

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 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Инновационное развитие электрической сети Приморского края в связи с подключением подстанции Минеральная, с применением цифровых технологий

Исполнитель

студент группы 342-ом1

подпись, дата

В.Е. Музыченко

Руководитель

профессор, докт. техн.
наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель

научного содержания
программы магистратуры
профессор, докт. техн.
наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Рецензент

подпись, дата

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Музыченко Валерия Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Инновационное развитие электрической сети Приморского края в связи с подключением подстанции Минеральная, с применением цифровых технологий

(утверждено приказом от 06.03.2025 №609-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 06.06.2025

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственной и преддипломной практик

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Анализ современного состояния схемно–режимной ситуации в электрических сетях Находкинского района Приморского края. 2. Выбор инновационных технологий, при развитии электрических сетей Находкинского района. 3. Разработка вариантов инновационного развития сетей 220 кВ в городе Находке и выбор оптимального вариант

4. Оценка инвестиционной привлекательности проекта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 2 чертежа формата А 1, презентация

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, заведующий кафедрой энергетики, доктор технических наук, профессор.

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 120 стр., 32 рисунка, 65 таблиц, 5 приложений, 37 источников, 78 формулы.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РАЦИОНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЙ ТОК, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ, ГРАФИК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, РАСЧЕТНЫЙ ТОК.

Актуальность темы обусловлена повышением надежности и цифровизации электрических сетей Находкинского района при вводе в эксплуатацию подстанции Минеральная.

Целью магистерской диссертации является анализ и выбор цифровых и инновационных технологий для обеспечения надежного и эффективного функционирования электрической сети при развитии энергосистемы Находкинского района для подключения ПС Минеральная.

В магистерской диссертации определен эквивалент рассматриваемого участка сети. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района. Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin. Выбраны цифровые и инновационные технологии. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Произведён выбор необходимого оборудования и выполнен расчет инвестиционной привлекательности.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Анализ современного состояния схемно–режимной ситуации в электрических сетях Находкинского района Приморского края	10
1.1 Экономическая характеристика Находкинского района	10
1.2 Климатические характеристики и территориальные особенности Находкинского района	11
1.3 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети Находкинского района	13
1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района	15
1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети по данным контрольных замеров	20
1.6 Выводы	28
2 Выбор инновационных технологий, при развитии электрических сетей Находкинского района	30
2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций	30
2.2 Дистанционное управление подстанцией	33
2.3 Характеристика проводников с композитным сердечником, для повышения пропускной способности сети Находкинского района	35
2.4. Вывод	37
3 Разработка вариантов инновационного развития сетей 220 кВ в городе Находке и выбор оптимального варианта	39
3.1 Компенсация реактивной мощности	39
3.2 Выбор силовых трансформаторов для ПС Минеральная	41
3.3. Разработка вариантов развития электрической сети в Находкинском районе	43
3.4 Технический анализ вариантов развития электрической сети	53

3.4.1	Выбор номинального напряжения при развитии	54
3.4.2	Расчет теплового режима силовых трансформаторов для ПС	
	Минеральная	54
3.4.3	Выбор однолинейной схемы ПС	55
3.4.4	Выбор сечений новых линий электропередач и проверка существующих	61
3.5	Расчет электрического режима выбранных вариантов	61
3.5.1	Расчет варианта подключения ПС Минеральная к ПС Лозовая	65
3.5.2	Расчет режима варианта разреза линии 220кВ Лозовая-Находка	68
3.5.3	Выводы	70
3.6	Выбор оптимального варианта развития сети	71
3.6.1	Капитальные вложения	71
3.6.2	Расчет эксплуатационных издержек	74
3.6.3	Определение статических приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети	75
3.7	Расчет токов короткого замыкания	76
3.7.1	Расчет токов короткого замыкания в программе RastrWin3	79
3.8	Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального	81
3.8.1	Разработка подробной однолинейной схемы и выбор конструктивного исполнения	81
3.8.2	Выбор и проверка РУ	82
3.8.3	Выбор и проверка выключателей	85
3.8.4	Выбор и проверка разъединителей	86
3.8.5	Выбор и проверка трансформаторов тока	87
3.8.6	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	89
3.8.7	Выбор и проверка ошиновки РУ ВН и НН	91
3.8.8	Выбор и проверка изоляторов	96
3.8.9	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	97
3.8.10	Выбор системы оперативного тока	104

3.8.11	Выбор и проверка ТСН	105
4	Оценка инвестиционной привлекательности проекта	106
4.1	Определение надежности вариантов при развитии электрической сети	106
4.2	Оценка экономической эффективности проекта	108
	Заключение	114
	Библиографический список	115
	Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	121
	Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	122
	Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	134
	Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	142

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ВЛ – воздушная линия
- ВН – высокое напряжение
- ГЭС – гидроэлектростанция
- КРМ – компенсация реактивной мощности
- КУ – компенсирующее устройство
- ЛЭП – линия электропередачи
- НН – низкое напряжение
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ОЭС – объединенная энергетическая система
- ПВК – программно-вычислительный комплекс
- ПС – подстанция
- РМ – реактивная мощность
- РПН – регулировка под нагрузкой
- СН – среднее напряжение
- ТКЗ – токи короткого замыкания
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
- УКР – установки конденсаторные регулируемые
- ШР – шунтирующий реактор
- ЭЭС – электроэнергетическая система

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной магистерской диссертации, посвященной инновационному развитию электрической сети Приморского края с применением цифровых технологий, обусловлена необходимостью надежного и эффективного подключения новой подстанции Минеральная в условиях роста энергопотребления региона.

Работа направлена на проектирование развития схемы сетей напряжением 220 кВ, обеспечивающего это подключение с использованием современных цифровых решений.

Объектом исследования - электрические сети 220 кВ Находкинского района Приморского края, в районе расположения ПС Минеральная.

Предметом исследования – инновационные и цифровые технологии для распределительных электрических сетей и подстанций.

Цель работы - повышение управляемости и гибкости электрических сетей Приморского края с помощью цифровых технологий при подключении подстанции Минеральная.

Для выполнения цели, в магистерской диссертации поставлены и решены следующие задачи:

- определение эквивалента сети для развития электрической сети Находкинского района при подключении ПС Минеральная;
- выбор цифровых и инновационных технологий, применяемых к электрическим сетям и подстанции;
- техническая проработка вариантов развития электрической сети;
- оценка инвестиционной привлекательности оптимального варианта.

Научная новизна - в применении современных методических подходов при проектировании подстанции Минеральная, а также цифровых технологий в электрических сетях Находкинского района.

Практическая значимость - в реконструкции электрических сетей Находкинского района при подключении подстанции Минеральная.

В магистерской диссертации определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района. Выбраны цифровые и инновационные технологии. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Произведён выбор необходимого оборудования и выполнен расчет инвестиционной привлекательности.

В графической части представлена однолинейная схема электрических соединений района проектирования и однолинейная схема ПС Минеральная с применяемыми к ней инновационными и цифровыми технологиями.

Диссертация разработана в операционной системе Windows 10 с использованием: Microsoft Office Word 2013г., Microsoft Office Visio 2013г, ПВК RastrWin 3.

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НАХОДКИНСКОГО РАЙОНА ПРИМОРСКОГО КРАЯ

Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации производится для определения проблемных мест и развития электроэнергетической системы Приморского края в окрестности города Находки для определения возможности подключения новой подстанции Минеральная.

1.1 Экономическая характеристика Находкинского района

Находка представляет собой важнейший экономический центр Приморского края, специализирующийся на портовой деятельности и смежных отраслях промышленности. Город располагает уникальным географическим положением, позволяющим ему играть ключевую роль в международных морских перевозках. Основу экономического потенциала составляет мощный портовый комплекс, включающий такие стратегически важные объекты как специализированный угольный терминал "Порт Восточный", нефтеналивной терминал "Козьмино" и многофункциональный торговый порт Находка. Эти предприятия обеспечивают значительную часть грузооборота российских дальневосточных портов, обслуживая экспортно-импортные операции со странами Азиатско-Тихоокеанского региона.

Помимо портовой инфраструктуры, в городе развита рыбоперерабатывающая отрасль, представленная несколькими крупными предприятиями. Находкинская база активного морского рыболовства осуществляет не только добычу, но и глубокую переработку водных биоресурсов. Действуют современные рыбоперерабатывающие комплексы, выпускающие широкий ассортимент продукции от мороженой рыбы до консервов премиального качества. Особое значение имеет производство

рыбной муки и жира, востребованных как на внутреннем, так и на внешнем рынках.

Промышленный сектор города включает также предприятия машиностроительного профиля. Находкинский судоремонтный завод выполняет обслуживание и ремонт судов различного класса, а завод "Металлист" специализируется на изготовлении металлоконструкций для судостроительной отрасли.

Эти производства обеспечивают значительное количество рабочих мест и вносят существенный вклад в городской бюджет.

Важную роль в обеспечении продовольственной безопасности играют предприятия пищевой промышленности. В городе функционируют современные хлебопекарные и молочные производства, обеспечивающие население качественными продуктами питания.

Строительная отрасль представлена заводами железобетонных изделий и кирпичными производствами, которые снабжают стройки города и края необходимыми материалами.

1.2 Климатические характеристики и территориальные особенности Находкинского района

Находкинский район расположен на юго-востоке Приморского края, на побережье Японского моря, и отличается сложным горным рельефом, представленным отрогами Сихотэ-Алиня, с преобладанием сопок, узких речных долин и прибрежных низменностей.

Климат района муссонный, с выраженной сезонностью: холодная зима с минимальными температурами до -30°C и частыми метелями, а также влажное лето с обильными осадками, достигающими 800–1000 мм в год, и высокой влажностью воздуха. Эти климатические особенности влияют на выбор материалов для опор и проводов ЛЭП, которые должны быть устойчивы к обледенению, сильным ветрам (особенно в прибрежной зоне) и коррозии из-за высокой влажности и соленых морских бризов.

Значительное количество осадков и высокая водность рек повышают риск подтопления и размыва грунтов вблизи подстанций (ПС), что требует дополнительных мер по укреплению оснований и организации дренажных систем.

Кроме того, район подвержен воздействию тайфунов и штормовых ветров, что необходимо учитывать при расчете механической прочности опор и допустимых провисаний проводов.

Почвенный покров представлен бурыми лесными и дерново-подзолистыми почвами, а в долинах – аллювиальными отложениями, что влияет на несущую способность грунтов и выбор фундаментов для опор ЛЭП и ПС.

Лесистость территории высокая, что приводит к необходимости масштабных рубок при прокладке трасс ЛЭП и создает повышенную пожарную опасность в летний период.

Это требует дополнительных мер защиты линий от падения деревьев и соблюдения противопожарных разрывов. Сейсмичность района оценивается в 6–7 баллов, что диктует необходимость сейсмостойкого проектирования опорных конструкций и оборудования подстанций.

Таким образом, при проектировании ЛЭП и ПС в Находкинском районе необходимо учитывать комплекс факторов: сложный рельеф, муссонный климат с высокой влажностью и ветровыми нагрузками, риск подтоплений, лесные массивы и сейсмическую активность.

Все это требует применения специализированных материалов, усиленных конструкций опор, тщательного выбора трасс и проведения детальными инженерно-геологическими изысканиями.

Для данного района подойдут металлические опоры. [17]

В городе Находке и его окрестностях присутствуют различные типы грунтов. В данном регионе распространены такие грунты, как суглинки, пески, глины, а также различные смеси этих грунтов.

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров

Характеристика	Значение
Преобладающее направление ветра	Западный, северо-западный
Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	32 м/с
Ветровой район	3
Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	16 м/с
Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	15 мм
Район по гололеду	3
Температура воздуха при гололеде	– 5 °С
Абсолютный минимум температуры воздуха	– 45.4 °С
Средняя температура воздуха	+5,5
Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 40 °С
Глубина промерзания грунта	2,85 м
Число грозových часов в год	40 часов
Среднегодовое количество осадков	900–1000 мм
Среднегодовая относительная влажность воздуха	70%
Состав грунта в районе проектирования	Глинистый

Глиняный грунт имеет высокое удельное сопротивление, что указывает на их хорошую изоляционную способность. Песчаные грунты обычно характеризуются низкой проводимостью, поскольку между зернами песка имеются пространства, не заполненные водой или другими проводниками. В окрестностях Находки наблюдается сочетание горной и равнинной местности.

Для выбранного района проектирования необходимо выбирать оборудование, соответствующее УХЛ [17].



Рисунок 1 - Карта-схема города Находки

1.3 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети Находкинского района

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбрана одна станция Партизанская ГРЭС, а также подстанция с высшим классом напряжения 500 кВ: ПС Лозовая, две подстанции 220 кВ ПС Находка и ПС Широкая и восемь подстанций с высшим классом напряжения 110 кВ: Учебная, ЖБФ, НСРЗ, Находка-тяга, Екатериновка, Угольная, Восточная-тяга.

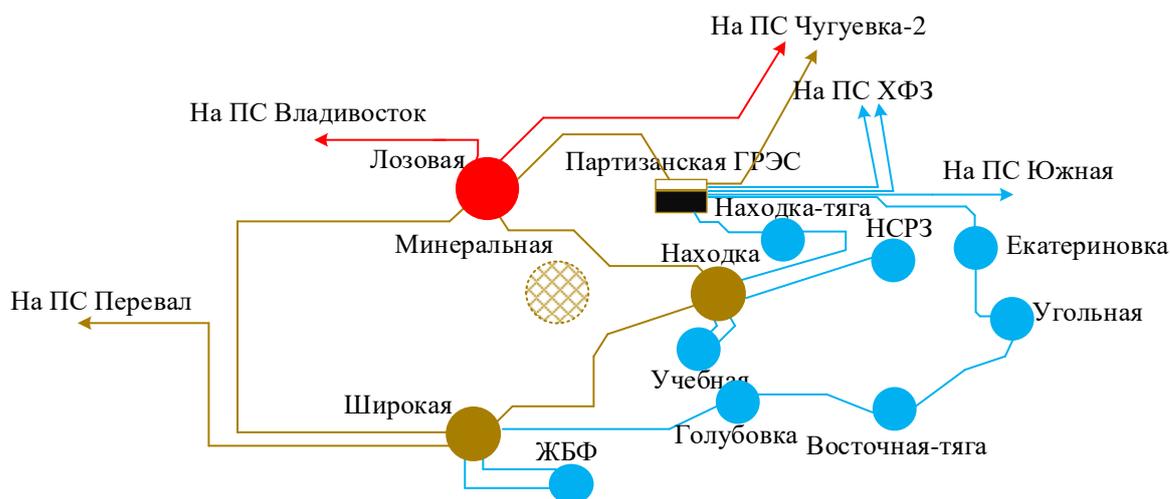


Рисунок 2 – Структурная схема эквивалента электрической

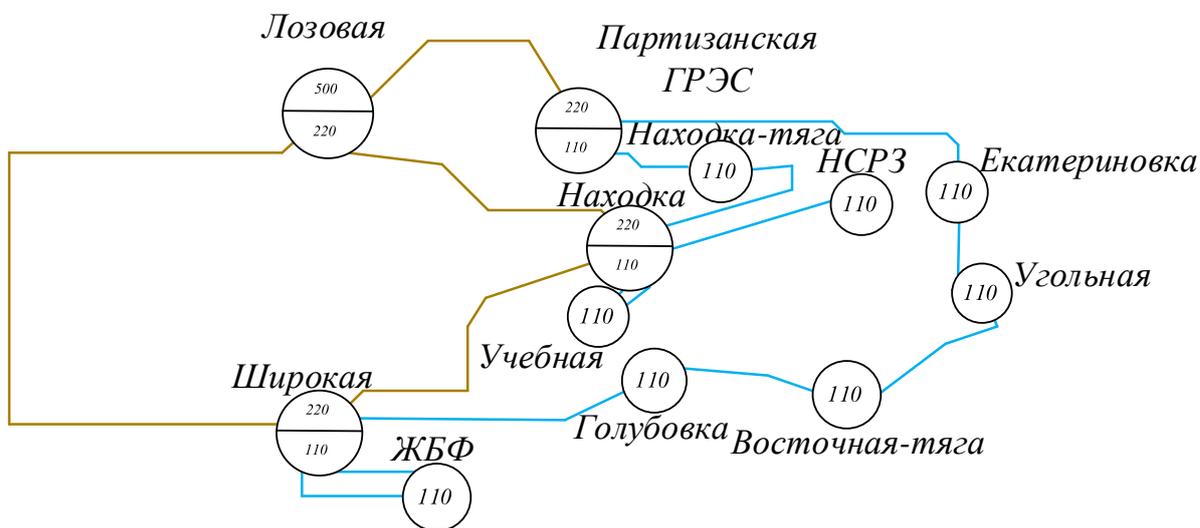


Рисунок 3 – Граф рассматриваемого района

Выбранную сеть ограничена шинами 220 кВ ПС Лозовая в дальнейших расчетах примем шины данной подстанции за базисный узел поскольку в большинстве времени мощность протекает от ПС Лозовая к Находка и далее в центральный энергорайона и шинами 220 кВ ПС Широкая от данных шин зададим нагрузку из максимального режима поскольку мощность в большинстве времени протекает от данных шин в сторону ПС Находка. Источником питания данного эквивалента служит Партизанская ГРЭС и ПС Лозовая.

1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы

Структурный анализ электроэнергетической системы представляет собой комплексное исследование, направленное на оценку текущего состояния и перспектив развития энергокомплекса. Этот процесс позволяет выявить ключевые взаимосвязи между элементами системы, определить потенциальные уязвимости и разработать меры по повышению эффективности работы энергообъектов.

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

- структурный анализ источников питания;
- структурный анализ ЛЭП;
- структурный анализ ПС.

1.4.1 Структурный анализ источников питания

Партизанская ГРЭС

Основным видом деятельности Партизанской ГРЭС является производство электрической энергии.

В Приморской энергосистеме Партизанская ГРЭС осуществляет следующие функции:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Регулирование частоты;
- Прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме.

Партизанская ГРЭС представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 199,744 МВт, тепловая мощность — 160 Гкал/час. Станция работает по конденсационному графику с попутной выработкой тепла, обеспечивая теплоснабжение г. Партизанск.

РУ ВН Партизанской ГРЭС:

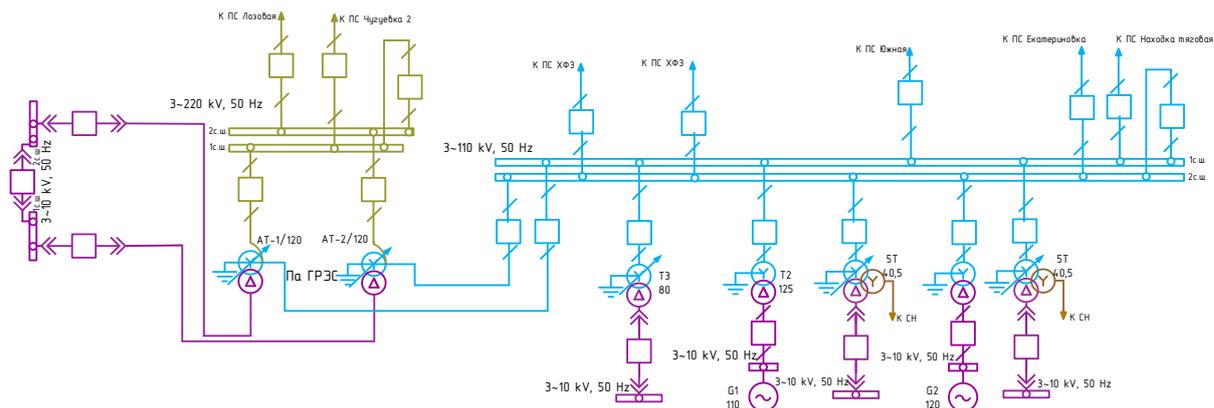


Рисунок 4 – Схема Партизанской ГРЭС

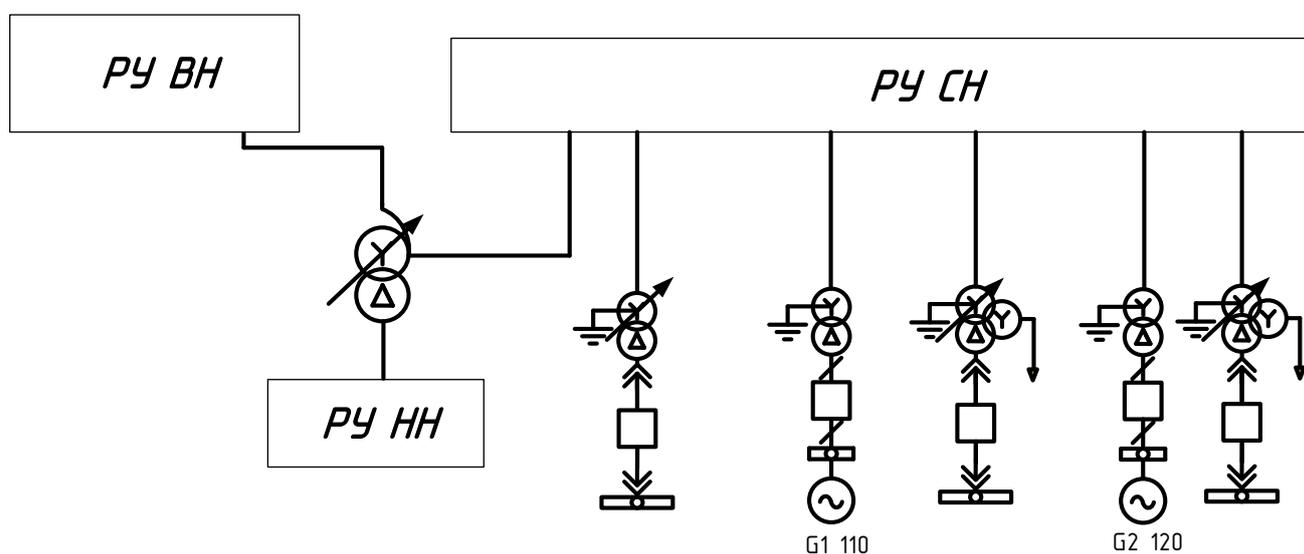


Рисунок 5- структурная схема выдачи ПаГРЭС

$U_{ном}$: 220 кВ

Схема РУ: 220-9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин.

Таблица 2 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_K, \%$			$\Delta P_K, \text{кВт}$	$\Delta P_X, \text{кВт}$	$\Delta Q_X, \text{кВАр}$	$I_X, \%$
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН-125000/220	2	10.5			305	65	625	0.5

Количество ячеек: 2 линейные, 2 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлен 1 на шину.

$U_{НОМ}$: 110 кВ

Схема РУ: 110-9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин.

Количество ячеек: 5 линейные, 5 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлен 1 на шину.

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_K, \%$			$\Delta P_K,$ кВт	$\Delta P_X,$ кВт	$\Delta Q_X,$ кВАр	$I_X, \%$
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДН-80000/110	1	10.5			310	70	480	0.6
ТДЦ - 125000/110	2	10.5			400	120	687.5	0.55
ТДЦТН - 40500/110	2	10.5			290	56	441	0.7

Таблица 4 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ},$ МВт	$U_{НОМ},$ кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВФ-120-2УЗ	1	100	10.5	1500
ТВФ-110-2М	1	90	10.5	1500

1.4.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 5 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	$U_{НОМ},$ кВ	Марка и сечение линии	Длина линии, км
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Лозовая,	220	АС – 300/39	22
ВЛ 220 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Чугуевка 2,	220	АС – 300/39	165,9
ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС ХФЗ, 2 цепи	110	АС – 150/24	7,84

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Южная		АС – 120/19	1,288
ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Находка- тяговая		М-70/11	28
ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Екатериновка		АСК – 185/29	0,811

Таблица 6 – Интервальная характеристика линий электропередач

U _{ном} , кВ	Сечение и марка	Суммарная протяженность, км
220	АС – 300/30	187,9
110	АС – 150/24	7,84
110	АС – 120/19	1,288
110	М-70/11	28
110	АСК-185/29	0,811

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки, установленных на них трансформаторов. В результате анализа ЛЭП, слабые места в данном эквиваленте отсутствуют.

1.4.3 Структурный анализ ПС

Таблица 7 – ПС по способу присоединения к сети

Способ присоединения к сети	Наименование ПС
Транзитная	Екатериновка, Восточная-тяга, Голубовка, Широкая, Находка, Лозовая, Угольная
Тупиковая	НСРЗ, Находка-тяга
Узловая	Волчанец
Отпаечная	ЖБФ

Таблица 8 – Классификация по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН
ПС Екатериновка	Мостик с выключателем в цепях трансформатора и неавтоматической перемычкой со стороны линии (5Н)
ПС Учебная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
ПС Волчанец	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
ПС ЖБФ	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
ПС НСРЗ	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС Находка-тяга	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС Угольная	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС Восточная-тяга	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС Голубовка	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС Широкая	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС Находка	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС Лозовая	Полуторная (17)

Таблица 9 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
ПС Екатериновка	2 х ТДТН - 16000/110/35
ПС Учебная	2 х ТДН - 16000/110
ПС Волчанец	2 х ТДТН - 16000/110/35
ПС ЖБФ	2 х ТДН - 10000/110
ПС НСРЗ	2 х ТДН - 16000/110
ПС Находка-тяга	2 х ТДТН- 40000/110
ПС Широкая	2 х АДЦТН - 125000/220
ПС Находка	2 х АДЦТН - 63000/220
ПС Лозовая	1 х АДЦТН - 167000/500

Выделенный эквивалент участка сети является замкнутым кольцом. Всего в рассматриваемом районе девять подстанций, имеющие как трёхфазные трансформаторы, так и двухфазные. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, АС - 300. Таким образом данный участок электрических сетей имеет запас мощности электрических станций, недогруженные линии и трансформаторы существующих объектов, что позволяет вводить новые объекты потребления.

1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети по данным контрольных замеров

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности подключения новых подстанций в рассматриваемом районе и узкие места при развитии сети [34].

Данные контрольного замера по подстанциям Приморского края за 2020-2024 годы;

- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Приморского РДУ 2024 г [11];

- Схема потокораспределения Приморских электрических сетей за 2024 г;

Выбор режимов характеристика и условия их реализации проводится согласно [7]:

В данной работе максимальные и минимальные мощности нагрузок были приняты из данных контрольных замеров на соответствующих ПС за период 2020 - 2024 г. Максимальные нагрузки ПС были приняты из данных зимних контрольных замеров. Минимальные нагрузки ПС были приняты из данных летних контрольных замеров.

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров, соответствующих ПС.

Покажем пример расчета для ПС Екатериновка.

Средняя активная и реактивная мощности определяется по формулам [4]:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i ; \quad (1)$$

$$P_{cp} = \frac{1}{5} \cdot \sum_{i=1}^n 5,8 \cdot 5 = 5,185$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i ; \quad (2)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{5} \cdot \sum_{i=1}^n 2,2 \cdot 5 = 2,135$$

где T – период;

P_i, Q_i – мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяется по выражениям [4]:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} ; \quad (3)$$

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{5} \cdot \sum_{i=1}^n 5,8^2 \cdot 5} = 4,88$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} ; \quad (4)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{5} \cdot \sum_{i=1}^n 2,2^2 \cdot 5} = 1,83$$

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента [4].

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (5)$$

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (6)$$

$$k_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{cp}} \quad (7)$$

где P_{\max} , Q_{\max} – максимальная мощность;

t_{β} – коэффициент Стьюдента, равный 1,96;

$$k_{\phi} = \frac{5,185}{4,8} = 1,1$$

$$P_{\max} = 5,185 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,1^2 - 1}) = 6,1$$

$$Q_{\max} = 2,135 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,1^2 - 1}) = 2,44$$

Формула для вычисления P_{\min} аналогична вычислению максимальной мощности [4].

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (8)$$

$$P_{\min} = 5,185 \cdot (1 - 1,96 \cdot \sqrt{1,1^2 - 1}) = 4,575$$

$$Q_{\min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (9)$$

$$Q_{\min} = 2,135 \cdot (1 - 1,96 \cdot \sqrt{1,1^2 - 1}) = 1,525$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 10.

Таблица 10 – Значения вероятностно–статистических характеристик для каждой ПС

Подстанция	P_{\max} , МВт	P_{cp} , МВт	P_{ϕ} , МВт	P_{\min} , МВт	Q_{\max} , Мвар	Q_{cp} , Мвар	Q_{ϕ} , Мвар	Q_{\min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Екатериновка	6,1	5,185	4,88	4,575	2,44	2,135	1,83	1,525
ПС Учебная	5,2	4,42	4,16	3,9	2,08	1,82	1,56	1,3
ПС Волчанец	4,2	3,57	3,36	3,15	1,68	1,47	1,26	1,05
ПС ЖБФ	38,5	32,725	30,8	28,875	15,4	13,475	11,55	9,625
ПС НСРЗ	6,4	5,44	5,12	4,8	2,56	2,24	1,92	1,6
ПС Находка-тяга	15,2	12,92	12,16	11,4	6,08	5,32	4,56	3,8
ПС Угольная	6,9	5,865	5,52	5,175	2,76	2,415	2,07	1,725
ПС Восточная-тяга	2,4	2,04	1,92	1,8	0,96	0,84	0,72	0,6
ПС Голубовка	4,2	3,57	3,36	3,15	1,68	1,47	1,26	1,05
ПС Широкая	4,2	3,57	3,36	3,15	1,68	1,47	1,26	1,05
ПС Минеральная	40	34	32	30	16	14	12	10

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

Моделирование участка действующей электрической сети производится в ПВК RastrWin3. В нём линии электропередач вводятся параметрами, описывающими П – образную схему замещения.

Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами, соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную. [6]

Проверим правильность выбранного эквивалента, путем сравнения параметров контрольного замера зимы 2024 года, и параметров, получившихся из расчетов в ПВК RastrWin3 взятого эквивалента.

Таблица 11 - сравнение параметров эквивалента и существующего режима

Название	Имакс, А экв	Имакс, А суц	Имакс, А %
Широкая СН1 - Голубовка 110 кВ	229,032	254,48	9,2
Восточная/т 110 кВ - Голубовка 110 кВ	171,954	191,06	8,22
Угольная 110 кВ - Восточная/т 110 кВ	164,862	183,18	9,2
ПС 220 кВ Лозовая - Широкая 220 кВ	149,652	166,28	8,2
ПС 220 кВ Лозовая - Партизанская ГРЭС 220 кВ	100,656	111,84	8,8
Екатериновка 110 кВ - Угольная 110 кВ	81,567	90,63	9,5
Находка СН2 - НСРЗ	83,196	92,44	9,1
ПС 220 кВ Лозовая - Находка 220 кВ	50,976	56,64	8,2
Находка/т - Находка СН1	55,269	61,41	9,3
ПаГРЭС СН1 - Находка/т	35,118	39,02	9,5
Находка СН2 - Учебная	27,639	30,71	9,1
Находка СН1 - Учебная	21,402	23,78	9,1

Примечания:

I_{\max} , А экв - максимальный ток эквивалента;

I загр экв - максимальная токовая загруженность эквивалента;

I_{\max} , А суц - максимальный ток по контрольному замеру;

I загр суц - максимальная токовая загруженность по контрольному замеру;

I_{\max} , А % - отклонение максимального тока;

I загр% - отклонение токовой загруженности.

Рассмотрим нормальный режим данной сети, когда все элементы сети включены и находятся в работе.

Длительно допустимый ток выбирался для температуры + 25 °С.

Токовая нагрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
ПаГРЭС СН2 - Екатериновка 110 кВ	254,48	510	49,90
Екатериновка 110 кВ - Угольная 110 кВ	191,06	510	37,46
ПС 220 кВ Лозовая - Партизанская ГРЭС 220 кВ	183,18	690	26,55
ПС 220 кВ Лозовая - Широкая 220 кВ	166,28	690	24,10
Широкая СН1 - Голубовка 110 кВ	111,84	510	21,93
Восточная/т 110 кВ - Голубовка 110 кВ	90,63	510	18,47
ПС 220 кВ Лозовая - Находка 220 кВ	92,44	690	13,40
Находка/т - Находка СН1	56,64	468	12,54
Угольная 110 кВ - Восточная/т 110 кВ	61,41	510	12,08
Находка СН2 - НСРЗ	39,02	330	11,82
ПаГРЭС СН1 - Находка/т	30,71	468	7,96
Находка СН2 - Учебная	23,78	468	5,08
Находка СН1 - Учебная	23,78	468	5,08

Большая часть ВЛ недогружены, что приводит к неэффективному использованию сетевой инфраструктуры и увеличению потерь электроэнергии, поэтому полагается необходимость введения в эксплуатацию ПС Минеральная.

Значение параметров отличаются меньше чем на 10%, значит эквивалент выбран верно.

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов.

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ 110 кВ ПаГРЭС - Екатериновка;
- отключена ВЛ 220 кВ Лозовая - Партизанская ГРЭС.

