

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

« ____ » _____ 20__ г.
Н.В. Савина

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Волжская

Исполнитель студент группы 942-об2	_____	В.А. Васильев
	подпись, дата	
Руководитель доцент, канд.техн.наук	_____	Ю.В. Мясоедов
	подпись, дата	
Консультант по безопасности и экологичности доцент, канд.техн.наук	_____	А.Б. Булгаков
	подпись, дата	
Нормоконтроль старший преподаватель	_____	Л.А. Мясоедова
	подпись, дата	

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____ Васильева В.А. _____

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Волжская

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794 – Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: электрическая схема подстанции, однолинейные схемы подстанций, контрольные замеры

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): общая характеристика района проектирования, разработка вариантов сети, расчет токов короткого замыкания, расчет и анализ электрических нагрузок, проектирование подстанции и защит

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов Безопасность и экологичность – Андрей Борисович Булгаков, доцент, канд. техн. наук.

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, доцент, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 128 с., 23 рисунков, 55 таблиц, 38 источника, 132 формулы, 1 приложение, 6 листов графической части.

РЕЖИМ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, НАДЕЖНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

В данной выпускной квалификационной работе выполнена работа по развитию электрических сети 35 и 110 кВ в Приморском крае Первореченского района г. Владивосток. Выполнены расчёты, обосновывающие выбор основного электрического оборудования рассматриваемой подстанции. В том числе проделан расчёт рабочих токов нормального режима, аварийного, а также токов КЗ, выбраны уставки релейной защиты подстанции, спроектирована молниезащита ПС «Волжская» в соответствии с безопасностью и экологичностью проекта

СОДЕРЖАНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ	7
Введение	8
1. Характеристика климатических условий и территориальных особенностей	10
2. Описание электрических сетей района расположения проектируемой подстанции	13
2.1. Структурный анализ электрических сетей	13
2.2. Линии электропередачи	14
2.3. Подстанции	16
2.4. Характеристика источников питания	19
2.5. Характеристика потребителей района	22
3. Разработка вариантов развития электрических сетей при вводе в эксплуатацию ПС Волжская и выбор оптимального	23
3.1. Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее развитии	23
3.2. Прогнозирование электрических нагрузок ПС Волжская	25
3.3. Компенсация реактивной мощности ПС Волжская	26
3.4. Выбор номинального напряжения подключения ПС Волжская	27
3.5. Выбор сечений линий электропередачи	28
3.6. Выбор и проверка трансформатора ПС Волжская	32
4. Расчет токов короткого замыкания	35
5. Проектирование подстанции Волжская	43
5.1. Выбор комплексных распределительных устройств	43
5.2. Выбор выключателей	44
5.3. Выбор и проверка разъединителей	48
5.4. Выбор и проверка трансформаторов тока	49
5.5. Выбор и проверка трансформаторов напряжения	53
5.6. Выбор шинных конструкций	56
5.6.1 Выбор жестких шин	56

5.6.2	Выбор и проверка ошиновки РУ 110 кВ	68
5.7	Выбор изоляторов	61
5.8	Выбор ограничителей перенапряжения	63
5.9.	Выбор трансформатора собственных нужд	65
5.10	Выбор аккумуляторных батарей	67
5.11.	Выбор аппаратуры связи	70
5.11.1	Волоконные – оптические линии связи	70
5.11.2	Высокочастотные заградители	71
6.	РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС ВОЛЖСКАЯ	73
6.1.	Расчет зоны защиты молниеотводов	73
6.2.	Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ	75
7.	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПС ВОЛЖСКАЯ	81
7.1.	Релейная защита и автоматики трансформаторов 110/6 кВ	81
7.2.	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	82
7.3.	Выбор установок дифференциальной защиты трансформатора	83
7.4.	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	86
7.5.	Выбор уставок максимальной токовой защиты	87
7.6.	Газовая защита	89
8.	Организационно-экономическая часть	92
8.1	Расчет капитальных вложений	92
8.2	Расчет эксплуатационных издержек	93
8.3	Расчет среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	95
9.	Безопасность и экологичность	97
9.1.	Безопасность	97
9.2.	Экологичность	100
9.3.	Чрезвычайные ситуации	101
9.4	Расчет маслоотвода и маслоборника	104
9.5	Расчет маслоотвода и маслоборника	105

Заключение	107
Библиографический список	108
Приложение А	111
Приложение Б	120
Приложение В	129

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

ВВ – высоковольтный выключатель;

ВН - высокое напряжение

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МЗ – микропроцессорная защита;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН – низкое напряжение

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ПС – подстанция;

РПН – устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности

ВВЕДЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается развитие электрической сети напряжением 35-110 кВ Приморского края в Первореченском районе г. Владивосток в связи с подключением подстанции 110 кВ Волжская.

Данная тема выпускной квалификационной работы является достаточно актуальной на сегодняшний день в силу того, что настоящее состояние рассматриваемой сети 35 – 110 кВ Приморского края не позволяет обеспечить электроснабжение новых потребителей с требуемой степенью надёжности.

Вышесказанное обосновывает актуальность темы выпускной квалификационной работы: «Приморские электрические сети в связи с подключением подстанции Волжская».

Цель данной выпускной квалификационной работы состоит в корректном выборе оборудования подстанции, а также в проектирование наиболее оптимального варианта конфигурации электрической сети при её вводе в работу, согласно условиям и требованиям надежности, безопасности, экологичности и экономичности.

Задачами работы являются оценочная характеристика состояния электроснабжения Первореченского района г. Владивосток, включая характеристики источников питания, электрических сетей и анализа существующих режимов, расчет и прогнозирование электрических нагрузок, расчёт токов короткого замыкания, проектирование подстанции, расчёт и анализ максимального, минимального, послеаварийного режима. Кроме того, выполнен экономический расчёт и обозначены технические мероприятия по безопасности.

В современных условиях в г. Владивосток есть тенденция к увеличению потребления электроэнергии за счет строительства новых жилых комплексов и магазинов в центре города. В связи с этим целесообразно начать строительство новой подстанции Волжская для последующего подключения ее в

электрическую сеть Приморского края. Также важно отметить, что такой рост потребления электрической энергии неотъемлемо связан с увеличением количества потребителей, включающее население и производственные компании.

Важно отметить, что электроэнергетика является неотъемлемой частью любого региона. Ее особенностью является постоянный процесс потребления и генерации электрической энергии. В быстрорастущих городах, каким является Владивосток необходимо уделять повышенное внимание развитию электрических сетей.

Стоит отметить, что город Владивосток является быстроразвивающимся, курортным городом. Появляется все больше и больше новых потребителей электрической энергии: строятся новые жилые комплексы, торговые центры, магазины, открываются новые предприятия, организации, развивается индустрия отдыха и развлечений. В условиях такого быстрого роста очень важно обеспечить новых потребителей надежным и качественным электроснабжением.

Вместе с этим, необходимо обеспечить резервы мощности для уже существующих потребителей электроэнергии в случае аварийных или плановых отключений других подстанций.

Во время выполнения выпускной квалификационной работы необходимо разработать вариант схемы электрической сети, который будет соответствовать техническим, экономическим и экологическим показателям по отношению к существующему варианту.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ

Приморский край находится на юге Дальнего Востока, в юго-восточной части Российской Федерации. На севере прилегает к Хабаровскому краю, на западе имеет общую границу с КНР, на юго-западе с КНДР, с юга и востока омывается Японским морем. Максимальная протяжённость края (от устья реки Туманной до истоков реки Самарги) около 900 км. Наибольшая ширина (от долины реки Уссури до побережья Японского моря) около 280 км. Общий километраж границ края около 3000 км.

Энергосистема Приморского края связана с энергосистемой Хабаровского края с помощью одной ВЛ 500 кВ, трех ВЛ 220 кВ и одной ВЛ 110 кВ.

Приморский климат умеренный муссонный, на территории преобладает влажность и сильные ветра, они меняю направление два раза в год. Зимой Приморский край известен сильными морозами и малым снежным покровом с ясной погодой, а также частыми оттепелями на побережье.

В Приморском крае широко развита транспортная сеть. Суммарная длина железных дорог края составляет 1625 км, из которых 970 км электрифицировано. Главная магистраль в Приморском крае - крайний восточный участок Транссибирской железной дороги, протянувшись от Москвы до Владивостока.

Весна продолжительная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков, в некоторых районах до 90 % годовой суммы. Случаются выходы тайфунов, наносящих порой огромный ущерб инфраструктуре и сельскому хозяйству. Осень тёплая, солнечная и сухая. Летом преобладают юго-восточные ветра с Тихого океана, а зимой северо-

западные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов.

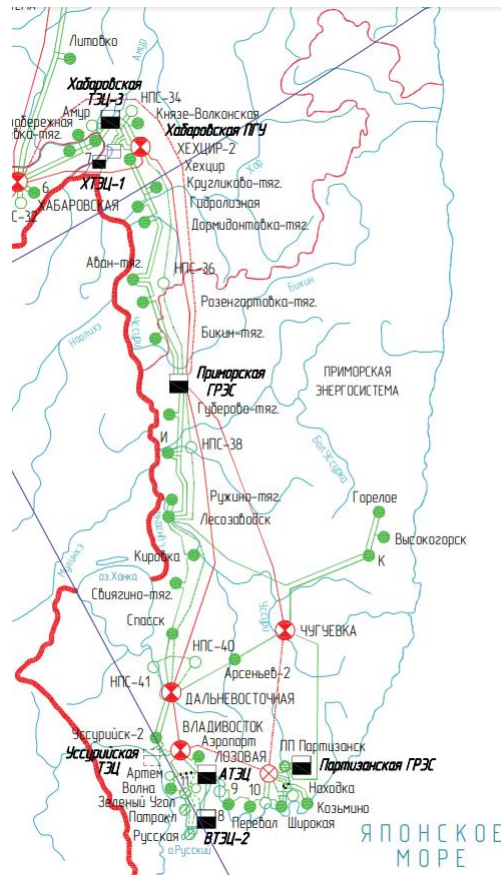


Рисунок 1 – Приморская энергосистема

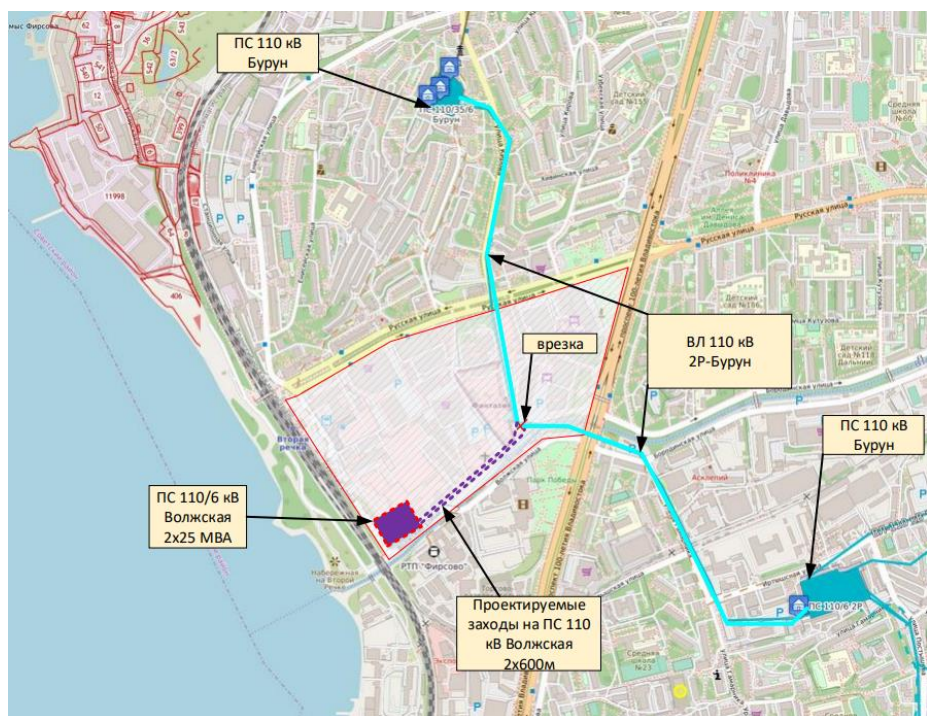


Рисунок 2 – Рассматриваемый участок сети

Энергосистема Приморского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ и функционирует на территории Приморского края. Главные сетевые организации, задачами которых являются передача и распределения электрической энергии по электрическим сетям по территории Приморского края и имеющие объекты электросетевого хозяйства являются филиал ПАО «Россети» – Приморское ПМЭС и филиал АО «ДРСК» Приморские электрические сети.

Таблица 1 – Климатические характеристики района

Наименование	Показатели
Район по гололёду	IV
Район по ветру	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	Умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	III
Среднегодовая температура, °С	-1
Минимальная температура, °С	-48,8
Максимальная температура, °С	41

2. ОПИСАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

2.1. Структурный анализ электрических сетей

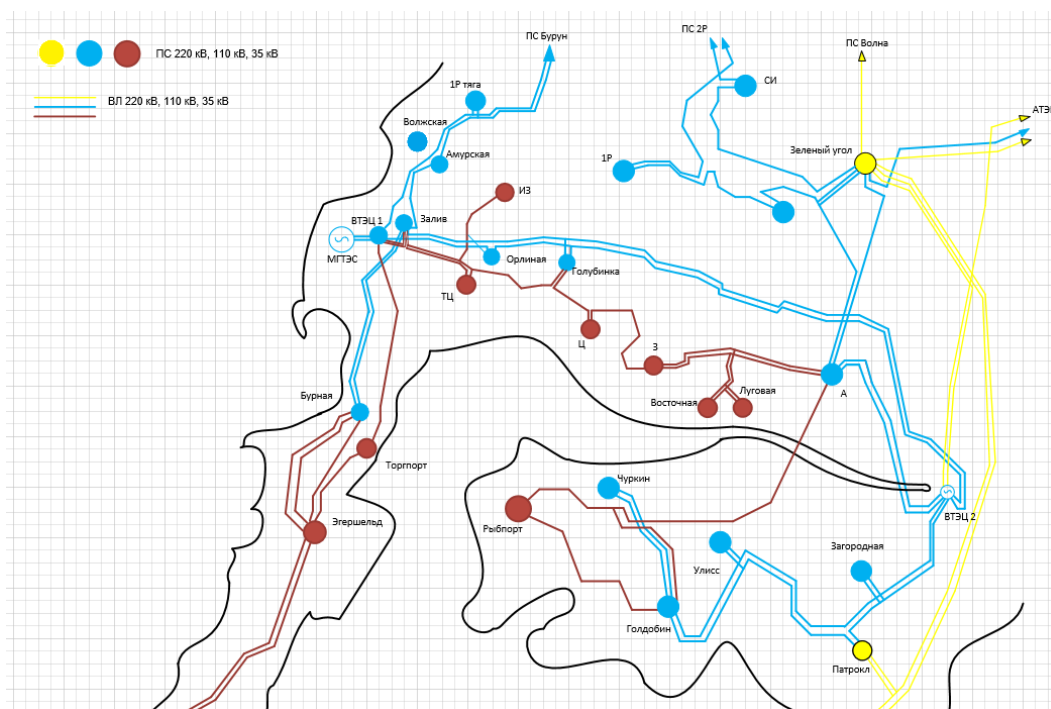


Рисунок 3 – Карта-схема рассматриваемого участка электрической сети

Необходимо провести актуальный анализ электрических сетей, эксплуатирующихся в г. Владивосток.

Владивостокская ТЭЦ-1 является ближайшим источником питания для проектируемой подстанции Волжская 110/6 кВ.

Основным транзитом ЛЭП 110 кВ является ВТЭЦ-1– ВТЭЦ-2.

2.2. Линии электропередачи

На территории рассматриваемого района преобладают электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ.

Системообразующие сети энергетической системы построены на напряжении 500-220 кВ, а распределительные — на напряжение 110-35 кВ.

ЛЭП 500-220 кВ, находящиеся в Приморском крае, входят в состав

магистральной электросети ПАО «ФСК ЕЭС».

У электросетей 220-500 кВ Приморья очень широкая протяженность ВЛ в силу размещения крупнейшей электростанции — Приморской ГРЭС, расположенной на севере края на большом расстоянии от потребителей электрической энергии, которые в большинстве своем расположены ближе к Японскому морю.

АО «ДРСК» владеют объектами распределительных электросетей напряжением 35-110 кВ.

Низким напряжением ПС 35-220 кВ, на котором осуществляется распределение электроэнергии, является напряжение 6-10 кВ. Распределительные, местные электрические сети напряжением 6-10 кВ также обслуживаются филиалом АО «ДРСК».

Общая длина ЛЭП на 1 января 2023 года представлены в таблице 2.
Таблица 2 – Суммарная протяженность ЛЭП и трансформаторная мощность ПС

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ, км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
500 кВ	1 080,5	2 610,0
220 кВ	2 422,7	3 949,7
110 кВ	3 265,4	4 878,5
35 кВ	3 513,7	2 275,9

Замкнутой магистральной электроэнергетической сетью является сеть 220 кВ, которая питается от Владивостокской ТЭЦ – 2 и Артемовской ТЭЦ.

В большинстве своем линии электропередач 220 кВ и 110 кВ – одноцепные. Многие из линий выполнены двумя сечениями и маркой провода вместо двух, что пагубно воздействует на работу электрической сети, увеличивая потери на корону. В приморском крае специфический морской климат, однако только некоторые ЛЭП исполнены подходящими марками проводов АСО (А — алюминий; С — сталь; О — облегченный), АСК (А - Алюминиевая токопроводящая жила; С - Стальной сердечник; К

- Сердечник заполнен нейтральной смазкой, повышенной нагревостойкости).

2.3. Подстанции

Данные о подстанциях, расположенных в районе проектирования приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Подстанции района проектирования

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН	
1	2	3	
ПС Орлиная	Транзитная	Мостик	
ПС Залив	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателями система шин	
ПС Амурская	Транзитная	Мостик	
ПС 1Р/т	Транзитная	Мостик	
ПС Голубинка	Отпаечная	110	Мостик
		35	Одна рабочая секционированная выключателями система шин
ПС Волна	Узловая	220	Четырехугольник
		110	Одна рабочая секционированная выключателям и обходная система шин
ПС Владивосток	Узловая	500	Треугольник
		220	Две рабочие системы шин

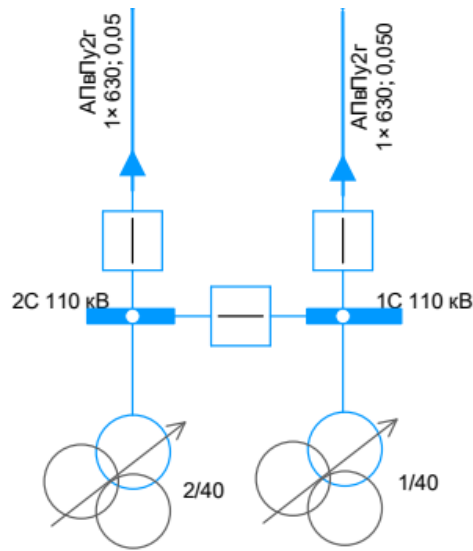


Рисунок 4 – ПС 110 кВ Орлиная

Подстанция 110/35/6 кВ Орлиная (1948 г. ввода в эксплуатацию) ОРУ 110 кВ выполнено по схеме мостик. Данная ПС питает центральные районы г. Владивосток и имеет два трансформатора ТДТН 40000/110.

