

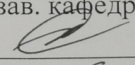
Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ


И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 25 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

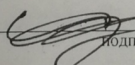
на тему: Реконструкция электрических сетей Хабаровского края в связи с подключением целлюлозно-бумажного комбината в городе Амурск

Исполнитель
студент группы 542-об2

 13.06.19
подпись, дата


Д.С. Покровский

Руководитель
доцент, канд.техн.наук

 14.06.19
подпись, дата

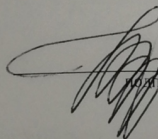
А.А. Казакул

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

 13.06.19
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 19.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 05 » 04

2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Локровского Демиса Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция электрических сетей Хабаровского края в связи с
подключением Целинского буржуйного котельного в городе Фирок
(утверждено приказом от 04.04.19 № 459-У2)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы проектно-сметной
практики, озонированная вода Хабаровского края

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

Климатическая и географическая характеристика района, анализ и расчет
установленной мощности

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи 6, таблицы №
программных продуктов - 6

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

7. Дата выдачи задания 05.04.19.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Назаров А.А. доцент.

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

Задание принял к исполнению (дата):

Локров

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 112 с., 9 рисунков, 46 таблиц, 24 источника, 1 приложение

РЕКОНСТРУКЦИЯ, СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ, ТРАНСФОРМАТОРЫ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ТКЗ

ООО «Амурский целлюлозно-бумажный комбинат» потребитель 2 и 3 категории. Проектируемая ПС 110/10 кВ «ЦБК» - ИП объекта «Амурский целлюлозно-бумажный комбинат».

Цель выпускной квалификационной работы – реконструкция сетей Хабаровского края в связи с подключением целлюлозно-бумажного комбината в городе Амурск. Для решения поставленной задачи рассмотрено несколько вариантов конфигурации сети, выбран наиболее подходящий. Произведено подключение подстанции ПС 110/6 кВ «ЦБК». Выполнен расчет электрических режимов, выбор оборудования на ПС, расчет ТКЗ, расчет заземления и молниезащиты.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были использованы программно-вычислительные комплексы RastrWin3 и Mathcad15.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1. Анализ состояния электрических сетей Хабаровского края	8
1.1 Климатическая характеристика	8
1.2 Характеристика источников питания района	11
2. Разработка вариантов подключения подстанции	14
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	14
2.2 Разработка вариантов конфигурации подключения ПС	15
2.2.1 Выбор номинального напряжения	18
2.2.2 Выбор сечений линий электропередачи	18
2.2.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов указанной подстанции	20
2.2.4 Компенсация реактивной	21
3. Расчет и анализ режимов	22
3.1 Выбор эквивалента сети для расчета	22
3.2 Подготовка исходных данных для расчета	23
3.3 Расчет нормальных режимов и их анализ	23
3.4 Расчет послеаварийных режимов и их анализ	34
3.5 Сравнительный анализ режимов 2 вариантов конфигурации сети и выбор наилучшего варианта	45
4. Расчет токов короткого замыкания	52
4.1 Конструктивное исполнение ЦБК	56
4.2 Выбор и проверка выключателей	56
4.3 Выбор и проверка разъединителей	58
4.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	59
4.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	63
4.6 Выбор и проверка ячеек КРУ	65
4.7 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	66

4.8 Выбор и проверка ТСН	71
4.9 Выбор и проверка ОПН	72
4.10 Выбор и проверка устройств ВЧ обработки	74
5. Разработка заземления и молниезащиты ПС ЦБК	76
5.1 Конструктивное исполнение заземления ПС ЦБК	76
5.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	77
6. Релейная защита и автоматика	80
6.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики	80
6.2 Устройства релейной защиты от повреждения трансформаторов	80
6.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора	82
6.4 Расчет уставок максимальной токовой защиты	91
6.5 Релейная защита воздушной линии напряжением 110 кВ	95
7. Безопасность и экологичность	98
7.1 Безопасность	98
7.2 Экологичность	101
7.3 Чрезвычайные ситуации	107
Заключение	110
Библиографической список	112
Приложение А Расчет режима	113

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ВПТ – вставка постоянного тока;

КВЛ – кабельно-воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОЭС – Объединенная энергетическая система;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

СТАТКОМ – Статический компенсатор реактивной мощности;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

УШР – управляемый шунтирующий реактор;

ШР – шунтирующий реактор;

ВВЕДЕНИЕ

Целлюлозно-бумажная промышленность – одна из ведущих отраслей лесного комплекса. Основа любого производства в ЦБП – глубокая термическая и химическая переработка древесного сырья. Так получается бумажно-картонная продукция. В 2018 году начата подготовка к строительству «Амурского целлюлозно-бумажного комбината», проектная мощность предприятия составит 500 тыс. тонн сульфатной целлюлозы в год. В связи с этим требуется строительство новой подстанции.

Поэтому, для написания выпускной квалификационной работы принята тема «Реконструкция электрических сетей Хабаровского края в связи с подключением целлюлозно-бумажного комбината в городе Амурск».

Цель работы выпускной квалификационной работы – разработка варианта подключения подстанции «ЦБК».

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- Разработка вариантов развития электрической сети и выбор наиболее оптимального;
- Анализ и расчет режимов;
- Выбор схемы распределительного устройства;
- Выбор оборудования на подстанции;
- Разработка заземления и молниезащиты.

Также при разработке были задействованы программно – вычислительные комплексы (RastrWin3, MathCad 2015) для расчетов режимов, оборудования и молниезащиты.

1 АНАЛИЗ И ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

1.1 Климатическая характеристика

Хабаровский край — субъект Российской Федерации, расположен на Дальнем Востоке России.

Хабаровский край образован 20 октября 1938 года указом Президиума Верховного Совета СССР «О разделении Дальневосточного края на Хабаровский и Приморский края».

Административный центр — город Хабаровск.



Рисунок 1 – Географическое расположение края

Граничит на севере с Магаданской Областью и Республикой Саха (Якутия), на западе с Амурской областью,

на юго-западе с Еврейской автономной областью, а также Китаем, на юго-востоке с Приморским краем.

С севера-востока и востока омывается Охотским морем, с юго-востока — Японским морем. От острова Сахалин отделяется проливами Татарский и Невельского. Помимо основной, континентальной части, в состав края входят несколько островов, среди них самые крупные — Шантарские. Общая протяжённость береговой линии — около 2500 км, включая острова — 3390 км.

Край занимает территорию площадью 787 633 км² — 4-е место среди субъектов Российской Федерации.

Климатические условия меняются при движении с севера на юг, зависят также от близости к морю и от формы и характера рельефа.

Зима в крае — продолжительная, снежная, суровая. Холодный период года длится в среднем шесть месяцев (с конца октября по конец апреля). Средняя температура января от -22 °С на юге и до -40 °С на севере, на побережье от -18 °С до -24 °С. Абсолютный минимум температуры даже на юге края достигает -50 °С. Лето жаркое и влажное. Средняя температура июля на юге $+20$ °С, на севере около $+15$ °С.

Годовая сумма осадков колеблется от 400—600 мм на севере и до 600—800 мм на равнинах и восточных склонах хребтов. На юге края до 90 % осадков выпадает с апреля по октябрь, особенно много их в июле и августе.

Энергосистема Хабаровского края является крупнейшим производителем энергии на Дальнем Востоке, на ее долю приходится более 20 процентов вырабатываемой электрической и около 30 процентов тепловой энергии.

Амурский район центральной части Хабаровского края, между Территория района занимает площадь 16 188,3 км². На западе и юго-востоке район граничит с Хабаровским районом, на севере — с Комсомольским районом, на востоке — с Нанайским районом, на юге — с Еврейской автономной

областью. Территория района расположена в пределах Среднеамурской низменности и прилегающих к ней в различной степени расчленённых горных массивов. Среднеамурская низменность представляет собой долину реки Амур и низовья долины её притоков. В её пределах выделяются поймы, низкие и высокие надпойменные террасы. Поймы притоков реки Амур представляют собой болотистую, кочковатую низменность. Широкое распространение получили низкие надпойменные террасы, расположенные в среднем и нижнем течении притоков реки Амур.

Основной водной артерией в северной части района является река Амур. В районе Амурска ширина реки 1,5-2,5 км, средняя глубина — 10,5 метров, максимальная — 14 метров. В северной части района протекает река Эльбан, впадающая в озеро Омми. В средней части района с запада на восток протекает река Харпи, впадающая в озеро Болонь. С запада на восток на территории района протекают реки: Сельгон, Аьлкан, Укур, Дирга, Дарга и другие, которые имеют множество притоков. На юге протекает река Тунгуска. На территории района расположено несколько озёр, в том числе 3 больших — Болонь, Падали, Омми.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия района

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	III
Район по ветру	II
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500

1	2
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	I
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	минус 7,8
Минимальная, °С	минус 54
Максимальная, °С	плюс 35
Наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	минус 37
При гололедно-изморезевых отложениях, °С	минус 10
При ветре	минус 10

1.2 Характеристика источника питания района

В настоящее время в Амурском районе имеется 1 ИП. Это Амурская ТЭЦ, мощностью 285 МВт

Амурская ТЭЦ-1 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию (теплоэлектроцентраль) с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная тепловая мощность — 1169 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды, ТЭЦ имеет в своём составе две группы основного оборудования: с давлением пара 100 кгс/см² и температурой 540°С. Основное оборудование станции включает в себя:

- Турбоагрегат № 1 мощностью 25 МВт, в составе турбины ПР-25-90/8,5/1,2 с генератором ТВС-32, введён в 1980 году;
- Турбоагрегат № 2 мощностью 60 МВт, в составе турбины ПТ-60-90/13 с генератором ТВФ-60-2, введён в 1967 году;
- Турбоагрегат № 3 мощностью 60 МВт, в составе турбины ПТ-60-90/13 с генератором ТВФ-63-2, введён в 1968 году;
- Турбоагрегат № 4 мощностью 60 МВт, в составе турбины ПТ-60-90/13 с генератором ТВФ-63-2, введён в 1974 году;
- Турбоагрегат № 5 мощностью 80 МВт, в составе турбины ПТ-80/100-130/13 с генератором ТВФ-120-2, введён в 1987 году.

Отпуск электроэнергии станции в энергосистему производится с закрытых распределительных устройств (ЗРУ) напряжением 35 и 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 — Эльбан (С-87);
- ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 — Падали — Эльбан (С-88);
- ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 — Комсомольская (С-71);
- ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 — Хурба (С-72);
- ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 — ЛДК (С-89);
- ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 — Амурмаш — ЛДК (С-90);
- ВЛ 35 кВ Амурская ТЭЦ-1 — Центральная (2 цепи);
- ВЛ 35 кВ Амурская ТЭЦ-1 — КТПН — Городская (2 цепи);
- ВЛ 35 кВ Амурская ТЭЦ-1 — АГМК (2 цепи).

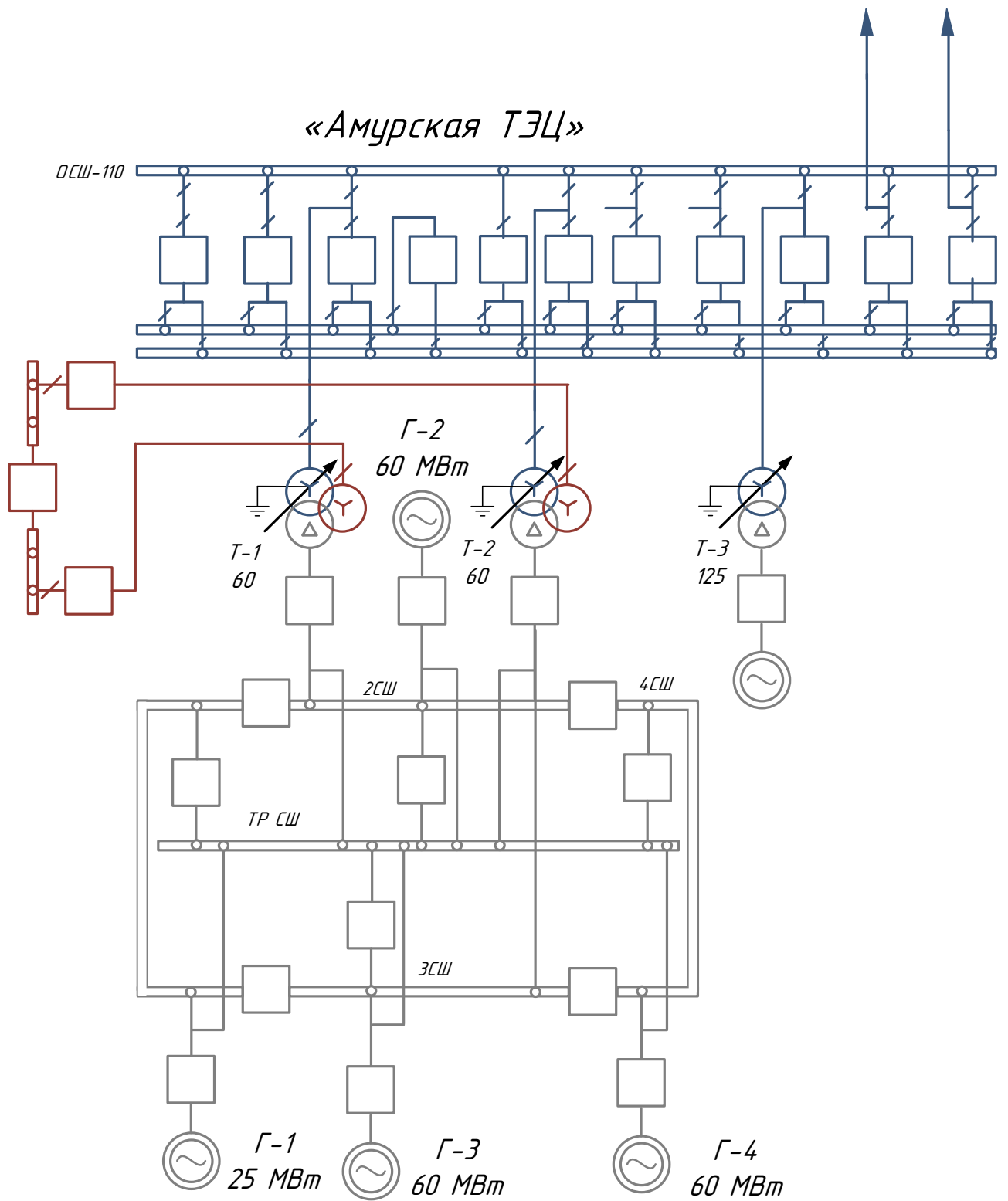


Рисунок 2 – Электрическая схема Амурской ТЭЦ

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Проект реконструкции электрической сети подразумевает использование различных вероятностных характеристик для выбора оборудования и оценки уровней потерь мощности.

Расчёт производился по алгоритму в программе Mathcad 2015 и приведен в приложении А.

Сведём в таблицу 2 рассчитанные вероятностные характеристики.

Таблица 2 – Вероятностные характеристики существующих ПС

№ пп	Наименование ПС	Текущие, МВт		Прогнозируемые, МВт	
		P_{max}		P_{max}	
1	Эльбан	10,4		12,605	
2	Падали	0,5		0,606	
3	Комсомольская	20,1		32,4	
4	Хурба	13,583		16,365	
5	ЛДК	8,667		12,605	
6	АПЦ	15,083		21,937	

В данной ВКР необходимо произвести подключение Амурского целлюлозно-бумажного комбината посредством проектирования ПС 110 кВ «АЦК».

ПС «АЦК»: нагрузка – Амурский целлюлозно-бумажный комбинат «АЦК». Суммарная мощность $P_{max} = 51,2$ МВт.

Вероятностные характеристики для этой подстанции внесем в таблицу 3.

Таблица 3 – Вероятностные характеристики проектируемой ПС.

№ пп	Наименование ПС	Текущие, МВт			Прогнозируемые, МВт		
		P_{cp}	P_{max}	$P_{эф}$	P_{cp}	P_{max}	$P_{эф}$
1	АЦК	0	0	0	45,6	51,2	49,538

2.2 Разработка вариантов конфигурации подключения ПС

Рассмотрим три варианта подключения ПС «ЦБК».

- 1) Отпайка от 2 ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ – Эльбан, Амурская ТЭЦ – Падали, длина отпайки 85 м. (рис 3)

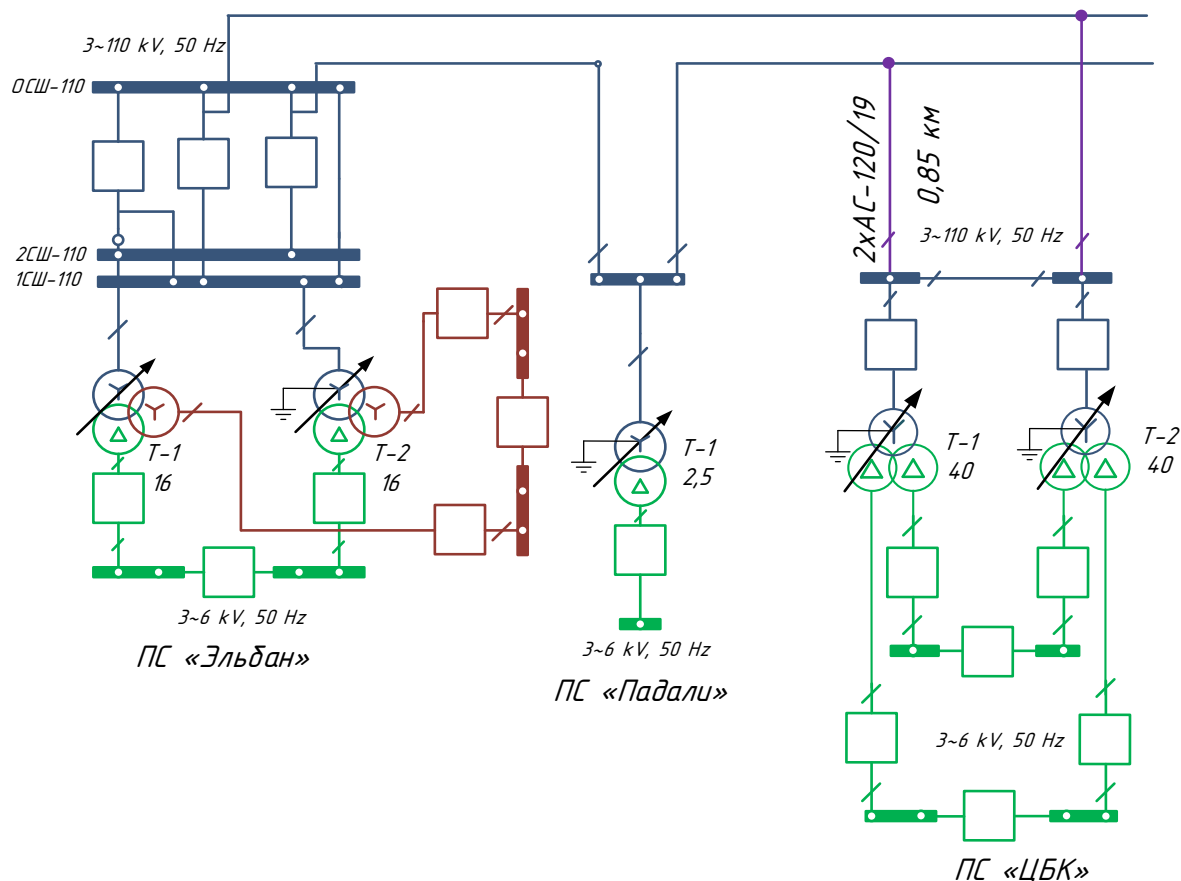


Рисунок 3 – Вариант №1

- 2) Заход новой линии на ТЭЦ Амурская. Распределение длины в данном случае: Амурская – АЦК – 10,34 км. Потребуется реконструкция ОРУ-110 кВ ТЭЦ Амурская. (рис 4)

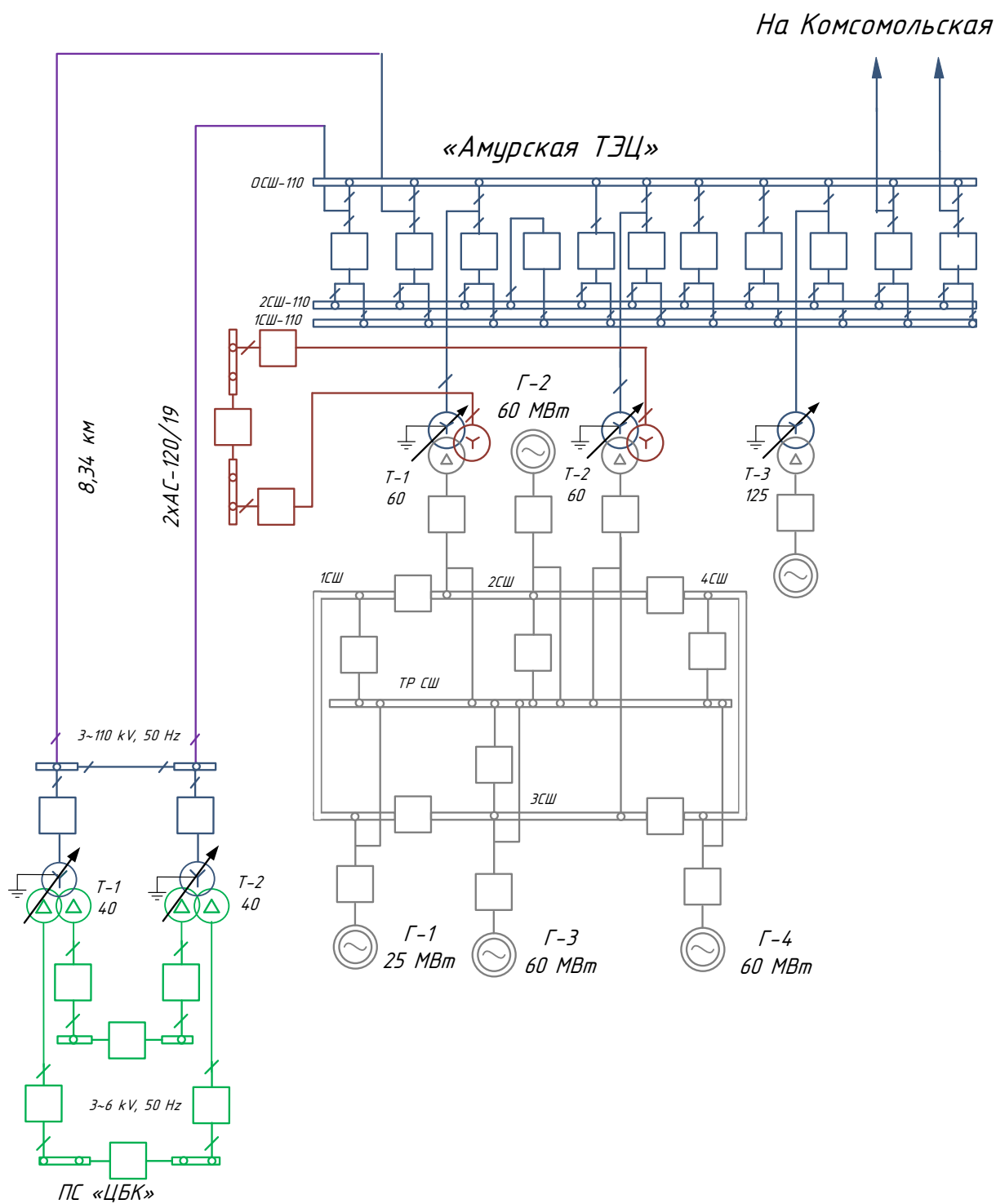


Рисунок 4 – Вариант №2

3) Заход – выход ВЛ к линии 110 кВ Амурская ТЭЦ – Эльбан. Соотношение длины: Амурская – рассечка 1 , рассечка 2 – Эльбан. (рис 5)

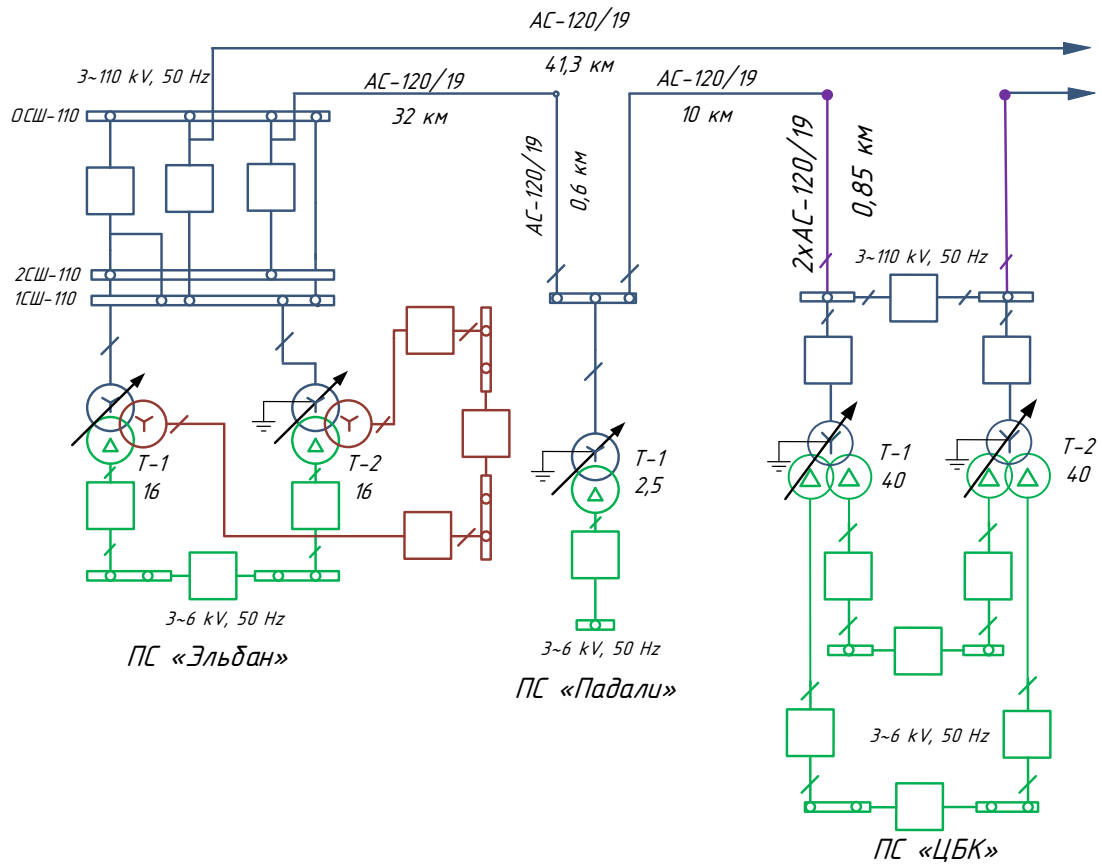


Рисунок 5 – Вариант №3

Проанализировав 3 варианта подключения подстанции «ЦБК», я пришел к выводу, что 3 вариант схемы исключается, так как требует установки дополнительного выключателя

В итоге, для дальнейшего анализа мы выбираем вариант №1 и №2, так как он отвечает критериям наибольшей надежности и экономичности.