При отключении ВЛ 110 кВ ПаГРЭС - Екатериновка мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого. Токовая загрузка ЛЭП, представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 110 кВ ПаГРЭС - Екатериновка

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Широкая СН1 - Голубовка 110 кВ	386,04	510	75,70
Восточная/т 110 кВ - Голубовка 110 кВ	351,63	510	69,31
Угольная 110 кВ - Восточная/т 110 кВ	318,69	510	62,50
ПС 220 кВ Лозовая - Широкая 220 кВ	307,39	690	44,55
ПС 220 кВ Лозовая - Партизанская ГРЭС 220 кВ	153,24	690	22,21
Екатериновка 110 кВ - Угольная 110 кВ	73,31	510	14,62
Находка СН2 - НСРЗ	39,01	330	11,82
ПС 220 кВ Лозовая - Находка 220 кВ	80,55	690	11,67
Находка/т - Находка СН1	46,92	468	10,52
ПаГРЭС СН1 - Находка/т	32,70	468	8,24

При отключении ВЛ 220 кВ Лозовая - Партизанская ГРЭС мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий являются недогружены.

Токовая загрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
ПаГРЭС СН2 - Екатериновка 110 кВ	232,03	510	45,50
Находка/т - Находка СН1	206,22	468	44,50
ПаГРЭС СН1 - Находка/т	179,44	468	39,61
Широкая СН1 - Голубовка 110 кВ	188,62	510	36,98
Восточная/т 110 кВ - Голубовка 110 кВ	167,50	510	33,52
Екатериновка 110 кВ - Угольная 110 кВ	166,12	510	32,60
ПС 220 кВ Лозовая - Широкая 220 кВ	187,40	690	27,16
Угольная 110 кВ - Восточная/т 110 кВ	135,90	510	26,68
ПС 220 кВ Лозовая - Находка 220 кВ	159,83	690	23,16
Находка СН2 - НСРЗ	39,18	330	11,87
Находка СН2 - Учебная	23,88	468	5,10
Находка СН1 - Учебная	23,88	468	5,10

Данные по потерям сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, %
Нормальный режим	3.45
Отключена ВЛ 110 кВ ПаГРЭС - Екатериновка	5.58
Отключена ВЛ 220 кВ Лозовая - Партизанская ГРЭС	4.67

По результатам расчета режима можно сделать вывод что в послеаварийном режиме при отключении ВЛ перегруженных ЛЭП и трансформаторов нет.

1.6 Выводы

Анализ климатогеографических характеристик показал, что для Находкинского района необходимо применением металлических опор с укреплением основания. По результатам расчета нормального режима и сопоставления результатов расчета с данными контрольными замера отклонения не превышают 10 % что говорит о том, что режим рассчитан верно.

Проведя расчет электроэнергетического режима можно сделать вывод, что все линии загружены менее чем на 50%, тем самым выбранный эквивалент обладает запасом пропускной способности, увеличенной гибкостью в управлении режимами, имеет резервирование для перспективного развития, в том числе и реконструкции электрических сетей для подключения ПС Минеральная.

2 ВЫБОР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАХОДКИНСКОГО РАЙОНА

Целью данного раздела является анализ и выбор инновационных технологий применяемых для реконструкции электрических сетей Находкинского района и проектирование ПС Минеральной. Основной задачей стоит снизить аварийность электрических сетей Находкинского района, повысить надежность подстанции Минеральная.

2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций

При проектировании цифровой подстанции Минеральная рассматриваются три варианта архитектурных решений, каждый из которых имеет свои технологические особенности. Для данного энергообъекта в Приморском крае, где особое значение имеют надежность и адаптивность к сложным климатическим условиям, выбор оптимальной архитектуры становится ключевым проектировочным решением.

«Архитектура I предполагает применение протокола MMS для интеграции устройств РЗА и контроллеров присоединений (КП) в единую систему АСУ ТП без использования протоколов GOOSE и SV. Таким образом, первая архитектура не предполагает использование ШПДС (шкаф передачи дискретных сигналов), ШПАС (шкаф передачи аварийных сигналов). При проектировании системы по архитектуре I следует руководствоваться существующими нормами проектирования вторичных систем и цепей.

Архитектура II предполагает применение протокола MMS для интеграции устройств РЗА и КП в единую систему АСУ ТП, а также использование протокола GOOSE для быстрой передачи информации между устройствами уровня присоединения (РЗА и КП), а также для передачи сигналов между устройствами защиты и автоматики и преобразователями

дискретных сигналов, установленными в ШПДС. Применение протокола Sampled Values в данной архитектуре не предусматривается.

Архитектура III предполагает применение протокола MMS для интеграции устройства РЗА и КП в единую систему АСУ ТП, применение протокола GOOSE для быстрой передачи информации между устройствами уровня присоединения (РЗА и КП) и передачи информации между устройствами защиты и автоматики и ШПДС, а также применение протокола Sampled Values для передачи данных измерений токов и напряжений от ЦТТ и 12 ЦТН, и, на переходном этапе, от ШПАС. При проектировании объектов в соответствии с архитектурой III в дополнение к особенностям архитектуры II также добавляются требования по соблюдению требований корпоративного профиля МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» в части передачи данных с использованием протокола Sampled Values. [27]»

Это решение предусматривает как использование современных цифровых измерительных трансформаторов (ЦТТ, ЦТН), так и возможность подключения традиционных аналоговых устройств через ШПАС на переходном периоде.

Для подстанции Минеральная, учитывая ее стратегическое значение для энергосистемы Приморского края, третий вариант архитектуры представляется наиболее перспективным. Он обеспечит не только высокую надежность и быстродействие защиты, но и создаст основу для дальнейшей модернизации в рамках концепции Smart Grid. Особенно важно, что такое решение позволит минимизировать объем кабельных соединений, что критически значимо для объектов в условиях повышенной влажности и сейсмической активности, характерных для региона.

Для цифровой подстанции Минеральная в Находкинском районе Приморского края предусмотрено внедрение передовых технологических решений, включая создание цифрового двойника силового трансформатора. Эта инновация будет интегрирована с шкафом ШАРМ СУМ, выполняющим функции ключевого элемента системы управления. В условиях сложного

приморского климата с высокой влажностью и сейсмической активностью такое решение обеспечит повышенную надежность работы энергообъекта.

«Шкаф ШАРМ СУМ на подстанции Минеральная будет выполнять многофункциональную роль:

- Анализировать данные с первичных датчиков трансформатора
- Контролировать перенапряжения в соответствии с требованиями ГОСТ 1516.3-96 [15]
- Обеспечивать визуализацию состояния оборудования в SCADA-системе
- Формировать архивы данных и протоколы событий
- Реализовывать математическое моделирование в реальном времени
- Управлять системой охлаждения и РПН трансформатора [27]»

Внедрение комплектного распределительного устройства элегазового (КРУЭ) типа ЯГГ 220 на проектируемой подстанции Минеральная позволит значительно повысить надежность и эффективность работы энергообъекта. Данное оборудование относится к современному классу газонаполненных распределительных устройств, где в качестве изолирующей и дугогасящей среды используется элегаз (SF₆), что обеспечивает высокую компактность установки, снижение эксплуатационных затрат и увеличение срока службы. [6]

Одной из ключевых проблем, решаемых КРУЭ ЯГГ 220, является значительное сокращение занимаемой площади подстанции, благодаря компактной модульной конструкции, что является актуальным, так как подстанция находится вблизи сложных рельефов и высокой стоимости земли. Кроме того, герметичная конструкция и отсутствие открытых токоведущих частей минимизируют влияние внешних факторов, таких как повышенная влажность, загрязнение воздуха и обледенение, что критически важно для эксплуатации в условиях Приморского края с его муссонным климатом. [17]

Еще одной важной особенностью КРУЭ ЯГГ 220 является высокая отключающая способность и быстрдействие защиты, что позволяет

эффективно предотвращать аварийные ситуации, связанные с короткими замыканиями и перегрузками. Встроенные системы мониторинга состояния оборудования обеспечивают непрерывный контроль параметров, таких как давление элегаза, температура и состояние контактов, что позволяет своевременно выявлять потенциальные неисправности и минимизировать риск внезапных отказов.

Применение данного оборудования также решает проблему снижения эксплуатационных расходов. Благодаря минимальному обслуживанию (отсутствие необходимости регулярной чистки контактов или замены изоляторов) и высокой надежности КРУЭ ЯГГ 220 сокращаются затраты на техническое обслуживание и ремонты. Кроме того, модульная конструкция упрощает масштабирование подстанции в случае необходимости увеличения мощности или добавления новых присоединений.

Таким образом, использование инновационного КРУЭ ЯГГ 220 при проектировании подстанции «Минеральная» позволяет решить комплекс задач: оптимизацию использования территории, повышение надежности и безопасности энергоснабжения, снижение эксплуатационных затрат и адаптацию к сложным климатическим условиям. Это делает данное оборудование оптимальным выбором для современных энергетических объектов, соответствующих требованиям цифровизации и устойчивого развития электроэнергетики.

Особое внимание уделено системе распределения на 10 кВ, где для ПС Минеральная выбрано отечественное КРУ-СЭЩ. Это решение обладает рядом преимуществ:

- Возможность установки как в стационарных зданиях, так и в мобильных модулях
- Компоновка включает различные типы шкафов (питающих линий, плавки гололеда, трансформаторов напряжения и др.)
- Полная российская разработка в рамках программы импортозамещения

- Удобное одностороннее обслуживание благодаря выкатной конструкции

- Современные системы защиты (БМРЗ-ЖД и "Дуга-МТ")[21]

Для Находкинского района, где подстанция "Минеральная" будет работать в условиях повышенной коррозионной активности и сложных погодных условий, важными преимуществами выбранных решений стали:

- Высокая степень заводской готовности оборудования

- Универсальность монтажа и эксплуатации

- Улучшенные показатели электробезопасности

- Адаптация к местным климатическим особенностям

- Возможность дистанционного управления и мониторинга

Реализация данного проекта позволит создать современный энергообъект, соответствующий требованиям цифровой трансформации электросетевого комплекса и способный надежно работать в специфических условиях Приморского края.

2.2 Дистанционное управление подстанцией

«Современные цифровые подстанции (ЦПС), построенные в соответствии со стандартом МЭК 61850 с использованием отечественного оборудования, представляют собой качественно новый этап развития энергетической инфраструктуры России. Основу таких подстанций составляют интеллектуальные электронные устройства (IED) российского производства, которые обеспечивают полную цифровизацию процессов управления, защиты и мониторинга. Переход на цифровые технологии позволяет существенно сократить объемы кабельной инфраструктуры – вместо традиционных аналоговых цепей используются цифровые каналы связи, что не только снижает материалоемкость, но и минимизирует риски повреждений и ошибок при монтаже и эксплуатации. [27]»

Одним из ключевых преимуществ ЦПС является возможность непрерывного мониторинга состояния оборудования в реальном времени. Российские системы диагностики, интегрированные в архитектуру

подстанции, позволяют оперативно выявлять малейшие отклонения от нормальных режимов работы, прогнозировать возможные аварийные ситуации и своевременно принимать профилактические меры. Это особенно важно для энергообъектов, работающих в сложных климатических условиях, таких как подстанция Минеральная в Находкинском районе, где оборудование подвергается воздействию повышенной влажности, значительных температурных перепадов и сейсмической активности.

Архитектура цифровых подстанций обеспечивает беспрецедентную гибкость при модернизации и расширении. Использование стандартизированных протоколов обмена данными позволяет легко интегрировать новые функциональные модули, включая системы управления возобновляемыми источниками энергии и накопителями мощности. При этом российские разработчики уделяют особое внимание вопросам кибербезопасности – все компоненты ЦПС оснащаются многоуровневой системой защиты от несанкционированного доступа с использованием отечественных криптографических алгоритмов.

Внедрение цифровых подстанций требует поэтапного подхода. На первом этапе проводится замена традиционного оборудования на цифровые аналоги российского производства – трансформаторов тока и напряжения, устройств РЗА, систем управления. Параллельно осуществляется обучение персонала работе с новыми технологиями на базе специализированных учебных центров. Особое внимание уделяется созданию резервированных систем связи и обеспечению бесперебойного питания для критически важных компонентов.

Несмотря на более высокие первоначальные затраты по сравнению с традиционными решениями, цифровые подстанции демонстрируют быструю окупаемость за счет значительного снижения эксплуатационных расходов. По данным эксплуатации российских ЦПС, внедрение цифровых технологий позволяет сократить затраты на техническое обслуживание на 30-40%, уменьшить количество аварийных отключений на 25-35% и повысить общую

надежность энергоснабжения. Для таких ответственных объектов, как подстанция Минеральная, эти преимущества имеют особое значение, так как обеспечивают бесперебойное электроснабжение потребителей в условиях сложного климата Приморского края.

Таким образом, переход на цифровые подстанции с российским оборудованием представляет собой стратегически важное направление модернизации энергетической инфраструктуры страны. Этот подход не только обеспечивает технологическую независимость, но и создает основу для построения интеллектуальных энергосистем будущего, соответствующих самым строгим требованиям по надежности, эффективности и безопасности.

2.3 Характеристика проводников с композитным сердечником, для повышения пропускной способности сети Находкинского района

Для новой подстанции Минеральная, расположенной в специфических климатических условиях Находкинского района Приморского края, предусмотрено применение передовых технических решений, включая использование отечественного высоковольтного кабеля на 220 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. Данное оборудование производства "Севкабель" представляет собой важный элемент импортозамещения в энергетической отрасли и обладает рядом уникальных характеристик, особенно актуальных для данного региона. [21]

Таблица 16 – сравнение кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

Производитель	Страна	Макс. напряжение	Материалы	Преимущества	Недостатки
Севкабель	Россия	500 кВ	Vorealis + российские	Импортозамещение, надежность	Ограниченные объемы
Рыбинсккабель	Россия	220 кВ	Отечественные	Низкая цена, быстрые поставки	Нет опыта 500 кВ+
Электрокабель	Россия	220 кВ	Импортные/российские	Гибкость заказов	Варьируемое качество
Nexans	Франция	550 кВ	Фирменные	Мировой лидер	Дорого, логистика
Prysmian	Италия	550 кВ	Премиум-полимеры	Инновации	Санкционные ограничения

Nexans и Prysmian – хороший выбор для проектов без санкционных ограничений, но их применение в России сейчас затруднено.

Таким образом, российские производители (особенно «Севкабель») – наиболее перспективный вариант для строительства и модернизации энергообъектов с учетом текущих экономических и технологических реалий.

Особое значение имеет климатическая адаптация оборудования для Находкинского района, где подстанция будет эксплуатироваться в условиях:

- Высокой влажности воздуха (до 85-90% в летний период)
- Частых перепадов температур (от -25°C зимой до +35°C летом)
- Повышенной солёности атмосферы в прибрежной зоне
- Значительных ветровых нагрузок
- Повышенной сейсмической активности (6-7 баллов) [17]

В этом контексте применение кабеля 220 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена производства Севкабель решает несколько ключевых проблем:

Коррозионная стойкость: полиэтиленовая изоляция не подвержена коррозии в условиях высокой влажности и солёного воздуха

Температурная стабильность: материал сохраняет свойства в широком диапазоне температур

Механическая прочность: устойчивость к ветровым и вибрационным нагрузкам

Долговечность: срок службы до 30-40 лет в агрессивных условиях

Технические особенности применяемого кабеля:

Производится с 2008 года (220 кВ) и с 2011 года (500 кВ)

Изготавливается по ТУ 16-705-495-2006 и ТУ 3530-405-00217053-2009

Соответствует международным стандартам МЭК 62067:2006 и МЭК 60840:2004

Используется полиэтилен премиум-класса фирмы Borealis (Австрия)

Имеет улучшенные диэлектрические характеристики

Обладает повышенной стойкостью к частичным разрядам

Для подстанции "Минеральная" это решение обеспечит:

Повышенную надёжность энергоснабжения в сложных климатических условиях

Снижение эксплуатационных расходов за счёт долговечности оборудования

Минимизацию рисков аварийных ситуаций

Возможность прокладки кабельных линий в различных условиях (включая участки с повышенной влажностью)

Соответствие современным требованиям энергобезопасности

Важно отметить, что данное оборудование прошло полный цикл испытаний и доказало свою эффективность в различных климатических зонах России. Для Находкинского района с его уникальными природными условиями это особенно актуально, так как позволяет избежать многих проблем, характерных для традиционных кабельных решений.

Применение данного кабеля в комплексе с другими инновационными решениями (цифровая подстанция, КРУЭ ЯГГ 220, система мониторинга ШАРМ СУМ) создаёт современный, надёжный энергообъект, способный стабильно работать в сложных условиях Приморского края и обеспечивать качественное энергоснабжение потребителей Находкинского района.

2.4 Вывод

Внедрение современных цифровых технологий на подстанции "Минеральная" в Находкинском районе Приморского края представляет собой комплексный пример технологической модернизации энергообъекта с использованием исключительно российского оборудования. Применение цифровой подстанции на базе стандарта МЭК 61850 с отечественными интеллектуальными электронными устройствами, комплектных распределительных устройств элегазовых ЯГГ 220 и высоковольтных кабелей 220 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена обеспечивает принципиально новый уровень надёжности и эффективности энергоснабжения. Таким образом, подстанция Минеральная станет образцовым примером успешного внедрения современных цифровых технологий в энергетике, демонстрируя

возможность создания высоконадежных, экономически эффективных и технологически независимых энергообъектов, полностью адаптированных к специфическим условиям работы и соответствующих стратегическим задачам развития энергосистемы Приморского края. [29]

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ СЕТЕЙ 220 КВ В ГОРОДЕ НАХОДКЕ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА

Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети путём включения в существующую схему энергорайона вводимых объектов.

3.1 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по ВЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. Также, в настоящее время электроснабжающие организации требуют от потребителей снижения в сети доли реактивной мощности. Поэтому для разработки внутреннего электроснабжения предприятия, питаемого ПС Цифровая необходимо обеспечить заданные показатели реактивной мощности [21].

Решением данной проблемы является компенсация реактивной мощности, важное и необходимое условие экономичного и надежного функционирования системы электроснабжения предприятия.

Отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей [21].

Для выбора КУ проводим расчет по следующему алгоритму.

Определяется реактивная мощность, которую можно передать через силовые трансформаторы в соответствии с [21]:

$$Q_{пред} = P_{max} \cdot tg\varphi, \quad (10)$$

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

$tg\varphi$ - коэффициент реактивной мощности.

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции [46]:

$$Q_{KV} = Q_{\max} - Q_{пред}. \quad (11)$$

Определяем реактивную мощность, которая подлежит компенсации на 1 секции шин на подстанции [21]:

$$Q_{KV1си} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KV}}{N_{си}}, \quad (12)$$

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

По найденному значению $Q_{KV1си}$ выбираются компенсирующие устройства из ряда стандартных, определенного предприятия по выпуску КУ.

Для данного проекта выбираем продукцию научно - производственного объединения ПромЭк в Екатеринбурге. По их линейке мощностей и выбираем КУ для подстанций.

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность [21]:

$$Q_{неск} = Q_{\max} - Q_{KVФ}, \quad (13)$$

где $Q_{KVФ}$ - фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, Мвар.

Расчет произведем на примере подстанции Минеральная в зимний период:

$$Q_{\max} = 46,7 \cdot 0,43 = 20,08 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{KV} = 20,08 - 18,7 = 1,38 \text{ Мвар.}$$

Для ПС Минеральная выбираем УКРЛ 56-6,3(10,5) – 750УЗ.

3.2 Выбор силовых трансформаторов для ПС Минеральная

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:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (14)$$

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.

$$S_{p \text{ Минеральная}} = \frac{\sqrt{46,7^2 + 18,7^2}}{2 \cdot 0,7} = 35,9 \text{ МВА.}$$

Выбираем трансформаторы компании «СВЭЛ» ТДН – 40000/220. [13]

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

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{cp(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{трном}}, \quad (15)$$

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{46,7^2 + 18,7^2}}{2 \cdot 40} = 0,62$$

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

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_{з.ав} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_3^2}}{(n-1) \cdot S_{ном}}, \quad (16)$$

$$K_{з.ав} = \frac{\sqrt{46,7^2 + 18,7^2}}{40} = 1,26,$$

где n – количество трансформаторов;

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

В таблице 17 приведены значения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме

Таблица 17 – Выбор силовых трансформаторов

Название ПС	$S_{тр.расч}$, МВА	Тип трансформатора	$S_{тр}$, МВА	P_{cp} , МВт	$K_{з.н.}$	$K_{п.а.}$
Минеральная	35,9	ТДН -40000/220/10	40	46,7	0,62	1,26

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

данные трансформаторы для установки на ПС. В связи с тем что в послеаварийных режимах при работе 1 ТР на ПС коэффициент его загрузки менее 1.4, тепловой расчет не требуется.

3.3 Разработка вариантов развития электрической сети в Находкинском районе

Задача раздела: Разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети, и их обоснование.

Согласно [28] предполагается строительство ПС Минеральная 220 кВ, предполагаемая электрическая мощность ПС Минеральная составит 40 МВт.

Вариант 1. Сооружение двухцепной кабельной линии 220 кВ Находка-Минеральная. Для первого варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- Сооружение двухцепной кабельной линии 220 кВ ПС Находка – ПС Минеральная протяженностью 20 км;
- Реконструкция ПС Находка, с расширением на две линейные ячейки 220 кВ.

Итог: Необходимо сооружение КЛ длиной 40 км, расширение ПС Находка на 2 линейные ячейки.

Из расчета послеаварийного электрического режима в ПВК RastrWin3, все технические параметры находятся в допустимых пределах.

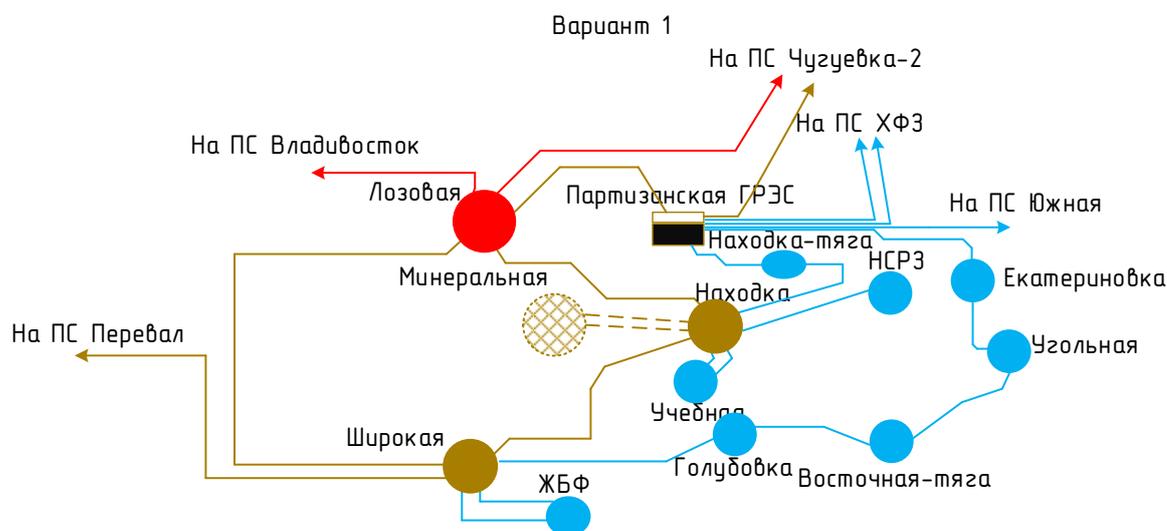


Рисунок 7 – Структурная схема варианта подключения №1

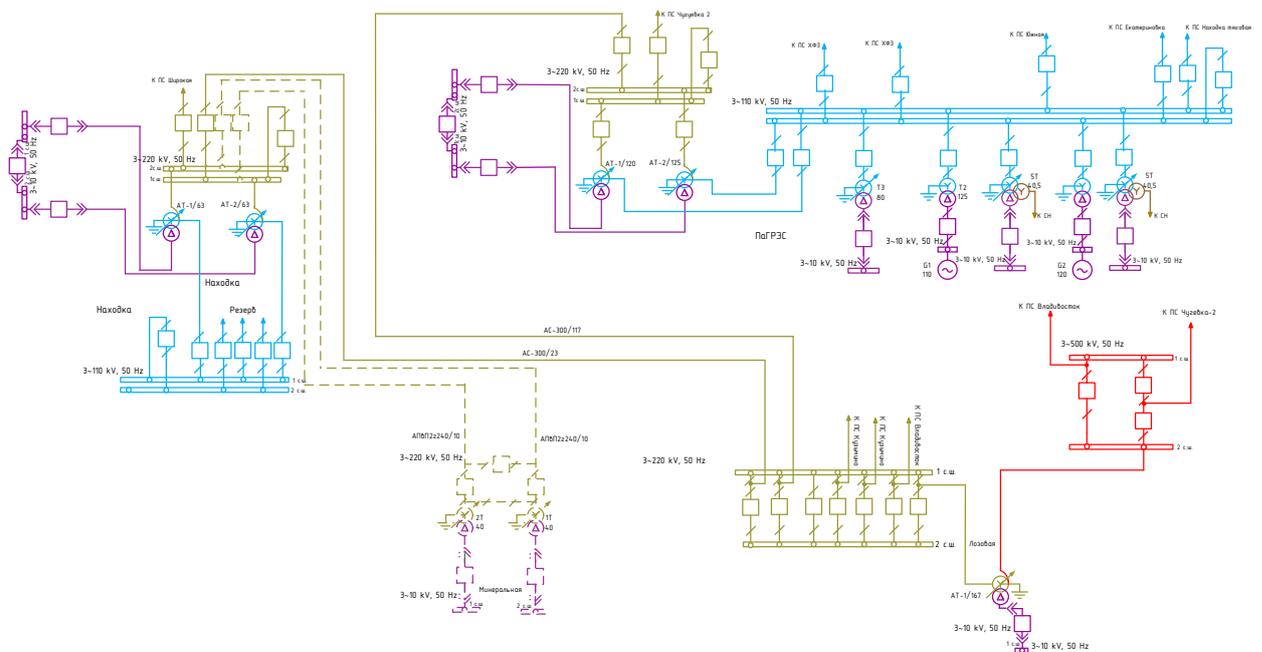


Рисунок 8 – Схема электрической сети варианта №1

Вариант 2. Сооружение двухцепной кабельной линии 220 кВ Широкая -Минеральная. Для второго варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- Сооружение двухцепной кабельной линии 220 кВ ПС Широкая – ПС Минеральная протяженностью 26 км;
- Реконструкция ПС Широкая, с расширением на две линейные ячейки 220 кВ.

Итог: Необходимо сооружение КЛ длиной 52 км, расширение ПС Широкая на 2 линейные ячейки.

Из расчета послеаварийного электрического режима в ПМК RastrWin3, все технические параметры находятся в допустимых пределах.

- Реконструкция ПС Находка, с расширением на одну линейную ячейку 220 кВ;

- Реконструкция ПС Широкая, с расширением на одну линейную ячейку 220 кВ.

Итог: Необходимо сооружение КЛ длиной 46 км, расширение ПС Широкая и ПС Находка на 1 линейную ячейку.

Из расчета послеаварийного электрического режима в ПМК RastrWin3, все технические параметры находятся в допустимых пределах.

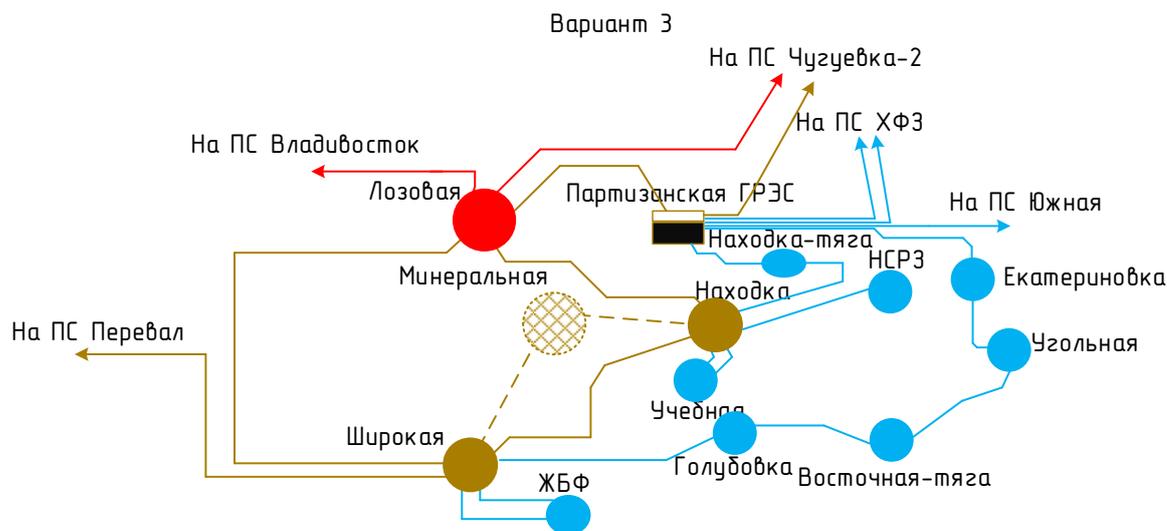


Рисунок 11 - Структурная схема варианта подключения №3

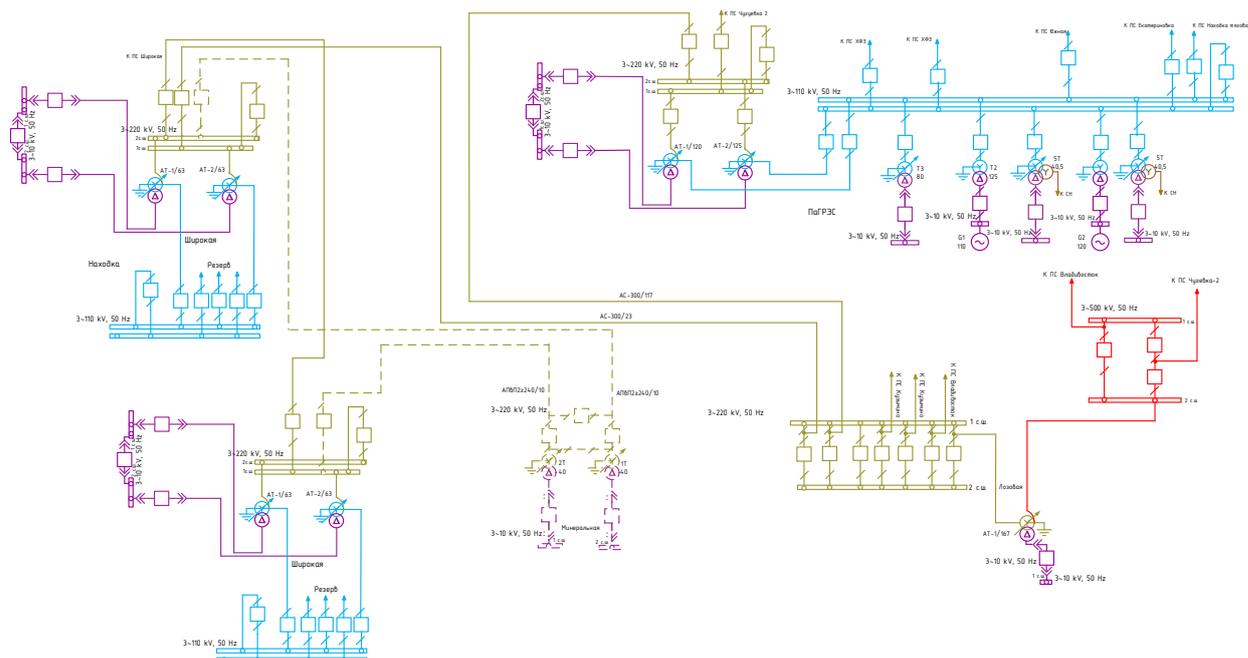


Рисунок 12 – Схема электрической сети варианта №3

Вариант 4. Сооружение двухцепной кабельной линии 220 кВ Лозовая -Минеральная. Для четвертого варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- Сооружение двухцепной кабельной линии 220 кВ ПС Лозовая– ПС Минеральная протяженностью 18,5 км;
- Реконструкция ПС Лозовая, с расширением на две линейные ячейки 220 кВ.

Итог: Необходимо сооружение КЛ длиной 37 км, расширение ПС Лозовая на 2 линейные ячейки.

Из расчета послеаварийного электрического режима в ПВК RastrWin3, все технические параметры находятся в допустимых пределах.