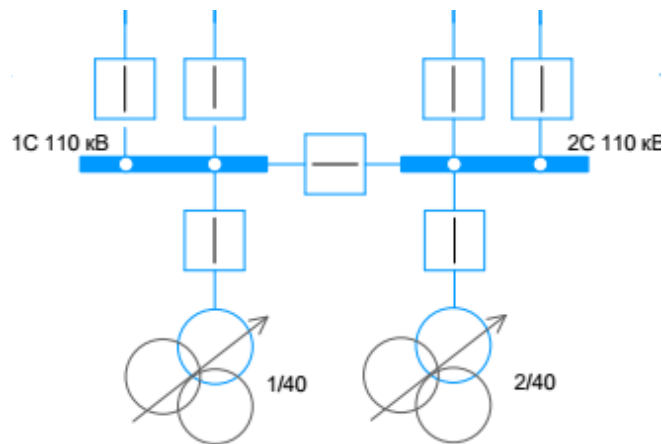


Рисунок 5 – ПС 110 кВ Залив

Подстанция 110/35/6 кВ Залив была введена в эксплуатацию в 2008 году. ПС Залив расположена в жилом секторе недалеко от набережной г. Владивосток и имеет на своей территории два силовых трансформатора ТДТН-40000/110/35/6.

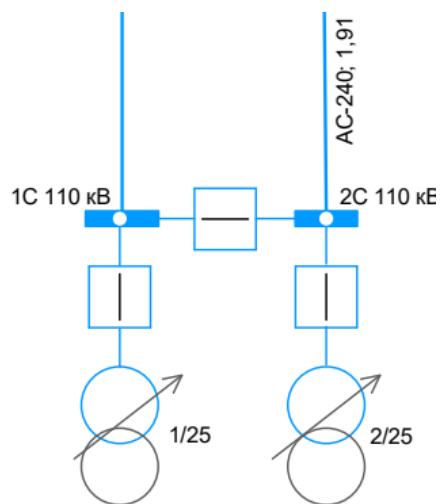


Рисунок 6 – ПС 110 кВ Амурская

Подстанция Амурская 110/6 кВ была введена в эксплуатацию в 1966 году. Данная подстанция располагает двумя трансформаторами ТДН-25000/110.

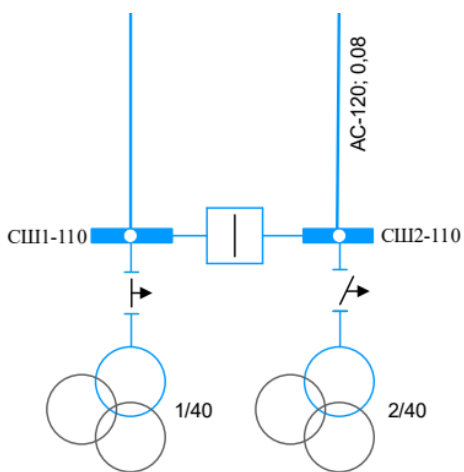


Рисунок 7 – ПС 110 кВ 1Р/Т

Рассматриваемая подстанция 1Р/Т 110/6 кВ предназначена для понижения напряжения, что дает обеспечение электрической энергией электровозов и электропоездов, а также имеет два трансформатора ТДН-16000/110.

2.4. Характеристика источников питания

ЭС Приморского края включена в состав Объединенной энергосистемы Востока, работающей изолированно от Единой энергосистемы России. В нее входят энергосистема Амурской области, Хабаровского края и Еврейской автономной области, Приморского края и Республикой Саха, объединенных между собой ЛЭП 220 и 500 кВ

ЭС Приморского края - крупнейшая в ОЭС Востока, так как на ее долю приходится 42,3 % потребления электроэнергии, 31,3 % вырабатываемой электрической энергии. Из этого следует вывод, что она дефицитная.

Централизованным электрическим снабжением заполнено около 70% площади Приморского края. Лишь города и поселки, расположенные в отдельных крайних районах и имеющие небольшое нужды потребления, снабжаются электроэнергией от дизельных электростанций.

Главными источниками питания рассматриваемого района является Артемовская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ-2, Приморская ГРЭС, Партизанская ГРЭС.

Установленная мощность Артемовской ТЭЦ на 2023 год составляет 400 МВт.

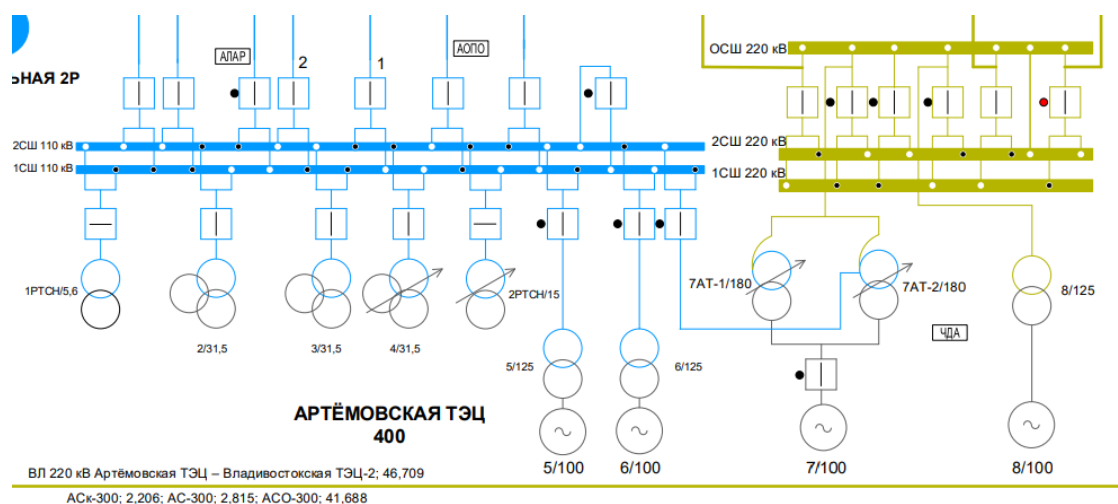


Рисунок 8 – Артемовская ТЭЦ

Основное оборудование станции включает 4 турбоагрегата мощностью по 100 МВт тепловая мощность — 297 Гкал/час. Данная электростанция является собственностью АО «ДГК». Уголь является основным видом топлива.

Установленное оборудование включает в себя восемь котельных агрегатов марки БКЗ-220-100ф, две турбины КТ-115-8,8-2 и две турбины К-100-90-6.

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по схеме «Две рабочие, секционированные выключателем и обходная секция шин».

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме «Две рабочие, секционированные выключателем секция шин».

Владивостокская ТЭЦ – 2 является электростанцией с выработкой электроэнергии и тепла для коммунально-бытовых потребителей или паровых нужд других потребителей электроэнергии. Установленная мощность электростанции – 497 МВт, тепловая мощность – 1051 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам воды и пара. Бурый уголь и природный газ являются топливом данной электростанции.

Выдача электроэнергии в энергосистему производится с открытого распределительного устройства (ОРУ) 220 кВ и закрытого распределительного устройства (ЗРУ) напряжением 110 кВ.

Партизанская ГРЭС имеет установленная мощность 199,744 МВт, а также тепловую производительность - 160 Гкал/час, благодаря чему дает возможность надежному функционированию ЭС Партизанского района. Данная электростанция включает в себя пять котельных агрегатов ТП-170-1, турбины Т-80/97/90, К-82/100-90, а также генераторы ТВФ-120-2УЗ и ТВФ-110-2М.

Собственником Партизанской ГРЭС является АО «ДГК» .

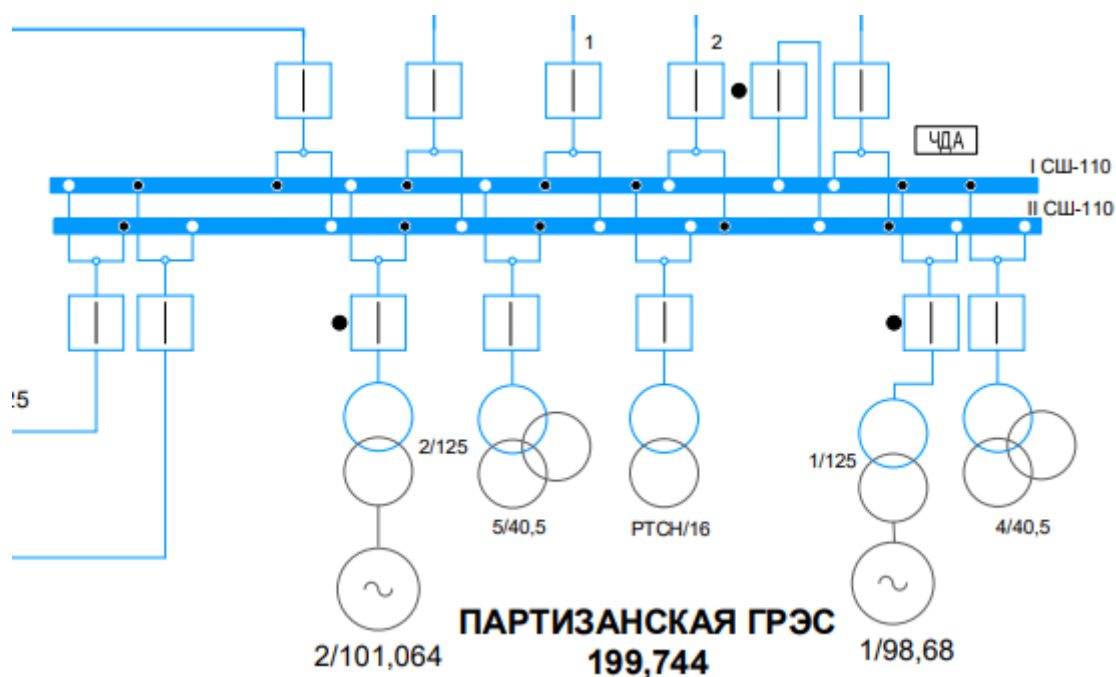


Рисунок 9 – Партизанская ГРЭС

Подстанция «Владивосток» классами напряжения 500/220/110/35 кВ, расположена на юго-западной окраине с. Ясное Приморского края. Ввод в работу данной подстанции в 2009 году существенно укрепил надёжность электроснабжения, сделал более оптимизированными режимы работы электрических сетей Приморья.

Подстанция «Западная» – крупнейшая узловая подстанция юга Приморского края, питающая электроэнергией большое количество населённых пунктов Приморского края. Более того, ПС «Западная» покрывает потребление электроэнергии весь Хасанский район и нововведенные объекты саммита Азиатско-Тихоокеанского экономического сотрудничества.

2.5. Характеристика потребителей района

Приморский край включает в себя следующие крупные населённые пункты: Владивосток (столица приморского края), Уссурийск, Находка, Артём. Кроме этого, в состав Приморского края входит множество островов (Русский, Попова, Аскольд и т.д)

Основные крупных потребителей энергосистемы Приморского края: ОАО «РЖД» (Более 100 МВт), АО «Спасскцемент», ТС ВСТО ООО «Транснефтьэнерго» (НПС-38, НПС-40, НПС-41) , ООО «Дальнегорский ГОК», АО «ГМК «Дальполиметалл», КГУП «Приморский Водоканал», АО «Восточный Порт», АО «Центр Судоремонта «Дальзавод» АО «ДЦСС», ОАО «Дальневосточный завод «Звезда» АО «ДЦСС», ПАО «АКК «Прогресс» им. Н.И. Сазыкина», ООО «Приморскуголь», ООО «Судостроительный комплекс «Звезда».

В общей сложности, г. Владивосток – энергодефицитный регион по электрической энергии. Решение этой проблемы заключается в следующем. Недостающая электроэнергия поступает в Приморский край из Амурской области через ЛЭП, проходящие по территории Хабаровского края. Главными потребителями электрической энергии в Приморском крае на 2023 год являются коммунально – бытовые потребители (30,4 %), электрифицированный транспорт (14,6 %).

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ ВВОДЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПОДСТАНЦИИ ВОЛЖСКАЯ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО

3.1 Разработка вариантов новой конфигурации электрической сети

Г. Владивосток является быстроразвивающимся, курортным городом, где строится множество новых жилых комплексов, магазинов, открываются новые торговые и бизнес центры, развивается индустрия отдыха и развлечений. В связи с этим целесообразно начать строительство новой подстанции 110/6 кВ Волжская для последующего подключения ее к электрической сети Приморского края.

Вместе с этим, необходимо постоянное поддержание бесперебойного питания электроэнергией Первореченского района Владивостока и предупреждение различных аварий

В данном пункте был проведен анализ существующей схемы электрической сети и разработаны два новых варианта подключения ПС 110/6 кВ Волжская.

ПС Волжская 110/6 кВ имеет два варианта возможного присоединения к электрической сети:

1) Строительство новой ВЛ 110 кВ Амурская – Волжская – 1Р/Т;

Этот вариант является наиболее рациональным в связи с минимально возможной протяженности ЛЭП.

2) Строительство новой ВЛ ПС 110 кВ ВТЭЦ 1 – Волжская – 1Р/Т.

Данный вариант конфигурации электрической сети экономически нерационален из-за большей протяженности ЛЭП.

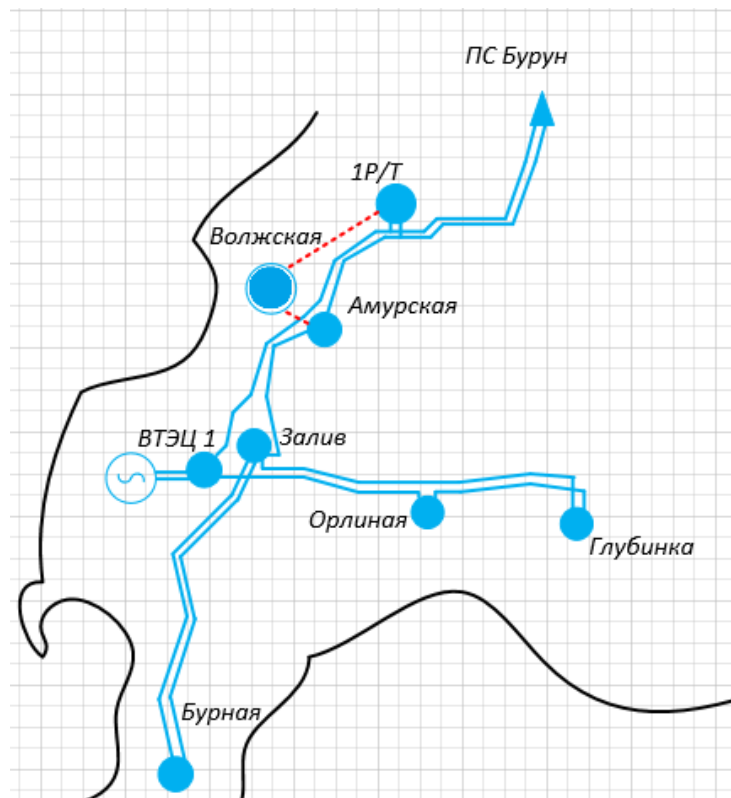


Рисунок 10 - строительство ВЛ ПС Амурская – ПС Волжская – ПС 1P/T

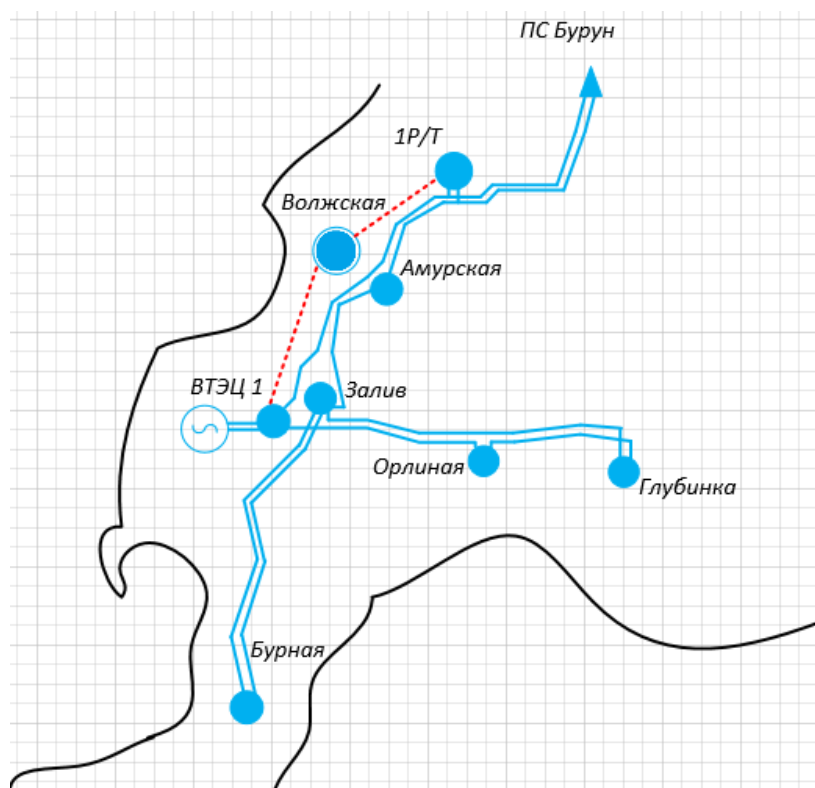


Рисунок 11 – Строительство новой ВЛ ПС ВТЭЦ 1 – ПС Волжская – ПС 1P/T.

3.2 Прогнозирование электрических нагрузок

В рассматриваемом пункте мы рассчитываем прогнозирование электрической нагрузки по формуле сложных процентов:

$$P_{II} = P \cdot \left(1 + \frac{K}{100}\right)^T \quad (1)$$

$$Q_{II} = Q \cdot \left(1 + \frac{K}{100}\right)^T \quad (2)$$

$$S_{II} = S \cdot \left(1 + \frac{K}{100}\right)^T \quad (3)$$

где K – прогнозное увеличение нагрузки за год в рассматриваемой части электрической сети (%);

T – период прогнозирования, принимаем 10 лет.

Проводим расчет для ПС Волжская:

$$P_{П.Волжская} = 28 \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 34,1 \text{ (МВт)};$$

$$Q_{П.Волжская} = 11 \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 13,4 \text{ (МВАр)};$$

$$S_{П.Волжская} = 30,1 \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 36,7 \text{ (МВА)}.$$

Таблица 4 – Прогнозные значения нагрузок

Наименование ПС	Рп(МВт)	Qп(Мвар)	Sp(МВА)
1	2	3	4
Волжская	34,1	13,4	36,7
Залив	11,5	3,4	11,9
Орлиная	41	9,8	42,3
Голубинка	67,3	36,4	76,5
1Р/Т	23,5	6,1	24,3
Волна	91,1	26,8	94,4
Амурская	61,1	56,8	83,4

IP/T	23,5	6,1	24,3
Волна	91,1	26,8	94,4
Амурская	61,1	56,8	83,4

3.3 Компенсация реактивной мощности

Перед выбором типа и мощности силовых трансформаторов на ПС Волжская, а также конфигурации ВЛ, необходимо рассчитать рациональную реактивную мощность, которую подстанция может получать из энергосистемы в часы максимальной загруженности сети.

Расчёт параметров компенсирующих устройств реактивной мощности производится по максимальной мощности, задаваемому энергосистемой в часы максимума нагрузки, умноженному на коэффициент, учитывающий максимально возможное значение реактивной мощности, согласно приказу №380 от 23.06.2015 Минэнерго [3]. Для этого используем данные о прогнозной нагрузке:

$$Q_K = Q_{II} - P_{II} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (4)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - максимальное значение коэффициента реактивной мощности, для напряжения 110 кВ принимается 0,5;

Проводим расчет для ПС Волжская:

$$Q_{K, \text{Волжская}} = 11 - 28 \cdot 0,5 = -3 \text{ (МВАр)}$$

Исходя из того, что требуемая мощность компенсации отрицательна, приходим к выводу, что компенсация не требуется.