2.2.1. Выбор номинального напряжения

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

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

Численное значение номинального напряжения сети/участков сети можно определить по эмпирической формуле Илларионова, которая применяется для классов напряжения 35 кВ и выше. Расчёт производился в программе Mathcad 2015 и приведен в приложении А

Рациональным напряжением является напряжение 110 кВ.

Так как подстанция подключается уже в заведомо известной сети, то для варианта 1 выбираем напряжение 110 кВ.

2.2.2 Выбор сечений линий электропередачи

Одним из важнейших параметров линии является размер сечения провода. Чем больше сечение, тем больше затраты на сооружение ВЛЭП и амортизационные отчисления.

Выбор сечения проводов рассчитывается методом экономических токовых интервалов. Проверка выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима.

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (1)$$

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

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

Для воздушных линий 110 – 220 кВ, α_i принимается равным 1,05 [21].

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

Максимальный ток в воздушных линиях.

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

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

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

Расчетный ток для варианта №1 ВЛ 110 кВ :

$$I_{расч.ЦБК} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{\sqrt{43,78^2 + 17,51^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1000 = 73 А.$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (III) выбираем провод марки АС-120/39 [2].

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки АС-120/39 длительный допустимый ток равен 690 А.

Вычислим рабочий максимальный ток, при работе одной линии:

$$I_{расч.ЦБКПА} = I_{расч.ЦБК} \cdot 2 = 218 А.$$

В послеаварийном режиме одна линия способна выдержать нагрузку ПС «ЦБК».

2.2.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов указанной подстанции

Мощность силовых трансформаторов определяется из средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции определяется по категории надежности потребителей, если это 1 и 2 категории на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителей полной мощностью.

Для выбора трансформатора необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

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

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

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

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

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

$$S_{p \text{ ЦБК}} = \frac{\sqrt{51,2^2 + 20,22^2}}{2 \cdot 0,7} = 39,242 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформаторы ТРДН – 40000/110 .

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

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

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,75.

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_{з.ав} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_3^2}}{(n-1) \cdot S_{ном}}; \quad (5)$$

где n – количество трансформаторов;

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

В таблице 4 приведены значения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме.

Таблица 4 – Выбор силовых трансформаторов [5]

Название ПС	$S_{тр.расч}$, МВА	Тип трансформатора	$S_{тр}$, МВА	$P_{ср}$, МВт	$K_{з.н.}$	$K_{п.а.}$
ЦБК	39,323	ТРДН – 40000/110	40	51,958	0,694	1,347

Оптимальный коэффициент загрузки в нормальном режиме работы ($0,5 \leq K_{зп} \leq 0,75$); в послеаварийном режиме ($1 \leq K_{з.на} \leq 1,4$). Вывод – трансформаторы подлежат выбору.

2.2.4 Компенсация реактивной мощности

Таблица 5 – Расчет компенсирующих устройств ПС «ЦБК» вариант №1

Название ПС	Q , Мвар	$Q_{ку}$, Мвар	Тип компенсирующих устройств
ЦБК	20.22	0	Компенсация не требуется

Анализируя результаты расчета КРМ, представленные в таблице 10 необходимо сделать вывод о том, что 1 варианта конфигурации сети с подключением ПС «ЦБК» более экономически выгодны на данном этапе проектирования. Во-первых, это возможность осуществления режима без КРМ. Во-вторых, отсутствуют затраты на закупку средств КРМ.

3 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ

3.1. Выбор эквивалента сети для расчета

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

Эквивалент сети для расчета режима представлен на рисунке 5.

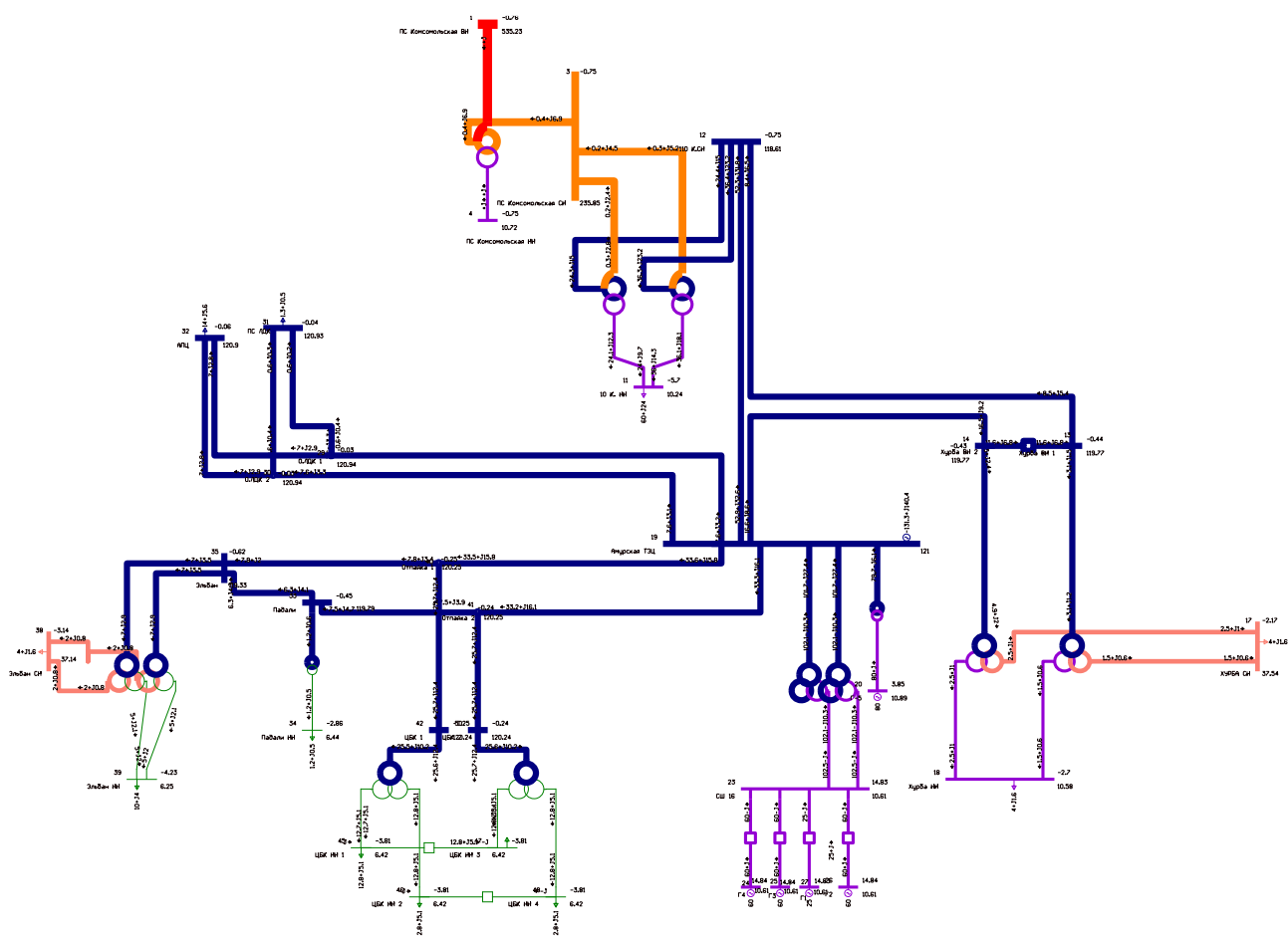


Рисунок 6 – Эквивалент сети для расчета режима

Для расчета были взяты участки: ПС Эльбан - ПС Падали - ПС ЦБК - ТЭЦ Амурская, ПС Комсомольская - ПС ТЭЦ Амурская, ТЭЦ Амурская –ПС ЛДК - ПС АПЦ, и тд

3.2 Подготовка исходных данных

Расчеты выполняются в ПК RastrWin3, предназначенном для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Для расчета в ПК RastrWin 3 необходимо рассчитать параметры вводимой линии и параметры трансформаторов на ПС «ЦБК». Формулы для расчета представлены в п. 1.4.

3.3 Расчет нормальных режимов и их анализ

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителя 2 и 3 категории ПС 110 кВ «ЦБК» из двух вариантов нужно выбрать наиболее экономичный и надежный.

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

Результаты расчета нормального установившегося режима для варианта №1 сведены в таблицы 6 – 7.

Таблица 6 – Значения параметров сети в узлах схемы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	1	ПС Комсомольская ВН	500	0	0	0	0	535,23
Нагр	2	нейтраль 1	500	0	0	0	0	536,03
Нагр	3	ПС Комсомольская СН	220	0	0	0	0	235,85
Нагр	4	ПС Комсомольская НН	10	0	0	0	0	10,72
Нагр	9	нейтраль 1	220	0	0	0	0	237,14
Нагр	10	нейтраль 2	220	0	0	0	0	237,07
Нагр	11	10 К. НН	10	60	24	0	0	10,24
Нагр	12	110 К.СН	110	0	0	0	0	118,61
Нагр	13	Хурба ВН 1	110	0	0	0	0	119,77
Нагр	14	Хурба ВН 2	110	0	0	0	0	119,77
Нагр	17	ХУРБА СН	35	4	1,6	0	0	37,54
Нагр	18	Хурба НН	10	4	1,6	0	0	10,58
База	19	Амурская ТЭЦ	110	0	0	- 131,338	140,38	121,00
Нагр	20	Г-5	10	0	0	80	0	10,89
Нагр	21	нейтраль 1	110	0	0	0	0	118,00
Нагр	22	нейтраль 2	110	0	0	0	0	118,00
Нагр	23	СШ 16	10	0	0	0	0	10,61
Нагр	24	Г4	10	0	0	60	0	10,61

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	25	ГЗ	10	0	0	60	0	10,61
Нагр	26	Г2	10	0	0	60	0	10,61
Нагр	27	Г1	10	0	0	25	0	10,61
Нагр	29	О.ЛДК 1	110	0	0	0	0	120,94
Нагр	30	О.ЛДК 2	110	0	0	0	0	120,94
Нагр	31	ПС ЛДК	110	1,25	0,5	0	0	120,93
Нагр	32	АПЦ	110	14	5,6	0	0	120,90
Нагр	33	Падали	110	0	0	0	0	119,79
Нагр	34	Падали НН	6	1,2	0,5	0	0	6,44
Нагр	35	Эльбан	110	0	0	0	0	119,33
Нагр	36	нейтраль 1	110	0	0	0	0	116,84
Нагр	37	нетраль 2	110	0	0	0	0	116,84
Нагр	38	Эльбан СН	35	4	1,6	0	0	37,14
Нагр	39	Эльбан НН	6	10	4	0	0	6,25
Нагр	40	Отпайка 1	110	0	0	0	0	120,25
Нагр	41	Отпайка 2	110	0	0	0	0	120,25
Нагр	42	ЦБК 1	110	0	0	0	0	120,24
Нагр	50	ЦБК 2	110	0	0	0	0	120,24
Нагр	43	нейтраль1	110	0	0	0	0	116,67
Нагр	44	нейтраль 2	110	0	0	0	0	116,67
Нагр	45	ЦБК НН 1	6	12,75	5,1	0	0	6,42
Нагр	46	ЦБК НН 2	6	12,8	5,1	0	0	6,42
Нагр	47	ЦБК НН 3	6	12,8	5,1	0	0	6,42
Нагр	48	ЦБК НН 4	6	12,8	5,1	0	0	6,42
Нагр	16	нейтраль 1	110	0	0	0	0	118,09
Нагр	15	нейтраль 2	110	0	0	0	0	118,10

Таблица 7 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	1	2	ПС Комсомольская ВН - нейтраль 1	0,58	61,10	24,16	1,00	-	-
Тр-р	2	3	нейтраль 1 - ПС Комсомольская СН	0,39	-	-	0,44	0,43	6,93
Тр-р	2	4	нейтраль 1 - ПС Комсомольская НН	2,90	113,50	-	0,02	0,00	0,00
Тр-р	3	9	ПС Комсомольская СН - нейтраль 1	0,55	59,20	11,81	1,00	0,21	4,49
Тр-р	9	12	нейтраль 1 - 110 К.СН	0,48	-	-	0,50	36,34	23,25
Тр-р	9	11	нейтраль 1 - 10 К. НН	3,20	131,00	-	0,05	36,06	18,07
Тр-р	3	10	ПС Комсомольская СН - нейтраль 2	1,40	104,00	5,95	1,00	0,22	2,44

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	10	12	нейтраль 2 - 110 К.СН	1,40	-	-	0,50	24,34	15,05
Тр-р	10	11	нейтраль 2 - 10 К. НН	2,80	195,60	-	0,05	24,07	12,26
ЛЭП	12	13	110 К.СН - Хурба ВН 1	6,55	13,89	89,32	-	8,40	6,53
Тр-р	13	15	Хурба ВН 1 - нейтраль 2	5,00	142,20	8,32	1,00	3,10	1,46
Тр-р	15	17	нейтраль 2 - ХУРБА СН	5,00	-	-	0,32	1,54	0,60
Тр-р	15	18	нейтраль 2 - Хурба НН	5,00	82,70	-	0,09	1,55	0,63
Тр-р	14	16	Хурба ВН 2 - нейтраль 1	2,60	88,90	12,10	1,00	4,95	2,37
Тр-р	16	17	нейтраль 1 - ХУРБА СН	2,60	-	-	0,32	2,47	1,00
Тр-р	16	18	нейтраль 1 - Хурба НН	2,60	52,00	-	0,09	2,46	1,01
ЛЭП	14	19	Хурба ВН 2 - Амурская ТЭЦ	4,18	8,87	57,00	-	16,51	9,20
ЛЭП	12	19	110 К.СН - Амурская ТЭЦ	2,37	5,02	32,29	-	52,31	31,76
Тр-р	19	20	Амурская ТЭЦ - Г-5	0,37	12,30	46,90	0,09	79,72	6,07
Тр-р	19	21	Амурская ТЭЦ - нейтраль 1	0,50	22,00	33,35	1,00	101,68	27,45
Тр-р	21	23	нейтраль 1 - СШ 16	0,50	13,60	-	0,09	102,12	10,31
Тр-р	19	22	Амурская ТЭЦ - нейтраль 2	0,50	22,00	33,40	1,00	101,68	27,45
Тр-р	22	23	нейтраль 2 - СШ 16	0,50	13,60	-	0,09	102,12	10,31
Выкл	23	24	СШ 16 - Г4	-	-	-	-	60,00	0,01
Выкл	23	25	СШ 16 - Г3	-	-	-	-	60,00	0,01
Выкл	23	26	СШ 16 - Г2	-	-	-	-	60,00	0,01
Выкл	23	27	СШ 16 - Г1	-	-	-	-	25,00	0,00
ЛЭП	19	29	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 1	0,40	1,34	9,27	-	7,63	3,16
ЛЭП	19	30	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 2	0,40	1,34	9,30	-	7,62	3,13
ЛЭП	29	32	О.ЛДК 1 - АПЦ	0,28	0,93	6,46	-	7,00	2,91
ЛЭП	30	32	О.ЛДК 2 - АПЦ	0,28	0,93	6,50	-	7,00	2,88
ЛЭП	19	40	Амурская ТЭЦ - Отпайка 1	1,49	2,56	15,96	-	33,64	15,82
ЛЭП	19	41	Амурская ТЭЦ - Отпайка 2	1,49	2,56	16,00	-	33,29	16,10

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	40	35	Отпайка 1 - Эльбан	8,79	15,07	93,90	-	7,84	3,44
Тр-р	35	36	Эльбан - нейтраль 1	2,60	88,90	12,10	1,00	7,04	3,46
Тр-р	36	38	нейтраль 1 - Эльбан СН	2,60	-	-	0,32	2,00	0,80
Тр-р	36	39	нейтраль 1 - Эльбан НН	2,60	52,00	-	0,05	5,01	2,11
Тр-р	35	37	Эльбан - нетраль 2	2,60	88,90	12,10	1,00	7,04	3,46
Тр-р	37	38	нетраль 2 - Эльбан СН	2,60	-	-	0,32	2,00	0,80
Тр-р	37	39	нетраль 2 - Эльбан НН	2,60	52,00	-	0,05	5,01	2,11
ЛЭП	40	42	Отпайка 1 - ЦБК 1	0,02	0,04	0,20	-	25,66	12,37
ЛЭП	41	50	Отпайка 2 - ЦБК 2	0,02	0,04	0,20	-	25,69	12,42
Тр-р	42	43	ЦБК 1 - нейтраль1	1,40	34,70	19,60	1,00	25,63	12,39
Тр-р	50	44	ЦБК 2 - нейтраль 2	1,40	34,70	19,60	1,00	25,67	12,39
Тр-р	43	45	нейтраль1 - ЦБК НН 1	-	-	-	0,06	12,74	5,10
Тр-р	43	46	нейтраль1 - ЦБК НН 2	-	-	-	0,06	12,77	5,10
Тр-р	44	47	нейтраль 2 - ЦБК НН 3	-	-	-	0,06	12,79	5,10
Тр-р	44	48	нейтраль 2 - ЦБК НН 4	-	-	-	0,06	12,81	5,10
ЛЭП	41	33	Отпайка 2 - Падали	2,52	8,51	59,00	-	7,52	3,90
Тр-р	33	34	Падали - Падали НН	42,60	508,20	3,10	0,06	1,21	0,61
ЛЭП	33	35	Падали - Эльбан	2,52	8,51	59,00	-	6,30	4,10
ЛЭП	29	31	О.ЛДК 1 - ПС ЛДК	0,82	1,41	8,78	-	0,63	0,38
ЛЭП	30	31	О.ЛДК 2 - ПС ЛДК	0,82	1,41	8,80	-	0,62	0,38
Выкл	14	13	Хурба ВН 2 - Хурба ВН 1	-	-	-	-	11,56	6,83
Выкл	45	47	ЦБК НН 1 - ЦБК НН 3	-	-	-	-	0,01	0,00
Выкл	46	48	ЦБК НН 2 - ЦБК НН 4	-	-	-	-	0,03	0,00

Отклонение напряжений можно рассчитать по формуле:

$$dU = \frac{U_i - U_{ном}}{U_{ном}}; \quad (8)$$

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

U_i - значение напряжения в i -том узле.

Таблица 8 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	V	dU, %
1	2	3
ПС Комсомольская ВН	535,23	-0,76
ПС Комсомольская СН	235,85	-0,75
ПС Комсомольская НН	10,72	- 0,75
10 К. НН	10,24	-5,70
110 К.СН	118,61	-0,75
Хурба ВН 1	119,77	- 0,44
Хурба ВН 2	119,77	- 0,43
ХУРБА СН	37,54	- 2,17
Хурба НН	10,58	- 2,70
Г-5	10,89	3,85
нейтраль 1	118,00	9,07
нейтраль 2	118,00	9,07
СШ 16	10,61	14,83
О.ЛДК 1	120,94	-0,03
О.ЛДК 2	120,94	-0,03
ПС ЛДК	120,93	-0,04
АПЦ	120,90	-0,06
Падали	119,79	- 0,45
Падали НН	6,44	- 2,86
Эльбан	119,33	- 0,62
Эльбан СН	37,14	-3,14
Эльбан НН	6,25	-4,23
Отпайка 1	120,25	-0,25
Отпайка 2	120,25	-0,24
ЦБК 1	120,24	-0,25
ЦБК 2	120,24	-0,24
ЦБК НН 1	6,42	-3,81
ЦБК НН 2	6,42	-3,81
ЦБК НН 3	6,42	-3,81
ЦБК НН 4	6,42	- 3,81
нейтраль 1	118,09	- 2,19
нейтраль 2	118,10	- 2,19

По результатам таблицы 8, в соответствии с [1], отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 9 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 9 – Токовая загрузка ВЛ

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Идоп_25_	Идоп_расч_ДДТН	I/I_dop
1	2	3	4	5	6	7	8
12	13	110 К.СН - Хурба ВН 1	51,81	48,27	390	503,3	43,3
14	19	Хурба ВН 2 - Амурская ТЭЦ	91,10	89,22	390	503,3	43,3
12	19	110 К.СН - Амурская ТЭЦ	157,89	158,72	390	503,3	43,3
19	29	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 1	39,41	39,67	390	503,3	43,3
19	30	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 2	39,33	39,58	390	503,3	43,3
29	32	О.ЛДК 1 - АПЦ	36,20	36,03	390	503,3	43,3
30	32	О.ЛДК 2 - АПЦ	36,15	35,98	390	503,3	43,3
19	40	Амурская ТЭЦ - Отпайка 1	177,39	177,87	390	503,3	43,3
19	41	Амурская ТЭЦ - Отпайка 2	176,45	176,94	390	503,3	43,3
40	35	Отпайка 1 - Эльбан	41,09	38,97	390	503,3	43,3
40	42	Отпайка 1 - ЦБК 1	136,80	136,80	390	503,3	43,3
41	50	Отпайка 2 - ЦБК 2	137,01	137,02	390	503,3	43,3
41	33	Отпайка 2 - Падали	40,68	42,70	390	503,3	43,3
33	35	Падали - Эльбан	36,21	38,58	390	503,3	43,3
29	31	О.ЛДК 1 - ПС ЛДК	4,75	4,68	390	503,3	43,3
30	31	О.ЛДК 2 - ПС ЛДК	4,72	4,65	390	503,3	43,3

Самой нагруженной линией «Отпайка 1 – Амурская ТЭЦ» (Табл. 9).

Полная схема режима предоставленна режима предоставлена на листе 3

Результаты расчета нормального установившегося режима для варианта №2 сведены в таблицы 10 – 11.

Таблица 10 – Значения параметров сети в узлах схемы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	1	ПС Комсомольская ВН	500	0	0	0	-51,4573	523,07
Нагр	2	нейтраль 1	500	0	0	0	0	529,85
Нагр	3	ПС Комсомольская СН	220	0	0	0	0	233,13
Нагр	4	ПС Комсомольская НН	10	0	0	0	0	10,60
Нагр	9	нейтраль 1	220	0	0	0	0	242,84
Нагр	10	нейтраль 2	220	0	0	0	0	242,77
Нагр	11	10 К. НН	10	60	24	0	0	10,51
Нагр	12	110 К.СН	110	0	0	0	317,2951	121,45
Нагр	13	Хурба ВН 1	110	0	0	0	0	117,18
Нагр	14	Хурба ВН 2	110	0	0	0	0	117,17
Нагр	17	ХУРБА СН	35	4	1,6	0	0	36,70
Нагр	18	Хурба НН	10	4	1,6	0	0	10,35
База	19	Амурская ТЭЦ	110	0	0	- 122,596	-101,765	115,00
Нагр	20	Г-5	10	0	0	80	0	10,34
Нагр	21	нейтраль 1	110	0	0	0	0	111,32
Нагр	22	нейтраль 2	110	0	0	0	0	111,32
Нагр	23	СШ 16	10	0	0	0	0	10,00
Нагр	24	Г4	10	0	0	60	0	10,00
Нагр	25	Г3	10	0	0	60	0	10,00
Нагр	26	Г2	10	0	0	60	0	10,00
Нагр	27	Г1	10	0	0	25	0	10,00
Нагр	29	О.ЛДК 1	110	0	0	0	0	114,94
Нагр	30	О.ЛДК 2	110	0	0	0	0	114,94
Нагр	31	ПС ЛДК	110	1,25	0,5	0	0	114,93
Нагр	32	АПЦ	110	14	5,6	0	0	114,90
Нагр	33	Падали	110	0	0	0	0	114,15
Нагр	34	Падали НН	6	1,2	0,5	0	0	6,12
Нагр	35	Эльбан	110	0	0	0	0	113,71
Нагр	36	нейтраль 1	110	0	0	0	0	111,07
Нагр	37	нетраль 2	110	0	0	0	0	111,07
Нагр	38	Эльбан СН	35	4	1,6	0	0	35,31
Нагр	39	Эльбан НН	6	10	4	0	0	5,94
Нагр	42	ЦБК 1	110	0	0	0	0	114,38
Нагр	50	ЦБК 2	110	0	0	0	0	114,38
Нагр	43	нейтраль1	110	0	0	0	0	110,57
Нагр	44	нейтраль 2	110	0	0	0	0	110,59
Нагр	45	ЦБК НН 1	6	12,8	5,12	0	0	6,08

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	46	ЦБК НН 2	6	12,8	5,12	0	0	6,08
Нагр	47	ЦБК НН 3	6	12,8	5,1	0	0	6,08
Нагр	48	ЦБК НН 4	6	12,8	5,1	0	0	6,08
Нагр	16	амурская тэц	110	0	0	0	0	115,45
Нагр	15	амуоская тэц	110	0	0	0	0	115,46
Нагр	101	СН	35	1	0,4	0	0	34,50
Нагр	102	сн	35	1	0,4	0	0	34,50