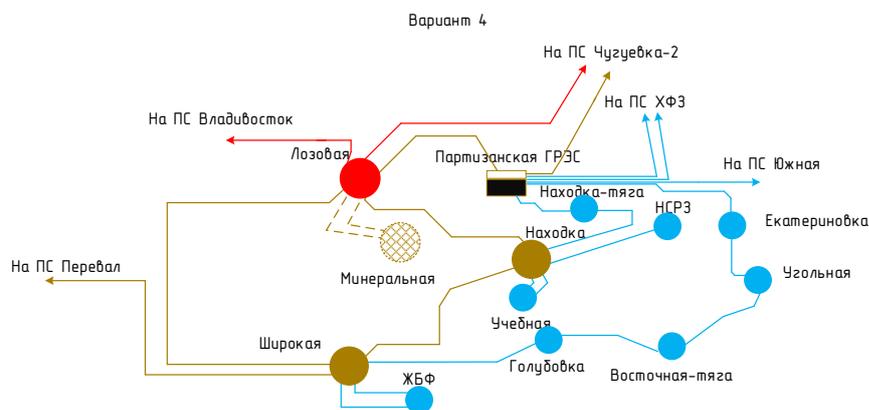


Рисунок 13 - Структурная схема варианта подключения №4

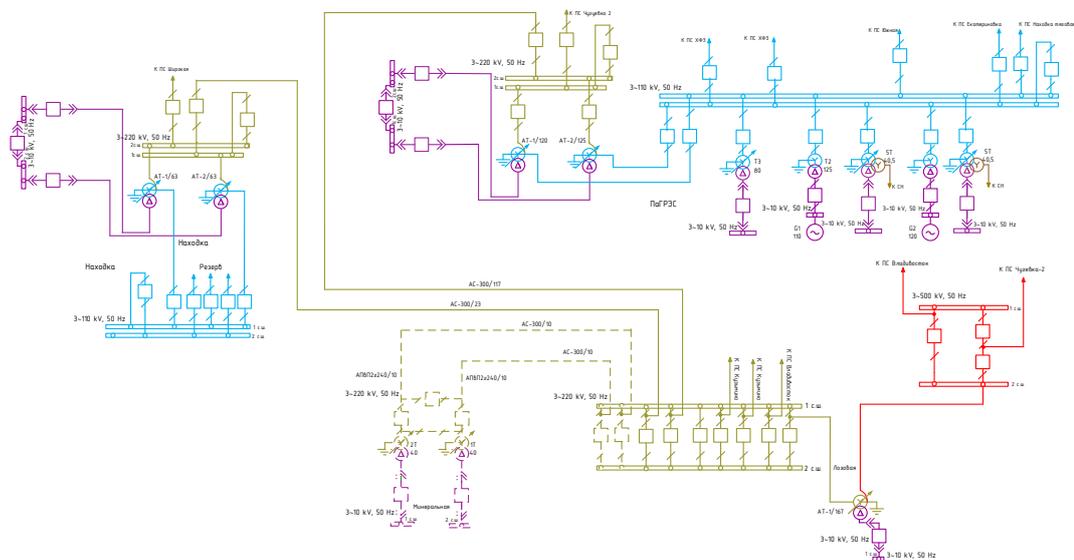


Рисунок 14 – Схема электрической сети варианта №4

Вариант 5. Сооружение кабельной линии 220 кВ Лозовая – Минеральная и кабельной линии 220 кВ Находка-Минеральная. Для пятого варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- Сооружение кабельной линии 220 кВ ПС Лозовая – ПС Минеральная протяженностью 18,5 км;
- Сооружение кабельной линии 220 кВ ПС Находка – ПС Минеральная протяженностью 20 км;
- Реконструкция ПС Находка, с расширением на одну линейную ячейку 220 кВ;
- Реконструкция ПС Лозовая, с расширением на одну линейную ячейку 220 кВ.

Итог: Необходимо сооружение КЛ длиной 38,5 км, расширение ПС Лозовая и ПС Находка на 1 линейную ячейку.

Из расчета послеаварийного электрического режима в ПВК RastrWin3, все технические параметры находятся в допустимых пределах.

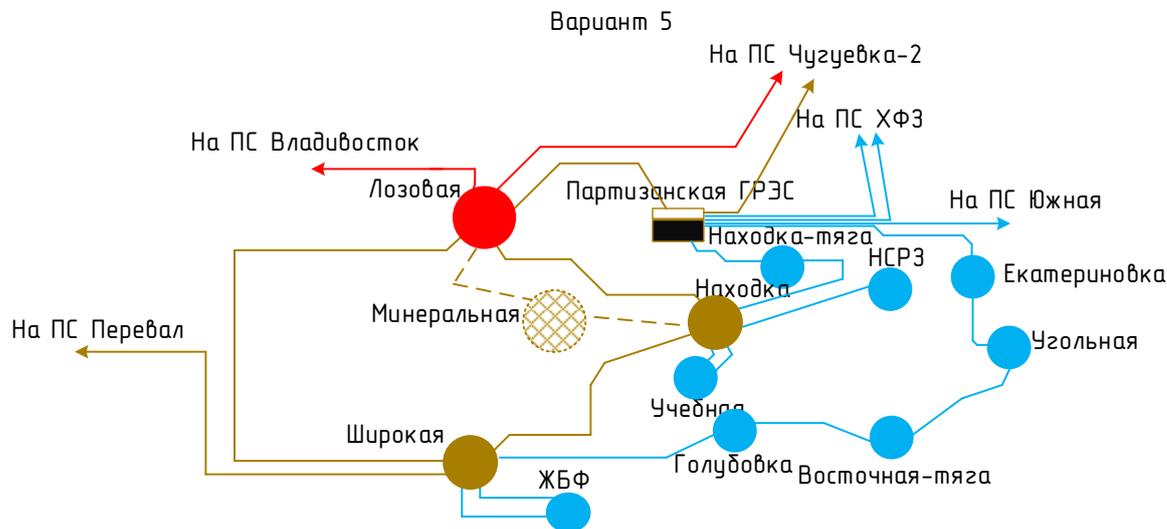


Рисунок 15 - Структурная схема варианта подключения №5

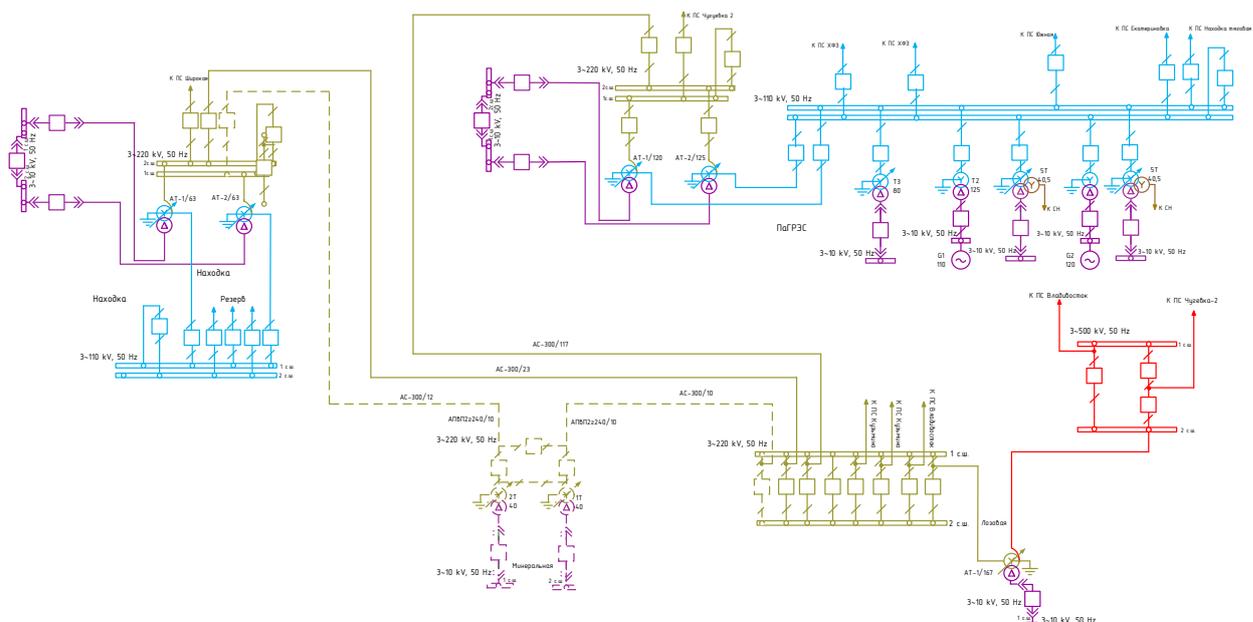


Рисунок 16 – Схема электрической сети варианта №5

Вариант 6. Сооружение кабельной линии 220 кВ Лозовая-Минеральная и кабельной линии 220 кВ Широкая-Минеральная. Для шестого варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- Сооружение кабельной линии 220 кВ ПС Лозовая – ПС Минеральная протяженностью 18,5 км;
- Сооружение кабельной линии 220 кВ ПС Широкая – ПС Минеральная протяженностью 26 км;
- Реконструкция ПС Широкая, с расширением на одну линейную ячейку 220 кВ;
- Реконструкция ПС Лозовая, с расширением на одну линейную ячейку 220 кВ.

Итог: Необходимо сооружение КЛ длиной 44,5 км, расширение ПС Лозовая и ПС Широкая на 1 линейную ячейку.

Из расчета послеаварийного электрического режима в ПВК RastrWin3, все технические параметры находятся в допустимых пределах.

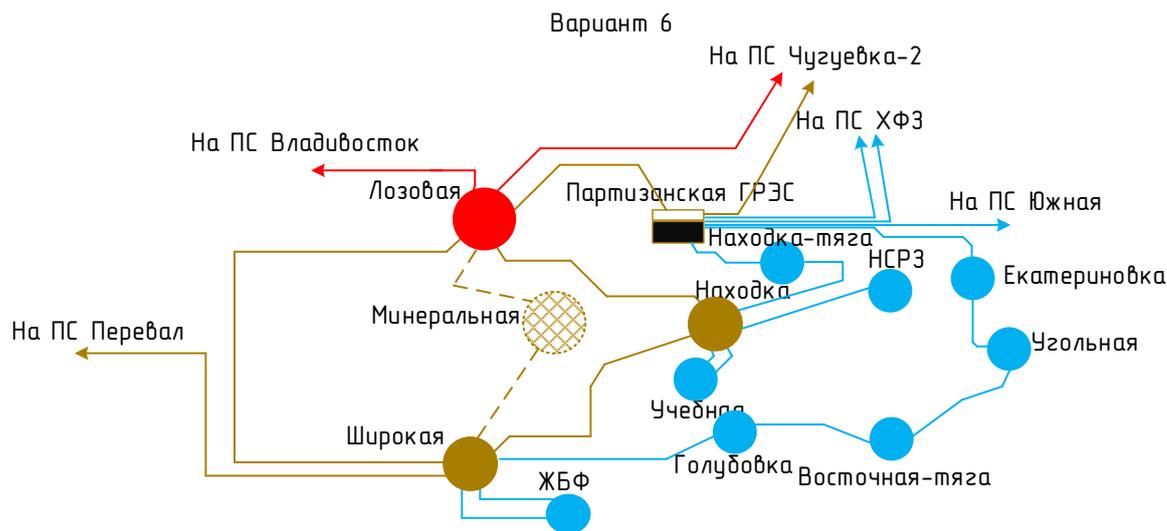


Рисунок 17 - Структурная схема варианта подключения №6

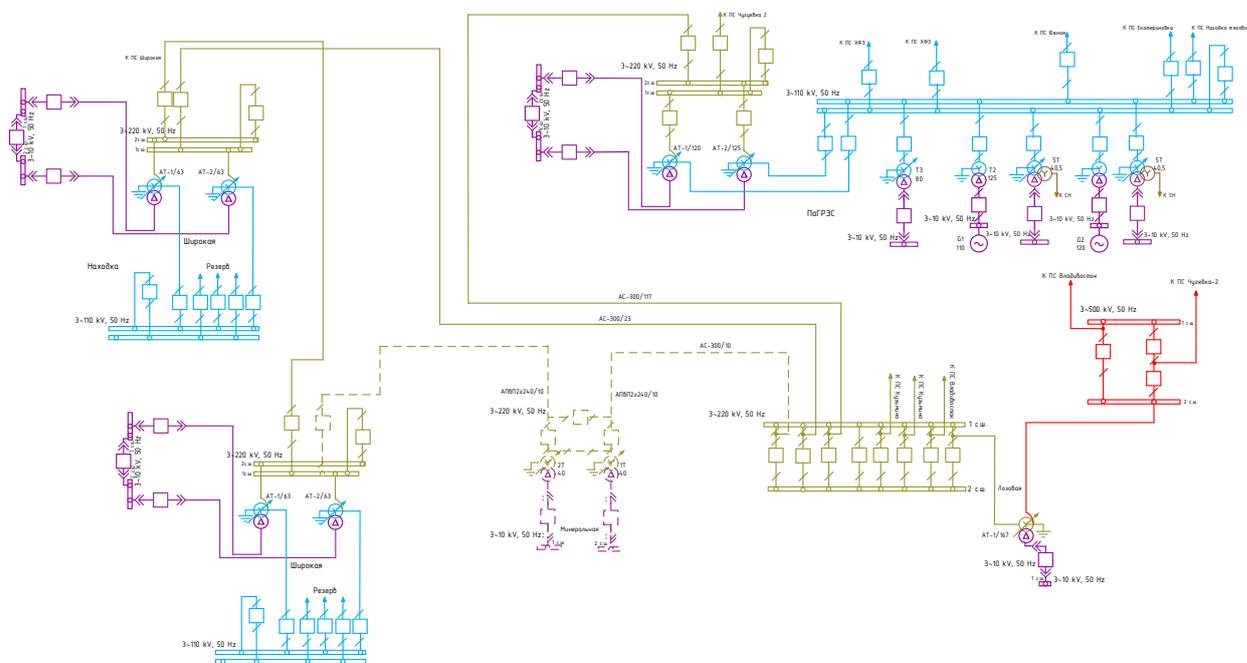


Рисунок 18 – Схема электрической сети варианта №6

Вариант 7. Разрез линии 220 кВ Лозовая-Находка и подключение ПС 220 кВ Минеральная. Для седьмого варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- Разрез линии ПС Лозовая – ПС Находка, для присоединения ПС Минеральная;

При подключении к действующим подстанциям необходимо будет проверить секции шин и линейные выключатели на возможность присоединения нового объекта ПС Минеральная.

По всему варианту был произведён расчет режима, из расчета электрического режима в ПВК RastrWin3, все технические параметры находятся в допустимых пределах.

Суммарная длина линий определялась с учетом коэффициента трасы равный 1,1.

Для анализа предложенных вариантов сведем сведение о длине проектируемой линии и необходимой реконструкции в таблицу 18.

Таблица 18 - общие сведения о разрабатываемых вариантах

№ варианта	Кол-во добавляемых выключателей	Суммарная длина линии км	Дополнительная реконструкция подстанций эквивалента и ПС Минеральная
1	2	40	Добавление 4х линейных ячеек
2	2	52	Добавление 4х линейных ячеек
3	2	46	Добавление 4х линейных ячеек
4	2	37	Добавление 4х линейных ячеек
5	2	38,5	Добавление 4х линейных ячеек
6	2	44,5	Добавление 4х линейных ячеек
7	-	10	-

Проведем анализ представленных вариантов по технико-экономическим показателям.

Такими показателями являются:

- а) протяженность трасс линий;
- б) протяженность линий в одноцепном исчислении;
- в) суммарное количество ячеек выключателей 110(35) - 220 кВ на подстанциях сети;
- г) необходимая реконструкция существующих объектов.

В результате анализа технико-экономической рациональности, были выбраны варианты 4 и 7.

3.4 Технический анализ вариантов развития электрической сети

В задачи данного раздела входит техническое обоснование предложенных вариантов, выбор необходимого оборудования и проверка осуществимости функционирования различных режимов сети.

3.4.1. Выбор номинального напряжения при развитии

Номинальное напряжение зависит от длины линии и активной мощности, протекающей по линии. При высоком напряжении уменьшаются сечения проводов, потери мощности, но растут затраты на сооружение линии

При определении рационального напряжения выбранных схем воспользуемся формулой Илларионова, которая применяется для классов напряжения 35 кВ и выше. Для этого необходимо знать активную мощность P_{ij} и длину L_{ij} , определяемого участка с учётом коэффициента трассы.

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}; \quad (17)$$

где L – длина линии электропередач, км;

P – мощность протекающая по линии, МВт.

Определим номинальное напряжение для первого варианта:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{37} + \frac{2500}{0,5 \cdot 46,7}}} = 146,1 \text{ кВ}$$

Примем номинальное напряжение 220 кВ.

При подключении ПС Минеральная к ПС Лозовая, необходимо проектирование двухцепной кабельной линии 220 кВ Лозовая-Минеральная, протяженностью 37 км.

3.4.2 Расчет теплового режима силовых трансформаторов для ПС

Минеральная

Для этого возьмем типовой график электрических нагрузок для подстанции [21] и рассчитаем мощность на каждый час таблица 19.

Таблица 19 – Типовой ГЭН для ПС Минеральная

Часы	S тр1, МВА	S тр2, МВА	S сумм, МВА	S ном
1	4,67	4,67	9,34	40
2	4,67	4,67	9,34	40
3	4,67	4,67	9,34	40
4	4,67	4,67	9,34	40
5	4,67	4,67	9,34	40
6	4,67	4,67	9,34	40
7	11,68	11,68	23,35	40
8	11,68	11,68	23,35	40
9	21,02	21,02	42,03	40
10	21,02	21,02	42,03	40
11	23,35	23,35	46,7	40
12	23,35	23,35	46,7	40
13	19,85	19,85	39,695	40
14	19,85	19,85	39,695	40
15	22,18	22,18	44,365	40
16	22,18	22,18	44,365	40
17	14,01	14,01	28,02	40
18	14,01	14,01	28,02	40
19	11,68	11,68	23,35	40
20	11,68	11,68	23,35	40
21	9,34	9,34	18,68	40
22	9,34	9,34	18,68	40
23	9,34	9,34	18,68	40
24	9,34	9,34	18,68	40

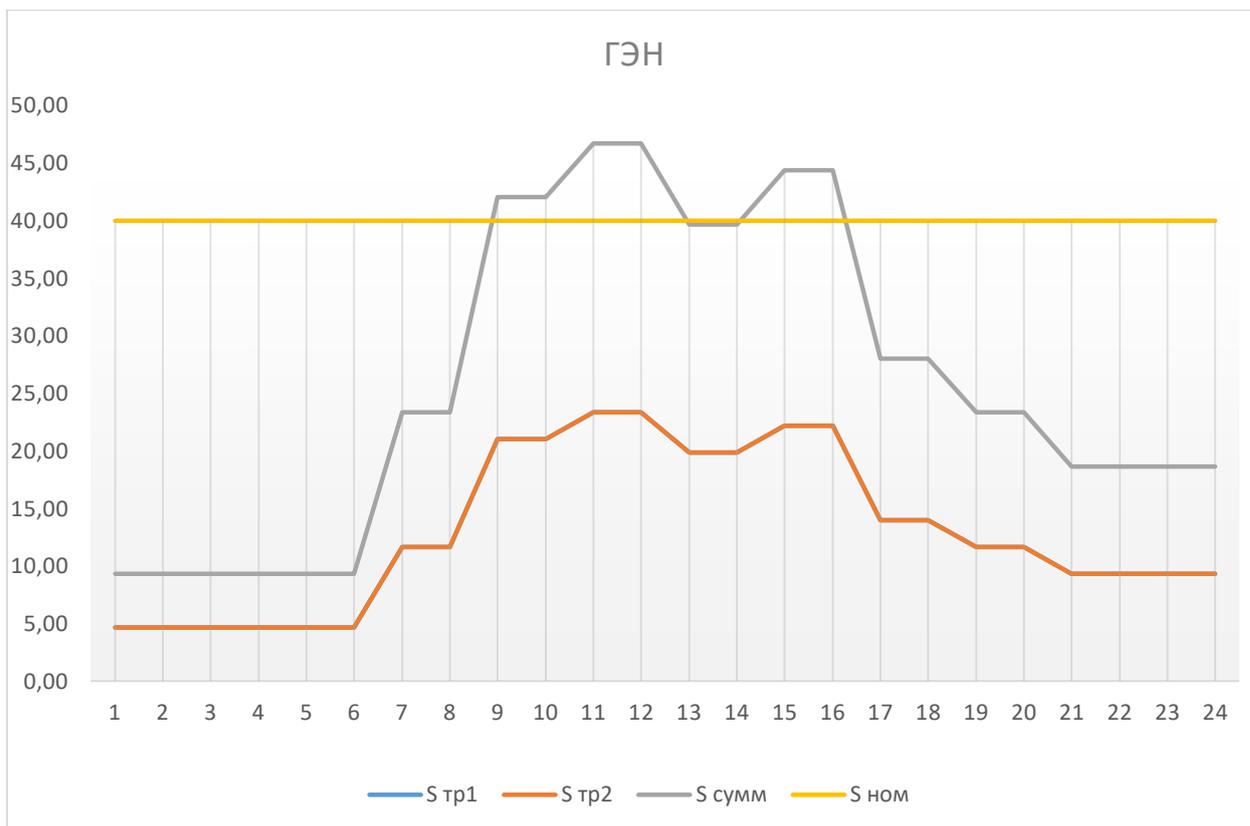


Рисунок 21 - Типовой ГЭН для ПС Минеральная

Преобразование исходного графика нагрузки трансформатора в эквивалентный прямоугольный.

Исходный график нагрузки разбивается на 12 частей с интервалом 2 часа, на каждом интервале рассчитывается средняя мощность нагрузки – рисунок 21. Подробный расчет приведен в приложении Б. Температура наиболее нагретой точки составляет 73,19 °С

Согласно ГОСТ [24] предельно допустимые температуры масла и обмоток соответственно равна 115 °С и 140 °С при напряжении больше 110 кВ.

3.4.3 Выбор однолинейной схемы ПС Минеральная

При выборе схемы станции и ПС следует учитывать число присоединения (линий и трансформаторов), требования по надежности электроснабжения потребителей и обеспечения пропуски через ПС перетоков мощности по магистральным линиям, возможности перспективного развития.

Схемы станций и ПС должны быть составлены таким образом, чтобы была возможность их постепенного расширения и соблюдения требований необходимой релейной защиты и автоматики.

Одновременно следует стремиться к максимальному упрощению схемы станций и ПС. Значительную долю в стоимости подстанции составляет стоимость выключателей. Поэтому, прежде всего надо рассмотреть возможность отказа от применения большого числа выключателей на стороне высшего напряжения подстанции. Схемы ПС выбираются на основании [25].

При выборе схемы РУ, учитываем, что проектируемая подстанция является тупиковой.

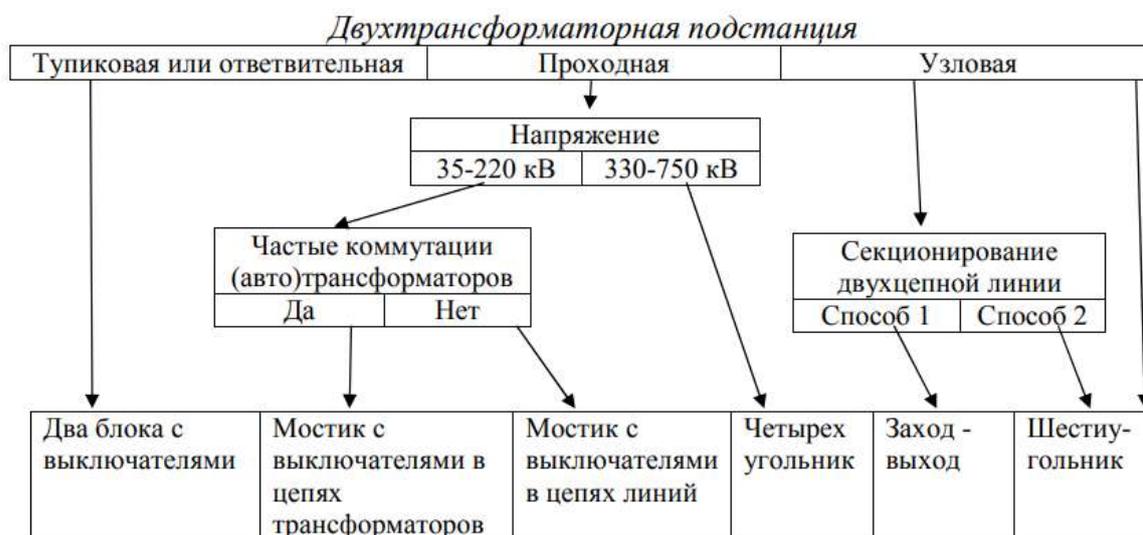


Рисунок 22 - обоснование выбора схема РУ

Для варианта 4, выбираем следующие схемы РУ на ПС Минеральная:

1) На ВН примем к установке следующую схему – два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии, применяется на напряжении от 35 до 220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных ПС.(4Н)

Таблица 20 - Критерии выбранной схемы

Критерий	Описание
- экономический критерий	<p>а) Требуется две ячейки выключателей на четыре присоединения (два Т (АТ) и две линии).</p> <p>б) Занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений.</p> <p>в) Наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений</p>
- эксплуатационный критерий	<p>а) Простая и наглядная.</p> <p>б) Оперативные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны.</p> <p>в) Минимизированы отказы по вине персонала</p>

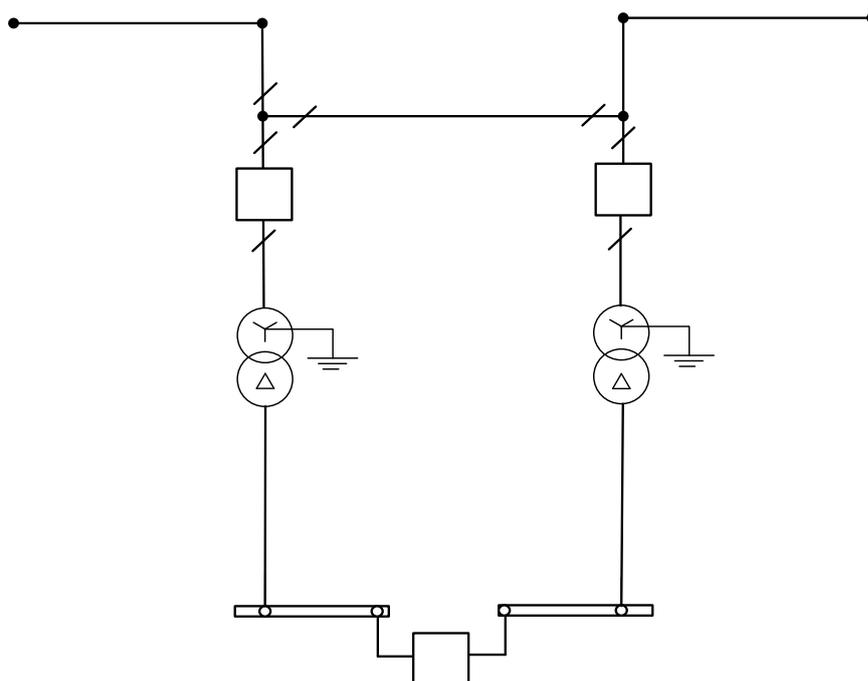


Рисунок 23 - Схема 4Н

2) На НН примем к установке схему – одна рабочая секционированная выключателем система шин, применяются и рекомендуются при пяти и более присоединениях и допустимости потери питания потребителей на время переключения присоединения на ОВ. Схема может быть использована при

применении выключателей, для которых период между плановыми ремонтами менее 10 лет, а его продолжительность более суток, в этом случае питание потребителей осуществляется через ОВ.

Таблица 21 - Критерии выбранной схемы

Критерий	Описание
- экономический критерий	а) Допускается применять при 5 и более присоединениях; б) Занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений; в) Наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений.
- эксплуатационный критерий	а) Простая и наглядная; б) Оперативные блокировки и операции с разъединителей просты и однотипны; в) Минимизированы отказы по вине персонала.

Для варианта подключения 7 выбираем схему ВН:

1) Мостик с выключателем в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов 220-5АН.

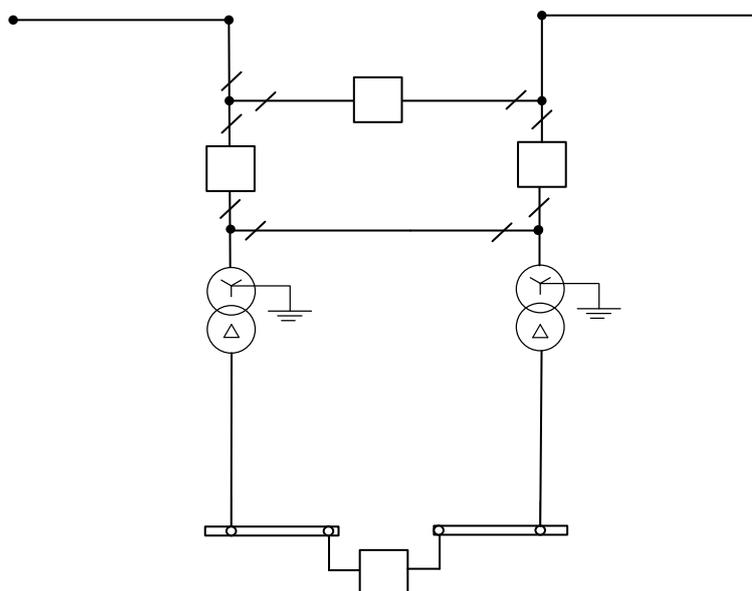


Рисунок 25 - Мостик с выключателем в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (5АН)

Таблица 22 - Экономические критерии схем

Название схемы	Экономические критерии
Мостик с выключателем в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	а) Требуется три ячейки выключателей на четыре присоединения (два трансформатора и две линии); б) Занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений в) Наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений для заданной конфигурации сети.

Таблица 23 - Критерии надежности схем

Название схемы	Критерии надежности
Мостик с выключателем в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	а) При отказе нормально включенного выключателя поперечной связи выключателя возможно полное обесточение РУ, на период ручного ввода ремонтной перемычки. При этом теряется транзит мощности через сторону ВН подстанции; г) При прочих равных условиях в рассматриваемой схеме, в отличие от схемы «мостик» с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов, коммутация пиний выполняется одним выключателем. Это благоприятно сказывается на надежности РУ, поскольку коммутация ЛЭП в нормальных, ремонтных и аварийных режимах осуществляется значительно чаще, чем трансформаторах. д) С учетом перечислений является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для проходных подстанций при использовании современных элегазовых (вакуумных) выключателей для подстанций от 35 до 220 кВ

2) На НН примем к установке схему – одна рабочая секционированная выключателем система шин.

3.4.4 Выбор сечений новых линий электропередач и проверка существующих

Кабели с изоляцией из шитого полиэтилена могут применяться для прокладки в земле, в железобетонных лотках, в трубах, в кабельных помещениях.

Выбор номинального сечения жил производится с помощью таблиц длительно допустимого тока.

Таблица 24 - Поправочные коэффициенты при прокладке кабеля

Условие прокладки	Поправочный коэффициент
Глубина прокладки -1,5 м	1,00
Состав грунта – песчано-глинистая почва влажностью 12-14%	0,93
Расстояние между цепями КЛ – 0,5 м	0,92
Расчетная температура грунта: в часы максимума -15°C	1,06

Найдём максимальную токовую нагрузку для кабельной линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max з}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3, \quad (19)$$

где I_{\max} - максимальный ток, А;

$P_{\max з}$ - потоки активной максимальной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

$Q_{\text{нескз}}$ - потоки максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, Мвар;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей линии;

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

Далее определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_P = I_{\max} \cdot \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot \kappa_3 \cdot \kappa_4; \quad (20)$$

где I_{\max} - максимальный ток, А;

κ_1 – коэффициент, учитывающий глубину прокладки кабеля, равный 1;

[10]

κ_2 – коэффициент, учитывающий состав грунта. Примем данный коэффициент равным 0,93; [10]

κ_3 - коэффициент, учитывающий расстояние между цепями КЛ, примем 0,92; [10]

κ_4 - коэффициент, учитывающий расчетную температуру грунта в часы максимума, примем 1,06. [10]

$$I_{\partial.\partial} \geq I_{P.П}, \quad (21)$$

где $I_{\partial.\partial}$ - длительно допустимый ток выбранного сечения, А;

$I_{P.П}$ - расчетный послеаварийный ток.

Приведем расчет максимального тока для данного участка:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{46,7^2 + 18,7^2}}{2 \cdot 220 \cdot \sqrt{3}} \cdot 10^3 = 66 \text{ А}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_p = 1 \cdot 0,93 \cdot 0,92 \cdot 1,06 \cdot 66 = 44 \text{ А}$$

Примем к установке на данном участке кабель АПвП2Г240/95 при прокладке кабеля в земле, кабель расположен в плоскости, соединен и заземлен с двух сторон, с длительно допустимым током $I_{\partial.\partial} = 698 \text{ А}$. [10]

3.5 Расчет электрического режима выбранных вариантов

Для дальнейшего расчетов необходимо произвести прогнозирование электрических нагрузок. [21]

Долгосрочный прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{T_{пр} - T_б}, \quad (22)$$

где $P^{баз}$ – средняя мощность за базовый год, принимаем 2025;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,04 [56];

$T_{пр}$ – прогнозируемое время, принимаем равным к 2030 г.

$T_б$ – базисное время, принимаем равным к 2025 г.

Данные летнего и зимнего контрольного замера мощностей представлены в таблице 14.