3.4 Выбор номинального напряжения подключения ПС Волжская

Номинальное напряжение оказывает большое внимание на технико-экономические показатели и технические характеристики электрической сети. При повышении номинального значения напряжения происходит снижение сечения проводов, снижение потерь мощности, снижение эксплуатационных издержек.

Используем формулу Илларионова, которая применима для классов

напряжения 35 кВ и выше:

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_{\Pi}}}} \quad (5)$$

где $U_{РАЦ}$ – рациональное напряжение передачи мощности;

P_{Π} – по линии длиной L .

Расстояние от потенциального расположения ПС Волжская до ПС Амурская и ПС 1Р/Т составляет 3 км (2 линии по 2,6 км), определяем рациональное напряжение линии:

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{3} + \frac{2500}{28}}}$$

Напряжение, на котором должна подключаться проектируемая ПС Волжская, должно быть равным или больше, чем рациональное напряжение:

$$110 \text{ кВ} > 62 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется.

3.5 Выбор сечений линий электропередачи

Проектируемая подстанция будет располагаться в г. Владивостоке, что говорит о необходимости применить в качестве проводника кабельные линии.

Выбор марки кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена в полиэтиленовой оболочке производится в зависимости от области применения. Прокладка кабеля осуществляется в земле. поэтому применяем кабель марки АПвП2г.

Кабеля марки АПвП2г применяются для стационарной прокладки в земле (в траншеях или бетонных лотках), независимо от степени коррозионной

активности грунтов и вод. Кабели герметизированы от проникновения влаги, что позволяет эксплуатировать кабели в грунтах с повышенной влажностью и сырых, частично затапливаемых сооружениях. Срок службы кабеля марки АПвП2г – 30 лет.

При выборе сечения жилы кабеля необходимо учесть: способ заземления экранов, длительно допустимые токи кабеля, допустимые токи кабеля, допустимые токи односекундного замыкания.

ПС 110 Волжская является транзитной подстанцией поэтому максимальный ток в линии 110 кВ определяется мощностью одного из трансформаторов в его режиме перегрузки (с учетом вывода из работы второго трансформатора) с учетом установки в перспективе трансформатора следующей по шкале мощности (32 МВА) на основании СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ».

Рассмотрим два режима перегрузки трансформатора:

Длительный режим перегрузки (неограниченно долгий) масляных трансформаторов с $k_{пер.длит} = 1,05$ (на основании п. 5.3.14 «Правил технической эксплуатации электрических станций РФ»);

Кратковременный режим перегрузки (до 2-х часов) масляных трансформаторов с $k_{пер.крат} = 1,3$ (на основании п. 5.3.15 ПТЭЭС, а также на основании Приложения №1 Приказа Министерства энергетики РФ от 6 мая 2014 г. №250, при температуре от +10 до +20 °С).

Максимальный рабочий ток в сети в режиме длительной перегрузки трансформатора:

$$I_{\text{макс.длит.сети}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,05; \quad (6)$$

$$I_{\text{макс.длит.сети}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,05 = 131,78 \text{ A}$$

Максимальный рабочий ток в сети в режиме кратковременной перегрузки

трансформатора:

$$I_{\text{макс.крат.сети}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,3; \quad (7)$$

$$I_{\text{макс.крат.сети}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,3 = 163,16 \text{ A}$$

Номинальное сечение токопроводящих жил кабелей проверяется по длительно и аварийно-допустимым токовым нагрузкам согласно каталожным данным заводов – изготовителей с учётом поправочных коэффициентов, учитывающих условия прокладки кабелей.

Длительно допустимая токовая нагрузка (ДДТН) на кабель:

$$I_{\text{ДДТН}} \geq I_{\text{макс.длит.сети}} \quad (8)$$

Аварийно-допустимая токовая нагрузка (АДТН) на кабель:

$$I_{\text{АДТН}} \geq I_{\text{макс.крат.сети}} \quad (9)$$

На основании СО 2.146/0, раздел 4.4 и на основании каталожных данных производителей кабеля.

Учитывая условия прокладки, а также расчёт длительно допустимых токов выбран кабель марки АПвПу2г 1×185-100.

Таблица 5 – Расчет длительно-допустимых токов

Участки	$I_{\text{ДДТН}} /$ $I_{\text{АДТН}}, \text{ A}$	$I_{\text{макс.длит.сети}} /$ $I_{\text{макс.крат.сети}}, \text{ A}$
Подъем кабеля на опору ВЛ	450 / 557	131,78 /
Прокладка кабеля в траншее	364 / 450	163,16

Проверка кабеля по минимальному сечению проводника, отвечающему условию термической стойкости при КЗ:

$$S_{\text{пров}} \geq S_{\text{тер.мин}}, \quad (10)$$

где $S_{\text{тер.мин}}$ – минимально возможное сечение проводника.

$$S_{\text{тер.мин}} = \frac{\sqrt{t_{\text{откл}}}}{C_T}, \quad (11)$$

где C_T – температурный коэффициент для проводника.

$$B_K = I_{\text{КЗ}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (12)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ.

При проверке проводников и электрических аппаратов расчетную продолжительность КЗ следует определять сложением времени действия основной релейной защиты и полного времени отключения ближайшего к месту КЗ выключателя.

Для выключателя 110 кВ полное время отключения составляет 0,055 с.

Значение параметра C_T для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена с алюминиевыми жилами составляет $65 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ согласно РД 153-34.0-20.527-98 по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.

Согласно исходным данным максимальное значение тока трехфазного короткого замыкания составляет 16,53 кА.

Время срабатывания основной защиты – 0,1 с.

$$B_K = 16,53^2 \cdot (0,155 + 0,01) = 45,08 \cdot 10^3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{45,08 \cdot 10^6}}{65} = 103 \text{ мм}^2;$$

$$185 \text{ мм}^2 > 103 \text{ мм}^2.$$

Исходя из расчета, кабель с сечением алюминиевых жил 185 мм² удовлетворяет требованию термической стойкости при КЗ.

В соответствии с ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» предельно допустимое значение установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии составляет 10% от номинального напряжения электрической сети.

Отклонение напряжения определяется по формуле:

$$\delta U_{отк} = \frac{\Delta U}{U_{ну}} \cdot 100\% ; \quad (13)$$

где ΔU – потеря напряжения, кВ;

$U_{ну}$ – напряжение в начале участка, кВ.

Удельное активное сопротивление кабеля АПвПу2г 1х185-110 составляет 0,164 Ом/км.

Удельное реактивное сопротивление кабеля АПвПу2г 1х185-110 составляет 0,098 Ом/км.

Напряжение в начале линии принято считать равным 115 кВ ($\text{tg}\varphi = 0,5$ согласно Приказу Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. №380).

$$\delta U_{отк} = \frac{0,262}{115} \cdot 100\% = 0,23\% . \quad (14)$$

Исходя из расчёта, кабель АПвПу2г 1х185-110 удовлетворяет требованию допустимого отклонения напряжения.

3.6 Выбор и проверка трансформатора ПС Волжская

В данном разделе будет приведен расчет и выбор номинальной мощности трансформаторов 110 кВ, при определении количества устанавливаемых трансформаторов, необходимо отталкиваться от категории надежности электроснабжения потребителей, которые будут подключаться к шинам ПС Волжская, в данном проекте это вторая категория.

Определим расчетную мощность трансформаторов для выбора из каталога, МВА:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{P_{П}^2 + Q_{нес}^2}}{N \cdot K_3} \quad (15)$$

где $P_{П}$ и $Q_{нес}$ – это прогнозируемая активная и не скомпенсированная реактивная мощности, МВт и Мвар;

N - количество трансформаторов, единицы;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора, принимаем равным 0,7;

Определяем требуемую мощность для ПС Волжская:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{28^2 + 11^2}}{2 \cdot 0,7} = 21,49 \text{ (МВт)}$$

Выбираем ТДЦН-25000/110. Данный трансформатор предназначен для использования в районах с умеренным и холодным климатом.

Проверку трансформатора производим с помощью коэффициента загрузки в нормальном и ремонтном/послеаварийном режиме:

$$K_{3H} = \frac{\sqrt{P_{II}^2 + Q_{HEC}^2}}{N \cdot S_{НОМ}} \quad (16)$$

$$K_{3H} = \frac{\sqrt{28^2 + 11^2}}{2 \cdot 25} = 0,6$$

Нормальное значение коэффициента загрузки в нормальном режиме составляет от 0,5 до 0,7.

$$K_{3H} = \frac{\sqrt{P_{II}^2 + Q_{HEC}^2}}{(N-1) \cdot S_{НОМ}} \quad (17)$$

$$K_{3H} = \frac{\sqrt{28^2 + 11^2}}{1 \cdot 25} = 1,2$$

Нормированное значение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме составляет от 1 до 1,4. Выбранный трансформатор проходит проверку.

Принимаем к установке трансформатора ТДЦН-125000/110, технические данные представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики трансформатора.

ТДЦН-25000/110	
Номинальное напряжение	110/6 кВ
Номинальная мощность	25000 кВА
Потери холостого хода	92 кВт
Потери короткого замыкания	400 кВт
Напряжение короткого замыкания	ВН-НН – 10,5%
Ток холостого хода	0,4%

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) необходим для выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания.

Исходные данные представляют собой параметры схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности, по узлам, ветвям и генераторам.

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокий, средней и низкой сторонах подстанции ПС Волжская для реальной схемы построим схемы замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки, система – сопротивлениями и ЭДС.

Схема замещения для расчетов симметричного трехфазного к.з. представлена на рисунке 7.

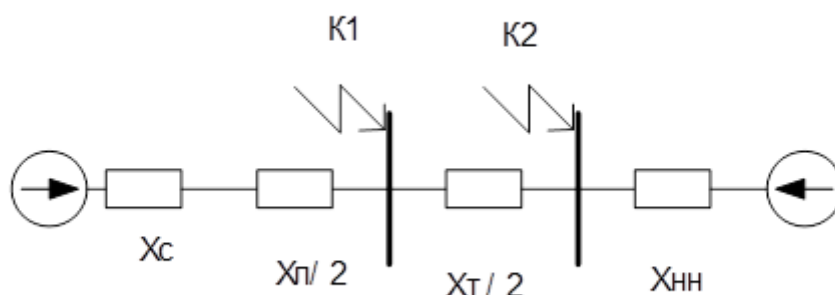


Рисунок 12 – Схема замещения для расчета симметричного трехфазного к.з.

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные значения:

$$S_{баз} = 1000 \text{ МВА}$$

$$U_{базвн} = 115 \text{ кВ}, U_{базнн} = 6 \text{ кВ}$$

Сопротивление системы X_C определяется по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{кз}}} \quad (18)$$

где $S_{\text{кз}}$ – мощность короткого замыкания системы;

$$X_C = \frac{1000}{4000} = 0,25 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_L = X_O \cdot l \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{базн}}^2} \quad (19)$$

$$X_L = 0,16 \cdot 185 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,238 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора определяются по формуле:

$$X_T = \frac{u_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{1000}{S_{\text{номТ}}} \quad (20)$$

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,2 \text{ о.е.}$$

Т.к. два трансформатора:

$$X_T = \frac{4,2}{2} = 2,1 \text{ о.е.}$$

Сопротивление нагрузки считается по формуле:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H} \quad (21)$$

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{1000}{6} = 58,3$$

где 0,35 – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

S_H – мощность нагрузки на стороне НН.

Расчет токов короткого замыкания.

Базисный ток для точки К1 определяется по формуле:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}}, \quad (22)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Базисный ток для точки К2 определяется по формуле:

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} \quad (23)$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 87,4 \text{ кА}$$

Рассмотрим подробный расчёт для точки К:

$$X_1 = X_C + X_L \quad (24)$$

$$X_1 = 0,25 + 1,119 = 1,369 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_H + X_T \quad (25)$$

$$X_2 = 58,3 + 2,1 = 60,4 \text{ о.е.}$$

Токи рассчитываем по формулам:

$$I_1^{(3)} = \frac{E_C}{X_1} \cdot I_{\delta 1} \quad (26)$$

где E_C – ЭДС системы, принимаем равным 1

$$I_1^{(3)} = \frac{1}{1,369} \cdot 5,02 = 3,66 \text{ кА}$$

$$I_1^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_1^{(3)} \quad (27)$$

$$I_1^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,66 = 3,2 \text{ кА}$$

$$I_2^{(3)} = \frac{E_H}{X_2} \cdot I_{\delta 1} \quad (28)$$

где E_C – ЭДС нагрузки, принимаем равным 0,85

$$I_2^{(3)} = \frac{0,85}{37,1} \cdot 5,02 = 0,11 \text{ кА}$$

$$I_2^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,11 = 0,1 \text{ кА}$$

$$I_1^{(3)} = I_{no}^{K1} = I_1^{(3)} + I_2^{(3)} \quad (29)$$

$$I_1^{(3)} = I_{no}^{K1} = 3,66 + 0,11 = 3,77 \text{ кА}$$

Рассмотрим подробный расчет для точки К2

$$X_1 = X_C + X_{Л} + X_T \quad (30)$$

$$X_1 = 0,25 + 1,119 + 2,1 = 3,469 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_H \quad (31)$$

$$X_2 = 35 \text{ о.е.}$$

Токи рассчитываем по формулам:

$$I_1^{(3)} = \frac{E_C}{X_1} \cdot I_{\sigma 2} \quad (32)$$

$$I_1^{(3)} = \frac{1}{3,469} \cdot 87,4 = 25,2 \text{ кА}$$

$$I_1^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_1^{(3)} \quad (33)$$

$$I_1^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 25,2 = 21,8$$

$$I_2^{(3)} = \frac{E_H}{X_2} \cdot I_{\sigma 2} \quad (34)$$

$$I_2^{(3)} = \frac{0,85}{35} \cdot 87,4 = 2,1 \text{ кА}$$

$$I_2^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_2^{(3)} \quad (35)$$

$$I_2^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,1 = 1,8 \text{ кА}$$

$$I_2^{(3)} = I_{no}^{K2} = I_1^{(3)} + I_2^{(3)} \quad (36)$$

$$I_2^{(3)} = I_{no}^{K2} = 25,2 + 2,1 = 27,3 \text{ кА}$$

Для того, чтобы найти $I_{уд}$ необходимо знать ударный коэффициент, который мы берем из справочных данных [35]:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{K1} \quad (37)$$

$$I_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 3,77 = 8,57 \text{ кА}$$

$$I_{y\partial K2} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 27,3 = 62,1 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{aK1} = \sqrt{2} \cdot I_K \quad (38)$$

$$I_{aK1} = \sqrt{2} \cdot 3,77 = 5,33 \text{ кА}$$

$$I_{aK2} = \sqrt{2} \cdot 27,3 = 38,6 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К1 и К2 запишем в таблицу 7.

Таблица 7 – Токи короткого замыкания

Токи короткого замыкания	$I_{по}$, кА	$I_{уд}$, кА	I_a , кА
1	2	3	4
К1 (ВН)	3,77	8,57	5,33
К2 (НН)	27,3	62,1	38,6

Определим токи через выключатели в нормальном режиме

Выключатели на стороне ВН и НН:

$$I^{110} = \frac{1,4 \cdot S_{Гном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} \quad (39)$$

$$I^{110} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,7 \text{ А}$$

Выключатели на стороне НН:

$$I^6 = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} \quad (40)$$

$$I^6 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2405,6$$

Секционный выключатель:

$$I^6 = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot 2} \quad (41)$$

$$I^6 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1202,8$$

Выключатели на линиях нагрузки:

$$I^6 = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot n_{отх}} \quad (42)$$

$$I^6 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10} = 240,6$$

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ ВОЛЖСКАЯ

5.1 Выбор комплексных распределительных устройств

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

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводные силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для КРУ-6(10) кВ выбираем комплексное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6(10) кВ на токи 630-2000 А.

Таблица 8 – Основные параметры шкафа КРУ серии КС-10УХЛ2 10 кВ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ-СЭЩ-Э-10
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнит

5.2 Выбор выключателей

Для установки в ЗРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ-110П-40/2500 У1. Предназначен для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в сетях переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ в районах с умеренным и холодным климатом (-50° С) при следующих условиях:

- окружающая среда – невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию;
- верхнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет +40° С;
- нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет: для климатического исполнения У1* минус 40° С, для исполнения ХЛ1* минус 55° С;
- гололед с толщиной корки льда до 20 мм и ветре скоростью до 15 м/с, а при отсутствии гололеда – при ветре скоростью до 40 м/с;
- высота установки над уровнем моря не более 1000 м;
- натяжение проводов в горизонтальном направлении – не более 1000 Н.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ан.уст} \leq U_{уст.ном} \quad (43)$$

где $U_{ан.уст}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст.ном}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ан.ном} \quad (44)$$

где $I_{\text{раб.маx}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{маx}} \quad (45)$$

где $i_{\text{маx}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата

Проверка по термической устойчивости:

$$B_k = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (46)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс на 110 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}} \quad (47)$$

где Δt – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. В данном случае $\Delta t = 2,5$ с

$$t_{\text{откл}} = 2,5 + 0,047 = 2,55 \text{ с.}$$

$$B_k = 3,77^2 \cdot (2,55 + 0,011) = 36,39 \text{ кА}^2\text{с}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{откл}} \quad (48)$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,4$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n=40$;

$I_{\text{откл}}$ – отключающий номинальный ток, для данного выключателя $I_{\text{откл}}=40$ кА

Определим максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{max.p}} = I^{110} \quad (49)$$

$$I_{\text{max.p}} = 175,7 \text{ А}$$

Таблица 9 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 175,7 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 8,57 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 36,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 3,77 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$

$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 3,77 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл}}$
$i_{\text{аном}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 22,4$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Расчет выключателей для КРУ 6 кВ проводится аналогично предыдущему. Для ячеек серии СЭЩ-63 рекомендуется применять вакуумный выключатель серии ВРС-6. Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ (вводного выключателя), СВ (секционного выключателя) и ВН (выключателя нагрузки) 6 кВ представлено в таблицах 10, 11, 12.

Таблица 10 – Сравнение каталожных и расчетных данных для СВ-6

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 1312,2 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 62,1 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 540,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}}$
$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл}}$
$i_{\text{аном}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 8,4$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Таблица 11 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ-6

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 2186,8 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 62,1 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 540,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}}$
$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл}}$
$i_{\text{аном}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 8,4$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Таблица 12 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВН 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{P\text{МАХ}} = 2186,8 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 62,1 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 540,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{ВКЛ}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ОТКЛ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{Ат}} = 8,4$	$I_{\text{Ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

5.3 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность.

На стороне ВН ПС Волжская выбираем РНДЗ.1-110/1000 УХЛ1 и РНДЗ.2-110/1000 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами. Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 13.

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{P\text{МАХ}} = 175,7 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 8,57 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 36,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 36,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из результатов разьединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки.