Таблица 11 – Значения параметров сети в ветвях схемы

N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	2	ПС Комсомольская ВН - нейтраль 1	0,58	61,10	24,16	1,00	0,00	51,46
2	3	нейтраль 1 - ПС Комсомольская СН	0,39	-	-	0,44	0,42	58,82
2	4	нейтраль 1 - ПС Комсомольская НН	2,90	113,50	-	0,02	0,00	2,20
3	9	ПС Комсомольская СН - нейтраль 1	0,55	59,20	11,81	1,00	0,10	37,56
9	12	нейтраль 1 - 110 К.СН	0,48	-	-	0,50	36,20	57,67
9	11	нейтраль 1 - 10 К. НН	3,20	131,00	-	0,05	36,02	17,87
3	10	ПС Комсомольская СН - нейтраль 2	1,40	104,00	5,95	1,00	0,33	21,26
10	12	нейтраль 2 - 110 К.СН	1,40	-	-	0,50	24,49	34,61
10	11	нейтраль 2 - 10 К. НН	2,80	195,60	-	0,05	24,10	12,13
12	13	110 К.СН - Хурба ВН 1	6,55	13,89	89,32	-	8,32	40,98
13	15	Хурба ВН 1 - амуоская тэц	5,00	142,20	8,32	1,00	3,11	1,47
15	17	амуоская тэц - ХУРБА СН	5,00	-	-	0,32	1,54	0,61
15	18	амуоская тэц - Хурба НН	5,00	82,70	-	0,09	1,55	0,63
14	16	Хурба ВН 2 - амурская тэц	2,60	88,90	12,10	1,00	4,95	2,36
16	17	амурская тэц - ХУРБА СН	2,60	-	-	0,32	2,47	0,99
16	18	амурская тэц - Хурба НН	2,60	52,00	-	0,09	2,46	1,01
14	19	Хурба ВН 2 - Амурская ТЭЦ	4,18	8,87	57,00	-	17,18	36,72
12	19	110 К.СН - Амурская ТЭЦ	2,37	5,02	32,29	-	52,45	184,00
19	20	Амурская ТЭЦ - Г-5	0,37	12,30	46,90	0,09	79,71	6,58

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	21	Амурская ТЭЦ - нейтраль 1	0,50	22,00	33,35	1,00	100,60	30,84
21	23	нейтраль 1 - СШ 16	0,50	13,60	-	0,09	102,07	11,60
19	22	Амурская ТЭЦ - нейтраль 2	0,50	22,00	33,40	1,00	100,60	30,84
22	23	нейтраль 2 - СШ 16	0,50	13,60	-	0,09	102,07	11,60
23	24	СШ 16 - Г4	-	-	-	-	60,00	0,01
23	25	СШ 16 - Г3	-	-	-	-	60,00	0,01
23	26	СШ 16 - Г2	-	-	-	-	60,00	0,01
23	27	СШ 16 - Г1	-	-	-	-	25,00	0,00
19	29	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 1	0,40	1,34	9,27	-	7,63	3,15
19	30	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 2	0,40	1,34	9,30	-	7,62	3,13
29	32	О.ЛДК 1 - АПЦ	0,28	0,93	6,46	-	7,00	2,90
30	32	О.ЛДК 2 - АПЦ	0,28	0,93	6,50	-	7,00	2,88
19	42	Амурская ТЭЦ - ЦБК 1	1,49	2,56	15,96	-	25,82	12,61
19	50	Амурская ТЭЦ - ЦБК 2	1,49	2,56	16,00	-	25,82	12,56
35	36	Эльбан - нейтраль 1	2,60	88,90	12,10	1,00	7,04	3,50
36	38	нейтраль 1 - Эльбан СН	2,60	-	-	0,32	2,00	0,80
36	39	нейтраль 1 - Эльбан НН	2,60	52,00	-	0,05	5,01	2,12
35	37	Эльбан - нейтраль 2	2,60	88,90	12,10	1,00	7,04	3,50
37	38	нейтраль 2 - Эльбан СН	2,60	-	-	0,32	2,00	0,80
37	39	нейтраль 2 - Эльбан НН	2,60	52,00	-	0,05	5,01	2,12
42	43	ЦБК 1 - нейтраль1	1,40	34,70	19,60	1,00	25,72	12,66
50	44	ЦБК 2 - нейтраль 2	1,40	34,70	19,60	1,00	25,72	12,61
43	45	нейтраль1 - ЦБК НН 1	-	-	-	0,06	12,80	5,12
43	46	нейтраль1 - ЦБК НН 2	-	-	-	0,06	12,80	5,12
44	47	нейтраль 2 - ЦБК НН 3	-	-	-	0,06	12,80	5,10
44	48	нейтраль 2 - ЦБК НН 4	-	-	-	0,06	12,80	5,10

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
33	34	Падали - Падали НН	42,60	508,20	3,10	0,06	-	0,61
33	35	Падали - Эльбан	2,52	8,51	59,00	-	5,13	3,96
29	31	О.ЛДК 1 - ПС ЛДК	0,82	1,41	8,78	-	0,63	0,36
30	31	О.ЛДК 2 - ПС ЛДК	0,82	1,41	8,80	-	0,62	0,37
14	13	Хурба ВН 2 - Хурба ВН 1	-	-	-	-	12,23	39,07
33	19	Падали - Амурская ТЭЦ	5,04	17,00	118,00	-	6,34	4,57
35	19	Эльбан - Амурская ТЭЦ	10,54	17,04	109,00	-	8,97	2,30
21	101	нейтраль 1 - СН	4,00	-	-	0,31	1,00	0,40
22	102	нейтраль 2 - сн	4,00	-	-	0,31	1,00	0,40
45	47	ЦБК НН 1 - ЦБК НН 3	-	-	-	-	0,44	35,29
46	48	ЦБК НН 2 - ЦБК НН 4	-	-	-	-	0,44	35,29

Таблица 12 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	V	dU, %
1	2	3
ПС Комсомольская ВН	523,07	- 2,83
нейтраль 1	529,85	- 2,83
ПС Комсомольская СН	233,13	- 2,84
ПС Комсомольская НН	10,60	- 2,83
нейтраль 1	242,84	- 2,85
нейтраль 2	242,77	- 2,83
10 К. НН	10,51	- 7,56
110 К.СН	121,45	- 2,87
Хурба ВН 1	117,18	- 1,31
Хурба ВН 2	117,17	- 1,31
ХУРБА СН	36,70	- 3,13
Хурба НН	10,35	- 3,68
Амурская ТЭЦ	115,00	-
Г-5	10,34	4,27
нейтраль 1	111,32	10,03
нейтраль 2	111,32	10,03
СШ 16	10,00	16,50
Г4	10,00	16,52
Г3	10,00	16,52
Г2	10,00	16,52
Г1	10,00	16,51
О.ЛДК 1	114,94	- 0,04
О.ЛДК 2	114,94	- 0,04

Продолжение таблицы 12

1	2	3
ПС ЛДК	114,93	- 0,04
АПЦ	114,90	- 0,06
Падали	114,15	- 0,39
Падали НН	6,12	- 3,04
Эльбан	113,71	- 0,53
нейтраль 1	111,07	- 3,32
нейтраль 2	111,07	- 3,32
Эльбан СН	35,31	- 3,31
Эльбан НН	5,94	- 4,52
ЦБК 1	114,38	- 0,21
ЦБК 2	114,38	- 0,21
нейтраль 1	110,57	- 4,17
нейтраль 2	110,59	- 4,17
ЦБК НН 1	6,08	- 4,17
ЦБК НН 2	6,08	- 4,17
ЦБК НН 3	6,08	- 4,17
ЦБК НН 4	6,08	- 4,17
амурская тэц	115,45	- 3,14
амурская тэц	115,46	- 3,14
СН	34,50	10,04
СН	34,50	10,04

По результатам таблицы 12, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 13 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 13 – Токовая нагрузка ВЛ

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4	5	6	7	8
12	13	110 К.СН - Хурба ВН 1	198,77	204,79	390	503,3	43,3
14	19	Хурба ВН 2 - Амурская ТЭЦ	199,74	203,19	390	503,3	43,3
12	19	110 К.СН - Амурская ТЭЦ	189,72	190,82	390	503,3	43,3
19	29	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 1	41,46	41,70	390	503,3	43,3
19	30	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 2	41,37	41,61	390	503,3	43,3
29	32	О.ЛДК 1 - АПЦ	38,08	37,91	390	503,3	43,3
30	32	О.ЛДК 2 - АПЦ	38,02	37,86	390	503,3	43,3
19	42	Амурская ТЭЦ - ЦБК 1	144,24	144,70	390	503,3	43,3

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8
19	50	Амурская ТЭЦ - ЦБК 2	220,14	223,60	390	503,3	43,3
33	35	Падали - Эльбан	32,77	35,27	390	503,3	43,3
29	31	О.ЛДК 1 - ПС ЛДК	3,65	3,39	390	503,3	43,3
30	31	О.ЛДК 2 - ПС ЛДК	3,63	3,37	390	503,3	43,3
33	19	Падали - Амурская ТЭЦ	39,52	35,50	390	503,3	43,3
35	19	Эльбан - Амурская ТЭЦ	46,99	49,30	390	503,3	43,3
29	31	О.ЛДК 1 - ПС ЛДК	4,75	4,68	390	503,3	43,3
30	31	О.ЛДК 2 - ПС ЛДК	4,72	4,65	390	503,3	43,3

Самой нагруженной линией в данном режиме является «Амурская ТЭЦ - ЦБК 2» (Табл. 13). Полная схема режима предоставлена на листе 3.

3.4 Расчет послеаварийных режимов и их анализ

При расчете послеаварийных режимов отключаем наиболее нагруженные элементы сети (ЛЭП) и проверяем параметры режима.

Рассмотрим режим отключения ВЛ 110 кВ «Амурская ТЭЦ - ЦБК 2» для варианта №1.

Отключив ее, необходимо определить отклонение режимных параметров от номинальных значений.

Таблица 14 – Значения режимных характеристик для варианта №1.

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	1	ПС Комсомольская ВН	500	-	0	0	-51,46	520,0
Нагр	2	нейтраль 1	500	-	0	0	0	522,8
Нагр	3	ПС Комсомольская СН	220	-	0	0	0	230,0
Нагр	4	ПС Комсомольская НН	10	-	0	0	0	10,5
Нагр	5	нейтраль 2	500	-	0	0	0	522,8
Нагр	6	ПС Комсомольская 2 НН	10	-	0	0	0	10,5
Нагр	7	нейтраль 3	500	-	0	0	0	522,8

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	8	ПС Комсомольская 3 НН	10	-	0	0	0	10,5
Нагр	9	нейтраль 1	220	-	0	0	0	241,9
Нагр	10	нейтраль 2	220	-	0	0	0	241,9
Нагр	11	10 К. НН	10	60,0	24	0	0	10,5
Нагр	13	Хурба ВН 1	110	-	0	0	0	116,7
Нагр	14	Хурба ВН 2	110	-	0	0	0	116,7
Нагр	17	ХУРБА СН	35	4,0	1,6	0	0	36,5
Нагр	18	Хурба НН	10	4,0	1,6	0	0	10,3
Нагр	20	Г-5	10	-	0	80	0	10,3
Нагр	21	нейтраль 1	110	-	0	0	0	111,4
Нагр	22	нейтраль 2	110	-	0	0	0	111,4
Нагр	23	СШ 16	10	-	0	0	0	10,0
Нагр	24	Г4	10	-	0	60	0	10,0
Нагр	25	Г3	10	-	0	60	0	10,0
Нагр	26	Г2	10	-	0	60	0	10,0
Нагр	27	Г1	10	-	0	25	0	10,0
Нагр	29	О.ЛДК 1	110	-	0	0	0	114,9
Нагр	30	О.ЛДК 2	110	-	0	0	0	114,9
Нагр	31	ПС ЛДК	110	1,3	0,5	0	0	114,9
Нагр	32	АПЦ	110	14,0	5,6	0	0	114,9
Нагр	33	Падали	110	-	0	0	0	114,3
Нагр	34	Падали НН	6	1,2	0,5	0	0	6,1
Нагр	35	Эльбан	110	-	0	0	0	113,8
Нагр	36	нейтраль 1	110	-	0	0	0	111,2
Нагр	37	нетраль 2	110	-	0	0	0	111,2
Нагр	38	Эльбан СН	35	4,0	1,6	0	0	35,4
Нагр	39	Эльбан НН	6	10,0	4	0	0	5,9
Нагр	40	Отпайка 1	110	-	0	0	0	114,8
Нагр	41	Отпайка 2	110	-	0	0	0	114,8
Нагр	42	ЦБК 1	110	-	0	0	0	114,8
Нагр	50	ЦБК 2	110	-	0	0	0	114,8
Нагр	43	нейтраль1	110	-	0	0	0	114,8
Нагр	44	нейтраль 2	110	-	0	0	0	114,8

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	45	ЦБК НН 1	6	-	0	0	0	6,3
Нагр	46	ЦБК НН 2	6	-	0	0	0	6,3
Нагр	47	ЦБК НН 3	6	-	0	0	0	6,3
Нагр	48	ЦБК НН 4	6	-	0	0	0	6,3
Нагр	16	Амурская ТЭЦ	110	-	0	0	0	114,9
Нагр	15	Амурская ТЭЦ	110	-	0	0	0	114,9
База	19	Амурская ТЭЦ	110	-	0	-175,8	27,56	115,0
Ген	12	110 К.СН	110	-	0	0	176,7	121,0

Таблица 15 – Значения режимных характеристик ВЛ, трансформаторов ПС для варианта №1.

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	1	2	ПС Комсомольская ВН - нейтраль 1	0,6	61,1	24,2	1,00	0,0	17,2
Тр-р	2	3	нейтраль 1 - ПС Комсомольская СН	0,4	-	-	0,44	0,4	23,8
Тр-р	2	4	нейтраль 1 - ПС Комсомольская НН	2,9	113,5	-	0,02	0,0	0,0
Тр-р	1	5	ПС Комсомольская ВН - нейтраль 2	0,6	61,1	24,2	1,00	0,0	17,1
Тр-р	5	3	нейтраль 2 - ПС Комсомольская СН	0,4	-	-	0,44	0,4	23,8
Тр-р	5	6	нейтраль 2 - ПС Комсомольская 2 НН	2,9	113,5	-	0,02	0,0	0,0
Тр-р	1	7	ПС Комсомольская ВН - нейтраль 3	0,6	61,1	24,2	1,00	0,0	17,1
Тр-р	7	3	нейтраль 3 - ПС Комсомольская СН	0,4	-	-	0,44	0,4	23,8
Тр-р	7	8	нейтраль 3 - ПС Комсомольская 3 НН	2,9	113,5	-	0,02	0,0	0,0
Тр-р	3	9	ПС Комсомольская СН - нейтраль 1	0,6	59,2	11,8	1,00	0,6	45,6
Тр-р	9	12	нейтраль 1 - 110 К.СН	0,5	-	-	0,50	36,7	66,5
Тр-р	9	11	нейтраль 1 - 10 К. НН	3,2	131,0	-	0,05	36,0	17,9
Тр-р	3	10	ПС Комсомольская СН - нейтраль 2	1,4	104,0	6,0	1,00	0,6	25,8
Тр-р	10	12	нейтраль 2 - 110 К.СН	1,4	-	-	0,50	24,8	39,7
Тр-р	10	11	нейтраль 2 - 10 К. НН	2,8	195,6	-	0,05	24,1	12,2
ЛЭП	12	13	110 К.СН - Хурба ВН 1	6,6	13,9	89,3	-	61,6	70,5
Тр-р	13	15	Хурба ВН 1 -	5,0	142,2	8,3	1,00	3,1	1,5
Тр-р	15	17	- ХУРБА СН	5,0	-	-	0,32	1,5	0,6

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	15	18	- Хурба НН	5,0	82,7	-	0,09	- 1,5	- 0,6
Тр-р	14	16	Хурба ВН 2 -	2,6	88,9	12,1	1,00	- 5,0	- 2,4
Тр-р	16	17	- ХУРБА СН	2,6	-	-	0,32	- 2,5	- 1,0
Тр-р	16	18	- Хурба НН	2,6	52,0	-	0,09	- 2,5	- 1,0
ЛЭП	14	19	Хурба ВН 2 - Амурская ТЭЦ	4,2	8,9	- 57,0	-	73,6	- 59,5
ЛЭП	12	19	110 К.СН - Амурская ТЭЦ	2,4	5,0	- 32,3	-	-	-
Тр-р	19	20	Амурская ТЭЦ - Г-5	0,4	12,3	46,9	0,09	79,7	- 6,6
Тр-р	19	21	Амурская ТЭЦ - нейтраль 1	0,5	22,0	33,4	1,00	101,6	- 30,7
Тр-р	21	23	нейтраль 1 - СШ 16	0,5	13,6	-	0,09	102,1	- 11,6
Тр-р	19	22	Амурская ТЭЦ - нейтраль 2	0,5	22,0	33,4	1,00	101,6	- 30,7
Тр-р	22	23	нейтраль 2 - СШ 16	0,5	13,6	-	0,09	102,1	- 11,6
Выкл	23	24	СШ 16 - Г4	-	-	-	-	60,0	- 0,0
Выкл	23	25	СШ 16 - Г3	-	-	-	-	60,0	- 0,0
Выкл	23	26	СШ 16 - Г2	-	-	-	-	60,0	- 0,0
Выкл	23	27	СШ 16 - Г1	-	-	-	-	25,0	- 0,0
ЛЭП	19	29	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 1	0,4	1,3	- 9,3	-	- 7,6	- 3,2
ЛЭП	19	30	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 2	0,4	1,3	- 9,3	-	- 7,6	- 3,1
ЛЭП	29	32	О.ЛДК 1 - АПЦ	0,3	0,9	6,5	-	- 7,0	- 2,9
ЛЭП	30	32	О.ЛДК 2 - АПЦ	0,3	0,9	6,5	-	- 7,0	- 2,9
ЛЭП	19	40	Амурская ТЭЦ - Отпайка 1	1,5	2,6	- 16,0	-	- 7,9	- 3,5
ЛЭП	19	41	Амурская ТЭЦ - Отпайка 2	1,5	2,6	- 16,0	-	- 7,6	- 4,1
ЛЭП	40	35	Отпайка 1 - Эльбан	8,8	15,1	93,9	-	- 7,8	- 3,5
Тр-р	35	36	Эльбан - нейтраль 1	2,6	88,9	12,1	1,00	- 7,0	- 3,5
Тр-р	36	38	нейтраль 1 - Эльбан СН	2,6	-	-	0,32	- 2,0	- 0,8
Тр-р	36	39	нейтраль 1 - Эльбан НН	2,6	52,0	-	0,05	- 5,0	- 2,1
Тр-р	35	37	Эльбан - нетраль 2	2,6	88,9	12,1	1,00	- 7,0	- 3,5
Тр-р	37	38	нетраль 2 - Эльбан СН	2,6	-	-	0,32	- 2,0	- 0,8
Тр-р	37	39	нетраль 2 - Эльбан НН	2,6	52,0	-	0,05	- 5,0	- 2,1
ЛЭП	40	42	Отпайка 1 - ЦБК 1	0,0	0,0	- 0,2	-	- 0,0	- 0,3
ЛЭП	41	50	Отпайка 2 - ЦБК 2	0,0	0,0	- 0,2	-	- 0,0	- 0,3
Тр-р	42	43	ЦБК 1 - нейтраль 1	1,4	34,7	19,6	1,00	- 0,0	- 0,3

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	50	44	ЦБК 2 - нейтраль 2	1,4	34,7	19,6	1,00	- 0,0	- 0,3
Тр-р	43	45	нейтраль1 - ЦБК НН 1	-	-	-	0,06	- 0,0	- 0,0
Тр-р	43	46	нейтраль1 - ЦБК НН 2	-	-	-	0,06	- 0,0	- 0,0
Тр-р	44	47	нейтраль 2 - ЦБК НН 3	-	-	-	0,06	- 0,0	- 0,0
Тр-р	44	48	нейтраль 2 - ЦБК НН 4	-	-	-	0,06	- 0,0	- 0,0
ЛЭП	41	33	Отпайка 2 - Падали	2,5	8,5	- 59,0	-	- 7,5	- 4,0
Тр-р	33	34	Падали - Падали НН	42,6	508,2	3,1	0,06	- 1,2	- 0,6
ЛЭП	33	35	Падали - Эльбан	2,5	8,5	- 59,0	-	- 6,3	- 4,1
ЛЭП	29	31	О.ЛДК 1 - ПС ЛДК	0,8	1,4	8,8	-	- 0,6	- 0,4
ЛЭП	30	31	О.ЛДК 2 - ПС ЛДК	0,8	1,4	8,8	-	- 0,6	- 0,4
Выкл	14	13	Хурба ВН 2 - Хурба ВН 1	-	-	-	-	- 68,7	61,8

Таблица 16 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети для варианта №1.

Название	U	V	dU, %
1	2	3	4
ПС Комсомольская ВН	500	520,00	- 9,23
нейтраль 1	500	522,78	- 9,23
ПС Комсомольская СН	220	230,03	- 9,23
ПС Комсомольская НН	10	10,46	- 9,23
нейтраль 2	500	522,78	- 9,23
ПС Комсомольская 2 НН	10	10,46	- 9,23
нейтраль 3	500	522,78	- 9,23
ПС Комсомольская 3 НН	10	10,46	- 9,23
нейтраль 1	220	241,93	- 9,22
нейтраль 2	220	241,86	- 9,19
10 К. НН	10	10,46	- 13,97
Хурба ВН 1	110	116,68	- 3,87
Хурба ВН 2	110	116,65	- 3,86
ХУРБА СН	35	36,53	- 5,70
Хурба НН	10	10,30	- 6,26
Г-5	10	10,34	4,27
нейтраль 1	110	111,38	10,12
нейтраль 2	110	111,38	10,12
СП 16	10	10,00	16,59
Г4	10	10,00	16,60
Г3	10	10,00	16,60
Г2	10	10,00	16,60
Г1	10	10,00	16,60

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
О.ЛДК 1	110	114,94	- 0,04
О.ЛДК 2	110	114,94	- 0,04
ПС ЛДК	110	114,93	- 0,04
АПЦ	110	114,90	- 0,06
Падали	110	114,32	- 0,29
Падали НН	6	6,13	- 2,94
Эльбан	110	113,85	- 0,47
нейтраль 1	110	111,21	- 3,26
нетраль 2	110	111,21	- 3,26
Эльбан СН	35	35,35	- 3,25
Эльбан НН	6	5,95	- 4,45
Отпайка 1	110	114,82	- 0,06
Отпайка 2	110	114,81	- 0,06
ЦБК 1	110	114,82	- 0,06
ЦБК 2	110	114,81	- 0,06
нейтраль1	110	114,82	- 0,06
нейтраль 2	110	114,81	- 0,06
ЦБК НН 1	6	6,31	- 0,06
ЦБК НН 2	6	6,31	- 0,06
ЦБК НН 3	6	6,31	- 0,06
ЦБК НН 4	6	6,31	- 0,06
Амурская ТЭЦ	110	114,93	- 5,71
Амурская ТЭЦ	110	114,94	- 5,71
Амурская ТЭЦ	110	115,00	-
110 К.СН	110	121,00	- 9,25

По результатам таблицы 16, отклонение напряжений на шинах не превышают допустимые значения

Таблица 17 – Токовая загрузка ВЛ для варианта №1

Название	I нач	I кон
1	2	3
110 К.СН - Хурба ВН 1	146,64	451,08
Хурба ВН 2 - Амурская ТЭЦ	168,41	470,71
110 К.СН - Амурская ТЭЦ	-	-
Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 1	41,46	41,70
Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 2	41,37	41,61
О.ЛДК 1 - АПЦ	38,08	37,917
О.ЛДК 2 - АПЦ	38,02	37,86
Амурская ТЭЦ - Отпайка 1	190,38	43,82
Амурская ТЭЦ - Отпайка 2	192,09	43,60
Отпайка 1 - Эльбан	43,12	41,04
Отпайка 1 - ЦБК 1	1,30	1,31

Продолжение таблицы 17

1	2	3
Отпайка 2 - ЦБК 2	1,30	1,31
Отпайка 2 - Падали	42,83	44,79
Падали - Эльбан	37,97	40,23
О.ЛДК 1 - ПС ЛДК	3,65	3,39
О.ЛДК 2 - ПС ЛДК	3,63	3,37

В аварийном режиме участок линии» в сетях 110 кВ не загружена на 100%, следовательно для дальнейшего подключения подстанций в сетях 110 кВ не требуется реконструкция линий. Рассмотрим режим отключения ВЛ 110 кВ «Амурская ТЭЦ - Отпайка 1» для варианта №2

Таблица 18 – Значения режимных характеристик для варианта №2

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	102	сн	35	1,0	0,4	0	0	34,5
Нагр	101	СН	35	1,0	0,4	0	0	34,5
Нагр	15	амуская тэц	110	-	0	0	0	122,2
Нагр	16	амурская тэц	110	-	0	0	0	122,1
Нагр	48	ЦБК НН 4	6	-	0	0	0	6,3
Нагр	47	ЦБК НН 3	6	-	0	0	0	6,3
Нагр	46	ЦБК НН 2	6	-	0	0	0	6,3
Нагр	45	ЦБК НН 1	6	-	0	0	0	6,3
Нагр	44	нейтраль 2	110	-	0	0	0	115,0
Нагр	43	нейтраль 1	110	-	0	0	0	115,0
Нагр	50	ЦБК 2	110	-	0	0	0	115,0
Нагр	42	ЦБК 1	110	-	0	0	0	115,0
Нагр	39	Эльбан НН	6	10,0	4	0	0	5,9
Нагр	38	Эльбан СН	35	4,0	1,6	0	0	35,3
Нагр	37	нетраль 2	110	-	0	0	0	111,1
Нагр	36	нейтраль 1	110	-	0	0	0	111,1
Нагр	35	Эльбан	110	-	0	0	0	113,7
Нагр	34	Падали НН	6	1,2	0,5	0	0	6,1
Нагр	33	Падали	110	-	0	0	0	114,2

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	32	АПЦ	110	14,0	5,6	0	0	114,9
Нагр	31	ПС ЛДК	110	1,3	0,5	0	0	114,9
Нагр	30	О.ЛДК 2	110	-	0	0	0	114,9
Нагр	29	О.ЛДК 1	110	-	0	0	0	114,9
Нагр	27	Г1	10	-	0	25	0	10,0
Нагр	26	Г2	10	-	0	60	0	10,0
Нагр	25	Г3	10	-	0	60	0	10,0
Нагр	24	Г4	10	-	0	60	0	10,0
Нагр	23	СШ 16	10	-	0	0	0	10,0
Нагр	22	нейтраль 2	110	-	0	0	0	111,3
Нагр	21	нейтраль 1	110	-	0	0	0	111,3
Нагр	20	Г-5	10	-	0	80	0	10,3
База	19	Амурская ТЭЦ	110	-	0	-154,7	-68,48	115,0
Нагр	18	Хурба НН	10	4,0	1,6	0	0	11,0
Нагр	17	ХУРБА СН	35	4,0	1,6	0	0	38,8
Нагр	14	Хурба ВН 2	110	-	0	0	0	123,7
Нагр	13	Хурба ВН 1	110	-	0	0	0	123,8
Нагр	12	110 К.СН	110	-	0	0	317,3	140,3
Нагр	11	10 К. НН	10	60,0	24	0	0	12,3
Нагр	10	нейтраль 2	220	-	0	0	0	280,5
Нагр	9	нейтраль 1	220	-	0	0	0	280,6
Нагр	8	ПС Комсомольская 3 НН	10	-	0	0	0	12,2
Нагр	7	нейтраль 3	500	-	0	0	0	612,2
Нагр	6	ПС Комсомольская 2 НН	10	-	0	0	0	12,2
Нагр	5	нейтраль 2	500	-	0	0	0	612,2
Нагр	4	ПС Комсомольская НН	10	-	0	0	0	12,2
Нагр	3	ПС Комсомольская СН	220	-	0	0	0	269,4
Нагр	2	нейтраль 1	500	-	0	0	0	612,2
Нагр	1	ПС Комсомольская ВН	500	-	0	0	-51,46	609,6