Определим прогнозируемые мощности для ПС Екатериновка.

$$P_{Екатериновка.}^{прог} = 6,1 \cdot (1 + 0,04)^{2030-2025} = 7,11 \text{ МВт};$$

$$Q_{Екатериновка.}^{прог} = 2,44 \cdot (1 + 0,04)^{2030-2025} = 2,84 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

Таблица 25 – Прогнозируемые средние мощности ПС

Название ПС	Зима 2030г.		Лето 2030г.	
	Активная мощность прогнозируемая, МВт	Реактивная мощность, МВар	Активная мощность прогнозируемая, МВт	Реактивная мощность, МВар
1	2	3	4	5
ПС Минеральная	42,0	16,8	37,8	15,1
ПС Екатериновка Т1 СН	6,4	2,6	5,8	2,3
ПС Екатериновка Т2 СН	3,2	1,2	2,8	1,0
ПС Екатериновка Т1 НН	1,6	0,5	1,4	0,5

1	2	3	4	5
ПС Екатериновка Т2 НН	1,9	0,5	1,7	0,5
ПС Учебная	8,4	2,2	7,6	2,0
ПС ЖБФ	42,0	10,5	37,8	9,4
ПС НСРЗ	6,8	2,0	6,1	1,8
ПС Находка-тяга	16,2	3,6	14,6	3,2
ПС Угольная Т1 СН	6,5	3,9	5,7	3,5
ПС Угольная Т2 СН	7,3	4,7	6,6	4,2
ПС Угольная Т1 НН	10,5	5,2	9,5	4,7
ПС Угольная Т2 НН	7,6	3,8	6,8	3,4
ПС Восточная-тяга	3,2	4,7	2,8	4,3
Голубовка	5,6	1,4	5,0	1,2
ПС Силикатная	3,2	2,1	2,9	1,9
ПС Широкая Т1 НН	4,5	1,7	4,1	1,5
ПС Широкая Т2 НН	3,9	1,0	3,5	0,9
ПС Находка Т1 СН	5,2	1,9	4,7	1,7
ПС Находка Т2 СН	8,8	2,6	7,9	2,4
ПС Находка Т1 НН	4,8	1,4	4,3	1,2
ПС Находка Т2 НН	7,9	2,4	7,1	2,2

Максимальные нагрузки определим из графика активной нагрузки подстанции 220 кВ, питающей городские районы с комплексным составом потребителей. [4]

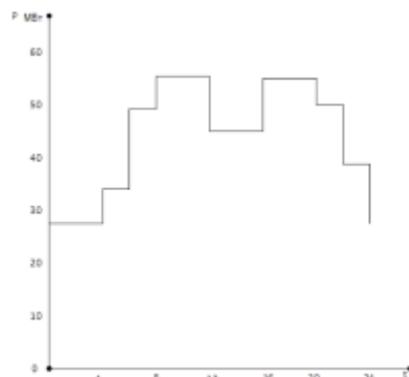


Рисунок 26 - суточный график нагрузки проектируемой подстанции

Таблица 26 – Прогнозируемые максимальные мощности ПС

Название ПС	Зима 2030г.		Лето 2030г.	
	Активная мощность прогнозируемая, МВт	Реактивная мощность, МВар	Активная мощность прогнозируемая, МВт	Реактивная мощность, МВар
ПС Минеральная	46,7	18,7	42,03	16,83
ПС Екатериновка Т1 СН	7,11	2,84	6,399	2,556
ПС Екатериновка Т2 СН	3,5	1,28	3,15	1,152
ПС Екатериновка Т1 НН	1,75	0,6	1,575	0,54
ПС Екатериновка Т2 НН	2,1	0,6	1,89	0,54
ПС Учебная	9,33	2,45	8,397	2,205
ПС ЖБФ	46,66	11,66	41,994	10,494
ПС НСРЗ	7,58	2,21	6,822	1,989
ПС Находка-тяга	18	4	16,2	3,6
ПС Угольная Т1 СН	7,2	4,31	6,3	3,879
ПС Угольная Т2 СН	8,1	5,2	7,29	4,68
ПС Угольная Т1 НН	11,67	5,83	10,503	5,247
ПС Угольная Т2 НН	8,4	4,2	7,56	3,78
ПС Восточная-тяга	3,5	5,25	3,15	4,725
Голубовка	6,18	1,51	5,562	1,359
ПС Силикатная	3,6	2,3	3,24	2,07
ПС Широкая Т1 НН	5	1,87	4,5	1,683
ПС Широкая Т2 НН	4,31	1,16	3,879	1,044
ПС Находка Т1 СН	5,83	2,1	5,247	1,89
ПС Находка Т2 СН	9,8	2,91	8,82	2,619
ПС Находка Т1 НН	5,37	1,52	4,833	1,368
ПС Находка Т2 НН	8,75	2,68	7,875	2,412

3.5.1 Расчет варианта подключения ПС Минеральная к ПС Лозовая

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах, анализируя токовую загрузку ЛЭП можно сделать вывод что большинство линии загружены оптимально.

При отключении одной из линий отклонений по напряжению не наблюдается, а линии все также являются загружены оптимально. Расчет производится для утяжелённого режима утреннего максимума

Таблица 27 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	Имакс, А	Идд, А	Имакс /Идд, %
ПаГРЭС СН2 - Екатериновка 110 кВ	254,48	510	49,90
Екатериновка 110 кВ - Угольная 110 кВ	191,06	510	37,46
ПС 220 кВ Лозовая - Партизанская ГРЭС 220 кВ	183,25	690	26,56
ПС 220 кВ Лозовая - Широкая 220 кВ	166,29	690	24,10
Широкая СН1 - Голубовка 110 кВ	111,84	510	21,93
Восточная/т 110 кВ - Голубовка 110 кВ	90,64	510	18,47
ПС 220 кВ Лозовая - Минеральная ВН	63,82	358	17,83
ПС 220 кВ Лозовая - Минеральная ВН	63,75	358	17,81
ПС 220 кВ Лозовая - Находка 220 кВ	92,91	690	13,47
Находка/т - Находка СН1	56,51	468	12,51
Угольная 110 кВ - Восточная/т 110 кВ	61,42	510	12,08
Находка СН2 - НСРЗ	38,93	330	11,80
ПаГРЭС СН1 - Находка/т	30,57	468	7,93
Находка СН2 - Учебная	23,78	468	5,08
Находка СН1 - Учебная	23,78	468	5,08

Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме находится в допустимых пределах, увеличение пропускной способности линий не требуется.

Таблица 28 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме отключения КЛ
220 кВ Лозовая – Минеральная и ремонта трансформатора

Название	Имакс, А	Идд, А	Имакс /Идд, %
ПаГРЭС СН2 - Екатериновка 110 кВ	254,48	510	49,90
Екатериновка 110 кВ - Угольная 110 кВ	191,06	510	37,46
ПС 220 кВ Лозовая - Минеральная ВН	127,90	358	35,73
ПС 220 кВ Лозовая - Партизанская ГРЭС 220 кВ	183,25	690	26,56
ПС 220 кВ Лозовая - Широкая 220 кВ	166,29	690	24,10
Широкая СН1 - Голубовка 110 кВ	111,84	510	21,93
Восточная/т 110 кВ - Голубовка 110 кВ	90,64	510	18,47
ПС 220 кВ Лозовая - Находка 220 кВ	92,91	690	13,47
Находка/т - Находка СН1	56,51	468	12,51
Угольная 110 кВ - Восточная/т 110 кВ	61,42	510	12,08
Находка СН2 - НСРЗ	38,93	330	11,80
ПаГРЭС СН1 - Находка/т	30,57	468	7,93
Находка СН2 - Учебная	23,78	468	5,08
Находка СН1 - Учебная	23,78	468	5,08

Таблица 29 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме отключения трансформатора на ПС Минеральная

Название	Имакс, А	Идд, А	Имакс /Идд, %
ПаГРЭС СН2 - Екатериновка 110 кВ	254,48	510	49,90
Екатериновка 110 кВ - Угольная 110 кВ	191,06	510	37,46
ПС 220 кВ Лозовая - Партизанская ГРЭС 220 кВ	183,25	690	26,56
ПС 220 кВ Лозовая - Широкая 220 кВ	166,29	690	24,10
Широкая СН1 - Голубовка 110 кВ	111,84	510	21,93
Восточная/т 110 кВ - Голубовка 110 кВ	90,64	510	18,47
ПС 220 кВ Лозовая - Минеральная ВН	63,62	358	17,77
ПС 220 кВ Лозовая - Минеральная ВН	63,55	358	17,75

Таблица 30 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	ΔU , %
Минеральная ВН	220	234,44	6,56
Минеральная НН1	10,5	10,71	2,02
Минеральная НН2	10,5	10,71	2,02

Таблица 31 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме отключение КЛ 220 кВ Лозовая – Минеральная и трансформатора

Название	U_ном, кВ	U, кВ	ΔU , %
Минеральная ВН	220	233,83	6,28
Минеральная НН1	10,5	10,68	1,74
Минеральная НН2	10,5	10,68	1,74

Таблица 32 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме отключен трансформатор на ПС Минеральная

Название	U_ном, кВ	U, кВ	ΔU , %
Минеральная ВН	220	234,44	6,57
Минеральная НН1	10,5	10,63	1,22
Минеральная НН2	10,5	10,63	1,22

Проведя расчет электроэнергетического режима можно сделать вывод, что регулирование напряжения в районе проектирования ПС Минеральная не требуется. При подключении ПС Минеральная происходит повышение загрузки существующих линий по току, что оказывает положительный эффект для выбранного эквивалента, снижая потери электрической энергии.

Также отсутствуют проблемные места по токовые загрузки ЛЭП, что свидетельствует об отсутствии необходимости увеличения пропускной способности действующих линий.

3.5.2 Расчет режима варианта разреза линии 220 кВ Лозовая-Находка

Произведем расчет электроэнергетического режима для варианта разреза линии 220 кВ Лозовая-Находка.

Таблица 33 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	Имакс, А	Идд, А	Имакс /Идд, %
ПаГРЭС СН2 - Екатериновка 110 кВ	253,63	510	49,73
Екатериновка 110 кВ - Угольная 110 кВ	190,19	510	37,29
ПС 220 кВ Лозовая - Минеральная ВН	211,45	690	30,64
ПС 220 кВ Лозовая - Партизанская ГРЭС 220 кВ	186,90	690	27,09
ПС 220 кВ Лозовая - Широкая 220 кВ	166,74	690	24,16
Широкая СН1 - Голубовка 110 кВ	112,42	510	22,04
Восточная/т 110 кВ - Голубовка 110 кВ	91,01	510	18,55
Минеральная ВН - Находка 220 кВ	85,47	690	12,39
Угольная 110 кВ - Восточная/т 110 кВ	61,63	510	12,12
Находка СН2 - НСРЗ	39,11	330	11,85
Находка/т - Находка СН1	47,11	468	10,55
ПаГРЭС СН1 - Находка/т	26,88	468	7,14
Находка СН2 - Учебная	23,89	468	5,10
Находка СН1 - Учебная	23,89	468	5,10

Таблица 34 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении одной из питающих ВЛ

Название	Имакс, А	Идд, А	Имакс /Идд, %
ПаГРЭС СН2 - Екатериновка 110 кВ	244,64	510	47,97
ПаГРЭС СН1 - Находка/т	177,01	468	37,82
ПС 220 кВ Лозовая - Партизанская ГРЭС 220 кВ	259,82	690	37,66
Екатериновка 110 кВ - Угольная 110 кВ	180,80	510	35,45
Находка/т - Находка СН1	150,11	468	32,07

Таблица 35 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении одного из трансформаторов

Название	Имакс, А	Идд, А	Имакс /Идд, %
ПаГРЭС СН2 - Екатериновка 110 кВ	253,63	510	49,73
Екатериновка 110 кВ - Угольная 110 кВ	190,20	510	37,29
ПС 220 кВ Лозовая - Минеральная ВН	211,08	690	30,59
ПС 220 кВ Лозовая - Партизанская ГРЭС 220 кВ	186,90	690	27,09
ПС 220 кВ Лозовая - Широкая 220 кВ	166,74	690	24,16
Широкая СН1 - Голубовка 110 кВ	112,42	510	22,04
Восточная/т 110 кВ - Голубовка 110 кВ	91,01	510	18,55
Минеральная ВН - Находка 220 кВ	85,48	690	12,39
Угольная 110 кВ - Восточная/т 110 кВ	61,63	510	12,12
Находка СН2 - НСРЗ	39,11	330	11,85
Находка/т - Находка СН1	47,12	468	10,55
ПаГРЭС СН1 - Находка/т	26,87	468	7,14
Находка СН2 - Учебная	23,89	468	5,10
Находка СН1 - Учебная	23,89	468	5,10

Таблица 36 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	Δ U, %
Минеральная ВН	220	233,88	6,31
Минеральная НН1	10,5	10,69	1,77
Минеральная НН2	10,5	10,69	1,77

Таблица 37 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении одной из питающих ВЛ

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	Δ U, %
Минеральная ВН	220	234,36	6,53
Минеральная НН1,2	10,5	10,71	1,98

Таблица 38 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении одного из трансформаторов

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	Δ U, %
Минеральная ВН	220	233,88	6,31
Минеральная НН1	10,5	10,99	4,70
Минеральная НН2	10,5	10,99	4,70

Проведя расчет электроэнергетического режима можно сделать вывод, что регулирование напряжения в районе проектирования ПС Минеральная не требуется. При подключении ПС Минеральная происходит повышение загрузки существующих линий по току, что оказывает положительный эффект для выбранного эквивалента, снижая потери электрической энергии.

Также отсутствуют проблемные места по токовые загрузки ЛЭП, что свидетельствует об отсутствии необходимости увеличения пропускной способности действующих линий.

3.5.3 Выводы

Проведенный комплексный анализ вариантов развития электрической сети 220 кВ в районе г. Находка, связанный с вводом новой подстанции "Минеральная", показал отсутствие критически слабых участков в существующей схеме электроснабжения. Результаты расчетов электроэнергетических режимов подтвердили достаточную пропускную способность действующих линий электропередачи и оборудования подстанций для интеграции нового объекта без необходимости масштабной реконструкции сетевой инфраструктуры. Анализ нормального и послеаварийного режима показал отсутствие отклонения параметров режима при реализации варианта 4 и 7. Из двух рассмотренных вариантов развития электрической сети выберем один путем технико-экономического сравнения. Все выбранное в данном разделе оборудования удовлетворяет условиям проверки, его принимаем к установке. Также на данном оборудовании возможно применение технологии цифровой ПС. В связи с отсутствием

необходимости усиления существующей сетевой инфраструктуры, расчет капитальных вложений ограничивается только затратами, связанными непосредственно с развитием электрической сети при подключении ПС Минеральная.

3.6 Выбор оптимального варианта развития сети

Цель данного пункта является определение оптимального варианта развития электрической сети на основании расчёта экономической эффективности.

3.6.1 Капитальные вложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций. Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Расчет будет проводиться по укрупнённым ценовым показателям, главным достоинством такого подхода является значительное сокращение временных затрат на определение стоимости строительства или реконструкции объектов электроэнергетики. Применение укрупненных показателей позволяет оперативно получить ориентировочную стоимость объекта без необходимости выполнения трудоемких детализированных сметных расчетов, что особенно важно на начальных этапах проектирования, когда требуется сравнить различные варианты технических решений.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (23)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

1. стоимость распределительных устройств;
2. трансформаторы (АТ);
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;
6. затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5):

- 1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;
- 8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;
- 1,0–1,2 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;
- 10,0–11,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (24)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{инф}$ – коэффициент индексации;

$K_{ПС*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$ – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (25)$$

где K_0 – Погонная стоимость километра линии [4];

l – Длина трассы;

$K_{ВЛ*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ВЛ;

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 12,1$, при условии, что цены взяты за 2000 год [21].

Расчёт капиталовложений для варианта подключения объектов на напряжение 220 кВ и 10 кВ приведён в приложении Б. Результаты расчета капиталовложений для варианта №4 сведены в таблицу 39, для варианта №7 представлены в таблице 40.

Таблица 39 – Капиталовложения для варианта №4

Элементы сети	K , тыс.руб	Оборудование
КЛ	1827063	37 км АПвП2Г-240
Трансформаторы	17200	2х ТДН -40000
Постоянная часть затрат	11000	-
Стоимость распределительных устройств	380000	4Н (220) 4 линейные ячейки

Таблица 40 – Капиталовложения для варианта №7

Элементы сети	K , тыс.руб	Оборудование
КЛ	493801	10 км АПвП2Г-240
Трансформаторы	210500	2х ТДН -40000
Постоянная часть затрат	11000	-
Стоимость распределительных устройств	380000	5АН (220) 3 линейные ячейки

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №4: $K_{общ} = 13148824,14$ тыс.руб;

- вариант №7: $K_{общ} = 1816000$ тыс.руб.

3.6.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение ежегодных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (26)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э.Р}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – издержки на потери электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (27)$$

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

ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,007\%$; $\alpha_{тэоПС} = 0.05\%$).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (28)$$

где ΔW - потери электроэнергии, КВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 КВт·ч электроэнергии, принята 2.84 руб/ КВт·ч на 2024 год [24].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в КЛ, трансформаторах и компенсирующих устройствах, рассматриваются только нагрузочные потери, так как РУ не изменяется.

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (29)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек вариантов приведен в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 41.

Таблица 41 – Издержки

Вариант	И _{э.р.} , тыс.руб	И _{ам.рен.} , тыс.руб	И _{Δw} тыс.руб	И, тыс.руб
№4	78880	187900	6958	273700
№7	69540	99010	6958	175500

3.6.3 Определение статических приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии. Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета статических приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того, что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (30)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации в

связи с нестабильной ситуацией с экономикой Российской Федерации принимаем $E = 0,1$;

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – ежегодные эксплуатационные издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками, получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 42.

Таблица 42 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Статические затраты тыс. руб
4	3148824,14	273700	588610,1
7	1816000	175500	357066,9

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №7, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети по сравнению с вариантом №4.

3.7 Расчет токов короткого замыкания

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах 220 кВ и 10 кВ ПС Минеральная, согласно РД 153-34.0-20.527-98 (руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования), и с применением ПВК RastrWin3. [25]

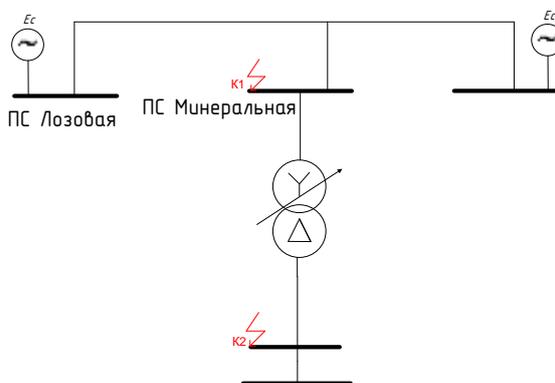


Рисунок 26 – Расчетная схема токов КЗ

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования, а также для расчета уставок релейной защиты и автоматики.

Основные допущения при расчетах токов КЗ:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

Схема замещения прямой последовательности, для ПС Минеральная, представлена на рисунке 27:

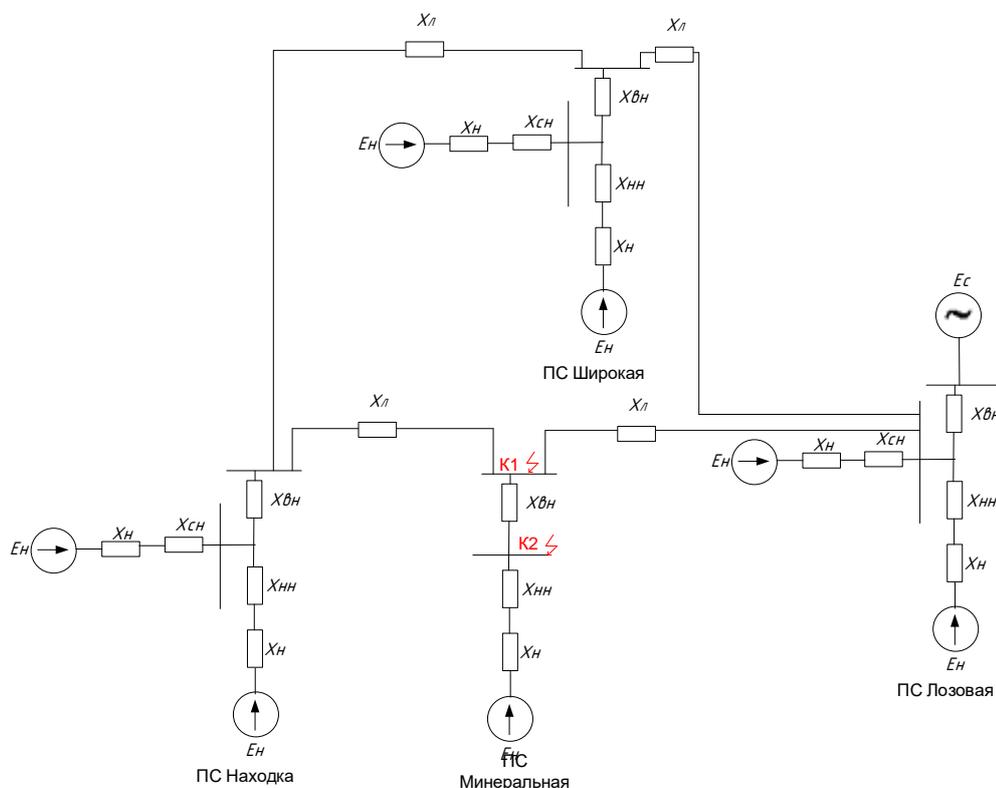


Рисунок 27 - Схема замещения прямой последовательности

При расчете начального значения периодической составляющей они должны быть представлены в исходной схеме замещения сверхпереходными ЭДС и сверхпереходными индуктивными сопротивлениями. Все остальные элементы исходной расчетной схемы должны быть представлены в схеме замещения сопротивлениями прямой последовательности. Трехобмоточные трансформаторы, автотрансформаторы, трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения должны быть представлены своими схемами замещения.

Для расчета токов при несимметричных КЗ целесообразно использовать метод симметричных составляющих. При этом кроме схемы замещения прямой последовательности для расчета двухфазного КЗ необходимо составить схему замещения обратной последовательности, а для расчета однофазного и двухфазного КЗ на землю - также схему замещения нулевой последовательности.

Схема замещения обратной последовательности по конфигурации аналогична схеме замещения прямой последовательности, т.е. в ней должны быть представлены все элементы исходной расчетной схемы, но в тоже время в ней ЭДС всех генерирующих ветвей условно приняты равными нулю.

Схема замещения нулевой последовательности обычно существенно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Ее конфигурация определяется в основном положением расчетной точки КЗ и схемами соединения обмоток трансформаторов и автотрансформаторов исходной расчетной схемы. Чтобы составить схему замещения нулевой последовательности, следует допустить, что в точке несимметричного КЗ все фазы соединены между собой накоротко и между этой точкой и землей приложено напряжение нулевой последовательности.

Схема замещения нулевой последовательности, для ПС Минеральная, представлена на рисунке 28:

данных оборудования позволяет оперативно обновлять параметры сети и учитывать изменения в конфигурации. Программа соответствует требованиям нормативных документов, что гарантирует достоверность результатов для технических отчетов и проектной документации.

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

Таблица 43 - Токи КЗ.

Тип КЗ	Точка КЗ	$I_{кз}$ кА	$i_{уд}$ кА	$i_{ат}$
Трёхфазный	К1	5,42	12,02	9,08
Двухфазный	К1	2,71	3,1	2,9
		2,36	2,36	2,36
Однофазный	К1			
Однофазный на землю	К1	4,40	1,02	3,39
Трёхфазный	К2	63,98	0,00	0,00
Двухфазный	К2	31,99	31,99	0,00
Однофазный	К2	31,99	31,99	31,99
Однофазный на землю	К2	63,98	0,00	63,98

Также для выбора электрического оборудования ПС необходимо рассчитать номинальные рабочие токи в элементах подстанции. Оборудование должно выдерживать полную мощность транзита, на случай аварии или ремонта на одной из линий.

Расчетный ток протекающий через трансформатор в утяжеленном режиме:

$$I_{НОМ1} = \frac{1,4 S}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (31)$$

$$I_{\text{ном1}} = \frac{1,4 \cdot 46700}{\sqrt{3} \cdot 220} = 122,5 \text{ A};$$

Таблица 44 – утяжеленные расчетные токи

Расположение	Номинально рабочий ток, А.
ВН	122,5
ВН	144

3.8 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального

При сравнении вариантов исполнения распределительного устройства для ПС «Минеральная» в Приморском крае (ОРУ, ЗРУ, КРУЭ модульного типа) оптимальным выбором является КРУЭ. КРУЭ сочетает компактность модульной конструкции, защиту от внешних воздействий, что является важным для Приморского края с высокой влажностью и осадками [глава 1], а также высокую надежность и минимальные эксплуатационные затраты.

В отличие от ОРУ, КРУЭ не требует больших площадей и устойчива к коррозии, а по сравнению с ЗРУ обладает лучшей ремонтпригодностью и масштабируемостью. Кроме того, КРУЭ обеспечивает высокий уровень безопасности и автоматизации, что соответствует современным требованиям к энергообъектам. Выбор КРУЭ подтверждается его экономической эффективностью в долгосрочной перспективе за счет снижения затрат на обслуживание и повышения срока службы оборудования.

3.8.1 Разработка подробной однолинейной схемы и выбор конструктивного исполнения

Принимаем к установке КРУЭ – 220 кВ типа ЯГГ-220, отечественного производства, РУ ВН будет полностью выполнена в виде КРУЭ, обоснованность применения КРУЭ представлена в разделе [2].

Для защиты РУ 220 кВ при переходе из кабельной линии в КРУЭ 220 кВ планируется устанавливать ОПН.

2) По номинальному току [17]:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (33)$$

$$1250 \text{ A} \geq 122,5 \text{ A}.$$

3) По предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую стойкость [17]:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}, \quad (34)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 4,4 \text{ кА}.$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (35)$$

$$79 \text{ кА} \geq 10,7 \text{ кА}.$$

3) По тепловому импульсу-на термическую стойкость [17]:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{с.в}} + t_{\text{р.з.}} + T_a); \quad (36)$$

где T_a - постоянная затухания;

$t_{\text{с.в.}}$ - собственное время отключения выключателя;

$t_{\text{р.з.}}$ - степень селективности.

Таблица 45 - Время отключения выключателей.

№ выключателя	$t_{\text{р.з.}}, \text{ с}$	$T_a, \text{ с}$	$t_{\text{с.в.}}, \text{ с}$	$t_{\text{откл.}}, \text{ с}$
КРУЭ 220 кВ				
1	0,1	0,05	0,05	0,15
КРУ 10кВ				
2	0,05	0,01	0,03	0,08

$$B_{к.ном} \geq B_{к} \quad (37)$$

$$B_{к} = 4,4^2 \cdot (0,05 + 0,1 + 0,05) = 16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Тепловой импульс был рассчитан как для линейного выключателя, так и для поперечного, далее выбор производится для наибольшего утяжеленного тока.

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 46.

Таблица 46 - Параметры выбора КРУЭ ЯГГ 220 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{max1} = 144 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{отклном} = 63 \text{ кА}$	$I_{п0} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{отклном}$
$i_{вкл.} = 63 \text{ кА}$	$i_y = 10,7 \text{ кА}$	$i_y < i_{вкл.}$
$I_{дин} = 125 \text{ кА}$	$I_{п0} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{дин}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_y = 10,7 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
$i_{аном} = 63 \text{ кА}$	$i_a = 6,04 \text{ кА}$	$i_a < i_{аном.}$
$B_{кном} = 11907 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{к} = 16 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{к} < B_{кном}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к установке на проектируемой ПС.

Выбор ячеек КРУ производится аналогично выбору выключателей. Каталожные данные для КРУ-КУ-6С приведены в таблице 47.

Таблица 47 – Параметры КРУ- КУ-10С

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	4000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	50
Электродинамическая стойкость, кА	128
Термическая стойкость, кА/с	50
Тип выключателя	Вакуумный
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

Сопоставление приведено в таблице 48.

Таблица 48 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 269,2 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 83,4 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 1119 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ- КУ-10С удовлетворяет условиям проверки.

3.8.3 Выбор и проверка выключателей

Таблица 49 - Параметры выключателя КРУЭ ЯГГ 220 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{ном} 1250 \text{ А}$	$I_{max1} = 144 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{отклном} = 63 \text{ кА}$	$I_{п0} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{отклном}$
$i_{вкл.} = 63 \text{ кА}$	$i_{y} = 10,7 \text{ кА}$	$i_{y} < i_{вкл.}$
$I_{дин} = 125 \text{ кА}$	$I_{п0} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{дин}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{y} = 10,7 \text{ кА}$	$i_{y} \leq i_{дин}$
$i_{аном} = 63 \text{ кА}$	$i_{a} = 6,04 \text{ кА}$	$i_{a} < i_{аном.}$
$B_{кном} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} < B_{кном}$

Данный выключатель удовлетворяет условиям проверки.

В качестве силовых выключателей в КРУ применяются ВВУ-10.

Таблица 50 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 269,2 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{п.о} = 31,9 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 83,4 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 31,9 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 83,9 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 31,9 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 1119 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбранные выключатели на стороне 10 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

3.8.4 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ [6].

Таблица 51 - Разъединитель КРУЭ ЯГГ – 220

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{мах1} = 144 \text{ А}$	$I_{мах} \leq I_{ном}$
$I_{отклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{отклном}$
$i_{вкл.} = 40 \text{ кА}$	$i_{у} = 10,7 \text{ кА}$	$i_{у} < i_{вкл.}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{п0} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{дин}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{у} = 10,7 \text{ кА}$	$i_{у} \leq i_{дин}$
$i_{аном} = 40 \text{ кА}$	$i_{а} = 6,04 \text{ кА}$	$i_{а} < i_{аном.}$
$B_{кном} = 11907 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{к} = 16 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{к} < B_{кном}$

Производится аналогичный расчет выключателей для КРУ напряжением 10 кВ. Для ячеек из серии КУ-10С рекомендуется использовать вакуумные выключатели из серии ВВУ – КУ-10С.

Таблица 52 - Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 4000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 2291 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 53 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$B_K = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 992,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 21,9 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 21,9 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$

Данные разъединители удовлетворяют условиям проверки.

3.8.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи: ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ [24].

Таблица 53 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_H, \text{ кВ}$	$l, \text{ м}$
220	60 – 75
10	10

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (38)$$

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (39)$$

где $r_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток, Ом;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами, Ом;

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}; \quad (40)$$

КРУЭ ЯГГ 220 кВ:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом};$$

$$Z_{2н} = 0,068 + 0,53 + 0,1 = 0,7 \text{ Ом}.$$

Таблица 54 - Измерительные приборы и приборы учета в ячейках КРУЭ ЯГГ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	НПП ЭКРА-СПАРК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	НПП ЭКРА-СПАРК	0,5	0,5	0,5
Варметр	НПП ЭКРА-СПАРК	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	НПП ЭКРА-СПАРК	0,2	0,2	0,2
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 55 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 144 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 2,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 2,3 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,7 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_k$

На стороне 10 кВ принимаем трансформатор тока марки ТОЛ-КУ-10С.

Таблица 56 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 4500 \text{ А}$	$I_{рМАХ} = 2291 \text{ А}$	$I_{рМАХ} \leq I_n$
$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,58 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 120 \text{ кА}$	$I_{уд} = 53 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

3.8.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [6].

КРУЭ ЯГГ 220 кВ:

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин КРУЭ ЯГГ 220 кВ.

Таблица 57 - Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	НПП ЭКРА-СПАРК	10	2	20
Ваттметр	НПП ЭКРА-СПАРК	10	3	30
Варметр	НПП ЭКРА-СПАРК	10	3	30
Счетчик АЭ и РЭ	НПП ЭКРА-СПАРК	12	3	36
Частотомер	НПП ЭКРА-СПАРК	10	1	10
Итого				126

Суммарная мощность приборов:

$$126 \text{ ВА} \leq 140 \text{ ВА.}$$

Таблица 58 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 140 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 126 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Выбранный трансформатор напряжения прошел проверку.

Таблица 59 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	НПП ЭКРА-СПАРК	2	4
Счётчик АЭ и РЭ	НПП ЭКРА-СПАРК	20	20
Сумма			24

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения марки НАМИ-10.

Таблица 60 – Проверка выбранного трансформатора напряжения:

Номинальные параметры ТН		Расчётные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	$S_{2НОМ} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 24 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2НОМ}$

3.8.7 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН и НН

При проектировании КРУЭ 220 кВ будет рассматриваться применение жесткой ошиновки.

Принимаем жесткую ошиновку из алюминиевого сплава 1915Т с 70 мм наружным диаметром трубной шины, 64 мм внутренний диаметр трубной шины.

$$I_{ДОП} = 990 \text{ А};$$

Выбор сечения шин производится по допустимому току [6]:

$$I_{maxВН} \leq I_{ДОП};$$

$980 \leq 990$ – условие выполняется.

Минимальное сечение по условию термической стойкости [6]:

$$q_{\min} = \frac{I_{КЗ} \cdot \sqrt{t_{КЗ}}}{K}; \quad (41)$$

$$q_{\min} = \frac{5,7 \cdot \sqrt{16 \cdot 10^6}}{200} = 103,4 \text{ мм}^2;$$

$q_{\min} < q$ – условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя [6]:

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64}; \quad (42)$$

$$J = \frac{3,14(70^2 - 64^2)}{64} = 39 \text{ см}^4;$$

Максимальная длина пролета изоляторов будет зависеть от размеров ячейки КРУЭ 220 кВ, который равен 1,5м, выполним проверку данного размера. [6]:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (43)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{39}{8}} = 2,008 \text{ м}^2;$$

$$l = \sqrt{2,008} = 1,417 \text{ м};$$

Принимаем $l = 1,5 \text{ м}$;

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}; \quad (44)$$

a – расстояние между фазами для 220 кВ равно 1 м;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{9590^2}{1} = 198,7 \text{ Н / м};$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа) [6]:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (45)$$

$$W_{\phi} = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D} = 1,9 \text{ см}^3; \quad (46)$$

$$\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}. \quad (47)$$

Для выбранной шины $\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$, следовательно условие по механической прочности выполняется и выбранная шина подходит для установки.

