.3	-1.6	0.0	0.0
Нагр	1009 1	Ноль Ш1	220	0	0	0.0	0.0	206.9	-2.7	0.0	0.0
Нагр	1009 2	Ноль Ш2	220	0	0	0.0	0.0	206.9	-2.7	0.0	0.0
Нагр	1009 11	НН1	10	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13
Нагр	1009 12	НН2	10	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Нагр	24	ПС Порт	110	0	0	0.0	0.0	107.5	-2.8	0.0	0.0
Нагр	241	Тр-р 1	10	6.1	2.4	0.0	0.0	9.9	-7.1	0.0	0.0
Нагр	242	Тр-р 2	10	6.1	2.4	0.0	0.0	9.9	-7.1	0.0	0.0

Таблица 16 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	№ нача- ла	№ кон- ца	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Коэф. транс- формац и	Поток актив- ной мощност и, МВт	Поток реак- тивной мощности, Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	2	3	АТЭЦ 110 - ПС Смоляниново тяга	5.73	9.82	-61.20	0	-62.9	-11.6
ЛЭП	3	4	ПС Смоляниново тяги - ПС Садовая	6.29	13.34	-85.70	0	-46.6	-3.4
ЛЭП	4	5	ПС Садовая - ПС Береговая 1	0.26	0.54	-3.50	0	-45.4	-1.9
ЛЭП	5	6	ПС Береговая 1 - ПС Промысловка	4.95	8.48	-52.90	0	-33.5	2.9
ЛЭП	6	23	ПС Промысловка - ПС С-55	4.56	7.82	-48.70	0	-17.0	9.6
ЛЭП	23	7	ПС С-55 - ПС Волчанец	6.03	10.33	-64.40	0	-8.6	12.9
ЛЭП	7	8	ПС Волчанец - ПС Находка	4.87	8.35	-52.00	0	3.4	17.2
ЛЭП	9	24	ПС Широкая 110 - ПС Порт	0.88	2.98	-20.65	0	-20.9	-42.4
ЛЭП	24	8	ПС Порт - ПС Находка	1.38	2.37	-14.76	0	-8.4	-36.1
ЛЭП	8	11	ПС Находка - ПС Находка/т	3.41	5.85	-36.40	0	45.2	0.8
ЛЭП	11	18	ПС Находка/т - ПаГРЭС 110	9.04	15.50	-96.60	0	52.9	4.3
ЛЭП	18	12	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	1.55	3.29	-21.70	0	0.9	-13.3
ЛЭП	18	12	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	1.55	3.29	-21.70	0	0.9	-13.3
ЛЭП	12	14	ПС ХФЗ - ПС Фридман/т	4.23	8.98	-57.70	0	9.8	-10.0
ЛЭП	12	13	ПС ХФЗ - ПС Вокзальная/т	1.03	2.18	-14.00	0	-5.2	-16.1
ЛЭП	13	14	ПС Вокзальная/т - ПС Фридман/т	3.17	6.72	-43.20	0	14.7	-8.2
ЛЭП	14	15	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	4.15	8.81	-56.70	0	13.4	-9.0
ЛЭП	14	15	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	4.04	8.58	-55.10	0	13.7	-9.2
ЛЭП	15	16	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	10.89	23.10	-148.50	0	20.7	-6.8
ЛЭП	16	2	ПС Штыково - АТЭЦ 110	1.37	2.35	-14.60	0	25.7	-5.9

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	16	2	ПС Штыково - АТЭЦ 110	1.37	2.35	-14.60	0	25.7	-5.9
ЛЭП	15	16	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	10.89	23.10	-148.50	0	20.7	-6.8
ЛЭП	1	19	АТЭЦ 220 - ПС Береговая 2	4.44	19.43	-119.60	0	-149.6	-14.1
ЛЭП	19	20	ПС Береговая 2 - ПС Звезда	0.06	0.25	-1.60	0	-80.9	16.6
ЛЭП	20	21	ПС Звезда - ПС Перевал	3.35	14.66	-90.20	0	-76.7	18.3
ЛЭП	21	10	ПС Перевал - ПС Широкая 220	3.94	17.26	-106.20	0	-75.4	16.6
ЛЭП	10	22	ПС Широкая 220 - ПС Лозовая	3.17	13.86	-85.30	0	112.3	126.0
ЛЭП	22	17	ПС Лозовая - ПаГРЭС 220	2.16	9.44	-58.10	0	89.9	-34.8
Тр-р	18	1801	ПаГРЭС 110 - Г-1	0.39	12.30	25.61	0.09	93.9	-27.6
Тр-р	18	1803	ПаГРЭС 110 - Г-3	0.71	19.22	16.39	0.09	49.8	-16.7
Тр-р	17	100	ПаГРЭС 220 - СР точка авто1Пагрэс	0.47	26.45	9.50	1	45.2	-41.4
Тр-р	1	108	АТЭЦ 220 - Г-8	1.42	49.19	10.67	0.046	80.7	3.9
Тр-р	2	206	АТЭЦ 110 - Г-6	0.39	12.30	25.61	0.09	81.2	-23.0
Тр-р	2	205	АТЭЦ 110 - Г-5	0.39	12.30	25.61	0.09	83.7	-23.3
Тр-р	100	18	СР точка авто1Пагрэс - ПаГРЭС 110	0.47	0.00	0.00	0.526	45.2	-38.9
Тр-р	100	101	СР точка авто1Пагрэс - шина автоНН1	0.47	62.40	0.00	0.046	0.0	0.0
Тр-р	17	103	ПаГРЭС 220 - СР точка авто2Пагрэс	0.47	26.45	9.50	1	45.2	-41.4
Тр-р	103	18	СР точка авто2Пагрэс - ПаГРЭС 110	0.47	0.00	0.00	0.526	45.2	-38.9
Тр-р	103	102	СР точка авто2Пагрэс - шина автоНН2	0.47	62.40	0.00	0.046	0.0	0.0
Тр-р	1	104	АТЭЦ 220 - Ноль1	0.24	15.87	15.10	1	71.4	-7.8
Тр-р	104	2	Ноль1 - АТЭЦ 110	0.24	0.00	0.00	0.526	25.2	-22.6
Тр-р	104	107	Ноль1 - Г-7	0.24	30.42	15.10	0.046	46.3	17.3
Тр-р	1	105	АТЭЦ 220 - Ноль 2	0.24	15.87	0.00	1	71.4	-7.1
Тр-р	105	2	Ноль 2 - АТЭЦ 110	0.24	0.00	0.00	0.526	25.1	-23.3
Тр-р	105	107	Ноль 2 - Г-7	0.24	30.42	0.00	0.046	46.3	18.0
Тр-р	10	1009 1	ПС Широкая 220 - Ноль Ш1	0.47	26.45	9.50	1	-29.7	-30.3
Тр-р	10091	9	Ноль Ш1 - ПС Широкая 110	0.47	0.00	0.00	0.526	-29.6	-28.9
Тр-р	10091	1009 11	Ноль Ш1 - НН1	0.47	62.40	0.00	0.046	0.0	0.0
Тр-р	10	1009 2	ПС Широкая 220 - Ноль Ш2	0.47	26.45	9.50	1	-29.7	-30.3
Тр-р	10092	9	Ноль Ш2 - ПС Широкая 110	0.47	0.00	0.00	0.526	-29.6	-28.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	10092	1009 12	Ноль Ш2 - НН2	0.47	62.40	0.00	0.046	0.0	0.0
Тр-р	24	241	ПС Порт - Тр-р 1	9.26	138.8	2.27	0.096	-6.1	-3.0
Тр-р	24	242	ПС Порт - Тр-р 2	9.26	138.8	2.27	0.096	-6.1	-3.0

Отклонение напряжений определяются по формуле [7]:

$$\delta = \frac{U_i - U_{ном}}{U_{ном}}, \quad (16)$$

где $U_{ном}$ - номинальное значение напряжения;

U_i - значение напряжения в i -том узле.

Таблица 17 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	V	dV, %
1	2	3
ПС Промысловка	104.34	-5.14
ПС С-55	104.31	-5.17
Ноль Ш1	206.93	-5.94
Ноль Ш2	206.93	-5.94

Исходя из результатов, представленных в таблице 17, в соответствии с [3], отклонение напряжений на шинах подстанции находятся в пределах допустимых значений.

В таблице 18 приведены значения токовой загрузки ЛЭП. Согласно условию максимальный рабочий ток, текущий по линии, не должен превышать длительно допустимый для выбранного сечения ВЛ.

Таблица 18 – Токовая нагрузка ВЛ

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Идоп 25	Идоп расч	I/I_dop
1	2	3	4	5	6	7	8
2	3	АТЭЦ 110 - ПС Смоляниново тяга	327.2	327.8	380	380	86.3
3	4	ПС Смоляниново тяга - ПС Садовая	247.7	248.0	450	450	55.1
4	5	ПС Садовая - ПС Береговая 1	248.0	248.0	605	605	41.0
5	6	ПС Береговая 1 - ПС Промысловка	183.9	183.6	380	380	48.4
6	23	ПС Промысловка - ПС С-55	108.0	106.5	380	380	28.4

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8
23	7	ПС С-55 - ПС Волчанец	85.8	82.6	380	380	22.6
7	8	ПС Волчанец - ПС Находка	96.1	93.0	380	380	25.3
9	24	ПС Широкая 110 - ПС Порт	250.6	251.8	605	605	41.6
24	8	ПС Порт - ПС Находка	199.1	199.9	380	380	52.6
8	11	ПС Находка - ПС Находка/т	244.7	244.6	380	380	64.4
11	18	ПС Находка/т - ПаГРЭС 110	283.6	283.0	380	380	74.6
18	12	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	68.1	69.5	450	450	15.4
18	12	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	68.1	69.5	450	450	15.4
12	14	ПС ХФЗ - ПС Фридман/т	71.4	74.1	450	450	16.5
12	13	ПС ХФЗ - ПС Вокзальная/т	86.2	87.1	450	450	19.4
13	14	ПС Вокзальная/т - ПС Фридман/т	86.5	87.9	450	450	19.5
14	15	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	82.7	84.8	450	450	18.8
14	15	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	85.0	87.0	450	450	19.3
15	16	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	112.2	115.4	450	450	25.6
16	2	ПС Штыково - АТЭЦ 110	135.2	135.4	380	380	35.6
16	2	ПС Штыково - АТЭЦ 110	135.2	135.4	380	380	35.6
15	16	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	112.2	115.4	450	450	25.6
1	19	АТЭЦ 220 - ПС Береговая 2	403.3	404.5	695	695	58.2
19	20	ПС Береговая 2 - ПС Звезда	226.1	226.1	695	695	32.5
20	21	ПС Звезда - ПС Перевал	215.8	213.3	695	695	31.0
21	10	ПС Перевал - ПС Широкая 220	211.3	208.7	695	695	30.4
10	22	ПС Широкая 220 - ПС Лозовая	462.5	454.5	695	695	66.5
22	17	ПС Лозовая - ПаГРЭС 220	252.1	254.8	695	695	36.7

В данном режиме наиболее загруженной по току линией является ВЛ «Артемовская ТЭЦ – Смоляниново тяга». Результаты расчета представлены на листе №3.

Результаты расчета нормального установившегося режима для варианта №2 сведены в таблицы 17 – 18.

Таблица 17 – Параметры узлов нормального режима

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta	Q_max	Q_min
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	1	АТЭЦ 220	220	74	-25	0.0	0.0	215.1	5.1	0	0
Нагр	104	Ноль 1	220	0	0	0.0	0.0	214.7	6.6	0	0
Нагр	105	Ноль 2	220	0	0	0.0	0.0	214.7	6.6	0	0
Ген	108	Г-8	10	8	8.9	89.0	20.3	10.0	10.0	1000	-1000
Ген	107	Г-7	10	10.3	9.7	103.0	48.8	10.0	8.3	1000	-1000
Нагр	2	АТЭЦ 110	110	0	0	0.0	0.0	112.9	6.6	0	0
Ген	206	Г-6	10	9.5	7.9	91.0	-8.0	10.0	11.2	1000	-1000
Ген	205	Г-5	10	10	8.1	94.0	-7.7	10.0	11.3	1000	-1000
Нагр	3	ПС Смоляниново тяга	110	14.55	5.8	0.0	0.0	108.9	4.0	0	0
Нагр	4	ПС Садовая	110	0	0	0.0	0.0	105.9	1.0	0	0
Нагр	5	ПС Береговая 1	110	11.84	4.74	0.0	0.0	105.8	0.9	0	0

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	6	ПС Промысловка	110	16.03	6.41	0.0	0.0	104.6	-0.7	0	0
Нагр	7	ПС Волчанец	110	11.84	4.74	0.0	0.0	105.4	-2.5	0	0
Нагр	8	ПС Находка	110	49.94	19.98	0.0	0.0	106.9	-2.8	0	0
Нагр	9	ПС Широкая 110	110	38.35	15.34	0.0	0.0	108.6	-2.7	0	0
Нагр	10	ПС Широкая 220	220	127.8 7	51.15	0.0	0.0	210.5	-1.7	0	0
Нагр	11	ПС Находка/т	110	7.15	2.86	0.0	0.0	108.4	-1.5	0	0
Нагр	12	ПС ХФЗ	110	2.71	1.09	0.0	0.0	112.9	2.4	0	0
Нагр	13	ПС Вокзальная/т	110	19.85	7.94	0.0	0.0	112.6	2.4	0	0
Нагр	14	ПС Фридман/т	110	2.47	0.99	0.0	0.0	112.5	3.0	0	0
Нагр	15	ПС Анисимовка/ т	110	14.18	5.67	0.0	0.0	112.2	3.7	0	0
Нагр	16	ПС Штыково	110	9.13	3.65	0.0	0.0	112.8	6.3	0	0
База	17	ПаГРЭС 220	220	0	0	0.1	47.8	220.0	0.8	0	0
Нагр	101	шина автоНН1	10	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
Нагр	100	СР точка авто1Пагрэс	220	0	0	0.0	0.0	215.3	2.3	0	0
Нагр	18	ПаГРЭС 110	110	0	0	0.0	0.0	113.3	2.3	0	0
Нагр	102	шина автоНН2	10	0	0	0.0	0.0	0.0	1.7	0	0
Нагр	103	СР точка авто2Пагрэс	220	0	0	0.0	0.0	215.3	2.3	0	0
Ген	1801	Г-1	10	5.7	7	100.0	-11.5	10.0	7.6	1000	-1000
Ген	1803	Г-3	10	0	0	50.0	-12.6	10.0	6.7	1000	-1000
Нагр	19	ПС Береговая 2	220	66.47	26.59	0.0	0.0	210.8	1.6	0	0
Нагр	20	ПС Звезда	220	4.32	1.73	0.0	0.0	210.8	1.5	0	0
Нагр	21	ПС Перевал	220	0.86	0.35	0.0	0.0	210.7	0.0	0	0
Нагр	22	ПС Лозовая	220	2.1	0.84	26.6	166.3	220.5	-0.3	0	0
Нагр	23	ПС С-55	110	8.26	3.6	0.0	0.0	104.6	-1.7	0	0
Нагр	1009 1	Ноль Ш1	220	0	0	0.0	0.0	206.6	-2.7	0	0
Нагр	1009 2	Ноль Ш2	220	0	0	0.0	0.0	206.6	-2.7	0	0
Нагр	1009 11	НН1	10	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
Нагр	1009 12	НН2	10	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
Нагр	24	ПС Порт	110	0	0	0.0	0.0	106.8	-2.9	0	0
Нагр	241	Тр-р 1	10	6.2	2.4	0.0	0.0	9.8	-7.3	0	0
Нагр	242	Тр-р 2	10	6.2	2.4	0.0	0.0	9.8	-7.3	0	0

Таблица 18 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Kт/г	P нач	Q нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	2	3	АТЭЦ 110 – ПС Смоляниново тяга	5.73	9.82	-61.20	0	-63.1	-10.9
ЛЭП	3	4	ПС Смоляниново тяга - ПС Садовая	6.29	13.34	-85.70	0	-46.7	-2.7
ЛЭП	4	5	ПС Садовая - ПС Береговая 1	0.26	0.54	-3.50	0	-45.5	-1.2
ЛЭП	5	6	ПС Береговая 1 - ПС Промысловка	4.95	8.48	-52.90	0	-33.7	3.6
ЛЭП	6	23	ПС Промысловка – ПС С-55	4.56	7.82	-48.70	0	-17.1	10.3
ЛЭП	23	7	ПС С-55 - ПС Волчанец	6.03	10.33	-64.40	0	-8.7	13.7
ЛЭП	7	8	ПС Волчанец - ПС Находка	4.87	8.35	-52.00	0	3.2	17.9
ЛЭП	9	8	ПС Широкая 110 - ПС Находка	1.00	3.56	-24.70	0	-20.5	-44.9
ЛЭП	8	11	ПС Находка - ПС Находка/т	3.41	5.85	-36.40	0	45.5	-1.1
ЛЭП	11	18	ПС Находка/т - ПаГРЭС 110	9.04	15.50	-96.60	0	53.3	2.4
ЛЭП	18	12	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	1.55	3.29	-21.70	0	0.9	-13.4
ЛЭП	18	12	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	1.55	3.29	-21.70	0	0.9	-13.4
ЛЭП	12	14	ПС ХФЗ - ПС Фридман/т	4.23	8.98	-57.70	0	9.8	-10.0
ЛЭП	12	13	ПС ХФЗ - ПС Вокзальная/т	1.03	2.18	-14.00	0	-5.2	-16.1
ЛЭП	13	14	ПС Вокзальная/т - ПС Фридман/т	3.17	6.72	-43.20	0	14.7	-8.3
ЛЭП	14	15	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	4.15	8.81	-56.70	0	13.4	-9.0
ЛЭП	14	15	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	4.04	8.58	-55.10	0	13.7	-9.3
ЛЭП	15	16	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	10.89	23.10	-148.50	0	20.7	-6.9
ЛЭП	16	2	ПС Штыково - АТЭЦ 110	1.37	2.35	-14.60	0	25.7	-6.0
ЛЭП	16	2	ПС Штыково - АТЭЦ 110	1.37	2.35	-14.60	0	25.7	-6.0
ЛЭП	15	16	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	10.89	23.10	-148.50	0	20.7	-6.9
ЛЭП	1	19	АТЭЦ 220 - ПС Береговая 2	4.44	19.43	-119.60	0	-149.4	-14.9
ЛЭП	19	20	ПС Береговая 2 - ПС Звезда	0.06	0.25	-1.60	0	-80.8	15.8
ЛЭП	20	21	ПС Звезда - ПС Перевал	3.35	14.66	-90.20	0	-76.5	17.5
ЛЭП	21	10	ПС Перевал - ПС Широкая 220	3.94	17.26	-106.20	0	-75.2	15.8
ЛЭП	10	22	ПС Широкая 220 - ПС Лозовая	3.17	13.86	-85.30	0	112.1	127.8
ЛЭП	22	17	ПС Лозовая - ПаГРЭС 220	2.16	9.44	-58.10	0	89.6	-32.8
Тр-р	18	1801	ПаГРЭС 110 - Г-1	0.39	12.30	25.61	0.09	93.9	-28.0
Тр-р	18	1803	ПаГРЭС 110 - Г-3	0.71	19.22	16.39	0.09	49.8	-17.0
Тр-р	17	100	ПаГРЭС 220 - СР точка авто1Пагрэс	0.47	26.45	9.50	1	45.0	-40.8
Тр-р	1	108	АТЭЦ 220 - Г-8	1.42	49.19	10.67	0.046	80.7	4.0
Тр-р	2	206	АТЭЦ 110 - Г-6	0.39	12.30	25.61	0.09	81.2	-23.1

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	2	205	АТЭЦ 110 - Г-5	0.39	12.30	25.61	0.09	83.7	-23.4
Тр-р	100	18	СР точка авто1Пагрэс - ПаГРЭС 110	0.47	0.00	0.00	0.526	45.0	-38.4
Тр-р	100	101	СР точка авто1Пагрэс - шина автоНН1	0.47	62.40	0.00	0.046	0.0	0.0
Тр-р	17	103	ПаГРЭС 220 - СР точка авто2Пагрэс	0.47	26.45	9.50	1	45.0	-40.8
Тр-р	103	18	СР точка авто2Пагрэс - ПаГРЭС 110	0.47	0.00	0.00	0.526	45.0	-38.4
Тр-р	103	102	СР точка авто2Пагрэс - шина автоНН2	0.47	62.40	0.00	0.046	0.0	0.0
Тр-р	1	104	АТЭЦ 220 - Ноль1	0.24	15.87	15.10	1	71.3	-7.4
Тр-р	104	2	Ноль1 - АТЭЦ 110	0.24	0.00	0.00	0.526	25.1	-22.2
Тр-р	104	107	Ноль1 - Г-7	0.24	30.42	15.10	0.046	46.3	17.2
Тр-р	1	105	АТЭЦ 220 - Ноль 2	0.24	15.87	0.00	1	71.4	-6.7
Тр-р	105	2	Ноль 2 - АТЭЦ 110	0.24	0.00	0.00	0.526	25.1	-22.8
Тр-р	105	107	Ноль 2 - Г-7	0.24	30.42	0.00	0.046	46.3	17.9
Тр-р	10	10091	ПС Широкая 220 - Ноль Ш1	0.47	26.45	9.50	1	-29.5	-31.6
Тр-р	10091	9	Ноль Ш1 - ПС Широкая 110	0.47	0.00	0.00	0.526	-29.4	-30.1
Тр-р	10091	100911	Ноль Ш1 - НН1	0.47	62.40	0.00	0.046	0.0	0.0
Тр-р	10	10092	ПС Широкая 220 - Ноль Ш2	0.47	26.45	9.50	1	-29.5	-31.6
Тр-р	10092	9	Ноль Ш2 - ПС Широкая 110	0.47	0.00	0.00	0.526	-29.4	-30.1
Тр-р	10092	100912	Ноль Ш2 - НН2	0.47	62.40	0.00	0.046	0.0	0.0
ЛЭП	8	24	ПС Находка - ПС Порт	0.97	1.67	-10.40	0	-6.3	-2.9
ЛЭП	8	24	ПС Находка - ПС Порт	0.97	1.67	-10.40	0	-6.2	-2.9
Тр-р	24	241	ПС Порт - Тр-р 1	9.26	138.8 6	2.30	0.095	-6.2	-3.0
Тр-р	24	242	ПС Порт - Тр-р 2	9.26	138.8 6	2.30	0.095	-6.2	-3.0

Отклонение напряжений в рассматриваемой сети представлено в таблице 19

Таблица 19 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	V,кВ	dV, %
1	2	3
Ноль Ш1	206.55	-6.11
Ноль Ш2	206.55	-6.11

По результатам таблицы 19, отклонение напряжений на шинах ПС находятся в разрешенных пределах. В данном режиме осуществлено регулирование напряжения с помощью использования РПН. Схема режима показана на листе №3.