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ} \quad (50)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2НОМ}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{ПРИБ}$, сопротивления соединительных проводов $R_{ПР}$ и переходного сопротивления контактов R_K :

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K \quad (51)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминия. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{ПРОВ} = R_{ПРОВ}$.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Кол-во	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1	1	1
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	ION – 8600	0,2	0,2	0,2
Линии 110					
Амперметр	3	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	ION – 8600	0,2	0,2	0,2
Линии 10 кВ					
Амперметр	5	ЦП 8501/10	3,5	3,5	3,5
Ваттметр	5	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Варметр	5	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Счетчик комплексный	5	ION – 8600	3,5	3,5	3,5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	ION – 8600	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель 10 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Итого			14,6	14,6	14,6

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_{К} \quad (52)$$

Сопротивление проводов не должно превышать:

$R_{\text{ПР}} \leq Z_{2\text{НОМ}} - (\sum Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{КОНТ}})$, т.е. можно сказать, что:

$$R_{\text{ПР}} = Z_{2\text{НОМ}} - \sum R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{К}} \quad (53)$$

где $R_{\text{ПР}}$ – сопротивление проводов;

$Z_{2\text{НОМ}} = 20$ Ом – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{\text{ПРИБ}}$ – суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН, определяемое по формуле:

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = \frac{\sum S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2} \quad (54)$$

где $\sum S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2\text{Н}}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Далее рассчитаем суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока:

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = \frac{14,6}{5^2} = 0,584 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\text{К}} = 0,05$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 0,584 - 0,05 = 19,366 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{ПР}}} \quad (55)$$

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

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

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{19,366} = 0,1 \text{ мм}^2$$

Ниже, в таблице представлена зависимость необходимой длины проводов от номинального напряжения.

Таблица 15 – Зависимость длины проводов от номинального напряжения

U _н , кВ	l, м
10	4-6
35	60-75
110	75-100

Принимаем медный кабель с сечением 2,5 мм² КВВГнг, тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}} \quad (56)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 0,584 + 0,7 + 0,05 = 1,334 \text{ Ом}$$

На стороне ВН выбираем ТТ ТГФ-110У1.

Таблица 16 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 110 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 150 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 175,7 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$S_{2_{НОМ}} = 50 \text{ ВА}$	$S_2 = 7,1 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2_{НОМ}}$
$I_{длин} = 10 \text{ кА}$	$I_{уд} = 8,57 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{длин}$
$I^2_T \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 36,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Расчет для стороны НН аналогичен, сравнение каталожных данных ТТ приведены в таблице 20.

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТЛП-6. Трансформаторы тока ТЛП-6 предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в комплексных распределительных устройствах переменного тока на класс напряжения до 6 кВ.

Таблица 17 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 6 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 2186,9 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$S_{2_{НОМ}} = 50 \text{ ВА}$	$S_2 = 7,1 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2_{НОМ}}$
$I_{длин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 62,1 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{длин}$
$I^2_T \cdot t_T = 2700 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 540,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

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

5.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ} \quad (57)$$

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

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

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ. Электромагнитный антирезонансный однофазный трансформатор напряжения типа НАМИ-110УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с глухо заземленной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Трансформатор напряжения НАМИ-110УХЛ1 имеет одноступенчатую некаскадную конструкцию.

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-УХЛ1. Трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-10-95УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Варметр	4	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	4	СЕ-304	8
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	8
Шины 6 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 2186,9 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$S_{2\text{НОМ}} = 50 \text{ ВА}$	$S_2 = 7,1 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 62,1 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 2700 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 540,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{34^2 + 27,2^2} = 43,5 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения ВН представлено в таблицах 19 и 20

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_P = 43,5 \text{ ВА}$	$S_P \leq S_H$

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{62^2 + 49,6^2} = 79,1 \text{ ВА}$$

Таблица 20 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_P = 79,1 \text{ ВА}$	$S_P \leq S_H$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.6 Выбор шинных конструкций

5.6.1 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не

применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения

Номинальный ток:

$$I_{p,MAX} = 1312,2 \text{ А}$$

Выбираем алюминиевые шины размером 80*10 мм с допустимым током $I_{доп. ном} = 2900 \text{ А}$

$$I_{доп.л} = I_{доп.ном} \cdot \sqrt{\frac{Q_{доп} - Q_0}{Q_{доп} - Q_{ном}}} = 2900 \cdot \sqrt{\frac{70 - 45}{70 - 20}} = 2090 \text{ кА}$$

$$I_{p,max} \leq I_{доп.л}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \tag{58}$$

где $C = 82$ – для алюминиевых шин и кабелей;

$$q_{min} = \frac{\sqrt{540,68 \cdot 10^6}}{82} = 283,5 \text{ мм}$$

$$q_{min} < q_{станд}$$

Проверка шин на электродинамическую стойкость

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (59)$$

где J – момент инерции шины

q – поперечное сечение шины

$$J = \frac{8^3}{12} = 42,7 \text{ см}^4$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{42,7}{8}} = 278$$

Механический расчет шин

Напряжение в материале шины, возникающее при действии механической силы (МПа), должно быть меньше допустимого (для материала шины марки АД31Т = 90 МПа), определим расчетное напряжение:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial 3}^2 \cdot l^2}{W_a} \quad (60)$$

где W_a – момент сопротивления шины, который определяется;

l – длина пролета между опорными изоляторами;

$$W_a = \frac{1 \cdot 8^2}{6} = 10,7 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(23000)^2 \cdot 1,2^2}{10,7} = 1,25 \text{ Мпа}$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{\text{доп}} = 90$ МПа, можно сказать, что шины механически прочны.

5.6.2 Выбор и проверка ошиновки РУ 110 кВ

Токоведущие части в распределительных устройствах 35 кВ и выше электростанций и подстанций обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО. Гибкие провода применяются также для соединения блочных трансформаторов с ОРУ.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

- по длительно допустимому ($I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}$);

- по термической стойкости: $q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$ (61)

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: 110 кВ – 3 м. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 6000 МВА для напряжения 110 кВ, а также шины с токами КЗ > 20 кА.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают её с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания: $Q_{\text{к.расч}} \leq Q_{\text{к.доп}}$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

- голые медные шины – $Q_{\text{к.доп}} = 300$ °С;
- голые алюминиевые шины – $Q_{\text{к.доп}} = 200$ °С;
- голые стальные шины – $Q_{\text{к.доп}} = 400$ °С.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС-120/27, допустимый ток которых $I_{доп}=375$ А, диаметр провода $d=15,4$ мм. Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА. Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

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

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (62)$$

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

r_0 – радиус провода;

E_0 – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,77}}\right) = 33,29 \text{ кВ/см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (63)$$

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

U – линейное напряжение, кВ;

При горизонтальном расположении фаз $D_{cp} = 1,26D$;

В нашем случае:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,77 \cdot \lg \frac{378}{0,77}} = 18,81 \text{ кВ/см}$$

Проверяем по условию

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (64)$$

$$1,07 \cdot 18,81 \leq 0,9 \cdot 33,29$$

$$20,1 \leq 29,6$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

5.7 Выбор изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки

$F_{\text{разр}}$ проводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (65)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = F_{\text{дон}} \quad (66)$$

На стороне 110 кВ выбираем опорные изоляторы ЛК-70/110 (УХЛ1)

С допустимой силой на изгиб:

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot 7000 = 4200 \text{ Н}$$

Высота изолятора равна $H_{\text{из}} = 1270$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{yd}}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \quad (67)$$

где K_h – поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{H_{\text{из}} + b + h / 2}{H_{\text{из}}} \quad (68)$$

$$K_h = \frac{1270 + 80 + 100 / 2}{1270} = 1,1$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{8570^2}{1,02} \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 10^{-7} = 13,719 \text{ Н.}$$

Проверка:

$$13,719 \leq 4200$$

Таким образом, ЛК-70/110 (УХЛ1) проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

На стороне 6 кВ выбираем изоляторы ИОР-6-3,75/250 УЗ.

С допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 100$ мм.

$$K_h = \frac{120 + 80 + 100 / 2}{120} = 2,1$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{37130^2}{1,02} \cdot 1 \cdot 2,1 \cdot 10^{-7} = 4178,7$$

Проверка:

$$4178,7 \leq 4500$$

Таким образом, ИОР-6-3,75/250 УЗ проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

5.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжения на РУ применяют ОПН, назначение которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Ограничители перенапряжений нелинейные с полимерной внешней изоляцией предназначены для защиты изоляции электрооборудования

от коммутационных и атмосферных перенапряжений в сетях перенапряжением от 3 до 35 кВ переменного тока частотой 50 Гц с изолированной либо компенсированной нейтралью.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения ОПН – 110/88/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 110 кВ, на стороне НН ОПН – 6/7,2/10/400 УХЛ1, основные характеристики которых представлены в таблице 24.

Таблица 21 – Основные характеристики ОПН.

Тип	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
1	2	3	4	5
ОПН – 110/88/10/550 УХЛ1	110	88	10	40
ОПН – 6/7,2/10/400 УХЛ1	6	7,2	6	19,2

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии для стороны ВН:

$$T = \frac{1}{\beta \cdot C} \quad (69)$$

где β – коэффициент затухания ($\beta=0,91$);

C – скорость света.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 0,9 \text{ мкс}$$

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U} \quad (70)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения ($U_0 = 900$);

l – длина защищаемого подхода;

k – коэффициент полярности.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,8 \text{ кВ.}$$

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n \quad (71)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе ($U_{ост} = 152$);

Z – волновое сопротивление линии ($Z=470$)

$$\mathcal{E} = \frac{661,8 - 152}{470} \cdot 152 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 297$$

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (72)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{297}{110} = 2,7 \text{ кДж/кВ.}$$

Удельная энергоёмкость ОПН – 110/88/10/550 УХЛ1 равна 5 кДж/кВ

Проверка $2,7 \leq 5$

Таким образом, ОПН – 110/88/10/550 УХЛ1 проходит по удельной энергоёмкости.

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии для стороны НН:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n \quad (73)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе ($U_{ост} = 7,2$);

Z – волновое сопротивление линии ($Z=470$)

$$\mathcal{E} = \frac{661,8 - 7,2}{470} \cdot 7,2 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 18 \text{ кДж.}$$

$$\mathcal{E}' = \frac{18}{10} = 1,8 \text{ кДж/кВ.}$$

Удельная энергоёмкость ОПН – 10/7,2/10/400 УХЛ1 равна 4 кДж/кВ.

Проверка $1,8 \leq 4$

Таким образом, ОПН – 10/7,2/10/400 УХЛ1 проходит по удельной энергоёмкости.

5.9 Выбор трансформатора собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханик, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они

присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд (Таблица 22)

Таблица 22 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	P _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,8	20,6	15,45
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	15,45

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8;$$

$$S_{рас} = \sqrt{303,6^2 + 15,45^2} \cdot 0,8 = 243 \text{ кВА.}$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 250/6

5.10 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными

(вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Установка переменного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели – генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) есть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам. Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В [36].

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}} \quad (74)$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах;

$U_{ш}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{121}{12,15} = 10.$$

В режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n_0 = \frac{121}{14,1} = 9.$$

В режиме аварийного напряжения:

$$n_0 = \frac{121}{11,8} = 10.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \tag{75}$$

$$n_{доб} = 10 - 10 = 0.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \tag{76}$$

где $I_{ав}$ – нагрузка установившегося полчасового установившегося разряда;

j – допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N = 23$.

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно

принимаем батарею Powersafe «Ольдам» – 24 Ач.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (77)$$

где I_{Tmax} – максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А.}$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,6;$$

Окончательно принимаем Powersafe «Ольдам» – 28 Ач.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N}, \quad (78)$$

$$I_p = \frac{1269}{28} = 45,3 \text{ А.}$$

По кривой определяем напряжение на аккумуляторе равным 85%. Если принять потерю напряжения в соединительном кабеле – 5%, то напряжение на приводах будет равно. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80 – 110%, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение [36].

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{П\cdot A}, \quad (79)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0 B \quad (80)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 10 = 22$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{П\cdot A} \quad (81)$$

$$I_3 = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ А.}$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot n, \quad (82)$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot 10 = 27,5 \text{ В.}$$

Выбираем стандартное ЗВУ НРТ «Ольдам»

5.11 Выбор аппаратуры связи

5.11.1 Волоконно – оптические линии связи

Волокно-оптические линии связи сокращённо ВОЛС – это современная технология, для организации каналов передачи информации между собой, как узлы в рамках одной локальной вычислительной сети (ЛВС), так и для создания единой коммуникационной сети из нескольких линий. Проектирование собственных волоконно-оптической линии связи особенно важно для компаний, деятельность которых связан с передачей значительных объемов информации и серьезными требованиями к ее сохранности.

Все полученные данные становятся основой технического задания, в соответствии с которым ведется работа над проектом ВОЛС. В процессе проектирования учитывается архитектура сети и ее скрытые резервы.

Проект включает методику тестовых испытаний ВОЛС перед вводом в эксплуатацию. Обязательная часть проекта ВОЛС – обеспечение возможности контроля состояния сети и составления прогнозов ее дальнейшей эксплуатации. Эти данные необходимы для организации обслуживания, профилактики и своевременного предупреждения неисправностей. При проектировании ВОЛС для особо важных объектов, система контроля состояния сети предусматривает принцип резервирования полученных данных.

Проектирование ВОЛС, выполненное на высоком профессиональном уровне, обеспечивает надежность системы при ее дальнейшей эксплуатации, гарантирует клиентам высокую скорость передачи данных.

В основе прокладки волоконно-оптических линий связи лежит процесс сращивания отдельных отрезков оптического кабеля. Эта работа выполняется с использованием двух различных методик (механического соединения и сварки).

5.11.2 Высокочастотные заградители

Высококачественные заградители предназначены для врезки в линейные электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Выбор ВЧ – заградителей производим по номинальным и ударным токам.

$$1) U_{ном} = U_{сети}$$

$$2) I_{ном} \geq I_{раб.расч.}$$

$$3) i_{пред.скв} \geq i_{уд}$$

$$4) I_{терм.ном}^2 \cdot t_{терм.ном} \geq B_k$$

Для ВЛ 110 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-400-0,5 УХЛ1.

Значения $I_{max p}$ и B_k берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных данных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлено в таблице 26.

Таблица 23 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЧЗ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_P = 175,7 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$	$I_{уд} = 8,57 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пред.скв}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2560 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 36,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

6 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС ВОЛЖСКАЯ

В ПУЭ сказано [37]: КРУ 35-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии (ПУМ). Открытие подстанции защищаются от прямых ударов молнии стержневыми молниеотводами.

Возможны два способа защиты подстанции.

1. Установка молниеотводов на конструкциях и подсоединение их к общему заземляющему устройству подстанции.
2. Установка отдельно стоящих молниеотводов со своими обособленными заземлениями.

Первый способ защиты дешевле, так как требует значительно меньше металла на изготовление молниеотводов и заземляющих устройств. По этому

способу используется высота конструкции, и молниеотводы получаются меньшей высоты, так как они ближе расположены к защищаемому оборудованию и эффективнее используются их защитные зоны. Однако при поражении такого молниеотвода ударом молнии с большой амплитудой тока и высокой крутизной фронта волны значительно возрастает напряжение на заземленных конструкциях с молниеотводами. Это может привести к перекрытию изоляции между токоведущими частями и заземленными конструкциями, что снижает надежность этого способа защиты.

Отдельно стоящие молниеотводы с обособленными заземлителями можно установить так, что практически полностью исключаются перекрытия с заземленных молниеотводов на токоведущие части подстанции. Поэтому второй способ защиты оказывается надежнее, но дороже.

Защиту выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных и шинных порталах и отдельно стоящими молниеотводами.

6.1 Расчет зоны защиты молниеотводов

Размеры КРУ ПС Волжская: ширина – 40 м; длина – 60 м.

Территория распродустройства подстанции защищается от прямых ударов молнии отдельно стоящими стержневыми молниеотводами.

Высота молниеотводов: $h_1=25$ м, $h_2=25$ м, $h_3=25$ м.

Расстояние между молниеотводами: $L_{12} = 20$ м, $L_{23} = 20$ м.

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{эф1} = h_{эф234} = 0,85 \cdot h_1 \text{ м}; \quad (83)$$

$$h_{эф1} = h_{эф234} = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 \quad (84)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта: $h_x = 5,8 \text{ м.}$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф1}}} \right) \quad (85)$$

$$r_x = 26,25 \cdot \left(1 - \frac{5,8}{21,25} \right) = 19,085 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{\text{cx12}} = h_{\text{эф1}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{12} - h_1), \quad (86)$$

$$h_{\text{cx12}} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (20 - 25) = 22,1 \text{ м}$$

$$h_{\text{cx23}} = h_{\text{эф1}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{23} - h_1), \quad (87)$$

$$h_{\text{cx23}} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (20 - 25) = 22,1 \text{ м}$$

Наименьшая ширина внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{\text{cx12}} = r_0 \cdot \frac{h_{\text{cx12}} - h_x}{h_{\text{cx12}}}, \quad (88)$$

$$r_{cx12} = 26,25 \cdot \frac{22,1 - 5,8}{22,1} = 19,4 \text{ м};$$

$$r_{cx24} = r_0 \cdot \frac{h_{cx24} - h_x}{h_{cx24}}, \quad (89)$$

$$r_{cx23} = 26,25 \cdot \frac{22,1 - 5,8}{22,1} = 19,4 \text{ м}$$

Таблица 24 – Параметры зон молниезащиты ПС Волжская

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	h _{эф} (м)	h _{сх} (м)	r ₀ (м)	r _x (м)	r _{сх} (м)
1-2	20	25	21,25	22,1	26,25	19,085	19,4
2-3	20	25	21,25	22,1	26,25	19,085	19,4

6.2 Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

$K_C = 1,4$ – для расчета грозозащиты при средней влажности грунта.

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_{\text{изм}} \cdot K_C, \quad (90)$$

$$\rho_{\text{Э}} = 100 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0,5 – 0,7 м (для вертикальных заземлителей это глубина закладки верхней кромки), т.к. на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трех вертикальных электродов длиной 5 м и диаметром 20 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов:

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{\rho_3}{\pi \cdot l} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{1,5l}{h_3 d} \right) \right), \quad (91)$$

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{140}{3,14 \cdot 5} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{1,5 \cdot 5}{\sqrt{0,7 \cdot 0,02}} \right) \right) = 37 \text{ Ом}$$

Сопротивление вертикальных электродов:

$$R_B = \frac{\rho_3}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)}, \quad (92)$$

$$R_B = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \ln \frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0,7 + l)}{0,02 \cdot (4 \cdot 0,7 + l)} = 30 \text{ Ом.}$$

Сопротивление n-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле:

$$R_M = \frac{R_B R_{\Gamma}}{n_B R_{\Gamma} + n_{\Gamma} R_B}, \quad (93)$$

$$R_M = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6,5 \text{ Ом}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к

оборудованию не смог находится за пределами заземлителя).

Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) \quad (94)$$

$$S = (60 + 3) \cdot (40 + 3) = 2709 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов $d = 0,021 \text{ м}$.

