

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

И.о. зав. кафедрой

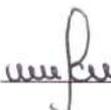


«22» 06 2020 г. Н.В. Савина

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Разработка инновационного подхода к проектированию системы релейной защиты и автоматики при усилении внешнего электроснабжения КЦ Восточный

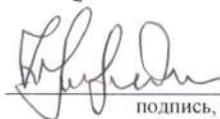
Исполнитель
студент группы 842-ом2



14.06.2020
подпись, дата

И.М. Кураш

Руководитель
канд.техн.наук,
профессор



15.06.20
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

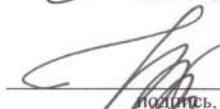
Руководитель
магистерской
программы
докт.тех.наук,
профессор



15.06.2020
подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель



16.06.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент



25.06.2020
подпись, дата

Н.А. Виноградова

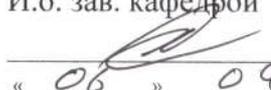
Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 06 » 09 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Курани Игоря Михайловича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Разработка инновационного подхода к проектированию системы релейной защиты и автоматики при усилении внешнего электроснабжения КЦ Восточной
(утверждено приказом от 10.03.2020 № 548-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 14.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однородная схема существующей электросети КЦ Восточной, нагрузка потребителей на 2020 год, схема электроснабжения объектов, карта уставок РЗА

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

Структурный анализ сети, разработка вариантов усиления сети, расчет режимов, выбор варианта усиления, выбор оборудования, разработка РЗА

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 45 рисунков, 92 таблицы, 17 приложений, 40 источников

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

7. Дата выдачи задания 11.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Александр Ю.В. профессор кафедры электротехники
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание) 

Задание принял к исполнению (дата): 11.03.2020 Игорь
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 191 с., 45 рисунков, 92 таблицы, 17 приложений, 40 источников.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЭНЕРГИЯ, НОРМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ, ПОСЛЕАВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ, ПЕРЕТОК МОЩНОСТИ, НАДЕЖНОСТЬ, СИЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТЫ, ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА.

В работе была спроектирована инновационная система релейной защиты и автоматики при усилении внешнего электроснабжения космического центра «Восточный».

Осуществлен структурный анализ рассматриваемого участка электрической сети, определены существующие параметры режимов работы; произведен выбор оптимального, надежного и безопасного варианта усиления существующей системы внешнего электроснабжения.

На основании результатов расчета были рассчитаны токи короткого замыкания, осуществлен выбор основного электрического оборудования, спроектирована инновационная система релейной защиты и автоматики, рассчитаны уставки срабатывания основных и резервных защит, рассмотрены основные технические решения по реализации автоматизированной системы управления ПС 220 кВ ГПП, а также проработан вопрос безопасности и экологичности.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	9
Введение	10
1 Анализ и исследование района проектирования	13
1.1 Климатическая характеристика района проектирования	13
1.2 Анализ существующей схемы электроснабжения КЦ «Восточный»	15
1.3 Структурный анализ схемы электроснабжения выбранного участка сети	18
1.3.1 Анализ источников питания	19
1.3.2 Структурный анализ ЛЭП	25
1.3.3 Структурный анализ ПС	28
1.4 Расчет и анализ установившихся режимов	34
1.4.1 Анализ нормального режима работы существующей сети	35
1.4.2 Анализ послеаварийных режимов существующей сети	38
1.5 Выводы к первой главе	40
2 Разработка и выбор оптимального варианта развития электрической сети	42
2.1 Разработка вариантов развития электрической сети	42
2.2 Прогноз роста нагрузки	44
2.3 Анализ режимов работы вариантов развития сети	47
2.3.1 Вариант развития № 1 (КВЛ 220 кВ Амурская-ГПП)	47
2.3.2 Вариант развития № 2 (КВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС-ГПП)	49
2.3.3 Вариант развития № 3 (КВЛ 220 кВ Мухинская/т-ГПП)	53
2.4 Экономическое обоснование принятых решений	56
2.4.1 Капитальные вложения	56
2.4.2 Расчет амортизационных отчислений	60
2.4.3 Расчет эксплуатационных затрат	61
2.4.4 Расчет затрат на компенсацию потерь	62