В таблице 20 представлены значения токовой загрузки ВЛ.

Таблица 20 – Токовая нагрузка ВЛ

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Iдоп 25	Iдоп расч	I/I_доп
1	2	3	4	5	6	7	8
2	3	АТЭЦ 110 - ПС Смоляниново тяга	327.3	327.9	380	380	86.3
3	4	ПС Смоляниново тяга - ПС Садовая	248.1	248.3	450	450	55.2
4	5	ПС Садовая - ПС Береговая 1	248.3	248.3	605	605	41.0
5	6	ПС Береговая 1 - ПС Промысловка	184.8	184.4	380	380	48.6
6	23	ПС Промысловка - ПС С-55	110.5	109.0	380	380	29.1
23	7	ПС С-55 - ПС Волчанец	89.5	86.2	380	380	23.6
7	8	ПС Волчанец - ПС Находка	99.8	96.7	380	380	26.3
9	8	ПС Широкая 110 - ПС Находка	262.4	263.8	605	605	43.6
8	11	ПС Находка - ПС Находка/т	245.9	246.0	380	380	64.7
11	18	ПС Находка/т - ПаГРЭС 110	284.4	284.0	380	380	74.8
18	12	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	68.5	69.9	450	450	15.5
18	12	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	68.5	69.9	450	450	15.5
12	14	ПС ХФЗ - ПС Фридман/т	71.7	74.4	450	450	16.5
12	13	ПС ХФЗ - ПС Вокзальная/т	86.6	87.5	450	450	19.4
13	14	ПС Вокзальная/т - ПС Фридман/т	86.7	88.1	450	450	19.6
14	15	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	82.9	85.0	450	450	18.9
14	15	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	85.2	87.2	450	450	19.4
15	16	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	112.3	115.5	450	450	25.7
16	2	ПС Штыково - АТЭЦ 110	135.3	135.5	380	380	35.7
16	2	ПС Штыково - АТЭЦ 110	135.3	135.5	380	380	35.7
15	16	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	112.3	115.5	450	450	25.7
1	19	АТЭЦ 220 - ПС Береговая 2	403.1	404.4	695	695	58.2
19	20	ПС Береговая 2 - ПС Звезда	225.4	225.3	695	695	32.4
20	21	ПС Звезда - ПС Перевал	214.9	212.6	695	695	30.9
21	10	ПС Перевал - ПС Широкая 220	210.6	208.1	695	695	30.3
10	22	ПС Широкая 220 - ПС Лозовая	466.2	458.2	695	695	67.1
22	17	ПС Лозовая - ПаГРЭС 220	249.8	252.4	695	695	36.3
8	24	ПС Находка - ПС Порт	37.2	37.5	380	380	9.9
8	24	ПС Находка - ПС Порт	37.1	37.4	380	380	9.8

В рассмотренном выше режиме, как и в варианте №1, самый большой ток протекает по ВЛ «Артемовская ТЭЦ– Смоляниново тяга».

3.4 Расчет послеаварийных режимов и их анализ

Послеаварийный режим рассчитывается методом отключения линии с самым большим током, протекающим по ней. Затем производится проверка параметров режима.

Рассмотрим режим отключения ВЛ 110 кВ «Артемовская ТЭЦ– Смоляниново тяга» для варианта №1.

После отключения линии требуется определить отклонение режимных параметров от номинальных значений.

Таблица 21 - Значения режимных характеристик рассматриваемого варианта

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V	Delta	Q_min	Q_max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	1	АТЭЦ 220	220	74	-25	0.0	0.0	212.3	7.6	0	0
Нагр	104	Ноль1	220	0	0	0.0	0.0	211.5	9.4	0	0
Нагр	105	Ноль 2	220	0	0	0.0	0.0	211.5	9.4	0	0
Ген	108	Г-8	10	8	8.9	89.0	32.3	10.0	12.5	-1000	1000
Ген	107	Г-7	10	10.3	9.7	103.0	94.8	10.0	11.1	-1000	1000
Нагр	2	АТЭЦ 110	110	0	0	0.0	0.0	116.9	9.4	0	0
Ген	206	Г-6	10	9.5	7.9	91.0	-43.4	10.0	13.9	-1000	1000
Ген	205	Г-5	10	10	8.1	94.0	-43.1	10.0	14.1	-1000	1000
Нагр	3	ПС Смоляниново тяга	110	14.55	5.8	0.0	0.0	100.1	-15.0	0	0
Нагр	4	ПС Садовая	110	0	0	0.0	0.0	100.4	-13.7	0	0
Нагр	5	ПС Береговая 1	110	11.84	4.74	0.0	0.0	100.4	-13.7	0	0
Нагр	6	ПС Промысловка	110	16.03	6.41	0.0	0.0	100.8	-12.1	0	0
Нагр	7	ПС Волчанец	110	11.84	4.74	0.0	0.0	105.7	-7.3	0	0
Нагр	8	ПС Находка	110	49.94	19.98	0.0	0.0	109.4	-4.8	0	0
Нагр	9	ПС Широкая 110	110	38.35	15.34	0.0	0.0	112.6	-3.8	0	0
Нагр	10	ПС Широкая 220	220	127.8 7	51.15	0.0	0.0	208.1	-1.9	0	0
Нагр	11	ПС Находка/т	110	7.15	2.86	0.0	0.0	111.0	-2.9	0	0
Нагр	12	ПС ХФЗ	110	2.71	1.09	0.0	0.0	116.4	2.7	0	0
Нагр	13	ПС Вокзальная/т	110	19.85	7.94	0.0	0.0	116.1	2.9	0	0
Нагр	14	ПС Фридман/т	110	2.47	0.99	0.0	0.0	116.0	3.8	0	0
Нагр	15	ПС Анисимовка/ т	110	14.18	5.67	0.0	0.0	115.8	5.1	0	0
Нагр	16	ПС Штыково	110	9.13	3.65	0.0	0.0	116.6	9.0	0	0
База	17	ПаГРЭС 220	220	0	0	9.0	135.1	220.0	0.8	0	0
Нагр	101	шина автоНН1	10	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
Нагр	100	СР точка авто1Пагрэс	220	0	0	0.0	0.0	211.3	2.4	0	0
Нагр	18	ПаГРЭС 110	110	0	0	0.0	0.0	116.8	2.4	0	0
Нагр	102	шина автоНН2	10	0	0	0.0	0.0	0.0	1.7	0	0
Нагр	103	СР точка авто2Пагрэс	220	0	0	0.0	0.0	211.3	2.4	0	0
Ген	1801	Г-1	10	5.7	7	100.0	-43.0	10.0	7.6	-1000	1000
Ген	1803	Г-3	10	0	0	50.0	-32.7	10.0	6.7	-1000	1000
Нагр	19	ПС Береговая 2	220	66.47	26.59	0.0	0.0	207.8	3.0	0	0
Нагр	20	ПС Звезда	220	4.32	1.73	0.0	0.0	207.8	3.0	0	0
Нагр	21	ПС Перевал	220	0.86	0.35	0.0	0.0	207.9	0.7	0	0
Нагр	22	ПС Лозовая	220	2.1	0.84	26.6	166.3	219.6	-0.4	0	0
Нагр	23	ПС С-55	110	8.26	3.6	0.0	0.0	102.5	-10.2	0	0
Нагр	10091	Ноль Ш1	220	0	0	0.0	0.0	203.9	-3.8	0	0

Продолжение таблицы 21

Нагр	10092	Ноль Ш2	220	0	0	0.0	0.0	203.9	-3.8	0	0
Нагр	100911	НН1	10	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
Нагр	100912	НН2	10	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
Нагр	24	ПС Порт	110	0	0	0.0	0.0	110.9	-4.5	0	0
Нагр	241	Тр-р 1	10	6.1	2.4	0.0	0.0	10.3	-8.4	0	0
Нагр	242	Тр-р 2	10	6.1	2.4	0.0	0.0	10.3	-8.4	0	0

Таблица 22 – Значения режимных характеристик ВЛ, трансформаторов ПС

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	P нач	Q нач
1	2	3	4	5	6	7	8	8	10
ЛЭП	3	4	ПС Смоляниново тяга - ПС Садовая	6.3	13.3	-85.7	14.4	-4.2	0.000
ЛЭП	4	5	ПС Садовая - ПС Береговая 1	0.3	0.5	-3.5	14.6	-14.9	0.000
ЛЭП	5	6	ПС Береговая 1 - ПС Промысловка	4.9	8.5	-52.9	26.3	-10.1	0.000
ЛЭП	6	23	ПС Промысловка - ПС С-55	4.6	7.8	-48.7	42.7	-3.8	0.000
ЛЭП	23	7	ПС С-55 - ПС Волчанец	6.0	10.3	-64.4	52.0	0.5	0.000
ЛЭП	7	8	ПС Волчанец - ПС Находка	4.9	8.4	-52.0	65.4	7.1	0.000
ЛЭП	9	24	ПС Широкая 110 - ПС Порт	0.9	3.0	-20.7	-65.0	-46.2	0.000
ЛЭП	24	8	ПС Порт - ПС Находка	1.4	2.4	-14.8	-52.4	-39.0	0.000
ЛЭП	8	11	ПС Находка - ПС Находка/т	3.4	5.9	-36.4	65.3	-8.8	0.000
ЛЭП	11	18	ПС Находка/т - ПаГРЭС 110	9.0	15.5	-96.6	73.6	-4.4	0.000
ЛЭП	18	12	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	1.6	3.3	-21.7	13.4	-19.4	0.000
ЛЭП	18	12	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	1.6	3.3	-21.7	13.4	-19.4	0.000
ЛЭП	12	14	ПС ХФЗ - ПС Фридман/т	4.2	9.0	-57.7	22.2	-15.9	0.000
ЛЭП	12	13	ПС ХФЗ - ПС Вокзальная/т	1.0	2.2	-14.0	7.4	-22.1	0.000
ЛЭП	13	14	ПС Вокзальная/т - ПС Фридман/т	3.2	6.7	-43.2	27.2	-14.2	0.000
ЛЭП	14	15	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	4.2	8.8	-56.7	25.8	-14.6	0.000
ЛЭП	14	15	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	4.0	8.6	-55.1	26.5	-15.0	0.000
ЛЭП	15	16	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	10.9	23.1	-148.5	33.5	-12.1	0.000
ЛЭП	16	2	ПС Штыково - АТЭЦ 110	1.4	2.4	-14.6	39.1	-10.1	0.000
ЛЭП	16	2	ПС Штыково - АТЭЦ 110	1.4	2.4	-14.6	39.1	-10.1	0.000
ЛЭП	15	16	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	10.9	23.1	-148.5	33.5	-12.1	0.000
ЛЭП	1	19	АТЭЦ 220 - ПС Береговая 2	4.4	19.4	-119.6	-185.2	-11.6	0.000
ЛЭП	19	20	ПС Береговая 2 - ПС Звезда	0.1	0.3	-1.6	-115.3	24.5	0.000
ЛЭП	20	21	ПС Звезда - ПС Перевал	3.4	14.7	-90.2	-111.2	26.2	0.000
ЛЭП	21	10	ПС Перевал - ПС Широкая 220	3.9	17.3	-106.2	-109.5	27.0	0.000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	10	22	ПС Широкая 220 - ПС Лозовая	3.2	13.9	-85.3	123.1	145.0	0.000
ЛЭП	22	17	ПС Лозовая - ПаГРЭС 220	2.2	9.4	-58.1	101.3	-13.1	0.000
Тр-р	18	1801	ПаГРЭС 110 - Г-1	0.4	12.3	25.6	93.9	-61.7	0.090
Тр-р	18	1803	ПаГРЭС 110 - Г-3	0.7	19.2	16.4	49.8	-38.5	0.090
Тр-р	17	100	ПаГРЭС 220 - СР точка авто1Пагрэс	0.5	26.5	9.5	46.4	-74.5	1.000
Тр-р	1	108	АТЭЦ 220 - Г-8	1.4	49.2	10.7	80.7	15.6	0.046
Тр-р	2	206	АТЭЦ 110 - Г-6	0.4	12.3	25.6	81.1	-60.9	0.090
Тр-р	2	205	АТЭЦ 110 - Г-5	0.4	12.3	25.6	83.6	-61.2	0.090
Тр-р	100	18	СР точка авто1Пагрэс - ПаГРЭС 110	0.5	0.0	0.0	46.3	-70.4	0.553
Тр-р	100	101	СР точка авто1Пагрэс - шина автоНН1	0.5	62.4	0.0	0.0	0.0	0.046
Тр-р	17	103	ПаГРЭС 220 - СР точка авто2Пагрэс	0.5	26.5	9.5	46.4	-74.5	1.000
Тр-р	103	18	СР точка авто2Пагрэс - ПаГРЭС 110	0.5	0.0	0.0	46.3	-70.4	0.553
Тр-р	103	102	СР точка авто2Пагрэс - шина автоНН2	0.5	62.4	0.0	0.0	0.0	0.046
Тр-р	1	104	АТЭЦ 220 - Ноль1	0.2	15.9	15.1	89.2	-14.9	1.000
Тр-р	104	2	Ноль1 - АТЭЦ 110	0.2	0.0	0.0	43.1	-50.4	0.553
Тр-р	104	107	Ноль1 - Г-7	0.2	30.4	15.1	46.3	39.3	0.046
Тр-р	1	105	АТЭЦ 220 - Ноль 2	0.2	15.9	0.0	89.2	-14.2	1.000
Тр-р	105	2	Ноль 2 - АТЭЦ 110	0.2	0.0	0.0	43.0	-51.1	0.553
Тр-р	105	107	Ноль 2 - Г-7	0.2	30.4	0.0	46.3	40.0	0.046
Тр-р	10	10091	ПС Широкая 220 - Ноль Ш1	0.5	26.5	9.5	-52.0	-33.2	1.000
Тр-р	10091	9	Ноль Ш1 - ПС Широкая 110	0.5	0.0	0.0	-51.7	-30.8	0.553
Тр-р	10091	100911	Ноль Ш1 - НН1	0.5	62.4	0.0	0.0	0.0	0.046
Тр-р	10	10092	ПС Широкая 220 - Ноль Ш2	0.5	26.5	9.5	-52.0	-33.2	1.000
Тр-р	10092	9	Ноль Ш2 - ПС Широкая 110	0.5	0.0	0.0	-51.7	-30.8	0.553
Тр-р	10092	100912	Ноль Ш2 - НН2	0.5	62.4	0.0	0.0	0.0	0.046
Тр-р	24	241	ПС Порт - Тр-р 1	9.3	138.9	2.3	-6.1	-2.9	0.096
Тр-р	24	242	ПС Порт - Тр-р 2	9.3	138.9	2.3	-6.1	-2.9	0.096

Таблица 23 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	V,кВ	dV, %
1	2	3
АТЭЦ 110	116.9	6.2
ПС Смоляниново тяга	100.1	-9.0
ПС Садовая	100.4	-8.7
ПС Береговая 1	100.4	-8.7
ПС Промысловка	100.8	-8.3
ПС Широкая 220	208.1	-5.4
ПС ХФЗ	116.4	5.8

1	2	3
ПС Вокзальная/т	116.1	5.5
ПС Фридман/т	116.0	5.4
ПС Анисимовка/т	115.8	5.3
ПС Штыково	116.6	6.0
ПаГРЭС 110	116.8	6.2
ПС Береговая 2	207.8	-5.5
ПС Звезда	207.8	-5.5
ПС Перевал	207.9	-5.5
ПС С-55	102.5	-6.8
Ноль Ш1	203.9	-7.3
Ноль Ш2	203.9	-7.3

По результатам таблицы 23, отклонение напряжений на шинах ПС находятся в пределах допустимых значений, а значит не более 10% от номинального значения напряжения.

Таблица 24 – Токовая загрузка ВЛ

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4	5	6	7	8
2	3	АТЭС 110 - ПС Смоляниново тяга	0.0	0.0	380.0	380.0	0.0
3	4	ПС Смоляниново тяга - ПС Садовая	86.7	88.2	450.0	450.0	19.6
4	5	ПС Садовая - ПС Береговая 1	119.9	120.0	605.0	605.0	19.8
5	6	ПС Береговая 1 - ПС Промысловка	162.0	163.0	380.0	380.0	42.9
6	23	ПС Промысловка - ПС С-55	245.6	245.9	380.0	380.0	64.7
23	7	ПС С-55 - ПС Волчанец	292.6	292.5	380.0	380.0	77.0
7	8	ПС Волчанец - ПС Находка	359.3	358.9	380.0	380.0	94.6
9	24	ПС Широкая 110 - ПС Порт	409.0	409.7	605.0	605.0	67.7
24	8	ПС Порт - ПС Находка	340.2	340.8	380	380.0	89.7

1	2	3	4	5	6	7	8
8	11	ПС Находка - ПС Находка/т	347.6	347.9	380.0	380.0	91.5
11	18	ПС Находка/т - ПаГРЭС 110	383.4	383.5	380.0	380.0	100.9
18	12	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	116.4	117.6	450.0	450.0	26.1
18	12	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	116.4	117.6	450.0	450.0	26.1
12	14	ПС ХФЗ - ПС Фридман/т	135.6	137.9	450.0	450.0	30.6
12	13	ПС ХФЗ - ПС Вокзальная/т	115.4	116.3	450.0	450.0	25.8
13	14	ПС Вокзальная/т - ПС Фридман/т	152.9	154.2	450.0	450.0	34.3
14	15	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	147.6	149.4	450.0	450.0	33.2
14	15	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	151.6	153.5	450.0	450.0	34.1
15	16	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	177.6	180.9	450.0	450.0	40.2
16	2	ПС Штыково - АТЭЦ 110	200.0	200.2	380.0	380.0	52.7
16	2	ПС Штыково - АТЭЦ 110	200.0	200.2	380.0	380.0	52.7
15	16	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	177.6	180.9	450.0	450.0	40.2
1	19	АТЭЦ 220 - ПС Береговая 2	504.4	505.0	695.0	695.0	72.7
19	20	ПС Береговая 2 - ПС Звезда	327.5	327.4	695.0	695.0	47.1
20	21	ПС Звезда - ПС Перевал	317.4	314.9	695.0	695.0	45.7
21	10	ПС Перевал - ПС Широкая 220	313.3	310.2	695.0	695.0	45.1
10	22	ПС Широкая 220 - ПС Лозовая	527.7	519.6	695.0	695.0	75.9
22	17	ПС Лозовая - ПаГРЭС 220	268.6	269.6	695.0	695.0	38.8

Рассмотрим режим отключения линии 110 кВ «Артемовская ТЭЦ – Смоляниново тяга» для варианта №2.