Таблица 19 – Значения режимных характеристик ВЛ, трансформаторов ПС для варианта №2

Тип	N _{нч}	N _{кн}	Название	R	X	B	Kт/г	P _{нач}	Q _{нач}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	1	2	ПС Комсомольская ВН - нейтраль 1	0,6	61,1	24,2	1,00	- 0,0	17,2
Тр-р	2	3	нейтраль 1 - ПС Комсомольская СН	0,4	-	-	0,44	0,6	26,3
Тр-р	2	4	нейтраль 1 - ПС Комсомольская НН	2,9	113,5	-	0,02	- 0,0	0,0
Тр-р	1	5	ПС Комсомольская ВН - нейтраль 2	0,6	61,1	24,2	1,00	0,0	17,1
Тр-р	5	3	нейтраль 2 - ПС Комсомольская СН	0,4	-	-	0,44	0,6	26,3
Тр-р	5	6	нейтраль 2 - ПС Комсомольская 2 НН	2,9	113,5	-	0,02	- 0,0	0,0
Тр-р	1	7	ПС Комсомольская ВН - нейтраль 3	0,6	61,1	24,2	1,00	0,0	17,1
Тр-р	7	3	нейтраль 3 - ПС Комсомольская СН	0,4	-	-	0,44	0,6	26,3
Тр-р	7	8	нейтраль 3 - ПС Комсомольская 3 НН	2,9	113,5	-	0,02	- 0,0	0,0
Тр-р	3	9	ПС Комсомольская СН - нейтраль 1	0,6	59,2	11,8	1,00	0,9	50,3
Тр-р	9	12	нейтраль 1 - 110 К.СН	0,5	-	-	0,50	37,0	70,2
Тр-р	9	11	нейтраль 1 - 10 К. НН	3,2	131,0	-	0,05	- 36,0	- 16,9
Тр-р	3	10	ПС Комсомольская СН - нейтраль 2	1,4	104,0	6,0	1,00	0,8	28,5
Тр-р	10	12	нейтраль 2 - 110 К.СН	1,4	-	-	0,50	25,0	41,6
Тр-р	10	11	нейтраль 2 - 10 К. НН	2,8	195,6	-	0,05	- 24,1	- 11,5
ЛЭП	12	13	110 К.СН - Хурба ВН 1	6,6	13,9	- 89,3	-	62,0	- 205,5
Тр-р	13	15	Хурба ВН 1 - амуоская тэц	5,0	142,2	8,3	1,00	- 3,1	- 1,5
Тр-р	15	17	амуоская тэц - ХУРБА СН	5,0	-	-	0,32	- 1,5	- 0,6
Тр-р	15	18	амуоская тэц - Хурба НН	5,0	82,7	-	0,09	- 1,5	- 0,6
Тр-р	14	16	Хурба ВН 2 - амурская тэц	2,6	88,9	12,1	1,00	- 5,0	- 2,3
Тр-р	16	17	амурская тэц - ХУРБА СН	2,6	-	-	0,32	- 2,5	- 1,0
Тр-р	16	18	амурская тэц - Хурба НН	2,6	52,0	-	0,09	- 2,5	- 1,0
ЛЭП	14	19	Хурба ВН 2 - Амурская ТЭЦ	4,2	8,9	- 57,0	-	85,5	- 170,4
ЛЭП	12	19	110 К.СН - Амурская ТЭЦ	2,4	5,0	- 32,3	-	-	-
Тр-р	19	20	Амурская ТЭЦ - Г-5	0,4	12,3	46,9	0,09	79,7	- 6,6
Тр-р	19	21	Амурская ТЭЦ - нейтраль 1	0,5	22,0	33,4	1,00	100,6	- 30,8
Тр-р	21	23	нейтраль 1 - СШ 16	0,5	13,6	-	0,09	102,1	- 11,6
Тр-р	19	22	Амурская ТЭЦ - нейтраль 2	0,5	22,0	33,4	1,00	100,6	- 30,8
Тр-р	22	23	нейтраль 2 - СШ 16	0,5	13,6	-	0,09	102,1	- 11,6
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Выкл	23	24	СШ 16 - Г4	-	-	-	-	60,0	- 0,0

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Выкл	23	25	СШ 16 - Г3	-	-	-	-	60,0	- 0,0
Выкл	23	26	СШ 16 - Г2	-	-	-	-	60,0	- 0,0
Выкл	23	27	СШ 16 - Г1	-	-	-	-	25,0	- 0,0
ЛЭП	19	29	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 1	0,4	1,3	- 9,3	-	- 7,6	- 3,2
ЛЭП	19	30	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 2	0,4	1,3	- 9,3	-	- 7,6	- 3,1
ЛЭП	29	32	О.ЛДК 1 - АПЦ	0,3	0,9	6,5	-	- 7,0	- 2,9
ЛЭП	30	32	О.ЛДК 2 - АПЦ	0,3	0,9	6,5	-	- 7,0	- 2,9
ЛЭП	19	42	Амурская ТЭЦ - ЦБК 1	1,5	2,6	- 16,0	-	- 0,0	- 0,0
ЛЭП	19	50	Амурская ТЭЦ - ЦБК 2	1,5	2,6	- 16,0	-	- 0,0	- 0,0
Тр-р	35	36	Эльбан - нейтраль 1	2,6	88,9	12,1	1,00	- 7,0	- 3,5
Тр-р	36	38	нейтраль 1 - Эльбан СН	2,6	-	-	0,32	- 2,0	- 0,8
Тр-р	36	39	нейтраль 1 - Эльбан НН	2,6	52,0	-	0,05	- 5,0	- 2,1
Тр-р	35	37	Эльбан - нетраль 2	2,6	88,9	12,1	1,00	- 7,0	- 3,5
Тр-р	37	38	нетраль 2 - Эльбан СН	2,6	-	-	0,32	- 2,0	- 0,8
Тр-р	37	39	нетраль 2 - Эльбан НН	2,6	52,0	-	0,05	- 5,0	- 2,1
Тр-р	42	43	ЦБК 1 - нейтраль1	1,4	34,7	19,6	1,00	- 0,0	- 0,3
Тр-р	50	44	ЦБК 2 - нейтраль 2	1,4	34,7	19,6	1,00	- 0,0	- 0,3
Тр-р	43	45	нейтраль1 - ЦБК НН 1	-	-	-	0,06	- 0,0	- 0,0
Тр-р	43	46	нейтраль1 - ЦБК НН 2	-	-	-	0,06	- 0,0	- 0,0
Тр-р	44	47	нейтраль 2 - ЦБК НН 3	-	-	-	0,06	- 0,0	- 0,0
Тр-р	44	48	нейтраль 2 - ЦБК НН 4	-	-	-	0,06	- 0,0	- 0,0
Тр-р	33	34	Падали - Падали НН	42,6	508,2	3,1	0,06	- 1,2	- 0,6
ЛЭП	33	35	Падали - Эльбан	2,5	8,5	- 59,0	-	- 5,1	- 4,0
ЛЭП	29	31	О.ЛДК 1 - ПС ЛДК	0,8	1,4	8,8	-	- 0,6	- 0,4
ЛЭП	30	31	О.ЛДК 2 - ПС ЛДК	0,8	1,4	8,8	-	- 0,6	- 0,4
Выкл	14	13	Хурба ВН 2 - Хурба ВН 1	-	-	-	-	- 80,6	172,7
ЛЭП	33	19	Падали - Амурская ТЭЦ	5,0	17,0	- 118,0	-	6,3	4,6
ЛЭП	35	19	Эльбан - Амурская ТЭЦ	10,5	17,0	109,0	-	9,0	2,3
Тр-р	21	101	нейтраль 1 - СН	4,0	-	-	0,31	- 1,0	- 0,4
Тр-р	22	102	нейтраль 2 - сн	4,0	-	-	0,31	- 1,0	- 0,4

Таблица 20 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети для варианта № 2

Тип	Номер	Название	U_ном	V	Delta
1	2	3	4	5	6
Нагр	102	сн	35	34,50	10,04
Нагр	101	СН	35	34,50	10,04
Нагр	15	амуоская тэц	110	122,15	- 7,59
Нагр	16	амурская тэц	110	122,14	- 7,58
Нагр	48	ЦБК НН 4	6	6,32	0,00
Нагр	47	ЦБК НН 3	6	6,32	0,00
Нагр	46	ЦБК НН 2	6	6,32	0,00
Нагр	45	ЦБК НН 1	6	6,32	0,00
Нагр	44	нейтраль 2	110	115,00	0,00
Нагр	43	нейтраль1	110	115,00	0,00
Нагр	50	ЦБК 2	110	115,00	-
Нагр	42	ЦБК 1	110	115,00	0,00
Нагр	39	Эльбан НН	6	5,94	- 4,52
Нагр	38	Эльбан СН	35	35,31	- 3,31
Нагр	37	нетраль 2	110	111,07	- 3,32
Нагр	36	нейтраль 1	110	111,07	- 3,32
Нагр	35	Эльбан	110	113,71	- 0,53
Нагр	34	Падали НН	6	6,12	- 3,04
Нагр	33	Падали	110	114,15	- 0,39
Нагр	32	АПЦ	110	114,90	- 0,06
Нагр	31	ПС ЛДК	110	114,93	- 0,04
Нагр	30	О.ЛДК 2	110	114,94	- 0,04
Нагр	29	О.ЛДК 1	110	114,94	- 0,04
Нагр	27	Г1	10	10,00	16,51
Нагр	26	Г2	10	10,00	16,52
Нагр	25	Г3	10	10,00	16,52
Нагр	24	Г4	10	10,00	16,52
Нагр	23	СШ 16	10	10,00	16,50
Нагр	22	нейтраль 2	110	111,32	10,03
Нагр	21	нейтраль 1	110	111,32	10,03
Нагр	20	Г-5	10	10,34	4,27
База	19	Амурская ТЭЦ	110	115,00	-
Нагр	18	Хурба НН	10	10,95	- 8,07
Нагр	17	ХУРБА СН	35	38,83	- 7,57
Нагр	14	Хурба ВН 2	110	123,74	- 5,94
Нагр	13	Хурба ВН 1	110	123,80	- 5,96
Нагр	12	110 К.СН	110	140,33	- 13,28
Нагр	11	10 К. НН	10	12,28	- 16,74
Нагр	10	нейтраль 2	220	280,54	- 13,23
Нагр	9	нейтраль 1	220	280,61	- 13,25
Нагр	8	ПС Комсомольская 3 НН	10	12,24	- 13,27

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6
Нагр	7	нейтраль 3	500	612,20	- 13,27
Нагр	6	ПС Комсомольская 2 НН	10	12,24	- 13,27
Нагр	5	нейтраль 2	500	612,20	- 13,27
Нагр	4	ПС Комсомольская НН	10	12,24	- 13,27
Нагр	3	ПС Комсомольская СН	220	269,37	- 13,27
Нагр	2	нейтраль 1	500	612,20	- 13,27
Нагр	1	ПС Комсомольская ВН	500	609,58	- 13,27

По результатам таблицы 20, отклонение напряжений на шинах не превышают допустимые значения.

Таблица 21 – Токовая нагрузка ВЛ

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон
12	13	110 К.СН - Хурба ВН 1	283,21	889,59
14	19	Хурба ВН 2 - Амурская ТЭЦ	2839,52	892,94
12	19	110 К.СН - Амурская ТЭЦ	-	-
19	29	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 1	41,46	41,70
19	30	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 2	41,37	41,61
29	32	О.ЛДК 1 - АПЦ	38,08	37,91
30	32	О.ЛДК 2 - АПЦ	38,02	37,86
19	42	Амурская ТЭЦ - ЦБК 1	320,30	1,31
19	50	Амурская ТЭЦ - ЦБК 2	0,0	1,24
33	35	Падали - Эльбан	32,77	35,27
29	31	О.ЛДК 1 - ПС ЛДК	3,65	3,39
30	31	О.ЛДК 2 - ПС ЛДК	3,63	3,37
33	19	Падали - Амурская ТЭЦ	39,52	35,50
35	19	Эльбан - Амурская ТЭЦ	46,99	49,30

3.5 Сравнительный анализ режимов 2 вариантов конфигурации сети и выбор наилучшего варианта

Ранее были выбраны варианты схем сети №1 и №2, [Лист №2]. На данном этапе из них необходимо выбрать оптимальный по технико-экономическим показателям. Сопоставление вариантов осуществляется в результате расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений

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 учетом коэффициентов инфляции ($K_{инфл}=4,6$). Далее определяем капитальные вложения по подстанции, а также найдем постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов с расщепленной обмоткой, стоимость РУ ВН. Найдем суммарные капитальные вложения по каждому варианту.

Капиталовложения которые необходимы для строительства электрической сети подразумевают в себе капиталовложения на строительство подстанций и строительство воздушных линий электропередач, млн.руб:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}, \quad (9)$$

Капиталовложения на строительство подстанций состоит из: капиталовложения в покупку трансформаторов, КУ, строительство ОРУ и постоянных затрат включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли, млн.руб:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (10)$$

где $K_{ТР}$ – цена трансформатора на определенное напряжение и мощность;
 $K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, зависящие от мощности;
 $K_{ОРУ}$ – стоимость открытого ОРУ, которая зависит от класса распределительного устройства и номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат;

Стоимость всего оборудования приводится к текущему 2019 году с помощью коэффициента инфляции ($K_{инф} = 4,6$).

Капиталовложения для строительства ВЛЭП рассчитываются по формуле, млн.руб:

$$K_{ПС} = K_0 \cdot L_{\Sigma}; \quad (11)$$

где K_0 – удельная стоимость одного километра линии;

L_{Σ} – длина ВЛЭП.

Расчеты капиталовложений приведем в приложении В.

В результате расчета получим капиталовложения для первого варианта:

$$K_{ВЛ} = 202,5 \text{ млн.руб.}$$

$$K_{ПС} = 246,3 \text{ млн.руб.}$$

$$K = 448,8 \text{ млн.руб.}$$

Для второго варианта:

$$K_{ВЛ} = 102,2 \text{ млн.руб.}$$

$$K_{ПС} = 397,8 \text{ млн.руб.}$$

$$K = 500 \text{ млн.руб.}$$

Расчет потерь электрической энергии.

Потери электроэнергии рассчитываем отдельно для зимнего и летнего периодов. Определим потери в линиях, трансформаторах, компенсирующих устройствах. Нагрузочные потери рассчитаем по среднеквадратичной мощности с учетом компенсации реактивной мощности. Условно-постоянные потери для трансформаторов – это потери холостого хода в течение всего года. Условно-постоянные потери для воздушных линий – это потери на корону [30].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям. Потери включают в себя: потери в ЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах.

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР}, \quad (12)$$

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{ЭФ}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_{год} \cdot L, \quad (13)$$

где $T_{год}$ – количество годовых часов = 8760

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \frac{(P_{\text{эф}}^3)^2 + (Q_{\text{эф}}^3)^2 \cdot Z_{TP} \cdot T_{\text{год}}}{U_{\text{НОМ}}^2} + 2 \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_{\text{год}}, \quad (14)$$

где $P_{\text{эф}}$, $Q_{\text{эф}}$ – эффективные мощности ПС (нагрузка);

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора;

ΔP_{XX} – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода;

$T_{\text{г}}$ – годовое количество часов.

Рассчитав по этим формулам потери для двух вариантов получили:

$$\Delta W_1 = 1725 + 28970 = 30700 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_2 = 459 + 108300 = 109200 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Расчет эксплуатационных издержек

Ежегодные издержки на эксплуатацию включают в себя несколько издержек:

- 1) издержки на эксплуатацию и ремонт ($I_{\text{РЭО}}$);
- 2) издержки на амортизацию ($I_{\text{АМ}}$);
- 3) стоимость потерь электроэнергии ($I_{\Delta W}$).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (15)$$

где $\alpha_{\text{тэоВЛ}}$, $\alpha_{\text{тэоПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{тэоВЛ}} = 0,008$; $\alpha_{\text{тэоПС}} = 0,059$).

Издержки на амортизацию за период службы ($T_{\text{СЛ}} = 20$ лет):

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (16)$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из двух составляющих – это величина потерь и стоимость потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (17)$$

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

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

На данный момент в Южной Якутии стоимость потерь на 1 кВт·ч равен:

$$C_{\Delta W} = 3,51 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

Произведем вычисление издержек на амортизацию, текущий ремонт и амортизацию для обоих вариантов по формулам (16) и (17):

$$I_{PЭО1} = 1,615 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{PЭО2} = 2,429 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{AM1} = 2,243 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{AM2} = 2,500 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W1} = 107,745 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\Delta W2} = 383,158 \text{ тыс.руб.}$$

Находим издержки для обоих вариантов по формуле (18), тыс.руб:

$$I = I_{PЭО} + I_{AM} + I_{\Delta W} \quad (19)$$

$$I_1 = 38,697 \text{ млн.руб.}$$

$$I_2 = 49,674 \text{ млн.руб.}$$

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети.

Оптимальным считаем тот вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (20)$$

где E – норматив дисконтирования. ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по капиталовложениям и издержкам получим следующие затраты:

$$Z_1 = 0,1 \cdot 448 + 38,697 = 83,573 \text{ млн.руб.}$$

$$Z_2 = 0,1 \cdot 500 + 49,674 = 99,679 \text{ млн.руб.}$$

Найдем погрешность:

$$\varepsilon = \frac{99,679 - 83,573}{99,679} \cdot 100 = 16,15 \%$$

Так как погрешность больше 5 %, то выбираем схему с меньшими приведенными затратами, то есть подключение подстанции ЦБК к сети 110 кВ, затраты, издержки и капиталовложения представлены в таблице 22.

Подробный расчет предоставлен в Приложении В.

Таблица 22 – Техничко – Экономические показатели двух вариантов сети

Показатель	Схема №1	Схема №2
Капиталовложения, млн руб.	240,8	350
Издержки, млн руб.	38,697	49,674
Затраты, млн руб.	83,573	250,679

Вывод: Для дальнейшего расчета выбираем схему № 1, т.к. она имеет меньшие среднегодовые затраты, меньшие капиталовложения и наименьшие издержки.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты однофазных и трехфазных токов короткого замыкания на шинах ПС «ЦБК» необходимо выполнить в целях:

- проверки швыбранного оборудования по расчетным значениям токов КЗ;
- определения требований к проектируемому оборудованию;
- определения необходимости ограничения ТКЗ.

Расчет индуктивных сопротивлений для расчета тока трехфазного КЗ рассчитывается по формуле (32).

-сопротивление системы рассчитывается по выражению:

$$x_{СНГРЭС} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.СНГРЭС}}; \quad (21)$$

$$x_{СНГРЭС} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 13,044} = 5,09 \text{ Ом};$$

$$x_{СН.Куранах} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 2,62} = 25,347 \text{ Ом};$$

Сопротивления системы нулевой последовательности находятся аналогичным образом.

Сопротивления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_{л} = x_{o} \cdot l, \quad (22)$$

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

$$x_{н.н} = 3 \cdot x_{o} \cdot l, \quad (23)$$

Расчет ТКЗ произведен в ППК RastrWin3.

Алгоритм расчета ТКЗ в ППК RastrWin3.

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – Δ. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Таблица 23 – Узлы/Несим/ИД

Тип	Номер	Название	U_ном, кВ
1	2	3	4
зак	27	Г1	110
зак	29	О.ЛДК.1	110
зак	30	О.ЛДК.2	110
зак	31	ПС ЛДК	110
зак	32	ЧТЭЦ ВН	110
зак	33	АПЦ	110
зак	35	Падали	110
зак	36	Эльбан	110
зак	37	Нейтраль 1	110
зак	40	Нейтраль 2	110
зак	41	Отпайка 1	110
зак	42	Отпайка 2	110
зак	50	ЦБК 1	110
зак	39	ЦБК 2	110
зак	43	Нейтраль 1	110
зак	47	Нейтраль 2	110
зак	45	ЦБК НН 1	6
зак	46	ЦБК НН 2	6
зак	47	ЦБК НН 3	6
зак	48	ЦБК НН 4	6

Таблица 24 – Ветви/Несим/ИД

Название	X, Ом	x0, Ом	Кт/г
1	2	3	4
ПС Комсомольская ВН - нейтраль 1			0.054
нейтраль 1 - ПС Комсомольская СН			0.054
нейтраль 1 - ПС Комсомольская НН	22.00	22.000	1.000
ПС Комсомольская ВН - нейтраль 2			0.054
нейтраль 2 - ПС Комсомольская СН			0.054
нейтраль 2 - ПС Комсомольская 2 НН	22.00	22.000	1.000
ПС Комсомольская ВН - нейтраль 3	2.23	6.690	
нейтраль 3 - ПС Комсомольская СН	2.23	6.690	
нейтраль 3 - ПС Комсомольская 3 НН	1.71	5.130	
ПС Комсомольская СН - нейтраль 1	1.71	5.130	
нейтраль 1 - 110 К.СН	0.56	1.680	
нейтраль 1 - 10 К. НН	0.56	1.680	
ПС Комсомольская СН - нейтраль 2	4.34	13.020	
нейтраль 2 - 110 К.СН	4.01	12.030	
нейтраль 2 - 10 К. НН	0.04	0.120	
110 К.СН - Хурба ВН 1	6.96	20.880	
Хурба ВН 1 - амуоская тэц	15.88	47.640	
амуоская тэц - ХУРБА СН	8.46	25.380	
амуоская тэц - Хурба НН	19.64	58.920	
Хурба ВН 2 - амурская тэц	17.57	52.710	
амурская тэц - ХУРБА СН	35.44	106.320	
амурская тэц - Хурба НН	18.62	55.860	
Хурба ВН 2 - Амурская ТЭЦ	0.02	0.060	
110 К.СН - Амурская ТЭЦ	0.02	0.060	
Амурская ТЭЦ - Г-5	3.33	9.990	
Амурская ТЭЦ - нейтраль 1	3.29	9.870	
нейтраль 1 - СШ 16	3.46	10.380	
Амурская ТЭЦ - нейтраль 2	3.46	10.380	
нейтраль 2 - СШ 16	4.48	13.440	
4	4.41	13.230	
СШ 16 - Г4	3.68	11.040	
ПС Комсомольская ВН - нейтраль 1	3.68	11.040	

Таблица 25 – Генератор/Несим

Название	N узла	Реактивное сопротивление	Реактивное сопротивление	ЭДС E, кВ
		прямой последовательности X, Ом	нулевой последовательности X0, Ом	
Г5	20	0,169	0,206	10,5
Г5	24	0,214	0,261	10,5
Г5	25	0,214	0,261	10,5
Г5	26	0,214	0,261	10,5
Г5	27	1,461	1,782	10,5

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \quad (24)$$

где $I_{\text{по}}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{y\delta}$ – ударный коэффициент.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \quad (25)$$

$$k_{y\delta} = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}} = 1,717 \quad (26)$$

где T_a - постоянная времени, равная для 110 кВ - 0,03 с для 6 кВ - 0,01 с.

Результаты расчета всех необходимых токов короткого замыкания приведены в таблице 23.

Таблица 26 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	T_a , с	$i_{\text{ат}}$, кА	$i_{y\delta}$, кА
К1	4,06	0,03	0,658	9,85
К2	11,73	0,01	0,025	22,63

4.1 Конструктивное исполнение ПС «ЦБК»

РУ электрических ПС выполняются как внутренней так наружной установки и называются закрытыми и открытыми. Закрытые РУ применяются на напряжениях 3-20 кВ, а также в частных случаях 35-500 кВ при ограниченности площадей под РУ, в случае особо тяжелых климатических условиях. Открытые – на напряжениях 35-1150 кВ.

РУ 110 кВ ПС «ЦБК» выполняем открытым, 6 кВ – закрытыми.

4.2 Выбор и проверка выключателей

Высоковольтный выключатель представляет собой коммутационный аппарат, с помощью которого производят оперативное включение и отключение как отдельных электрических цепей, так и различного оборудования.

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (27)$$

Максимальный рабочий ток по формуле 32:

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,331 \text{ кА.}$$

Так же для выбора выключателя необходимо проверить его по термической устойчивости, кА²с:

$$B_K = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (28)$$

где $t_{\text{откл}}$ - время отключения;

T_a - постоянная времени.

Время отключения находится следующим образом, с:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{ос}, \quad (29)$$

где $t_{рз}$ - время релейной защиты, равное 0,3 с;

$t_{ос}$ - 0,055 с.

Используя формулу 35, получим требуемую величину:

$$B_K = 4,06^2 \cdot (2,57 + 0,03) = 42,857 \text{ кА}^2\text{с}.$$

По максимальным рабочим токам и установившемся напряжении выбираем выключатели на выходе трансформаторов 110 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу 24.

Таблица 27 – Выключатель ВГТ-110 II-40/2500У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 331 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 4,06 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$
$i_{уд} = 9,85 \text{ кА}$	$i_{пр. с.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с.}$
$I_{по} = 4,06 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 79,196 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл.н}$
$i_{ат} = 0,658 \text{ кА}$	$i_{аном.} = 22,675 \text{ кА}$	$i_{аном.} \geq i_{ат}$
$B_K = 42,857 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K < I_{ми}^2 \cdot t_{ми}$

Выключатель проходит по требуемым параметрам. Расшифровка марки выбранного выключателя приведена ниже.