2.4.5	Суммарные издержки	63
2.4.6	Расчет недоотпуска	63
2.4.7	Приведенные затраты	69
2.4.8	Чистый доход за расчетный период	70
2.4.9	Чистый дисконтированный доход	71
2.4.10	Индекс дисконтированных инвестиций (ИДД)	71
2.4.11	Дисконтированный срок окупаемости	72
2.4.12	Коэффициент рентабельности инвестиций	76
2.5	Выводы ко второй главе	77
3	Выбор электрического оборудования	78
3.1	Определение нагрузок питающей подстанции	78
3.2	Расчет токов короткого замыкания	80
3.3	Определение максимальных рабочих токов	89
3.4	Выбор и проверка оборудования КРУЭ 220 кВ ПС 220 кВ ГПП	90
3.4.1	Выбор и проверка КРУЭ 220 кВ	91
3.4.2	Выбор и проверка силовых выключателей	93
3.4.3	Выбор и проверка разъединителей и заземлителей	95
3.4.4	Выбор и проверка оптических трансформаторов тока и напряжения	96
3.5	Выбор и проверка оборудования КРУЭ 110 кВ ПС 220 кВ ГПП	101
3.5.1	Выбор и проверка КРУЭ 110 кВ	102
3.5.2	Выбор и проверка силовых выключателей	102
3.5.3	Выбор и проверка разъединителей и заземляющих ножей	103
3.5.4	Выбор и проверка оптических трансформаторов тока и напряжения	104
3.6	Выбор и проверка оборудования КРУ 10 кВ ПС 220 кВ ГПП	105
3.6.1	Выбор и проверка КРУ 10 кВ ПС 220 кВ ГПП	106
3.6.2	Выбор и проверка силовых выключателей	107
3.6.3	Выбор и проверка оптических трансформаторов тока и	

напряжения	108
3.6.4 Выбор и проверка ошиновка 10 кВ	112
3.6.5 Выбор и проверка изоляторов	115
3.6.6 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	116
3.6.7 Выбор аккумуляторных батарей	117
3.6.8 Выбор системы оперативного тока	119
3.7 Выводы к третьей главе	120
4 Разработка инновационного подхода к системе релейной защиты и автоматике	122
4.1 Основной подход к формированию системы РЗА	122
4.1.1 Общие требования к РЗА	122
4.1.2 Общие требования к оснащению и принципам функционирования РЗА	125
4.1.3 Требования к оснащению и принципам функционирования релейной защиты и сетевой автоматике систем шин 110 кВ и выше	127
4.1.4 Требования к оснащению и принципам функционирования релейной защиты и сетевой автоматике автотрансформаторов	128
4.1.5 Требования к оснащению и принципам функционирования устройства для резервирования отказа выключателя	129
4.2 Основные технические решения для формирования системы релейной защиты и автоматике для вновь сооружаемой КВЛ 220 кВ Амурская - ГПП	130
4.2.1 Основные технические решения	130
4.2.2 Основные и резервные защиты КВЛ 220 кВ Амурская - ГПП	132
4.2.3 Автоматика управления выключателем	133
4.2.4 Определение места повреждения	134
4.2.5 Регистратор аварийных событий	135
4.2.6 Аварийная и предупредительная сигнализация	136
4.3 Основные технические решения первого этапа строительства	137