Таблица 25 - Значения режимных характеристик рассматриваемого варианта

Тип	Но- мер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta	Q_min	Q_max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	1	АТЭЦ 220	220	74	-25	0.0	0.0	212.3	7.6	0	0
Нагр	104	Ноль1	220	0	0	0.0	0.0	211.5	9.4	0	0
Нагр	105	Ноль 2	220	0	0	0.0	0.0	211.5	9.4	0	0
Ген	108	Г-8	10	8	8.9	89.0	32.5	10.0	12.5	-1000	1000
Ген	107	Г-7	10	10.3	9.7	103.0	95.0	10.0	11.2	-1000	1000
Нагр	2	АТЭЦ 110	110	0	0	0.0	0.0	116.9	9.4	0	0
Ген	206	Г-6	10	9.5	7.9	91.0	-43.4	10.0	13.9	-1000	1000
Ген	205	Г-5	10	10	8.1	94.0	-43.1	10.0	14.1	-1000	1000
Нагр	3	ПС Смоляниново тяги	110	14.55	5.8	0.0	0.0	101.3	-14.8	0	0
Нагр	4	ПС Садовая	110	0	0	0.0	0.0	101.6	-13.5	0	0
Нагр	5	ПС Береговая 1	110	11.84	4.74	0.0	0.0	101.6	-13.5	0	0
Нагр	6	ПС Промысловка	110	16.03	6.41	0.0	0.0	102.0	-11.9	0	0
Нагр	7	ПС Волчанец	110	11.84	4.74	0.0	0.0	106.7	-7.2	0	0
Нагр	8	ПС Находка	110	49.94	19.98	0.0	0.0	110.3	-4.7	0	0
Нагр	9	ПС Широкая 110	110	38.35	15.34	0.0	0.0	112.4	-3.8	0	0
Нагр	10	ПС Широкая 220	220	127.8 7	51.15	0.0	0.0	207.9	-2.0	0	0
Нагр	11	ПС Находка/т	110	7.15	2.86	0.0	0.0	111.7	-2.8	0	0
Нагр	12	ПС ХФЗ	110	2.71	1.09	0.0	0.0	116.5	2.7	0	0
Нагр	13	ПС Вокзальная/т	110	19.85	7.94	0.0	0.0	116.1	2.9	0	0
Нагр	14	ПС Фридман/т	110	2.47	0.99	0.0	0.0	116.0	3.9	0	0
Нагр	15	ПС Анисимовка/т	110	14.18	5.67	0.0	0.0	115.8	5.1	0	0
Нагр	16	ПС Штыково	110	9.13	3.65	0.0	0.0	116.6	9.0	0	0
База	17	ПаГРЭС 220	220	0	0	8.3	134.7	220.0	0.8	0	0
Нагр	101	шина автоНН1	10	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
Нагр	100	СР точка авто1Пагрэс	220	0	0	0.0	0.0	211.4	2.4	0	0
Нагр	18	ПаГРЭС 110	110	0	0	0.0	0.0	116.9	2.4	0	0
Нагр	102	шина автоНН2	10	0	0	0.0	0.0	0.0	1.7	0	0
Нагр	103	СР точка авто2Пагрэс	220	0	0	0.0	0.0	211.4	2.4	0	0
Ген	180 1	Г-1	10	5.7	7	100.0	-43.6	10.0	7.6	-1000	1000
Ген	180 3	Г-3	10	0	0	50.0	-33.2	10.0	6.8	-1000	1000
Нагр	19	ПС Береговая 2	220	66.47	26.59	0.0	0.0	207.7	3.0	0	0
Нагр	20	ПС Звезда	220	4.32	1.73	0.0	0.0	207.7	2.9	0	0
Нагр	21	ПС Перевал	220	0.86	0.35	0.0	0.0	207.7	0.7	0	0
Нагр	22	ПС Лозовая	220	2.1	0.84	26.6	166.3	219.5	-0.4	0	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	23	ПС С-55	110	8.26	3.6	0.0	0.0	103.6	-10.0	0	0
Нагр	100 91	Ноль Ш1	220	0	0	0.0	0.0	203.6	-3.8	0	0
Нагр	100 92	Ноль Ш2	220	0	0	0.0	0.0	203.6	-3.8	0	0
Нагр	100 911	НН1	10	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
Нагр	100 912	НН2	10	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
Нагр	24	ПС Порт	110	0	0	0.0	0.0	110.2	-4.7	0	0
Нагр	241	Тр-р 1	10	6.1	2.4	0.0	0.0	10.2	-8.8	0	0
Нагр	242	Тр-р 2	10	6.1	2.4	0.0	0.0	10.2	-8.8	0	0

Таблица 26 – Значения режимных характеристик ВЛ, трансформаторов ПС

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	P нач	Q нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	2	3	АТЭЦ 110 - ПС Смоляниново тяга	5.73	9.82	-61.2	0	0	0
ЛЭП	3	4	ПС Смоляниново тяга - ПС Садовая	6.29	13.34	-85.7	0	14.46	-4.46
ЛЭП	4	5	ПС Садовая - ПС Береговая 1	0.26	0.54	-3.5	0	14.63	-15.38
ЛЭП	5	6	ПС Береговая 1 - ПС Промысловка	4.95	8.48	-52.9	0	26.34	-10.66
ЛЭП	6	23	ПС Промысловка - ПС С-55	4.56	7.82	-48.7	0	42.79	-4.26
ЛЭП	23	7	ПС С-55 - ПС Волчанец	6.03	10.33	-64.4	0	51.97	0.04
ЛЭП	7	8	ПС Волчанец - ПС Находка	4.87	8.35	-52	0	65.39	6.52
ЛЭП	9	8	ПС Широкая 110 - ПС Находка	1.00	3.56	-24.7	0	-66.63	-47.90
ЛЭП	8	11	ПС Находка - ПС Находка/т	3.41	5.85	-36.4	0	63.42	-11.71
ЛЭП	11	18	ПС Находка/т - ПаГРЭС 110	9.04	15.50	-96.6	0	71.67	-7.42
ЛЭП	18	12	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	1.55	3.29	-21.7	0	13.21	-19.50
ЛЭП	18	12	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	1.55	3.29	-21.7	0	13.21	-19.50
ЛЭП	12	14	ПС ХФЗ - ПС Фридман/т	4.23	8.98	-57.7	0	22.05	-16.06
ЛЭП	12	13	ПС ХФЗ - ПС Вокзальная/т	1.03	2.18	-14	0	7.20	-22.18
ЛЭП	13	14	ПС Вокзальная/т - ПС Фридман/т	3.17	6.72	-43.2	0	27.07	-14.34
ЛЭП	14	15	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	4.15	8.81	-56.7	0	25.66	-14.68
ЛЭП	14	15	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	4.04	8.58	-55.1	0	26.35	-15.11
ЛЭП	15	16	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	10.89	23.10	-148.5	0	33.34	-12.22
ЛЭП	16	2	ПС Штыково - АТЭЦ 110	1.37	2.35	-14.6	0	38.94	-10.19

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	16	2	ПС Штыково - АТЭЦ 110	1.37	2.35	-14.6	0	38.94	-10.19
ЛЭП	15	16	ПС Анисимовка/г - ПС Штыково	10.89	23.10	-148.5	0	33.34	-12.22
ЛЭП	1	19	АТЭЦ 220 - ПС Береговая 2	4.44	19.43	-119.6	0	-185.51	-12.31
ЛЭП	19	20	ПС Береговая 2 - ПС Звезда	0.06	0.25	-1.6	0	-115.63	23.86
ЛЭП	20	21	ПС Звезда - ПС Перевал	3.35	14.66	-90.2	0	-111.53	25.58
ЛЭП	21	10	ПС Перевал - ПС Широкая 220	3.94	17.26	-106.2	0	-109.87	26.42
ЛЭП	10	22	ПС Широкая 220 - ПС Лозовая	3.17	13.86	-85.3	0	124.25	146.36
ЛЭП	22	17	ПС Лозовая - ПаГРЭС 220	2.16	9.44	-58.1	0	102.49	-11.41
Тр-р	18	1801	ПаГРЭС 110 - Г-1	0.39	12.30	25.61	0.09	93.86	-62.39
Тр-р	18	1803	ПаГРЭС 110 - Г-3	0.71	19.22	16.39	0.09	49.75	-38.99
Тр-р	17	100	ПаГРЭС 220 - СР точка авто1Пагрэс	0.47	26.45	9.5	1	47.32	-73.40
Тр-р	1	108	АТЭЦ 220 - Г-8	1.42	49.19	10.67	0.046	80.71	15.70
Тр-р	2	206	АТЭЦ 110 - Г-6	0.39	12.30	25.61	0.09	81.14	-60.86
Тр-р	2	205	АТЭЦ 110 - Г-5	0.39	12.30	25.61	0.09	83.63	-61.17
Тр-р	100	18	СР точка авто1Пагрэс - ПаГРЭС 110	0.47	0.00	0	0.5525	47.26	-69.41
Тр-р	100	101	СР точка авто1Пагрэс - шина автоНН1	0.47	62.40	0	0.046	0.00	0.00
Тр-р	17	103	ПаГРЭС 220 - СР точка авто2Пагрэс	0.47	26.45	9.5	1	47.32	-73.40
Тр-р	103	18	СР точка авто2Пагрэс - ПаГРЭС 110	0.47	0.00	0	0.5525	47.26	-69.41
Тр-р	103	102	СР точка авто2Пагрэс - шина автоНН2	0.47	62.40	0	0.046	0.00	0.00
Тр-р	1	104	АТЭЦ 220 - Ноль1	0.24	15.87	15.1	1	89.37	-14.58
Тр-р	104	2	Ноль1 - АТЭЦ 110	0.24	0.00	0	0.5525	43.23	-50.21
Тр-р	104	107	Ноль1 - Г-7	0.24	30.42	15.1	0.046	46.28	39.43
Тр-р	1	105	АТЭЦ 220 - Ноль 2	0.24	15.87	0	1	89.40	-13.90
Тр-р	105	2	Ноль 2 - АТЭЦ 110	0.24	0.00	0	0.5525	43.18	-50.88
Тр-р	105	107	Ноль 2 - Г-7	0.24	30.42	0	0.046	46.33	40.10
Тр-р	10	10091	ПС Широкая 220 - Ноль Ш1	0.47	26.45	9.5	1	-52.71	-34.23
Тр-р	10091	9	Ноль Ш1 - ПС Широкая 110	0.47	0.00	0	0.5525	-52.45	-31.72
Тр-р	10091	100911	Ноль Ш1 - НН1	0.47	62.40	0	0.046	0.00	0.00
Тр-р	10	10092	ПС Широкая 220 - Ноль Ш2	0.47	26.45	9.5	1	-52.71	-34.23
Тр-р	10092	9	Ноль Ш2 - ПС Широкая 110	0.47	0.00	0	0.5525	-52.45	-31.72
Тр-р	10092	100912	Ноль Ш2 - НН2	0.47	62.40	0	0.046	0.00	0.00

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	8	24	ПС Находка - ПС Порт	0.97	1.67	-10.4	0	-6.11	-2.84
ЛЭП	8	24	ПС Находка - ПС Порт	0.97	1.67	-10.4	0	-6.11	-2.84
Тр-р	24	241	ПС Порт - Тр-р 1	9.26	138.86	2.27	0.096	-6.11	-2.95
Тр-р	24	242	ПС Порт - Тр-р 2	9.26	138.86	2.27	0.096	-6.11	-2.95

Таблица 27 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	V,кВ	dV, %
1	2	3
АТЭЦ 110	116.86	6.24
ПС Смоляниново тяга	101.35	-7.87
ПС Садовая	101.62	-7.62
ПС Береговая 1	101.58	-7.66
ПС Промысловка	101.98	-7.29
ПС Широкая 220	207.89	-5.51
ПС ХФЗ	116.49	5.90
ПС Вокзальная/т	116.13	5.58
ПС Фридман/т	116.04	5.49
ПС Анисимовка/т	115.84	5.31
ПС Штыково	116.61	6.01
ПаГРЭС 110	116.86	6.24
ПС Береговая 2	207.72	-5.58
ПС Звезда	207.71	-5.58
ПС Перевал	207.75	-5.57
ПС С-55	103.61	-5.81
Ноль Ш1	203.57	-7.47
Ноль Ш2	203.57	-7.47

Согласно результатам, представленным в таблице 27, значения отклонения напряжений на шинах ПС находятся в разрешенных пределах, а именно не более 10% от номинального напряжения. Но в аварийном режиме произошло снижение напряжения на ПС, из-за этого было повышено напряжение на источниках питания на 10% от номинального с целью увеличения напряжения на ПС. Помимо этого произведено подключение конденсаторных батарей, а также проведена регулировка напряжения с помощью регулирования под нагрузкой.

В таблице 28 показаны значения токовой загрузки ВЛ после отключения линии «Артемовская ТЭЦ- Смоляниново тяга».

Таблица 28 – Токовая нагрузка ВЛ

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Идоп 25	Идоп расч	I/I_dop
1	2	3	4	5	6	7	8
2	3	АТЭЦ 110 - ПС Смоляниново тяга	0	0	380	380	0
3	4	ПС Смоляниново тяга - ПС Садовая	86.21	87.77	450	450	19.50
4	5	ПС Садовая - ПС Береговая 1	120.59	120.74	605	605	19.96
5	6	ПС Береговая 1 - ПС Промысловка	161.51	162.66	380	380	42.81
6	23	ПС Промысловка - ПС С-55	243.47	243.72	380	380	64.14
23	7	ПС С-55 - ПС Волчанец	289.59	289.52	380	380	76.21
7	8	ПС Волчанец - ПС Находка	355.48	355.10	380	380	93.55
9	8	ПС Широкая 110 - ПС Находка	421.50	422.42	605	605	69.82
8	11	ПС Находка - ПС Находка/т	337.54	337.93	380	380	88.93
11	18	ПС Находка/т - ПаГРЭС 110	372.43	372.84	380	380	98.12
18	12	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	116.34	117.55	450	450	26.12
18	12	ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	116.34	117.55	450	450	26.12
12	14	ПС ХФЗ - ПС Фридман/т	135.21	137.50	450	450	30.56
12	13	ПС ХФЗ - ПС Вокзальная/т	115.59	116.48	450	450	25.89
13	14	ПС Вокзальная/т - ПС Фридман/т	152.30	153.65	450	450	34.14
14	15	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	147.08	148.97	450	450	33.10
14	15	ПС Фридман/т - ПС Анисимовка/т	151.12	152.96	450	450	33.99
15	16	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	176.95	180.31	450	450	40.07
16	2	ПС Штыково - АТЭЦ 110	199.29	199.54	380	380	52.51
16	2	ПС Штыково - АТЭЦ 110	199.29	199.54	380	380	52.51
15	16	ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	176.95	180.31	450	450	40.07
1	19	АТЭЦ 220 - ПС Береговая 2	505.59	506.18	695	695	72.83
19	20	ПС Береговая 2 - ПС Звезда	328.18	328.14	695	695	47.22
20	21	ПС Звезда - ПС Перевал	318.05	315.60	695	695	45.76
21	10	ПС Перевал - ПС Широкая 220	314.05	311.03	695	695	45.19
10	22	ПС Широкая 220 - ПС Лозовая	533.19	525.11	695	695	76.72
22	17	ПС Лозовая - ПаГРЭС 220	271.26	272.09	695	695	39.15
8	24	ПС Находка - ПС Порт	35.26	35.54	380	380	9.35
8	24	ПС Находка - ПС Порт	35.26	35.54	380	380	9.35
2	3	АТЭЦ 110 - ПС Смоляниново тяга	0	0	380	380	0

3.5 Сравнительный анализ режимов двух вариантов конфигурации сети и выбор наилучшего варианта

Для того, чтобы определить наиболее выгодный вариант подключения ПС «Порт» произведём технико-экономическое сравнение.

В первом варианте подстанция «Порт» подключается в действующую линию Широкая – Находка. На данном участке установлен провод марки АС-

240, стоимость которого выше чем АС-120, который в свою очередь будет соединять подстанцию «Порт» во втором варианте подключения непосредственно от шин высокого напряжения подстанции «Находка». Но стоимость сооружения ОРУ по схеме «мостик» будет меньше, чем по схеме «два блока трансформатора с выключателями», т.к. для подключения по второму варианту необходимо произвести увеличение на две ячейки 110 кВ на подстанции «Находка». К тому же длина линии на один километр меньше для первого варианта.

Перед тем, как преступить к сравнению вариантов, произведем подсчёт демонтажа старого оборудования и линий на реконструируемой подстанции «Порт», номинальное напряжение которого 35 кВ.

$$K_{дем} = (K_{демВЛ} + K_{демПС}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН} \quad (17)$$

где $K_{демВЛ}$ - стоимость на демонтаж ВЛ, руб.;

$K_{демПС}$ - стоимость на демонтаж оборудования на ПС.

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции равный 5,34 на 2000-2020 год;

$K_{ЗОН}$ - зональный повышающий коэффициент, равный 1,5 [11].

Стоимость демонтажа ВЛ рассчитывается как:

$$K_{демВЛ} = K_{демПровод} + K_{демГрозтрос} \quad (18)$$

где $K_{демПровод}$ - стоимость на демонтаж проводов, для 1 км линии АС-95 6,22 тыс. руб. по курсу 2000 года;

$K_{демГрозтрос}$ - стоимость на демонтаж грозозащитного троса, для 1 км 1,47 тыс.руб. по курсу 2000 года.

$$K_{демВЛ} = 3,9 \cdot 6,22 + 3,9 \cdot 1,47 = 30 \text{ тыс. руб}$$

Стоимость демонтажа ПС рассчитывается:

$$K_{\text{демПС}} = K_{\text{демТранс}} + K_{\text{демВыкл}} \quad (19)$$

где $K_{\text{демТранс}}$ - стоимость демонтажа трансформатора, 9,4 тыс. руб.;

$K_{\text{демВыкл}}$ - стоимость демонтажа выключателей, для масляных 1,4 тыс.руб.;

$$K_{\text{демПС}} = 2 \cdot 9,4 + 2 \cdot 1,4 = 21,6 \text{ тыс.руб.}$$

Итоговая стоимость демонтажа составит:

$$K_{\text{дем}} = (30 + 21,6) \cdot 5,34 \cdot 1,5 = 413,32 \text{ тыс. руб.}$$

Для определения наиболее экономически выгодного варианта необходимо произвести их сравнение экономической эффективности вложений капитала. Основным критерием, с помощью которого можно определить данный вариант, представляет собой минимум приведенных затрат. Представленный коэффициент вычисляется по формуле:

$$I_{\Sigma} + E_H + K = 3 \quad (20)$$

где E_H – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимаемый равным 0,1;

K – капитальные вложения, необходимые для сооружения сети, руб.;

I_{Σ} – суммарные эксплуатационные издержки, руб./год.

Для реконструкции подстанции «Порт» капитальные вложения состоят из затрат на демонтаж линий и оборудования $K_{\text{дем}}$, капитальных вложений на сооружение подстанций ($K_{\text{ПС}}$) и капитальных вложений на сооружение линий ($K_{\text{ВЛ}}$):

$$K = K_{дем} + K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (21)$$

Капитальными вложениями на реконструкцию ПС является сумма денежных средств, потраченная на покупку оборудования, такого как трансформаторы и КУ. Помимо этого существует доля затрат на вложение, прокладку коммуникаций и благоустройство территории.

Капитальные вложения на сооружение подстанций, руб.:

$$K_{ПС} = (K_{пост} + K_{РУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПА} + K_{ОТВ.З}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН} \quad (22)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, в зависимости от мощности и класса номинального напряжения, руб.;

$K_{КУ}$ – затраты на компенсирующие устройства, руб.;

$K_{РУ}$ – стоимость РУ, зависящая от схемы и от класса номинального напряжения, руб.;

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат, руб.;

$K_{ОТВ.З}$ – затраты на отвод земли, руб.;

$K_{ПА}$ – при определении стоимости ПС напряжением от 220 кВ должны быть учтены затраты на учёт противоаварийной автоматики, руб.;

$K_{ОТВ.З}$ – затраты на отвод земли, руб.;

Суммарные вложение на строительство линий электропередачи, руб.:

$$K_{ВЛ} = (K_{ОТВ.З.ВЛ} + K_{ЛЭП}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН} \quad (23)$$

где $K_{ОТВ.З.ВЛ}$ – отвод земли на строительство ЛЭП, руб.;

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции периода 2000-2020 года, равный 5,34;

$K_{ЗОН}$ – зональный повышающий коэффициент, равный 1,5;

$K_{ЛЭП}$ - затраты на закупку ВЛ, руб.

Отвод земли на строительство ЛЭП:

$$K_{OT.3.ВЛ} = S_{OT.3} \cdot l_{TR} \cdot Ц_{OT.3} + З_{ПР} \cdot l_{TR} + З_{ДОР} \cdot l_{ДОР} \quad (24)$$

где $S_{OT.3.ВЛ}$ – площадь отвод земли на строительство ЛЭП, м²;

l_{TR} – длина трассы линии, км;

$Ц_{OT.3}$ - цена отвода земли на строительство ЛЭП, равная 7 р./м²;

$З_{ПР}$ - затраты на вырубку просеки, руб./км;

$З_{ДОР}$ - затраты на устройство лежневых дорог, руб./км;

$l_{ДОР}$ - длина лежневой дороги.

Затраты на закупку ВЛ:

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot l_{TR} \quad (25)$$

где K_0 – базисные показатели стоимости ВЛ, тыс. руб./км.

l_{TR} – длина трассы линии, км;

Эксплуатационными издержками называется определенная сумма денежных средств, которая реализуется на обеспечение работоспособности энергетического объекта. Такие издержки складываются из расходов на эксплуатацию ПС, а также потери электроэнергии.

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{ЭР} + I_{\Delta W} \quad (26)$$

где I_{AM} – ежегодные амортизационные отчисления оборудования, руб.;

$I_{ЭР}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования, руб.;

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии, руб.

Амортизационные отчисления – накопление денежных средств для покупки и замены износившегося оборудования.

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{CP}} \quad (27)$$

T_{CP} – срок службы оборудования, принимается равным 20 годам.

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию нужны для того, чтобы оборудование всегда находилось в рабочем состоянии. Они определяются через нормы отчислений и капитальные вложения.

$$I_{ЭР} = \alpha_{Н.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{Н.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (28)$$

где $\alpha_{Н.ВЛ}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ, принимаем равным 0,008;

$\alpha_{Н.ПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС, для напряжения 110 кВ равно 0,049.

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (29)$$

Где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ - стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, она равна 3,8 руб/кВт·ч.

Потери электрической энергии в элементах сети линии (ΔW_L), трансформаторы (ΔW_{TP}), компенсирующие устройства ($\Delta W_{КУ}$), потери на корону ($\Delta W_{КОР}$) рассчитываются для линий напряжением от 220 кВ:

$$\Delta W = \Delta W_L + \Delta W_{TP} + \Delta W_{КУ} + \Delta W_{КОР} \quad (30)$$

Потери в линиях:

$$\Delta W_L = \frac{(P_{\max})^2 + (Q_{\text{неск}})^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R \cdot T_{\text{год}} \quad (31)$$

где P_{\max} - потоки активной мощности зимой, Мвт;

$Q_{\text{неск}}$ - потоки некомпенсированной реактивной мощности по линии зимой, МВар;

R - активное сопротивление линии, Ом;

$T_{\text{год}}$ - количество часов в году, равно 8760.

Активное сопротивление линии:

$$R = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot L_{TP} \quad (32)$$

где n - число цепей;

r_0 - удельное сопротивление провода, Ом/км;

L_{TP} - длина трассы, км.

Потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{TP} = \frac{(P_{\text{эф}})^2 + (Q_{\text{эф}})^2}{U_{\text{ном}}^2 \cdot n} \cdot R_{TP} \cdot T_{\text{год}} + n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{\text{год}} \quad (33)$$

Где $P_{\text{эф}}$ - эффективная активная нагрузка ПС, МВт;

$Q_{\text{эф}}$ - эффективная реактивная мощность ПС, МВар;

R_{TP} - активное сопротивление трансформатора, Ом;

ΔP_{xx} - потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, МВт;

n – количество трансформаторов на подстанции;

$T_{\text{год}}$ - количество часов в году, равно 8760.

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{TP} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2 \cdot 10^3}{S_{TP.HOM}^2} \quad (34)$$

где ΔP_K - мощность потерь трансформатора в режиме КЗ, кВт;

U_{BH} - напряжение на высокой обмотке трансформатора, кВ;

$S_{TP.HOM}$ - номинальная мощность трансформатора, кВт.

$$\Delta W_{КОР} = \Delta q_K \cdot L \quad (35)$$

где Δq_K - среднегодовые потери на корону.

Компенсирующие устройства отсутствуют, потери равны нулю.

Полный технико-экономический расчёт находится в приложении Б.

Результаты расчета заносим в таблицу 29.

Таблица 29 – Техничко-экономические показатели двух вариантов сети

Показатель	Схема №1	Схема №2
Капиталовложения, млн. руб.	402,8	453,9
Издержки, млн. руб.	37,78	43,02
Затраты, млн. руб.	72,5	83,31

Проведя сравнительный анализ, капиталовложения, издержки и затраты для варианта №2 больше, чем для варианта №1. Поэтому выбранная схема для дальнейшей реконструкции подстанции «Порт» предпочтительней по варианту №1.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткие замыкания появляются по причине нарушения целостности изоляции электрических цепей. Возникают такие нарушения по различным причинам. Чаще всего короткое замыкание проходит через переходное сопротивление.

В трёхфазных электроустановках более распространены однофазные короткие замыкания (70-95%), однако встречаются также трёх- и двухфазные короткие замыкания. Также не исключено появление двухфазных коротких замыканий на землю. Самый тяжелый для сети является режим трехфазного короткого замыкания. Из-за того, что при возникновении трехфазного короткого замыкания все фазы электрической сети находятся в одинаковых условиях, то такое короткое замыкание является симметричным. Оставшиеся виды коротких замыканий называют несимметричными. При коротких замыканиях происходит увеличение токов в повреждённых фазах до значений, которые в несколько раз больше номинальных.

Токи короткого замыкания, текущие по проводам, увеличивают потери электроэнергии в проводниках и контактах, возникающие вследствие повышенного нагрева проводов. Согласно вышесказанному, режим короткого замыкания является аварийным, и необходимо уметь определять значение тока короткого замыкания в любой точке электроэнергетической системы в любой момент времени.

При возникновении короткого замыкания требуется быстро отключить поврежденный участок с целью предотвращения дальнейшего нарушения работы электрической системы и сохранения целостности оборудования.

Именно поэтому такое оборудование как токоведущие части и аппараты, токоограничивающие устройства и другое оборудование должны быть подобраны с учетом величины возможно протекающего по ним тока. Для выполнения данных условий необходимо уметь определять ток короткого

замыкания в любой интересующий момент. В настоящее время расчет токов короткого замыкания в большинстве случаев производят с помощью электронно-вычислительной техники.

4.1 Расчет индуктивных сопротивлений для расчета тока трехфазного КЗ.

Расчет токов КЗ следует производить с определения целью теоретически возможного тока короткого замыкания, исходя из этого расчета производится выбор электрического оборудования, а также расчета уставок релейной защиты.

При расчете коротких замыканий существует ряд допущений, которые позволяют упростить расчет и несущественно исказить результат.

- считают равными нулю намагничивающие токи силовых трансформаторов и емкостную проводимость линий;

- считают трёхфазную систему симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

При расчёте токов КЗ в ПВК RastrWin3 необходимо задать сопротивление генераторов прямой и обратной последовательности, а также сопротивлений линий прямой и нулевой последовательности.

На Артёмовской ТЭЦ и Партизанской ГРЭС генераторы двух типов, их значения представлены в таблице 30.

Таблица 30 - Паспортные данные генераторов

Название величины	Тип генератора	
	ТВФ-100-2У3	ТВ-50-2У3
Активная мощность, P (МВт)	100	50
Косинус угла ϕ , $\cos\phi$	0,85	0,8

Полная мощность, S (МВА)	125	62,5
Номинальное напряжение, U _{ном} (кВ)	10,5	10,5
Номинальный ток, I _{ном} (А)	6475	3440
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, x'' _{d*} (о.е.)	0,191	0,195

Сопротивление генератора прямой последовательности:

$$x_{np} = \frac{x''_d \cdot U_{ном}^2}{S_n} ; \quad (36)$$

где S_n - полная мощность генератора.

Сопротивление генератора обратной последовательности:

$$x_{об} = x_{np} \cdot 1,22 \quad (37)$$

Сопротивления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_l = x_o \cdot l , \quad (38)$$

где x_o - удельное индуктивное сопротивление линии;

l - длина ВЛ.

Среднее значение отношения X_0/X_1 для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, следовательно, сопротивление линии для нахождения однофазного тока необходимо умножить на 3.

$$x_{n,n} = 3 \cdot x_o \cdot l \quad (39)$$

Расчет ТКЗ произведен в ПВК RastrWin3.

4.2 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3.

Для произведения расчетов в ПВК RastrWin3 требуется во вкладке Узлы/Несим/ИД указать все узлы, тип нейтрали для каждого узла, а также номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль помечается – зак., изолированная нейтраль – у. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, их значения сопротивления прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Таблица 31 - Узлы/Несим/ИД

Тип	Номер	Название	U_ном
1	2	3	4
у	1	АТЭЦ 220	220
зак	104	Ноль1	220
зак	105	Ноль 2	220
у	108	Г-8	10
у	107	Г-7	10
у	2	АТЭЦ 110	110
у	206	Г-6	10
у	205	Г-5	10
у	3	ПС Смоляниново тяга	110
у	4	ПС Садовая	110
у	5	ПС Береговая 1	110

1	2	3	4
у	6	ПС Промысловка	110
у	7	ПС Волчанец	110
у	8	ПС Находка	110
у	9	ПС Широкая 110	110
у	10	ПС Широкая 220	220
у	11	ПС Находка/т	110
у	12	ПС ХФЗ	110
у	13	ПС Вокзальная/т	110

Таблица 32 – Ветви/Несим/ИД

Название	X	x0	Кт/г
1	2	3	4
ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	3.29	9.87	0
ПаГРЭС 110 - ПС ХФЗ	3.29	9.87	0
ПаГРЭС 220 - СР точка авто1Пагрэс	26.45	26.45	1
ПаГРЭС 220 - СР точка авто2Пагрэс	26.45	26.45	1
ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	23.1	69.3	0
ПС Анисимовка/т - ПС Штыково	23.1	69.3	0
ПС Береговая 1 - ПС Промысловка	8.484	25.452	0
ПС Береговая 2 - ПС Звезда	0.253	0.759	0
ПС Вокзальная/т - ПС Фридман/т	6.72	20.16	0
ПС Волчанец - ПС Находка	8.352	25.056	0
ПС Звезда - ПС Перевал	14.663	43.989	0
ПС Лозовая - ПаГРЭС 220	9.438	28.314	0
ПС Находка - ПС Находка/т	5.85	17.55	0

1	2	3	4
ПС Находка - ПС Порт	2.37	7.11	0
ПС Находка/г - ПаГРЭС 110	15.5	46.5	0
ПС Перевал - ПС Широкая 220	17.263	51.789	0
ПС Порт - Тр-р 1	138.86	138.86	0.086
ПС Порт - Тр-р 2	138.86	138.86	0.086

Таблица 33 - Генератор/Несим/ИД

N	Название	N узла	x	X2	E
1	2	3	4	5	6
1	Г-1	1801	0.168	0.206	10.5
2	Г-3	1803	0.343	0.419	10.5
3	Г-5	205	0.168	0.206	10.5
4	Г-6	206	0.168	0.206	10.5
5	Г-7	107	0.168	0.206	10.5
6	Г-8	108	0.168	0.206	10.5

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{по}^{(3)}, \quad (40)$$

где $I_{по}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент.

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (41)$$

где T_a - постоянная времени, для 110 кВ 0,02 с. для 10 кВ 0,01с.

Таблица 34 – Значения токов КЗ на шинах ПС «Порт»

Точка КЗ	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	T_a	$i_{y\partial}$, кА
1	2	3	4
ВН ПС «Порт»	4,60	0,02	10,46
НН ПС «Порт»	11,96	0,01	23,16

5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС «Порт»

5.1 Конструктивное исполнение ПС

Тип РУ ВН ПС 110 кВ Порт – ОРУ. К ОРУ подходит две линии 110 кВ. Схемой распределительного устройства была выбрана схема 110-5АН "Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов". Данное РУ выбирается на напряжение от 35 до 220 кВ. Исходя из того, что данная ПС является проходной, имеет два трансформатора и входит в пределы допустимых напряжений на РУ «мостик», то установка данного типа РУ рациональна .

5.2 Выбор и проверка выключателей

Высоковольтный выключатель- это коммутационный аппарат, который используют для оперативных переключений в нормальных или аварийных режимах.

Требуется произвести выбор и сделать проверку выключателей на ПС Порт.

Выключатель выбирается по таким параметрам как номинальное напряжение и номинальный ток. Проверка выключателя производится в соответствии с отключающей способностью, а также динамической и термической устойчивости к токам короткого замыкания.

Выбор выключателей произведем по следующим основным параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \cdot \quad (42)$$

- по рабочему максимальному току

$$I_{max} \leq I_{ном} \cdot \quad (43)$$

Проверка выключателей выполняется по следующим параметрам:

- проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{отк.ном} \geq I_{пт}^{(3)}. \quad (44)$$

где $I_{пт}^{(3)}$ – ток в момент расхождения контактов

$I_{отк.ном}$ – ток предельной коммутационной способности выключателя.

- проверка по включающей способности производится по условиям:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}; \quad (45)$$

$$I_{вкл.ном} \geq I_{по}^{(3)}. \quad (46)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{вкл.ном}$ – наибольший пик тока включения, кА;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), кА;

- проверка возможности отключения аperiodической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{аном} \geq i_{ат}. \quad (47)$$

где $i_{аном}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе, кА;

$i_{ат}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА.

Значения данных величин находятся по формулам:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100}; \quad (48)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}. \quad (49)$$

где β – номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, %

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

$$\tau = t_{з\min} + t_{св} \quad (50)$$

где $t_{з\min}$ – минимальное время действия релейной защиты, $t_{з\min} = 0,01$ с;

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Если условие $I_{откл.ном} \geq I_{п\tau}^{(3)}$ соблюдается, а $i_{аном} < i_{ат}$, то допускается производить проверку по отключающей способности по полному току КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} + i_{ат}, \quad (51)$$

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{по}^{(3)}; \quad (52)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}. \quad (53)$$

где $I_{пр.сквоз}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$ – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

- проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}, \quad (54)$$

где B_{κ} – тепловой импульс тока КЗ по расчету, кА²с;

$I_{мер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА;

$t_{мер}$ – длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_{\kappa} = I_{п0}^{(3)2} (t_{отк} + T_a), \quad (55)$$

где $t_{отк}$ – время отключения, с.

Согласно [15] время отключения (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.выкл}, \quad (56)$$

где $t_{рз}$ – время действия основной релейной защиты данной цепи, с;

$t_{отк.выкл}$ – полное время отключения выключателя, с.

На шинах напряжением 110 кВ выбираем элегазовые баковые выключатели ВЭБ-110 производства АО «УЭТМ». Данный выключатель имеет пружинный привод ППрК и встроенный трансформатор тока типа ТВГ-110. Выключатель ВЭБ-110 может быть исполнен в трех конфигурациях: одно-, двух-

и трехполюсном исполнении. При трехполюсном и двухполюсном исполнении полюса находятся на одной раме под управлением общего пружинного привода. При однополюсном исполнении каждый полюс находится на отдельной раме и управляется собственным приводом.

Представленный выключатель выпускается в трех климатических исполнениях: У*, УХЛ*, УХЛ. Применяется для работы в ОРУ и ЗРУ в районах с умеренным и холодным климатом. Предельное значение температуры окружающего воздуха, при котором рекомендуется эксплуатация выключателя: в теплое время года – плюс 40° С, в холодное время года от - 40 до -60° С в зависимости от исполнения.

Таблица 35 – Сравнение каталожных и расчетных данных ВЭБ-110 для ПС Порт

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 52,48 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 4,60 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ВКЛ.НОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 4,60 \text{ кА}$	$I_{ВКЛ.НОМ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПНК} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,46 \text{ кА}$	$i_{ПНК} \geq i_{уд}$
$I_{ПР.СКВ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 4,60 \text{ кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПР.СКВ} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,46 \text{ кА}$	$i_{ПР.СКВ} \geq i_{уд}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_k = 4,60^2 \cdot (0,055 + 0,01 + 0,02) = 1,798 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$
$i_{а.норм} = 33,234 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 3,974 \text{ кА}$	$i_{а.норм} \geq i_{а.т}$

Выключатель соответствует всем условиям и может быть принят к установке.

Для распределительного устройства напряжением 10 кВ выбираем вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1600 производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит»-ТМ Самара». Данный выключатель имеет электромагнитный и пружинно-моторный привод. Применяются в КРУ и КСО. Предельное значение температуры окружающего воздуха, при котором

рекомендуется эксплуатация выключателя: в теплое время года – плюс 40° С, в холодное время года -минус 25° С. Принцип работы выключателя- гашение электрической дуги в вакууме, которая образовалась при размыкании контактов. При разработке вакуумных выключателей учитывался уровень лучших отечественных и зарубежных аппаратов.

Вакуумные коммутационные аппараты являются одними из самых технологичных и эффективных на данный момент. В выключателях старого поколения для охлаждения и деионизации дуги, образующейся после разведения контактов, в качестве дугогасительной среды применяют масло, воздух или элегаз. Вакуумные выключатели гораздо проще в исполнении, но не менее эффективны, дугогасительной средой в них является просто вакуум.

Таблица 36– Технические характеристики выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=10\text{кВ}$	$U_{раб}=10\text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном}=1600\text{ А}$	$I_{раб max}=577\text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб max}$
$I_{дин}=20\text{ кА}$	$I_{п0}=11,96\text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{п0}$
$I_{тдин}=52\text{ кА}$	$i_{уд}=23,16\text{ кА}$	$I_{тдин} \geq i_{уд}$
$I_{откл.ном}=20\text{ кА}$	$I_{пт}=11,96\text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau}=1200\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к}=12,158\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau} \geq B_{к}$

5.3 Выбор и проверка разъединителей

Алгоритм выбора разъединителей аналогичен алгоритму выбора выключателей, однако проверка на отключающую способность для разъединителей не проводится, так как их не используют для коммутации цепей, находящихся под напряжением.

Произведем проверку разъединителя наружной установки марки РПД-110УХЛ1 производителя АО «УЭТМ». Рассматриваемый разъединитель состоит из трехполюсных групп разъединителя и заземлителей, каждая группа имеет собственный привод. Вид привода – моторный и ручной. В конструкции привода

присутствует электромагнитная блокировка, защищающая от ошибочных операций. РПД-110УХЛ1 рекомендуется устанавливать при температуре окружающей среды не выше +45°C, и не ниже -60°C [3].

Таблица 37 - Сравнение каталожных и расчетных данных для РПД – 110УХЛ1

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 52,486 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ДЛИН} = 102 \text{ кА}$	$i_{УД} = 3,67 \text{ кА}$	$I_{ДЛИН} \geq i_{УД}$
<i>Главные ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 1,798 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
<i>Заземляющие ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 1,798 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Данный разъединитель подходит по всем параметрам, поэтому мы можем принять его к установке.

5.4 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов

Гибкая ошиновка применяется в РУ напряжением от 35 кВ и выше, ее конструктивное исполнение выполняется сталеалюминевыми проводами марки АС. Шины выбираются путём определения сечения провода и его проверке на электродинамическую и термическую стойкость.

Гибкие шины и токопроводы крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим междуфазным расстоянием. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. На данных расстояниях силы междуфазных взаимодействий малы, исходя из этого расчетом электродинамического действия для гибких шин пренебрегают. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, образуя схлестывание. На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_K^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$ и провода ВЛ при $i_{УД} \geq 50 \text{ кА}$. На проектируемой

ПС не требуется проверка на электродинамическую стойкость.

В соответствии с условием, выбираем ошиновку, выполненную проводами марки АС-240/32, допустимый длительный ток данного провода равен 605 А[1].

Проверка по допустимому току (на нагрев):

$$690 > 52,48$$

Завершающим шагом в процессе выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям коронирования. Процесс образования короны провоцирует появление потерь электроэнергии, а также возникновению электромагнитных колебаний, которые в свою очередь создают радиопомехи.

Еще одним негативным фактором, появляющимся вследствие коронирования, является образование озона, негативно влияющего на поверхность контактных соединений.

Корона появляется когда достигнуто максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (57)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (0,82 для многопроволочных проводов);

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода вычисляется:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (58)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (59)$$

где D – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз (для 110 кВ это расстояние составляет 3 метра).

Провода не будут коронировать при условии неравенства:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (60)$$

Для провода марки АС-240/32 напряженность критическая электрического составит:

$$E_0 = 31,996 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = 25,197 \text{ кВ/см.}$$

Проверим согласно формуле (60):

$$1,07 \cdot 25,197 \leq 0,9 \cdot 31,996,$$

$$26,960 \leq 28,796.$$

Приходим к выводу, что коронный разряд появляться не будет

Сечение АС-240/32 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в РУ 110 кВ на ПС Порт.

В закрытых РУ ошиновка и сборные шины конструктивно исполняется жесткими шинами.

Максимальный рабочий ток на стороне НН в послеаварийном режиме:

$$I_{max} = 577 \text{ А.}$$

На стороне НН выбираем алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения марки АДЗ1Т:

$$d = 100 \times 8 \text{ мм}; S = 800 \text{ мм}^2; I_{\text{ном}} = 1625 \text{ А}.$$

Сечение шин проходит по допустимому току.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$a_{\text{min}} = 115,4 \text{ мм}^2.$$

Вычисляем длину пролета между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шин будет превышать 200 Гц:

$$J = 18 \text{ см}^4;$$

$$l_f = 1,22 \text{ м}.$$

Следовательно, длина пролета должна быть менее 1,22 м.

Находим максимальное усилие, которое приходится на один метр длины шины:

$$f = 212,33 \text{ Н/м}.$$

Напряжение в материале шины, возникающее под действием этой силы (МПа):

$$W_{\phi} = \frac{1 \cdot 6^2}{6} = 6 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{212,33 \cdot 1^2}{10 \cdot 6} = 3,66 \text{ МПа}.$$

Учитывая тот факт, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{\text{дон}} = 89$ МПа, можно сделать вывод, что шины механически прочны.

Таблица 38 – Каталожные и расчетные данные шин в КРУ-СЭЩ-70-10.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}} = 1625 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} = 577 \text{ А}$
$i_{\text{пр. скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{пр. скв}} = 64 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 23,16 \text{ кА}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 12,158 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для ПС Порт необходимо произвести выбор опорных и подвесных изоляторов для РУ ВН.

В РУ токоведущие части соединяют с несущими конструкциями при помощи проходных, подвесных и опорных изоляторов.

Шины открытых РУ 110 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций выполняется по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (61)$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ [16];

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

K – коэффициент эффективности [16].

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{II}}, \quad (62)$$

где L_{II} – длина пути утечки одного изолятора.

Для ОРУ 110 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле (62) следует прибавить еще 2 изолятора.

В данной работе необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 110 кВ.

Длина пути утечки составит:

$$L = 213,40 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС120Б с длиной пути утечки 320 ± 14 мм.

Вычислим количество изоляторов в гирлянде:

$$m = 8,59.$$

Произведем округление до целого и получим 9 изоляторов в гирлянде на ОРУ 110 кВ.

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 110 кВ, а также ошиновки трансформатора 10 кВ используются опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки;
- по месту установки;
- по допускаемой механической нагрузке, Н:

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (63)$$

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

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

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (64)$$

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

Ссылаясь на [4] расчетная нагрузка должна быть не более 60% от разрушающей нагрузки, указанной производителем.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (65)$$

где a – расстояние между фазами (для 110 кВ – 3 метра [4]);

l – длина пролета между изоляторами

На ОРУ 110 кВ в качестве опорных изоляторов сделаем выбор в пользу изолятора наружной установки ОСК-10-110-Б02-2 УХЛ1. Данный тип изолятора

изготовлен с кремнийорганической защитной оболочкой, предназначен для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, РУ электрических станций и ПС. Устанавливают данный тип изоляторов на напряжение до 110 кВ.

Нагрузка, допустимая для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 1000 = 6000 \text{ Н.}$$

Наибольший ударный ток на ПС 110 кВ Порт, составляет 10,46 кА.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = 75,802 \text{ Н.}$$

Проверка по условию:

$$75,802 \leq 6000 \text{ Н.}$$

Выбранный изолятор имеет достаточно большой запас прочности и принимается к установке в открытом РУ 110 кВ.

5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока- это повышающий трансформатор, посредством которого большой по значению ток трансформируется до удобного для измерения значения. Первичная обмотка ТТ представляет собой проводник с измеряемым переменным током, а вторичная обмотка предназначена для подключения измерительных приборов. Данный тип прибора применяется в системах измерения электрического тока, а также устройствах РЗА. В добавок к этому, трансформатор тока изолирует вторичные цепи от большого тока.