ВГ - выключатель элегазовый;

Т - обозначение конструктивного исполнения;

110 - номинальное напряжение, кВ (110 или 220);

II - категория по длине пути утечки по внешней изоляции;

40 - номинальный ток отключения, кА;

2500 - номинальный ток, А;

У1 – категория размещения и конструктивное исполнение выключателя

На стороне 6 кВ выбираются элегазовые типа LF-1 которые встроены в шкаф КРУ СЭЩ - 70. Расчетные данные приведены в таблице 28

Таблица 28 – Сравнение справочных и расчетных данных при выборе выключателей 6 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
1	2	3
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А} - \text{вводной}$	$I_{рmax} = 3058 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А} - \text{секционный}$	$I_{рmax} = 3058 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{yo} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{yo}$
$B_{к.ном} = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 145,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 11,73 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 11,73 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{ат} = 0,025 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранный выключатель проходит проверку.

4.3. Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения выше 1кВ, основная цель которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановок и отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта [15].

На ОРУ 110 кВ выбираются разъединители типа РГП-СЭЩ-2-110/1250 УХЛ1 с электродвигательным приводом ПД-14УХЛ1, с одним или с двумя заземляющими ножами.

Проверка на термическую стойкость:

$$B_{к.расч} = 4,06^2 \cdot (2,57 + 0,01) = 42,53 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{к.ном} = 992,2 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя на высокой стороне представлено в таблице 29.

Таблица 29 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГП – СЭЩ – 2 - 110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_P = 331 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{СКВ} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,85 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 992,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 42,53 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

В результате сравнения каталожных и расчетных данных разъединитель соответствует данным условиям и был принят к установке.

4.4. Выбор и проверка трансформаторов тока

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

Для выбора трансформатора тока на высокой стороне необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_{2ном} \geq Z_2, \quad (30)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2}, \quad (31)$$

$S_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка ТТ;

I_2 – вторичный ток ТТ, равный 5 А.

Индуктивное сопротивление токовых цепей крайне мало, поэтому примем:

$$Z_2 \approx R_2, \quad (32)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{приб}$, сопротивления соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов R_k и определяется по формуле (44):

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (33)$$

На стороне ВН выберем ТТ марки ТРГ-110 УХЛ-1.

Таблица 30 – Трансформатор тока ТРГ-110-УХЛ-1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 331$ А	$I_{1ном} = 400$ А	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5$ А	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,06$ Ом	$Z_{2ном} = 2$ Ом	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 9,85$ кА	$I_{дин. н.} = 84$ кА	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 42,53$ кА ² с	$I_{тн} = 16$ кА, $t_{тн} = 3$ с $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 16^2 \cdot 3 = 768$ кА ² с	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Таблица 31 – Длина соединительных проводов от ТТ до приборов

Присоединение, кВ	Длина, м
КРУ 6-10 кВ	3-5
ОРУ 110 кВ	60-80

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА3021	0	4	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (34)$$

Сопротивления проводов определяются по формуле:

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}; \quad (35)$$

где $r_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}} = 19 \text{ Ом}$ - заданное сопротивление нагрузки на тр-р тока;

$\sum R_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН, определяется по формуле (47).

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{\sum S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}, \quad (36)$$

где $\sum S_{\text{ПРИБ}}$ - мощность, которая потребляется приборами;

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

Рассчитаем по формуле (36):

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Принимаем кабель АКРВГ с сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S_{np}} \quad (37)$$

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 80}{2,5} = 0,56 \text{ Ом.}$$

где $l_{расч} = 80$ м – расчётная длина провода для распределительного устройства 110 кВ;

$\rho = 0,0175$ Ом·мм/м – удельное сопротивление для меди;

S_{np} – сечение проводов, принимаем $S_{np} = 2,5$ мм².

$$Z_{2p} = 0,4 + 0,56 + 0,1 = 1,06 \text{ Ом.}$$

В таблице 33 приведена вторичная нагрузка на НН.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформатора тока на низкой стороне

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 6 кВ	Ртутный 230 ART2	-	-	-
Ватметр					
Ваттметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					
Амперметр	Секционный выключатель	Ртутный 230 ART2	7,5	-	7,5
Итого					
Амперметр	На отходящих линиях 6 кВ	Ртутный 230 ART2	-	-	-
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					

В качестве вводных ТТ принимаются ТШЛ – СЭЩ – 10У .

Проверка и выбор ТТ на НН осуществляется аналогично выбору и проверки ТТ на стороне ВН.

Таблица 34 - Сравнение каталожных и расчетных данных для вводного ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_P = 3058 \text{ А}$	$I_H = 6000 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 1,06 \text{ Ом}$	$Z_2 = 20 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{уд} = 22,63 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$В_K = 145,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq В_K$

По результатам сравнения расчетных с каталожными данными – трансформатор тока принят к исполнению.

4.5. Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения служат для понижения высокого напряжения и для разделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

ТН выбирают по конструкции и по схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 110 кВ, которая приведена в таблице 35.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 110 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		3	0,1	2	0,6
Счетчик РЭ					
Итого					24,6

На сторону ВН выбирается ТН марки НАМИ-110 УХЛ1.

Сравнение параметров приведено в таблице 36.

Таблица 36 – Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 24,6 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 400 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

На стороне 6 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ 06-6 которые могут поставяться со шкафу КРУ СЭЦ - 70. Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 37.

Таблица 37 – Вторичная нагрузка ТН на НН

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		6	0,1	2	1,2
Счетчик РЭ					
Итого					25,2

Данные расчетов сведены в таблицу 38.

Таблица 38 – Трансформатор напряжения ЗНОЛ 06 - 6

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 25,2 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 50 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

4.6 Выбор и проверка ячеек КРУ

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

Шкафы уже собраны и готовы к работе, в них уже встроено оборудование и они поступают на место монтажа, где соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение 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 применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей - втычные контакты.

РУ 6 кВ выполнено из шкафов КРУ СЭЩ-70-6, производства ЗАО «ГК Электрощит ТМ-Самара», установленных в блочно-модульном здании, совмещенном с ОПУ. РУ 6 кВ состоит из четырех секций, соединенных выключателями. В каждой секции шкафы КРУ 6 кВ устанавливаются в 2 ряда. Соединены шинным мостом.

Сопоставление результатов приведено в таблице 39.

Таблица 39 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе КРУ 6 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
1	2	3
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{рmax} = 3058 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{y0} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{y0}$
$Вк.ном = 1600 \text{ кА с}$	$Вк. = 145,1 \text{ кА с}$	$Вк.ном \geq Вк$

Ячейка К-70 приведена на рисунке 7.

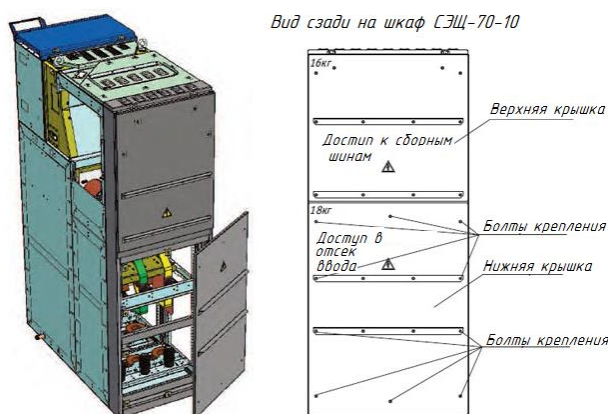


Рисунок 7 – Шкаф КРУ СЭЩ К-70

4.7. Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

В ОРУ 35 кВ и выше обычно применяют гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводами.

Гибкие шины и токопровод обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с большим расстоянием между фазами.

Выбор сечения по нагреву:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}$$

Принимаем сечение по допустимому току.

110 кВ – АС-120/19, так как $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ больше $I_{\text{макс}} = 331 \text{ А}$, то условие выполняется.

Проверка на термическое действие КЗ не выполняется, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования не производится, т.к. минимально допустимое сечение проводов по условию коронирования на 35-110 кВ составляет 70 мм^2 .

Проверка гибких шин по условиям схлестывания не проводится, так как периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах 110 ПС меньше 20 кА [15].

Проверка по экономической плотности тока не производится, так как шины расположены на ОРУ [15].

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка, рисунок 8.

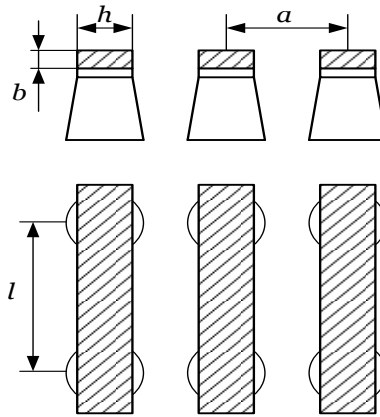


Рисунок 8 – Жесткая ошиновка РУ 6 кВ

$$I_{\max p} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 3}; \quad (38)$$

На низкой стороне выбираем 2 алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения марки АД31Т:

$$d = (120 \times 10) \text{ мм}; S = 1200 \text{ мм}^2; I_{\text{дон}} = 2070 \text{ А}.$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм³:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (39)$$

где B_K - интеграл Джоуля, рассчитанный ранее, кА²с;

C_T - функция, значение которой для данного проводника принимается равным $82 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{145,1 \cdot 10^3}}{91} = 4,18 \text{ мм}^2.$$

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 0,7 \text{ м.} \quad (40)$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 0,7 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ К-104 данное расстояние 0,5 м;

J - момент инерции шины, который находится по формуле, м^4 :

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \quad (41)$$

$$J = \frac{0,3 \cdot 2^3}{12} = 0,5 \text{ м}^4,$$

q - поперечное сечение шины, равное 60 мм^2 .

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (42)$$

где $W = \frac{0,3 \cdot 2^2}{6} = 0,2$ - момент сопротивления шины относительно оси,

перпендикулярной действию усилия, см^3 ;

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,25 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{22630^2 \cdot 0,5^2}{0,2 \cdot 0,25} = 29,496 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$, т. е. $29,5 < 89$ МПа, а также $\sigma_{доп} \leq 0,7\sigma_{разр}$, т.е. $29,5 \leq 127 \cdot 0,7$. Условия механической прочности соблюдены.

Данные расчетов сведены в таблицу 40.

Таблица 40 – Выбор жёстких шин 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{max} = 3020 \text{ А}$ $\sigma_{расч} = 29,5 \text{ МПа}$ $q_{min} = 4,18 \text{ мм}^2$	$I_{доп} = 3070 \text{ А}$ $\sigma_{доп} = 89 \text{ МПа}$ $q = 60 \text{ мм}^2$	$I_{доп} \geq I_{max}$ $\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$ $q \geq q_{min}$

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 $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов[1]:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (43)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (44)$$

Выбор опорных изоляторов 6 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ИО-6-3,75 I УЗ с

$F_{разр} = 3750 \text{ Н}$.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (45)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{22,630^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 74 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 41.

Таблица 41 – Выбор опорных изоляторов 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 74 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 2250 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Выбор проходных изоляторов на 6 кВ:

При выборе проходных изоляторов, к приведенным выше условиям так же добавляется требование: $I_{\max} \leq I_{ном}$. Выбираем проходные изоляторы марки ИПК 10/3150-IV/ IV УХЛ1 с $F_{разр} = 8000 \text{ Н}$. Данные расчетов сведены в таблицу 52.

Таблица 42 – Выбор проходных изоляторов 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 74 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 4800 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$
$I_{\max} = 3058 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{\max}$

Выбор опорных изоляторов 110 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 с

$F_{разр} = 10000 \text{ Н}$.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{4060^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 2 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 53

Таблица 43 – Выбор опорных изоляторов 110 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 2 \text{ Н}$	$F_{доп} = 6000 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Таким образом, был проведен выбор изоляторов на все классы номинального напряжения.

4.8. Выбор и проверка ТСН

Мощность трансформаторов СН выбирается по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, согласно таблице 54.

Таблица 44 – Потребители СН

Нагрузка	P, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
1	2	3	4	5
Система охлаждения	1	0,85	0,62	0,6
Подогрев выключателей и приводов 110 кВ	3,6	0,95	0,33	1,2
Подогрев шкафов КРУ 6 кВ	15	0,95	0,33	5,6
Подогрев приводов разъединителей	6,6	0,95	0,33	2,2
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,7
Освещение, отопление, вентиляция КРУ 6 кВ	7	0,9	0,48	3,4
Освещение ОРУ 110 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Маслохозяйство	80	0,85	0,62	46,5
Всего	125,2			64,1

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (46)$$

где k_c – коэффициент одновременности загрузки равный 0,8 [11]

$P_{расч}$, $Q_{расч}$ - суммарная мощность потребителей СН

С помощью формулы 51, получим расчётную нагрузку ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{125,2^2 + 64,1^2} = 112,5 \text{ кВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (47)$$

где k_3 – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН по [11];

N_T - количество ТСН на ПС.

$$S_T = \frac{112,5}{0,7 \cdot 2} = 80 \text{ кВА.}$$

Выбирается трансформатор ТЛС - СЭЩ - 100/6.

4.9. Выбор и проверка ОПН

ОПН предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозовых и внутренних перенапряжений. На ОРУ 110 кВ приняты ОПН марки ОПН – П1–110/73/10/2УХЛ1.

Выбор осуществляется следующим образом:

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (48)$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 270 кВ в соответствии с [13].

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН 180 кВ в соответствии с каталожными данными;

z - волновое сопротивление провода, 485 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (49)$$

где l - длина защищенного подхода;

v - скорость распространения волны.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

$$\mathcal{E} = \frac{270 - 180}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 589 \text{ кДж}.$$

Определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{номОПН}}, \quad (50)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{589}{110} = 5,3 \text{ кДж/кВ}.$$

Выбирается ОПН-110 кВ с классом 4 энергоёмкости (до 6,35 кДж/кВ).

На 6 кВ приняты ОПНп – 6/7,2/10/1-III УХЛ1, для которых $U_{ост} = 20$ кВ,
 $U = 60$ кВ.

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{60 - 20}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 26 \text{ кДж.}$$

Определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E} = \frac{26}{6} = 4,3 \text{ кВт/кВ.}$$

Выбирается ОПН-6 кВ с классом 3 энергоёмкости (до 4,8 кДж/кВ).

4.10. Выбор и проверка устройств ВЧ обработки

ВЧ заградители с конденсаторами связи используются в качестве дополнительного резервного канала связи, так как сейчас широко распространяется ВОЛС, встроенный в грозозащитный трос марки ОКГТ - для подвеса на опорах линий электропередач. Кабель, содержащий центральный силовой элемент из алюминиевой или стальной проволоки, вокруг которого скручены стальные, или алюминиевые проволоки, или оптические модули, с уложенными внутри ОВ и заполненными гидрофобным компаундом по всей длине, поверх наложен один или несколько повивов стальных и/или стальных и алюминиевых проволок.

На стороне 110 кВ устанавливаются высокочастотные заградители типа ВЗ-630-0,5 УХЛ1 ($i_{терм} = 16 \text{ кА}$, $i_{дин} = 41 \text{ кА}$) с конденсаторами связи СМПВ-110/3 – 6,4, с фильтром присоединения серии ФПМ.

Сопоставление справочных и расчетных данных приведено в таблице 49.

Таблица 45 – Сравнение каталожных и расчетных данных при выборе устройств ВЧ обработки линии 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
1	2	3
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{рmax} = 331 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,85 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$I_{терм} = 16 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,08 \text{ кА}$	$I_{терм} \geq I_{по}$

Устройства ВЧ обработки связи приняты к исполнению.

5 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС ЦБК

5.1. Конструктивное исполнение заземления ПС ЦБК и определение его стационарного и импульсного сопротивления

В зависимости от назначения, различают следующие виды заземлений: защитное, заземление молниезащиты, рабочее.

Защитное заземление применяется для защиты персонала от напряжения прикосновения. Все металлические части электроустановок, не находящиеся под напряжением, но которые могут быть под воздействием напряжения из-за повреждения изоляции, должны быть заземлены. В электроустановках заземляются корпуса трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений.

Рабочее заземление необходимо для нормальной работы электроустановок. К рабочему заземлению относится заземление нейтрали трансформаторов и дугогасящих катушек.

Заземление молниезащиты необходимо для отвода токов молнии в землю.

Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно лишь заземляющее устройство.

Конструктивно заземление на подстанции выполняется в виде сетки состоящей из горизонтальных заземлителей и со стороны квадрата сетки которая кратна 6 м. В узлах данной сетки размещаются вертикальные заземлители. Сетка ложится на глубину 0,5-0,7 м. Сетка не должна проходить под фундаментом электрических установок. Вертикальные заземлители – прутковая сталь диаметром не менее 10 мм.

Расчет заземления подстанции предполагает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, определение расчетных

геометрических параметров заземления сетки и проверка электродов на коррозионную стойкость и термическую стойкость.

Произведем расчет заземления ОРУ 110 кВ ПС ЦБК

Расчет предоставлен в приложении Г.

5.2. Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, которое может поражать наиболее большие по высоте предметы. Благодаря этому защищаемый объект, который более низкий по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если он будет полностью входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается та часть пространства вокруг молниеотвода, которая обеспечивает защиту объектов от прямых ударов молнии с определяемой степенью надежности.

Для защиты территории подстанции обычно используют молниеотводы выполненные из стержней. Они устанавливаются на линейных порталах, на крышах зданий, а также на отдельно стоящих конструкциях.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к расчету границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет из себя пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

Защита ОРУ 110 кВ ПС ЦБК от прямого удара молнии осуществляется четырьмя молниеотводами, установленными на линейных порталах. Рассчитаем зоны защиты на двух уровнях: на уровне земли линейного портала.

Произведем расчет параметров защиты молниеотводов.

Высота молниеотвода $h = 25\text{ м}$, тогда

Эффективную высоту молниеотвода найдем по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (51)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 25 = 21,3 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (52)$$

$$r_0 = (1,1 \cdot 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,3 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 11 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right), \quad (53)$$

где $h_{\text{эф}}$ – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 26,3 \cdot \left(1 - \frac{11}{21,3}\right) = 12,7 \text{ м.}$$

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

$$h_{\text{cx}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h), \quad (54)$$

где L – расстояние между молниеотводами.

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

$$r_{\text{cx}} = r_{c0} \cdot \frac{h_{\text{cx}} - h_x}{h_{\text{cx}}}, \quad (55)$$

Для примера рассмотрим параметры защиты молниеотводов 1-2.
Расстояние между молниеотводами $L=51\text{ м}$.

$$h_{cx} = 21,3 - (0,17 + 0,003 \cdot 25) \cdot (51 - 25) = 16,6 \text{ м};$$

$$r_{cx} = 26 \cdot \frac{16,6 - 11}{16,6} = 8,8 \text{ м}.$$

Далее находятся параметры для остальных молниеотводов и по окончании расчета строятся зоны защиты для указанного объекта.

Подробный расчет приведён в Приложении Г.

Как видно по плану (лист графической части 5) система молниеотводов образована стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. На уровне земли территория ОРУ полностью защищено от прямых ударов молнии, на высоте равной высоте шинного портала все элементы на ОРУ находятся внутри соответствующей зоны защиты.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1. Расстановка комплексов защиты и автоматики

Согласно [11] на линии 110 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена только с тех сторон, откуда может быть подано питание [11].

На линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать токовые ступенчатые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или быстроты отключения повреждения, к примеру на головных участках и если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, то должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В этом случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени [11].

Для линий 110-220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты [11].

Для организации защиты проектируемой линии необходима установка комплексов релейной защиты и автоматики на всех присоединениях.

6.2 Устройства релейной защиты от повреждения трансформаторов

ПУЭ и нормативная документация по релейной защите определяют виды и объем защиты в зависимости от типа трансформатора и места его установки.

Дифференциальная защита.

Дифференциальная защита устанавливается на одиночно работающих

трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше и на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВ·А и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше, если токовая отсечка не обеспечивает достаточной чувствительности ($k_{\text{ч}} < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с.

Принцип действия дифференциальной защиты подробно описан в [16-18] и основан на сравнении величин и направлении токов до и после защищаемого трансформатора.

Газовая защита.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Газовая защита получила очень широкое применение в качестве чувствительной защиты, при возникновении внутренних повреждений (межвитковых замыканий), сопровождаемых электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла, изоляционных материалов и образованию летучих газов.

Газовая защита обязательно устанавливается на трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше, а также на трансформаторах 1000 – 4000 кВ·А, не имеющих дифференциальной защиты или отсечки. При наличии быстродействующей защите её применение допускается. На внутрицеховых трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше газовая защита должна быть обязательна к применению независимо от наличия других быстродействующих защит.

Токовая отсечка.

Для защиты трансформаторов мощностью менее 6300 кВ·А, и работающих одиночно, и трансформаторов мощностью менее 4000 кВ·А, работающих параллельно, устанавливается так называемая токовая отсечка, принцип действия которой рассмотрен в [19; 20].

Токовая отсечка устанавливается со стороны источника и получает питание от тех же трансформаторов тока, что и максимальная токовая защита от внешних КЗ.

Срабатывание уставки тока токовой отсечки определяется из условия несрабатывания при повреждениях на отходящих линиях, со стороны нагрузки за трансформатором, по следующему выражению:

$$I_{ТО} \geq k_{ОТС} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (56)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки защиты (1,3 – 1,4);

$I_{КЗ}^{(3)}$ - значение периодической составляющей тока в месте установки защиты при трехфазном КЗ.

Чувствительность отсечки проверяется по выражению:

$$k_{ч} \geq \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{СР.ТО}}, \quad (57)$$

где $I_{КЗ}^{(2)}$ - ток двухфазного КЗ со стороны источника питания.

По известному значению тока трехфазного КЗ, ток двухфазного КЗ определяется по следующей формуле:

$$I_{КЗ}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (58)$$

где $I_{КЗ}^{(3)}$ - ток трехфазного короткого замыкания.

Согласно ПУЭ чувствительность токовой отсечки ($k_{ч}$) при двухфазном КЗ в точке К1 должен быть не менее 2, если же он меньше 2, то в данном случае токовая отсечка может использоваться только в качестве резервной защиты.

Если уставка токовой отсечки выбрана по формуле (61), то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе и поэтому может быть выполнена без выдержки времени.

6.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора выполнена с применением устройства «Сириус-ТЗ». Для выбора его параметров, сначала нужно выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока, устанавливаемых на всех сторонах защищаемого трансформатора. Трансформаторы тока на всех сторонах собраны в звезду.

В соответствии с разделом «Общие уставки дифференциальной защиты трансформатора» необходимо выбрать следующие общие уставки устройства:

$I_{номВН}$ - номинальный вторичный ток ВН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{номСН}$ - номинальный вторичный ток СН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{номНН}$ - номинальный вторичный ток НН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

группа ТТ ВН – группа сборки цифровых ТТ на стороне ВН;

группа ТТ НН – группа сборки цифровых ТТ на стороне НН;

размах РПН – размах регулирования РПН.

Таблица 46 – Выбор трансформаторов тока на сторонах защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		115 кВ	6,6 кВ	6,3 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	200,8	94,5	94,5
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I	400/5	3000/5	3000/5

Продолжение таблицы 46

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном}}{K_I}$	2,51	0,15	0,15
Для ввода в устройство принимаются ближайšie величины токов с дискретностью 0,1, А	$I_{ном.ВН}, I_{ном.СН}, I_{ном.НН}$	2,6	0,2	0,2
Размах регулирования РПН, %	16%			

Для силового трансформатора со схемой соединения обмоток на стороне ВН трансформатора в звезду, а на стороне НН в треугольник, необходимо задать уставки: «Группа ТТ ВН» – 11, «Группа ТТ НН» – 0.

Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1).

Для этого необходимо выбрать уставки дифференциальной отсечки (ДЗТ-1):

$\frac{I_{диф}}{I_{ном}}$ - относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Согласно исходным данным токи внешнего КЗ приведенный к стороне ВН равен 637А.

Относительное значение этих токов равно:

$$I_{кз.внеш}^{max} = \frac{I_{К2}^{(3)ВН}}{I_{номВН}}, \quad (59)$$

$$I_{кз.внеш}^{max} = \frac{400}{200} = 2$$

Уставка дифференциальной отсечки равна:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.внеш}^{max}, \quad (60)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{нб(1)}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ.

Согласно [22] если на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $K_{нб(1)} = 0,7$. Если на стороне ВН используются ТТ с вторичным номинальным током 1А, то следует принимать $K_{нб(1)} = 1,0$.

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 2 = 1,68.$$

Принимается ближайшая большая величина уставки дифференциальной отсечки $\frac{I_{диф}}{I_{ном}} = 1,7$.

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

$$I_{диф} = 1,7 \cdot 316,6 = 538,22 \text{ А.}$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К1) по формуле (63).

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4060 = 3,516 \text{ А.}$$

$$k_{\psi} \geq \frac{2453}{538,22} = 4,55 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства защиты «Сириус-Т» соответствует требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2).

Далее необходимо выбрать следующие уставки дифференциальной защиты (ДЗТ-2):

$$\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} - \text{базовая уставка ступени};$$

$K_{\text{торм}}$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$$\frac{I_{Т1}}{I_{ном}} - \text{вторая точка излома тормозной характеристики};$$

$$\frac{I_{ДГ1}}{I_{ДГ2}} - \text{уставка блокировки от второй гармоники}.$$

Базовая уставка выбирается в пределах от (0,3-0,5) для обеспечения чувствительности к витковым замыканиям в обмотках и замыкания между

обмоток трансформатора, поэтому примем: $\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} = 0,3$.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток $I_{скв}$, то ток срабатывания дифференциальной защиты должен быть равен:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{скв}}, \quad (61)$$

где $K_{\text{пер}}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим;;

$K_{одн}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$ - погрешность номинальных токов трансформатора обусловленная наличием РПН у трансформатора;

$\Delta f_{дообав}$ - погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН;

$I_{скв}$ - сквозной ток проходящий через защиту при внешнем КЗ.

В первом слагаемом (обусловленном погрешностями трансформаторов тока), несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов, в [28] рекомендуется принимать: $K_{одн} = 1,0$; $\varepsilon = 0,1$; $K_{пер} = 2,5$, если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50%, или $K_{пер} = 2,0$, если доля двигательной нагрузки менее 50%.