4.3.1 Релейная защита элементов подстанции	138
4.4 Расчет параметров срабатывания устройств РЗА КВЛ 220 кВ	
Амурская - ГПП	140
4.4.1 Расчет срабатывания резервной защиты (КСЗ ШЭ2607 021)	140
4.4.2 Расчет срабатывания основной защиты (ДФЗ+КСЗ ШЭ2607 092)	143
4.5 Расчет параметров срабатывания защит АДЦТН-63000/220/110	144
4.5.1 Расчет параметров дифференциальной защиты	144
4.5.2 Расчет параметров срабатывания максимальной токовой защиты	152
4.5.3 Расчет параметров срабатывания защиты от перегрузки	154
4.5.4 Газовая защита автотрансформатора	155
4.6 Автоматизированная система управления	156
4.6.1 Описание АСДУ	158
4.6.2 Состав устройств нижнего уровня ССПИ	159
4.6.3 Состав устройств среднего уровня ССПИ	161
4.6.4 Состав устройств верхнего уровня ССПИ	162
4.6.5 Описание основных компонентов системы	163
4.6.6 Организация сбора и передачи телеинформации	171
4.7 Выводы к четвертой главе	172
5 Безопасность и экологичность	173
5.1 Безопасность	173
5.2 Экологичность	177
5.2.1 Элегаз и его воздействие на окружающую среду	177
5.2.2 Применение сухих трансформаторов	178
5.2.3 Основные правила экологичности	180
5.2.4 Расчет размеров маслоприемника для АДЦТН-63000/220/110	180
5.3 Чрезвычайные ситуации	184
5.4 Выводы к пятой главе	186

Заключение	187
Библиографический список	188
Приложение А Граф эквивалента сети	192
Приложение Б Расчет нормального режима существующей сети	193
Приложение В Схема потокораспределения нормального режима существующей сети	196
Приложение Г Расчет послеаварийного режима существующей сети	197
Приложение Д Схема потокораспределения послеаварийного режима существующей сети	200
Приложение Е Расчет режимов (вариант 1)	201
Приложение Ж Схемы потокораспределения (вариант 1)	206
Приложение К Расчет режимов (вариант 2)	208
Приложение Л Схемы потокораспределения (вариант 2)	213
Приложение М Расчет режимов (вариант 3)	215
Приложение Н Схемы потокораспределения (вариант 3)	220
Приложение П АДЦТН-63000/220/110-У(ХЛ)1	222
Приложение Р Siemens 8DN9	223
Приложение С Siemens 8DN8	225
Приложение Т КРУ «СИБЭЛЕКТРОЦИТ» К-61	227
Приложение У Расчет ступенчатых защит	229
Приложение Ф Визуальное отображение ПС 220 кВ ГПП в «ОИК Диспетчер»	231

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- МИК РН – монтажно-испытательный комплекс ракеты-носителя;
- МИК КА - монтажно-испытательный комплекс космического аппарата;
- ЭЭС – электроэнергетическая система;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- ВЛ – воздушная линия;
- КЛ – кабельная линия;
- КВЛ – кабельно-воздушная линия;
- ПС – подстанция;
- ВН – высокое напряжение;
- СН – среднее напряжение;
- НН – низкое напряжение;
- МИК РН – монтажно-испытательный комплекс ракеты-носителя;
- МИК КА - монтажно-испытательный комплекс космического аппарата;
- ОПУ – общеподстанционный пункт управления;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ТКЗ – токи короткого замыкания;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- АУВ – автоматика управления выключателем;
- КСЗ – комплект ступенчатых защит;
- ССПИ – система сбора и передачи информации;
- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
- АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок.

ВВЕДЕНИЕ

Космодром «Восточный» - это первый российский космодром на Дальнем Востоке в Амурской области, расположенный вблизи города Циолковский. Общая площадь 1035 км². Административным и жилым центром космодрома является город Циолковский, который был построен вблизи закрытого административно-территориального образования «Углегорск», а в последствии соединен с ним автодорогой.

На протяжении всего времени, идет активное развитие инфраструктуры - растет численность задействованного населения, которому необходимо жилье, идет строительство объектов промышленно-технологического характера, медицинского, торгового, социально-бытового и спортивно-развлекательного назначения. Как следствие, возрастает потребность в электрической энергии.