Выбор трансформаторов тока осуществляем следующим образом:

- по напряжению установки;
- по номинальному току, причем номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности измерения;
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости;

- по конструкции и классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (66)$$

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико.

$$Z_2 \approx r_2 \quad (67)$$

Вторичная нагрузка r_2 представляет сумму сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $r_к$:

$$r_2 \approx r_{приб} + r_{пров_выб} + r_к \quad (68)$$

где $r_{пров}$ - сопротивление проводов;

$r_к$ - сопротивление контактов.

Сопротивление контактов считается равным 0,05 Ом если количество приборов не превышает трёх и, 0,1 Ом если количество приборов больше трёх.

Сопротивление приборов определяется из соотношения:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{ном2}^2} \quad (69)$$

Сопротивление проводов должно удовлетворять условию:

$$r_{\text{пров}} \leq Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (70)$$

Исходя из данного условия находим минимальное сечение провода:

$$S_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} \quad (71)$$

где γ - удельная проводимость материала провода, 54 м/ом·мм² для меди;

$l_{\text{расч}}$ - длина провода, зависящая от схемы соединения трансформатора с приборами, м.

Учитывая то, что выбранные выключатели ВЭБ-110 содержат в комплекте встроенные трансформаторы тока ТВГ-110, произведем проверку данных ТТ.

Для того, чтобы произвести проверку трансформатора тока требуется определить число и тип используемых измерительных приборов, подключенных во вторичную цепь. Также необходимо учитывать длину проводов. Минимальное их сечение должно быть 2,5 мм² для медных и 4 мм² для алюминиевых проводов. Максимальные сечения соответственно 6 и 10 мм² [8].

Примерная длина соединительных проводов от ТТ до приборов представлена в таблице 39.

Таблица 39 – Длина проводов от трансформатора тока до приборов

Присоединение, кВ	Длина, м
КРУ 10 кВ	3-5
ОРУ 110 кВ	90-120

На линиях 110 кВ следует устанавливать оборудование: варметр, ваттметр, амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях. В таблице 40 приведен перечень приборов, подключаемых к трансформатору тока.

Таблица 40 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	0	4	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
Итого		10	9	10

Для выбранных выключателей ВЭБ-110 рассмотрим комплектацию №602-601 трансформатора тока ТВГ-110. В комплект входят однополюсные измерительные ТТ марки ТВГ-УЭТМ-110-0,2-600/5 и защитные трехполюсные ТТ марки ТВГ-УЭТМ-110-5Р-600/5. Класс точности для измерения – 0,2, для учета – 0,2S, для РЗА – 5Р [3].

Для обеспечения заданного класса точности должно выполняться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (R_{ПРИБ} + R_{ПРОВ} + R_K). \quad (72)$$

$Z_{2НОМ}$ рассчитываем по следующей формуле:

$$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2}, \quad (73)$$

где $S_{2НОМ}$ – вторичная нагрузка, ВА;

I_2 – вторичный ток.

$$Z_{2НОМ} = 15 \text{ Ом.}$$

$R_{ПРИБ}$ рассчитаем по формуле:

$$\sum R_{ПРИБ} = \frac{\sum S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (74)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

$$\Sigma R_{\text{ПРИБ}} = 0,4 \text{ Ом.}$$

$R_{\text{ПРОВ}}$ находится по формуле:

$$\Sigma R_{\text{ПРОВ}} = \rho \cdot \frac{l}{S_{\text{ПРОВ}}}, \quad (75)$$

где l - длина соединительного кабеля, зависящая от напряжения;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

Переходное сопротивление контактов равно $R_K = 0,05$ Ом.

Так как сечение кабеля не известно и его необходимо рассчитать, приближенное сопротивление провода вычисляется по формуле :

$$R_{\text{ПРОВ}} = Z_{2\text{НОМ}} - \Sigma R_{\text{ПРИБ}} - R_K \quad (76)$$

Сечение провода рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{ПРОВ}}}, \quad (77)$$

$$S_{\text{ПРОВ}} = 2,24 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к установке медный кабель с сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

Тогда $\Sigma R_{\text{ПРОВ}} = 0,71$ Ом;

$$Z_2 = \Sigma R_{\text{ПРИБ}} + R_K + R_{\text{ПРОВ}} \quad (78)$$

$$Z_2 = 0,4 + 0,71 + 0,05 = 1,16 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 41.

Таблица 41 – Сопоставление данных для ТВГ-УЭТМ-110-0,2/5Р-600/5-УХЛ1.

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 600 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 52,486 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ДИН} = 102 \text{ кА}$	$i_{УД} = 10,46 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq i_{УД}$
$Z_{2НОМ} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,16 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 1,798 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Также на ОРУ 110 кВ будет установлен в ремонтную перемычку колонковый трансформатор тока ТРГ-УЭТМ-110-0,2/5Р-600/5-УХЛ1. У него такой же коэффициент трансформации и те же классы точности.

На стороне НН КРУ 10 кВ выбирается трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ-10-4000/5 У2. Приборы подключенные к данному ТТ указаны в таблице 42.

Таблица 42 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках КРУ 10 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	0	4
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	0	5
Итого		14	0	14

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 43

Таблица 43 – Технические характеристики трансформатора тока ТШЛ-СЭЩ-10-1000/5 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
$I_{\text{ном}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб max}}=577 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$
$I_{\text{тдин}}=70 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=23,16 \text{ кА}$	$I_{\text{тдин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau}=6570 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=12,158 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{\text{доп}}=1,2 \text{ Ом}$	$Z_{\text{н}}=0,7 \text{ Ом}$	$Z_{\text{доп}} \geq Z_{\text{н}}$

5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения является одним из видов понижающего трансформатора, целью которого является производить безопасное измерение напряжения в высоковольтных сетях.

Первичная обмотка трансформатора напряжения рассчитана на номинальное напряжение электроустановки, а вторичная обмотка имеет стандартное напряжение, обычно оно составляет 100 В.

Также ТН применяются и в низковольтных установках с целью гальванической развязки измерительного прибора от сети.

Трансформаторы напряжения выбираются исходя из следующих условий:

- напряжение установки;
- конструкция и схема соединения;
- класс точности;
- вторичная нагрузка.

При выборе трансформаторов напряжения должно выполняться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (79)$$

где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 44.

Таблица 44 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 110 кВ (на одну фазу)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Число обмоток прибора	Потребляемая мощность, В·А
1	2	3	4	5
Вольтметр	Э-335	1	-	2
Вольтметр регистрирующий	Н-394	1	-	10
Варметр	Д-335	3	2	1,5
Ваттметр	Д-335	3	2	1,5
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	3	2	3
Счетчик РЭ	ПСЧ-4ТМ.05	3	2	3
Частотомер	Н-397	1		7
Сумма				73

Трансформаторы напряжения устанавливаются на сторонах ВН, НН.

Таким образом, с учетом всего выше изложенного, вторичная нагрузка трансформатора напряжения на ВН составит соответственно:

$$P_2 = 42 \text{ Вт};$$

$$Q_2 = 48,4 \text{ Вар}$$

Следовательно, вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_2 = 63,0 \text{ ВА}$$

Выберем на стороне ВН трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранного трансформатора напряжения представлено в таблице 45.

Таблица 45 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110кВ$	$U_{УСТ} = 110кВ$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$S_{НОМ2} = 500ВА$	$S_{\Sigma} = 63ВА$	$S_{НОМ2} \geq S_{\Sigma}$

Исходя из результатов расчета, данный трансформатор напряжения соответствует данным условиям принимается к установке на ПС.

На стороне НН вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:
 $S_2 = 60 ВА$

На стороне НН выбираем ТН типа НАЛИ-СЭЦ-10.

Таблица 46 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 кВ$	$U_{уст} = 10 кВ$	$U_H \geq U_{уст}$
$S_H = 75 ВА$	$S_p = 60 ВА$	$S_H \geq S_p$

5.7 Выбор КРУ

Распределительным устройством 10 кВ выберем КРУ-СЭЦ-70. Выбранное РУ предназначено для приема и распределения электроэнергии переменного трехфазного тока. Номинальное значение напряжения – от 6 до 20 кВ, тока – от 630 до 4000 А. КРУ СЭЦ-70 обладает универсальной комплексной индикацией, имеет мнемосхему которая показывает действительное состояние аппаратов в шкафу [8]:

- Сигнализация наличия напряжения, возможность «горячей» фазировки.
- Сигнализация превышения допустимой температуры на главных шинах контактов и соединений бесконтактными пирометрическими датчиками (до 12 контрольных точек).
- Подсказки по операциям с аппаратами. Передача данных по каналам телемеханики.

Одними из главных преимуществ выбранного КРУ является удобный доступ к трансформаторам тока и трансформаторам напряжения на вводе, возможность дистанционного управления выдвижным элементом и заземляющим разъединителем посредством электрического привода. Сопоставления номинальных параметров КРУ-СЭЩ-70 с расчетными приведены в таблице 47.

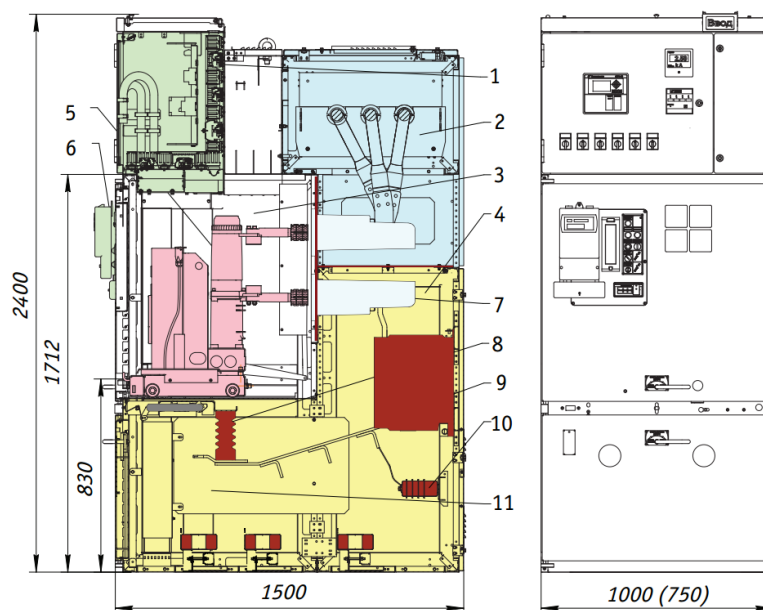
Таблица 47 – Основные параметры шкафов серии КРУ-СЭЩ-70-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000$ А	$I_{раб.мах} = 577$ А	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 51$ кА	$i_{уд} = 23,16$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200$ кА ² с	$B_k = 12,158$ кА ² с	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

В состав КРУ-СЭЩ-70-10 входит следующая комплектующая аппаратура: выключатель вакуумный: ВВУ-СЭЩ; ВВМ-СЭЩ; ВВЕ-СЭЩ-10, выключатель элегазовый LF-1, LF-2, LF-3, трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ; ТШЛ-СЭЩ, трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛК(Р)-СЭЩ, трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ; ЗНОЛ-СЭЩ; НОЛ-СЭЩ, трансформаторы собственных нужд ОЛС-СЭЩ; ТЛС-СЭЩ.

К вторичным цепям относятся все устройства и соединяющие их электрические цепи, их предназначение это:

- управление коммутационной аппаратурой, осуществление устройств блокировки, сигнализации;
- измерение электрических параметров (тока, напряжения, мощности, энергии, частоты и пр.) основных элементов электроустановок или линии электропередачи;
- противоаварийная автоматика и защита электроустановок, которая производит отключение вышедшего из строя оборудования, но не затрагивая находящееся в нормальной работе.



1 – релейный шкаф; 2 – отсек изолированных сборных шин; 3 – отсек выдвигного элемента; 4 – отсек линейного присоединения; 5 – выключатель; 6 – панель управления со счётчиком; 7 – проходные изоляторы; 8 - заземляющий разъединитель; 9 – трансформатор тока; 10 – ОПН, 11 - изоляционная перегородка

Рисунок 7 – Компоновка шкафа КРУ-СЭЩ-70

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 48 приведены мощности нагрузки электроприемников на ПС «Порт».

Таблица 48 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Вид	cos	Руст, кВт	Q, квар
Охлаждение ТДН-10000/110	0,8	10	4
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение	1	10	-
Вентиляция	0,8	15	9,3
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	0,8	50	
Итого		105	

Исходя из расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Порт»:

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8 \text{ кВА}; \quad (80)$$

$$S_{рас} = \sqrt{105^2 + 13,3^2} \cdot 0,8 = 84,67 \text{ кВА}.$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ-100/10.

5.8 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители используются для создания высокочастотных каналов связи по ВЛЭП напряжением от 10 до 750 кВ. Целью использования ВЧ заградителя является передача сигналов РЗиА, телефонной связи и телемеханики.

ВЧ заградители ослабляют шунтирующее действие шин ПС на параметры линейного тракта высокочастотной связи, также снижают шунтирующее действие ответвлений от ВЛ и обеспечивают заземление грозотросов на промышленной частоте.

Высокочастотные заградители представляют собой реактор, состоящий из одной, двух или трех катушек. Провода навитые на катушки изготовлены из меди либо алюминия. Каркас ВЧ заградителя выполнен из плотного изоляционного материала. Детали изготовленные из металла и обмотки силового реактора имеют порошковое покрытие, что выполняет защитную функцию. ВЧ заградители включенные в рассечку ВЛЭП напряжением от 220 кВ способны оборудоваться защитой от появления короны.

Выбор ВЧ-заградителей производим по следующим условиям:

- по номинальному току;
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости.

Для ВЛ 110 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-400-0,5 У1.

Таблица 49 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЗ-400-0,5 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_N = 400 \text{ А}$	$I_{PMAX} = 52,486 \text{ А}$	$I_P \leq I_N$
$i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,46 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 256 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 1,798 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Высокочастотный заградитель ВЗ-400-0,5 У1 прошел по всем проверяемым параметрам и принят к установке.

6 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС «Порт»

6.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления

Существует несколько видов заземлений: защитное, рабочее, молниезащиты, для каждого из видов есть собственное предназначение.

Защитное заземление используется для защиты персонала от напряжения прикосновения. Все части электроустановок, выполненные из металла и не находящиеся под напряжением в нормальном режиме работы, но способные оказаться под напряжением в случае повреждения изоляции, в обязательном порядке должны быть заземлены.

Рабочее заземление разработано для обеспечения бесперебойной работы электрооборудования. К данному виду заземления относится заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек.

Заземление молниезащиты обеспечивает отвод тока протекающего вследствие удара молнии. Как правило, для выполнения всех типов заземления применяется одно заземляющее устройство.

Заземление на ПС представляет собой сетку, включающую горизонтальные заземлители, со стороны квадрата сетки кратной шести метров. В узлах сетки установлены вертикальные заземлители. Сетка закапывается в землю на глубину около полуметра, не затрагивая фундамент электроустановок. Вертикальные заземлители изготавливают из прутковой стали минимальным диаметром 10 мм.

Расчет заземления ПС представляет собой расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, определение расчетных геометрических параметров сетки заземления и проверку электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Произведем расчет заземления открытого РУ 110 кВ ПС Порт.

Контур сетки заземления поместим на расстоянии не менее 1-1,5 м от

оборудования, с целью того, чтобы человек при соприкосновении электроустановкой не мог находиться за его пределами.

Площадь использования под заземлитель, м²:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (81)$$

где A и B – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = 2395 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, исполненных стальными прутками диаметром $d = 10$ мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{м.п} = \pi \cdot R^2, \quad (82)$$

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{м.п} = 78,5 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{т.с} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (83)$$

где $T = 0,3$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали) – коэффициент термической стойкости.

$$F_{т.с} = 27,49 \text{ мм}^2.$$

Проверим сечения прутков на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{ср} \cdot (d + S_{ср}), \quad (84)$$

где $T = 240$ мес – время использования заземлителя за 20 лет.

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (85)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,932;$$

$$F_{кор} = 31,9 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников не должно противоречить условию:

$$F_{м.п} \geq F_{min} \geq F_{кор} + F_{м.с}; \quad (86)$$

$$F_{м.п} = 78,5 \geq F_{min} = 59,39 \text{ мм}^2.$$

Данное условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{n-n} = 6$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (87)$$

$$L_{Г} = 798,3 \text{ м.}$$

Выясняем длину горизонтальных полос при представлении площади ПС квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (88)$$

$$m = 8,15$$

Принимаем: $m=9$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 5,43 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос проектируемой модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (89)$$

$$L = 978,77 \text{ м.}$$

Вычисляем количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (90)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, равное 6 м.

$$n_e = 33,55.$$

Принимаем: $n_e = 34$.

Рассчитываем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_e \cdot l_e} \right), \quad (91)$$

где $\rho_{\text{экв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения $l_e/\sqrt{S_1}$.

$I_s/\sqrt{S_1} = 5/\sqrt{2395} = 0,102$, следовательно, $A = 0,1$ [2].

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя равно:

$$R = 0,33 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (92)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = 1,25;$$

Находим импульсное сопротивление грунтов, равное по условию :

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (93)$$

$$R_u = 0,4 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение не превышает допустимого, что соответствует требованиям, предъявляемым к заземлителям согласно ПУЭ [18].

6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Защита от ПУМ осуществляется с помощью молниеотводов.

Расстояние около молниеотвода, в зоне которого обеспечивается довольно надежная защита объектов от ПУМ, называется зоной молниеотвода. Высота молниеотвода позволяет защитить те объекты, которые находятся ниже самого молниеотвода. Объект входящий в зону защиты на уровне земли молниеотвода может быть не защищен, это значит, чем выше высота зоны защиты, тем меньший радиус от молниеотвода, который может защитить объект

На подстанции «Порт» будут установлены 6 молниеотводов на линейных порталах. Расстояние между молниеотводами 1-2, 3-4, 5-6 равно 33,4 метра, 1-3 и 2-4 равно 39,2 метра, а между молниеотводами 3-5 и 4-6 промежуток равен 31 метр.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которые представляют собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

Дальнейший расчёт будет показан на примере зоны защиты на уровне самого высокого сооружения на подстанции – линейного портала, равным 12 метрам. Расчёт произведём на равноотдаленных друг от друга молниеотводах 1-2, 3-4 и 5-6.

Высота молниеотвода $h = 23$ м.

Эффективная высота молниеотвода вычисляется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h ; \quad (94)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 23 = 19,6 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h ; \quad (95)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 23) \cdot 23 = 24,4 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как:

$$h_{сх} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L - h) , \quad (96)$$

где L – расстояние между молниеотводами.

$$h_{cx} = 19,55 - 0,14 \cdot (33,4 - 23) = 17,7$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне первого защищаемого объекта (линейного портала, высотой 12 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (97)$$

где h_x – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 24,2 \cdot \left(1 - \frac{12}{19,6} \right) = 9,4 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}. \quad (98)$$

$$r_{cx} = 24,2 \cdot \frac{17,7 - 12}{17,7} = 7,8 \text{ м.}$$

Подробный расчет остальных молниеотводов приведён в Приложении В.

Для наглядности зона молниезащиты графически нанесена на лист выпускной квалификационной работы под №5. В нём видно, что равновеликие стержневые молниеотводы, образовавшие зону защиты, защищают все линейные порталы, находящиеся на территории подстанции. Зона защиты на уровне земли выходит за её территорию, поэтому делаем вывод, что система молниеотводов полностью защищает подстанцию «Порт».

6. Выбор и проверка ОПН

Целью использования ОПН является защита изоляции оборудования на подстанции. Конструктивно ограничитель перенапряжения представляет собой

варисторы, соединенные последовательно. При прохождении рабочего напряжения, сопротивление находится на достаточно высоком уровне. Однако в противоположной ситуации, при условии перенапряжения происходит уменьшение сопротивления и повышение тока. Получившаяся в результате этого теплота рассеивается в окружающую среду, а через данную защиту выходит необходимое для работы оборудования напряжение.

ОПН является более функциональным устройством нежели разрядники, так как имеют возможность глубокого ограничения перенапряжений, даже междуфазных, и не имеют больших габаритов, что позволяет их применять как опорные изоляционные колонны.

Степень ограничения коммутационных перенапряжений с использованием ограничителя перенапряжений находится порядка $(1,65-1,8)U_{\phi}$. Уровень ограничения грозовых перенапряжений составляет $(2,2-2,4)U_{\phi}$ в сетях 110 кВ и снижается до $2 U_{\phi}$ для ЛЭП 750 кВ.

ОПН формируется комплектом из дисков диаметром 28 и высотой 8 мм, соединенных параллельно в виде колонок. С учетом пропускной способности число колонок резисторов в ограничителе находится в пределах от 4 в ОПН ,предназначенном на напряжение 110 кВ, и до 30 в ОПН на напряжение 750 кВ. Торцы дисков покрыты металлом и обеспечивают контакт между дисками.

Обычно выбор ОПН проводят по следующей схеме:

- 1) Предварительно выбирают определённый тип ОПН;
- 2) После проверки по некоторым условиям принимают решение о пригодности установки данного ОПН.

Самым первым и ответственным моментом в выборе ОПН является учёт времени его воздействия. Для того, чтобы предусмотреть, необходимо получить некоторые данные от сети, в которой предполагается установка данного аппарата.

Основное условие, при котором обеспечивается безотказная работа ОПН, называется является длительное рабочее напряжение на аппарате. Оно

прописано в государственных документах РФ в соответствии с ПТЭ, ПУЭ, РУ. В указанных документах прописано, что требуемое напряжение на ПС (на отправном конце линий) должно соответствовать: не более $1,2 U_{ном}$ - для сети напряжением до 35 кВ, не более $1,15 U_{ном}$ - для сети напряжением до 35-220 кВ, не более $1,1 U_{шм}$ - для сети напряжением 330 кВ и $1,05 U_n$ для сети 500 кВ и выше. На разомкнутом конце линий оно, естественно, несколько больше, но величина напряжения оговаривается по нагреву магнитной системы силовых трансформаторов, электромагнитных трансформаторов напряжения и шунтирующих реакторов.