Таблица 61 - Сопоставление данных для жестких шин в КРУЭ ЯГГ 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 980 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$B_{\text{к.ном}} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 16 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$
$q = 632 \text{ мм}^2$	$q_{\text{мин}} = 103,4 \text{ мм}^2$	$q_{\text{мин}} \leq q$
$\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} = 37,6 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$

В сетях с напряжением 10 кВ используются жесткие алюминиевые шины для ошиновки и сборки.

В данном случае максимальный ток нагрузки составляет 2291 А. Мы выбираем алюминиевые шины с минимальным сечением 80x10 мм (4,8 см²).

Шины устанавливаются плоско на изоляторах, а расстояние между фазами составляет 0,4 м.

Для обеспечения тепловой стойкости проверяем шины и определяем минимальное сечение, учитывая условия нагрева при коротком замыкании.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}, \quad (48)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{992,8}}{91} = 0,34,$$

где $C = 91$ – для алюминиевых шин и кабелей; [6]

Проверка электродинамической стойкости:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95, \quad (49)$$

где J – момент инерции шины;

q – сечение проводника.

Расчёт момента инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12}, \quad (50)$$

$$J = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ см}^3,$$

Принимаем пролёт между изоляторами 0,9 м.

Расчёт наибольшего усилия:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\delta}^2}{a}, \quad (51)$$

где $i_{y\delta}$ – ударный ток короткого замыкания;

a – расстояние между фазами.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{21900^2}{0,4} = 207,7 \text{ Н/м},$$

Момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6}, \quad (52)$$

$$W = 0,6 \cdot 8^2 \cdot \frac{1}{6} = 6,4 \text{ см}^3,$$

Расчёт механического напряжения при КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\delta}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (53)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{21900^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 4,74 \text{ Мпа},$$

Полученное значение не превышает предельного для данного материала 103 МПа.

3.8.8 Выбор и проверка изоляторов

Для установки примем опорный изолятор полимерный ИО-220-400, который будет устанавливаться на проводах подхода к КРУЭ 220 кВ.

Условия выбора;

По номинальному напряжению [6]

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (54)$$

$$220 \leq 220.$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке [6]:

$$F_{расч} \leq F_{ДОП}, \quad (55)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (56)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб [6]:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (57)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (58)$$

$$k_h = \frac{900 + 64 + \frac{70}{2}}{900} = 1,11;$$

$$F_{расч} = 198,7 \cdot 1,1 \cdot 2 = 437,14 \text{ Н};$$

К установке приняты опорные изоляторы ИО-220-400 с допустимой нагрузкой на изгиб.

Таблица 62 - Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 18000 \text{ Н}$	$F_{расч} = 437,14 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

$F_{расч} \leq F_{доп}$ – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

Таким образом, опорный изолятор ИО-220-400 проходит по механической прочности и может быть принят к установке [24].

На стороне 10 кВ выбираем проходной изолятор марки ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным усилием разрушения 8000 Н.

Проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 228,4,$$

Так как неравенство выполняется, то данный изолятор можно принять к установке на ПС.

3.8.9 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на РУ применяют ОПН, назначение которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

ОПН будет установлен снаружи КРУЭ, на переходе с кабельной линии на воздушную.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 220/86/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 220 кВ по номинальному напряжению 220 кВ.

$$220\text{кВ} \geq 220\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ} \quad (59)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}} \quad (60)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 146,1\text{кВ}$$

$$205\text{кВ} \geq 146,1\text{кВ}$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110-750 кВ определяется как:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{осм}}{Z_B} \right) \cdot U_{осм} \cdot 2T \cdot n, \quad (61)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{осм}$ – остающееся напряжение на ограничителе (596 кВ);

Z_B – волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, составляет 740 Ом;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (62)$$

где U_0 — напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения, принимается равным 900 кВ;

k — коэффициент полярности, принимается равным $0,2 \cdot 10^{-3}$;

l — длина защитного подхода, определяется из ПУЭ и принимается 2,5 км.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 900} = 644 \text{ кВ}$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (63)$$

где β — коэффициент затухания волны, принимается 0,91;

c — скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 300000} = 10,99 \text{ мкс}$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{644 - 596}{740} \right) \cdot 596 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 849,74 \text{ кДж}$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}} \quad (64)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{849,74}{110} = 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$

Выбранный выше тип ОПН проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{ки}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2) \quad (65)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50}$$

где - $U_{исп50}$ 50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе.

$$U_{50\%} = U_{50}^- (0,92 - 0,012 I_{разр}^{(0,74 - 0,06 I_{разр})} (I_{разр}^{-3})) \quad (66)$$

Где U_{50}^- - 50%-ное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности, принимается равным 1330. [12]

$$l_{разр} = n_{из} \cdot H_{из} \quad (67)$$

Где $H_{из}$ - строительная высота изолятора, принимаем 1,2 метра штук.[3]

$n_{из}$ - количество изоляторов в гирлянде, принимаем 8 штук. [3]

$$l_{разр} = 1,2 \cdot 8 = 9,6 м$$

$$U_{50\%} = 1330(0,92 - 0,012 \cdot 9,6^{(0,74 - 0,06 \cdot 9,6)(9,6 - 3)}) = 1223,6$$

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 1223,6 = 2096,2 \text{ кВ}$$

$$596 \leq 2096,2 / (1,2) \text{ кВ}$$

$$596 \leq 1746,6 \text{ кВ}$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{вн}$.

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25) \quad (68)$$

где $U_{доп}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений(810);

$$A_{вн} = (810 - 596) / 810 > 0,25$$

$$A_{вн} = 0,26 > 0,25$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{гр}$:

$$A_{cp} = (U_{дон} - U_{ост.к}) / U_{дон} > (0,2 - 0,25) \quad (69)$$

$$A_{cp} = (810 - 596) / 810 > 0,25$$

$$A_{cp} = 0,26 > 0,25$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 63 - Параметры ОПН – 220/86/10/550 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН – 220/86/10/550 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	205
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	550
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Произведём выбор ОПН для 10 кВ.

Энергия пропускаемую ОПН во время грозового импульса для сетей 3-35 кВ определяется:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{II} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{НД})^2 \right]; \quad (70)$$

где C – емкость кабельной линий;

K_{II} – кратность резонансных перенапряжений, равная 2,5;

$U_{НР}$ – наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{НД}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Ёмкость кабельной линий определяется как:

$$C = l \cdot C_0. \quad (71)$$

где $C_0 = 0,25$ мкФ/км – удельная емкость кабеля АПВВНГ(А)-LS-3х50/16-10, который использован в сети 10 кВ;

$l = 4,35$ км – длина самой длинной линии в сети 10 кВ.

$$C = 4,35 \cdot 0,25 = 1,1 \text{ мкФ};$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot \left[(2,5 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 10,5)^2 \right] = 41,17 \text{ кДж}.$$

Удельная энергоемкость ОПН составит:

$$\mathcal{E}' = \frac{41,17}{10} = 4,12 \text{ кДж/кВ}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \leq 4,12 \leq 4,5$ кДж/кВ.

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 70 - Параметры ОПН-П1-10/10,5/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-10/10,5/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	10,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	37
Длина пути утечки, см	88
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

3.8.10 Выбор системы оперативного тока

Для подстанции Минеральная в Приморском крае рекомендуется внедрение современной системы оперативного тока с цифровыми технологиями управления и контроля. Основу системы должны составлять аккумуляторные батареи (АКБ) литий-ионного типа или VRLA с системой непрерывного мониторинга параметров, включая степень заряда (SOC) и состояние здоровья (SOH). В качестве первичных источников питания следует использовать микропроцессорные зарядно-подзарядные устройства с функцией автоматического регулирования напряжения и тока заряда, обеспечивающие бесперебойное питание устройств РЗА, автоматики и телемеханики.

Система должна быть оснащена цифровыми преобразователями постоянного тока 220 В в переменный 220 В для питания слаботочных систем, с возможностью дистанционного контроля и управления через интерфейсы IEC 61850. Для повышения надежности необходимо предусмотреть резервирование источников питания по схеме N+1 с автоматическим переключением при аварийных ситуациях. Все компоненты системы оперативного тока должны интегрироваться в единую систему мониторинга подстанции с передачей данных в АСУ ТП по протоколам Modbus TCP или DNP3.

Особое внимание следует уделить системе температурного контроля аккумуляторных батарей, учитывая климатические особенности Приморского края. Рекомендуется использовать термостабилизированные шкафы для АКБ с автоматическим поддержанием оптимального температурного режима. Для обеспечения сейсмостойкости все оборудование должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 50571.28-2017 [22] по устойчивости к механическим воздействиям.

Внедрение цифровой системы оперативного тока на подстанции Минеральная позволит повысить надежность электроснабжения, сократить эксплуатационные расходы за счет прогнозирующего обслуживания и

обеспечить совместимость с перспективными системами Smart Grid. Ключевыми преимуществами выбранного решения являются автоматизация контроля параметров, возможность дистанционного управления и интеграция в цифровую платформу подстанции.

3.8.10 Выбор и проверка ТСН

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

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд таблица 64.

Таблица 64 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,73	20,6	18,5
Подогрев КРУЭ и КРУ	1	30	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	200	-
Освещение	1	10	-
Прочее	1	46	-
Итого		203,6	18,5

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (70)$$

$$S_{рас} = \sqrt{203,6^2 + 18,5^2} \cdot 0,8 = 259 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 250/10/0,4.

4 ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАЕМОСТИ ПРОЕКТА

4.1 Определение надежности вариантов при развитии электрической сети

Для определения показателей надежности ПС аналитическим методом для варианта 4 и варианта 7 составляются расчетные схемы. Расчетная схема включает в себя только те элементы схемы, которые нормально включены в рассматриваемом режиме [16]. Расчетная схема для варианта 4 представлена на рисунке 30.

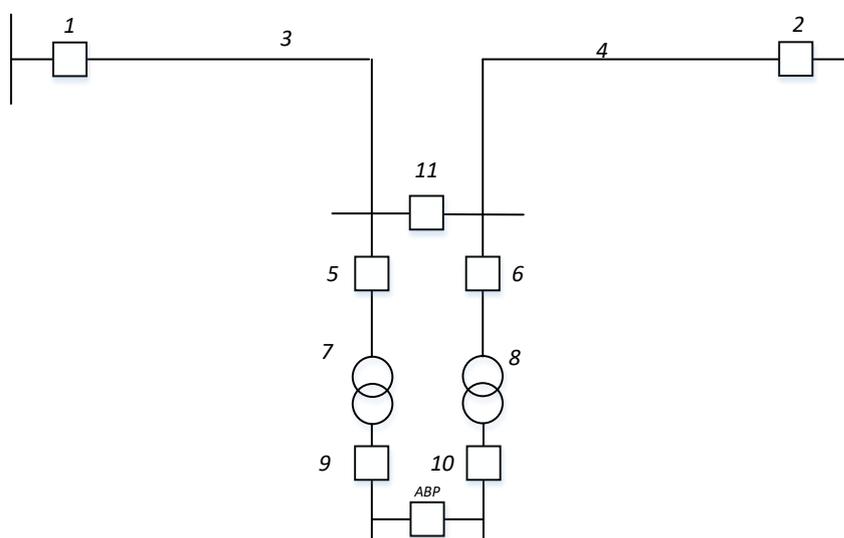


Рисунок 30 – Расчетная схема для определения надёжности

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности:

- интенсивность отказа или параметр потока отказов;
- среднее время восстановления;
- частота плановых или преднамеренных отключений;
- время плановых или преднамеренных отключений.

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле

надежности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением [16].

Последовательно соединенные элементы в схеме замещения заменяются одним эквивалентным, для которого рассчитываются следующие показатели надежности:

- параметр потока отказа ω , 1/год;
- время безотказной работы $t_{\text{без}}$, лет;
- время восстановления t_B , час.

Расчет показателей надежности представлен в приложении Б.

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория.

Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей.

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба [16].

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб U_0 из-за невыполнения плана по производству продукции.

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д. Этот ущерб зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Ущерб внезапности определяется по формуле [16]:

$$Y_{вн} = Y_{0вн} + P_{треб}; \quad (71)$$

где $Y_{0вн}$ – удельный ущерб внезапности при полном отключении схемы при расчетной продолжительности отключения, у.е./кВт*ч;

$P_{треб}$ – максимальная мощность потребителя, кВт;

Таблица 65 – Расчет величины ущерба для ПС Минеральная

Объект	Вариант	$T_{ср}$, ч	У, тыс.руб
ПС Минеральная	4	386.3	9150
	7	422.3	8500

По результатам расчета ущерба можно сделать окончательный вывод, что наиболее экономически привлекательный по всем рассчитанным показателям вариант №4, который принимается для дальнейшего расчета принимаем его.

4.2 Оценка экономической эффективности реконструкции электрической сети

В задачи данного раздела входит сравнение предлагаемых вариантов по экономической эффективности.

Оценка экономической эффективности варианта №4

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности реконструкции сети является оценка выручки от реализации.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (72)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия за год, МВт*ч;

T –тариф для потребителя, тыс.руб/МВт*ч;

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (73)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{\max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5500 ч.

$$W_t = 46700 \cdot 8760 = 409100000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 409100000 \cdot 2 = 818200 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\delta t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (74)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{\delta t}). \quad (75)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($П_{чt}$) численно равна прибыли от реализации ($П_{\delta t}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$П_{чt} = П_{\delta t} - H_t; \quad (76)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (77)$$

где $d = 9,25\%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 31.

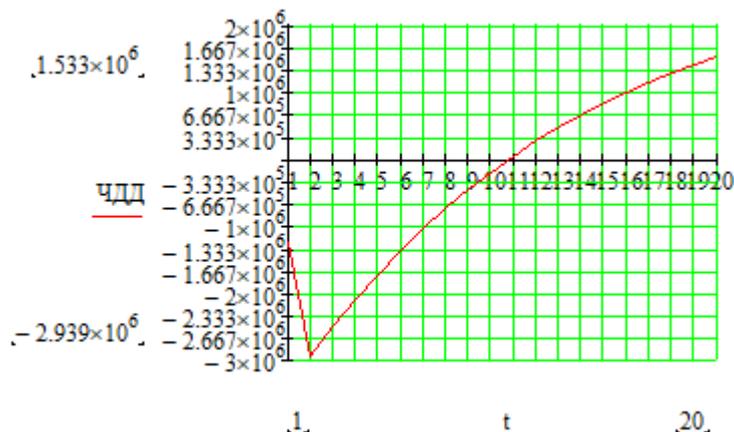


Рисунок 31 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 11 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчетного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что

объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [1]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (78)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

\mathcal{E}_t – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t ;

I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t – налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (3 год) равна 20%. «Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным. Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №7 в приложении Б.

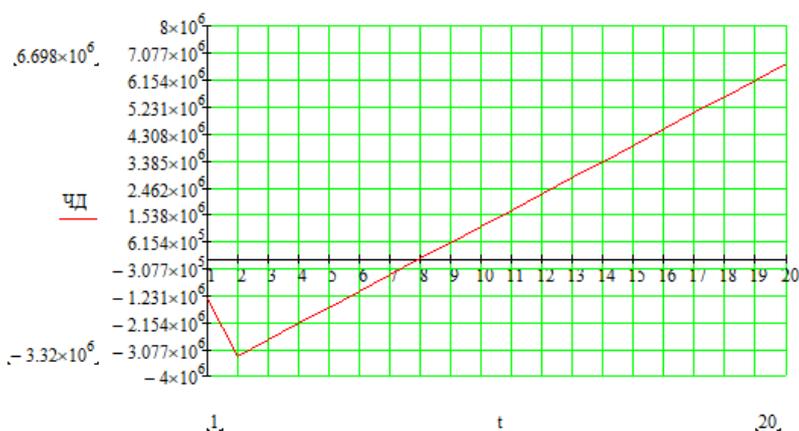


Рисунок 32 – График ЧД

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 1889 миллионов руб. составит 11 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 1.487$). Рентабельность проекта составит 17,676 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Интегрированный эффект от внедрения цифровой подстанции.

Внедрение цифровой подстанции обеспечивает комплексный экономический эффект, который проявляется как в снижении эксплуатационных затрат, так и в повышении доходности энергосистемы. В первую очередь, сокращаются капитальные и операционные расходы за счет оптимизации оборудования и автоматизации процессов. Цифровые технологии позволяют уменьшить количество физических устройств, заменяя их программными модулями, что снижает затраты на закупку, монтаж и обслуживание. Применение интеллектуальных электронных устройств (IED) и единой цифровой шины по стандарту МЭК 61850 сокращает необходимость в традиционных релейных защитах и измерительных трансформаторах, что уменьшает капитальные вложения на 15–20%.

Операционные расходы также значительно снижаются благодаря автоматизированному мониторингу и диагностике. Системы предиктивной аналитики на основе искусственного интеллекта позволяют выявлять потенциальные отказы оборудования до их возникновения, минимизируя затраты на аварийные ремонты и простои. Кроме того, цифровая подстанция требует меньшего количества персонала для обслуживания, так как большинство процессов управляются дистанционно через SCADA-системы. Это сокращает расходы на заработную плату и обучение специалистов.

Важным экономическим преимуществом является снижение потерь электроэнергии. Точное управление режимами работы, динамическая оптимизация нагрузок и минимизация реактивной мощности за счет интеллектуальных систем компенсации позволяют уменьшить технические

потери в сети на 5–10%. Это напрямую влияет на финансовые показатели энергокомпании, увеличивая маржинальность передачи электроэнергии.

Дополнительный экономический эффект связан с увеличением срока службы оборудования. Постоянный мониторинг состояния трансформаторов, выключателей и других критических элементов подстанции предотвращает их преждевременный износ, что снижает затраты на замену и модернизацию. В долгосрочной перспективе это обеспечивает значительную экономию средств, повышая рентабельность эксплуатации энергообъектов.

Применение КРУЭ нового поколения позволяет достичь значительной экономии капитальных затрат благодаря компактным размерам, которые в 2-3 раза меньше по сравнению с традиционными открытыми распределительными устройствами (ОРУ). Это сокращает потребность в земельных участках, уменьшает объем строительных работ и затраты на фундаменты. Модульная конструкция КРУЭ обеспечивает сокращение сроков монтажа на 30-40%, что ускоряет ввод объектов в эксплуатацию и снижает затраты на строительномонтажные работы. В эксплуатации КРУЭ демонстрируют существенное преимущество за счет минимальных требований к обслуживанию - герметичная конструкция исключает необходимость регулярной чистки контактов и предотвращает коррозию. Срок службы оборудования увеличивается до 30-35 лет против 20-25 лет у традиционных решений, а потери электроэнергии сокращаются на 15-20% благодаря оптимизированной конструкции токоведущих частей и использованию элегаза в качестве изолирующей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выполнения магистерской диссертации проведен всесторонний анализ существующей схемно-режимной ситуации сети 220 кВ Находкинского района Приморского края, детально исследованы ключевые факторы региона, существенно влияющие на развитие сети,

Для преодоления выявленных ограничений и повышения эффективности, надежности и управляемости энергорайона разработан и обоснован комплекс инновационных мероприятий на базе цифровых технологий.

Выполнена техническая проработка развития электрических сетей 220 кВ, включая технологичное подключение подстанции Минеральная с максимальным использованием возможностей цифровизации.

Определение оптимального варианта инновационного развития сети проведено на основе всестороннего технико-экономического обоснования. Рассчитаны капиталовложения, эксплуатационные расходы и приведенные затраты для каждого варианта с детальной оценкой экономической эффективности. В результате сопоставления технических преимуществ и экономических показателей выбран оптимальный вариант подключения ПС Минеральная, обеспечивающий наилучшее соотношение инвестиционных затрат (18.5 млн руб.), эксплуатационной эффективности (снижение потерь на 9%) и достигнутого уровня надежности электроснабжения потребителей Находкинского района.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Басова Т.Ф., Борисов Е.И., Бологова В.В. и др. Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учебник для студентов высших учебных заведений / под ред. Кожевникова Н.Н. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 432 с.

2 Васильева В.Я., Дробиков Г.А., Лагутин В.А. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие. – Чебоксары: Чувашский гос. ун-т, 2000. – 864 с.

3 Выбор силовых трансформаторов // Каталог силовых трансформаторов с характеристиками и фото [Электронный ресурс]. URL: <http://silovoytransformator.ru/stati/silovye-transformatory.html> (дата обращения 22.04.2025).

4 Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей. 4-е издание [Электронный ресурс] / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро. - М.: ЭНАС, 2012. - 376 с. Режим доступа: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=84939>

5 Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем [Текст] : учеб. пособие / В. Г. Китушин Ч. 1 : Теоретические основы. – Новосибирск : изд-во НГТУ, 2003. -255 с.

6 Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) 110-500 кВ [Электронный ресурс]. URL: http://www.alstomrusal.ru/podstantsii_peremennogo_toka/krue (дата обращения 22.04.2025)

7 Приказ по проектированию развития энергосистем Минэнерго России от 06 декабря 2022 г. N 1286.

8 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 139 с.

9 Мясоедов, Ю. В. Электрические станции и подстанции : учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 201 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156454>

10 Немировский, А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие / А. Е. Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева. — 4-е изд. — Москва, Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. — 174 с. — ISBN 978-5-9729-0404-4. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/98362.html> (дата обращения: 13.04.2022). — Режим доступа: для авторизир. Пользователей

11 Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Приморского РДУ 2024 г;

12 О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. N 380. Режим доступа : www.sahen.elektra.ru/POTREBL/RASK_INF/19_380.docx

13 Острейковский, В.А. Теория надежности [Текст] : учеб. : рек. УМО / В. А. Острейковский. -2-е изд., испр. . -М. : Высш. шк., 2008. - 464 с.

14 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.- М. : Омега-Л, 2006, 2013. – 269 с.

15 Проектирование электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / С. Н. Антонов, Е. В. Коноплев, П. В. Коноплев, А.

В. Ивашина. — Электрон. текстовые данные. — Ставрополь : Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. — 104 с. — 2227-8397. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/47343.html>

16 Розанов Ю.К., Основы современной энергетики. Том 2. Современная электроэнергетика. [Электронный ресурс] : учеб. / Розанов Ю.К., Старшинов В.А., Серебрянников С.В.. — Электрон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 632 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72256>

17 Приморское управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. Метеорологические данные по Приморскому краю за 2015-2022 гг.* [Электронный ресурс] // ФГБУ "Приморское УГМС". — Владивосток, 2023. — URL: <https://primhydromet.ru> (дата обращения: 01.07.2024).

18 СТО 59012820–29.240.30.003–2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132 с.

19 Савина, Н. В. Практикум по электрическим сетям : учебное пособие / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, В. Ю. Маркитан. — Благовещенск : АмГУ, 2014. — 254 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156469> (дата обращения: 12.04.2022).

20 Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : методические указания / Н. В. Савина. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 65 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156471> (дата обращения: 12.03.2022).

21 Савина, Н.В. Надежность систем электроэнергетики [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н.В. Савина – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-

та, 2011. – 268 с., 1898 Кб. - Режим доступа :
http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/3060.pdf

22 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.

23 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н. В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с. – Режим доступа :
http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7031.pdf

24 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод. указ. для самостоят. работы магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 36 с. – Режим доступа :
http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9632.pdf

25 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод. указ. к курсовому проектированию магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 46 с. – Режим доступа :
http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9633.pdf

26 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.\

27 Савина Н.В., Музыченко В.Е., Выбор оптимальной архитектуры построения цифровой гидравлической электрической станции [Электронный ресурс]: <https://elibrary.ru/item.asp?id=49355445>

28 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы. Введ. 2022-02-28. – Минэнерго России, 2022. – 257 с.

29 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на период 2024–2029 годов.

30 Схема нормального зимнего режима электрических соединений Приморских электрических сетей, зимний режим 2024 г.

31 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. – Режим доступа : <http://www.fskees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>

32 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. – Режим доступа : <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>

33 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> – 1.05.2025

34 Ушаков, В. Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для вузов В. Я. Ушаков. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 446 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-00649-0. — Текст : электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/451327> (дата обращения: 07.04.2025).

35 Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. [Электронный ресурс] : справ. — Электрон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2009. — 964 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72341>

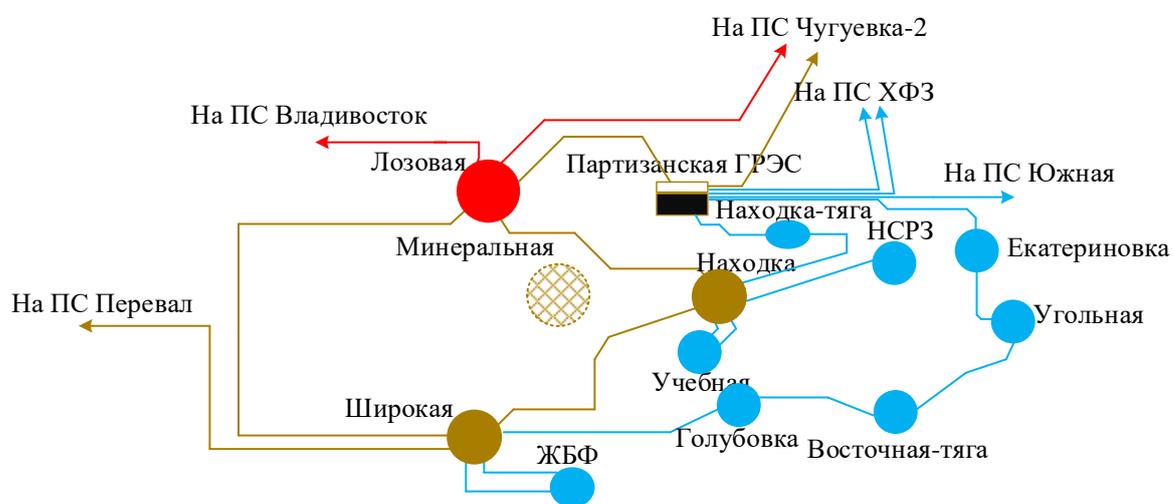
36 Электротехническое оборудование последнего поколения [Электронный ресурс] : учеб. пособие для магист. программы

"Электроэнергет. системы и сети" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева; АмГУ, Эн. ф. - 2-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 165 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9692.pdf

37 Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. – Введ. 2020-06-09. – Москва : Правительство Российской Федерации, 2020. – 93 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Граф рассматриваемого эквивалента сети



Приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Выбор вводных выключателей: $\alpha_t := 1$ $\alpha_t := 1.05$ $K_{уд220} := 1.72$ $K_{уд10} := 1.85$
 $I_{но220} := 4.4$
 $I_{но10} := 31.9$ $T_{а220} := 0.35$ $T_{а10} := 0.08$

$$i_{уд220} := \sqrt{2} \cdot K_{уд220} \cdot I_{но220} = 10.703$$

$$i_{уд10} := \sqrt{2} \cdot K_{уд10} \cdot I_{но10} = 83.46$$

$$I_{раб220} := \frac{\sqrt{46.7^2 + 18.7^2}}{2 \cdot (\sqrt{3} \cdot 220)} = 0.066$$

$$B_{крас220} := I_{но220}^2 (1.02 + T_{а220}) = 26.523$$

$$B_{крас10} := I_{но10}^2 (1.02 + T_{а10}) = 1.119 \times 10^3$$

$$I_{раб10.5} := \frac{\sqrt{46.7^2 + 18.7^2}}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 2} = 1.383$$

$$i_{вт220} := \sqrt{2} \cdot I_{но220} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{а220}}} = 6.047$$

$$i_{вт10} := \sqrt{2} \cdot I_{но10} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{а10}}} = 39.812$$

$$k_1 := 1.05 \quad k_2 := 0.74 \quad k_3 := 1$$

$$k_4 := 0.96 \quad k_5 := 0.9$$

Расчётное значение тока:

$$I_{дд1} := I_{раб220} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 = 0.044$$

$$I_{дп1} := I_{дд1} \cdot 1.17 = 0.052$$

Выбираем кабель АПВП2Г сечением 240 мм с длительно допустимым током 698 А.

*Сравнить варианты по дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО 5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + I$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K := (K_{вл} + K_{пс}) \cdot K_{инф}$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

$$C_{220} := 2330 \quad \text{тыс.руб/км}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Вариант №4.

$$K_{\text{вл1}} := C_{220} \cdot 37 = 86210$$

тыс.руб

$$K_{\text{инф}} := 12.1$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$l_{11} := 37 = 37$$

$$K_{\text{отз1}} := (70 \cdot 7 \cdot l_{11}) + 95 \cdot l_{11} = 2.164 \times 10^4$$

$$K_{\Sigma \text{вл1}} := (K_{\text{вл1}} + K_{\text{отз1}}) \cdot 1.4 \cdot K_{\text{инф}} = 1827063.7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{вл2}} := C_{220} \cdot 10 = 23300$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$l_{12} := 10 = 10$$

$$K_{\text{отз2}} := (70 \cdot 7 \cdot l_{12}) + 95 \cdot l_{12} = 5.85 \times 10^3$$

$$K_{\Sigma \text{вл2}} := (K_{\text{вл2}} + K_{\text{отз2}}) \cdot 1.4 \cdot K_{\text{инф}} = 493801 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ру}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{ку}}$$

$K_{\text{пост}}$ - постоянная часть затрат;

$K_{\text{ру}}$ - стоимость распределительных устройств;

$K_{\text{тр}}$ - стоимость трансформаторов;

$K_{\text{ку}}$ - стоимость компенсирующих устройств.

$$K_{\text{пост}} := 11000 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{отвзем}} := 59 \cdot 7 = 413 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру1}} := 17000 = 1.7 \times 10^4$$

$$K_{\text{ру2}} := 21000 = 2.1 \times 10^4$$

$$K_{\text{тр1035}} := 2800 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр10}} := 4100 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{тр6,3}} := 3600 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр16}} := 5900 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{ВЫК}} := 2000$$

$$K_{\text{тр25}} := 7100 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр40}} := 8600 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр1}} := (K_{\text{тр40}}) \cdot 2 = 1.72 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр2}} := (K_{\text{тр40}}) \cdot 2 = 1.72 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{круз1}} := K_{\text{ру1}} \cdot 2 + 2 \cdot K_{\text{ВЫК}} = 3.8 \times 10^4$$

$$K_{\text{круз2}} := K_{\text{ру1}} + K_{\text{ру2}} = 3.8 \times 10^4$$

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{пост}} \cdot 2 + K_{\text{круз1}} + K_{\text{тр1}} + K_{\text{отвзем}} \cdot 2 = 7.803 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс2}} := K_{\text{пост}} \cdot 2 + K_{\text{круз2}} + K_{\text{тр2}} + K_{\text{отвзем}} \cdot 2 = 7.803 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\Sigma \text{ПС}1} := K_{\text{ПС}1} \cdot 1.4 \cdot K_{\text{инф}} = 1.322 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{ПС}2} := K_{\text{ПС}2} \cdot 1.4 \cdot K_{\text{инф}} = 1.322 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

Вариант №4.

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{ВЛ}1} + K_{\Sigma \text{ПС}1}) = 3148824.14 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №7.

$$K_2 := (K_{\Sigma \text{ВЛ}2} + K_{\Sigma \text{ПС}2}) = 1.816 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := И_э + И_{\text{ам}} + И_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{э. \text{вл}} := 0.007 \quad \alpha_{э. \text{пс}} := 0.05$$

Вариант №4.

$$И_{э1} := \alpha_{э. \text{вл}} \cdot K_{\Sigma \text{ВЛ}1} + \alpha_{э. \text{пс}} \cdot K_{\Sigma \text{ПС}1} = 7.888 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №7.

$$И_{э2} := \alpha_{э. \text{вл}} \cdot K_{\Sigma \text{ВЛ}2} + \alpha_{э. \text{пс}} \cdot K_{\Sigma \text{ПС}2} = 6.954 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{сл.вл}} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{\text{сл.пс}} := 20 \quad \text{лет}$$

Вариант №4.

$$И_{\text{ам}1} := \frac{K_{\Sigma \text{ВЛ}1}}{T_{\text{сл.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{ПС}1}}{T_{\text{сл.пс}}} = 1.879 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №7.

$$И_{\text{ам}2} := \frac{K_{\Sigma \text{ВЛ}2}}{T_{\text{сл.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{ПС}2}}{T_{\text{сл.пс}}} = 9.901 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$И_{\Delta W} := \Delta W \cdot C_0$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta W := \Sigma W_{\text{вл}} + \Sigma W_{\text{тр}}$$

Потери в ВЛ:

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Вариант №4.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := 1000$$

Вариант №7.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := 1000$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр}} := 1450$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №4.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 2.45 \times 10^3$$

Вариант №7.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 2.45 \times 10^3$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 2.84 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Вариант №4.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) = 6958 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №7.

$$I_{\Delta W2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) = 6.958 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №4.

$$I_1 := I_{s1} + I_{\text{вл1}} + I_{\Delta W1} = 2.737 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №7.

$$I_2 := I_{s2} + I_{\text{вл2}} + I_{\Delta W2} = 1.755 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №4.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 588610.151 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №7.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 357066.86166667 \quad \text{тыс.руб}$$

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №7, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше по сравнению с вариантом №4.

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

*Для выбранного варианта рассчитать ЧДД, индекс доходности, внутреннюю норму доходности.