Второе слагаемое обусловлено наличием РПН у трансформатора. В устройстве имеется автоматическая подстройка под существующий коэффициент трансформации силового трансформатора по отношению токов нагрузки ВН и НН. Когда она действует, $\Delta U_{РПН}$ не превышает 4%. Подстройка сама по себе действует медленно и действует при нагрузке трансформатора свыше 30%. При небольших нагрузках подстройка отключена. Поэтому за расчетный случай следует принимать не действия подстройки и считать $\Delta U_{РПН}$ равным полному размаху РПН. Действие подстройки может создать дополнительный запас по отстроенности от тока небаланса.

Третье слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН - округлением при установке, а также некоторыми погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным изготовителя - фирмы, расчетное значение можно принимать $\Delta f_{дообав} = 0,04$.

Для надежной отстройки от тока небаланса, следует его умножить на коэффициент отстройки $K_{одн}$, который согласно [21] следует принимать равным 1,3, а согласно [22] - можно понизить его значение до 1,1-1,15.

$$I_{диф} = K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{скв} = 1,3 \cdot 0,4 \cdot I_{скв} = 0,52 \cdot I_{скв}$$

В соответствии с [22] коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{сн.т} = I_{торм} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}), \quad (62)$$

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot 0,4 = 0,8.$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot I_{диф} / I_{торм}. \quad (63)$$

Либо по выражению:

$$K_{торм} \geq \frac{100 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})}{K_{сн.т}}. \quad (64)$$

Тогда коэффициент торможения в процентах по выражению (64) равен:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot 0,52 / 0,8 = 65 \ %.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{Т1} / I_{ном}$ определяет величину второго участка тормозной характеристики. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{Т1} / I_{ном} = 1$), режим при допустимых длительных перегрузках ($I_{Т1} / I_{ном} = 1,3$). А также, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР,

токи пусковые мощных двигателей). Поэтому рекомендуется уставка $I_{T1} / I_{ном} = 1,5 - 2$.

Первая точка излома тормозной характеристики находится в реле автоматически, но необходимо убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Поэтому рассчитываем первую точку излома тормозной характеристики по формуле: ее величина равна:

$$I_{T1} / I_{ном} = (I_{Д1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм}. \quad (65)$$

Величина первой точки излома тормозной характеристики равна:

$$I_{T1} / I_{ном} = 0,3 \cdot 100 / 65 = 0,46$$

Следовательно условие $I_{T2} / I_{ном} > I_{T1} / I_{ном}$ – выполняется.

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{ДГ2} / I_{ДГ1}$ на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15% в соответствии с [22]. Принимаем $I_{ДГ2} / I_{ДГ1} = 0,15$.

Таким образом, получены следующие характеристики:

$$\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} = 0,3 \text{ - базовая уставка ступени;}$$

$K_{торм} = 65 \%$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$$\frac{I_{T1}}{I_{ном}} = 0,46 \text{ - вторая точка излома тормозной характеристики;}$$

$$\frac{I_{T2}}{I_{ном}} = 2 \text{ - вторая точка излома тормозной характеристики;}$$

$$\frac{I_{ДГ1}}{I_{ДГ2}} = 0,15 \text{ - уставка блокировки от второй гармоники.}$$

Проверим расчетное соотношение токов $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$ в защите при КЗ в трансформаторе на стороне НН при принятом способе формирования тормозного тока.

Если расчетное соотношение токов $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$ лежит выше границы разделения областей, то происходит срабатывание и защита действует на отключение.

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме на стороне НН трансформатора, найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{КЗ}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 637 = 551,65 \text{ А.}$$

При одностороннем питании защищаемого трансформатора и при КЗ на стороне НН в зоне действия защиты ток со стороны НН отсутствует, поэтому относительное значение дифференциального тока, приведенное к номинальному току трансформатора, равно:

$$I_{ДИФ} / I_{НОМ} = 551,6 / 316,6 = 1,74 \text{ о.е.}$$

Относительное значение тормозного тока в реле при этом КЗ равно:

$$I_{ТОРМ} / I_{НОМ} = 0,5 \cdot (551,6 / 316,6) = 0,87 \text{ о.е.}$$

Таким образом, расчетная точка при КЗ, определяемая по соотношению токов $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$, находится выше границы разделения областей, поэтому при КЗ на стороне НН происходит срабатывание и защита действует на отключение.

Коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2 устройства «Сириус-ТЗ» в этом случае равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ТОРМ}} / I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{Д1}} / I_{\text{НОМ}}} \quad (66)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1,74}{0,3} = 5,8 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная защита (ступень ДЗТ-2) устройства «Сириус-ТЗ» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок сигнализации небаланса в плечах защиты (ДЗТ-3).

Теперь, необходимо выбрать следующие уставки сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3):

$I_{\text{Д}} / I_{\text{НОМ}}$ - относительное значение уставки по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты;

T - уставка по времени сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты.

Уставка по току небаланса сигнализации в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3) выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\text{Д1}}/I_{\text{НОМ}}$), а уставка по времени - порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Рекомендуемые значения уставок: $I_{\text{Д}} / I_{\text{НОМ}} = 0,1$ $T = 10$ с.

6.4 Расчет уставок максимальной токовой защиты

Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) защиты трансформатора.

Токовая отсечка контролирует три фазовых тока высшей стороны трансформатора $I_{\text{А ВН}}$, $I_{\text{В ВН}}$, $I_{\text{С ВН}}$ и предназначена для защиты от всех коротких замыканий. Она может отстраиваться от максимального тока внешнего короткого замыкания. Ток внешнего короткого замыкания – это ток КЗ в точке

К2 и К3, приведенный к стороне высшего напряжения, в нашем примере он равен:

$$I_{K2}^{(3)BH} = 637 \text{ А.}$$

Тогда для СН получим:

$$I_{TO} \geq 1,3 \cdot 637 = 828,1 \text{ А.}$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включены на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен, А:

$$I_{cp.mo} \geq \frac{I_{TO} \cdot K_{CX}}{K_{TT.BH}}. \quad (67)$$

$$I_{cp.mo} \geq \frac{828 \cdot 1}{630 / 5} = 6,57 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве защиты «Сириус-ТЗ». Принимаем $I_{cp.mo} = 6,6 \text{ А}$.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{I_{cp.mo} \cdot K_{TT.BH}}{K_{CX}}. \quad (68)$$

$$I_{TO} \geq \frac{6,6 \cdot 630 / 5}{1} = 831,6 \text{ А.}$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 110 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4060 = 3516 \text{ А.}$$

$$k_v \geq \frac{3516}{831,6} = 4,22 > 1,2$$

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «Сириус-ТЗ».

Выбираем время срабатывания токовой отсечки.

Так как уставка токовой отсечки выбрана по выражению, то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и поэтому выдержка по времени токовой отсечки принимаем $t_{то} = 0,1$ с.

Резервная максимально токовая защита трансформатора устанавливается со стороны источника питания трансформатора. Для трехобмоточного трансформатора понизительной подстанции без источников питания на стороне НН нет нужды использования МТЗ НН. Поэтому МТЗ НН выводится из работы, а уставки МТЗ НН задаются максимальными величинами в устройстве «Сириус-ТЗ».

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора (МТЗ-2 ВН)

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

При расчете уставок МТЗ-2 ВН следует принимать следующие параметры: коэффициент возврата реле - $k_B = 0,92$; коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки - $k_{ОТС} = 1,2$; коэффициент согласования с защитами предыдущих линий - $k_C = 1,1$, согласно рекомендациям [19,20].

Вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (69)$$

где $S_{наг.ВН}$ - максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А;

$U_{ном.ВН}$ - номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{31500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 158,2 \text{ А.}$$

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется с учетом следующих коэффициентов: коэффициент отстройки $k_{ОТС} = 1,2$ согласно [19]; коэффициент самозапуска двигателей $k_{ЗАП} = 1,5$ согласно [19]; коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-Т3» $k_B = 0,92$ согласно [22].

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 158,2 = 309,52 \text{ А.}$$

Максимально токовая защита подключена к трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой защита (МТЗ-2 ВН) равен:

$$I_{cp.то} \geq \frac{309,52 \cdot 1}{630 / 5} = 2,45 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому ток уставки МТЗ-2 ВН принимается ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-ТЗ». Принимаем $I_{cp.мтз} = 2,45 \text{ А.}$

Далее необходим расчет действительного тока срабатывания МТЗ-2 ВН по формуле:

$$I_{ГО} \geq \frac{2,45 \cdot 630 / 5}{1} = 308,7 \text{ А.}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне НН (в точке К2).

$$k_{чНН} \geq \frac{637}{308,7} = 2,06 > 1,5.$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-ТЗ» по следующей формуле, с:

$$t_{МТЗ} = t_{\max} + \Delta t, \tag{70}$$

где t_{\max} - максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

Δt - ступень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

$$t_{MTЗ} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-ТЗ».

Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования в устройстве «Сириус-ТЗ» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Согласно [21] уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ПЕР} \geq \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{В.НОМ}, \quad (71)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;

k_B - коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-ТЗ» равен 0,92, согласно [22];

$I_{В.НОМ}$ - номинальный ток вторичный трансформатора на стороне где устанавливается защита от перегрузки, в соответствии с [21] рекомендуют определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для рассматриваемого трансформатора, номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН и НН равны 2,6, 0,2 и 0,2 из таблицы 56. Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{\text{ПЕР.ВН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 2,6 = 2,97 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ПЕР.НН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 0,2 = 0,22 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ПЕР.НН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 0,2 = 0,22 \text{ А.}$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит по формуле (66).

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$T_{\text{ПЕРЕГР}} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени « $T_{\text{ПЕРЕГР}}$ » в устройстве «Сириус-ТЗ».

6.5 Релейная защита воздушной линии напряжением 110 кВ

Основные требования, предъявляемые к устройствам РЗ в сетях 110

1) Чувствительность. В сетях 110 кВ обеспечение необходимой чувствительности устройств РЗ достигается более сложно, чем в сетях 6-35 кВ, в связи со следующим:

2) Сети 110 кВ работают с заземленной нейтралью, поэтому должна быть обеспечиваться чувствительность устройств РЗА не только к междуфазным КЗ (трехфазным и двухфазным), но также и к КЗ на землю: однофазным и двухфазным.

3) Сети 110 кВ имеют сложную контрную конфигурацию со большим количеством источников питания. В таких сетях чувствительность устройств РЗ

обеспечивается сложно, так как возможны ситуации, когда максимальные токи нагрузки ВЛ превышают минимальные токи КЗ.

Выводы. Все вышеуказанные требования к устройствам РЗ в сетях 110 приводят к сложной конструкции защит. Поэтому в сетях 110 кВ применяются гораздо более сложные защиты, чем в сетях 6-35 кВ.\

Дистанционные защиты применяются в сетях по строению сетей, где по логике быстрого действия и чувствительности не могут быть использованы более простые максимальные токовые и направленные токовые защиты.

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с устройством направления мощности или без него.

Для обеспечения приведенных выше требований по защите линии принимаем шкафы серии ШМЗЛ. Они предназначены для использования в качестве основной и резервной или также может использоваться только как резервная защита одиночных и параллельных ВЛ 110-220 кВ. Шкафы устанавливаются как на реконструируемых, так и на вновь строящихся подстанциях.

В состав функций защит шкафа входят:

- трехступенчатая дистанционная защита от междуфазных замыканий с блокировкой при раскачках и неполадках в цепях напряжения;
- четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности для защиты от КЗ с землей;
- токовая отсечка и ненаправленная максимальная токовая защита;
- УРОВ с возможностью работы в режимах с автоматической проверкой исправности выключателя или с повторяющимся пуском с контролем от реле положения «включено».

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

В данной части рассматривается вопрос, направленный на обеспечение безопасности при эксплуатации ПС 110/6 кВ «ЦБК» и ВЛ - 110 кВ «ЦБК с заходами ВЛ Амуская ТЭЦ – Эльбан -Падали».

К проектируемому объекту предъявляются требования по экологичности. Для решения поставленной задачи рассматриваются вопросы, связанные с расчетом шума, создаваемого трансформаторами, и защитой от загрязнений трансформаторным маслом.

Необходимо учитывать факторы, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте. Во избежание таковых данным разделом рассматриваются следующие вопросы:

- обеспечение пожарной безопасности на ПС «ЦБК»;
- пожарная безопасность при эксплуатации проектируемой ВЛ - 110 кВ.

7.1 Безопасность

7.1.1 Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы

Работники, выполняющие работы в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [24]:

- периодическое прохождение медицинского освидетельствования;
- обязательное прохождение инструктажа по общим правилам техники безопасности;

- по окончании инструктажа выполняется запись в «Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте»;

- нахождение посторонних лиц на территории монтажной площадки запрещается;

- нахождение сотрудников в нетрезвом состоянии на территории площадки в любое время (рабочее и не рабочее) запрещается.

- лица, которые нарушили требования правил техники безопасности, несут ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке;

- каждый работник должен знать и строго выполнять требования безопасности труда, относящиеся к обслуживаемому оборудованию и организации труда на рабочем месте.

7.1.2 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ-110 кВ «Налдинская с заходами ВЛ Амурская ТЭЦ – Эльбан - Падали».

Ремонтные работы на отключенных линиях в отношении безопасности подразделяются на работы, которые выполняются:

- вдали от других действующих линий электропередачи;

- вблизи других действующих линий электропередачи.

Работы на отключенных линиях могут выполняться при осуществлении организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работающих [24].

Организационные мероприятия - оформление допуска к работе, контроль во время производства работы, оформление окончания работ.

Технические мероприятия - отключение линий, проверка отсутствия напряжения на проводах линий, наложение заземления на месте производства работ, ограждение места производства работ и развешивание разрешающих работу плакатов.

При ремонтных работах на проводах и тросах, отключенная линия должна заземляться на всех питающих ПС и в месте производства работ.

При работах, связанных с разрезанием проводов, разъединяемые концы проводов необходимо предварительно соединять металлическим проводником с поперечным сечением, площадью - не менее 16 мм². [25]

В случае установки на металлических опорах временных тросовых оттяжек, они должны соединяться переносными заземлениями с объектом металлической опоры.

В случае параллельного прохождения ВЛ, электромагнитные поля действующих воздушных линий электропередачи наводят в проводах соседних отключенных линий напряжения и токи, значение которых зависит от рабочего напряжения рабочей линии, силы тока в ней, протяженности параллельного прохождения, взаимного расположения проводов, состояния отключенной линии, сопротивления заземления и других факторов.

Меры безопасности указанные выше, необходимо соблюдать при выполнении работ на отключенных воздушных линиях электропередачи, находящихся вблизи других рабочих линий. Специфическая особенность выполнения работ на таких линиях состоит в возможности появления на проводе отключенной линии наведенного электромагнитного потенциала, превышающего допустимое значение, равное 25 В.

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

Во избежание травм в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, а также не разрешается бросать какие-либо предметы с высоты опоры.

7.1.3 Безопасность при эксплуатации ОРУ ПС 110 кВ

Дороги с покрытием предусматриваются к зданию закрытого распределительного устройства (ЗРУ). Ширина проезжей части внутри площадочных дорог 4 метра. В ОРУ 110 кВ предусматривается проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и

приспособлений, а также передвижных установок: габариты проезда 4 м по ширине и высоте.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния выбираются и устанавливаются таким образом, чтобы [25]:

- вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, дуга или другие происходящие при ее работе явления (искры, выброс газов т.д.) не могли привести к выходу из строя оборудования и возникновению короткого замыкания или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживавшему персоналу;

- при нарушении нормальных условий работы электроустановки должна быть обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленные действием короткого замыкания;

- при снятом напряжении с какой-либо цепи, относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции, она могла подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонту, без нарушения нормальной работы соседних цепей;

- была обеспечена возможность удобной перевозки оборудования.

Расстояния от токоведущих частей до различных элементов ОРУ, принятые на ПС:

- от токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций - 900 мм; между проводами фаз - 1000 мм;

- от токоведущих частей и от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до габаритов транспортируемого оборудования - 1650 мм;

- от не огражденных токоведущих частей до земли и до кровли зданий при наибольшем провисании проводов - 3600 мм;

- от контакта и ножа разъединителя в отключенном положении ошиновки, присоединенной ко второму контакту - 1100 мм.

На ОРУ шины располагаются следующим образом:

- сборные и обходные шины, а также все секционные шины имеют со стороны главных трансформаторов на высоком напряжении шину А;

- ответвления от сборных шин выполняются так, чтобы расположение шин присоединений слева направо было - А-В-С, если смотреть со стороны шин трансформаторов.

Расположение шин ответвлений в ячейках независимо от их размещения по отношению к сборным шинам должно быть одинаковым.

Шины обозначаются при переменном трехфазном токе: шины фазы А - желтым цветом, эта же шина, используемая в качестве нулевой защитной продольными полосами обозначается желтым и зеленым цветом.

Заземляющие ножи окрашиваются в черный цвет. Рукоятки приводов заземляющих ножей окрашиваются в красный цвет, а рукоятки других приводов в цвета оборудования.

Вдоль обоих трансформаторов предусматривается проезд шириной 4 метра для обеспечения пожаробезопасности.

7.2 Экологичность

Негативное влияние, оказываемое трансформаторным маслом

Защита окружающей среды от загрязнений трансформаторным маслом на проектируемой ПС осуществляется в соответствии с разработанными инструкциями. В данном разделе рассматриваются необходимые мероприятия при сливе масла трансформаторов типа ТРДЦН-40000/110 У1 ПС «ЦБК».

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее, для этого производится слив масла из трансформаторов. Перед началом сливных операций проверяется правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб. Наконечники шлангов изготавливаются из материала, исключая возможность искрообразования при ударе. Нижний слив масла осуществляется через герметизированные сливные устройства. При открытии сливных устройств применяется инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования. Во время слива масла

используются переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания. При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Сепараторы, установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр – прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторах массой масла более 1 т в единице (одном баке) должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [1]:

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

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

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и подземным сооружениям, распространение пожара, засорение.

4) маслоприемники под трансформаторы с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприёмники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкцией и закрепляться металлической решеткой, поверх которой, должен быть насыпан слой чистого гравия толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы (фракция: 30 - 70 мм).

Рассчитываются габариты маслоприемника для трансформатора ТРДЦН-40000/110 У1. Габариты трансформатора в соответствии с: $A \times B \times H = 6,294 \times 4,508 \times 5,981$ м, масса масла $m_M = 15570$ кг.

Так как масса трансформаторного масла меньше 20 т, то маслоприемник выполняется без отвода масла.

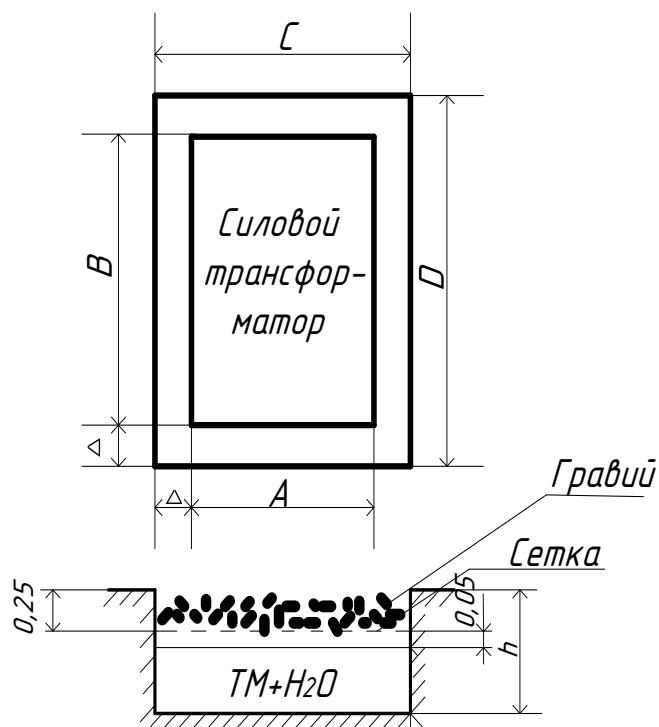


Рисунок 9 – Габариты маслоприёмника без отвода масла.

Необходимо определить габариты маслоприемника:

$$C = A + 2 \cdot \Delta, \quad (72)$$

$$D = B + 2 \cdot \Delta, \quad (73)$$

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (74)$$

где S_{mn} – площадь маслоприемника;

Δ – величина, на которую габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора, зависит от массы трансформаторного масла;

$$\Delta = 1,5 \text{ м};$$

C – длина маслоприемника, м;

D – ширина маслоприемника, м.

$$C = 6,294 + 2 \cdot 1,5 = 9,294 \text{ м};$$

$$D = 4,508 + 2 \cdot 1,5 = 7,508 \text{ м};$$

$$S_{mn} = 9,294 \cdot 7,508 = 69,78 \text{ м}^2.$$

Необходимо определить размеры маслоприемника. Объем маслоприёмника без отвода масла следует рассчитывать на приём 100% объёма масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \frac{\text{л}}{\text{с} \cdot \text{м}^2}$ в течение 30 минут.

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{mm} = \frac{M}{\rho}, \quad (75)$$

где ρ – плотность трансформаторного масла, равная $\rho_M = 850 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ [1].

$$V_{mm} = \frac{15570}{850} = 18,32 \text{ м}^3.$$

Объем воды от средств пожаротушения определяется по следующей формуле:

$$V_{\text{воды}} = I_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\text{бнз}}), \quad (76)$$

где I_n – коэффициент интенсивности пожаротушения, равный

$$0,2 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{с} \cdot \text{м}^2};$$

t – время пожаротушения, равное 1800 с;

$S_{\text{бнз}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, м².

Значение площади боковых поверхностей трансформатора можно определить следующим образом:

$$S_{\text{бнз}} = 2 \cdot (A+B) \cdot H, \quad (77)$$

$$S_{\text{бнз}} = 2 \cdot (6,294+4,508) \cdot 5,981 = 129,21 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (69,78 + 129,21) = 71,64 \text{ м}^3.$$

Объем маслоприемника определяется следующим образом:

$$V_{\text{мп}} = V_{\text{тм}} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}}, \quad (78)$$

$$V_{\text{мп}} = 18,32 + 0,8 \cdot 71,64 = 75,63 \text{ м}^3.$$

Необходимо определить глубину маслоприемника. Ее значение можно найти по следующей формуле:

$$h_{\text{мп}} = h_{\text{мп(тм+H}_2\text{O)}} + h_{\text{вз}} + h_{\text{зр}}, \quad (79)$$

$$h_{\text{мп(тм+H}_2\text{O)}} = \frac{V_{\text{тм}} + V_{\text{воды}} \cdot 0,8}{S_{\text{мп}}}, \quad (80)$$

$$h_{\text{мп}} = \frac{18,32 + 71,64 \cdot 0,8}{69,78} + 0,05 + 0,25 = 1,08 \text{ м.}$$

Маслосборники вмещают полный объем масла одного трансформатора, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники оборудуются сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника,

ограждений маслоприемника и маслосборника защищены маслостойким покрытием.

В результате проведенного расчета получены следующие характеристики: площадь маслоприемника – 69,78 м² (9,294x7,508 м); объем масла – 18,32 м³; максимальный объем воды, необходимой для тушения пожара на трансформаторе – 71,64 м³; глубина маслоприемника 1,08 м; объем маслосборника – 75,63 м³.

7.3 Чрезвычайные ситуации

Обеспечение пожарной безопасности на ПС 110/6 кВ «ЦБК»

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря должны оборудоваться пожарные щиты [26].

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Песок используется для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. На ОРУ ящики с песком ставятся у трансформаторов. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м³ и комплектоваться ведрами.

Для указания местонахождения первичных средств пожаротушения должны быть установлены знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Необходимо предусмотреть установку системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре во всех помещениях ПС 110 кВ «ЦБК».

Оповещение людей осуществляется подачей звуковых и световых сигналов. Для этого во всех защищаемых помещениях, зданиях и сооружениях устанавливаются звуковые оповещатели, которые запускаются автоматически, но также имеют возможность ручного пуска.

На пути эвакуации устанавливаются оповещатели светового типа, предназначенные для обозначения путей эвакуации, включение которых происходит автоматически. Дополнительно на путях эвакуации должны использоваться фотолюминесцентные табло, показывающие направление движения. Должна быть предусмотрена автоматическая разблокировка дверей, оснащённых электромагнитными замками.

Для тушения пожара на силовом трансформаторе должен быть предусмотрен противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней водопроводной сети [27].

Пожарная безопасность при эксплуатации ВЛ-110 кВ «Отпайка ЦБК – ПС ЦБК»

Для обеспечения пожарной безопасности при эксплуатации ВЛ должны быть организованы периодические и внеочередные осмотры. При осмотре ВЛ необходимо проверять противопожарное состояние трассы: в охранной зоне ВЛ не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, штабелей леса, деревьев, угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам, складирования горючих материалов, костров [32].

Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и в процессе профилактических проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации и в зависимости от их характера по указанию ответственного за электрохозяйство предприятия устранены или в кратчайший срок, или при проведении технического обслуживания и ремонта.

Трассу ВЛ необходимо периодически расчищать от кустарников и деревьев и содержать в безопасном пожарном отношении состоянии. Следует поддерживать установленную проектом ширину просек и проводить обрезку деревьев. Деревья, создающие угрозу падения на провода и опоры, должны быть вырублены с последующим уведомлением организации, в ведении которой находятся насаждения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены основные задачи по проектированию и реконструкции электрической сети с учётом требуемых параметров надёжности электроснабжения и качества электрической энергии.

Определён наиболее экономически целесообразный вариант строительства, расчёта режимов ПС «ЦБК».

Произведён расчёт токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения, а также выбраны необходимые приборы для полноценного контроля за параметрами сети.

Выполнен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ. Осуществлена настройка устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

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

2 Выбор нелинейных ограничителей напряжения для установки в сетях 110-750 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.positron.ru/> (дата обращения 17.06.16).

3 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 28.05.2016).

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

5 Группа компаний Омеур [Электронный ресурс]. URL: <http://omeur.ru/mnogogrannie-opori.html> (дата обращения: 03.06.2016).

17 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Челябинск: АТОКСО, 1995. – 42 с.

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

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

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

10 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.

11 ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ekra.ru/> (дата обращения: 03.06.2016).

12 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2003 г.

13 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.

14 Инструкция по выбору изоляции электроустановок. РД 34.51.101-90. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

15 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

16 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.

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

18 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.200-2015

19 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007- 29.240.037-2010.