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (95)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,021^2}{4} = 34,62 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (96)$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{4,49^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,11 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2$$

где I_M – максимальный ток короткого замыкания, кА

T – предельное время работы защиты, сек

β – коэффициенты термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k, \quad (97)$$

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

где a_k, b_k, c_k, d_k – вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d), \quad (98)$$

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

Принимаем первоначально расстояние между полосами $l_{III} = 5$ м

Общая длина полос в сетке:

$$L_{II} = \frac{(A+3)}{l_{III}} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{III}} \cdot (A+3), \quad (99)$$

$$L_{II} = \frac{(60+3)}{5} \cdot (40+3) + \frac{(40+3)}{5} \cdot (60+3) = 1083,6 \text{ м}$$

Число ячеек:

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1083,6}{2 \cdot \sqrt{2709}} = 10,4$$

Принимаем число ячеек: $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2709}}{11} = 4,73 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1), \quad (100)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2709} \cdot (11+1) = 1249,2 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} \quad (101)$$

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2709}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,72$$

Принимаем: $n_{\text{в}} = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов $l_{\text{в}} = 4 \text{ м}$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{с}} = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}}} \right) \quad (102)$$

где A – вспомогательный коэффициент

ρ – удельное сопротивление грунта, в нашем случае равно 50 Ом/м

$$R_{\text{с}} = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2709}} + \frac{1}{1249,2 + 4 \cdot 15} \right) = 0,441$$

Импульсный коэффициент определяется:

$$\alpha_M = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}$$

где I_M – ток молнии, равный 70 кА.

$$\alpha_M = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (70 + 45)}} = 1,4$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H \tag{103}$$

$$R_H = 0,441 \cdot 1,4 = 0,6 \text{ Ом}$$

Сопротивление не превышает максимального значения, следовательно, расчет проведен верно.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПС ВОЛЖСКАЯ

7.1 Релейная защита и автоматики трансформаторов 110/10 кВ

В соответствии с ПУЭ на трансформаторах устанавливаются:

1) На трансформаторах для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на их выводах ставим дифференциальную отсечку или дифференциальную защиту с реле ДЗТ-21.

2) Для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и резервирования действия защиты от внутренних повреждений – максимальная токовая защита (МТЗ).

3) Для защиты от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой – защиту от перегрузок, выполняемую с одним токовым реле с действием на сигнал с выдержкой времени.

4) Для защиты от витковых замыканий в обмотках и понижения уровня масла устанавливаем газовую защиту, действующую на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании, и термосигнализатор с действием на сигнал [38].

В процессе эксплуатации в обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: 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. В зависимости от опасности повреждения для нарушения нормального режима трансформатора, защита, фиксирующая нарушение, действует на сигнал, разгрузку или отключение трансформатора.

На подстанции Волжская предусматривается установка двух

трансформаторов мощностью 25 МВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

7.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{ном.N} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.N}} \quad (104)$$

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

$U_{ном.N}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{ном.ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ А}$$

$$I_{ном.НН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2405 \text{ А}$$

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

$$I_{ном.втор.N} = \frac{I_{ном.N} \cdot I_{н.ТТ.В}}{I_{н.ТТ.П}} = \frac{I_{ном.N}}{K_{ТР.ТТ.N}} \quad (105)$$

где $K_{ТР.ТТ.N} = \frac{I_{н.ТТ.П}}{I_{н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного

трансформатора тока стороны N.

$I_{н.ТТ.П}, I_{н.ТТ.В}$ – первичный и вторичный номинальные токи

трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{TP.TT.BH} = \frac{300}{5} = 60$$

$$K_{TP.TT.HH} = \frac{3000}{5} = 600$$

$$I_{ном.втор.BH} = \frac{131}{60} = 2,2 \text{ А}$$

$$I_{ном.втор.HH} = \frac{2443}{600} = 4,1 \text{ А}$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть меньше 5 и больше 0,5.

$$0,5 \leq K_{TP.TN} \leq 5$$

$$I_{ном.BH} = 2,2 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{ном.HH} = 4,1 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

7.3 Выбор установок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: 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.

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} \quad (106)$$

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

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}} \quad (107)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (108)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (109)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (110)$$

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

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1 согласно [35];

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент

однотипности равным 1;

\mathcal{E} – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока.

Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I''_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

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

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

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

$$I_{нб.расч} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot \frac{1250}{3000} = 0,16 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{диф} / I_{баз} \geq K_{отс} I_{нб.расч} = 1,2 \cdot 0,16 = 0,19 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{торм}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{сн.т.} = 1 - 0,5 \cdot I_{нб.расч}, \tag{111}$$

$$K_{сн.т.} = 1 - 0,5 \cdot 0,19 = 0,9$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб.расч} / K_{сн.т.} \quad (112)$$

$$K_{торм} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,19 / 0,76 = 25,3\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{T2}/I_{баз}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_T/I_{баз} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T/I_{баз} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок. Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{T2}/I_{баз} = 1,5 - 2$.

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.

$$I_{ото} \geq 6$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.}} \quad (113)$$

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 3. Величина $I_{\text{расч.}}^*$ принимается равной току, проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению

$$I_{\text{нб.расч.}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,3) \cdot \frac{16330}{3000} = 2,6 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 2,6 = 3,25 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 6 \text{ о.е.}$

7.5 Выбор уставок максимальной токовой защиты

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

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зан}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (114)$$

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

$K_{зап}$ – 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. Согласно [40] для городских сетей общего назначения: $K_{зап}=2,5$;

K_B – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9;

$I_{раб.макс}$ – 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:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 175,7 = 585,7 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 1312,2 = 4374 \text{ А}$$

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (115)$$

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

$I_{уст}$ – 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.

$$K_{\nu} = \frac{1693}{585,7} = 2,9 > 1,5$$

$$K_{\nu} = \frac{5391}{4374} = 1,23 > 1,2$$

7.6 Газовая защита

Газовая защита трансформаторов является наиболее чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Этот вид защиты основан на том, что любые повреждения в трансформаторе, включая повышенный нагрев масла, приводят к химическому разложению трансформаторного масла, а также органических материалов изоляции обмотки, в результате чего внутри трансформатора происходит выделение газа. Этот газ воздействует на специальные приборы тазовой защиты, которые подают сигнал предупреждения или производят отключение трансформатора.

Газовая защита реагирует на такие повреждения, как междувитковое замыкание в обмотках трансформатора, на которые дифференциальная и максимально-токовая защита не реагирует; так как в подобных случаях величина тока замыкания оказывается недостаточной для срабатывания защиты.

Характер повреждения в трансформаторе и размеры повреждения сказываются на интенсивности образования газа. Если повреждение развивается медленно, чему соответствует медленное газообразование, то защита дает

предупреждающий сигнал, но отключение трансформатора не производит.

Интенсивное и даже бурное газообразование, свидетельствующее о коротком замыкании, создает в системе газовой защиты сигнал такой величины, который помимо предупреждения вызывает отключение неисправного трансформатора. Газовая защита трансформаторов вызывает предупреждающий сигнал и в том случае, когда понижается уровень масла в баке.

Газовая защита трансформаторов осуществляется при помощи специальных газовых реле, монтируемых в металлический кожух, врезанных в маслопровод между баком и расширителем.

Нормально реле заполнено маслом. Кожух реле имеет смотровое стекло со шкалой, указывающей количество скопившегося и реле газа. В верхней части реле имеются кран для выпуска газа и зажимы для подключения проводов к контактам, расположенным внутри реле.

У газовых реле этого типа внутри кожуха на шарнирах укреплены два поплавка, представляющие собой полые металлические цилиндры, а на них — ртутные контакты, соединенные гибкими проводниками с выводными зажимами на крышке реле. Верхний поплавок является сигнальным элементом защиты.

В нормальном состоянии, когда реле полностью заполнено маслом, поплавки всплывают и его контакт при этом разомкнут. При медленном газообразовании газы, поднимающиеся к расширителю, постепенно заполняют реле и вытесняют масло. С понижением уровня масла поплавки, опускаясь, поворачиваются на своей оси, при этом происходит замыкание ртутных контактов и посылается предупреждающий сигнал.

При дальнейшем медленном газообразовании реле подействовать на отключение не может, так как оно заполняется газом лишь до верхней кромки отверстия, после чего газы будут проходить в расширитель.

Нижний поплавок, расположенный напротив отверстия маслопровода, является отключающим элементом. Если газообразование происходит бурно, то возникает сильный поток газов из трансформатора в расширитель через газовое реле, при этом нижний поплавок опрокидывается, замыкает ртутные контакты,

что приводит в действие аппарат, отключающий трансформатор.

Так как при коротких замыканиях внутри бака трансформатора сразу возникает бурное газообразование, отключение трансформатора происходит быстро, через 0,1—0,3 с. Несколько позже, уже после отключения трансформатора срабатывает и сигнализация.

Для трансформаторов мощностью 6,3 тыс. кВА и выше установка газовой защиты обязательна. Для трансформаторов мощностью от 1000 до 4000 кВА она обязательна только при отсутствии дифференциальной или максимально-токовой защиты с выдержкой времени 0,5—1 с. Для трансформаторов мощностью 400 кВА и выше, устанавливаемых внутри цеха, газовая защита обязательна.

8 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

8.1 Расчет капитальных вложений

Расчет капитальных вложений производим по укрупненным показателям. Вначале определим капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производим на год выполнения проекта, т.е. с помощью коэффициента инфляции на 2023 год ($K_{инф} = 7,8$). Затем определим капитальные вложения по подстанциям, при этом найдем постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов, стоимость РУ ВН и РУ СН. Найдем суммарные капитальные вложения по каждому конкурентоспособному варианту.

Капитальные вложения в сооружение электрических сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанции, $K_{ПС}$
- капиталовложения на сооружение ЛЭП, $K_{КЛ}$

$$K = K_{ПС} + K_{КЛ} \quad (116)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{инф} \quad (117)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

$$K_{ПС} = (14,2 + 11 + 7) \cdot 7,8 = 251,16 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения на сооружение ЛЭП определяется по формуле:

$$K_{КЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l \quad (118)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 7,8$ и коэффициента зоны $K_{зон} = 1,4$.

$$K_{КЛ} = 1,8 \cdot 10^7 \cdot 5,2 \cdot 1,4 \cdot 5,2 = 681,4 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем капиталовложения на сооружения ПС для варианта 2:

$$K = 130,5 \cdot 10^6 + 681,4 \cdot 10^6 = 811,9 \text{ млн. руб.}$$

Таблица 25 – Результаты расчета капиталовложений

Вариант №1			Вариант №2		
К _{ПС} , млн. руб.	К _{КЛ} , млн. руб.	К, млн. руб.	К _{ПС} , млн. руб.	К _{КЛ} , млн. руб.	К, млн. руб.
251,1	2358,7	2609,8	251,1	1022,1	1273,2

8.2 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{АМ} + I_{РЭО} \quad (119)$$

где $I_{АМ}$ – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{РЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{РЭО} = \alpha_{тэоКЛ} \cdot K_{КЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (120)$$

где $\alpha_{\text{тэоКЛ}}$, $\alpha_{\text{тэоПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию КЛ и ПС ($\alpha_{\text{тэоКЛ}} = 0,028$; $\alpha_{\text{тэоПС}} = 0,059$)

$$I_{\text{рЭО}} = 0,028 \cdot 1022,1 + 0,059 \cdot 251,1 = 43,4 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы (для подстанций $T_{\text{сл}} = 20$ лет, для кабельной линии 25 лет)

$$I_{\text{ам}} = K_{\text{КЛ}} \cdot \frac{1}{15} + K_{\text{ПС}} \cdot \frac{1}{25} \quad (121)$$

Найдем издержки для амортизацию для варианта 2:

$$I_{\text{ам}} = 681,4 \cdot \frac{1}{15} + 130,5 \cdot \frac{1}{25} = 50,6 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитываем издержки для варианта 2:

$$I = 26,7 + 50,6 = 77,3 \text{ млн. руб.}$$

Таблица 26 – Результаты расчета издержек

Вариант №1			Вариант №2		
$I_{\text{ам}}$, млн. руб.	$I_{\text{рЭО}}$, млн. руб.	I , млн. руб.	$I_{\text{ам}}$, млн. руб.	$I_{\text{рЭО}}$, млн. руб.	I , млн. руб.
167,3	80,8	248,1	78,2	43,4	121,6

8.3 Расчет среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимаем в качестве оптимального тот вариант, у которого стоимость потерь электроэнергии меньше.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того, что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (122)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации, ($E=0,1$);

K - капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Так как в конкурирующих вариантах отличаться будут только различие в капиталовложениях в отличающиеся линиях с учетом издержек на потери. Сравнение по всем остальным параметрам в данном разделе не требуется.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим значения приведенных затрат, значения которых сведены в таблице 27.

Таблица 27 – Экономические показатели сравнения вариантов

№ варианта	К, млн. руб.	И, млн. руб.	З, млн. руб./кВт*ч	Δ, %
1	2609,8	248,1	509,1	51
2	1273,2	121,6	248,9	

Сравним оба варианта:

$$\delta = \frac{z_1 - z_2}{z_1} \cdot 100\% \quad (123)$$

$$\delta = \frac{509,1 - 248,9}{509,1} \cdot 100\% = 51\%$$

Проанализировав технико – экономические показатели можно прийти к выводу, что подключение ПС Волжская к существующей сети целесообразно подключать к ПС ВТЭЦ 1 и 1Р/Т.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Электроэнергетика — отрасль энергетики, включающая в себя производство, передачу и сбыт электроэнергии. Электроэнергетика является наиболее важной отраслью энергетики, что объясняется такими преимуществами электроэнергии перед энергией других видов, как относительная лёгкость передачи на большие расстояния.

Электроэнергетика — важная часть жизнедеятельности человека. Уровень ее развития отражает уровень развития производительных сил общества и возможности научно-технического прогресса. В то же время энергетика — один из источников неблагоприятного воздействия на окружающую среду и человека

В современном мире энергетика является основой развития базовых отраслей промышленности, определяющих прогресс общественного производства. Во всех промышленно развитых странах темпы развития энергетики опережали темпы развития других отраслей.

Специфической особенностью электроэнергетики является то, что ее продукция не может накапливаться для последующего и пользования, поэтому потребление соответствует производству электроэнергии и по размерам (разумеется, с учетом потерь) и во времени.

9.1 Безопасность

Требования к персоналу, выполняющему осмотры и оперативное обслуживание электроустановок

Оперативные переключения должен выполнять оперативно-ремонтный или оперативный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [1]:

Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

Работники, при выполнении работ, должны пройти профессиональную подготовку, которая будет соответствовать характеру работы. При ее отсутствии,

работники должны быть обучены в профессиональных центрах подготовки персонала. Требования при монтаже [8]:

1) Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

2) Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

3) Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

4) Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

Требования к оборудованию: [9]

На вновь сооружаемых, расширяемых и подлежащих техническому перевооружению и реконструкции РУ необходимо применять современное электротехническое оборудование, имеющее повышенную эксплуатационную надежность:

- вакуумные выключатели на напряжение до 110 кВ;
- элегазовые выключатели на напряжение 35 - 750 кВ колонковые и баковые (со встроенными трансформаторами тока) преимущественно с пружинными приводами, с устройством синхронной коммутации для аппаратов в цепи ШР;
- комплектные распределительных устройств элегазовые (КРУЭ);
- элегазовые ячейки типа «ПАСС МО»;
- комбинированные коммутационные аппараты «выключатель-разъединитель»;
- взрыво- и пожаробезопасные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения (встроенные, отдельно стоящие и комбинированные) с классом

точности обмоток 0,2S (0,5S) и 0,2 (0,5) для коммерческого учета и измерений;

- антирезонансные измерительные трансформаторы напряжения;

- микропроцессорные устройства РЗА;

- нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений, взрывобезопасные, с достаточной энергоемкостью и необходимым защитным уровнем;

- элегазовые комплектные распределительные устройства (КРУЭ) при технико-экономической обоснованности.

Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [8]:

- 1) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;

- 2) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;

- 3) электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;

- 4) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор.

В основном, работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом людей и материалов на некоторую высоту. Самым производительным и более безопасным способом подъема рабочих для выполнения работ на высоте является подъем, с помощью специальных подъемных устройств, автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Работы на опорах ВЛ относят в верхолазным, поэтому при выполнении работ на опорах, проводах, грозозащитных тросах необходимо точно выполнять правила техники безопасности.

На участках пересечений подвес проводов и тросов должен быть выполнен только после отключения и установки надежного устройства заземления

рабочего пролета действующей части ВЛ.

На высоте в открытых местах производство монтажных работ при силе ветра 6 баллов и более (скорость ветра 9,9 – 12,4 м/с) запрещается.

Для того что бы избежать травмы в результате падения с высоты каких-либо инструментов или деталей, категорически запрещено находится под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время проведения работ, а также запрещается сбрасывать с высоты опоры какие-либо предметы.

Безопасность при эксплуатации трансформатора:

Осмотр силовых трансформаторов выполняется непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями [1].

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора.

Работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ.

Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородным содержанием воздуха в баке не менее 20% .

9.2 Экологичность

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

В соответствии с требованиями нормативных документов для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения маслоприемников.

На подстанции Волжская устанавливаются 2 трансформатора марки ТДЦ-125000/110 с размерами (м) 7,5×5,1×6,9 и массой масла 20,8 т.

Масса масла больше 20 тонн, следовательно, нужно сделать с отводом масла, а габариты маслоприёмника должны выступать за габариты

трансформатора не менее чем на метр.

9.3 Расчет маслоприемника с отводом трансформаторного масла

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).

3) маслоприемник с отводом масла выполняется в случае, если объем масла в единице маслonaполненного оборудования более 20 т.

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

5) маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

- с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

- без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых

ограждений маслонаполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников с бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве масло- приемников без бортовых ограждений).

Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей;

Длину A_{mn} и ширину B_{mn} маслоприемника исходя из выше сказанного можно определить по формуле:

$$A_{mn} = A_m + 2\Delta, \quad (124)$$

$$A_{mn} = 7,5 + 2 \cdot 1,5 = 10,5 \text{ (м)}$$

$$B_{mn} = B_m + 2\Delta, \quad (125)$$

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

Площадь маслоприемника:

$$S_{МП} = A_{mn} \cdot B_{mn} \quad (126)$$

$$S_{МП} = 10,5 \cdot 8,1 = 85,05 \text{ (м}^2\text{)}$$

Примем следующую конструкцию маслоприемника - с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м.

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{тм} = \frac{M_{тм}}{\rho_{тм}} \quad (127)$$

Где $M_{тм}$ – масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{тм}$ – плотность трансформаторного масла, кг/м³ ($\rho_{тм} = (880 - 890) \text{ кг/м}^3$).

$$V_{тм} = \frac{20,8}{10} = 2,08 \text{ (м}^3\text{)}$$

Глубина маслоприемника с отводом трансформаторного масла принятой конструкции равна

$$H_{мп} = h_{тм} + l_{\varepsilon} + k_{гр} \text{ (м)} \quad (128)$$

$h_{тм}$ – глубина маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла, м;

l_{ε} – глубина воздушного зазора между гравием на решетки и нулевой отметки ОРУ, м (не менее 75 мм);

$k_{гр}$ – толщина гравия (щебня), м (0,25 м).

Глубину маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла рассчитываем по формуле

$$h_{тм} = \frac{V_{тм}}{S_{МП}} \text{ (м)} \quad (129)$$

$$h_{тм} = \frac{2,08}{85,05} = 0,02 \text{ (м)}$$

Глубина маслоприемника с отводом трансформаторного масла принятой конструкции равна

$$H_{\text{мт}} = 0,02 + 0,075 + 0,25 = 0,345 \text{ (м)}$$

9.4 Расчет маслоотвода и маслосборника

При принятых выше обозначениях и требованиях к маслосборнику его объём должен быть не менее

$$V_{\text{мс}} \geq V_{\text{тм}} + V_{\text{воды}} \quad (130)$$

$$V_{\text{воды}} = 0,8It(S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}) \quad (131)$$

где I – интенсивность пожаротушения, л/(с · м²) (0,2 л/(с · м²));

t – нормативное время пожаротушения, мин (30 мин);

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м²

$$S_{\text{БПТ}} = 2H_m(A_m + B_m) \quad (132)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 6,9 \cdot (7,5 + 5,1) = 173,88 \text{ (м}^2\text{)}$$

$$V_{\text{воды}} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 30 \cdot (85,05 + 173,88) = 1242,86 \text{ (м}^3\text{)}$$

В качестве маслосборника можно использовать стандартные емкости. При это в грунте верхний уровень маслосборника должен располагаться ниже дна маслоприемника с отводом масла. Это обеспечит стекание трансформаторного масла и воды, используемой при пожаре, из маслоприемника с отводом масла в маслосборник за счет сил гравитации. Расчет маслоотводов приведен в «Рекомендации по проектированию систем отвода масла от трансформаторов на подстанциях» № 11099ТМ-Т от 03.12.90 г.