Из федеральной целевой программы «Развитие космодромов на период 2016-2025 годов в обеспечении космической деятельности Российской Федерации» следует, что дополнительно к первому этапу (2012-2015 год) планируется второй этап строительства (2016-2020 год), который непосредственно приведет к развитию имеющейся системы электроснабжения.

Актуальность данной работы заключается в необходимости усиления внешнего электроснабжения, что обусловлено ростом потребления электрической энергии и недопустимостью питания КЦ «Восточный» по третьей категории электроснабжения. Главной задачей любой электроэнергетической системы является обеспечение потребителей электрической энергией, и не смотря на большую надежность этих систем, периодически в них возникают повреждения и ненормальные режимы работы, которые в результате своей активности могут привести к развитию аварии и выходу дорогостоящего оборудования из эксплуатации. При усилении электроснабжения и проектировании нового оборудования, в обязательном порядке, необходимо предусмотреть систему, выполненную при помощи функционально-логических схем и заданных алгоритмов, которые в результате

функционирования предотвращают развитие аварий и повреждение оборудования. Для реализации этих особых алгоритмов управления используются устройства релейной защиты и автоматики. Их применении повышает надежность функционирования системы в целом, а также позволяет снизить ущерб и повысить безопасность эксплуатации оборудования для персонала.

Целью проекта является разработка инновационной системы релейной защиты и автоматики при усилении внешнего электроснабжения КЦ «Восточный».

Рассматриваются вопросы функционирования устройств релейной защиты и автоматики, производится выбор проектируемых защит и устройств, с помощью которых они будут реализованы; выполняется расчет уставок срабатывания; решается вопрос грамотного подключения устройств РЗА к трансформаторам тока и напряжения, а также их интеграция в автоматизированную систему управления.

Научная новизна проекта заключается в:

1. Выполнении новых подходов к реализации логики основных и резервных защит;
2. Применении инновационного оборудования и устройств;
3. Внедрение современных протоколов обмена информацией.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Структурный анализ электрической сети в районе проектирования;
2. Определение существующих параметров установившихся и аварийных режимов работы электрической сети;
3. Разработка вариантов усиления внешнего электроснабжения КЦ «Восточный»;
4. Выбор оптимального варианта усиления внешнего электроснабжения;
5. Расчет токов короткого замыкания;
6. Выбор электрического оборудования;

7. Разработка инновационной системы РЗА;
8. Расчет уставок срабатывания устройств РЗА;
9. Разработка АСУ ТП;
10. Обеспечение безопасности и экологичности.

Ожидаемый результат от работы и от спроектированной системы релейной защиты и автоматики заключается в надежной защите и контроле защищаемого оборудования, а также в повышении гибкости и эксплуатационной надежности системы внешнего электроснабжения КЦ «Восточный».

Решения отдельные глав данной работы апробированы и реализованы на КЦ «Восточный».

Практическая значимость заключается в возможности реализации и использовании технических решений и результатов проектирования данной работы в действующих условиях функционирования КЦ «Восточный».

Основные программные комплексы, задействованные при написании работы: программно-вычислительный комплекс Mathcad, текстовый редактор Microsoft Word, программа для работы с электронными таблицами Microsoft Excel, векторный графический редактор Microsoft Visio, программный комплекс RastrWin, комплекс программ для расчетов электрических величин при повреждениях сети и уставок релейной защиты АРМ СРЗА, программное обеспечение для конфигурирования устройств ЭКРА.