При предварительно выбранной величине напряжения частотой 50 Гц, длительно воздействующей на ограничитель перенапряжений, следует учитывать, что в сетях с изолированной нейтралью, при КЗ на землю одной из фаз, на двух неповреждённых фазах вырастает линейное напряжение.

В сетях с глухозаземлённой нейтралью сопротивления прямой и нулевой последовательности, как правило, соотносятся не более, чем в 3 раза, поэтому при замыканиях одной из фаз на землю на здоровых фазах напряжение с достаточно большим запасом не более $1,4 U_{фм}$. Однако в ряде случаев и в этих сетях из-за "потери нуля" напряжение на ОПН может быть более $1,4 U$ вплоть до $1,7 U_{ф}$.

Через варистор или ограничитель перенапряжений, нацеленные на определённую величину длительного напряжения, проходит активный ток, не нарушающий тепловой баланс. За счет этого сокращается длительность воздействия, что позволяет увеличить величину допустимого напряжения.

Импульсный ток, проходящий через варисторы, является одним из ведущих параметров при выборе ограничителя перенапряжения.

Выбор ограничителей перенапряжения.

Основные критерии, по которым производится выбор ОПН:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;

- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Произведем выбор и проверку ОПН на сторону 110 кВ.

Для нахождения расчётной величины рабочего напряжения ОПН необходимо знать расчётную величину максимально допустимого напряжения $U_{нр на на нём}$, находящееся по формуле (для сети 110кВ):

$$U_{н.р.} = \frac{1,15 \cdot U_{ном.сети}}{\sqrt{3}} \quad (99)$$

$$U_{н.р.} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73,034 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия РЗ) равно – 0,5 сек. В связи с этим предусмотрен коэффициент K_B , учитывающий рост значения допустимого напряжения путём уменьшения кратности воздействия на ОПН по условию теплового баланса, равен 1,45.

Производим проверку ОПН-П-110/72/10/2 УХЛ1

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ОПН равна:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B} \quad (100)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{73,034}{1,45} = 50,36 \text{ кВ.}$$

где K_B - коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (кривая приведена на Рисунке 8), учитывает величину допустимого напряжения путём уменьшения кратности воздействия, по условию теплового баланса.

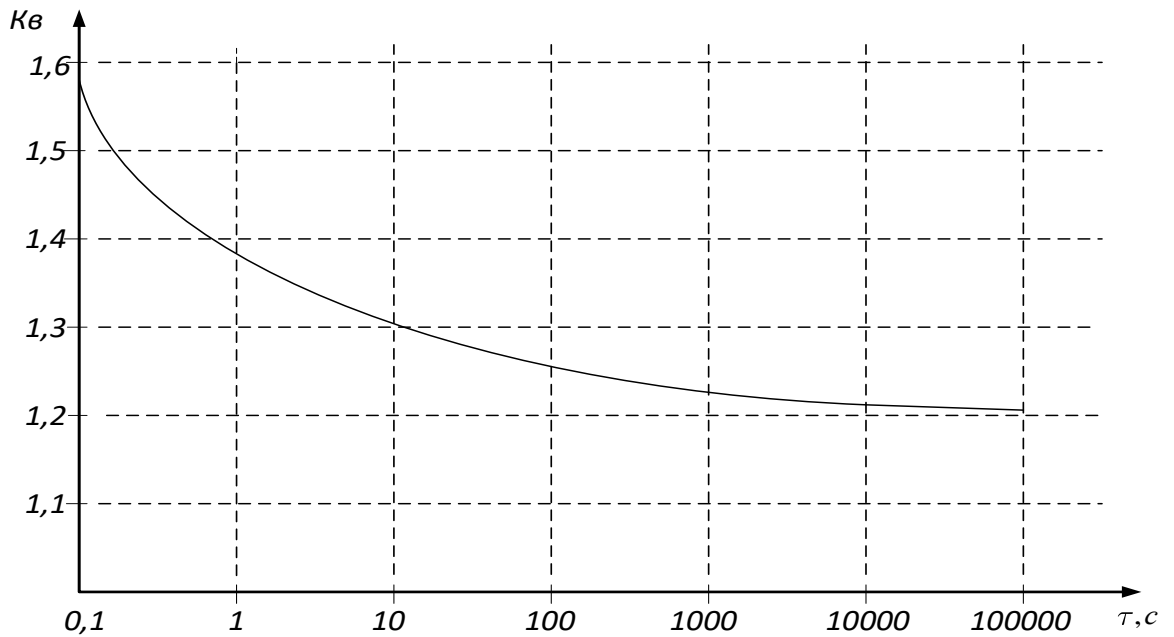


Рисунок 8 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

При выборе ОПН основным критерием учитывается поглощаемая ограничителем энергия, находящаяся по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ocm}}{Z} \right) \cdot U_{ocm} \cdot 2T \cdot n \quad (101)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

U_{ocm} – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ocm} = 177 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 430 \text{ Ом}$;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, $n = 2$.

Значение U можно найти по формуле:

$$U = 3,5 \cdot U_{ном} \quad (102)$$

$$U = 3,5 \cdot 110 = 385 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c} \quad (103)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны;

l – длина защищённого подхода, км.

$$T = \frac{2,5}{0,91 \cdot 2,7} = 1,017 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(385 - 177)}{430} \cdot 177 \cdot 2 \cdot 1,017 \cdot 2 = 348,29 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (104)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{348,29}{110} = 3,2 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ОПН-П-110/72/10/2 УХЛ1 с удельной энергоемкостью 4,8 кДж/кВ.

Таблица 50 – ОПН-П-110/146/20/2 УХЛ1

Напряжение сети, кВ	110
Наибольшее допустимое напряжение, кВ	50,36
Номинальный разрядный ток, кА	10
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	4,8

Производим выбор ОПН на стороне 10 кВ ОПН-10/12/10/550 УХЛ1.

Расчетная величина рабочего напряжения:

$$U_{н.р.} = \frac{1,2 \cdot 12}{\sqrt{3}} = 8,32 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе:

$$U_{р.н.р.} = \frac{8,32}{1,45} = 5,73 \text{ кВ.}$$

Поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(100 - 28,4)}{430} \cdot 28,4 \cdot 2 \cdot 1,017 \cdot 2 = 19,23 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{19,23}{10} = 1,92 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН-10/12/10/550 УХЛ1 с удельной энергоемкостью 5,4 кДж/кВ.

Таблица 51 – ОПН-10/12/10/550

Напряжение сети, кВ	10
Наибольшее допустимое напряжение, кВ	12
Номинальный разрядный ток, кА	10
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	5,4

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И СИГНАЛИЗАЦИЯ

РЗ строится из нескольких частей, называемых измерительной, логической и выходной. Измерительная часть отвечает за измерительные и пусковые объекты защиты, производящие воздействие на логическую часть, при выявлении превышений допустимых значений электрических параметров.

Логическая часть содержит отдельные переключающие элементы и средства выдержки времени, при срабатывании измерительных и пусковых органов, запускающие выходную часть.

Выходная часть связывает РЗ с и цепи управления при помощи использования коммутационных аппаратов и передающих команды по каналам связи устройств. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы определённой мощности, которые производят работу цепей управления.

До недавнего момента времени все органы РЗ конструктивно исполнялись лишь с использованием электромеханических реле. Данный вид исполнения, в связи с появлением более современных средств защиты, потеряла эффективность и не обеспечивает поддержания на должном уровне требуемых характеристик. Также данное оборудование достаточно затратное в обслуживании.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96 - 0,97.

Мировыми лидерами в производстве РЗА являются ведущие компании ALSTOM, ABB и SIEMENS. Цифровые защиты перечисленных производителей имеют достаточно высокую стоимость, вопреки этому данное оборудование является высокотехнологичным и окупает свою стоимость.

Цифровые устройства РЗ ,предназначенные для разных целей, имеют

много общего, а их структурные схемы схожи.

Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С использованием этих дополнительных узлов обеспечивается связь микропроцессора с датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

7.1 Защита трансформатора

В обмотках трансформаторов способны возникать междуфазные КЗ, однофазные либо двухфазные на землю, а также межвитковые КЗ. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать междуфазные короткие замыкания и на замыкание землю. Возникновение выхода из строя оборудования и нарушение нормального режима работы может появляться за счет появления ряда неисправностей таких как: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ необходимо обеспечить трансформатор следующими видами защиты [18]:

- Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности, дифференциальная защита.

- Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

- Защита от внешних КЗ - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

- Защита от однофазных КЗ на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

– Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслуживающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

На ПС Порт 110/10 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 10000 кВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

7.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (105)$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном.Н}}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,85 \text{ А.}$$

При прохождении в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.втор.Н}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.ТТ.В}}}{I_{\text{н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{тр.ТТ.Н}}} \quad (106)$$

где $K_{\text{тр.ТТ.Н}} = I_{\text{н.ТТ.П}} / I_{\text{н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.ТТ.П}}, I_{\text{н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{ТР.ТТ.ВН}} = 600 / 10 = 60$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.НН}} = 1000 / 5 = 200$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.ВН}} = \frac{50,2}{60} = 0,83$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.НН}} = \frac{549,85}{200} = 2,74$$

Выбирая рабочее ответвление токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5 [5].

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \leq 5$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = 0,83 \text{ А, выбираем } 1 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = 2,74 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

7.3 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита является основным видом защиты трансформатора как от повреждений внутри трансформатора, так и на его выводах. Должно происходить пренебрежение защитой бросков тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора состоит из следующих элементов : ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ)

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания осуществляется за счёт торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 9. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

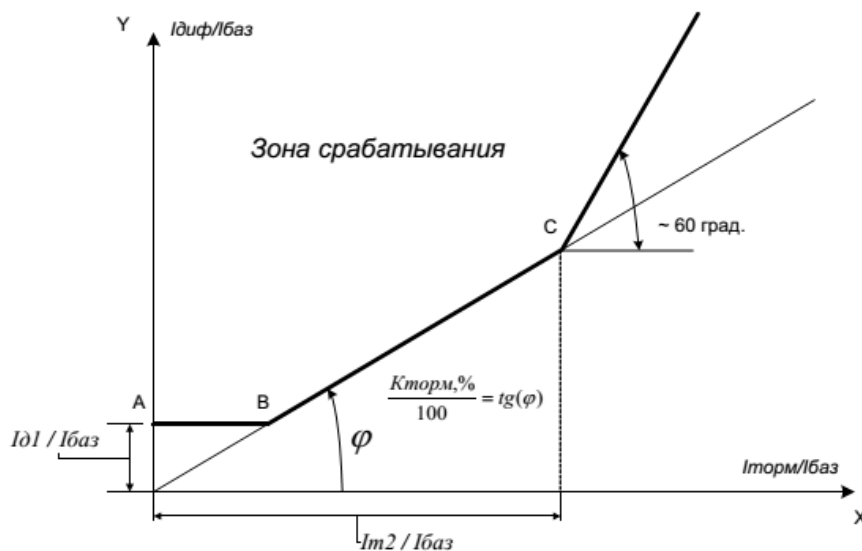


Рисунок 9 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм}, \%$ – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{ном.ВН}$.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На этом участке необходимый для отключения дифференциальный ток является постоянным.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{торм}, \%$ и ДЗТ-2 – $I_{т2}/I_{ном.ВН}$.

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (107)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса вычисляется как сумма трех составляющих, учитывающие погрешности ТТ

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч}, \quad (108)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I^*_{расч}, \quad (109)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I^*_{расч}, \quad (110)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I^*_{расч}, \quad (111)$$

где $I'_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного ТТ;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно[18] ;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока.

Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная применением РПН на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{\text{расч}}^*$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,04) = 0,29$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,29 = 0,36 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$ не должен брать в учёт сквозные токи, соответствующие второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (112)$$

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot 0,29 = 0,85$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (113)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,29 / 0,85 = 41\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{T2}/I_{\text{баз}}$ показывает размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых коротких замыканий практически не изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток останется практически на том же уровне. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_T/I_{\text{баз}}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T/I_{\text{баз}}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{T2}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$.

7.4 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}*} \quad (114)$$

где $k_{\text{отс}}=1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч}*}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{\text{нб.расч}*}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным от трех до четырёх. Величина $I_{\text{расч}*}$ принимается равной току

(в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на поврежденной стороне. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки [5].

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{\text{нб,расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 12,91 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 3,5 \text{ о.е.}$

7.5 Выбор уставок МТЗ

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (115)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{\text{раб,макс}}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{c.3} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 50,2 = 100,4 \text{ А}$$

$$I_{c.3} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 549,85 = 1099,7 \text{ А.}$$

Проверка коэффициента чувствительности осуществляется при металлическом коротком замыкании расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (116)$$

где $I_{\text{кз,мин}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН [18].

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,6 \cdot 10^3}{100,4} = 45,81 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{11,96 \cdot 10^3}{1099,7} = 10,87 > 1,5$$

7.6 Автоматика на подстанции Порт

Действие противоаварийной автоматики должно быть направлено конкретно на поврежденный участок, во избежание распространение аварийного режима на безаварийные участки энергосистемы. Противоаварийная автоматика должна сводиться к минимизации действий со стороны человека и соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы .

Субъекты электроэнергетики и потребители электроэнергии обязаны

предоставить диспетчерскому центру субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике телесигналы о срабатывании устройств и комплексов противоаварийной автоматики относящиеся к данной территории.

Противоаварийная автоматика обязана безотказно функционировать, несмотря на выход из строя одного устройства противоаварийной автоматики, в случае ложного срабатывания.

Автоматика локального предотвращения нарушения устойчивости режима энергосистемы применяется во избежание нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, нагрузки двигателей, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования.

При работе комплекса локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики должен быть обеспечен его автоматический перевод в автономный режим работы при выявлении неисправности ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или каналов связи с ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны обеспечивать выбор УВ из таблицы УВ, рассчитываемой ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или заданной субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, или осуществлять расчеты УВ на основе заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функциональных зависимостей объема УВ от противоаварийная атоматика параметров электроэнергетического режима (принцип П-ДО).

В комплексах локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости используются следующие пусковые факторы:

- отключение ЛЭП;

- одновременное отключение двух ЛЭП;
- отключение системы шин;
- отключение энергоблока;
- отключение трансформатора (автотрансформатора);
- близкое к шинам электростанции или затяжное короткое замыкание;
- превышение перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины;

7.7 Сигнализация на подстанции Порт

Для построения систем центральной сигнализации (ЦС) на ПС служит устройство «Сириус-ЦС». Данное устройство обрабатывает сигналы, которые поступают от микропроцессорных или электромеханических устройств защиты по шинкам сигнализации, фиксировать время появления и снятия сигналов от конкретных устройств защиты, подключаемых к дискретным оптронным входам, а также формировать сигналы общей сигнализации.

Система сигнализации крупной подстанции организуется с помощью нескольких блоков «Сириус ЦС», один из которых является блоком центральной сигнализации подстанции, а остальные – участковыми блоками сигнализации. В этом случае центральный блок формирует сигналы световой и звуковой сигнализации и сигналы телемеханики состояния подстанции.

Светодиоды блока отображают наличие сигнализации и состояние блинкеров участков. Участковые блоки формируют сигналы для центрального блока и сигналы телемеханики состояния участка, а их светодиоды указывают конкретное устройство, выдавшее сигнал.

«Сириус-ЦС» накапливает, обрабатывает, оперативно отображает информацию о состоянии объекта и по запросу передает ее на вышестоящий уровень. Устройство ЦС имеет четыре входа для подключения шинки сигнализации. Для каждого входа программируется тип сигнализации (аварийная или предупредительная), выдержка срабатывания (от 0 до 99,99 с), номинальное значение импульса тока (50 или 200 мА).

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

1.1 Безопасность

Реконструируемая подстанция «Порт» напряжением 110 кВ имеет на высокой стороне открытое распределительное устройство. Безопасность ведения работ по монтажу РУ закреплено в РД 153-34.3-03.285-2002 «Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ»[20]. Установка элементов электрооборудования ОРУ требует выполнение правил, которые прописаны в руководящем документе, перечислим основные из них:

- До начала монтажа строительная часть распределительного устройства должна быть принята от генподрядчика по акту, устанавливающему соответствие ее проекту и готовность к производству электромонтажных работ.

- Все металлоконструкции, железобетонные и металлические опоры после их установки должны быть заземлены. Заземлению также подлежат спуски и шлейфы от линий электропередачи у концевых опор или на вводных порталах.

Заземление должно производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.030-81 и Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок.

- До начала электромонтажных работ необходимо на территории открытого распределительного устройства (ОРУ) выполнить монтаж заземляющих устройств и молниеотводов, а также освещение территории распредустройства.

- При подвеске блоков, гирлянд изоляторов, установке арматуры, подвеске проводов, ошиновке и других работах на верхних частях конструкций ОРУ опасные зоны на земле должны ограждаться, а в случае невозможности ограждения этих мест необходим непрерывный надзор руководителя работ.

- Электрооборудование, предназначенное для монтажа, должно удовлетворять требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75 и ГОСТ 12.2.007.4-75.

- Не допускается крепление строповых устройств за элементы оборудования, не предусмотренные для строповки.

- Крепление оборудования и отдельных его элементов случайными крепежными материалами не допускается.

- При подъеме и установке привода выключателя держать его за маховики или рукоятку запрещается.

- Подъем и перемещение высоковольтных выключателей, автоматов, приводов, а также других аппаратов, снабженных возвратными пружинами или механизмами свободного расцепления, должны производиться в положении «Отключено», а не имеющих возвратных пружин - «Включено».

- Поступившие во включенном положении выключатели и приводы с возвратными пружинами или механизмами свободного расцепления перед монтажом должны быть отключены. Спуск и натягивание возвратных пружин (пружин свободного расцепления) без предусмотренных заводской инструкцией приспособлений не допускается.

- При монтаже однополюсных разъединителей необходимо принять меры для предотвращения самопроизвольного выбрасывания ножа.

- Запрещается при установке конструкций, закрепляемых в стенах, потолках или полках при помощи цементных растворов, удалять поддерживающие детали (подпорки, растяжки и т. п.) до затвердения растворов.

- При монтаже щитов, пультов, панелей и т. п. их устойчивость до окончательного закрепления необходимо обеспечивать путем временного крепления к прочным строительным конструкциям.

- Перемещение, подъем и установка камер, щитов или блоков РУ и другого оборудования должны осуществляться с принятием мер, предупреждающих их опрокидывание (строповка выше центра тяжести, применение оттяжек и др.).

- Запрещается оставлять инструмент и неукрепленные детали на каркасах монтируемых щитов, ячеек и на других конструкциях.

- При монтаже трансформаторов тока и присоединении к ним проводов вторичных цепей неиспользуемые вторичные обмотки должны быть закорочены и заземлены.

- Для проверки контактов масляных выключателей на одновременность включения, а также для освещения при работах внутри бака выключателя должно применяться напряжение не выше 12В.

- На месте установки центрифуги или фильтра-пресса у маслonaполняемых аппаратов должны быть вывешены плакаты, запрещающие разведение открытого огня, курение и производство сварки.

Запрещается слив, заполнение и промывка маслом аппаратов при наличии открытого огня на расстоянии менее 10 м, а также применение стеклянной тары для слива и заливки масла (за исключением взятия пробы).

- При регулировке выключателей и разъединителей, соединенных с приводами дистанционного управления, должны быть приняты меры, предотвращающие возможность включения или отключения приводов. Если в процессе регулировки механизма требуется включить оперативный ток, то устанавливать предохранители можно после удаления людей от аппарата.

- Не допускается одновременно производить регулировку, осмотр или присоединение разъединителей и выключателей независимо от того, расположены ли эти аппараты в одной камере с приводами или приводы вынесены за пределы камеры.

При установке и регулировке устройств и аппаратов, имеющих подвижные части позади панели (рубильник с рычажным приводом и т. п.), необходимо предупредить об этом работающих сзади щита.

1.2 Экологичность

Защита окружающей среды от загрязнений трансформаторным маслом на проектируемой ПС осуществляется в соответствии с разработанными инструкциями. В данном разделе рассматриваются защита окружающей среды, вызываемых трансформаторами в проектируемой подстанции «Порт».

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований:

1) Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

2) Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор).

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с · течение 30 мин;

3) Устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) Маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

5) Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного телеприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2.

6) При установке маслonaполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным;

7) Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическим стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков;

8) Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждения маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

На подстанции «Порт» устанавливаются 2 трансформатора марки ТДН 10000/110 с размерами (м) 5,6х3,48х4,89 (ДхШхВ) и массой масла 11100 кг.

Масса масла меньше 20 тонн, соответственно маслоприемник выполняется без маслоотвода.

Рассмотрим подробно расчет размеров маслоприемника трансформатора.

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (117)$$

$$V_{\text{трм}} = \frac{11100}{895} = 12,4 \text{ м}^3$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

ρ – плотность масла при температуре 20° С 895 (кг/м³) [17]

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{мн}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (118)$$

$$S_{\text{мн}} = (5,6 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,48 + 2 \cdot 1,5) = 55,73 \text{ м}^2$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника, не менее 1,5 м [18]

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (119)$$

$$S_{\text{бн}} = (5,6 + 3,48) \cdot 2 \cdot 4,89 = 88,8 \text{ м}^2$$

где H – высота трансформатора, м

Коэффициент пожаротушения K_n (л/(с×м²)) и время тушения t (сек) соответственно равны [18]:

$$K_n = 0,2$$

$$t = 1800\text{с}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{bn}) \cdot 10^{-3} \quad (120)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (55,73 + 88,8) \cdot 10^{-3} = 52,03 \text{ м}^3$$

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

$$V_{mmH_2O} = V_{трм} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (121)$$

$$V_{mmH_2O} = 12,4 + 0,8 \cdot 52,03 = 54,03 \text{ м}^3$$

Определяем глубину маслоприемника.