9.5 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Наличие на объектах системы обеспечения пожарной безопасности устанавливается требованиями ст.5 ФЗ №123 от 22.07.2008 г. Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Противопожарная защита обеспечивается:

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

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит

противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

-устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);

-установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;

-устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был определен экономически целесообразный вариант подключения ПС Волжская к системе внешнего электроснабжения, обеспечивающего требуемые параметры надежности.

Было разработано два, наиболее подходящих как в техническом, так и в экономическом плане. варианты. Выбранный вариант более привлекателен с экономической точки зрения.

В ходе выполнения работы была выбрана схема распределительного устройства высокого и низкого напряжения. На основе посчитанных токов КЗ было выбрано основное электротехническое оборудование для ПС. Определены показатели заземляющих устройств подстанции, зоны защиты от прямых ударов молнии, требуемые меры безопасности в области охраны окружающей среды, при строительстве и эксплуатации электроэнергетических объектов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 2 ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 01.01.89. – М.: Стандартиформ, 2007. – 15 с.
- 3 ГОСТ 21130-75 «Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры»/ Межгосударственный стандарт – М.: ИПК Издательство стандартов, 1975.
- 4 ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», 2014
- 5 ГОСТ 9920-89. Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции.
- 7 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В.И. Идельчик - М.: Энергоатомиздат, 2012. - 592 с.
- 8 Инструкция к программному комплексу RastrWin.
- 9 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - 5-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 2013. - 608 с.
- 10 Правила проведения расчетов затрат на строительство подстанций с применением КРУЭ, Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2013 г.;
- 11 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: ИКЦ «Март», Ростов Н/Д: Издательский центр «Март», 2003 – 272 с.
- 12 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
13. Приказ Министерства регионального развития РФ № 481 “Об утверждении Методических рекомендаций по применению государственных

сметных нормативов - укрупненных нормативов цены строительства различных видов объектов капитального строительства непромышленного назначения и инженерной инфраструктуры”, 2011г.

13 Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд. 5-е / Чернобровов Н. В./ М., «Энергия», 1974. 680 с.

14 Савина Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. Учебное пособие. Благовещенск, Издательство АмГУ, 2007. 238с.

15 Сайт Акционерного общества «Уралэлектротяжмаш»: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgt-uetm-35/>

16 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Артемовская ТЭЦ» филиала «Приморская генерация» АО «ДГК» / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2018г.;

17 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Взамен СН 3223-85 ; введ. – 31.10.96. – М. : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 13 с.

18 СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования.

19 Справочник по проектированию электрических сетей - под ред. Д.Л. Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. - М. : ЭНАС, 2012. - 376 с.

20 СТО 56947007- 29.240.35.184-2014.СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. СТО 56947007-29.240.35.184-2014. –78 с.

21 СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ (НТП ПС).

22 СТО 56947007-29.240.55.016-2008 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 - 750 кВ

23 СТО 70238424.29.240.99.006-2011 Устройства защиты от перенапряжений электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

29 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2020-2024 годы, книга первая пояснительная записка / общество с ограниченной ответственностью «джи динамика», 2017г.;

30 Учебное пособие подготовлено в рамках реализации проекта о подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и организаций регионов («Кадры для регионов») / Ю.В. Мясоедов / Системы электроснабжения промышленных объектов и городов / Учебное пособие Благовещенск, Издательство АмГУ, 2014 г.;

31 Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с

32 Электротехнический справочник: В 4 т. / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 9-е изд., стер. - М. : Издательство МЭИ, 2004. - Т 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. - 964 с.

35 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Учебник для ВУЗов. – М.: Эксмо, 2005.

36 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. – М.: Издательский центр «Академия», 2005.

37 Правила устройства электрических установок (ПУЭ). Издание 7-ое: утверждены приказом Минэнерго России от 08.07.2002 г. № 204. – М.: Эксмо, 2007.

38 Веников В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах/Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С. – М.: Эксмо, 2006.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт режимов варианта №1 ВПК Rastr Win 3

Таблица 28 – Узлы в нормальном режиме максимальных нагрузок

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
Нагр	1	Волжская	110	152,40	60,90	–	–	112,57
Нагр	2	Залив	110	11,50	3,40	–	–	114,08
Нагр	3	Орлиная	110	41,00	9,80	–	–	114,28
Нагр	4	Голубкина	110	32,40	10,40	–	–	114,19
Нагр	5	Амурская	110	13,10	2,40	–	–	114,12
Нагр	6	1Р/Т	110	12,80	11,80	–	–	114,44
База	7	Бурун	110	39,30	17,00	192,27	118,06	115,00
Нагр	8	ВТЭЦ-1	110	9,40	2,80	–	–	114,64
Нагр	9	Бурная	110	15,90	4,80	–	–	114,06
Ген	10	МГТЭС	110	–	–	138,00	10,99	115,00
Нагр	11	Отп.1рт1	110	–	–	–	–	114,72
Нагр	12	Отп.1рт2	110	–	–	–	–	114,56

Таблица 29 – Ветви в нормальном режиме максимальных нагрузок

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-5,50
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-5,50
ЛЭП	8	3	ВТЭЦ-1 - Орлиная	0,24	0,82	-5,62	-99,35	-20,46
ЛЭП	3	4	Орлиная - Голубкина	0,12	0,41	-2,81	-58,16	-10,10
ЛЭП	4	2	Голубкина - Залив	0,48	1,64	-11,24	-25,73	0,38
ЛЭП	2	5	Залив - Амурская	0,12	0,41	-2,81	1,70	8,51
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-7,95	-2,40
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-7,95	-2,40
ЛЭП	8	11	ВТЭЦ-1 - Отп.1рт1	0,56	1,93	-13,21	-28,90	13,16
ЛЭП	5	12	Амурская - Отп.1рт2	0,24	0,82	-5,62	78,57	38,33
ЛЭП	11	6	Отп.1рт1 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	-81,67	-28,26
ЛЭП	12	6	Отп.1рт2 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	-21,22	-20,24
ЛЭП	11	7	Отп.1рт1 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	52,81	41,39
ЛЭП	12	7	Отп.1рт2 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	99,93	58,99
ЛЭП	1	5	Волжская - Амурская	1,30	3,45	-17,30	63,29	26,41
ЛЭП	1	6	Волжская - 1Р/Т	1,15	3,08	-16,70	89,11	34,49

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчёт режимов варианта №1 ВПК Rastr Win 3

Таблица 32 – Узлы в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Волжская – 1Р/Т

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
Нагр	1	Волжская	110	114,30	45,68	–	–	109,88
Нагр	2	Залив	110	8,63	2,55	–	–	113,68
Нагр	3	Орлиная	110	30,75	7,35	–	–	114,13
Нагр	4	Голубкина	110	24,30	7,80	–	–	113,98
Нагр	5	Амурская	110	9,83	1,80	–	–	113,66
Нагр	6	1Р/Т	110	9,60	8,85	–	–	114,60
База	7	Бурун	110	29,48	12,75	194,33	116,88	115,00
Нагр	8	ВТЭЦ-1	110	7,05	2,10	–	–	114,58
Нагр	9	Бурная	110	11,93	3,60	–	–	113,65
Ген	10	МГТЭС	110	–	–	138,00	18,32	115,00
Нагр	11	Отп.1рт1	110	–	–	–	–	114,78
Нагр	12	Отп.1рт2	110	–	–	–	–	114,50

Таблица 33 – Ветви в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Волжская – 1Р/Т

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-9,16
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-9,16
ЛЭП	8	3	ВТЭЦ-1 - Орлиная	0,24	0,82	-5,62	-114,39	-30,36
ЛЭП	3	4	Орлиная - Голубкина	0,12	0,41	-2,81	-73,13	-19,76
ЛЭП	4	2	Голубкина - Залив	0,48	1,64	-11,24	-40,68	-9,21
ЛЭП	2	5	Залив - Амурская	0,12	0,41	-2,81	-13,21	-0,95
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-7,95	-2,40
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-7,95	-2,40
ЛЭП	8	11	ВТЭЦ-1 - Отп.1рт1	0,56	1,93	-13,21	-13,86	15,75
ЛЭП	5	12	Амурская - Отп.1рт2	0,24	0,82	-5,62	155,19	69,80
ЛЭП	11	6	Отп.1рт1 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	-54,55	-16,49
ЛЭП	12	6	Отп.1рт2 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	41,66	4,60
ЛЭП	11	7	Отп.1рт1 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	40,71	32,13
ЛЭП	12	7	Отп.1рт2 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	114,07	66,97
ЛЭП	1	5	Волжская - Амурская	1,30	3,45	-17,30	152,40	60,90
ЛЭП	1	6	Волжская - 1Р/Т	1,15	3,08	-16,70	-69,00	-9,16

Таблица 34 – Нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Волжская – 1Р/Т

Название	Марка провода	I, А	I _{д.д.} , А	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3	4	5
МГТЭС - ВТЭЦ-1	АС-240/32	349,54	759,45	46,03
МГТЭС - ВТЭЦ-1	АС-240/32	349,54	759,45	46,03
ВТЭЦ-1 - Орлиная	АС-240/32	596,40	759,45	78,53

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчёт режимов варианта №1 ВПК Rastr Win 3

Таблица 35 – Узлы в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-1 – Бурун

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
Нагр	1	Волжская	110	114,30	45,68	–	–	112,19
Нагр	2	Залив	110	8,63	2,55	–	–	113,87
Нагр	3	Орлиная	110	30,75	7,35	–	–	114,17
Нагр	4	Голубкина	110	24,30	7,80	–	–	114,05
Нагр	5	Амурская	110	9,83	1,80	–	–	113,88
Нагр	6	1Р/Т	110	9,60	8,85	–	–	113,94
База	7	Бурун	110	29,48	12,75	192,66	108,83	115,00
Нагр	8	ВТЭЦ-1	110	7,05	2,10	–	–	114,56
Нагр	9	Бурная	110	11,93	3,60	–	–	113,84
Ген	10	МГТЭС	110	–	–	138,00	21,71	115,00
Нагр	11	Отп.1рт1	110	–	–	–	–	113,94
Нагр	12	Отп.1рт2	110	–	–	–	–	114,32

Таблица 36 – Ветви в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-1 – Бурун

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-10,85
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-10,85
ЛЭП	8	3	ВТЭЦ-1 - Орлиная	0,24	0,82	-5,62	-128,25	-17,99
ЛЭП	3	4	Орлиная - Голубкина	0,12	0,41	-2,81	-86,95	-7,22
ЛЭП	4	2	Голубкина - Залив	0,48	1,64	-11,24	-54,48	3,38
ЛЭП	2	5	Залив - Амурская	0,12	0,41	-2,81	-26,96	11,80
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-7,95	-2,40
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-7,95	-2,40
ЛЭП	8	11	ВТЭЦ-1 - Отп.1рт1	0,56	1,93	-13,21	0,00	0,00
ЛЭП	5	12	Амурская - Отп.1рт2	0,24	0,82	-5,62	57,39	43,64
ЛЭП	11	6	Отп.1рт1 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	0,00	0,00
ЛЭП	12	6	Отп.1рт2 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	-95,47	-46,60
ЛЭП	11	7	Отп.1рт1 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	0,00	0,00
ЛЭП	12	7	Отп.1рт2 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	152,96	90,49
ЛЭП	1	5	Волжская - Амурская	1,30	3,45	-17,30	70,64	28,09
ЛЭП	1	6	Волжская - 1Р/Т	1,15	3,08	-16,70	81,75	32,81

Таблица 37 – Нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-1 – Бурун

Название	Марка провода	I, А	I _{д.л.} , А	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3	4	5
МГТЭС - ВТЭЦ-1	АС-240/32	350,78	759,45	46,19

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчёт режимов варианта №1 ВПК Rastr Win 3

Таблица 38 – Узлы в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Залив – Голубкина

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
Нагр	1	Волжская	110	114,30	45,68	–	–	112,52
Нагр	2	Залив	110	8,63	2,55	–	–	113,98
Нагр	3	Орлиная	110	30,75	7,35	–	–	114,37
Нагр	4	Голубкина	110	24,30	7,80	–	–	114,30
Нагр	5	Амурская	110	9,83	1,80	–	–	114,04
Нагр	6	1Р/Т	110	9,60	8,85	–	–	114,42
База	7	Бурун	110	29,48	12,75	192,66	108,83	115,00
Нагр	8	ВТЭЦ-1	110	7,05	2,10	–	–	114,67
Нагр	9	Бурная	110	11,93	3,60	–	–	113,95
Ген	10	МГТЭС	110	–	–	138,00	21,71	115,00
Нагр	11	Отп.1рт1	110	–	–	–	–	114,72
Нагр	12	Отп.1рт2	110	–	–	–	–	114,53

Таблица 39 – Ветви в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Залив – Голубкина

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-2,86
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-2,86
ЛЭП	8	3	ВТЭЦ-1 - Орлиная	0,24	0,82	-5,62	-73,52	-20,49
ЛЭП	3	4	Орлиная - Голубкина	0,12	0,41	-2,81	-32,41	-10,40
ЛЭП	4	2	Голубкина - Залив	0,48	1,64	-11,24	0,00	0,00
ЛЭП	2	5	Залив - Амурская	0,12	0,41	-2,81	27,40	8,19
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-7,95	-2,40
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-7,95	-2,40
ЛЭП	8	11	ВТЭЦ-1 - Отп.1рт1	0,56	1,93	-13,21	-54,74	18,45
ЛЭП	5	12	Амурская - Отп.1рт2	0,24	0,82	-5,62	100,77	38,25
ЛЭП	11	6	Отп.1рт1 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	-96,45	-25,37
ЛЭП	12	6	Отп.1рт2 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	-10,01	-23,03
ЛЭП	11	7	Отп.1рт1 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	41,85	44,13
ЛЭП	12	7	Отп.1рт2 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	110,99	61,94
ЛЭП	1	5	Волжская - Амурская	1,30	3,45	-17,30	59,82	26,72
ЛЭП	1	6	Волжская - 1Р/Т	1,15	3,08	-16,70	92,58	34,18

Таблица 40 – Нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Залив – Голубкина

Название	Марка провода	I, А	I _{д.д.} , А	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3	4	5
МГТЭС - ВТЭЦ-1	АС-240/32	346,71	759,45	45,66
МГТЭС - ВТЭЦ-1	АС-240/32	346,71	759,45	45,66
ВТЭЦ-1 - Орлиная	АС-240/32	384,24	759,45	50,61

Орлиная - Голубкина	АС-240/32	171,82	759,45	22,63
Голубкина - Залив	АС-240/32	0,00	759,45	0,00
Залив - Амурская	АС-240/32	144,88	759,45	19,08
Залив - Бурная	АПвП2г 1x185-110	42,07	448,20	9,39
Залив - Бурная	АПвП2г 1x185-110	42,07	448,20	9,39
ВТЭЦ-1 - Отп.1рт1	АС-240/32	290,81	759,45	38,29
Амурская - Отп.1рт2	АС-240/32	545,68	759,45	71,85
Отп.1рт1 - 1Р/Т	АС-120/19	481,91	485,55	98,38
Отп.1рт2 - 1Р/Т	АС-120/19	126,61	485,55	26,11
Отп.1рт1 - Бурун	АС-240/32	306,10	759,45	40,31
Отп.1рт2 - Бурун	АС-240/32	640,78	759,45	84,37
Волжская - Амурская	АПвПу2г 1x630-110	336,16	871,50	38,57
Волжская - 1Р/Т	АПвПу2г 1x630-110	506,39	871,50	58,11

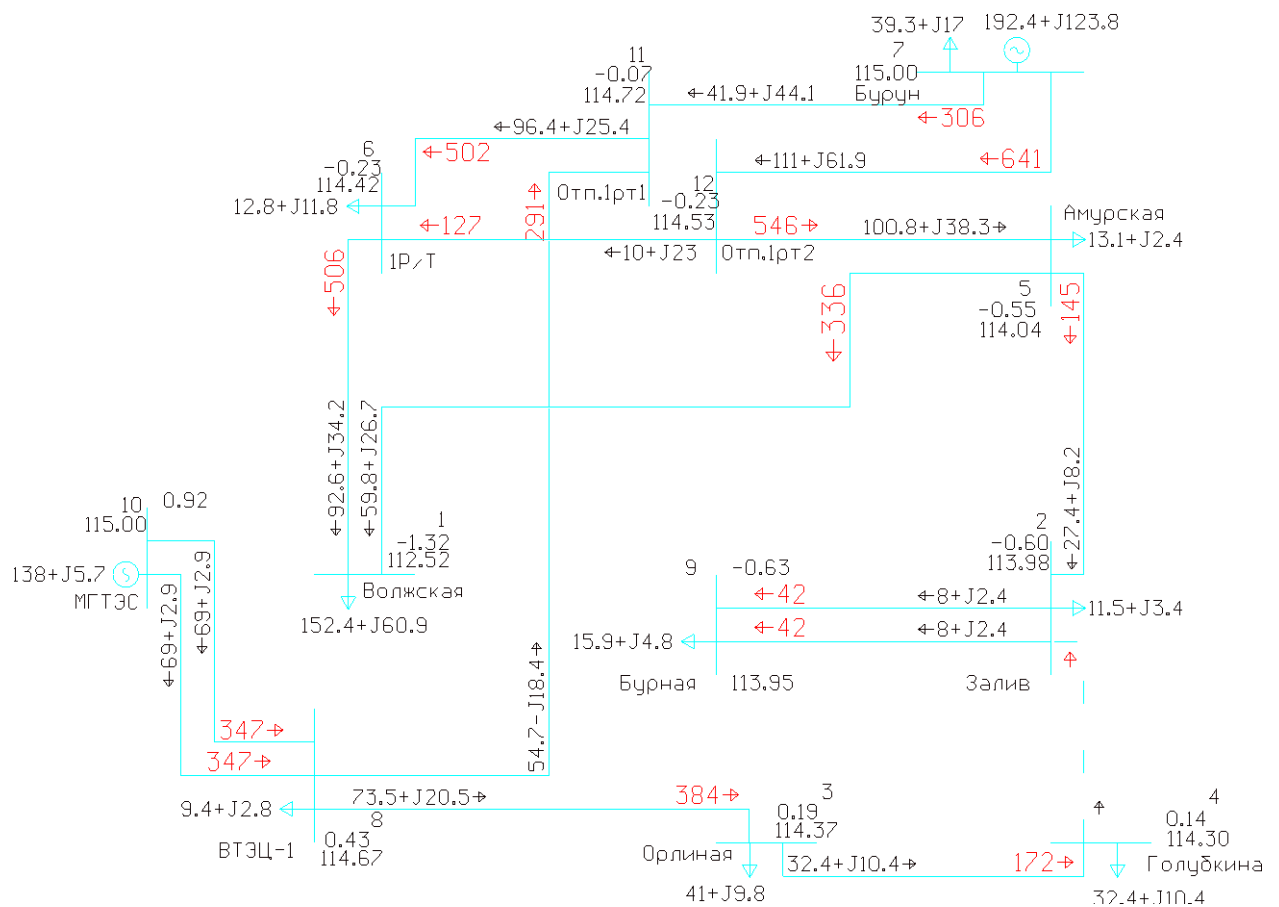


Рисунок 17 – Послеаварийный режим максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Залив – Голубкина