1 АНАЛИЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая характеристика района проектирования

Климат района – муссонный, континентальный. Температурный режим в результате высокой континентальности климата характеризуется резким колебанием как внутри года, так и в течение суток. Среднемесячные и экстремальные значения температуры воздуха за многолетний период приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Значения температуры района проектирования

Месяцы	Температура воздуха, °С				
	Абсолютный минимум	Средний минимум	Среднемесячная	Средний максимум	Абсолютный максимум
1	2	3	4	5	6
Январь	- 49,9	- 31,8	-26,2	- 16,6	- 2,1
Февраль	- 45,6	- 27,8	-20,3	- 10,1	4,1
Март	- 39,6	- 18,1	-10,3	- 0,9	18,3
Апрель	- 23,0	- 4,1	2,3	10,4	26,0
Май	- 8,9	3,5	10,9	19,2	34,3
Июнь	- 0,9	10,5	17,5	25,1	42,0
Июль	3,1	14,6	20,3	27,1	38,0
Август	0,0	12,2	17,6	24,7	34,7
Сентябрь	- 8,4	4,8	10,6	18,7	29,4
Октябрь	- 25,5	- 5,2	0,4	8,6	26,0
Ноябрь	- 39,1	- 19,9	-14,3	- 5,1	9,6
Декабрь	- 48,1	- 29,6	-24,5	- 15,0	0,1
Год	- 49,9		-1,4		42

Крайние значения температуры, наблюдающиеся в течение года, изменяются в пределах от плюс 42,2 °С летом и до минус 49,9 °С зимой. Среднегодовая температура воздуха отрицательна и равна минус 1,4 °С. Продолжительность периода устойчивых морозов (с 26 октября по 23 марта) – 149 дней, продолжительность теплого периода – 216 дней.

Осадки. Наиболее часто интенсивные циклоны смещаются на территорию области во второй половине лета. Основное количество осадков выпадает в июле – августе. В этот период выпадает до 59 % годовой нормы осадков. Годовая сумма осадков составляет 554 мм. Относительная влажность воздуха – 60%.

Ветер. Преобладающими ветрами данного района являются ветры западного и северо-западного направления. Среднегодовая скорость ветра равна 2,6 м/сек [1].

Атмосферные явления. Средняя продолжительность грозových явлений в год – 38,74 часов. Среднее количество дней с грозой в год – 20. Грозовая деятельность начинается в апреле и заканчивается в октябре.

Снежный покров. В зимний период образуется незначительный снежный покров, который сохраняется в среднем около шести месяцев. Первый снег выпадает в среднем 16 октября, последний – 6 мая. Средняя многолетняя дата установления снежного покрова – 4 ноября, схода снежного покрова – 5 апреля. Максимальной высоты снег достигает к февралю и марту и колеблется в пределах 47 – 49 см. При ветрах снег с открытых мест сдувается. Вес снегового покрова для рассматриваемой территории составляет от 80 до 120 кгс/м².

Определение расчетных условий определяется на основании соответствующих карт климатического районирования Амурской области и ПУЭ. На рисунке 1 показано расположение Свободненского района, расчетные условия приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчетные условия района проектирования

Основные данные	Величина
1	2
Степень загрязненности атмосферы	Вторая (II)
Район по ветровой нагрузке	Район два (II)
Район по гололеду	Район три (III)
Сейсмичность района	Бал, шесть (VI)

Для выбора основного оборудования, устройств и материалов, будем использовать данные, приведенные выше.

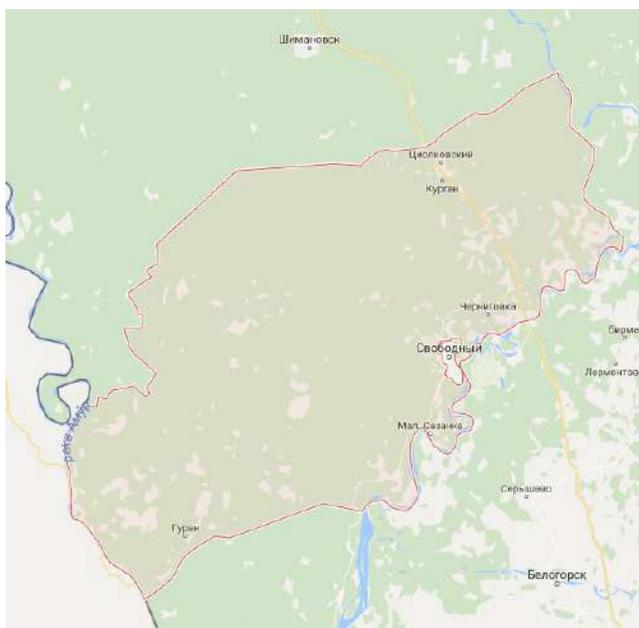


Рисунок 1 – Расположение Свободненского района

1.2 Анализ существующей схемы электроснабжения КЦ «Восточный»