Для расчёта ЧДД необходимо рассчитать годовую прибыль, годовой налог на прибыль.

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 2 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 8760 \text{ ч}$$

$$S_{\text{ном1}} := 46700 \text{ кВт} \quad n := 2 \quad k_{\text{изном}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{\text{изном}} = 4.67 \times 10^4 \text{ кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 1$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 4.67 \times 10^4 \text{ кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 4.67 \times 10^4 \text{ кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 4.091 \times 10^8 \text{ кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 8.182 \times 10^5 \text{ тыс.руб} \quad T_3 = 2$$

Экономическая эффективность:

$$И := I_1 - I_{\text{ам1}} = 8.584 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 7.323 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 1.758 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД} := \sum \left[\frac{\Theta_t}{(1 + E_n)^t} \right]$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{c1} := 0.4 \cdot K_1 = 1.26 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{c2} := 0.6 \cdot K_1 = 1.889 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Theta_1 := -И - K_{c1} = -1.345 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Theta_1}{(1 + E_n)^1} = -1.246 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.1} := \text{ЧДД}_1 = -1.246 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Второй год:

$$\mathcal{Z}_2 = -H - K_{12} = -1.975 \times 10^6 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,2} = \frac{\mathcal{Z}_2}{(1 + E_k)^2} = -1.695 \times 10^6 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,1} = \mathcal{C}_{11,2} + \mathcal{C}_{11,1} = -2.899 \times 10^6 \quad \text{тыс. руб.}$$

Третий год:

$$\mathcal{Z}_3 = 0 - H - H = 5.566 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,3} = \frac{\mathcal{Z}_3}{(1 + E_k)^3} = 4.618 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,2} = \mathcal{C}_{11,3} + \mathcal{C}_{11,2} = -2.497 \times 10^6 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{Z} = \mathcal{Z}_3 = 5.566 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,4} = \frac{\mathcal{Z}}{(1 + E_k)^4} = 4.091 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,1} = \mathcal{C}_{11,2} + \mathcal{C}_{11,3} = -2.088 \times 10^6$$

$$\mathcal{C}_{11,5} = \frac{\mathcal{Z}}{(1 + E_k)^5} = 3.788 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,2} = \mathcal{C}_{11,3} + \mathcal{C}_{11,4} = -1.709 \times 10^6$$

$$\mathcal{C}_{11,6} = \frac{\mathcal{Z}}{(1 + E_k)^6} = 3.507 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,3} = \mathcal{C}_{11,4} + \mathcal{C}_{11,5} = -1.539 \times 10^6$$

$$\mathcal{C}_{11,7} = \frac{\mathcal{Z}}{(1 + E_k)^7} = 3.248 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,4} = \mathcal{C}_{11,5} + \mathcal{C}_{11,6} = -1.034 \times 10^6$$

$$\mathcal{C}_{11,8} = \frac{\mathcal{Z}}{(1 + E_k)^8} = 3.007 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,5} = \mathcal{C}_{11,6} + \mathcal{C}_{11,7} = -7.331 \times 10^5$$

$$\mathcal{C}_{11,9} = \frac{\mathcal{Z}}{(1 + E_k)^9} = 2.784 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,6} = \mathcal{C}_{11,7} + \mathcal{C}_{11,8} = -4.547 \times 10^5$$

$$\mathcal{C}_{11,10} = \frac{\mathcal{Z}}{(1 + E_k)^{10}} = 2.578 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,7} = \mathcal{C}_{11,8} + \mathcal{C}_{11,9} = -1.969 \times 10^5$$

$$\mathcal{C}_{11,11} = \frac{\mathcal{Z}}{(1 + E_k)^{11}} = 2.387 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,8} = \mathcal{C}_{11,9} + \mathcal{C}_{11,10} = 4.184 \times 10^4$$

$$\mathcal{C}_{11,12} = \frac{\mathcal{Z}}{(1 + E_k)^{12}} = 2.21 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,9} = \mathcal{C}_{11,10} + \mathcal{C}_{11,11} = 2.629 \times 10^5$$

$$\mathcal{C}_{11,13} = \frac{\mathcal{Z}}{(1 + E_k)^{13}} = 2.047 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,10} = \mathcal{C}_{11,11} + \mathcal{C}_{11,12} = 4.673 \times 10^5$$

$$\mathcal{C}_{11,14} = \frac{\mathcal{Z}}{(1 + E_k)^{14}} = 1.895 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,11} = \mathcal{C}_{11,12} + \mathcal{C}_{11,13} = 6.57 \times 10^5$$

$$\mathcal{C}_{11,15} = \frac{\mathcal{Z}}{(1 + E_k)^{15}} = 1.755 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,12} = \mathcal{C}_{11,13} + \mathcal{C}_{11,14} = 8.325 \times 10^5$$

$$\mathcal{C}_{11,16} = \frac{\mathcal{Z}}{(1 + E_k)^{16}} = 1.625 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,13} = \mathcal{C}_{11,14} + \mathcal{C}_{11,15} = 9.949 \times 10^5$$

$$\mathcal{C}_{11,17} = \frac{\mathcal{Z}}{(1 + E_k)^{17}} = 1.504 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,14} = \mathcal{C}_{11,15} + \mathcal{C}_{11,16} = 1.145 \times 10^6$$

$$\mathcal{C}_{11,18} = \frac{\mathcal{Z}}{(1 + E_k)^{18}} = 1.393 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,15} = \mathcal{C}_{11,16} + \mathcal{C}_{11,17} = 1.285 \times 10^6$$

$$\mathcal{C}_{11,19} = \frac{\mathcal{Z}}{(1 + E_k)^{19}} = 1.29 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,16} = \mathcal{C}_{11,17} + \mathcal{C}_{11,18} = 1.414 \times 10^6$$

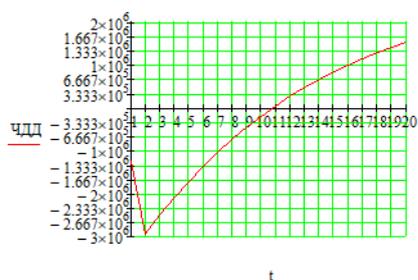
$$\mathcal{C}_{11,20} = \frac{\mathcal{Z}}{(1 + E_k)^{20}} = 1.194 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$\mathcal{C}_{11,17} = \mathcal{C}_{11,18} + \mathcal{C}_{11,19} = 1.533 \times 10^6$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$t := \begin{pmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix} \quad \text{ЧДД} := \begin{pmatrix} \text{ЧДД}_1 \\ \text{ЧДД}_2 \\ \text{ЧДД}_3 \\ \text{ЧДД}_4 \\ \text{ЧДД}_5 \\ \text{ЧДД}_6 \\ \text{ЧДД}_7 \\ \text{ЧДД}_8 \\ \text{ЧДД}_9 \\ \text{ЧДД}_{10} \\ \text{ЧДД}_{11} \\ \text{ЧДД}_{12} \\ \text{ЧДД}_{13} \\ \text{ЧДД}_{14} \\ \text{ЧДД}_{15} \\ \text{ЧДД}_{16} \\ \text{ЧДД}_{17} \\ \text{ЧДД}_{18} \\ \text{ЧДД}_{19} \\ \text{ЧДД}_{20} \end{pmatrix}$$



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 1.487$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

Простой срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Чистый доход:

$\text{ЧД}_1 := \Theta_1 = -1.345 \times 10^6$	тыс.руб	$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -1.345 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \Theta_2 = -1.975 \times 10^6$	тыс.руб	$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -3.32 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \Theta = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -2.764 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \Theta = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -2.207 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \Theta = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -1.651 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \Theta = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб		

Продолжение приложение Б.

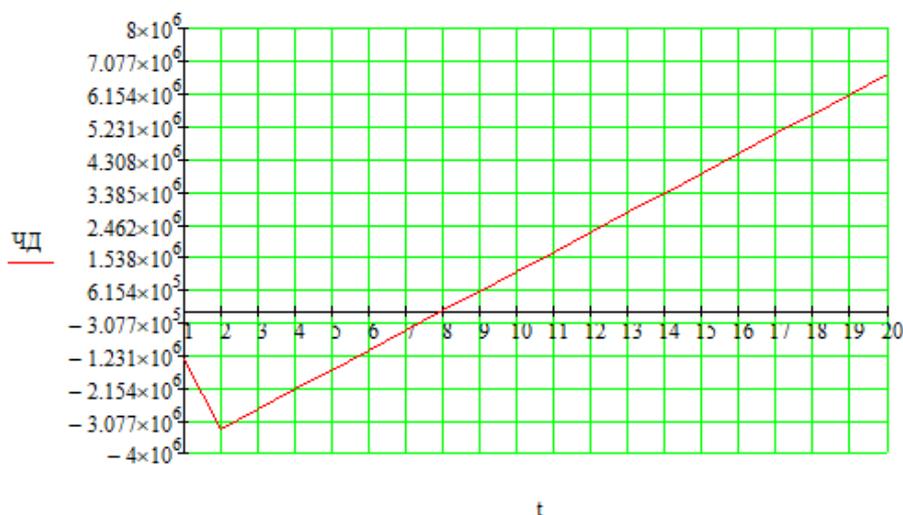
Расчёт в программе Mathcad

$ЧД_7 = Э = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_6 = ЧД_5 + ЧД_6 = -1.094 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_8 = Э = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_7 = ЧД_6 + ЧД_7 = -5.376 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_9 = Э = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_8 = ЧД_7 + ЧД_8 = 1.901 \times 10^4$	тыс.руб
$ЧД_{10} = Э = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_9 = ЧД_8 + ЧД_9 = 5.756 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{11} = Э = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{10} = ЧД_9 + ЧД_{10} = 1.132 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{12} = Э = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{11} = ЧД_{10} + ЧД_{11} = 1.689 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{13} = Э = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{12} = ЧД_{11} + ЧД_{12} = 2.245 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{14} = Э = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{13} = ЧД_{12} + ЧД_{13} = 2.802 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} = Э = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{14} = ЧД_{13} + ЧД_{14} = 3.359 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{16} = Э = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{15} = ЧД_{14} + ЧД_{15} = 3.915 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{17} = Э = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{16} = ЧД_{15} + ЧД_{16} = 4.472 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} = Э = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{17} = ЧД_{16} + ЧД_{17} = 5.028 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{19} = Э = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{18} = ЧД_{17} + ЧД_{18} = 5.585 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{20} = Э = 5.566 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{19} = ЧД_{18} + ЧД_{19} = 6.141 \times 10^6$	тыс.руб
		$ЧД_{20} = ЧД_{19} + ЧД_{20} = 6.698 \times 10^6$	тыс.руб

$ЧД_1$
$ЧД_2$
$ЧД_3$
$ЧД_4$
$ЧД_5$
$ЧД_6$
$ЧД_7$
$ЧД_8$
$ЧД_9$
$ЧД_{10}$
$ЧД_{11}$
$ЧД_{12}$
$ЧД_{13}$
$ЧД_{14}$
$ЧД_{15}$
$ЧД_{16}$
$ЧД_{17}$
$ЧД_{18}$
$ЧД_{19}$
$ЧД_{20}$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 8 лет.

Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Дисконтированный срок окупаемости составит 11 лет.

*Расчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\Xi_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\Xi_1}{K_1} \cdot 100 = -42.726 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Xi_2}{K_1} \cdot 100 = -62.726 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Xi_3}{K_1} \cdot 100 = 17.676 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 1889 миллионов руб. составит 11 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 1.487$). Рентабельность проекта составит 17,676 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ:

ТДН 40000/220/10

$S_{\text{НОМ}} := 40000$ кВА

$P_{\text{к}} := 880000$ Вт

$P_{\text{хх}} := 330000$ Вт

Нагрузки эквивалентного графика по участкам:

$S_1 := 9340$ кВА $S_5 := 42030$ кВА $S_9 := 28002$ кВА

$S_2 := 9340$ кВА $S_6 := 46700$ кВА $S_{10} := 23350$ кВА

$S_3 := 9340$ кВА $S_7 := 39695$ кВА $S_{11} := 18680$ кВА

$S_4 := 23350$ кВА $S_8 := 44365$ кВА $S_{12} := 18680$ кВА

$t := 2$ ч

3 ПРЕОБРАЗОВАНИЕ МНОГОСТУПЕНЧАТОГО ГРАФИКА
НАГРУЗКИ В ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ:

$$K_1 := \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t + S_2^2 \cdot t + S_3^2 \cdot t + S_4^2 \cdot t + S_9^2 \cdot t + S_{10}^2 \cdot t + S_{11}^2 \cdot t + S_{12}^2 \cdot t}{8 \cdot t}} = 0.471$$

Участок перегрузки:

$$K_2' := \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_5^2 \cdot t + S_6^2 \cdot t + S_7^2 \cdot t + S_8^2 \cdot t}{4 \cdot t}} = 1.082$$

$S_{\text{max}} := 46700$ кВА

$$K_{\text{max}} := \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} = 1.167$$

$$0.9 \cdot K_{\text{max}} = 1.051$$

Так как $0.9 \cdot K_{\text{max}} < K_2'$, то следует $K_2 = K_2'$

$$K_2 := K_2' = 1.082$$

Расчётная продолжительность перегрузки:

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$h := \frac{(K_2)^3}{(0.9 \cdot K_{\max})^2} = 1.147 \quad \text{ч}$$

Преобразованный двухступенчатый график представлен на рисунке 3.

РАСЧЁТ ТЕМПЕРАТУРЫ НАИБОЛЕЕ НАГРЕТОЙ ТОЧКИ И ОТНОСИТЕЛЬНОГО ИЗНОСА ИЗОЛЯЦИИ.

Постоянная времени нагрева трансформатора согласно ГОСТ:

$$T_{\text{ПН}} := 3 \quad \text{часа}$$

Определяется температура нагрева масла:

$v_{\text{М.НОМ}}$ -превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды при номинальных условиях

Для системы охлаждения М и Д:

$$v_{\text{М.НОМ}} := 55 \quad ^\circ\text{C}$$

$$x := 0.9$$

Отношение потерь короткого замыкания к потерям хх.:

$$d := \frac{P_{\text{К}}}{P_{\text{ХХ}}} = 2.667$$

$v_{\text{о.э}}$ - эквивалентная зимняя температура, принимаемая по справочным данным

Для Приморского края

$$\Theta_{\text{охл}} := -14 \quad ^\circ\text{C}$$

$$v_{\text{М.К1}} := v_{\text{М.НОМ}} \left(\frac{1 + d \cdot K_1^2}{1 + d} \right)^x = 25.935 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура масла не превышает предельно допустимые ($115 \text{ } ^\circ\text{C}$).

Определяется температура наиболее нагреток точки обмотки:

$v_{\text{ННТ.М.НОМ}}$ -суммарный перепад температуры между наиболее нагретой точкой изоляции и верхними слоями масла при номинальных условиях.

Для системы охлаждения М,Д:

$$v_{\text{ННТ.М.НОМ}} := 23 \quad ^\circ\text{C}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$y := 1.6$$

$$v_{\text{ННТ.М.К1}} := v_{\text{ННТ.М.НОМ}} \cdot K_1^y = 6.885 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки:

$$\Theta_{\text{ННТ.К1}} := \Theta_{\text{охл}} + v_{\text{М.К1}} + v_{\text{ННТ.М.К1}} = 18.82 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки в переходном тепловом режиме нагрева:

$$v_{\text{М.К2}} := v_{\text{М.НОМ}} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K_2^2}{1 + d} \right)^x = 61.102 \quad ^\circ\text{C}$$

$$v_{\text{М.Н}} := v_{\text{М.К1}} + (v_{\text{М.К2}} - v_{\text{М.К1}}) \cdot \left(1 - e^{\frac{-h}{T_{\text{ПН}}}} \right) = 37.109 \quad ^\circ\text{C}$$

$$v_{\text{ННТ.М.К2}} := v_{\text{ННТ.М.НОМ}} \cdot K_2^y = 26.087 \quad ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{\text{ННТ.Н}} := \Theta_{\text{охл}} + v_{\text{М.Н}} + v_{\text{ННТ.М.К2}} = 49.196 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки при загрузке установившейся нагрузке К2

$$\Theta_{\text{ННТ.К2}} := \Theta_{\text{охл}} + v_{\text{М.К2}} + v_{\text{ННТ.М.К2}} = 73.19 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмоток в начале нагрева:

$$v_{\text{М.Н.0}} := v_{\text{М.К1}} + (v_{\text{М.К2}} - v_{\text{М.К1}}) \cdot \left(1 - e^{\frac{0}{T_{\text{ПН}}}} \right) = 25.935 \quad ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{\text{ННТ.Н.0}} := \Theta_{\text{охл}} + v_{\text{М.Н.0}} + v_{\text{ННТ.М.К2}} = 38.022 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки в переходном тепловом режиме снижения температуры:

$$t_{\text{с}} := 24 - h - 12 = 10.853 \quad \text{ч}$$

$$v_{\text{М.Т}} := v_{\text{М.К1}} + (v_{\text{М.Н}} - v_{\text{М.К1}}) \cdot e^{\frac{-t}{T_{\text{ПН}}}} = 26.235 \quad ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{\text{ННТ.Т}} := \Theta_{\text{охл}} + v_{\text{М.Т}} + v_{\text{ННТ.М.К1}} = 19.12 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмоток в начале снижения температуры:

$$t_{\text{с}} := 0$$

$$v_{\text{М.Т.0}} := v_{\text{М.К1}} + (v_{\text{М.Н}} - v_{\text{М.К1}}) \cdot e^{\frac{-t}{T_{\text{ПН}}}} = 37.109 \quad ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{\text{ННТ.Т.0}} := \Theta_{\text{охл}} + v_{\text{М.Т.0}} + v_{\text{ННТ.М.К1}} = 29.994 \quad ^\circ\text{C}$$

Приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	...	Рей...	P_n	Q_n	P_r	Q_r	V_ад	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta	Te...
1		Нагр	2	Партизанская ГРЭС...	220		1			27,0	13,0					231,85	-0,01	
2		Нагр	3	ПаГРЭС Н1	220		1									230,86	-0,10	
3		Нагр	4	ПаГРЭС Н2	220		1									230,86	-0,10	
4		Нагр	5	ПаГРЭС СН1	110		1	39,0	10,0							115,41	-0,08	
5		Нагр	6	ПаГРЭС СН2	110		1	39,0	10,0							115,41	-0,08	
6		Нагр	7	ПаГРЭС НН1	11		1									10,85	-0,10	
7		Нагр	8	ПаГРЭС НН2	11		1									10,85	-0,10	
8		Нагр	9	ТГ-1	11		1	4,1	3,3							10,93	-0,29	
9		База	1	ПС 220 кВ Лизовия	220		1			117,0	91,8	235,0				235,00		
10		Ген-	11	ТГ-2	11		1	4,9	4,9	90,0	-36,2	10,2	-36,2	90,5		10,53	4,67	
11		Нагр	12	Находка 220 кВ	220		1									234,49	-0,14	
12		Нагр	13	Находка Н1	220		1									234,27	-0,23	
13		Нагр	14	Находка Н2	220		1									234,27	-0,23	
14		Нагр	15	Находка СН1	110		1	4,0	1,0							117,12	-0,22	
15		Нагр	16	Находка СН2	110		1	4,0	1,0							117,12	-0,22	
16		Нагр	17	Находка НН1	11		1	1,0	0,4							11,00	-0,36	
17		Нагр	18	Находка НН2	11		1	1,0	0,4							11,00	-0,36	
18		Нагр	19	Широкая 220 кВ	220		1	25,9	-21,8							233,64	-0,93	
19		Нагр	20	Широкая Н1	220		1									226,90	-3,20	
20		Нагр	21	Широкая Н2	220		1									226,90	-3,20	
21		Нагр	22	Широкая СН1	110		1	5,8	2,1							113,41	-3,18	
22		Нагр	23	Широкая СН2	110		1	9,8	2,9							113,41	-3,18	
23		Нагр	24	Широкая НН1	11		1	5,4	1,5							10,57	-4,74	
24		Нагр	25	Широкая НН2	11		1	8,8	2,7							10,57	-4,74	
25		Нагр	26	Находка/т	110		1	4,0	4,4							116,48	-0,22	
26		Нагр	27	НСРЗ	110		1	7,6	2,2							116,82	-0,37	
27		Нагр	28	Учебная	110		1	9,3	2,5							117,09	-0,24	
28		Нагр	29	Екатериновка 110...	110		1									112,81	-1,65	
29		Нагр	30	Екатериновка Н1	110		1									111,37	-4,07	
30		Нагр	31	Екатериновка Н2	110		1									111,37	-4,07	
31		Нагр	32	Екатериновка СН1	35		1	4,7	0,5							35,39	-4,06	
32		Нагр	33	Екатериновка СН2	35		1	3,5	1,3							35,39	-4,06	
33		Нагр	34	Екатериновка НН1	11		1	1,8	0,6							10,55	-4,53	
34		Нагр	35	Екатериновка НН2	11		1	2,1	0,6							10,55	-4,53	
35		Нагр	36	Угольная 110 кВ	110		1									110,31	-3,20	
36		Нагр	37	Угольная Н1	110		1									106,69	-6,22	
37		Нагр	38	Угольная Н2	110		1									106,69	-6,22	
38		Нагр	39	Угольная СН1	35		1	7,2	4,3							33,91	-6,20	
39		Нагр	40	Угольная СН2	35		1	8,1	5,2							33,91	-6,20	
40		Нагр	41	Угольная НН1	11		1	11,7	5,8							10,03	-7,34	
41		Нагр	42	Угольная НН2	11		1	8,4	4,2							10,03	-7,34	
42		Нагр	43	Восточная/т 110 кВ	110		1									110,36	-3,21	
43		Нагр	44	Восточная/т Н1	110		1									108,96	-3,67	
44		Нагр	45	Восточная/т Н2	110		1									108,96	-3,67	
45		Нагр	46	Восточная/т СН1	28		1	1,8	2,6							27,23	-3,65	
46		Нагр	47	Восточная/т СН2	28		1	1,8	2,6							27,23	-3,65	
47		Нагр	48	Восточная/т НН1	11		1									10,35	-3,67	
48		Нагр	49	Восточная/т НН2	11		1									10,35	-3,67	
49		Нагр	50	Голубовка 110 кВ	110		1									111,83	-3,30	
50		Нагр	51	Голубовка НН1	11		1	3,1	0,8							10,55	-4,52	
51		Нагр	52	Голубовка НН2	11		1	3,1	0,8							10,55	-4,52	

Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

	O	S	Тип	M_нач	N_кон	...	L...	Название	R	X	B	Kt/r	M_...	БД...	P_нач	Q_нач	No	I_max	I_загр.
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	3			Партизанская ГРЭС 2...	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-22	-42		119	
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5			ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС ...	0,48			0,500			-22	-41		117	
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	7			ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС ...	3,20	131,00		0,047							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			Партизанская ГРЭС 2...	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-22	-42		119	
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	6			ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС ...	0,48			0,500			-22	-41		117	
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	8			ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС ...	3,20	131,00		0,047							
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	5	6			ПаГРЭС СН1 - ПаГРЭС...							20	-35			
8	<input type="checkbox"/>		Выкл	7	8			ПаГРЭС НН1 - ПаГРЭС...											
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	9			ПаГРЭС СН1 - ТГ-1	0,37	12,30	46,9	0,095			-4	-4		29	
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	11			ПаГРЭС СН2 - ТГ-2	0,37	12,30	46,9	0,095			85	-50		491	
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	13			Находка 220 кВ - Нах...	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-16	-9		46	
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	15			Находка Н1 - Находка...	0,48			0,500			-15	-8		43	
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	17			Находка Н1 - Находка...	3,20	131,00		0,047			-1			3	
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	14			Находка 220 кВ - Нах...	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-16	-9		46	
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	16			Находка Н2 - Находка...	0,48			0,500			-15	-8		43	
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	18			Находка Н2 - Находка...	3,20	131,00		0,047			-1			3	
17	<input type="checkbox"/>		Выкл	15	16			Находка СН1 - Наход...							-1	4			
18	<input type="checkbox"/>		Выкл	17	18			Находка НН1 - Наход...											
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	20			Широкая 220 кВ - Ши...	1,40	104,00	6,0	1,000	9	1	-20	-16		63	
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	22			Широкая Н1 - Широ...	1,40			0,500			-13	-12		45	
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	24			Широкая Н1 - Широ...	2,80	195,60		0,047			-7	-2		19	
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	21			Широкая 220 кВ - Ши...	1,40	104,00	6,0	1,000	9	1	-20	-16		63	
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			Широкая Н2 - Широ...	1,40			0,500			-13	-12		45	
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	25			Широкая Н2 - Широ...	2,80	195,60		0,047			-7	-2		19	
25	<input type="checkbox"/>		Выкл	22	23			Широкая СН1 - Шир...							3	9			
26	<input type="checkbox"/>		Выкл	24	25			Широкая НН1 - Шир...							-2	-1			
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	30			Екатериновка 110 кВ ...	2,60	88,90	12,1	1,000	9	2	-6	-2		32	
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	32			Екатериновка Н1 - Е...	2,60			0,318			-4	-1		22	
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	34			Екатериновка Н1 - Е...	2,60	52,00		0,095			-2	-1		10	
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	31			Екатериновка 110 кВ ...	2,60	88,90	12,1	1,000	9	2	-6	-2		32	
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	33			Екатериновка Н2 - Е...	2,60			0,318			-4	-1		22	
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	35			Екатериновка Н2 - Е...	2,60	52,00		0,095			-2	-1		10	
33	<input type="checkbox"/>		Выкл	32	33			Екатериновка СН1 - Е...							1				
34	<input type="checkbox"/>		Выкл	34	35			Екатериновка НН1 - Е...											
35	<input type="checkbox"/>		Тр-р	36	37			Угольная 110 кВ - Уг...	0,80	35,50	18,2	1,000	9	2	-18	-12		111	
36	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	39			Угольная Н1 - Угольн...	0,80			0,318			-8	-5		49	
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	41			Угольная Н1 - Угольн...	0,80	22,30		0,095			-10	-5		61	
38	<input type="checkbox"/>		Тр-р	36	38			Угольная 110 кВ - Уг...	0,80	35,50	18,2	1,000	9	2	-18	-12		111	
39	<input type="checkbox"/>		Тр-р	38	40			Угольная Н2 - Уголь...	0,80			0,318			-8	-5		49	
40	<input type="checkbox"/>		Тр-р	38	42			Угольная Н2 - Уголь...	0,80	22,30		0,095			-10	-5		61	
41	<input type="checkbox"/>		Выкл	39	40			Угольная СН1 - Уголь...											
42	<input type="checkbox"/>		Выкл	41	42			Угольная НН1 - Уголь...							2	1			
43	<input type="checkbox"/>		Тр-р	43	44			Восточная/т 110 кВ - ...	1,50	57,00	17,0	1,000	9	2	-2	-3		18	
44	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	46			Восточная/т Н1 - Вос...	1,50			0,250			-2	-3		17	
45	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	48			Восточная/т Н1 - Вос...	1,50	33,00		0,095							
46	<input type="checkbox"/>		Тр-р	43	45			Восточная/т 110 кВ - ...	1,50	57,00	17,0	1,000	9	2	-2	-3		18	
47	<input type="checkbox"/>		Тр-р	45	47			Восточная/т Н2 - Вос...	1,50			0,250			-2	-3		17	
48	<input type="checkbox"/>		Тр-р	45	49			Восточная/т Н2 - Вос...	1,50	33,00		0,095							
49	<input type="checkbox"/>		Выкл	46	47			Восточная/т СН1 - Во...											
50	<input type="checkbox"/>		Выкл	48	49			Восточная/т НН1 - Во...											
51	<input type="checkbox"/>		Тр-р	50	51			Голубовка 110 кВ - Г...	4,38	86,70	8,5	0,095			-3	-1		17	
52	<input type="checkbox"/>		Тр-р	50	52			Голубовка 110 кВ - Г...	4,38	86,70	8,5	0,095			-3	-1		17	
53	<input type="checkbox"/>		Выкл	51	52			Голубовка НН1 - Голу...											
54	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			ПС 220 кВ Лозовая - ...	2,30	9,89	-60,7				-17	-69		183	26,5
55	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	12			ПС 220 кВ Лозовая - ...	1,10	4,73	-29,0				-33	-17		92	13,4
56	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	19			ПС 220 кВ Лозовая - ...	3,20	13,76	-84,5				-67	-6		166	24,1
57	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	26			ПаГРЭС СН1 - Находк...	9,27	16,34	-101,1				2	7		37	8,0
58	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	15			Находка/т - Находка ...	3,17	5,59	-34,6				6	10		59	12,5
59	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	27			Находка СН2 - НСРЭ	3,17	5,59	-34,6				-8	-2		39	11,8
60	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	28			Находка СН1 - Учебная	0,49	0,86	-5,3				-5	-1		24	5,1

Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

61	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	28		Находка СН2 - Учебная	0,49	0,86	-5,3				-5	-1		24	5,1
62	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	6	29		ПаГРЭС СН2 - Екатер...	3,36	8,61	-57,8				-48	-16		254	49,9
63	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	29	36		Екатериновка 110 кВ ...	4,32	11,07	-74,3				-35	-12		191	37,5
64	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	36	43		Угольная 110 кВ - Во...	0,16	0,41	-2,8				1	12		62	12,1
65	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	43	50		Восточная/г 110 кВ - ...	3,36	8,61	-57,8				4	17		94	18,5
66	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	22	50		Широкая СН1 - Голу...	3,04	7,79	-52,3				-11	-18		112	21,9

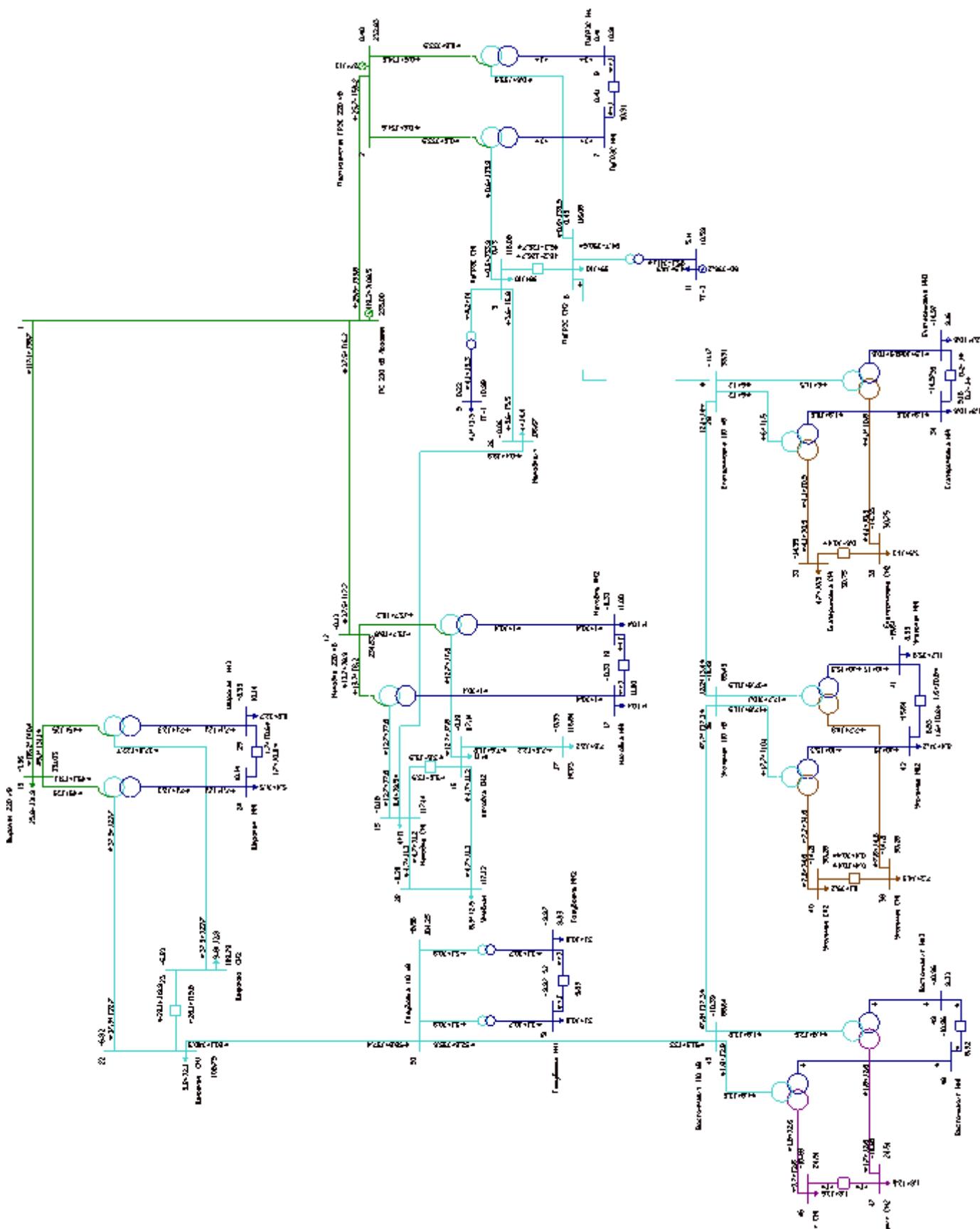
Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима (послеаварийный режим)