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт режимов варианта №2 ВПК Rastr Win 3

Таблица 41 – Узлы в нормальном режиме максимальных нагрузок

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
Нагр	1	Волжская	110	152,40	60,90	–	–	113,00
Нагр	2	Залив	110	11,50	3,40	–	–	114,35
Нагр	3	Орлиная	110	41,00	9,80	–	–	114,23
Нагр	4	Голубкина	110	32,40	10,40	–	–	114,19
Нагр	5	Амурская	110	13,10	2,40	–	–	114,44
Нагр	6	1Р/Т	110	12,80	11,80	–	–	114,54
База	7	Бурун	110	39,30	17,00	191,73	90,26	115,00
Нагр	8	ВТЭЦ-1	110	9,40	2,80	–	–	114,45
Нагр	9	Бурная	110	15,90	4,80	–	–	114,32
Ген	10	МГТЭС	110	–	–	138,00	37,25	115,00
Нагр	11	Отп.1рт1	110	–	–	–	–	114,73
Нагр	12	Отп.1рт2	110	–	–	–	–	114,68

Таблица 42 – Ветви в нормальном режиме максимальных нагрузок

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-18,63
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-18,63
ЛЭП	8	3	ВТЭЦ-1 - Орлиная	0,24	0,82	-5,62	-61,70	-13,01
ЛЭП	3	4	Орлиная - Голубкина	0,12	0,41	-2,81	-20,63	-3,04
ЛЭП	4	2	Голубкина - Залив	0,48	1,64	-11,24	11,78	7,34
ЛЭП	2	5	Залив - Амурская	0,12	0,41	-2,81	39,19	15,41
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-7,95	-2,40
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-7,95	-2,40
ЛЭП	8	11	ВТЭЦ-1 - Отп.1рт1	0,56	1,93	-13,21	14,88	12,42
ЛЭП	5	12	Амурская - Отп.1рт2	0,24	0,82	-5,62	52,30	17,83
ЛЭП	11	6	Отп.1рт1 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	-52,93	-21,74
ЛЭП	12	6	Отп.1рт2 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	-32,06	-20,75
ЛЭП	11	7	Отп.1рт1 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	67,83	34,04
ЛЭП	12	7	Отп.1рт2 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	84,42	38,70
ЛЭП	1	8	Волжская - ВТЭЦ-1	0,98	2,64	-14,30	80,83	31,52
ЛЭП	1	6	Волжская - 1Р/Т	1,15	3,08	-16,70	71,57	29,38

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт режимов варианта №2 ВПК Rastr Win 3

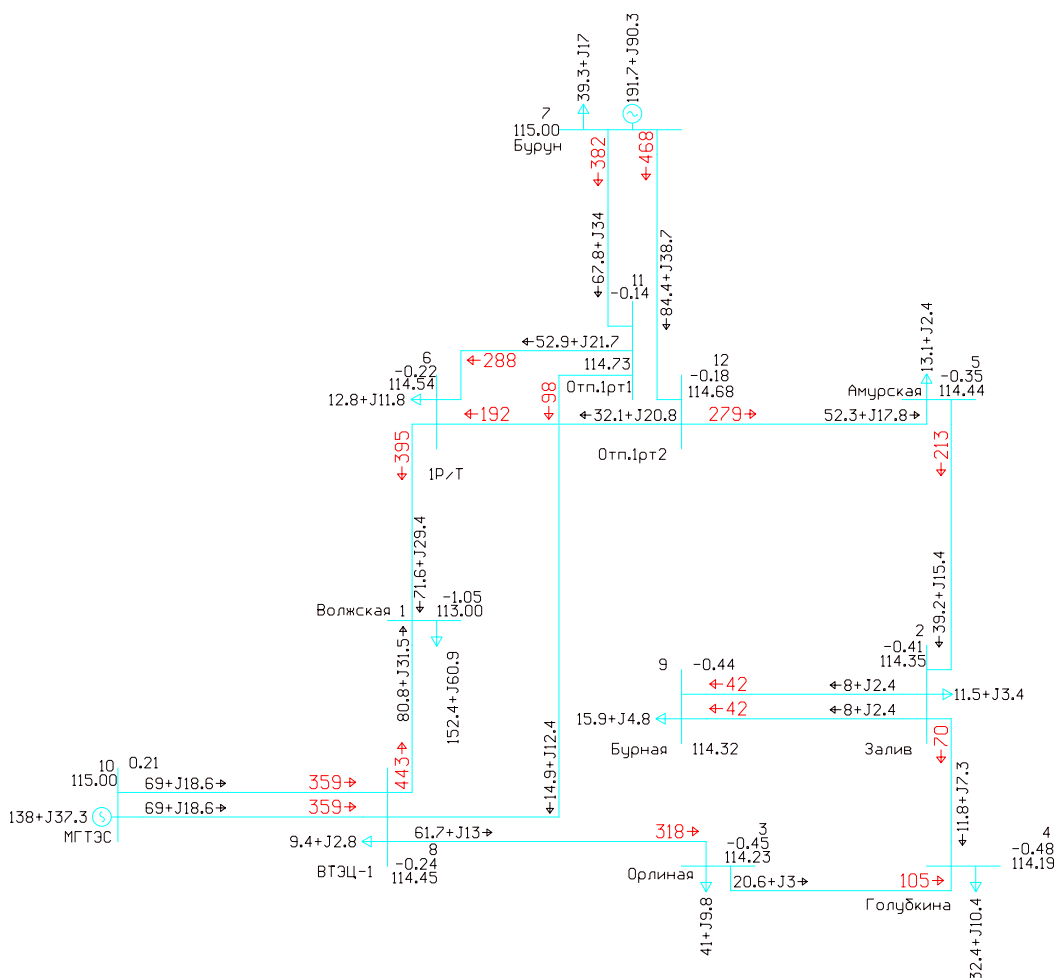


Рисунок 18 – Нормальный режим максимальных нагрузок

Таблица 43 – Узлы в нормальном режиме минимальных нагрузок

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
Нагр	1	Волжская	110	114,30	45,68	—	—	113,51
Нагр	2	Залив	110	8,63	2,55	—	—	114,51
Нагр	3	Орлиная	110	30,75	7,35	—	—	114,42
Нагр	4	Голубкина	110	24,30	7,80	—	—	114,40
Нагр	5	Амурская	110	9,83	1,80	—	—	114,59
Нагр	6	1Р/Т	110	9,60	8,85	—	—	114,66
База	7	Бурун	110	29,48	12,75	109,05	77,23	115,00
Нагр	8	ВТЭЦ-1	110	7,05	2,10	—	—	114,59
Нагр	9	Бурная	110	11,93	3,60	—	—	114,49
Ген	10	МГТЭС	110	—	—	138,00	37,25	115,00
Нагр	11	Отп.1рт1	110	—	—	—	—	114,80
Нагр	12	Отп.1рт2	110	—	—	—	—	114,76

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режимов варианта №2 ВПК Rastr Win 3

Таблица 44 – Ветви в нормальном режиме минимальных нагрузок

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-8,69
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-8,69
ЛЭП	8	3	ВТЭЦ-1 - Орлиная	0,24	0,82	-5,62	-55,80	-7,04
ЛЭП	3	4	Орлиная - Голубкина	0,12	0,41	-2,81	-24,99	0,44
ЛЭП	4	2	Голубкина - Залив	0,48	1,64	-11,24	-0,69	8,22
ЛЭП	2	5	Залив - Амурская	0,12	0,41	-2,81	19,87	14,22
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-5,96	-1,80
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-5,96	-1,80
ЛЭП	8	11	ВТЭЦ-1 - Отп.1рт1	0,56	1,93	-13,21	-7,84	14,81
ЛЭП	5	12	Амурская - Отп.1рт2	0,24	0,82	-5,62	29,70	16,00
ЛЭП	11	6	Отп.1рт1 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	-39,13	-16,13
ЛЭП	12	6	Отп.1рт2 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	-18,48	-17,54
ЛЭП	11	7	Отп.1рт1 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	31,30	30,81
ЛЭП	12	7	Отп.1рт2 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	48,20	33,54
ЛЭП	1	8	Волжская - ВТЭЦ-1	0,98	2,64	-14,30	66,59	21,33
ЛЭП	1	6	Волжская - 1Р/Т	1,15	3,08	-16,70	47,71	24,35

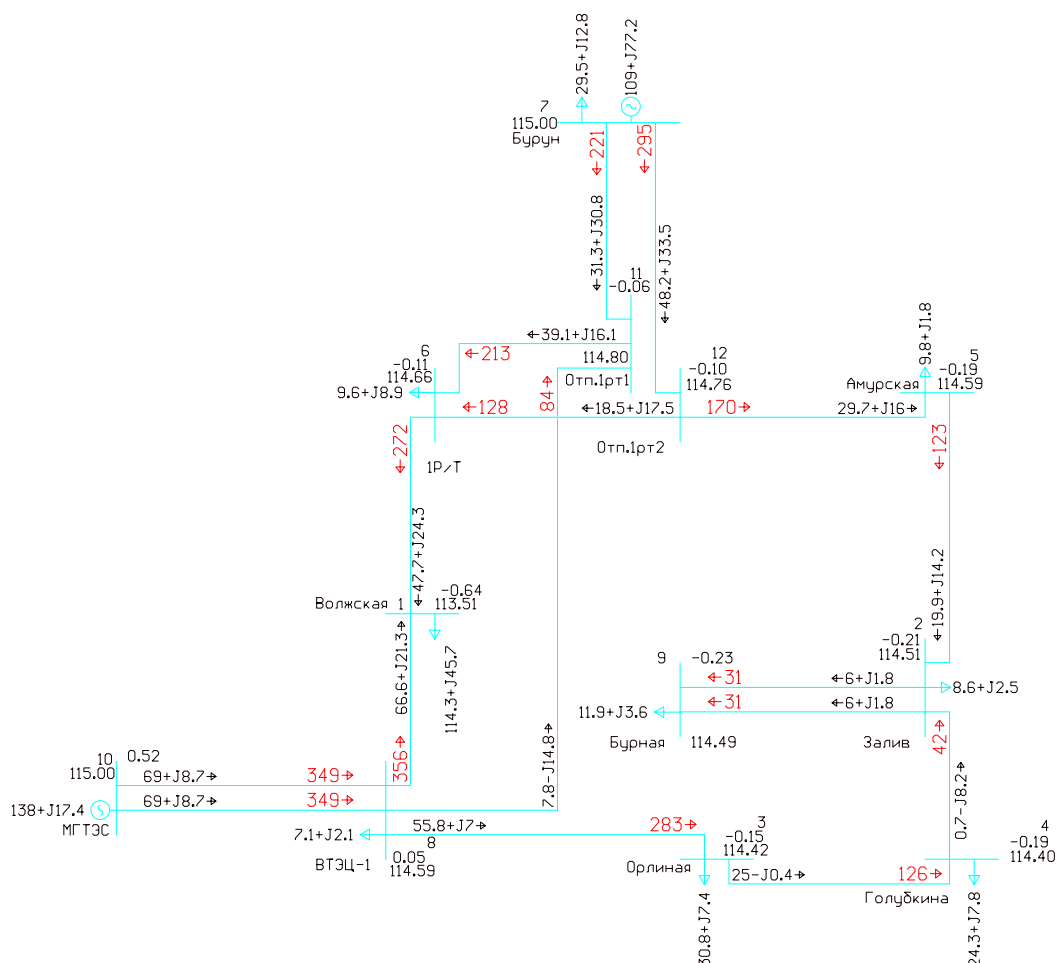


Рисунок 19 – Нормальный режим минимальных нагрузок

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режимов варианта №2 ВПК Rastr Win 3

Таблица 45 – Узлы в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Волжская – 1Р/Т

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
Нагр	1	Волжская	110	152,40	60,90	–	–	111,40
Нагр	2	Залив	110	11,50	3,40	–	–	114,34
Нагр	3	Орлиная	110	41,00	9,80	–	–	114,07
Нагр	4	Голубкина	110	32,40	10,40	–	–	114,06
Нагр	5	Амурская	110	13,10	2,40	–	–	114,46
Нагр	6	1Р/Т	110	12,80	11,80	–	–	114,74
База	7	Бурун	110	39,30	17,00	192,9	63,2	115,00
Нагр	8	ВТЭЦ-1	110	9,40	2,80	–	–	114,23
Нагр	9	Бурная	110	15,90	4,80	–	–	114,31
Ген	10	МГТЭС	110	–	–	138,00	68,1	115,00
Нагр	11	Отп.1рт1	110	–	–	–	–	114,78
Нагр	12	Отп.1рт2	110	–	–	–	–	114,76

Таблица 46 – Ветви в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Волжская – 1Р/Т

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-34,03
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-34,03
ЛЭП	8	3	ВТЭЦ-1 - Орлиная	0,24	0,82	-5,62	-37,25	-11,78
ЛЭП	3	4	Орлиная - Голубкина	0,12	0,41	-2,81	3,78	-1,96
ЛЭП	4	2	Голубкина - Залив	0,48	1,64	-11,24	36,18	8,41
ЛЭП	2	5	Залив - Амурская	0,12	0,41	-2,81	63,63	16,63
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-7,95	-2,40
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-7,95	-2,40
ЛЭП	8	11	ВТЭЦ-1 - Отп.1рт1	0,56	1,93	-13,21	63,62	14,14
ЛЭП	5	12	Амурская - Отп.1рт2	0,24	0,82	-5,62	76,77	19,13
ЛЭП	11	6	Отп.1рт1 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	-10,13	-6,83
ЛЭП	12	6	Отп.1рт2 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	-2,67	-4,91
ЛЭП	11	7	Отп.1рт1 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	73,93	21,42
ЛЭП	12	7	Отп.1рт2 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	79,56	24,35
ЛЭП	1	8	Волжская - ВТЭЦ-1	0,98	2,64	-14,30	152,40	60,90
ЛЭП	1	6	Волжская - 1Р/Т	1,15	3,08	-16,70	-69,00	-34,03

Таблица 47 – Нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Волжская – 1Р/Т

Название	Марка провода	I, А	I _{д.л.} , А	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3	4	5
МГТЭС - ВТЭЦ-1	АС-240/32	386,25	759,45	50,90
МГТЭС - ВТЭЦ-1	АС-240/32	386,25	759,45	50,90
ВТЭЦ-1 - Орлиная	АС-240/32	197,48	759,45	26,02

Орлиная - Голубкина	АС-240/32	21,52	759,45	2,85
Голубкина - Залив	АС-240/32	187,99	759,45	24,75
Залив - Амурская	АС-240/32	332,09	759,45	43,73
Залив - Бурная	АПвП2г 1x185-110	41,93	448,20	9,36
Залив - Бурная	АПвП2г 1x185-110	41,93	448,20	9,36
ВТЭЦ-1 - Отп.1рт1	АС-240/32	329,39	759,45	43,37
Амурская - Отп.1рт2	АС-240/32	399,06	759,45	52,55
Отп.1рт1 - 1Р/Т	АС-240/32	61,44	485,55	12,67
Отп.1рт2 - 1Р/Т	АС-240/32	28,12	485,55	5,82
Отп.1рт1 - Бурун	АС-240/32	387,15	759,45	50,98
Отп.1рт2 - Бурун	АС-240/32	418,56	759,45	55,11
Волжская - ВТЭЦ-1	АПвПу2г 1x630-110	850,57	871,50	97,60
Волжская - 1Р/Т	АПвПу2г 1x630-110	0,00	871,50	0,00

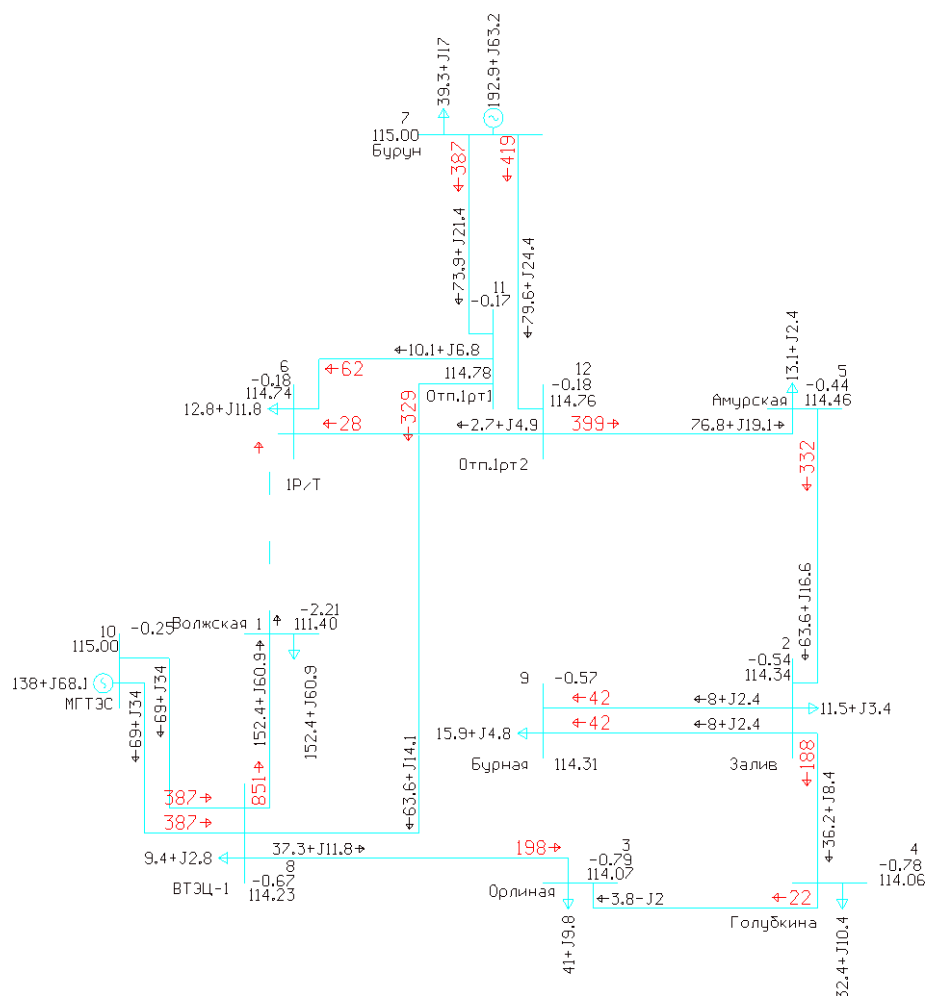


Рисунок 20 – Послеаварийный режим максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Волжская – 1Р/Т

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режимов варианта №2 ВПК Rastr Win 3

Таблица 48 – Узлы в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-1 – Орлиная

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
Нагр	1	Волжская	110	152,40	60,90	–	–	113,06
Нагр	2	Залив	110	11,50	3,40	–	–	113,88
Нагр	3	Орлиная	110	41,00	9,80	–	–	113,20
Нагр	4	Голубкина	110	32,40	10,40	–	–	113,28
Нагр	5	Амурская	110	13,10	2,40	–	–	114,09
Нагр	6	1Р/Т	110	12,80	11,80	–	–	114,49
База	7	Бурун	110	39,30	17,00	192,31	112,35	115,00
Нагр	8	ВТЭЦ-1	110	9,40	2,80	–	–	114,59
Нагр	9	Бурная	110	15,90	4,80	–	–	113,86
Ген	10	МГТЭС	110	–	–	138,00	17,13	115,00
Нагр	11	Отп.1рт1	110	–	–	–	–	114,74
Нагр	12	Отп.1рт2	110	–	–	–	–	114,57