20 Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах : учеб. пособие / С.А. Ульянов. - М. : Энергия, 2009. – 188 с.

21 ФСК [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/> (дата обращения: 14.06.2016).

22 Электрокабель [Электронный ресурс]. URL: <http://elektrokable.ru/> (дата обращения: 10.06.2016).

23. ГОСТ 982-80 Масла трансформаторные. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3);

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

Приложение А

Расчёт режимов

Нормальный режим отпайка

Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	1	ПС Комсомольская ВН	500	0	0	0	0	535,23
Нагр	2	нейтраль 1	500	0	0	0	0	536,03
Нагр	3	ПС Комсомольская СН	220	0	0	0	0	235,85
Нагр	4	ПС Комсомольская НН	10	0	0	0	0	10,72
Нагр	9	нейтраль 1	220	0	0	0	0	237,14
Нагр	10	нейтраль 2	220	0	0	0	0	237,07
Нагр	11	10 К. НН	10	60	24	0	0	10,24
Нагр	12	110 К.СН	110	0	0	0	0	118,61
Нагр	13	Хурба ВН 1	110	0	0	0	0	119,77
Нагр	14	Хурба ВН 2	110	0	0	0	0	119,77
Нагр	17	ХУРБА СН	35	4	1,6	0	0	37,54
Нагр	18	Хурба НН	10	4	1,6	0	0	10,58
База	19	Амурская ТЭЦ	110	0	0	- 131,338	140,38	121,00
Нагр	20	Г-5	10	0	0	80	0	10,89
Нагр	21	нейтраль 1	110	0	0	0	0	118,00
Нагр	22	нейтраль 2	110	0	0	0	0	118,00
Нагр	23	СШ 16	10	0	0	0	0	10,61
Нагр	24	Г4	10	0	0	60	0	10,61
Нагр	25	Г3	10	0	0	60	0	10,61
Нагр	26	Г2	10	0	0	60	0	10,61
Нагр	27	Г1	10	0	0	25	0	10,61
Нагр	29	О.ЛДК 1	110	0	0	0	0	120,94
Нагр	30	О.ЛДК 2	110	0	0	0	0	120,94
Нагр	31	ПС ЛДК	110	1,25	0,5	0	0	120,93
Нагр	32	АПЦ	110	14	5,6	0	0	120,90
Нагр	33	Падали	110	0	0	0	0	119,79
Нагр	34	Падали НН	6	1,2	0,5	0	0	6,44
Нагр	35	Эльбан	110	0	0	0	0	119,33
Нагр	36	нейтраль 1	110	0	0	0	0	116,84
Нагр	37	нетраль 2	110	0	0	0	0	116,84
Нагр	38	Эльбан СН	35	4	1,6	0	0	37,14
Нагр	41	Отпайка 2	110	0	0	0	0	120,25
Нагр	42	ЦБК 1	110	0	0	0	0	120,24

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	50	ЦБК 2	110	0	0	0	0	120,24
Нагр	43	нейтраль 1	110	0	0	0	0	116,67
Нагр	44	нейтраль 2	110	0	0	0	0	116,67
Нагр	45	ЦБК НН 1	6	12,75	5,1	0	0	6,42
Нагр	46	ЦБК НН 2	6	12,8	5,1	0	0	6,42
Нагр	47	ЦБК НН 3	6	12,8	5,1	0	0	6,42
Нагр	48	ЦБК НН 4	6	12,8	5,1	0	0	6,42
Нагр	16	нейтраль 1	110	0	0	0	0	118,09
Нагр	15	нейтраль 2	110	0	0	0	0	118,10

Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	1	2	ПС Комсомольская ВН - нейтраль 1	0,58	61,10	24,16	1,00	-	-
Тр-р	2	3	нейтраль 1 - ПС Комсомольская СН	0,39	-	-	0,44	0,43	6,93
Тр-р	2	4	нейтраль 1 - ПС Комсомольская НН	2,90	113,50	-	0,02	0,00	0,00
Тр-р	3	9	ПС Комсомольская СН - нейтраль 1	0,55	59,20	11,81	1,00	0,21	4,49
Тр-р	9	12	нейтраль 1 - 110 К.СН	0,48	-	-	0,50	36,34	23,25
Тр-р	9	11	нейтраль 1 - 10 К. НН	3,20	131,00	-	0,05	-	-
Тр-р	3	10	ПС Комсомольская СН - нейтраль 2	1,40	104,00	5,95	1,00	0,22	2,44
Тр-р	10	12	нейтраль 2 - 110 К.СН	1,40	-	-	0,50	24,34	15,05
Тр-р	10	11	нейтраль 2 - 10 К. НН	2,80	195,60	-	0,05	-	-
ЛЭП	12	13	110 К.СН - Хурба ВН 1	6,55	13,89	89,32	-	8,40	6,53
Тр-р	13	15	Хурба ВН 1 - нейтраль 2	5,00	142,20	8,32	1,00	-	-
Тр-р	15	17	нейтраль 2 - ХУРБА СН	5,00	-	-	0,32	-	-
Тр-р	15	18	нейтраль 2 - Хурба НН	5,00	82,70	-	0,09	-	-
Тр-р	14	16	Хурба ВН 2 - нейтраль 1	2,60	88,90	12,10	1,00	-	-
Тр-р	16	17	нейтраль 1 - ХУРБА СН	2,60	-	-	0,32	-	-
Тр-р	16	18	нейтраль 1 - Хурба НН	2,60	52,00	-	0,09	-	-
ЛЭП	14	19	Хурба ВН 2 - Амурская ТЭЦ	4,18	8,87	57,00	-	16,51	9,20

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	19	20	Амурская ТЭЦ - Г-5	0,37	12,30	46,90	0,09	79,72	- 6,07
Тр-р	19	21	Амурская ТЭЦ - нейтраль 1	0,50	22,00	33,35	1,00	101,68	- 27,45
Тр-р	21	23	нейтраль 1 - СШ 16	0,50	13,60	-	0,09	102,12	- 10,31
Тр-р	19	22	Амурская ТЭЦ - нейтраль 2	0,50	22,00	33,40	1,00	101,68	- 27,45
Тр-р	22	23	нейтраль 2 - СШ 16	0,50	13,60	-	0,09	102,12	- 10,31
Выкл	23	24	СШ 16 - Г4	-	-	-	-	60,00	- 0,01
Выкл	23	25	СШ 16 - Г3	-	-	-	-	60,00	- 0,01
Выкл	23	26	СШ 16 - Г2	-	-	-	-	60,00	- 0,01
Выкл	23	27	СШ 16 - Г1	-	-	-	-	25,00	- 0,00
ЛЭП	19	29	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 1	0,40	1,34	9,27	-	7,63	- 3,16
ЛЭП	19	30	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 2	0,40	1,34	9,30	-	7,62	- 3,13
ЛЭП	29	32	О.ЛДК 1 - АПЦ	0,28	0,93	6,46	-	7,00	- 2,91
ЛЭП	30	32	О.ЛДК 2 - АПЦ	0,28	0,93	6,50	-	7,00	- 2,88
ЛЭП	19	40	Амурская ТЭЦ - Отпайка 1	1,49	2,56	15,96	-	33,64	- 15,82
ЛЭП	19	41	Амурская ТЭЦ - Отпайка 2	1,49	2,56	16,00	-	33,29	- 16,10
ЛЭП	40	35	Отпайка 1 - Эльбан	8,79	15,07	93,90	-	7,84	- 3,44
Тр-р	35	36	Эльбан - нейтраль 1	2,60	88,90	12,10	1,00	7,04	- 3,46
Тр-р	36	38	нейтраль 1 - Эльбан СН	2,60	-	-	0,32	2,00	- 0,80
Тр-р	36	39	нейтраль 1 - Эльбан НН	2,60	52,00	-	0,05	5,01	- 2,11
Тр-р	35	37	Эльбан - нетраль 2	2,60	88,90	12,10	1,00	7,04	- 3,46
Тр-р	37	38	нетраль 2 - Эльбан СН	2,60	-	-	0,32	2,00	- 0,80
Тр-р	37	39	нетраль 2 - Эльбан НН	2,60	52,00	-	0,05	5,01	- 2,11
ЛЭП	40	42	Отпайка 1 - ЦБК 1	0,02	0,04	0,20	-	25,66	- 12,37
ЛЭП	41	50	Отпайка 2 - ЦБК 2	0,02	0,04	0,20	-	25,69	- 12,42
Тр-р	42	43	ЦБК 1 - нейтраль1	1,40	34,70	19,60	1,00	25,63	- 12,39

Продолжение приложения А

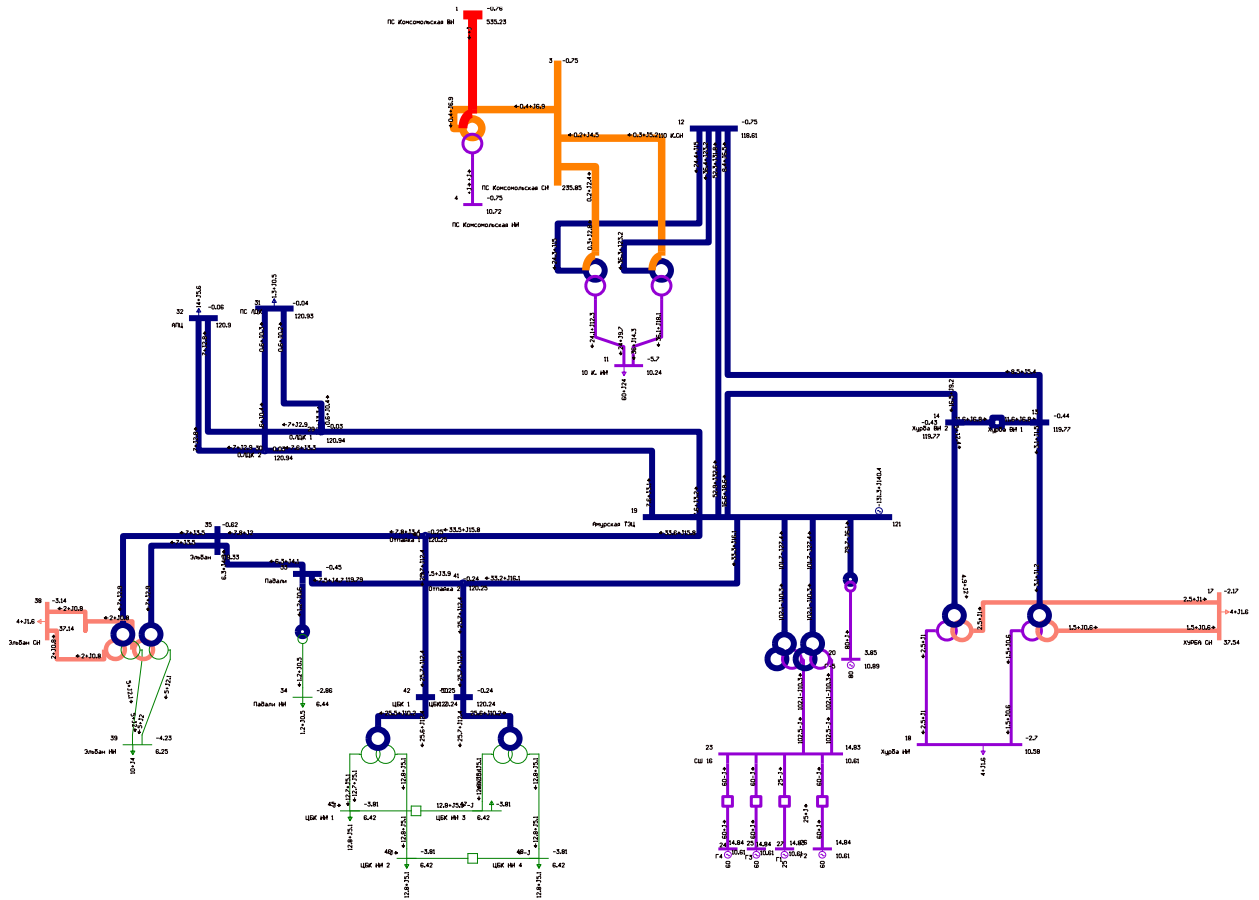
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	43	45	нейтраль1 - ЦБК НН 1	-	-	-	0,06	-	-
								12,74	5,10
Тр-р	43	46	нейтраль1 - ЦБК НН 2	-	-	-	0,06	-	-
								12,77	5,10
Тр-р	44	47	нейтраль 2 - ЦБК НН 3	-	-	-	0,06	-	-
								12,79	5,10
Тр-р	44	48	нейтраль 2 - ЦБК НН 4	-	-	-	0,06	-	-
								12,81	5,10
ЛЭП	41	33	Отпайка 2 - Падали	2,52	8,51	59,00	-	-	-
								7,52	3,90
Тр-р	33	34	Падали - Падали НН	42,60	508,20	3,10	0,06	-	-
								1,21	0,61
ЛЭП	33	35	Падали - Эльбан	2,52	8,51	59,00	-	-	-
								6,30	4,10
ЛЭП	29	31	О.ЛДК 1 - ПС ЛДК	0,82	1,41	8,78	-	-	-
								0,63	0,38
ЛЭП	30	31	О.ЛДК 2 - ПС ЛДК	0,82	1,41	8,80	-	-	-
								0,62	0,38
Выкл	14	13	Хурба ВН 2 - Хурба ВН 1	-	-	-	-	-	-
								11,56	6,83
Выкл	45	47	ЦБК НН 1 - ЦБК НН 3	-	-	-	-	0,01	0,00
Выкл	46	48	ЦБК НН 2 - ЦБК НН 4	-	-	-	-	0,03	0,00

Отклонение напряжений 110 кВ

Название	V	Delta
ПС Комсомольская ВН	535,23	- 0,76
нейтраль 1	536,03	- 0,75
ПС Комсомольская СН	235,85	- 0,75
ПС Комсомольская НН	10,72	- 0,75
нейтраль 1	237,14	- 0,74
нейтраль 2	237,07	- 0,73
10 К. НН	10,24	- 5,70
110 К.СН	118,61	- 0,75
Хурба ВН 1	119,77	- 0,44
Хурба ВН 2	119,77	- 0,43
ХУРБА СН	37,54	- 2,17
Хурба НН	10,58	- 2,70
Амурская ТЭЦ	121,00	-
Г-5	10,89	3,85
нейтраль 1	118,00	9,07
нейтраль 2	118,00	9,07
СШ 16	10,61	14,83
Г4	10,61	14,84

Продолжение приложения А

Графика нормального режима отпайка



Продолжение приложения А

Нормальный режим новая линия

Узлы

Тип	Н,,,,,,,,,,,,,	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	1	ПС Комсомольская ВН	500	0	0	0	0	535,23
Нагр	2	нейтраль 1	500	0	0	0	0	536,03
Нагр	3	ПС Комсомольская СН	220	0	0	0	0	235,85
Нагр	4	ПС Комсомольская НН	10	0	0	0	0	10,72
Нагр	9	нейтраль 1	220	0	0	0	0	237,14
Нагр	10	нейтраль 2	220	0	0	0	0	237,07
Нагр	11	10 К. НН	10	60	24	0	0	10,24
Нагр	12	110 К.СН	110	0	0	0	0	118,61
Нагр	13	Хурба ВН 1	110	0	0	0	0	119,77
Нагр	14	Хурба ВН 2	110	0	0	0	0	119,77
Нагр	17	ХУРБА СН	35	4	1,6	0	0	37,54
Нагр	18	Хурба НН	10	4	1,6	0	0	10,58
База	19	Амурская ТЭЦ	110	0	0	- 131,338	140,38	121,00
Нагр	20	Г-5	10	0	0	80	0	10,8

								9
Наг р	21	нейтраль 1	110	0	0	0	0	118, 00
Наг р	22	нейтраль 2	110	0	0	0	0	118, 00
Наг р	23	СШ 16	10	0	0	0	0	10,6 1
Наг р	24	Г4	10	0	0	60	0	10,6 1
Наг р	25	Г3	10	0	0	60	0	10,6 1
Наг р	26	Г2	10	0	0	60	0	10,6 1
Наг р	27	Г1	10	0	0	25	0	10,6 1
Наг р	29	О.ЛДК 1	110	0	0	0	0	120, 94
Наг р	30	О.ЛДК 2	110	0	0	0	0	120, 94
Наг р	31	ПС ЛДК	110	1,2 5	0, 5	0	0	120, 93
Наг р	32	АПЦ	110	14	5, 6	0	0	120, 90
Наг р	33	Падали	110	0	0	0	0	119, 79
Наг р	34	Падали НН	6	1,2	0, 5	0	0	6,44
Наг р	35	Эльбан	110	0	0	0	0	119, 33
Наг р	36	нейтраль 1	110	0	0	0	0	116, 84
Наг р	37	нетраль 2	110	0	0	0	0	116, 84
Наг р	38	Эльбан СН	35	4	1, 6	0	0	37,1 4
Наг р	39	Эльбан НН	6	10	4	0	0	6,25
Наг р	40	Отпайка 1	110	0	0	0	0	120, 25

Нагр	41	Отпайка 2	110	0	0	0	0	120,25
Нагр	42	ЦБК 1	110	0	0	0	0	120,24

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	50	ЦБК 2	110	0	0	0	0	120,24
Нагр	43	нейтраль 1	110	0	0	0	0	116,67
Нагр	44	нейтраль 2	110	0	0	0	0	116,67
Нагр	45	ЦБК НН 1	6	12,75	5,1	0	0	6,42
Нагр	46	ЦБК НН 2	6	12,8	5,1	0	0	6,42
Нагр	47	ЦБК НН 3	6	12,8	5,1	0	0	6,42
Нагр	48	ЦБК НН 4	6	12,8	5,1	0	0	6,42
Нагр	16	нейтраль 1	110	0	0	0	0	118,09
Нагр	15	нейтраль 2	110	0	0	0	0	118,10

Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	1	2	ПС Комсомольская ВН - нейтраль 1	0,58	61,10	24,16	1,00	-	-
Тр-р	2	3	нейтраль 1 - ПС Комсомольская СН	0,39	-	-	0,44	0,43	6,93
Тр-р	2	4	нейтраль 1 - ПС Комсомольская НН	2,90	113,50	-	0,02	0,00	0,00
Тр-р	3	9	ПС Комсомольская СН - нейтраль 1	0,55	59,20	11,81	1,00	0,21	4,49
Тр-р	9	12	нейтраль 1 - 110 К.СН	0,48	-	-	0,50	36,34	23,25
Тр-р	9	11	нейтраль 1 - 10 К. НН	3,20	131,00	-	0,05	36,06	18,07
Тр-р	3	10	ПС Комсомольская СН - нейтраль 2	1,40	104,00	5,95	1,00	0,22	2,44
Тр-р	10	12	нейтраль 2 - 110 К.СН	1,40	-	-	0,50	24,34	15,05
Тр-р	10	11	нейтраль 2 - 10 К. НН	2,80	195,60	-	0,05	24,07	12,26
ЛЭП	12	13	110 К.СН - Хурба ВН 1	6,55	13,89	89,32	-	8,40	6,53
Тр-р	13	15	Хурба ВН 1 - нейтраль 2	5,00	142,20	8,32	1,00	3,10	1,46
Тр-р	15	17	нейтраль 2 - ХУРБА СН	5,00	-	-	0,32	1,54	0,60
Тр-р	15	18	нейтраль 2 - Хурба НН	5,00	82,70	-	0,09	1,55	0,63
Тр-р	14	16	Хурба ВН 2 -					-	-

			нейтраль 1	2,60	88,90	12,10	1,00	4,95	2,37
Тр-р	16	17	нейтраль 1 - ХУРБА СН	2,60	-	-	0,32	-	-
Тр-р	16	18	нейтраль 1 - Хурба НН	2,60	52,00	-	0,09	-	-
ЛЭП	14	19	Хурба ВН 2 - Амурская ТЭЦ	4,18	8,87	57,00	-	16,51	9,20

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	19	20	Амурская ТЭЦ - Г-5	0,37	12,30	46,90	0,09	79,72	-
Тр-р	19	21	Амурская ТЭЦ - нейтраль 1	0,50	22,00	33,35	1,00	101,68	-
Тр-р	21	23	нейтраль 1 - СШ 16	0,50	13,60	-	0,09	102,12	-
Тр-р	19	22	Амурская ТЭЦ - нейтраль 2	0,50	22,00	33,40	1,00	101,68	-
Тр-р	22	23	нейтраль 2 - СШ 16	0,50	13,60	-	0,09	102,12	-
Выкл	23	24	СШ 16 - Г4	-	-	-	-	60,00	-
Выкл	23	25	СШ 16 - Г3	-	-	-	-	60,00	-
Выкл	23	26	СШ 16 - Г2	-	-	-	-	60,00	-
Выкл	23	27	СШ 16 - Г1	-	-	-	-	25,00	-
ЛЭП	19	29	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 1	0,40	1,34	9,27	-	7,63	-
ЛЭП	19	30	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 2	0,40	1,34	9,30	-	7,62	-
ЛЭП	29	32	О.ЛДК 1 - АПЦ	0,28	0,93	6,46	-	7,00	-
ЛЭП	30	32	О.ЛДК 2 - АПЦ	0,28	0,93	6,50	-	7,00	-
ЛЭП	19	40	Амурская ТЭЦ - Отпайка 1	1,49	2,56	15,96	-	33,64	-
ЛЭП	19	41	Амурская ТЭЦ - Отпайка 2	1,49	2,56	16,00	-	33,29	-
ЛЭП	40	35	Отпайка 1 - Эльбан	8,79	15,07	93,90	-	7,84	-
Тр-р	35	36	Эльбан - нейтраль 1	2,60	88,90	12,10	1,00	7,04	-
Тр-р	36	38	нейтраль 1 - Эльбан СН	2,60	-	-	0,32	2,00	-
Тр-р	36	39	нейтраль 1 - Эльбан НН	2,60	52,00	-	0,05	5,01	-
Тр-р	35	37	Эльбан - нетраль 2	2,60	88,90	12,10	1,00	7,04	-
Тр-р	37	38	нетраль 2 - Эльбан СН	2,60	-	-	0,32	2,00	-
Тр-р	37	39	нетраль 2 - Эльбан					-	-

			НН	2,60	52,00	-	0,05	5,01	2,11
ЛЭП	40	42	Отпайка 1 - ЦБК 1	0,02	0,04	0,20	-	25,66	12,37
ЛЭП	41	50	Отпайка 2 - ЦБК 2	0,02	0,04	0,20	-	25,69	12,42
Тр-р	42	43	ЦБК 1 - нейтраль1	1,40	34,70	19,60	1,00	25,63	12,39

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	43	45	нейтраль1 - ЦБК НН 1	-	-	-	0,06	12,74	5,10
Тр-р	43	46	нейтраль1 - ЦБК НН 2	-	-	-	0,06	12,77	5,10
Тр-р	44	47	нейтраль 2 - ЦБК НН 3	-	-	-	0,06	12,79	5,10
Тр-р	44	48	нейтраль 2 - ЦБК НН 4	-	-	-	0,06	12,81	5,10
ЛЭП	41	33	Отпайка 2 - Падали	2,52	8,51	59,00	-	7,52	3,90
Тр-р	33	34	Падали - Падали НН	42,60	508,20	3,10	0,06	1,21	0,61
ЛЭП	33	35	Падали - Эльбан	2,52	8,51	59,00	-	6,30	4,10
ЛЭП	29	31	О.ЛДК 1 - ПС ЛДК	0,82	1,41	8,78	-	0,63	0,38
ЛЭП	30	31	О.ЛДК 2 - ПС ЛДК	0,82	1,41	8,80	-	0,62	0,38
Выкл	14	13	Хурба ВН 2 - Хурба ВН 1	-	-	-	-	11,56	6,83
Выкл	45	47	ЦБК НН 1 - ЦБК НН 3	-	-	-	-	0,01	0,00
Выкл	46	48	ЦБК НН 2 - ЦБК НН 4	-	-	-	-	0,03	0,00

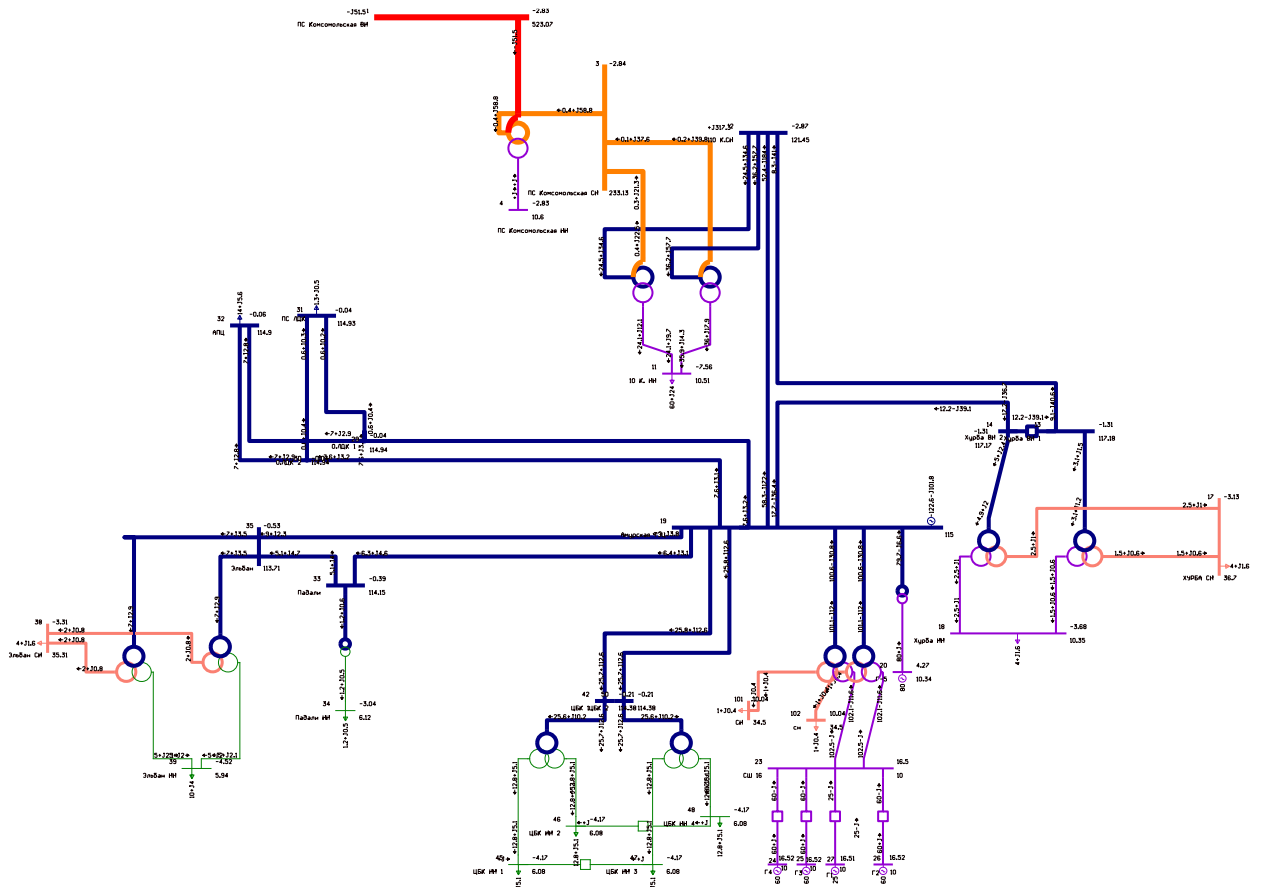
Отклонение напряжений 110 кВ

Название	V	Delta
ПС Комсомольская ВН	535,23	- 0,76
нейтраль 1	536,03	- 0,75
ПС Комсомольская СН	235,85	- 0,75
ПС Комсомольская НН	10,72	- 0,75
нейтраль 1	237,14	- 0,74
нейтраль 2	237,07	- 0,73
10 К. НН	10,24	- 5,70
110 К.СН	118,61	- 0,75
Хурба ВН 1	119,77	- 0,44
Хурба ВН 2	119,77	- 0,43
ХУРБА СН	37,54	- 2,17
Хурба НН	10,58	- 2,70
Амурская ТЭЦ	121,00	-
Г-5	10,89	3,85