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	...	Рай...	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Te...
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Партизанская ГРЭ...	220		1			27,0	13,0					232,93	0,40	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПаГРЭС Н1	220		1									232,17	0,41	
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПаГРЭС Н2	220		1									232,17	0,41	-
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПаГРЭС СН1	110		1	39,0	10,0							116,08	0,43	
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПаГРЭС СН2	110		1	39,0	10,0							116,08	0,43	
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПаГРЭС НН1	11		1									10,91	0,41	
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПаГРЭС НН2	11		1									10,91	0,41	
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ТГ-1	11		1	4,1	3,3							10,99	0,22	
9	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС 220 кВ Лозовая	220		1			119,2	109,5	235,0				235,00		
10	<input type="checkbox"/>		Ген	11	ТГ-2	11		1	4,9	4,9	90,0	-36,2	10,2	-36,2	90,5		10,59	5,14	
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Находка 220 кВ	220		1									234,53	-0,12	
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Находка Н1	220		1									234,31	-0,19	
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Находка Н2	220		1									234,31	-0,19	
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Находка СН1	110		1	4,0	1,0							117,14	-0,18	
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Находка СН2	110		1	4,0	1,0							117,14	-0,18	
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Находка НН1	11		1	1,0	0,4							11,00	-0,32	
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Находка НН2	11		1	1,0	0,4							11,00	-0,32	
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Широкая 220 кВ	220		1	25,9	-21,8							231,03	-1,56	
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Широкая Н1	220		1									217,82	-6,86	
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Широкая Н2	220		1									217,82	-6,86	
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Широкая СН1	110		1	5,8	2,1							108,79	-6,82	
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Широкая СН2	110		1	9,8	2,9							108,79	-6,82	
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Широкая НН1	11		1	5,4	1,5							10,14	-8,53	
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Широкая НН2	11		1	8,8	2,7							10,14	-8,53	
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Находка/т	110		1	4,0	4,4							116,67	-0,06	
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	НСРЭ	110		1	7,6	2,2							116,84	-0,33	
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	Учебная	110		1	9,3	2,5							117,12	-0,20	
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	Екатериновка 110...	110		1									98,51	-11,17	
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Екатериновка Н1	110		1									96,82	-14,36	
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	Екатериновка Н2	110		1									96,82	-14,36	
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Екатериновка СН1	35		1	4,7	0,5							30,75	-14,35	
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	Екатериновка СН2	35		1	3,5	1,3							30,75	-14,35	
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	Екатериновка НН1	11		1	1,8	0,6							9,16	-14,97	
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	Екатериновка НН2	11		1	2,1	0,6							9,16	-14,97	
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	Угольная 110 кВ	110		1									99,45	-10,48	
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	Угольная Н1	110		1									95,33	-14,23	
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	Угольная Н2	110		1									95,33	-14,23	
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	Угольная СН1	35		1	7,2	4,3							30,29	-14,21	
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Угольная СН2	35		1	8,1	5,2							30,29	-14,21	
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	Угольная НН1	11		1	11,7	5,8							8,93	-15,64	
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	Угольная НН2	11		1	8,4	4,2							8,93	-15,64	
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	Восточная/т 110 кВ	110		1									99,64	-10,39	
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	Восточная/т Н1	110		1									98,08	-10,96	
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	Восточная/т Н2	110		1									98,08	-10,96	
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	Восточная/т СН1	28		1	1,8	2,6							24,51	-10,93	
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	47	Восточная/т СН2	28		1	1,8	2,6							24,51	-10,93	
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	48	Восточная/т НН1	11		1									9,32	-10,96	
48	<input type="checkbox"/>		Нагр	49	Восточная/т НН2	11		1									9,32	-10,96	
49	<input type="checkbox"/>		Нагр	50	Голубовка 110 кВ	110		1									104,25	-8,56	
50	<input type="checkbox"/>		Нагр	51	Голубовка НН1	11		1	3,1	0,8							9,83	-9,97	
51	<input type="checkbox"/>		Нагр	52	Голубовка НН2	11		1	3,1	0,8							9,83	-9,97	

Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима (послеаварийный режим)



Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима (послеаварийный режим)

№	В	Тип	N_нач	N_кон	...	И...	Название	R	X	В	Кг/г	N_...	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I авр
1	<input type="checkbox"/>	Тр-р	2	3			Партизанская ГРЭС 2...	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-1	-35	86		
2	<input type="checkbox"/>	Тр-р	3	5			ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС ...	0,48			0,500			-1	-34	84		
3	<input type="checkbox"/>	Тр-р	3	7			ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС ...	3,20	131,00		0,047							
4	<input type="checkbox"/>	Тр-р	2	4			Партизанская ГРЭС 2...	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-1	-35	86		
5	<input type="checkbox"/>	Тр-р	4	6			ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС ...	0,48			0,500			-1	-34	84		
6	<input type="checkbox"/>	Тр-р	4	8			ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС ...	3,20	131,00		0,047							
7	<input type="checkbox"/>	Выкл	5	6			ПаГРЭС СН1 - ПаГРЭ...							46	-27			
8	<input type="checkbox"/>	Выкл	7	8			ПаГРЭС НН1 - ПаГРЭ...											
9	<input type="checkbox"/>	Тр-р	5	9			ПаГРЭС СН1 - ТГ-1	0,37	12,30	46,9	0,095			-4	-4	29		
10	<input type="checkbox"/>	Тр-р	6	11			ПаГРЭС СН2 - ТГ-2	0,37	12,30	46,9	0,095			85	-51	491		
11	<input type="checkbox"/>	Тр-р	12	13			Находка 220 кВ - Нах...	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-14	-9	40		
12	<input type="checkbox"/>	Тр-р	13	15			Находка Н1 - Находка...	0,48			0,500			-13	-8	37		
13	<input type="checkbox"/>	Тр-р	13	17			Находка Н1 - Находка...	3,20	131,00		0,047			-1		3		
14	<input type="checkbox"/>	Тр-р	12	14			Находка 220 кВ - Нах...	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-14	-9	40		
15	<input type="checkbox"/>	Тр-р	14	16			Находка Н2 - Находка...	0,48			0,500			-13	-8	37		
16	<input type="checkbox"/>	Тр-р	14	18			Находка Н2 - Находка...	3,20	131,00		0,047			-1		3		
17	<input type="checkbox"/>	Выкл	15	16			Находка СН1 - Наход...							-4	4			
18	<input type="checkbox"/>	Выкл	17	18			Находка НН1 - Наход...											
19	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	20			Широкая 220 кВ - Ши...	1,40	104,00	6,0	1,000	9	1	-45	-31	137		
20	<input type="checkbox"/>	Тр-р	20	22			Широкая Н1 - Широ...	1,40			0,500			-38	-23	117		
21	<input type="checkbox"/>	Тр-р	20	24			Широкая Н1 - Широ...	2,80	195,60		0,047			-7	-2	20		
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	21			Широкая 220 кВ - Ши...	1,40	104,00	6,0	1,000	9	1	-45	-31	137		
23	<input type="checkbox"/>	Тр-р	21	23			Широкая Н2 - Широ...	1,40			0,500			-38	-23	117		
24	<input type="checkbox"/>	Тр-р	21	25			Широкая Н2 - Широ...	2,80	195,60		0,047			-7	-2	20		
25	<input type="checkbox"/>	Выкл	22	23			Широкая СН1 - Шир...							28	20			
26	<input type="checkbox"/>	Выкл	24	25			Широкая НН1 - Шир...							-2	-1			
27	<input type="checkbox"/>	Тр-р	29	30			Екатериновка 110 кВ ...	2,60	88,90	12,1	1,000	9	2	-6	-2	37		
28	<input type="checkbox"/>	Тр-р	30	32			Екатериновка Н1 - Е...	2,60			0,318			-4	-1	25		
29	<input type="checkbox"/>	Тр-р	30	34			Екатериновка Н1 - Е...	2,60	52,00		0,095			-2	-1	12		
30	<input type="checkbox"/>	Тр-р	29	31			Екатериновка 110 кВ ...	2,60	88,90	12,1	1,000	9	2	-6	-2	37		
31	<input type="checkbox"/>	Тр-р	31	33			Екатериновка Н2 - Е...	2,60			0,318			-4	-1	25		
32	<input type="checkbox"/>	Тр-р	31	35			Екатериновка Н2 - Е...	2,60	52,00		0,095			-2	-1	12		
33	<input type="checkbox"/>	Выкл	32	33			Екатериновка СН1 - Е...							1				
34	<input type="checkbox"/>	Выкл	34	35			Екатериновка НН1 - Е...											
35	<input type="checkbox"/>	Тр-р	36	37			Угольная 110 кВ - Уг...	0,80	35,50	18,2	1,000	9	2	-18	-12	124		
36	<input type="checkbox"/>	Тр-р	37	39			Угольная Н1 - Угольн...	0,80			0,318			-8	-5	55		
37	<input type="checkbox"/>	Тр-р	37	41			Угольная Н1 - Угольн...	0,80	22,30		0,095			-10	-5	69		
38	<input type="checkbox"/>	Тр-р	36	38			Угольная 110 кВ - Уг...	0,80	35,50	18,2	1,000	9	2	-18	-12	124		
39	<input type="checkbox"/>	Тр-р	38	40			Угольная Н2 - Уголь...	0,80			0,318			-8	-5	55		
40	<input type="checkbox"/>	Тр-р	38	42			Угольная Н2 - Уголь...	0,80	22,30		0,095			-10	-5	69		
41	<input type="checkbox"/>	Выкл	39	40			Угольная СН1 - Уголь...											
42	<input type="checkbox"/>	Выкл	41	42			Угольная НН1 - Уголь...							2	1			
43	<input type="checkbox"/>	Тр-р	43	44			Восточная/т 110 кВ - ...	1,50	57,00	17,0	1,000	9	2	-2	-3	19		
44	<input type="checkbox"/>	Тр-р	44	46			Восточная/т Н1 - Вос...	1,50			0,250			-2	-3	19		
45	<input type="checkbox"/>	Тр-р	44	48			Восточная/т Н1 - Вос...	1,50	33,00		0,095							
46	<input type="checkbox"/>	Тр-р	43	45			Восточная/т 110 кВ - ...	1,50	57,00	17,0	1,000	9	2	-2	-3	19		
47	<input type="checkbox"/>	Тр-р	45	47			Восточная/т Н2 - Вос...	1,50			0,250			-2	-3	19		
48	<input type="checkbox"/>	Тр-р	45	49			Восточная/т Н2 - Вос...	1,50	33,00		0,095							
49	<input type="checkbox"/>	Выкл	46	47			Восточная/т СН1 - Во...											
50	<input type="checkbox"/>	Выкл	48	49			Восточная/т НН1 - Во...											
51	<input type="checkbox"/>	Тр-р	50	51			Голубовка 110 кВ - Г...	4,38	86,70	8,5	0,095			-3	-1	18		
52	<input type="checkbox"/>	Тр-р	50	52			Голубовка 110 кВ - Г...	4,38	86,70	8,5	0,095			-3	-1	18		
53	<input type="checkbox"/>	Выкл	51	52			Голубовка НН1 - Голу...											
54	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	2			ПС 220 кВ Лозовая - ...	2,30	9,89	-60,7				25	-54	153	22,3	
55	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	12			ПС 220 кВ Лозовая - ...	1,10	4,73	-29,0				-28	-16	81	11,7	
56	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	19			ПС 220 кВ Лозовая - ...	3,20	13,70	-84,5				-117	-40	307	44,5	
57	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	5	26			ПаГРЭС СН1 - Наход...	9,27	16,34	-102,1				-4	7	39	8,2	
58	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	26	15			Находка/т - Находка ...	3,17	5,59	-34,6				10	49	10,5		
59	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	27			Находка СН2 - НСРЭ	3,17	5,59	-34,6				-8	-2	39	11,8	
60	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	28			Находка СН1 - Угленя	0,49	0,86	-5,3				-9	-1	24	5,1	

Приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	...	Рей...	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Партизанская ГРЭ...	220		1			27,0	13,0					231,85	-0,01	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПаГРЭС Н1	220		1									230,86	-0,10	
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПаГРЭС Н2	220		1									230,86	-0,10	
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПаГРЭС СН1	110		1	39,0	10,0							115,41	-0,08	
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПаГРЭС СН2	110		1	39,0	10,0							115,41	-0,08	
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПаГРЭС НН1	11		1									10,85	-0,10	
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПаГРЭС НН2	11		1									10,85	-0,10	
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ТГ-1	11		1	4,1	3,3							10,93	-0,29	
9	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС 220 кВ Лозовая	220		1			164,3	108,1	235,0				235,00		
10	<input type="checkbox"/>		Ген-	11	ТГ-2	11		1	4,9	4,9	90,0	-36,2	10,2	-36,2	90,5		10,53	4,67	
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Находка 220 кВ	220		1									234,49	-0,14	
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Находка Н1	220		1									234,26	-0,22	
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Находка Н2	220		1									234,26	-0,22	
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Находка СН1	110		1	4,0	1,0							117,11	-0,22	
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Находка СН2	110		1	4,0	1,0							117,11	-0,22	
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Находка НН1	11		1	1,0	0,4							11,00	-0,36	
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Находка НН2	11		1	1,0	0,4							11,00	-0,36	
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Широкая 220 кВ	220		1	25,9	-21,8							233,64	-0,93	
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Широкая Н1	220		1									226,90	-3,20	
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Широкая Н2	220		1									226,90	-3,20	
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Широкая СН1	110		1	5,8	2,1							113,41	-3,18	
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Широкая СН2	110		1	9,8	2,9							113,41	-3,18	
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Широкая НН1	11		1	5,4	1,5							10,57	-4,74	
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Широкая НН2	11		1	8,8	2,7							10,57	-4,74	
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Находка/т	110		1	4,0	4,4							116,47	-0,22	
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	НСРЗ	110		1	7,6	2,2							117,08	-0,27	
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	Учебная	110		1	9,3	2,5							117,08	-0,24	
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	Екатериновка 110...	110		1									112,81	-1,65	
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Екатериновка Н1	110		1									111,37	-4,07	
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	Екатериновка Н2	110		1									111,37	-4,07	
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Екатериновка СН1	35		1	4,7	0,5							35,39	+4,06	
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	Екатериновка СН2	35		1	3,5	1,3							35,39	-4,06	
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	Екатериновка НН1	11		1	1,8	0,6							10,55	-4,53	
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	Екатериновка НН2	11		1	2,1	0,6							10,55	-4,53	
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	Угольная 110 кВ	110		1									110,31	-3,20	
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	Угольная Н1	110		1									106,69	-6,22	
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	Угольная Н2	110		1									106,69	-6,22	
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	Угольная СН1	35		1	7,2	4,3							33,91	-6,20	
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Угольная СН2	35		1	8,1	5,2							33,91	-6,20	
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	Угольная НН1	11		1	11,7	5,8							10,03	-7,34	
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	Угольная НН2	11		1	8,4	4,2							10,03	-7,34	
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	Восточная/т 110 кВ	110		1									110,36	-3,21	
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	Восточная/т Н1	110		1									108,96	-3,67	
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	Восточная/т Н2	110		1									108,96	-3,67	
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	Восточная/т СН1	28		1	1,8	2,6							27,23	-3,65	
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	47	Восточная/т СН2	28		1	1,8	2,6							27,23	-3,65	
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	48	Восточная/т НН1	11		1									10,35	-3,67	
48	<input type="checkbox"/>		Нагр	49	Восточная/т НН2	11		1									10,35	-3,67	
49	<input type="checkbox"/>		Нагр	50	Голубовка 110 кВ	110		1									111,83	-3,30	
50	<input type="checkbox"/>		Нагр	51	Голубовка НН1	11		1	3,1	0,8							10,55	-4,52	
51	<input type="checkbox"/>		Нагр	52	Голубовка НН2	11		1	3,1	0,8							10,55	-4,52	
52	<input type="checkbox"/>		Нагр	53	Минеральная ВН	220		1									234,44	-0,18	
53	<input type="checkbox"/>		Нагр	54	Минеральная НН1	11		1	23,4	9,4							10,71	-1,11	
54	<input type="checkbox"/>		Нагр	55	Минеральная НН2	11		1	23,4	9,4							10,71	-1,11	

Приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

	0	5	Тип	N_нач	N_кон	...	L...	Название	R	X	B	Kt/r	N_...	БД...	P_нач	Q_нач	Na	Tmax	Загр.
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	3			Партизанская ГРЭС 2...	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-22	-42	119		
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5			ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС ...	0,48			0,500			-22	-41	117		
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	7			ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС ...	3,20	131,00		0,047							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			Партизанская ГРЭС 2...	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-22	-42	119		
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	6			ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС ...	0,48			0,500			-22	-41	117		
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	8			ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС ...	3,20	131,00		0,047							
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	5	6			ПаГРЭС СН1 - ПаГРЭС...							20	-35			
8	<input type="checkbox"/>		Выкл	7	8			ПаГРЭС НН1 - ПаГРЭС...											
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	9			ПаГРЭС СН1 - ТГ-1	0,37	12,30	46,9	0,095			-4	-4	29		
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	11			ПаГРЭС СН2 - ТГ-2	0,37	12,30	46,9	0,095			85	-50	491		
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	13			Находка 220 кВ - Нах...	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-16	-9	46		
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	15			Находка Н1 - Находка...	0,48			0,500			-15	-8	43		
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	17			Находка Н1 - Находка...	3,20	131,00		0,047			-1		3		
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	14			Находка 220 кВ - Нах...	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-16	-9	46		
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	16			Находка Н2 - Находка...	0,48			0,500			-15	-8	43		
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	18			Находка Н2 - Находка...	3,20	131,00		0,047			-1		3		
17	<input type="checkbox"/>		Выкл	15	16			Находка СН1 - Наход...							-1	4			
18	<input type="checkbox"/>		Выкл	17	18			Находка НН1 - Наход...											
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	20			Широкая 220 кВ - Ши...	1,40	104,00	6,0	1,000	9	1	-20	-16	63		
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	22			Широкая Н1 - Широ...	1,40			0,500			-13	-12	45		
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	24			Широкая Н1 - Широ...	2,80	195,60		0,047			-7	-2	19		
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	21			Широкая 220 кВ - Ши...	1,40	104,00	6,0	1,000	9	1	-20	-16	63		
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			Широкая Н2 - Широ...	1,40			0,500			-13	-12	45		
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	25			Широкая Н2 - Широ...	2,80	195,60		0,047			-7	-2	19		
25	<input type="checkbox"/>		Выкл	22	23			Широкая СН1 - Шир...							3	9			
26	<input type="checkbox"/>		Выкл	24	25			Широкая НН1 - Шир...							-2	-1			
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	30			Екатериновка 110 кВ ...	2,60	88,90	12,1	1,000	9	2	-6	-2	32		
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	32			Екатериновка Н1 - Е...	2,60			0,318			-4	-1	22		
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	34			Екатериновка Н1 - Е...	2,60	52,00		0,095			-2	-1	10		
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	31			Екатериновка 110 кВ ...	2,60	88,90	12,1	1,000	9	2	-6	-2	32		
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	33			Екатериновка Н2 - Е...	2,60			0,318			-4	-1	22		
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	35			Екатериновка Н2 - Е...	2,60	52,00		0,095			-2	-1	10		
33	<input type="checkbox"/>		Выкл	32	33			Екатериновка СН1 - Е...							1				
34	<input type="checkbox"/>		Выкл	34	35			Екатериновка НН1 - Е...											
35	<input type="checkbox"/>		Тр-р	36	37			Угольная 110 кВ - Уг...	0,80	35,50	18,2	1,000	9	2	-18	-12	111		
36	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	39			Угольная Н1 - Уголь...	0,80			0,318			-8	-5	49		
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	41			Угольная Н1 - Уголь...	0,80	22,30		0,095			-10	-5	61		
38	<input type="checkbox"/>		Тр-р	36	38			Угольная 110 кВ - Уг...	0,80	35,50	18,2	1,000	9	2	-18	-12	111		
39	<input type="checkbox"/>		Тр-р	38	40			Угольная Н2 - Уголь...	0,80			0,318			-8	-5	49		
40	<input type="checkbox"/>		Тр-р	38	42			Угольная Н2 - Уголь...	0,80	22,30		0,095			-10	-5	61		
41	<input type="checkbox"/>		Выкл	39	40			Угольная СН1 - Уголь...											
42	<input type="checkbox"/>		Выкл	41	42			Угольная НН1 - Уголь...							2	1			
43	<input type="checkbox"/>		Тр-р	43	44			Восточная/т 110 кВ - ...	1,50	57,00	17,0	1,000	9	2	-2	-3	18		
44	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	46			Восточная/т Н1 - Вос...	1,50			0,250			-2	-3	17		
45	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	48			Восточная/т Н1 - Вос...	1,50	33,00		0,095							
46	<input type="checkbox"/>		Тр-р	43	45			Восточная/т 110 кВ - ...	1,50	57,00	17,0	1,000	9	2	-2	-3	18		
47	<input type="checkbox"/>		Тр-р	45	47			Восточная/т Н2 - Вос...	1,50			0,250			-2	-3	17		
48	<input type="checkbox"/>		Тр-р	45	49			Восточная/т Н2 - Вос...	1,50	33,00		0,095							
49	<input type="checkbox"/>		Выкл	46	47			Восточная/т СН1 - Во...											
50	<input type="checkbox"/>		Выкл	48	49			Восточная/т НН1 - Во...											
51	<input type="checkbox"/>		Тр-р	50	51			Голубовка 110 кВ - Г...	4,38	86,70	8,5	0,095			-3	-1	17		
52	<input type="checkbox"/>		Тр-р	50	52			Голубовка 110 кВ - Г...	4,38	86,70	8,5	0,095			-3	-1	17		
53	<input type="checkbox"/>		Выкл	51	52			Голубовка НН1 - Голу...											
54	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			ПС 220 кВ Лозовая - ...	2,30	9,89	-60,7				-17	-69	183	26,6	
55	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	12			ПС 220 кВ Лозовая - ...	1,10	4,73	-29,0				-33	-17	93	13,5	
56	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	19			ПС 220 кВ Лозовая - ...	3,20	13,76	-84,5				-67	-6	166	24,1	
57	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	26			ПаГРЭС СН1 - Находк...	9,27	16,34	-101,1				2	7	37	7,9	
58	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	15			Находка/т - Находка ...	3,17	5,59	-34,6				6	10	59	12,5	
59	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	27			Находка СН2 - НСР3	1,65						-8	-2	39	11,8	

Приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

60	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	28	Находка СН1 - Учебная	0,49	0,86	-5,3				-5	-1	24	5,1
61	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	28	Находка СН2 - Учебная	0,49	0,86	-5,3				-5	-1	24	5,1
62	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	6	29	ПагРЭС СН2 - Екатеринбург 110 кВ	3,36	8,61	-57,8				-48	-16	254	49,9
63	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	29	36	Екатеринбург 110 кВ - Угольная 110 кВ	4,32	11,07	-74,3				-35	-12	191	37,5
64	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	36	43	Угольная 110 кВ - Восточная/т 110 кВ	0,16	0,41	-2,8				1	12	62	12,1
65	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	43	50	Восточная/т 110 кВ - Голубовка 110 кВ	3,36	8,61	-57,8				4	17	94	18,5
66	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	22	50	Широкая СН1 - Голубовка 110 кВ	3,04	7,79	-52,3				-11	-18	132	21,9
67	<input type="checkbox"/>	Тр-р	53	54	Минеральная ВН - Минеральная НН1	1,46	38,40	17,7	0,046	11	3	-24	-11	64	
68	<input type="checkbox"/>	Тр-р	53	55	Минеральная ВН - Минеральная НН2	1,46	38,40	17,7	0,046	11	3	-24	-11	64	
69	<input type="checkbox"/>	Выл	54	55	Минеральная НН1 - Минеральная НН2										
70	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	53	ПС 220 кВ Лозовая - Минеральная ВН	2,28	8,27	-53,2				-24	-8	64	17,8
71	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	53	ПС 220 кВ Лозовая - Минеральная ВН	2,28	8,27	-53,2				-24	-8	64	17,8

Приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4 (послеаварийный режим)

	O	S	Тип	Номер	Название	Ц_ном	...	Рай...	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Партизанская ГРЭС...	220		1			27,0	13,0					231,85	-0,01	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПаГРЭС Н1	220		1									230,86	-0,10	
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПаГРЭС Н2	220		1									230,86	-0,10	
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПаГРЭС СН1	110		1	39,0	10,0							115,41	-0,08	
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПаГРЭС СН2	110		1	39,0	10,0							115,41	-0,08	
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПаГРЭС НН1	11		1									10,85	-0,10	
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПаГРЭС НН2	11		1									10,85	-0,10	
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ТГ-1	11		1	4,1	3,3							10,93	-0,29	
9	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС 220 кВ Лозовая	220		1			164,3	111,3	235,0				235,00		
10	<input type="checkbox"/>		Ген	11	ТГ-2	11		1	4,9	4,9	90,0	-36,2	10,2	-36,2	90,5		10,53	4,67	
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Находка 220 кВ	220		1									234,49	-0,14	
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Находка Н1	220		1									234,26	-0,22	
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Находка Н2	220		1									234,26	-0,22	
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Находка СН1	110		1	4,0	1,0							117,11	-0,22	
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Находка СН2	110		1	4,0	1,0							117,11	-0,22	
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Находка НН1	11		1	1,0	0,4							11,00	-0,36	
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Находка НН2	11		1	1,0	0,4							11,00	-0,36	
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Широкая 220 кВ	220		1	25,9	-21,8							233,64	-0,93	
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Широкая Н1	220		1									226,90	-3,20	
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Широкая Н2	220		1									226,90	-3,20	
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Широкая СН1	110		1	5,8	2,1							113,41	-3,18	
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Широкая СН2	110		1	9,8	2,9							113,41	-3,18	
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Широкая НН1	11		1	5,4	1,5							10,57	-4,74	
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Широкая НН2	11		1	8,8	2,7							10,57	-4,74	
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Находка/т	110		1	4,0	4,4							116,47	-0,22	
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	НСР3	110		1	7,6	2,2							117,08	-0,27	
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	Учебная	110		1	9,3	2,5							117,08	-0,24	
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	Екатериновка 110...	110		1									112,81	-1,65	
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Екатериновка Н1	110		1									111,37	-4,07	
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	Екатериновка Н2	110		1									111,37	-4,07	
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Екатериновка СН1	35		1	4,7	0,5							35,39	-4,06	
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	Екатериновка СН2	35		1	3,5	1,3							35,39	-4,06	
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	Екатериновка НН1	11		1	1,8	0,6							10,55	-4,53	
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	Екатериновка НН2	11		1	2,1	0,6							10,55	-4,53	
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	Угольная 110 кВ	110		1									110,31	-3,20	
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	Угольная Н1	110		1									106,69	-6,22	
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	Угольная Н2	110		1									106,69	-6,22	
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	Угольная СН1	35		1	7,2	4,3							33,91	-6,20	
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Угольная СН2	35		1	8,1	5,2							33,91	-6,20	
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	Угольная НН1	11		1	11,7	5,8							10,03	-7,34	
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	Угольная НН2	11		1	8,4	4,2							10,03	-7,34	
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	Восточная/т 110 кВ	110		1									110,36	-3,21	
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	Восточная/т Н1	110		1									108,96	-3,67	
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	Восточная/т Н2	110		1									108,96	-3,67	
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	Восточная/т СН1	28		1	1,8	2,6							27,23	-3,65	
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	47	Восточная/т СН2	28		1	1,8	2,6							27,23	-3,65	
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	48	Восточная/т НН1	11		1									10,35	-3,67	
48	<input type="checkbox"/>		Нагр	49	Восточная/т НН2	11		1									10,35	-3,67	
49	<input type="checkbox"/>		Нагр	50	Голубовка 110 кВ	110		1									111,83	-3,30	
50	<input type="checkbox"/>		Нагр	51	Голубовка НН1	11		1	3,1	0,8							10,55	-4,52	
51	<input type="checkbox"/>		Нагр	52	Голубовка НН2	11		1	3,1	0,8							10,55	-4,52	
52	<input type="checkbox"/>		Нагр	53	Минеральная ВН	220		1									233,83	-0,36	
53	<input type="checkbox"/>		Нагр	54	Минеральная НН1	11		1	23,4	9,4							10,68	-1,29	
54	<input type="checkbox"/>		Нагр	55	Минеральная НН2	11		1	23,4	9,4							10,68	-1,29	

Приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4 (послеаварийный режим)

№	С	Тип	N _{нач}	N _{кон}	...	И...	Название	R	X	Y	K/Г	N _{...}	БД...	P _{нач}	Q _{кон}	N _в	I max	I загр.
1	<input type="checkbox"/>	Тр-р	2	3			Партизанская ГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н1	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-22	-42		119	
2	<input type="checkbox"/>	Тр-р	3	5			ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС СН1	0,48			0,500			-22	-41		117	
3	<input type="checkbox"/>	Тр-р	3	7			ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС НН1	3,20	131,00		0,047							
4	<input type="checkbox"/>	Тр-р	2	4			Партизанская ГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н2	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-22	-42		119	
5	<input type="checkbox"/>	Тр-р	4	6			ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС СН2	0,48			0,500			-22	-41		117	
6	<input type="checkbox"/>	Тр-р	4	8			ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС НН2	3,20	131,00		0,047							
7	<input type="checkbox"/>	Выкл	5	6			ПаГРЭС СН1 - ПаГРЭС СН2							20	-35			
8	<input type="checkbox"/>	Выкл	7	8			ПаГРЭС НН1 - ПаГРЭС НН2											
9	<input type="checkbox"/>	Тр-р	5	9			ПаГРЭС СН1 - ТГ-1	0,37	12,30	46,9	0,095			-4	-4		29	
10	<input type="checkbox"/>	Тр-р	6	11			ПаГРЭС СН2 - ТГ-2	0,37	12,30	46,9	0,095			85	-50		491	
11	<input type="checkbox"/>	Тр-р	12	13			Находка 220 кВ - Находка Н1	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-16	-9		46	
12	<input type="checkbox"/>	Тр-р	13	15			Находка Н1 - Находка СН1	0,48			0,500			-15	-8		43	
13	<input type="checkbox"/>	Тр-р	13	17			Находка Н1 - Находка НН1	3,20	131,00		0,047			-1			3	
14	<input type="checkbox"/>	Тр-р	12	14			Находка 220 кВ - Находка Н2	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-16	-9		46	
15	<input type="checkbox"/>	Тр-р	14	16			Находка Н2 - Находка СН2	0,48			0,500			-15	-8		43	
16	<input type="checkbox"/>	Тр-р	14	18			Находка Н2 - Находка НН2	3,20	131,00		0,047			-1			3	
17	<input type="checkbox"/>	Выкл	15	16			Находка СН1 - Находка СН2							-1	4			
18	<input type="checkbox"/>	Выкл	17	18			Находка НН1 - Находка НН2											
19	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	20			Широкая 220 кВ - Широкая Н1	1,40	104,00	6,0	1,000	9	1	-20	-16		63	
20	<input type="checkbox"/>	Тр-р	20	22			Широкая Н1 - Широкая СН1	1,40			0,500			-13	-12		45	
21	<input type="checkbox"/>	Тр-р	20	24			Широкая Н1 - Широкая НН1	2,80	195,60		0,047			-7	-2		19	
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	21			Широкая 220 кВ - Широкая Н2	1,40	104,00	6,0	1,000	9	1	-20	-16		63	
23	<input type="checkbox"/>	Тр-р	21	23			Широкая Н2 - Широкая СН2	1,40			0,500			-13	-12		45	
24	<input type="checkbox"/>	Тр-р	21	25			Широкая Н2 - Широкая НН2	2,80	195,60		0,047			-7	-2		19	
25	<input type="checkbox"/>	Выкл	22	23			Широкая СН1 - Широкая СН2							3	9			
26	<input type="checkbox"/>	Выкл	24	25			Широкая НН1 - Широкая НН2							-2	-1			
27	<input type="checkbox"/>	Тр-р	29	30			Екатериновка 110 кВ - Екатеринбургская Н1	2,60	88,90	12,1	1,000	9	2	-6	-2		32	
28	<input type="checkbox"/>	Тр-р	30	32			Екатериновка Н1 - Екатеринбургская СН1	2,60			0,318			-4	-1		22	
29	<input type="checkbox"/>	Тр-р	30	34			Екатериновка Н1 - Екатеринбургская НН1	2,60	52,00		0,095			-2	-1		10	
30	<input type="checkbox"/>	Тр-р	29	31			Екатериновка 110 кВ - Екатеринбургская Н2	2,60	88,90	12,1	1,000	9	2	-6	-2		32	
31	<input type="checkbox"/>	Тр-р	31	33			Екатериновка Н2 - Екатеринбургская СН2	2,60			0,318			-4	-1		22	
32	<input type="checkbox"/>	Тр-р	31	35			Екатериновка Н2 - Екатеринбургская НН2	2,60	52,00		0,095			-2	-1		10	
33	<input type="checkbox"/>	Выкл	32	33			Екатериновка СН1 - Екатеринбургская СН2							1				
34	<input type="checkbox"/>	Выкл	34	35			Екатериновка НН1 - Екатеринбургская НН2											
35	<input type="checkbox"/>	Тр-р	36	37			Угольная 110 кВ - Угольная Н1	0,80	35,50	18,2	1,000	9	2	-18	-12		111	
36	<input type="checkbox"/>	Тр-р	37	39			Угольная Н1 - Угольная СН1	0,80			0,318			-8	-5		49	
37	<input type="checkbox"/>	Тр-р	37	41			Угольная Н1 - Угольная НН1	0,80	22,30		0,095			-10	-5		61	
38	<input type="checkbox"/>	Тр-р	36	38			Угольная 110 кВ - Угольная Н2	0,80	35,50	18,2	1,000	9	2	-18	-12		111	
39	<input type="checkbox"/>	Тр-р	38	40			Угольная Н2 - Угольная СН2	0,80			0,318			-8	-5		49	
40	<input type="checkbox"/>	Тр-р	38	42			Угольная Н2 - Угольная НН2	0,80	22,30		0,095			-10	-5		61	
41	<input type="checkbox"/>	Выкл	39	40			Угольная СН1 - Угольная СН2											
42	<input type="checkbox"/>	Выкл	41	42			Угольная НН1 - Угольная НН2							2	1			
43	<input type="checkbox"/>	Тр-р	43	44			Восточная/т 110 кВ - Восточная/т Н1	1,50	57,00	17,0	1,000	9	2	-2	-3		18	
44	<input type="checkbox"/>	Тр-р	44	46			Восточная/т Н1 - Восточная/т СН1	1,50			0,250			-2	-3		17	
45	<input type="checkbox"/>	Тр-р	44	48			Восточная/т Н1 - Восточная/т НН1	1,50	33,00		0,095							
46	<input type="checkbox"/>	Тр-р	43	45			Восточная/т 110 кВ - Восточная/т Н2	1,50	57,00	17,0	1,000	9	2	-2	-3		18	
47	<input type="checkbox"/>	Тр-р	45	47			Восточная/т Н2 - Восточная/т СН2	1,50			0,250			-2	-3		17	
48	<input type="checkbox"/>	Тр-р	45	49			Восточная/т Н2 - Восточная/т НН2	1,50	33,00		0,095							
49	<input type="checkbox"/>	Выкл	46	47			Восточная/т СН1 - Восточная/т СН2											
50	<input type="checkbox"/>	Выкл	48	49			Восточная/т НН1 - Восточная/т НН2											
51	<input type="checkbox"/>	Тр-р	50	51			Голубовка 110 кВ - Голубовка НН1	4,38	86,70	8,5	0,095			-3	-1		17	
52	<input type="checkbox"/>	Тр-р	50	52			Голубовка 110 кВ - Голубовка НН2	4,38	86,70	8,5	0,095			-3	-1		17	
53	<input type="checkbox"/>	Выкл	51	52			Голубовка НН1 - Голубовка НН2											
54	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	2			ПС 220 кВ Лозовая - Партизанская ГРЭС...	2,30	9,89	-60,7				-17	-69		183	26,6
55	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	12			ПС 220 кВ Лозовая - Находка 220 кВ	1,10	4,73	-29,0				-33	-17		93	13,5
56	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	19			ПС 220 кВ Лозовая - Широкая 220 кВ	3,20	13,76	-84,5				-67	-6		166	24,1
57	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	5	26			ПаГРЭС СН1 - Находка/т	9,27	16,34	-101,1				2	7		37	7,9
58	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	26	15			Находка/т - Находка СН1	3,17	5,59	-34,6				6	10		59	12,5
59	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	27			Находка СН2 - НСР3	1,65						-8	-2		39	11,8
60	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	28			Находка СН1 - Учебная	0,49	0,86	-5,3				-5	-1		24	5,1

Приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4 (послеаварийный режим)

61	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	28		Находка СН2 - Учебная	0,40	0,86	-5,3				-5	-1	24	5,1
62	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	6	29		ПаГРЭС СН2 - Екатеринбург 110 кВ	3,36	8,61	-57,8				-48	-16	254	49,9
63	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	29	36		Екатериновка 110 кВ - Угольная 110 кВ	4,32	11,07	-74,3				-35	-12	191	37,5
64	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	36	43		Угольная 110 кВ - Восточная/Т 110 кВ	0,16	0,41	-2,8				1	12	62	12,1
65	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	43	50		Восточная/Т 110 кВ - Голубовка 110 кВ	3,36	8,61	-57,8				4	17	94	18,5
66	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	22	50		Широкая СН1 - Голубовка 110 кВ	3,04	7,79	-52,3				-11	-18	112	21,9
67	<input type="checkbox"/>	Тр-р	53	54		Минеральная ВН - Минеральная НН1	1,46	38,40	17,7	0,046	11	3	-24	-11	64	
68	<input type="checkbox"/>	Тр-р	53	55		Минеральная ВН - Минеральная НН2	1,46	38,40	17,7	0,046	11	3	-24	-11	64	
69	<input type="checkbox"/>	Выкл	54	55		Минеральная НН1 - Минеральная НН2										
70	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	1	53		ПС 220 кВ Лозовая - Минеральная ВН	2,28	8,27	-53,2							
71	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	53		ПС 220 кВ Лозовая - Минеральная ВН	2,28	8,27	-53,2				-47	-19	128	35,7

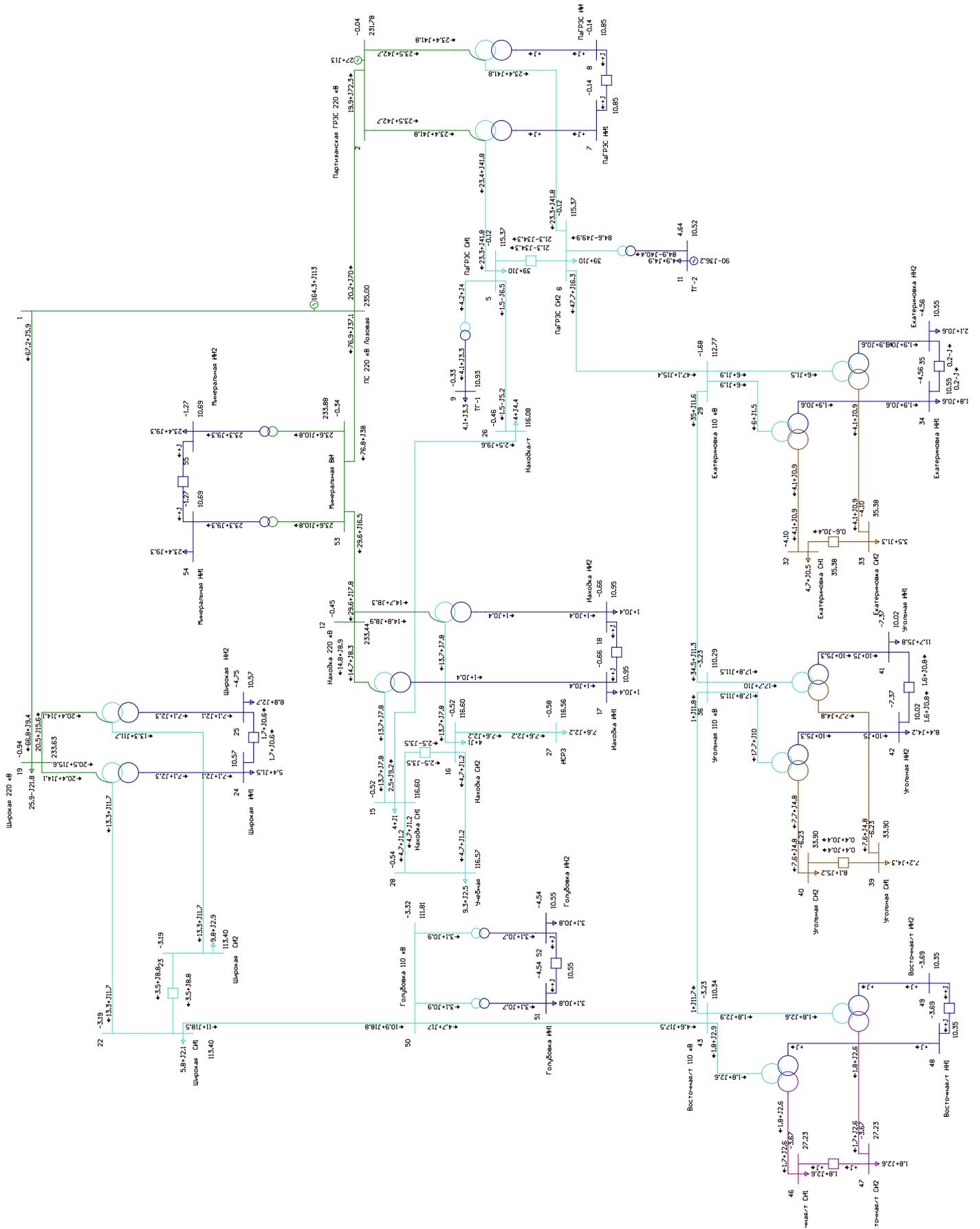
Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 7

	О	Б	Тип	Номер	Название	U_ном	...	Рай...	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Партизанская ГРЭ...	220		1			27,0	13,0					231,78	-0,04	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПаГРЭС Н1	220		1									230,79	-0,14	
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПаГРЭС Н2	220		1									230,79	-0,14	
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПаГРЭС СН1	110		1	39,0	10,0							115,37	-0,12	
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПаГРЭС СН2	110		1	39,0	10,0							115,37	-0,12	
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПаГРЭС НН1	11		1									10,85	-0,14	
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПаГРЭС НН2	11		1									10,85	-0,14	
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ТГ-1	11		1	4,1	3,3							10,93	-0,33	
9	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС 220 кВ Лозовая	220		1			164,3	113,0	235,0				235,00		
10	<input type="checkbox"/>		Ген-	11	ТГ-2	11		1	4,9	4,9	90,0	36,2	10,2	-36,2	90,5		10,52	4,64	
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Находка 220 кВ	220		1									233,44	-0,45	
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Находка Н1	220		1									233,22	-0,53	
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Находка Н2	220		1									233,22	-0,53	
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Находка СН1	110		1	4,0	1,0							116,60	-0,52	
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Находка СН2	110		1	4,0	1,0							116,60	-0,52	
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Находка НН1	11		1	1,0	0,4							10,95	-0,66	
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Находка НН2	11		1	1,0	0,4							10,95	-0,66	
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Широкая 220 кВ	220		1	25,9	-21,8							233,63	-0,94	
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Широкая Н1	220		1									226,88	-3,21	
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Широкая Н2	220		1									226,88	-3,21	
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Широкая СН1	110		1	5,8	2,1							113,40	-3,19	
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Широкая СН2	110		1	9,8	2,9							113,40	-3,19	
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Широкая НН1	11		1	5,4	1,5							10,57	-4,75	
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Широкая НН2	11		1	8,8	2,7							10,57	-4,75	
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Находка/т	110		1	4,0	4,4							116,08	-0,46	
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	НСРЭ	110		1	7,6	2,2							116,56	-0,58	
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	Учебная	110		1	9,3	2,5							116,57	-0,54	
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	Екатериновка 110...	110		1									112,77	-1,68	
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Екатериновка Н1	110		1									111,34	-4,11	
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	Екатериновка Н2	110		1									111,34	-4,11	
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Екатериновка СН1	35		1	4,7	0,5							35,38	-4,10	
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	Екатериновка СН2	35		1	3,5	1,3							35,38	-4,10	
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	Екатериновка НН1	11		1	1,8	0,6							10,55	-4,56	
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	Екатериновка НН2	11		1	2,1	0,6							10,55	-4,56	
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	Угольная 110 кВ	110		1									110,29	-3,23	
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	Угольная Н1	110		1									106,67	-6,25	
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	Угольная Н2	110		1									106,67	-6,25	
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	Угольная СН1	35		1	7,2	4,3							33,90	-6,23	
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Угольная СН2	35		1	8,1	5,2							33,90	-6,23	
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	Угольная НН1	11		1	11,7	5,8							10,02	-7,37	
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	Угольная НН2	11		1	8,4	4,2							10,02	-7,37	
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	Восточная/т 110 кВ	110		1									110,34	-3,23	
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	Восточная/т Н1	110		1									108,94	-3,69	
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	Восточная/т Н2	110		1									108,94	-3,69	
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	Восточная/т СН1	28		1	1,8	2,6							27,23	-3,67	
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	47	Восточная/т СН2	28		1	1,8	2,6							27,23	-3,67	
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	48	Восточная/т НН1	11		1									10,35	-3,69	
48	<input type="checkbox"/>		Нагр	49	Восточная/т НН2	11		1									10,35	-3,69	
49	<input type="checkbox"/>		Нагр	50	Голубовка 110 кВ	110		1									111,81	-3,32	
50	<input type="checkbox"/>		Нагр	51	Голубовка НН1	11		1	3,1	0,8							10,55	-4,54	
51	<input type="checkbox"/>		Нагр	52	Голубовка НН2	11		1	3,1	0,8							10,55	-4,54	
52	<input type="checkbox"/>		Нагр	53	Минеральная ВН	220		1									233,88	-0,34	
53	<input type="checkbox"/>		Нагр	54	Минеральная НН1	11		1	23,4	9,4							10,69	-1,27	
54	<input type="checkbox"/>		Нагр	55	Минеральная НН2	11		1	23,4	9,4							10,69	-1,27	

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 7



Продолжение приложение Г.
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 7

№	§	Тип	N _{уч}	N _{зд}	...	L _{...}	Название	R	X	Y	Kt/g	N _л	ВД _л	P _{уч}	Q _{уч}	Pa	L max	L шаг
1		Тр-р	2	3			Партизанская ГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н1	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-23	-43		121	
2		Тр-р	3	5			ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС СН1	0,48			0,500			-23	-43		120	
3		Тр-р	3	7			ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС НН1	3,20	131,00		0,047							
4		Тр-р	2	4			Партизанская ГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н2	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-23	-43		121	
5		Тр-р	4	6			ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС СН2	0,48			0,500			-23	-43		120	
6		Тр-р	4	8			ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС НН2	3,20	131,00		0,047							
7		Выкл	5	6			ПаГРЭС СН1 - ПаГРЭС СН2							21	-34			
8		Выкл	7	8			ПаГРЭС НН1 - ПаГРЭС НН2											
9		Тр-р	5	8			ПаГРЭС СН1 - ТТ-1	0,37	12,30	46,9	0,095			-4	-4		29	
10		Тр-р	6	11			ПаГРЭС СН2 - ТТ-2	0,37	12,30	46,9	0,095			85	-59		491	
11		Тр-р	12	13			Находка 220 кВ - Находка Н1	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-15	-9		43	
12		Тр-р	13	15			Находка Н1 - Находка СН1	0,48			0,500			-14	-8		39	
13		Тр-р	13	17			Находка Н1 - Находка НН1	3,20	131,00		0,047			-1			3	
14		Тр-р	12	14			Находка 220 кВ - Находка Н2	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-15	-9		43	
15		Тр-р	14	16			Находка Н2 - Находка СН2	0,48			0,500			-14	-8		39	
16		Тр-р	14	18			Находка Н2 - Находка НН2	3,20	131,00		0,047			-1			3	
17		Выкл	15	16			Находка СН1 - Находка СН2							-3	3			
18		Выкл	17	18			Находка НН1 - Находка НН2											
19		Тр-р	19	20			Широкая 220 кВ - Широкая Н1	1,40	104,00	6,0	1,000	9	1	-30	-16		64	
20		Тр-р	20	22			Широкая Н1 - Широкая СН1	1,40			0,500			-13	-12		45	
21		Тр-р	20	24			Широкая Н1 - Широкая НН1	2,80	195,60		0,047			-7	-2		19	
22		Тр-р	19	21			Широкая 220 кВ - Широкая Н2	1,40	104,00	6,0	1,000	9	1	-20	-16		64	
23		Тр-р	21	23			Широкая Н2 - Широкая СН2	1,40			0,500			-13	-12		45	
24		Тр-р	21	25			Широкая Н2 - Широкая НН2	2,80	195,60		0,047			-7	-2		19	
25		Выкл	22	23			Широкая СН1 - Широкая СН2							4	8			
26		Выкл	24	25			Широкая НН1 - Широкая НН2							-2	-1			
27		Тр-р	29	30			Екатериновка 110 кВ - Екатеринбург Н1	2,60	86,90	12,1	1,000	9	2	-6	-2		32	
28		Тр-р	30	32			Екатериновка Н1 - Екатеринбург СН1	2,60			0,318			-4	-1		22	
29		Тр-р	30	34			Екатериновка Н1 - Екатеринбург НН1	2,60	52,00		0,095			-3	-1		10	
30		Тр-р	29	31			Екатериновка 110 кВ - Екатеринбург Н2	2,60	86,90	12,1	1,000	9	2	-6	-2		32	
31		Тр-р	31	33			Екатериновка Н2 - Екатеринбург СН2	2,60			0,318			-4	-1		22	
32		Тр-р	31	35			Екатериновка Н2 - Екатеринбург НН2	2,60	52,00		0,095			-2	-1		10	
33		Выкл	32	33			Екатериновка СН1 - Екатеринбург СН2							1				
34		Выкл	34	35			Екатериновка НН1 - Екатеринбург НН2											
35		Тр-р	36	37			Угольная 110 кВ - Угольная Н1	0,80	35,50	18,2	1,000	9	2	-18	-12		111	
36		Тр-р	37	39			Угольная Н1 - Угольная СН1	0,80			0,318			-8	-5		49	
37		Тр-р	37	41			Угольная Н1 - Угольная НН1	0,80	22,30		0,095			-10	-5		61	
38		Тр-р	36	38			Угольная 110 кВ - Угольная Н2	0,80	35,50	18,2	1,000	9	2	-18	-12		111	
39		Тр-р	38	40			Угольная Н2 - Угольная СН2	0,80			0,318			-8	-5		49	
40		Тр-р	38	42			Угольная Н2 - Угольная НН2	0,80	22,30		0,095			-10	-5		61	
41		Выкл	39	40			Угольная СН1 - Угольная СН2											
42		Выкл	41	42			Угольная НН1 - Угольная НН2							2	1			
43		Тр-р	43	44			Восточная/т 110 кВ - Восточная/т Н1	1,50	57,00	17,0	1,000	9	2	-2	-3		18	
44		Тр-р	44	46			Восточная/т Н1 - Восточная/т СН1	1,50			0,250			-2	-3		17	
45		Тр-р	44	48			Восточная/т Н1 - Восточная/т НН1	1,50	33,00		0,095							
46		Тр-р	43	45			Восточная/т 110 кВ - Восточная/т Н2	1,50	57,00	17,0	1,000	9	2	-2	-3		18	
47		Тр-р	45	47			Восточная/т Н2 - Восточная/т СН2	1,50			0,250			-2	-3		17	
48		Тр-р	45	49			Восточная/т Н2 - Восточная/т НН2	1,50	33,00		0,095							
49		Выкл	46	47			Восточная/т СН1 - Восточная/т СН2											
50		Выкл	48	49			Восточная/т НН1 - Восточная/т НН2											
51		Тр-р	50	51			Голубовка 110 кВ - Голубовка НН1	4,38	86,70	8,5	0,095			-3	-1		17	
52		Тр-р	50	52			Голубовка 110 кВ - Голубовка НН2	4,38	86,70	8,5	0,095			-3	-1		17	
53		Выкл	51	52			Голубовка НН1 - Голубовка НН2											
54		ЛЭП	1	2			ПС 220 кВ Лазовая - Партизанская ГРЭС 220 кВ	2,30	9,89	-60,7				-30	-70		187	27,1
55		ЛЭП	1	53			ПС 220 кВ Лазовая - Минеральная 8Н	1,10	4,73	-29,0				-77	-37		211	30,6
56		ЛЭП	1	19			ПС 220 кВ Лазовая - Широкая 220 кВ	3,20	13,70	-84,5				-67	-6		167	24,2
57		ЛЭП	5	26			ПаГРЭС СН1 - Находка/т	9,27	16,34	-101,1				-2	7		33	7,1
58		ЛЭП	26	15			Находка/т - Находка СН1	3,17	5,59	-34,6				3	10		49	10,5
59		ЛЭП	16	27			Находка СН2 - НСР3		1,65					-8	-2		39	11,9
60		ЛЭП	15	28			Находка СН1 - Учебная	0,49	0,86	-5,3				-5	-1		24	5,1

Продолжение приложение Г.
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 7

61	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	28		Находка СН2 - Учебная	0,49	0,86	-5,3			-5	-1	24	5,1
62	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	6	29		ПаГЭС СН2 - Бекетриновка 110 кВ	3,36	8,61	-57,0			-48	-16	254	49,7
63	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	29	38		Бекетриновка 110 кВ - Угольная 110 кВ	4,52	11,07	-24,3			-35	-12	190	37,3
64	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	36	43		Угольная 110 кВ - Восточная/т 110 кВ	0,16	0,41	-2,8			1	12	62	12,1
65	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	43	50		Восточная/т 110 кВ - Голубовка 110 кВ	3,36	8,61	-57,0			5	17	95	18,5
66	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	22	50		Широкая СН1 - Голубовка 110 кВ	3,04	7,79	-52,3			-11	-18	112	22,0
67	<input type="checkbox"/>	Тр-р	53	54		Минеральная ВН - Минеральная НН1	1,46	38,40	17,7	0,046	11	3	-24	-11	64
68	<input type="checkbox"/>	Тр-р	53	55		Минеральная ВН - Минеральная НН2	1,46	38,40	17,7	0,046	11	3	-24	-11	64
69	<input type="checkbox"/>	Выкл	54	55		Минеральная НН1 - Минеральная НН2									
70	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	53	12		Минеральная ВН - Находка 220 кВ	1,00	4,30	-26,4			-30	-16	85	12,4

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 7 (послеаварийный режим)

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	...	Рей...	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Партизанская ГРЭ...	220		1			27,0	13,0					230,65	-0,29	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПыГЭС Н1	220		1									229,40	-0,47	
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПыГЭС Н2	220		1									229,40	-0,47	
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПыГЭС СН1	110		1	39,0	10,0							114,66	-0,45	
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПыГЭС СН2	110		1	39,0	10,0							114,66	-0,45	
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПыГЭС НН1	11		1									10,78	-0,47	
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПыГЭС НН2	11		1									10,78	-0,47	
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ТГ-1	11		1	4,1	3,3							10,86	-0,66	
9	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС 220 кВ Лозовая	220		1			165,4	117,7	235,0				235,00		
10	<input type="checkbox"/>		Ген	11	ТГ-2	11		1	4,0	4,0	90,0	-36,2	10,2	-36,2	90,5		10,43	4,38	
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Находка 220 кВ	220		1									217,87	-2,84	
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Находка Н1	220		1									217,88	-2,84	
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Находка Н2	220		1									217,88	-2,84	
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Находка СН1	110		1	4,0	1,0							108,94	-2,84	
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Находка СН2	110		1	4,0	1,0							108,94	-2,84	
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Находка НН1	11		1	1,0	0,4							10,23	-3,00	
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Находка НН2	11		1	1,0	0,4							10,23	-3,00	
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Широкая 220 кВ	220		1	25,9	-21,8							233,53	-0,96	
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Широкая Н1	220		1									226,52	-3,33	
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Широкая Н2	220		1									226,52	-3,33	
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Широкая СН1	110		1	5,0	2,1							113,22	-3,31	
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Широкая СН2	110		1	9,0	2,9							113,22	-3,31	
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Широкая НН1	11		1	5,4	1,5							10,55	-4,88	
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Широкая НН2	11		1	8,8	2,7							10,55	-4,88	
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Находка/т	110		1	4,0	4,4							110,16	-2,25	
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	НСРЭ	110		1	7,0	2,2							108,91	-2,90	
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	Учебная	110		1	9,3	2,5							108,91	-2,86	
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	Екатериновка 110...	110		1									112,18	-1,97	
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Екатериновка Н1	110		1									110,74	-4,42	
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	Екатериновка Н2	110		1									110,74	-4,42	
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Екатериновка СН1	35		1	4,7	0,5							35,18	-4,41	
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	Екатериновка СН2	35		1	3,5	1,3							35,18	-4,41	
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	Екатериновка НН1	11		1	1,8	0,6							10,49	-4,88	
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	Екатериновка НН2	11		1	2,1	0,6							10,49	-4,88	
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	Угольная 110 кВ	110		1									109,85	-3,46	
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	Угольная Н1	110		1									106,21	-6,51	
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	Угольная Н2	110		1									106,21	-6,51	
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	Угольная СН1	35		1	7,2	4,3							33,76	-6,49	
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Угольная СН2	35		1	0,1	5,2							33,76	-6,49	
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	Угольная НН1	11		1	11,7	5,8							9,98	-7,64	
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	Угольная НН2	11		1	8,4	4,2							9,98	-7,64	
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	Восточная/т 110 кВ	110		1									109,90	-3,47	
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	Восточная/т Н1	110		1									108,50	-3,93	
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	Восточная/т Н2	110		1									108,50	-3,93	
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	Восточная/т СН1	28		1	1,8	2,6							27,12	-3,91	
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	47	Восточная/т СН2	28		1	1,8	2,6							27,12	-3,91	
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	48	Восточная/т НН1	11		1									10,31	-3,93	
48	<input type="checkbox"/>		Нагр	49	Восточная/т НН2	11		1									10,31	-3,93	
49	<input type="checkbox"/>		Нагр	50	Голубовка 110 кВ	110		1									111,51	-3,49	
50	<input type="checkbox"/>		Нагр	51	Голубовка НН1	11		1	3,1	0,8							10,52	-4,72	
51	<input type="checkbox"/>		Нагр	52	Голубовка НН2	11		1	3,1	0,8							10,52	-4,72	
52	<input type="checkbox"/>		Нагр	53	Минеральная ВН	220		1									234,36	-0,21	
53	<input type="checkbox"/>		Нагр	54	Минеральная НН1	11		1	23,4	9,4							10,71	-1,14	
54	<input type="checkbox"/>		Нагр	55	Минеральная НН2	11		1	23,4	9,4							10,71	-1,14	

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 7 (послеаварийный режим)

	О	Б	Тип	N_нач	N_кон	...	I...	Название	R	X	B	Кг/г	N...	БД...	P_нач	Q_нач	№	I max	I эгр.
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	3			Партизанская ГРЭС 2...	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-38	-52		162	
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5			ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС ...	0,48			0,500			-38	-51		160	
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	7			ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС ...	3,20	131,00		0,047							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			Партизанская ГРЭС 2...	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1	-38	-52		162	
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	6			ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС ...	0,48			0,500			-38	-51		160	
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	8			ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС ...	3,20	131,00		0,047							
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	5	6			ПаГРЭС СН1 - ПаГРЭ...							38	-24			
8	<input type="checkbox"/>		Выкл	7	8			ПаГРЭС НН1 - ПаГРЭ...											
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	9			ПаГРЭС СН1 - ТГ-1	0,37	12,30	46,9	0,095			-4	-4		29	
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	11			ПаГРЭС СН2 - ТГ-2	0,37	12,30	46,9	0,095			85	-50		496	
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	13			Находка 220 кВ - Нах...	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1					
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	15			Находка Н1 - Находка...	0,48			0,500			1	1		4	
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	17			Находка Н1 - Находка...	3,20	131,00		0,047			-1			3	
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	14			Находка 220 кВ - Нах...	0,55	5,20	11,8	1,000	9	1					
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	16			Находка Н2 - Находка...	0,48			0,500			1	1		4	
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	18			Находка Н2 - Находка...	3,20	131,00		0,047			-1			3	
17	<input type="checkbox"/>		Выкл	15	16			Находка СН1 - Наход...							-17	-5			
18	<input type="checkbox"/>		Выкл	17	18			Находка НН1 - Наход...											
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	20			Широкая 220 кВ - Ши...	1,40	104,00	6,0	1,000	9	1	-21	-16		66	
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	22			Широкая Н1 - Широ...	1,40			0,500			-14	-12		48	
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	24			Широкая Н1 - Широ...	2,80	195,60		0,047			-7	-2		19	
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	21			Широкая 220 кВ - Ши...	1,40	104,00	6,0	1,000	9	1	-21	-16		66	
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			Широкая Н2 - Широ...	1,40			0,500			-14	-12		48	
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	25			Широкая Н2 - Широ...	2,80	195,60		0,047			-7	-2		19	
25	<input type="checkbox"/>		Выкл	22	23			Широкая СН1 - Шир...							4	9			
26	<input type="checkbox"/>		Выкл	24	25			Широкая НН1 - Шир...							-2	-1			
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	30			Екатериновка 110 кВ ...	2,60	88,90	12,1	1,000	9	2	-6	-2		33	
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	32			Екатериновка Н1 - Е...	2,60			0,318			-4	-1		22	
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	34			Екатериновка Н1 - Е...	2,60	52,00		0,095			-2	-1		11	
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	31			Екатериновка 110 кВ ...	2,60	88,90	12,1	1,000	9	2	-6	-2		33	

31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	33			Екатериновка Н2 - Е...	2,60			0,318			-4	-1		22	
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	35			Екатериновка Н2 - Е...	2,60	52,00		0,095			-2	-1		11	
33	<input type="checkbox"/>		Выкл	32	33			Екатериновка СН1 - Е...							1				
34	<input type="checkbox"/>		Выкл	34	35			Екатериновка НН1 - Е...											
35	<input type="checkbox"/>		Тр-р	36	37			Угольная 110 кВ - Уг...	0,80	35,50	18,2	1,000	9	2	-18	-12		111	
36	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	39			Угольная Н1 - Уголь...	0,80			0,318			-8	-5		49	
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	41			Угольная Н1 - Уголь...	0,80	22,30		0,095			-10	-5		62	
38	<input type="checkbox"/>		Тр-р	36	38			Угольная 110 кВ - Уг...	0,80	35,50	18,2	1,000	9	2	-18	-12		111	
39	<input type="checkbox"/>		Тр-р	38	40			Угольная Н2 - Уголь...	0,80			0,318			-8	-5		49	
40	<input type="checkbox"/>		Тр-р	38	42			Угольная Н2 - Уголь...	0,80	22,30		0,095			-10	-5		62	
41	<input type="checkbox"/>		Выкл	39	40			Угольная СН1 - Уголь...											
42	<input type="checkbox"/>		Выкл	41	42			Угольная НН1 - Уголь...							2	1			
43	<input type="checkbox"/>		Тр-р	43	44			Восточная/т 110 кВ - ...	1,50	57,00	17,0	1,000	9	2	-2	-3		18	
44	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	46			Восточная/т Н1 - Вос...	1,50			0,250			-2	-3		17	
45	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	48			Восточная/т Н1 - Вос...	1,50	33,00		0,095							
46	<input type="checkbox"/>		Тр-р	43	45			Восточная/т 110 кВ - ...	1,50	57,00	17,0	1,000	9	2	-2	-3		18	
47	<input type="checkbox"/>		Тр-р	45	47			Восточная/т Н2 - Вос...	1,50			0,250			-2	-3		17	
48	<input type="checkbox"/>		Тр-р	45	49			Восточная/т Н2 - Вос...	1,50	33,00		0,095							
49	<input type="checkbox"/>		Выкл	46	47			Восточная/т СН1 - Во...											
50	<input type="checkbox"/>		Выкл	48	49			Восточная/т НН1 - Во...											
51	<input type="checkbox"/>		Тр-р	50	51			Голубовка 110 кВ - Г...	4,38	86,70	8,5	0,095			-3	-1		17	
52	<input type="checkbox"/>		Тр-р	50	52			Голубовка 110 кВ - Г...	4,38	86,70	8,5	0,095			-3	-1		17	
53	<input type="checkbox"/>		Выкл	51	52			Голубовка НН1 - Голу...											
54	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			ПС 220 кВ Лозовая - ...	2,30	9,89	-60,7				-49	-90		260	37,7
55	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	53			ПС 220 кВ Лозовая - ...	1,10	4,73	-29,0				-47	-20		128	18,5
56	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	19			ПС 220 кВ Лозовая - ...	3,20	13,76	-84,5				-69	-7		172	24,9
57	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	26			ПаГРЭС СН1 - Находк...	9,27	16,34	-101,1				-32	-13		177	37,8
58	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	15			Находка/т - Находка ...	3,17	5,59	-34,6				-27	-8		150	32,1
59	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	27			Находка СН2 - НСРЭ	1,65						-8	-2		42	12,7
60	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	28			Находка СН1 - Учебная	0,49	0,86	-5,3				-5	-1		26	5,5

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 7 (послеаварийный режим)

61	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	14	28	Находка СН2 - Учебная	0,49	0,86	-5,3				-5	-1	26	5,5
62	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	6	29	ПаГРЭС СН2 - Екатер...	3,36	8,61	-57,8				-46	-15	245	48,0
63	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	29	36	Екатериновка 110 кВ ...	4,32	11,07	-74,3				-33	-11	181	35,5
64	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	36	43	Угольная 110 кВ - Во...	0,16	0,41	-2,8				3	13	68	13,4
65	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	43	50	Восточная/Т 110 кВ - ...	3,36	8,61	-57,8				6	18	102	20,0
66	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	22	50	Широкая СН1 - Голу...	3,04	7,79	-52,3				-13	-19	122	23,9
67	<input type="checkbox"/>	Тр-р	53	54	Минеральная ВН - М...	1,46	38,40	17,7	0,046	11	3	-24	-11	64	
68	<input type="checkbox"/>	Тр-р	53	55	Минеральная ВН - М...	1,46	38,40	17,7	0,046	11	3	-24	-11	64	
69	<input type="checkbox"/>	Выкл	54	55	Минеральная ВН1 - ...										
70	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	53	12	Минеральная ВН - На...	1,00	4,30	-26,4							