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \quad (122)$$

$$H_{mn} = \frac{54,03}{55,73} = 0,969 \text{ м}$$

Высота гравийной подушки принимается:

$$H_z = 0,25 \text{ м}$$

Высота воздушной прослойки принимается:

$$H_{en} = 0,05 \text{ м}$$

Полная высота маслоприемника рассчитывается как:

$$H_{пмп} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (123)$$

$$H_{пл} = 0,969 + 0,05 + 0,25 = 1,27 \text{ м}$$

1.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

Согласно РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*) [21] устанавливает основные требования действий персонала при возникновении пожара:

1. При возникновении пожара на объекте первый заметивший очаг пожара должен немедленно сообщить начальнику смены энергообъекта или руководству энергопредприятия, а при наличии связи - в пожарную охрану и приступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения.

2. Начальник смены энергообъекта обязан немедленно сообщить о пожаре в пожарную охрану, руководству энергопредприятия (по специальному списку) и диспетчеру энергосистемы.

3. До прибытия подразделений ГПС МВД России руководителем тушения пожара (РТП) является начальник смены энергообъекта (руководитель энергопредприятия), который обязан организовать:

- удаление с места пожара всех посторонних лиц;
- установление места возникновения пожара, возможные пути его распространения и образования новых очагов горения (тления);
- проверку включения системы автоматического пожаротушения, а в случае отказа ее ручное включение;
- выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара;
- тушение пожара персоналом и средствами пожаротушения энергетического предприятия;

- встречу подразделений ГПС МВД России, лицом хорошо знающим безопасные маршруты движения, расположение водоисточников, места заземления пожарной техники.

4. Отключение оборудования в зоне пожара производится дежурным персоналом энергопредприятия по распоряжению начальника смены энергообъекта.

5. После прибытия на место пожара первого подразделения ГПС МВД России руководителем тушения пожара является старший начальник этого подразделения. Начальник смены энергообъекта (руководитель энергопредприятия) при передаче ему руководства тушением пожара должен информировать о принятых мерах и организовать дальнейшие действия персонала, согласно указаний РТП.

6. Решение о подаче огнетушащих средств принимается руководителем тушения пожара после проведения инструктажа и выполнения необходимых мер безопасности.

7. Руководитель тушения пожара (РТП) имеет право приступить к тушению энергооборудования под напряжением только после получения письменного допуска на тушение от начальника смены энергообъекта, инструктажа личного состава пожарных подразделений представителями энергетического предприятия и создания условий визуального контроля за электроустановками.

Для предотвращения возникновения пожара на маслонаполненном оборудовании вследствие попадания молнии на ПС «Порт» предусматривается установка системы молниеотводов, зона защиты которых покрывает все распределительное устройство высокого напряжения и силовые трансформаторы. Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

В качестве огнетушащего вещества на подстанции «Порт» для силовых трансформаторов ТДН-10000/110 применяется распыленная вода. Автоматическая система пожаротушения распыленной водой, включает в себя насосную станцию пожаротушения с насосами ДЗ20–50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР–15 и пожарные резервуары.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ–5, ОУ–8) или углекислотные–бромэтиловые (ОУБ–3, ОУБ–7) огнетушители, а также распыленную вод.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Здания объединенного пульта управления и закрытого распределительно устройства 10 кВ на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной мною выпускной квалификационной работе на тему «Развитие электрических сетей 110 – 220 кВ Приморского края для технологического присоединения АО «Находкинский морской торговый порт»» была рассмотрена реконструкция сети Приморского края в окрестностях города Находка, с целью подключения уже действующей подстанции «Порт» ВН 35 кВ к классу более высокого напряжения, в связи с увеличением мощности, требуемой на нужды порта.

Рассмотрены несколько вариантов подключения данной подстанции к сети 110-220 кВ, из них выбран более простой и выгодный с экономической точки зрения.

Произведен расчет нормального и аварийного режима рассматриваемой сети в «ПВК RastrWin3». Результаты расчёта показали, что подключение подстанции Порт, к выбранной нами сети 110 кВ, представляется возможной.

Для наглядного представления графическая часть расположена на шести листах, включающая в себя однолинейную схему сети, выбор варианта подключения подстанции, нормальный и аварийный режим, подробную однолинейную схему подстанции, релейную и молниезащиту.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы мною были закреплены знания, полученный в процессе учёбы. А так же закреплены навыки по поиску и применению необходимой для расчёта информации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. - Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. - 52 с.

2 Выбор нелинейных ограничителей напряжения для установки в сетях 110-750 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.positron.ru/> (дата обращения 11.06.19).

3 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 28.05.2019).

4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

5 Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: учебно-методическое пособие к курсовому проектированию / Сост.: А.Н. Козлов, В.А. Козлов. – 2-е изд., испр. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2017. – 65 с.

6 Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие.- М.: Издательство МЭИ, 2006.- 248с

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

8 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.

9. Научно-прикладной справочник «Климат России» [Электронный ресурс]. URL: <http://meteo.ru/pogoda-i-klimat/197-nauchno-prikladnoj-spravochnik-klimat-rossii> (дата обращения 10.04.20).

- 10 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.
- 11 ЗАО "Энергоспецкомплект" [Электронный ресурс]. URL: <http://www.energospes.ru/catalog/product/495/> (дата обращения: 12.06.2019).
- 12 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2003 г.
- 13 Инструкция по выбору изоляции электроустановок. РД 34.51.101-90. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 14 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
- 15 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.
- 16 Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
17. ГОСТ 982-80 Масла трансформаторные. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3);
18. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2002.;
19. Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.
20. РД 153-34.3-03.285-2002 " Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ».
21. ВППБ 01-02-95*. Правила пожарной безопасности для электроэнергетических предприятий (РД 153-34.0-03.301-00).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт параметров электрической сети в ПСК MathCad 15

1. Погонные параметры ЛЭП

АС-120/19 (U=110кВ):

$$r_{120} := 0.249 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{120} := 0.427 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{120} := 2.66 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

АС-150/24 (U=110кВ):

$$r_{150} := 0.198 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{150} := 0.42 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{150} := 2.7 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

АС-300/39 (U=220кВ)

$$r_{300} := 0.098 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{300} := 0.429 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{300} := 2.64 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

АС-240/32 (U=110кВ):

$$r_{240} := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{240} := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{240} := 2.81 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

2. Расчет параметров ЛЭП для участков сети

1) Широкая-Лозовая:

$$r_1 := r_{300} \cdot 32.3 = 3.165 \quad \text{Ом}$$

$$x_1 := x_{300} \cdot 32.3 = 13.857 \quad \text{Ом}$$

$$b_1 := b_{300} \cdot 32.3 = 8.527 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

2) Лозовая-Партизанская ГРЭС:

$$r_2 := r_{300} \cdot 22 = 2.156 \quad \text{Ом}$$

$$x_2 := x_{300} \cdot 22 = 9.438 \quad \text{Ом}$$

$$b_2 := b_{300} \cdot 22 = 5.808 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

3) Перевал-Широкая:

$$r_3 := r_{300} \cdot 40.24 = 3.944 \quad \text{Ом}$$

$$x_3 := x_{300} \cdot 40.24 = 17.263 \quad \text{Ом}$$

$$b_3 := b_{300} \cdot 40.24 = 1.062 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчёт параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

4) Звезда-Перевал:

$$r_4 := r_{300} \cdot 34.18 = 3.35 \quad \text{Ом}$$

$$x_4 := x_{300} \cdot 34.18 = 14.663 \quad \text{Ом}$$

$$b_4 := b_{300} \cdot 34.18 = 9.024 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

5) Береговая 2-Звезда:

$$r_5 := r_{300} \cdot 0.59 = 0.058 \quad \text{Ом}$$

$$x_5 := x_{300} \cdot 0.59 = 0.253 \quad \text{Ом}$$

$$b_5 := b_{300} \cdot 0.59 = 1.558 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

6) Артёмовская ТЭЦ-Береговая 2:

$$r_6 := r_{300} \cdot 45.3 = 4.439 \quad \text{Ом}$$

$$x_6 := x_{300} \cdot 45.3 = 19.434 \quad \text{Ом}$$

$$b_6 := b_{300} \cdot 45.3 = 1.196 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

7) Артёмовская ТЭЦ-Смоляниново тяга:

$$r_7 := r_{120} \cdot 23 = 5.727 \quad \text{Ом}$$

$$x_7 := x_{120} \cdot 23 = 9.821 \quad \text{Ом}$$

$$b_7 := b_{120} \cdot 23 = 6.118 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

8) Смоляниново тяга-Садовая:

$$r_8 := r_{150} \cdot 31.75 = 6.287 \quad \text{Ом}$$

$$x_8 := x_{150} \cdot 31.75 = 13.335 \quad \text{Ом}$$

$$b_8 := b_{150} \cdot 31.75 = 8.572 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

9) Садовая-Береговая 1:

$$r_9 := r_{150} \cdot 1.29 = 0.255 \quad \text{Ом}$$

$$x_9 := x_{150} \cdot 1.29 = 0.542 \quad \text{Ом}$$

$$b_9 := b_{150} \cdot 1.29 = 3.483 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчёт параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

10) Береговая 1-Промысловка:

$$r_{09} := r_{120} \cdot 19.87 = 4.948 \quad \text{Ом}$$

$$x_{09} := x_{120} \cdot 19.87 = 8.484 \quad \text{Ом}$$

$$b_{09} := b_{120} \cdot 19.87 = 5.285 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

11) Промысловка-С-55 :

$$r_{11} := r_{120} \cdot 18.31 = 4.559 \quad \text{Ом}$$

$$x_{11} := x_{120} \cdot 18.31 = 7.818 \quad \text{Ом}$$

$$b_{11} := b_{120} \cdot 18.31 = 4.87 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

12) С-55-Волчанец:

$$r_{12} := r_{120} \cdot 24.2 = 6.026 \quad \text{Ом}$$

$$x_{12} := x_{120} \cdot 24.2 = 10.333 \quad \text{Ом}$$

$$b_{12} := b_{120} \cdot 24.2 = 6.437 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

13) Волчанец-Находка:

$$r_{13} := r_{120} \cdot 19.56 = 4.87 \quad \text{Ом}$$

$$x_{13} := x_{120} \cdot 19.56 = 8.352 \quad \text{Ом}$$

$$b_{13} := b_{120} \cdot 19.56 = 5.203 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

14) Широкая-Находка:

$$r_{14} := r_{240} \cdot 8.8 = 1.056 \quad \text{Ом}$$

$$x_{14} := x_{240} \cdot 8.8 = 3.564 \quad \text{Ом}$$

$$b_{14} := b_{240} \cdot 8.8 = 2.473 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

15) Находка-Находка тяга:

$$r_{15} := r_{120} \cdot 13.7 = 3.411 \quad \text{Ом}$$

$$x_{15} := x_{120} \cdot 13.7 = 5.85 \quad \text{Ом}$$

$$b_{15} := b_{120} \cdot 13.7 = 3.644 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчёт параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

16) Находка тяга-Партизанская ГРЭС:

$$r_{16} := r_{120} \cdot 36.3 = 9.039 \quad \text{Ом}$$

$$x_{16} := x_{120} \cdot 36.3 = 15.5 \quad \text{Ом}$$

$$b_{16} := b_{120} \cdot 36.3 = 9.656 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

17) Партизанская ГРЭС-ХФЗ:

$$r_{17} := r_{150} \cdot 7.84 = 1.552 \quad \text{Ом}$$

$$x_{17} := x_{150} \cdot 7.84 = 3.293 \quad \text{Ом}$$

$$b_{17} := b_{150} \cdot 7.84 = 2.117 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

18) ХФЗ-Вокзальная тяга:

$$r_{18} := r_{150} \cdot 5.2 = 1.03 \quad \text{Ом}$$

$$x_{18} := x_{150} \cdot 5.2 = 2.184 \quad \text{Ом}$$

$$b_{18} := b_{150} \cdot 5.2 = 1.404 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

19) ХФЗ-Фридман тяга:

$$r_{19} := r_{150} \cdot 21.37 = 4.231 \quad \text{Ом}$$

$$x_{19} := x_{150} \cdot 21.37 = 8.975 \quad \text{Ом}$$

$$b_{19} := b_{150} \cdot 21.37 = 5.77 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

20) Вокзальная тяга-Фридман тяга:

$$r_{20} := r_{150} \cdot 16 = 3.168 \quad \text{Ом}$$

$$x_{20} := x_{150} \cdot 16 = 6.72 \quad \text{Ом}$$

$$b_{20} := b_{150} \cdot 16 = 4.32 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчёт параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

21) Фридман тяга-Анисимовка тяга:

1 цепь

$$r_{21} := r_{150} \cdot 20.98 = 4.154 \quad \text{Ом}$$

$$x_{21} := x_{150} \cdot 20.98 = 8.812 \quad \text{Ом}$$

$$b_{21} := b_{150} \cdot 20.98 = 5.665 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

2 цепь

$$r_{21} := r_{150} \cdot 20.42 = 4.043 \quad \text{Ом}$$

$$x_{21} := x_{150} \cdot 20.42 = 8.576 \quad \text{Ом}$$

$$b_{21} := b_{150} \cdot 20.42 = 5.513 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

22) Анисимовка тяга-Штыково:

$$r_{22} := r_{150} \cdot 55 = 10.89 \quad \text{Ом}$$

$$x_{22} := x_{150} \cdot 55 = 23.1 \quad \text{Ом}$$

$$b_{22} := b_{150} \cdot 55 = 1.485 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

23) Артемовская ТЭЦ-Штыково:

$$r_{23} := r_{120} \cdot 5.5 = 1.369 \quad \text{Ом}$$

$$x_{23} := x_{120} \cdot 5.5 = 2.349 \quad \text{Ом}$$

$$b_{23} := b_{120} \cdot 5.5 = 1.463 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

1. Погонные параметры ЛЭП

АС-120/19(U=110кВ):

$$r_{120} := 0.249 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{120} := 0.427 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{120} := 2.66 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

АС-150/24(U=110кВ):

$$r_{150} := 0.198 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{150} := 0.42 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{150} := 2.7 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

$$i := \sqrt{-1}$$

АС-300/39(U=220кВ)

$$r_{300} := 0.098 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{300} := 0.429 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{300} := 2.64 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

АС-240/32:

$$r_{240} := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{240} := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{240} := 2.81 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

Параметры трансформаторов

АТДЦТН – 200000/220/110

$$S_{\text{НОМ}} := 200000 \quad \text{кВА}$$

$$U_{\text{ВН}} := 230 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{СН}} := 121 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{НН}} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{\text{X}} := 48 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta P_{\text{K}} := 367 \quad \text{кВт}$$

$$I_{\text{X}} := 0.4 \quad \%$$

$$U_{\text{кВС}} := 11 \quad \%$$

$$U_{\text{кВН}} := 35 \quad \%$$

$$U_{\text{кСН}} := 22 \quad \%$$

$$U_{\text{КВ}} := 0.5 \cdot (U_{\text{кВС}} + U_{\text{кВН}} - U_{\text{кСН}}) = 12 \quad \%$$

$$U_{\text{КС}} := 0.5 \cdot (U_{\text{кВС}} + U_{\text{кСН}} - U_{\text{кВН}}) = -1 \quad \%$$

$$U_{\text{КН}} := 0.5 \cdot (U_{\text{кВН}} + U_{\text{кСН}} - U_{\text{кВС}}) = 23 \quad \%$$

$$R_{\text{Общ}} := \frac{\Delta P_{\text{K}} \cdot U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0.485 \quad \text{Ом}$$

$$R_{\text{ТВ}} := 0.5 \cdot R_{\text{Общ}} = 0.243 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

$$R_{TC} := R_{TB} = 0.243 \quad \text{Ом}$$

$$R_{TH} := R_{TB} = 0.243 \quad \text{Ом}$$

$$X_{TB} := 0.5 \cdot \frac{U_{KB} \cdot U_{BH}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ}} = 15.87 \quad \text{Ом}$$

$$X_{TC} := 0.5 \cdot \frac{U_{KC} \cdot U_{BH}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ}} = -1.323 \quad \text{Ом}$$

$$X_{TH} := 0.5 \cdot \frac{U_{KH} \cdot U_{BH}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ}} = 30.418 \quad \text{Ом}$$

$$G_T := \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 9.074 \times 10^{-7} \quad \text{См}$$

$$B_T := \frac{I_x \cdot S_{НОМ}}{100 U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 1.512 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

АТДЦТН – 125000/220/110

$$S_{НОМ} := 125000 \quad \text{кВА}$$

$$U_{BH} := 230 \quad \text{кВ} \quad U_{CH} := 121 \quad \text{кВ} \quad U_{HH} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_x := 34 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_k := 277 \quad \text{кВт} \quad I_x := 0.4 \quad \%$$

$$U_{KBC} := 11 \quad \% \quad U_{KBH} := 42 \quad \% \quad U_{KCH} := 28 \quad \%$$

$$U_{KB} := 0.5 \cdot (U_{KBC} + U_{KBH} - U_{KCH}) = 12.5 \quad \%$$

$$U_{KC} := 0.5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = -1.5 \quad \%$$

$$U_{KH} := 0.5 \cdot (U_{KBH} + U_{KCH} - U_{KBC}) = 29.5 \quad \%$$

$$R_{обш} := \frac{\Delta P_k \cdot U_{BH}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ}^2} = 0.938 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

$$R_{ТВ} := 0.5 \cdot R_{общ} = 0.469 \quad \text{Ом}$$

$$R_{ТС} := R_{ТВ} = 0.469 \quad \text{Ом}$$

$$R_{ТН} := R_{ТВ} = 0.469 \quad \text{Ом}$$

$$X_{ТВ} := 0.5 \cdot \frac{U_{КВ} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ}} = 26.45 \quad \text{Ом}$$

$$X_{ТС} := 0.5 \cdot \frac{U_{КС} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ}} = -3.174 \quad \text{Ом}$$

$$X_{ТН} := 0.5 \cdot \frac{U_{КН} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ}} = 62.422 \quad \text{Ом}$$

$$B_T := \frac{I_x \cdot S_{НОМ}}{100 U_{ВН}^2 \cdot 10^3} = 9.452 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$G_T := \frac{\Delta P_x}{U_{ВН}^2 \cdot 10^3} = 6.427 \times 10^{-7} \quad \text{См}$$

ТДЦ – 125000/110

$$S_{НОМ} := 125000 \quad \text{кВА}$$

$$U_{ВН} := 121 \quad \text{кВ} \quad U_{НН} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_K := 65 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_{КС} := 420 \quad \text{кВт}$$

$$U_K := 10.5 \quad \% \quad I_{\text{лв}} := 0.3 \quad \%$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ}^2} = 0.394 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{U_K \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ}} = 12.298 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

$$G_{Т} := \frac{\Delta P_x}{U_{ВН}^2 \cdot 10^3} = 4.44 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$B_{Т} := \frac{I_x \cdot S_{НОМ}}{100 U_{ВН}^2 \cdot 10^3} = 2.561 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

ТДЦ – 80000/110

$$S_{НОМ} := 80000 \quad \text{кВА}$$

$$U_{ВН} := 121 \quad \text{кВ} \quad U_{НН} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_x := 40 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_k := 310 \quad \text{кВт}$$

$$U_{\%} := 10.5 \quad \% \quad I_x := 0.3 \quad \%$$

$$R_{Т} := \frac{\Delta P_k \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ}^2} = 0.709 \quad \text{Ом}$$

$$X_{Т} := \frac{U_k \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ}} = 19.216 \quad \text{Ом}$$

$$G_{Т} := \frac{\Delta P_x}{U_{ВН}^2 \cdot 10^3} = 2.732 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$B_{Т} := \frac{I_x \cdot S_{НОМ}}{100 U_{ВН}^2 \cdot 10^3} = 1.639 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

ТДЦ – 100000/110

$$S_{НОМ} := 100000 \quad \text{кВА}$$

$$U_{ВН} := 121 \quad \text{кВ} \quad U_{НН} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_x := 60 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_k := 350 \quad \text{кВт}$$

$$U_{\%} := 10.5 \quad \% \quad I_x := 0.3 \quad \%$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

$$R_{\text{Т}} := \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0.512 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{Т}} := \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = 15.373 \quad \text{Ом}$$

$$G_{\text{Т}} := \frac{\Delta P_{\text{х}}}{U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3} = 4.098 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$B_{\text{Т}} := \frac{I_{\text{х}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100 U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3} = 2.049 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

ТДЦ – 125000/220

$$S_{\text{НОМ}} := 125000 \quad \text{кВА}$$

$$U_{\text{ВН}} := 242 \quad \text{кВ} \quad U_{\text{НН}} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{\text{к}} := 90 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_{\text{х}} := 380 \quad \text{кВт}$$

$$U_{\text{к}} := 10.5 \quad \% \quad I_{\text{х}} := 0.5 \quad \%$$

$$R_{\text{Т}} := \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{НОМ}}^2} = 1.424 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{Т}} := \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = 49.194 \quad \text{Ом}$$

$$G_{\text{Т}} := \frac{\Delta P_{\text{х}}}{U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3} = 1.537 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$B_{\text{Т}} := \frac{I_{\text{х}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100 U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3} = 1.067 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