Таблица 49 – Ветви в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-1 – Орлиная

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-8,56
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-8,56
ЛЭП	8	3	ВТЭЦ-1 - Орлиная	0,24	0,82	-5,62	0,00	0,00
ЛЭП	3	4	Орлиная - Голубкина	0,12	0,41	-2,81	41,00	9,80
ЛЭП	4	2	Голубкина - Залив	0,48	1,64	-11,24	73,42	20,22
ЛЭП	2	5	Залив - Амурская	0,12	0,41	-2,81	101,04	29,01
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-7,95	-2,40
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-7,95	-2,40
ЛЭП	8	11	ВТЭЦ-1 - Отп.1рт1	0,56	1,93	-13,21	-30,45	17,43
ЛЭП	5	12	Амурская - Отп.1рт2	0,24	0,82	-5,62	114,24	31,72
ЛЭП	11	6	Отп.1рт1 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	-74,48	-22,41
ЛЭП	12	6	Отп.1рт2 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	5,80	-22,28
ЛЭП	11	7	Отп.1рт1 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	44,08	39,85
ЛЭП	12	7	Отп.1рт2 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	108,69	54,81
ЛЭП	1	8	Волжская - ВТЭЦ-1	0,98	2,64	-14,30	97,02	28,93
ЛЭП	1	6	Волжская - 1Р/Т	1,15	3,08	-16,70	55,38	31,97

Таблица 50 – Нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-1 – Орлиная

Название	Марка провода	I, А	I _{д.л.} , А	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3	4	5
МГТЭС - ВТЭЦ-1	АС-240/32	349,07	759,45	45,98
МГТЭС - ВТЭЦ-1	АС-240/32	349,07	759,45	45,98
ВТЭЦ-1 - Орлиная	АС-240/32	0,00	759,45	0,00

Орлиная - Голубкина	АС-240/32	215,01	759,45	28,31
Голубкина - Залив	АС-240/32	388,14	759,45	51,11
Залив - Амурская	АС-240/32	532,92	759,45	70,17
Залив - Бурная	АПвП2г 1x185-110	42,10	448,20	9,40
Залив - Бурная	АПвП2г 1x185-110	42,10	448,20	9,40
ВТЭЦ-1 - Отп.1рт1	АС-240/32	176,76	759,45	23,27
Амурская - Отп.1рт2	АС-240/32	599,95	759,45	79,00
Отп.1рт1 - 1Р/Т	АС-240/32	391,36	485,55	80,61
Отп.1рт2 - 1Р/Т	АС-240/32	116,00	485,55	23,93
Отп.1рт1 - Бурун	АС-240/32	299,02	759,45	39,37
Отп.1рт2 - Бурун	АС-240/32	613,45	759,45	80,78
Волжская - ВТЭЦ-1	АПвПу2г 1x630-110	516,98	871,50	59,32
Волжская - 1Р/Т	АПвПу2г 1x630-110	326,58	871,50	37,47

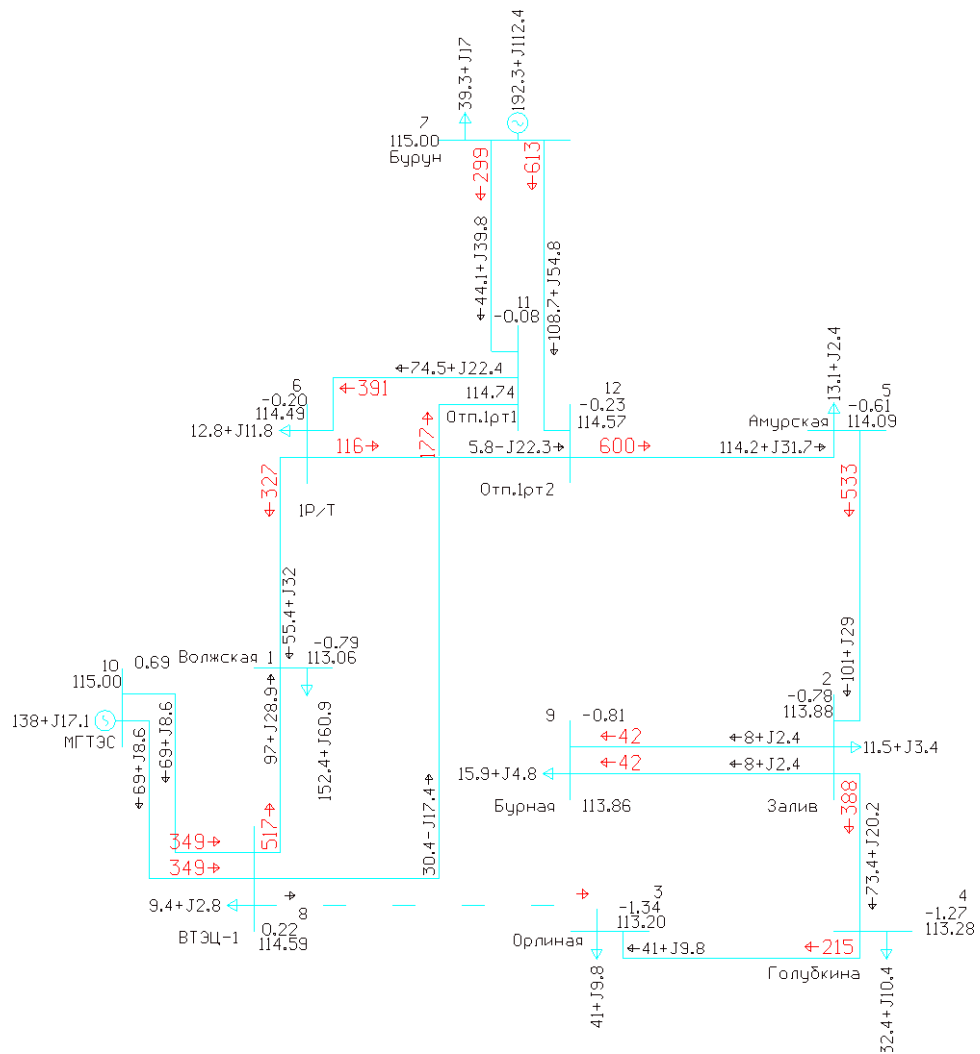


Рисунок 21 – Послеаварийный режим максимальных нагрузок при отключении
ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-1 – Орлиная

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режимов варианта №2 ВПК Rastr Win 3

Таблица 51 – Узлы в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Амурская – Бурун

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
Нагр	1	Волжская	110	152,40	60,90	–	–	112,93
Нагр	2	Залив	110	11,50	3,40	–	–	113,34
Нагр	3	Орлиная	110	41,00	9,80	–	–	113,82
Нагр	4	Голубкина	110	32,40	10,40	–	–	113,67
Нагр	5	Амурская	110	13,10	2,40	–	–	113,32
Нагр	6	1Р/Т	110	12,80	11,80	–	–	114,58
База	7	Бурун	110	39,30	17,00	192,31	112,35	115,00
Нагр	8	ВТЭЦ-1	110	9,40	2,80	–	–	114,29
Нагр	9	Бурная	110	15,90	4,80	–	–	113,32
Ген	10	МГТЭС	110	–	–	138,00	17,13	115,00
Нагр	11	Отп.1рт1	110	–	–	–	–	114,72
Нагр	12	Отп.1рт2	110	–	–	–	–	114,79

Таблица 52 – Ветви в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Амурская – Бурун

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-29,85
ЛЭП	10	8	МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	-69,00	-29,85
ЛЭП	8	3	ВТЭЦ-1 - Орлиная	0,24	0,82	-5,62	-114,28	-31,80
ЛЭП	3	4	Орлиная - Голубкина	0,12	0,41	-2,81	-73,02	-21,19
ЛЭП	4	2	Голубкина - Залив	0,48	1,64	-11,24	-40,57	-10,64
ЛЭП	2	5	Залив - Амурская	0,12	0,41	-2,81	-13,10	-2,37
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-7,95	-2,40
ЛЭП	2	9	Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	-7,95	-2,40
ЛЭП	8	11	ВТЭЦ-1 - Отп.1рт1	0,56	1,93	-13,21	53,50	9,93
ЛЭП	5	12	Амурская - Отп.1рт2	0,24	0,82	-5,62	0,00	0,00
ЛЭП	11	6	Отп.1рт1 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	-34,53	-19,51
ЛЭП	12	6	Отп.1рт2 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	-64,53	-22,09
ЛЭП	11	7	Отп.1рт1 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	88,16	29,71
ЛЭП	12	7	Отп.1рт2 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	64,53	22,09
ЛЭП	1	8	Волжская - ВТЭЦ-1	0,98	2,64	-14,30	66,98	32,96
ЛЭП	1	6	Волжская - 1Р/Т	1,15	3,08	-16,70	85,42	27,94

Таблица 53 – Нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Амурская – Бурун

Название	Марка провода	I, А	I _{д.д.} , А	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3	4	5
МГТЭС - ВТЭЦ-1	АС-240/32	377,44	759,45	49,74
МГТЭС - ВТЭЦ-1	АС-240/32	377,44	759,45	49,74
ВТЭЦ-1 - Орлиная	АС-240/32	599,24	759,45	78,92
Орлиная - Голубкина	АС-240/32	385,68	759,45	50,79
Голубкина - Залив	АС-240/32	213,04	759,45	28,08

Залив - Амурская	АС-240/32	67,82	759,45	8,93
Залив - Бурная	АПвП2г 1x185-110	42,30	448,20	9,44
Залив - Бурная	АПвП2г 1x185-110	42,30	448,20	9,44
ВТЭЦ-1 - Отп.1рт1	АС-240/32	274,87	759,45	36,19
Амурская - Отп.1рт2	АС-240/32	0,00	759,45	0,00
Отп.1рт1 - 1Р/Т	АС-240/32	199,62	485,55	41,13
Отп.1рт2 - 1Р/Т	АС-240/32	343,05	485,55	70,66
Отп.1рт1 - Бурун	АС-240/32	468,18	759,45	61,65
Отп.1рт2 - Бурун	АС-240/32	343,05	759,45	45,17
Волжская - ВТЭЦ-1	АПвПу2г 1x630-110	381,64	871,50	43,79
Волжская - 1Р/Т	АПвПу2г 1x630-110	459,49	871,50	52,72

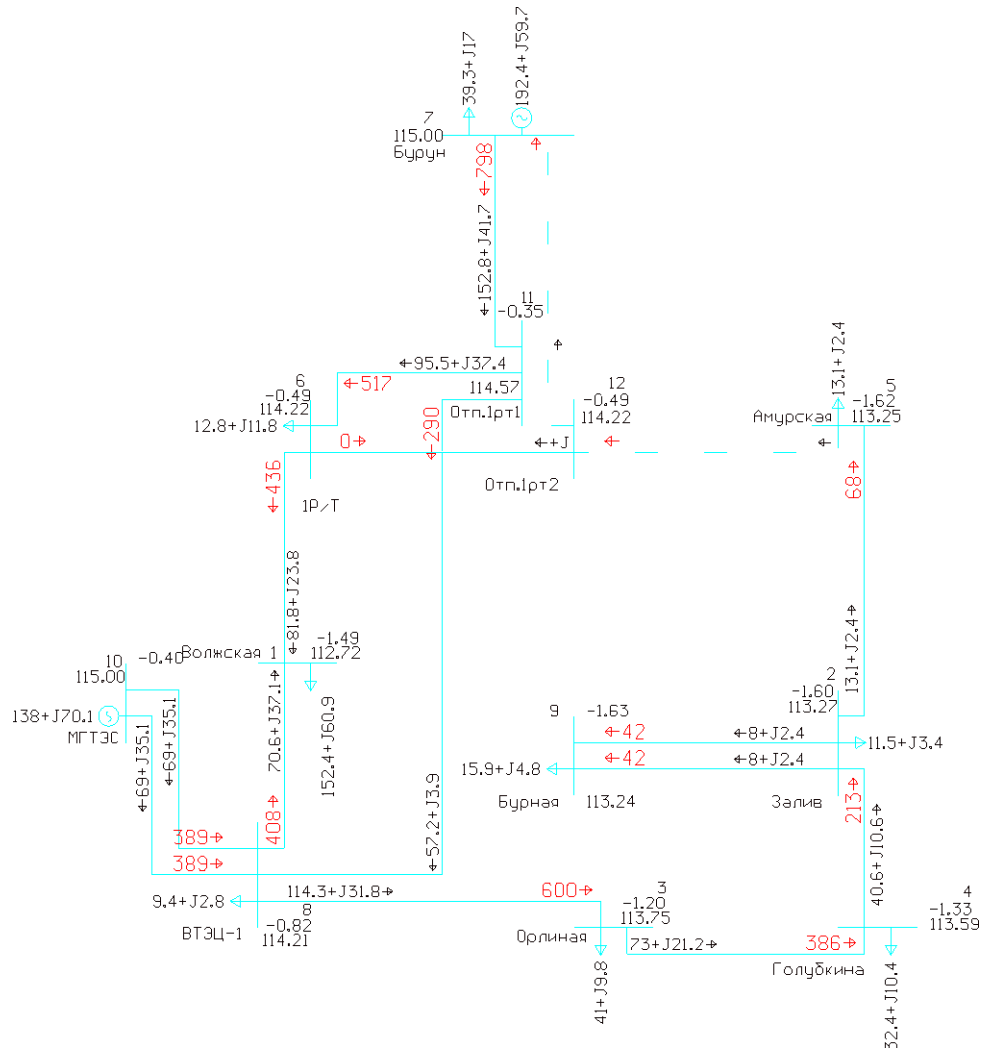


Рисунок 22 – Послеаварийный режим максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Амурская – Бурун

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчёт ТКЗ варианта №1 в ВПК Rastr Win 3

Таблица 54 – Узлы/Несим/ИД

Тип	Номер	Название	Уном, кВ
1	2	3	4
з	1	Волжская	110
з	2	Залив	110
з	3	Орлиная	110
з	17	Голубкина	110
з	52	Амурская	110
з	58	1Р/Т	110
з	59	Бурун	110
з	61	ВТЭЦ-1	110
з	63	Бурная	110
з	64	МГТЭС	110
з	65	Отп.1рт1	110
з	4	Отп.1рт2	110

Таблица 55 – Ветви/Несим/ИД

Название	R	X	B	X ₀
1	2	3	4	5
МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	4,92
МГТЭС - ВТЭЦ-1	0,48	1,64	-11,24	4,92
ВТЭЦ-1 - Орлиная	0,24	0,82	-5,62	2,46
Орлиная - Голубкина	0,12	0,41	-2,81	1,23
Голубкина - Залив	0,48	1,64	-11,24	4,92
Залив - Амурская	0,12	0,41	-2,81	1,23
Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	2,60
Залив - Бурная	0,11	0,87	-0,50	2,60
ВТЭЦ-1 - Отп.1рт1	0,56	1,93	-13,21	5,78
Амурская - Отп.1рт2	0,24	0,82	-5,62	2,46
Отп.1рт1 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	1,29
Отп.1рт2 - 1Р/Т	0,24	0,43	-2,66	1,29
Отп.1рт1 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	1,72
Отп.1рт2 - Бурун	0,17	0,57	-3,93	1,72
Волжская - Амурская	1,30	3,45	-17,30	10,35
Волжская - 1Р/Т	1,15	3,08	-16,70	9,24

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт ТКЗ варианта №1 в ВПК Rastr Win 3

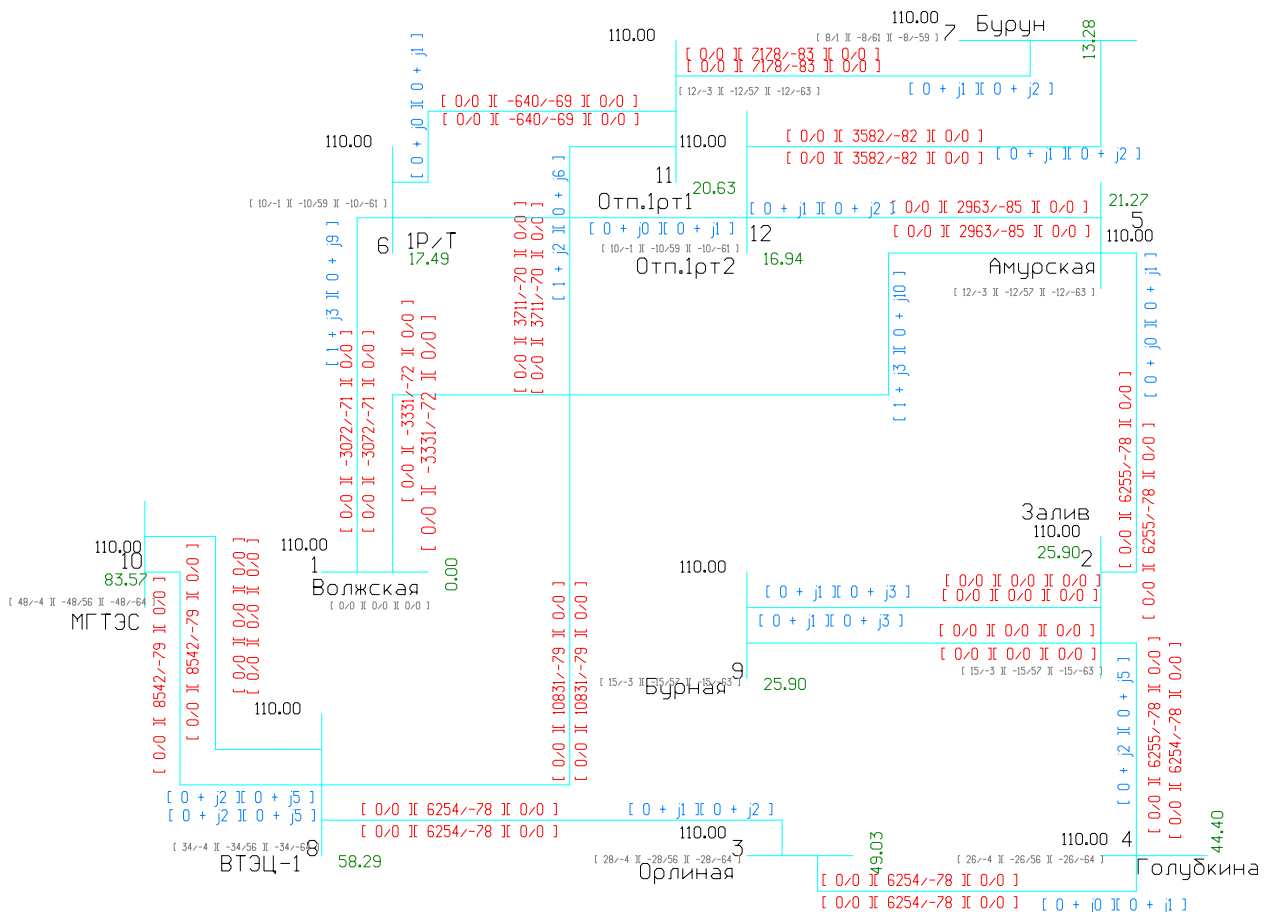


Рисунок 23 – Схема расчётной сети