нейтраль 1	118,00	9,07
нейтраль 2	118,00	9,07
СШ 16	10,61	14,83
Г4	10,61	14,84
Г3	10,61	14,84
Г2	10,61	14,84
Г1	10,61	14,83

Продолжение приложения А

Графика нормального режима новая линия



Продолжение приложения А

Послеаварийный режим отпайка

Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	1	ПС Комсомольская ВН	500	0	0	0	0	535,23
Нагр	2	нейтраль 1	500	0	0	0	0	536,03
Нагр	3	ПС Комсомольская СН	220	0	0	0	0	235,85
Нагр	4	ПС Комсомольская НН	10	0	0	0	0	10,72
Нагр	9	нейтраль 1	220	0	0	0	0	237,14
Нагр	10	нейтраль 2	220	0	0	0	0	237,07
Нагр	11	10 К. НН	10	60	24	0	0	10,24
Нагр	12	110 К.СН	110	0	0	0	0	118,61
Нагр	13	Хурба ВН 1	110	0	0	0	0	119,77
Нагр	14	Хурба ВН 2	110	0	0	0	0	119,77
Нагр	17	ХУРБА СН	35	4	1,6	0	0	37,54
Нагр	18	Хурба НН	10	4	1,6	0	0	10,58
База	19	Амурская ТЭЦ	110	0	0	- 131,338	140,38	121,00
Нагр	20	Г-5	10	0	0	80	0	10,89
Нагр	21	нейтраль 1	110	0	0	0	0	118,00
Нагр	22	нейтраль 2	110	0	0	0	0	118,00
Нагр	23	СШ 16	10	0	0	0	0	10,61
Нагр	24	Г4	10	0	0	60	0	10,61
Нагр	25	Г3	10	0	0	60	0	10,61
Нагр	26	Г2	10	0	0	60	0	10,61
Нагр	27	Г1	10	0	0	25	0	10,61
Нагр	29	О.ЛДК 1	110	0	0	0	0	120,94
Нагр	30	О.ЛДК 2	110	0	0	0	0	120,94
Нагр	31	ПС ЛДК	110	1,25	0,5	0	0	120,93
Нагр	32	АПЦ	110	14	5,6	0	0	120,90
Нагр	33	Падали	110	0	0	0	0	119,79
Нагр	34	Падали НН	6	1,2	0,5	0	0	6,44
Нагр	35	Эльбан	110	0	0	0	0	119,33

Нагр	36	нейтраль 1	110	0	0	0	0	116,84
Нагр	37	нетраль 2	110	0	0	0	0	116,84
Нагр	38	Эльбан СН	35	4	1,6	0	0	37,14
Нагр	39	Эльбан НН	6	10	4	0	0	6,25
Нагр	40	Отпайка 1	110	0	0	0	0	120,25
Нагр	41	Отпайка 2	110	0	0	0	0	120,25
Нагр	42	ЦБК 1	110	0	0	0	0	120,24

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	50	ЦБК 2	110	0	0	0	0	120,24
Нагр	43	нейтраль 1	110	0	0	0	0	116,67
Нагр	44	нейтраль 2	110	0	0	0	0	116,67
Нагр	45	ЦБК НН 1	6	12,75	5,1	0	0	6,42
Нагр	46	ЦБК НН 2	6	12,8	5,1	0	0	6,42
Нагр	47	ЦБК НН 3	6	12,8	5,1	0	0	6,42
Нагр	48	ЦБК НН 4	6	12,8	5,1	0	0	6,42
Нагр	16	нейтраль 1	110	0	0	0	0	118,09
Нагр	15	нейтраль 2	110	0	0	0	0	118,10

Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	1	2	ПС Комсомольская ВН - нейтраль 1	0,58	61,10	24,16	1,00	-	-
Тр-р	2	3	нейтраль 1 - ПС Комсомольская СН	0,39	-	-	0,44	0,43	6,93
Тр-р	2	4	нейтраль 1 - ПС Комсомольская НН	2,90	113,50	-	0,02	0,00	0,00
Тр-р	3	9	ПС Комсомольская СН - нейтраль 1	0,55	59,20	11,81	1,00	0,21	4,49
Тр-р	9	12	нейтраль 1 - 110 К.СН	0,48	-	-	0,50	36,34	23,25
Тр-р	9	11	нейтраль 1 - 10 К. НН	3,20	131,00	-	0,05	-	-
Тр-р	3	10	ПС Комсомольская СН - нейтраль 2	1,40	104,00	5,95	1,00	0,22	2,44
Тр-р	10	12	нейтраль 2 - 110 К.СН	1,40	-	-	0,50	24,34	15,05
Тр-р	10	11	нейтраль 2 - 10 К. НН	2,80	195,60	-	0,05	-	-
ЛЭП	12	13	110 К.СН - Хурба ВН 1	6,55	13,89	89,32	-	8,40	6,53
Тр-р	13	15	Хурба ВН 1 - нейтраль 2	5,00	142,20	8,32	1,00	-	-
Тр-р	15	17	нейтраль 2 - ХУРБА СН	5,00	-	-	0,32	-	-
Тр-р	15	18	нейтраль 2 - Хурба					-	-

			НН	5,00	82,70	-	0,09	1,55	0,63
Тр-р	14	16	Хурба ВН 2 - нейтраль 1	2,60	88,90	12,10	1,00	-	-
Тр-р	16	17	нейтраль 1 - ХУРБА СН	2,60	-	-	0,32	4,95	2,37
Тр-р	16	18	нейтраль 1 - Хурба НН	2,60	52,00	-	0,09	-	-
ЛЭП	14	19	Хурба ВН 2 - Амурская ТЭЦ	4,18	8,87	57,00	-	2,47	1,00
								16,51	9,20

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	19	20	Амурская ТЭЦ - Г-5	0,37	12,30	46,90	0,09	79,72	-
Тр-р	19	21	Амурская ТЭЦ - нейтраль 1	0,50	22,00	33,35	1,00	101,68	6,07
Тр-р	21	23	нейтраль 1 - СШ 16	0,50	13,60	-	0,09	102,12	-
Тр-р	19	22	Амурская ТЭЦ - нейтраль 2	0,50	22,00	33,40	1,00	101,68	10,31
Тр-р	22	23	нейтраль 2 - СШ 16	0,50	13,60	-	0,09	102,12	-
Выкл	23	24	СШ 16 - Г4	-	-	-	-	60,00	0,01
Выкл	23	25	СШ 16 - Г3	-	-	-	-	60,00	-
Выкл	23	26	СШ 16 - Г2	-	-	-	-	60,00	0,01
Выкл	23	27	СШ 16 - Г1	-	-	-	-	25,00	-
ЛЭП	19	29	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 1	0,40	1,34	9,27	-	7,63	3,16
ЛЭП	19	30	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 2	0,40	1,34	9,30	-	7,62	3,13
ЛЭП	29	32	О.ЛДК 1 - АПЦ	0,28	0,93	6,46	-	7,00	2,91
ЛЭП	30	32	О.ЛДК 2 - АПЦ	0,28	0,93	6,50	-	7,00	2,88
ЛЭП	19	40	Амурская ТЭЦ - Отпайка 1	1,49	2,56	15,96	-	33,64	15,82
ЛЭП	19	41	Амурская ТЭЦ - Отпайка 2	1,49	2,56	16,00	-	33,29	16,10
ЛЭП	40	35	Отпайка 1 - Эльбан	8,79	15,07	93,90	-	7,84	3,44
Тр-р	35	36	Эльбан - нейтраль 1	2,60	88,90	12,10	1,00	-	-
Тр-р	36	38	нейтраль 1 - Эльбан СН	2,60	-	-	0,32	2,00	0,80
Тр-р	36	39	нейтраль 1 - Эльбан НН	2,60	52,00	-	0,05	5,01	2,11
Тр-р	35	37	Эльбан - нейтраль 2	2,60	88,90	12,10	1,00	7,04	3,46
Тр-р	37	38	нейтраль 2 - Эльбан СН						

				2,60		-	0,32	2,00	0,80
Тр-р	37	39	нейтраль 2 - Эльбан НН	2,60	52,00	-	0,05	5,01	2,11
ЛЭП	40	42	Отпайка 1 - ЦБК 1	0,02	0,04	0,20	-	25,66	12,37
ЛЭП	41	50	Отпайка 2 - ЦБК 2	0,02	0,04	0,20	-	25,69	12,42
Тр-р	42	43	ЦБК 1 - нейтраль1	1,40	34,70	19,60	1,00	25,63	12,39

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	43	45	нейтраль1 - ЦБК НН 1	-	-	-	0,06	12,74	5,10
Тр-р	43	46	нейтраль1 - ЦБК НН 2	-	-	-	0,06	12,77	5,10
Тр-р	44	47	нейтраль 2 - ЦБК НН 3	-	-	-	0,06	12,79	5,10
Тр-р	44	48	нейтраль 2 - ЦБК НН 4	-	-	-	0,06	12,81	5,10
ЛЭП	41	33	Отпайка 2 - Падали	2,52	8,51	59,00	-	7,52	3,90
Тр-р	33	34	Падали - Падали НН	42,60	508,20	3,10	0,06	1,21	0,61
ЛЭП	33	35	Падали - Эльбан	2,52	8,51	59,00	-	6,30	4,10
ЛЭП	29	31	О.ЛДК 1 - ПС ЛДК	0,82	1,41	8,78	-	0,63	0,38
ЛЭП	30	31	О.ЛДК 2 - ПС ЛДК	0,82	1,41	8,80	-	0,62	0,38
Выкл	14	13	Хурба ВН 2 - Хурба ВН 1	-	-	-	-	11,56	6,83
Выкл	45	47	ЦБК НН 1 - ЦБК НН 3	-	-	-	-	0,01	0,00
Выкл	46	48	ЦБК НН 2 - ЦБК НН 4	-	-	-	-	0,03	0,00

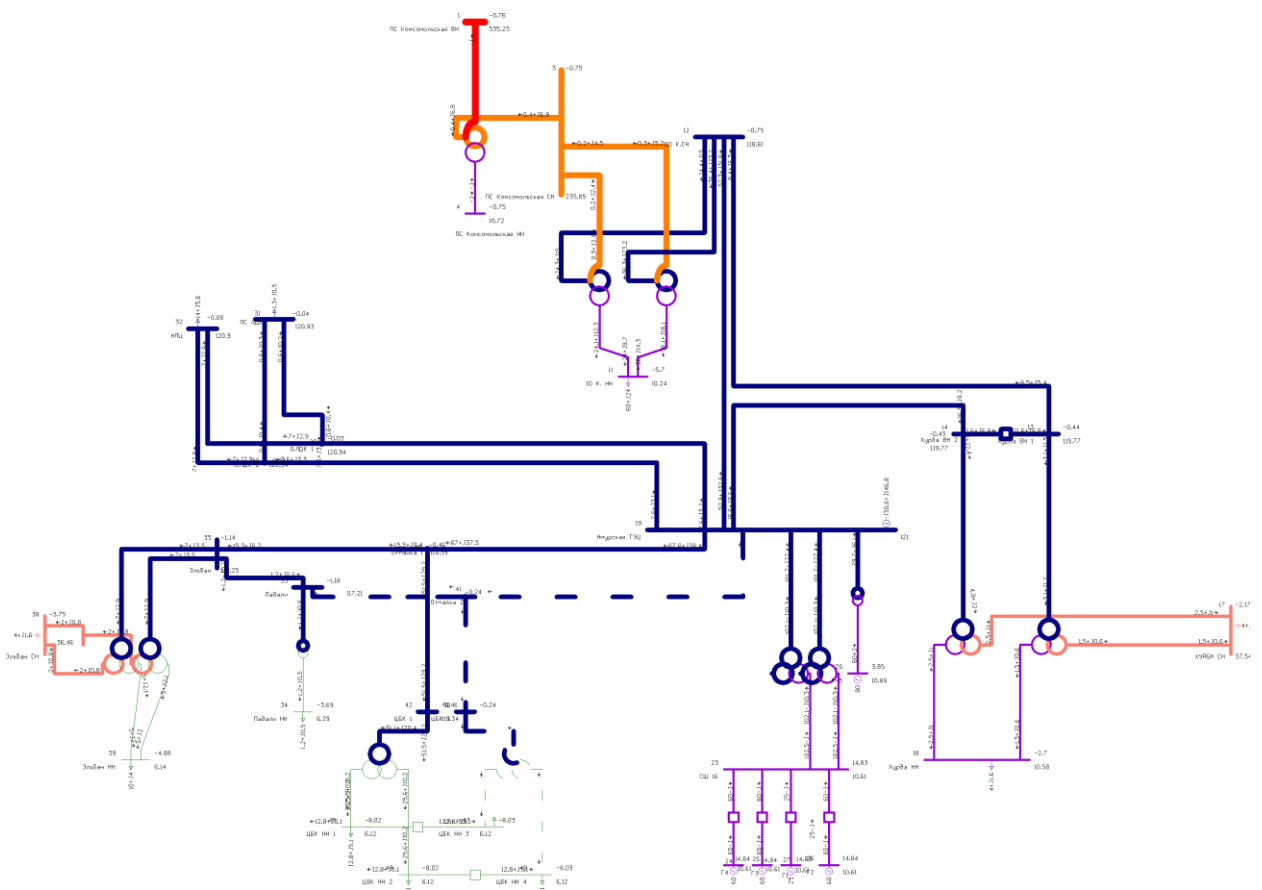
Отклонение напряжений 110 кВ

Название	V	Delta
ПС Комсомольская ВН	535,23	- 0,76
нейтраль 1	536,03	- 0,75
ПС Комсомольская СН	235,85	- 0,75
ПС Комсомольская НН	10,72	- 0,75
нейтраль 1	237,14	- 0,74
нейтраль 2	237,07	- 0,73
10 К. НН	10,24	- 5,70
110 К.СН	118,61	- 0,75
Хурба ВН 1	119,77	- 0,44
Хурба ВН 2	119,77	- 0,43
ХУРБА СН	37,54	- 2,17
Хурба НН	10,58	- 2,70

Амурская ТЭЦ	121,00	-
Г-5	10,89	3,85
нейтраль 1	118,00	9,07
нейтраль 2	118,00	9,07
СШ 16	10,61	14,83
Г4	10,61	14,84
Г3	10,61	14,84
Г2	10,61	14,84
Г1	10,61	

Продолжение приложения А

Графика послеаварийный режим отпайка



Продолжение приложения А

Послеаварийный режим новая линия

Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	1	ПС Комсомольская ВН	500	0	0	0	0	535,23
Нагр	2	нейтраль 1	500	0	0	0	0	536,03
Нагр	3	ПС Комсомольская СН	220	0	0	0	0	235,85
Нагр	4	ПС Комсомольская НН	10	0	0	0	0	10,72
Нагр	9	нейтраль 1	220	0	0	0	0	237,14
Нагр	10	нейтраль 2	220	0	0	0	0	237,07
Нагр	11	10 К. НН	10	60	24	0	0	10,24
Нагр	12	110 К.СН	110	0	0	0	0	118,61
Нагр	13	Хурба ВН 1	110	0	0	0	0	119,77
Нагр	14	Хурба ВН 2	110	0	0	0	0	119,77
Нагр	17	ХУРБА СН	35	4	1,6	0	0	37,54
Нагр	18	Хурба НН	10	4	1,6	0	0	10,58
База	19	Амурская ТЭЦ	110	0	0	- 131,338	140,38	121,00
Нагр	20	Г-5	10	0	0	80	0	10,89
Нагр	21	нейтраль 1	110	0	0	0	0	118,00
Нагр	22	нейтраль 2	110	0	0	0	0	118,00
Нагр	23	СШ 16	10	0	0	0	0	10,61
Нагр	24	Г4	10	0	0	60	0	10,61
Нагр	25	Г3	10	0	0	60	0	10,61
Нагр	26	Г2	10	0	0	60	0	10,61
Нагр	27	Г1	10	0	0	25	0	10,61
Нагр	29	О.ЛДК 1	110	0	0	0	0	120,94
Нагр	30	О.ЛДК 2	110	0	0	0	0	120,94
Нагр	31	ПС ЛДК	110	1,25	0,5	0	0	120,93
Нагр	32	АПЦ	110	14	5,6	0	0	120,90
Нагр	33	Падали	110	0	0	0	0	119,79
Нагр	34	Падали НН	6	1,2	0,5	0	0	6,44

Нагр	35	Эльбан	110	0	0	0	0	119,33
Нагр	36	нейтраль 1	110	0	0	0	0	116,84
Нагр	37	нейтраль 2	110	0	0	0	0	116,84
Нагр	38	Эльбан СН	35	4	1,6	0	0	37,14
Нагр	39	Эльбан НН	6	10	4	0	0	6,25
Нагр	40	Отпайка 1	110	0	0	0	0	120,25
Нагр	41	Отпайка 2	110	0	0	0	0	120,25
Нагр	42	ЦБК 1	110	0	0	0	0	120,24

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	50	ЦБК 2	110	0	0	0	0	120,24
Нагр	43	нейтраль 1	110	0	0	0	0	116,67
Нагр	44	нейтраль 2	110	0	0	0	0	116,67
Нагр	45	ЦБК НН 1	6	12,75	5,1	0	0	6,42
Нагр	46	ЦБК НН 2	6	12,8	5,1	0	0	6,42
Нагр	47	ЦБК НН 3	6	12,8	5,1	0	0	6,42
Нагр	48	ЦБК НН 4	6	12,8	5,1	0	0	6,42
Нагр	16	нейтраль 1	110	0	0	0	0	118,09
Нагр	15	нейтраль 2	110	0	0	0	0	118,10

Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	1	2	ПС Комсомольская ВН - нейтраль 1	0,58	61,10	24,16	1,00	-	-
Тр-р	2	3	нейтраль 1 - ПС Комсомольская СН	0,39	-	-	0,44	0,43	6,93
Тр-р	2	4	нейтраль 1 - ПС Комсомольская НН	2,90	113,50	-	0,02	0,00	0,00
Тр-р	3	9	ПС Комсомольская СН - нейтраль 1	0,55	59,20	11,81	1,00	0,21	4,49
Тр-р	9	12	нейтраль 1 - 110 К.СН	0,48	-	-	0,50	36,34	23,25
Тр-р	9	11	нейтраль 1 - 10 К. НН	3,20	131,00	-	0,05	36,06	18,07
Тр-р	3	10	ПС Комсомольская СН - нейтраль 2	1,40	104,00	5,95	1,00	0,22	2,44
Тр-р	10	12	нейтраль 2 - 110 К.СН	1,40	-	-	0,50	24,34	15,05
Тр-р	10	11	нейтраль 2 - 10 К. НН	2,80	195,60	-	0,05	24,07	12,26
ЛЭП	12	13	110 К.СН - Хурба ВН 1	6,55	13,89	89,32	-	8,40	6,53
Тр-р	13	15	Хурба ВН 1 - нейтраль 2	5,00	142,20	8,32	1,00	3,10	1,46
Тр-р	15	17	нейтраль 2 - ХУРБА СН	5,00	-	-	0,32	1,54	0,60

Тр-р	15	18	нейтраль 2 - Хурба НН	5,00	82,70	-	0,09	-	-
Тр-р	14	16	Хурба ВН 2 - нейтраль 1	2,60	88,90	12,10	1,00	-	-
Тр-р	16	17	нейтраль 1 - ХУРБА СН	2,60	-	-	0,32	-	-
Тр-р	16	18	нейтраль 1 - Хурба НН	2,60	52,00	-	0,09	-	-
ЛЭП	14	19	Хурба ВН 2 - Амурская ТЭЦ	4,18	8,87	57,00	-	-	-

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	19	20	Амурская ТЭЦ - Г-5	0,37	12,30	46,90	0,09	-	-
Тр-р	19	21	Амурская ТЭЦ - нейтраль 1	0,50	22,00	33,35	1,00	-	-
Тр-р	21	23	нейтраль 1 - СШ 16	0,50	13,60	-	0,09	-	-
Тр-р	19	22	Амурская ТЭЦ - нейтраль 2	0,50	22,00	33,40	1,00	-	-
Тр-р	22	23	нейтраль 2 - СШ 16	0,50	13,60	-	0,09	-	-
Выкл	23	24	СШ 16 - Г4	-	-	-	-	-	-
Выкл	23	25	СШ 16 - Г3	-	-	-	-	-	-
Выкл	23	26	СШ 16 - Г2	-	-	-	-	-	-
Выкл	23	27	СШ 16 - Г1	-	-	-	-	-	-
ЛЭП	19	29	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 1	0,40	1,34	9,27	-	-	-
ЛЭП	19	30	Амурская ТЭЦ - О.ЛДК 2	0,40	1,34	9,30	-	-	-
ЛЭП	29	32	О.ЛДК 1 - АПЦ	0,28	0,93	6,46	-	-	-
ЛЭП	30	32	О.ЛДК 2 - АПЦ	0,28	0,93	6,50	-	-	-
ЛЭП	19	40	Амурская ТЭЦ - Отпайка 1	1,49	2,56	15,96	-	-	-
ЛЭП	19	41	Амурская ТЭЦ - Отпайка 2	1,49	2,56	16,00	-	-	-
ЛЭП	40	35	Отпайка 1 - Эльбан	8,79	15,07	93,90	-	-	-
Тр-р	35	36	Эльбан - нейтраль 1	2,60	88,90	12,10	1,00	-	-
Тр-р	36	38	нейтраль 1 - Эльбан СН	2,60	-	-	0,32	-	-
Тр-р	36	39	нейтраль 1 - Эльбан НН	2,60	52,00	-	0,05	-	-
Тр-р	35	37	Эльбан - нейтраль 2	2,60	88,90	12,10	1,00	-	-

Тр-р	37	38	нейтраль 2 - Эльбан СН	2,60	-	-	0,32	-	-
Тр-р	37	39	нейтраль 2 - Эльбан НН	2,60	52,00	-	0,05	5,01	2,11
ЛЭП	40	42	Отпайка 1 - ЦБК 1	0,02	0,04	0,20	-	25,66	12,37
ЛЭП	41	50	Отпайка 2 - ЦБК 2	0,02	0,04	0,20	-	25,69	12,42
Тр-р	42	43	ЦБК 1 - нейтраль1	1,40	34,70	19,60	1,00	25,63	12,39

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	43	45	нейтраль1 - ЦБК НН 1	-	-	-	0,06	12,74	5,10
Тр-р	43	46	нейтраль1 - ЦБК НН 2	-	-	-	0,06	12,77	5,10
Тр-р	44	47	нейтраль 2 - ЦБК НН 3	-	-	-	0,06	12,79	5,10
Тр-р	44	48	нейтраль 2 - ЦБК НН 4	-	-	-	0,06	12,81	5,10
ЛЭП	41	33	Отпайка 2 - Падали	2,52	8,51	59,00	-	7,52	3,90
Тр-р	33	34	Падали - Падали НН	42,60	508,20	3,10	0,06	1,21	0,61
ЛЭП	33	35	Падали - Эльбан	2,52	8,51	59,00	-	6,30	4,10
ЛЭП	29	31	О.ЛДК 1 - ПС ЛДК	0,82	1,41	8,78	-	0,63	0,38
ЛЭП	30	31	О.ЛДК 2 - ПС ЛДК	0,82	1,41	8,80	-	0,62	0,38
Выкл	14	13	Хурба ВН 2 - Хурба ВН 1	-	-	-	-	11,56	6,83
Выкл	45	47	ЦБК НН 1 - ЦБК НН 3	-	-	-	-	0,01	0,00
Выкл	46	48	ЦБК НН 2 - ЦБК НН 4	-	-	-	-	0,03	0,00

Отклонение напряжений 110 кВ

Название	V	Delta
ПС Комсомольская ВН	535,23	- 0,76
нейтраль 1	536,03	- 0,75
ПС Комсомольская СН	235,85	- 0,75
ПС Комсомольская НН	10,72	- 0,75
нейтраль 1	237,14	- 0,74
нейтраль 2	237,07	- 0,73
10 К. НН	10,24	- 5,70
110 К.СН	118,61	- 0,75
Хурба ВН 1	119,77	- 0,44
Хурба ВН 2	119,77	- 0,43
ХУРБА СН	37,54	- 2,17

Хурба НН	10,58	-	2,70
Амурская ТЭЦ	121,00		-
Г-5	10,89		3,85
нейтраль 1	118,00		9,07
нейтраль 2	118,00		9,07
СШ 16	10,61		14,83
Г4	10,61		14,84
Г3	10,61		14,84
Г2	10,61		14,84
Г1	10,61		14,83

Продолжение приложения А

Графика послеаварийного режима новая линия