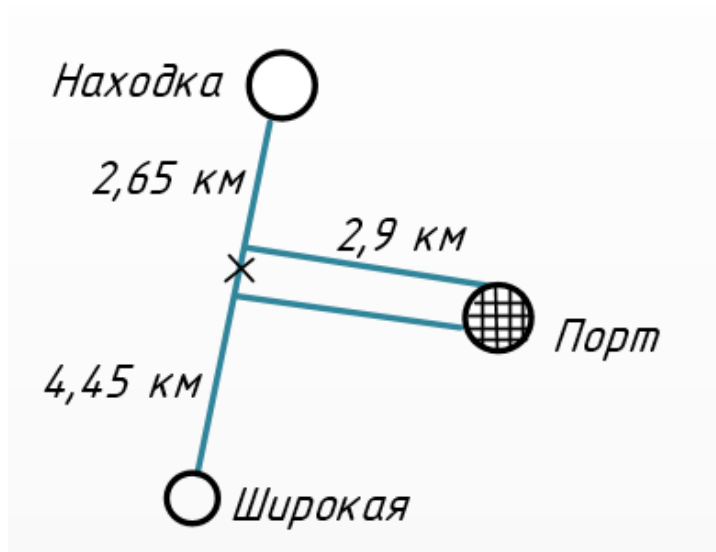
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

2. Расчет вариантов проектируемой сети

1 Вариант

$$S_{\text{Портмак}} := 12.33 + 4.93i \quad \text{МВА}$$



Поток мощности по линии к ПС Порт :

$$S_{\text{Порт}} := S_{\text{Портмак}} = 12.33 + 4.93i \quad \text{МВА}$$

$$S_{\text{ГУ}} := S_{\text{Порт}} = 12.33 + 4.93i \quad \text{МВА}$$

Расчитываем рациональное напряжение на головном участке варианта 1:

$$P_{\text{Шир_Порт}} := \frac{12.33 \cdot (2.65 + 2.9)}{(2.65 + 2.9) + (4.45 + 2.9)} = 5.305 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{Наход_Порт}} := \frac{12.33 \cdot (4.45 + 2.9)}{(2.65 + 2.9) + (4.45 + 2.9)} = 7.025 \quad \text{МВт}$$

$$U_{\text{1рацШир_Порт}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{4.45 + 2.9} + \frac{2500}{P_{\text{Шир_Порт}}}}} = 43.061 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{1рацНаход_Порт}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{(2.65 + 2.9)} + \frac{2500}{P_{\text{Наход_Порт}}}}} = 47.354 \quad \text{кВ}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

Найдем расчетный ток на рассматриваемом участке :

$$I_{1\text{расч.Шир_Порт}} := 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{\sqrt{(5.305)^2 + (2.113)^2}}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0.031 \quad \text{кА}$$

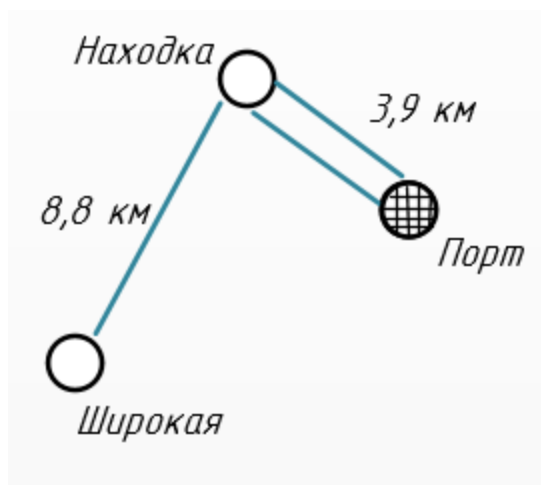
$$I_{1\text{расч.Наход_Порт}} := 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{\sqrt{(7.025)^2 + (2.733)^2}}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0.042 \quad \text{кА}$$

$$I_{1\text{расч.ПортПА}} := \frac{\sqrt{(12.33)^2 + (12.9)^2}}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0.094 \quad \text{кА}$$

Ддл. доп для данного сечения равен 690 А

Максимальный ток не превышает длительнодопустимый для провода АС-300/39

Расчитываем рациональное напряжение на головном участке варианта 2:



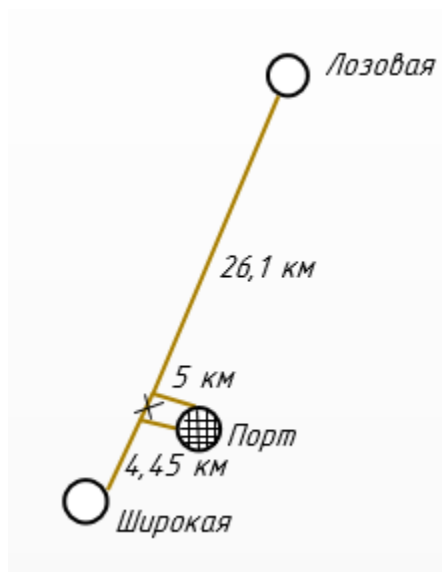
$$U_{2\text{рацНаход_Порт}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{\frac{3.9}{2}} + \frac{2500}{12.33}}} = 46.667 \quad \text{кВ}$$

$$I_{2\text{расч.Наход_Порт}} := 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{\sqrt{(6.165)^2 + (2.399)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0.018 \quad \text{кА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

Расчитываем рациональное напряжение на головном участке
варианта 3:



$$P_{3\text{Шир_Порт}} := \frac{12.33 \cdot (26.1 + 5)}{(26.1 + 5) + (4.45 + 5)} = 9.457 \quad \text{МВт}$$

$$P_{3\text{Лоз_Порт}} := \frac{12.33 \cdot (4.45 + 5)}{(26.1 + 5) + (4.45 + 5)} = 2.873 \quad \text{МВт}$$

$$U_{3\text{рацШир_Порт}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{(4.45 + 5)} + \frac{2500}{P_{3\text{Шир_Порт}}}}} = 56.141 \quad \text{кВ}$$

$$U_{3\text{рацЛоз_Порт}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{(26.1 + 5)} + \frac{2500}{P_{3\text{Лоз_Порт}}}}} = 33.594 \quad \text{кВ}$$

Вариант 3 не удовлетворяет условиям экономичности и надежности, при расчете рационального напряжения стало известно, что подключение подстанции "Порт" к сети напряжением 220 кВ нецелесообразно.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

3. Выбор трансформаторов на ПС Порт

$$S_{\text{расч}} := \frac{\sqrt{10.28^2 + 4.798^2}}{2 \cdot 0.7} = 8.103 \quad \text{МВА}$$

Можно выбрать трансформатор ТДН-10000/110

Проверяем трансформатор по послеаварийному коэффициенту и коэффициенту нормальной работы

$$k_{\text{ПА}} := \frac{\sqrt{10.28^2 + 4.798^2}}{1 \cdot 10} = 1.134 \quad (\text{Не более } 1.4)$$

$$k_{\text{НР}} := \frac{\sqrt{10.28^2 + 4.798^2}}{2 \cdot 10} = 0.567$$

Расчет параметров ВЛЭП до двух вариантов:

Вариант 1

Широкая_Порт

$$r'_1 := r_{240} \cdot 7.35 = 0.882 \quad \text{Ом}$$

$$x'_1 := x_{240} \cdot 7.35 = 2.977 \quad \text{Ом}$$

$$b'_1 := b_{240} \cdot 7.35 = 2.065 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Порт_Находка

$$r'_2 := r_{120} \cdot 5.55 = 1.382 \quad \text{Ом}$$

$$x'_2 := x_{120} \cdot 5.55 = 2.37 \quad \text{Ом}$$

$$b'_2 := b_{120} \cdot 5.55 = 1.476 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

Вариант 2

Порт_Находка

$$r'_{22} := r_{120} \cdot 3.9 = 0.971 \quad \text{Ом}$$

$$x'_{22} := x_{120} \cdot 3.9 = 1.665 \quad \text{Ом}$$

$$b'_{22} := b_{120} \cdot 3.9 = 1.037 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Расчет параметров трансформатора ПС Порт:

ТДН – 10000/110

$$S_{\text{НОМ}} := 10000 \quad \text{кВА}$$

$$U_{\text{ВН}} := 115 \quad \text{кВ} \quad U_{\text{НН}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{\text{к}} := 12 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_{\text{х}} := 70 \quad \text{кВт}$$

$$U_{\text{к}} := 10.5 \quad \% \quad I_{\text{х}} := 0.3 \quad \%$$

$$R_{\text{Т}} := \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{НОМ}}^2} = 9.258 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{Т}} := \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = 138.863 \quad \text{Ом}$$

$$G_{\text{Т}} := \frac{\Delta P_{\text{х}}}{U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3} = 9.074 \times 10^{-7} \quad \text{См}$$

$$B_{\text{Т}} := \frac{I_{\text{х}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100 U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3} = 2.268 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

Экономический расчёт для варианта подключения по схеме мостик

1. Капиталовложения

1.1 Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{инфл}} := 8.01 \quad K_{\text{дем}} := 413.32$$

$$K_{\text{ору}} := (7000 \cdot 3) + (19 \cdot 160) = 2.404 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.сумм}} := K_{\text{ору}} \cdot K_{\text{инфл}} = 1.926 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

1.2 Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{ТР10}} := 4100 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр}} := 2 \cdot K_{\text{ТР10}} = 8.2 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр.сумм}} := K_{\text{тр}} \cdot K_{\text{инфл}} = 6.568 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

1.3 Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{постОРУ}} := 11000 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.суммОРУ}} := (K_{\text{постОРУ}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 8.811 \times 10^4$$

1.4 Капиталовложения в землю

$$K_{\text{землиОРУ}} := 15 \cdot 7 \cdot K_{\text{инфл}} = 841.05 \quad \text{тыс.руб}$$

1.5 Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{ору}} := (K_{\text{ору.сумм}} + K_{\text{тр.сумм}} + K_{\text{пост.суммОРУ}} + K_{\text{землиОРУ}}) = 3.472 \times 10^5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

2.1 Капиталовложения в строительство линий

Провод АС-240 $k_{240.1} := 890$ тыс.руб/км для одноцепной линии

$L_{\text{длина}} := 2.9$ км

$K_{1\text{цепи}} := L_{\text{длина}} \cdot k_{240.1} = 2.581 \times 10^3$ тыс.руб

$K_{2\text{цепи}} := K_{1\text{цепи}}$

1.1.1 Суммарные вложения в линии

$K_{\text{ЛЭП}} := (K_{1\text{цепи}} + K_{2\text{цепи}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 4.134762 \times 10^4$

1.2 Капиталовложения на вырубку просеки

$K_{\text{прос110}} := 95$ тыс.руб/км

$K_{\text{прос}} := L_{\text{длина}} \cdot K_{\text{прос110}} = 275.5$ тыс.руб

$K_{\text{прос.сум}} := (K_{\text{прос}} \cdot K_{\text{инфл}}) \cdot 2 = 4.414 \times 10^3$ тыс.руб

$K_{\text{дорог}} := 370 \cdot K_{\text{инфл}} = 2.964 \times 10^3$ тыс.руб

$K_{\text{отв.земли}} := 40 \cdot L_{\text{длина}} \cdot 7 \cdot K_{\text{инфл}} = 6.504 \times 10^3$ тыс.руб

$K_{\text{ВЛ.земли}} := K_{\text{отв.земли}} + K_{\text{дорог}} + K_{\text{прос.сум}} = 1.388 \times 10^4$

$K_{\text{ВЛ}} := K_{\text{ВЛ.земли}} + K_{\text{ЛЭП}} = 5.523 \times 10^4$ тыс.руб

Общие вложение в постройку

$K_{1\text{общ}} := K_{\text{дем}} + K_{\text{ору}} + K_{\text{ВЛ}} = 4.028 \times 10^5$ тыс.руб

2. Издержки

2.1 Издержки на ремонт и эксплуатацию

$\alpha_{\text{рЭОвл}} := 0.008$

Для ПС 110 кВ $\alpha_{\text{рЭОПС110}} := 0.049$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

$$I_{PЭИору} := K_{ору} \cdot \alpha_{pэопс110} + K_{ВЛ} \cdot \alpha_{pэовл} = 1.745 \times 10^4$$

2.2 Издержки на амортизационные отчисления

$$T_{сл} := 20 \quad \text{лет}$$

$$I_{ам.ору} := \frac{K_{1общ}}{T_{сл}} = 2.0141786 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

2.3 Издержки на потери

2.3.1 Потери в трансформаторах

Потери в трансформаторах

$$U_{НОМ} := 115 \quad \text{кВ}$$

$$ТДН - 10000/110 \quad R_{тр.10} := 9.2 \quad \text{Ом}$$

Эффективные мощности зима

$$e := 0.091$$

$$P_{эф} := 12.02 \text{ МВт} \quad T_{год} := 8760$$

$$Q_{эф} := 4.81 \quad \text{МВАр}$$

$$\Delta W_{тр} := 2 \cdot 2.65 \cdot T_{год} \dots$$
$$+ \left[\frac{(P_{эф}^2 + Q_{эф}^2) \cdot R_{тр.10} \cdot T_{год}}{U_{НОМ}^2} \right]$$

$$\Delta W_{тр} = 4.745 \times 10^4 \quad \text{МВтч/год}$$

Суммарные потери в трансформаторах

$$\Delta W_{тр.сумм} := \Delta W_{тр} = 4.745 \times 10^4 \quad \text{МВтч/год}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

4.1 Потери в линии

$$AC - 240/39 \quad R_{уд240} := 0.12 \text{ Ом/км}$$

$$L_{П_КМ} := 2.9$$

$$\Delta W_{вл.П_КМ} := \frac{P_{эф}^2 + Q_{эф}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{уд240} \cdot L_{П_КМ} \cdot T_{ГОД}$$

$$\Delta W_{вл.П_КМ} = 38.637 \text{ МВтч}$$

4.2 Суммарные потери в ВЛ

$$\Delta W_{вл.сумм} := \Delta W_{вл.П_КМ} = 38.637 \text{ МВтч}$$

5. Общие потери

$$\Delta W_{об} := 2 \cdot \Delta W_{вл.сумм} + \Delta W_{тр.сумм} = 4.753 \times 10^4$$

$$c_0 := 3.8 \text{ руб/кВт*ч}$$

$$И_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{об} \cdot 10^{-3} = 180.602 \text{ тыс руб}$$

6. Общие издержки

$$И_{ору} := И_{рЭИору} + И_{ам.ору} + И_{\Delta W} = 3.778 \times 10^4$$

7. Затраты $E := 0.1$

$$З_{ору} := E \cdot K_{ору} + И_{ору} = 7.25 \times 10^4 \text{ тыс руб}$$

$$T_{мон} := 20$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

Экономический расчет для варианта два блока трансформатора с выключателями

2. Капиталовложения

2.1 Капиталовложения в ОРУ

$$K_{2ор\text{у}} := (7000 \cdot 4) + (19 \cdot 160) = 3.104 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{2ор\text{у.сумм}} := K_{2ор\text{у}} \cdot K_{инфл} = 2.486 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

1.2 Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{2тр10} := 4100 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{2тр} := 2 \cdot K_{2тр10} = 8.2 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в трансформаторы

$$K_{2тр.сумм} := K_{2тр} \cdot K_{инфл} = 6.568 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

1.3 Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{2постОРУ} := 11000 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{2пост.суммОРУ} := (K_{2постОРУ}) \cdot K_{инфл} = 8.811 \times 10^4$$

1.4 Капиталовложения в землю

$$K_{2землиОРУ} := 8 \cdot 7 \cdot K_{инфл} = 448.56 \text{ тыс.руб}$$

1.5 Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{2ор\text{у}} := (K_{2ор\text{у.сумм}} + K_{2тр.сумм} + K_{2пост.суммОРУ} + K_{2землиОРУ}) = 4.029 \times 10^5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

2.1 Капиталовложения в строительство линий

Провод АС-120 $k_{120} := 1150$ тыс.руб/км для одноцепной линии

$L_{2\text{длина}} := 3.9$ км

$K_{1.2\text{цепи}} := L_{2\text{длина}} \cdot k_{120} = 4.485 \times 10^3$ тыс.руб

1.1.1 Суммарные вложения в линии

$K_{2\text{ЛЭП}} := (K_{1.2\text{цепи}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 3.592485 \times 10^4$ тыс.руб

1.2 Капиталовложения на вырубку просеки

$K_{2\text{прос110}} := 95$ тыс.руб/км

$K_{2\text{прос}} := L_{2\text{длина}} \cdot K_{\text{прос110}} = 370.5$ тыс.руб

$K_{2\text{прос.сум}} := K_{2\text{прос}} \cdot K_{\text{инфл}} = 2.968 \times 10^3$ тыс.руб

$K_{2\text{дорог}} := 370 \cdot K_{\text{инфл}} = 2.964 \times 10^3$ тыс.руб

$K_{2\text{отв.земли}} := 40 \cdot L_{2\text{длина}} \cdot 7 \cdot K_{\text{инфл}} = 8.747 \times 10^3$ тыс.руб

$K_{2\text{ВЛ.земли}} := K_{2\text{отв.земли}} + K_{2\text{дорог}} + K_{2\text{прос.сум}} = 1.468 \times 10^4$

$K_{2\text{ВЛ}} := K_{2\text{ВЛ.земли}} + K_{2\text{ЛЭП}} = 5.06 \times 10^4$ тыс.руб

Общие вложение в постройку

$K_{2\text{общ}} := K_{\text{дем}} + K_{2\text{ору}} + K_{2\text{ВЛ}} = 4.539 \times 10^5$ тыс.руб

2. Издержки

2.1 Издержки на ремонт и эксплуатацию

$I_{\text{ремонт}} := K_{2\text{ору}} \cdot \alpha_{\text{рэопс110}} + K_{2\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{рэовл}} = 2.015 \times 10^4$

2.2 Издержки на амортизационные отчисления

$T_{\text{ам}} := 20$ лет

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$И_{2\text{ам.ору}} := \frac{K_{2\text{общ}}}{T_{\text{сл}}} = 2.2694373 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

2.3 Издержки на потери

2.3.1 Потери в линии

$$\text{АС - 120/39} \quad R_{\text{уд120}} := 0.21 \text{ Ом/км}$$

$$L_{2\Pi_KM} := 3.9$$

$$\Delta W_{2\text{вл.}\Pi_KM} := \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{эф}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{уд120}} \cdot L_{2\Pi_KM} \cdot T_{\text{год}}$$

$$\Delta W_{2\text{вл.}\Pi_KM} = 90.93 \text{ МВтч}$$

4.2 Суммарные потери в ВЛ

$$\Delta W_{2\text{вл.сумм}} := \Delta W_{2\text{вл.}\Pi_KM} = 90.93 \text{ МВтч}$$

5. Общие потери

$$\Delta W_{2\text{об}} := \Delta W_{2\text{вл.сумм}} + \Delta W_{\text{тр.сумм}} = 4.754 \times 10^4$$

$$c_0 := 3.8 \text{ руб/кВт*ч}$$

$$И_{2\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{2\text{об}} \cdot 10^{-3} = 180.602 \text{ тыс руб}$$

6. Общие издержки

$$И_{2\text{ору}} := И_{2РЭИору} + И_{2\text{ам.ору}} + И_{2\Delta W} = 4.302 \times 10^4$$

$$7. \text{ Затраты} \quad E := 0.1$$

$$З_{2\text{ору}} := E \cdot K_{2\text{ору}} + И_{2\text{ору}} = 8.331 \times 10^4 \text{ тыс руб}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчёт молниезащиты в ПВК MathCad 15

1. Защита на уровне земли и защищаемого объекта

$$H_{\text{ww}} := 23 \quad \text{высота молниеотвода, (м)}$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, 3 и 4, 5 и 6 (м)

$$L_{\text{M12}} := 33.4$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф1}} := 0.85 \cdot H = 19.55$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{\text{O1}} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H = 24.242$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):

$$h < L_{\text{M}} \leq 2 \cdot h$$

$$r_{\text{CO1}} := r_{\text{O1}}$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{\text{1с.г.}} := h_{\text{эф1}} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{\text{M12}} - H) = 17.71$$

На уровне первой зоны защиты

$$h_{\text{1i}} := 12 \quad \text{высота защищаемого объекта (линейный портал ошенировка), (м)}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{\text{1X}} := r_{\text{O1}} \cdot \left(1 - \frac{h_{\text{1i}}}{h_{\text{эф1}}} \right) = 9.362$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{\text{1сх}} := r_{\text{CO1}} \cdot \frac{h_{\text{1с.г.}} - h_{\text{1i}}}{h_{\text{1с.г.}}} = 7.816$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 3, 2 и 4 (м)

$$L_{\text{M13}} := 39.2$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф2}} := 0.85 \cdot H = 19.55$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт молниезащиты в ПВК MathCad 15

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o2} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H = 24.242$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):

$$h < L_M \leq 2 \cdot h$$

$$r_{co2} := r_{o2}$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{2c.g.} := h_{эф2} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M13} - H) = 16.684$$

На уровне первой зоны защиты

$$h_{1.2i} := 12 \quad \text{высота защищаемого объекта (линейный портал или ошиновка), (м).}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1.2x} := r_{o2} \cdot \left(1 - \frac{h_{1.2i}}{h_{эф2}} \right) = 9.362$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{1.2cx} := r_{co2} \cdot \frac{h_{2c.g.} - h_{1.2i}}{h_{2c.g.}} = 6.806$$

Расстояние между молниеотводами 3 и 5, 4 и 6 (м)

$$L_{M35} := 31$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эф3} := 0.85 \cdot H = 19.55$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o3} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H = 24.242$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):

$$h < L_M \leq 2 \cdot h$$

$$r_{co3} := r_{o3}$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{3c.g.} := h_{эф3} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M35} - H) = 18.135$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт молниезащиты в ПВК MathCad 15

На уровне первой зоны защиты

$h_{1.3i} := 12$ высота защищаемого объекта (линейный портал ошиновка), (м).

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1.3x} := r_{03} \cdot \left(1 - \frac{h_{1.3i}}{h_{эф3}} \right) = 9.362$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{1.3cx} := r_{03} \cdot \frac{h_{3с.г.} - h_{1.3i}}{h_{3с.г.}} = 8.201$$