ПС 220 кВ ГПП: на подстанции установлено два автотрансформатора АТДЦТН 220/110/10 мощностью 63 МВА каждый. Распределительное устройство 220 кВ – КРУЭ производства фирмы Siemens 8DN9, выполнено по схеме «Четырехугольник». Распределительное устройство 110 кВ – КРУЭ производства фирмы Siemens 8DN8 выполнено по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Распределительное устройство 10 кВ – КРУ производства СИБЭЛЕКТРОЩИТ» марки К-61, выполнено по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин».

ПС 220 кВ Восточная: на подстанции установлено два трансформатора ТРДЦН 220/10 мощностью 63 МВА каждый. Распределительное устройство 220 кВ – КРУЭ производства фирмы Siemens 8DN9, выполнено по схеме «Четырехугольник». Распределительное устройство 10 кВ – КРУ производства «СИБЭЛЕКТРОЩИТ» марки К-61, выполнено по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин».

ПС 110 кВ СК-1: на подстанции установлено два двухобмоточных трансформатора ТДН 110/10 мощностью 40 МВА каждый. Распределительное

устройство 110 кВ – КРУЭ производства фирмы Siemens 8DN8, выполнено по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин». Распределительное устройство 10 кВ – КРУ производства «СИБЭЛЕКТРОЦИТ» марки К-61, выполнено по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин».

ПС 110 кВ Аэродром: на подстанции установлено два трансформатора ТДН 110/10 мощностью 10 МВА каждый. Распределительное устройство 110 кВ – КРУЭ производства фирмы Siemens 8DN8, выполнено по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин». Распределительное устройство 10 кВ – КРУ производства «СИБЭЛЕКТРОЦИТ» марки К-61, выполнено по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин».

На сегодняшний день, после реализации первой очереди, основные объекты космодрома, такие как: технический и стартовый комплекс ракеты-носителя «Союз» получают питание от ПС 110 кВ СК-1, которая в свою очередь подключена проводом марки АС-150 (10,22 км.) к ПС 220 кВ ГПП по КВЛ 110 кВ ГПП – СК-1 I цепь и КВЛ 110 кВ ГПП – СК-1 II цепь.

Объекты и прилегающая инфраструктура к аэродрому КЦ «Восточный» получают питание от ПС 110 кВ Аэродром, которая подключена проводом марки АС-150 (11,73 км.) к ПС 220 кВ ГПП по КВЛ 110 кВ ГПП – Аэродром I цепь и КВЛ 110 кВ ГПП – Аэродром II цепь.

ПС 220 кВ Восточная подключена к ПС 220 кВ Ледяная проводом марки АС-240 (6,5 км.) по КВЛ 220 кВ Ледяная – Восточная № 1 и КВЛ 220 кВ Ледяная – Восточная № 2 и получает питание по 1 категории электроснабжения.

ПС 220 кВ ГПП подключена к ПС 220 кВ Ледяная по одноцепной КВЛ 220 кВ Ледяная – ГПП проводом марки АС-300 (18 км.), и в настоящее время, получает питание по 3-ей категории электроснабжения, что недопустимо по условиям работы КЦ «Восточный».

Космодром «Восточный» относится в электроприемникам 1 категории, а отдельные его объекты к особой группе 1 категории, также имеются электроприемники 2 и 3 категории.

Потребители 1-й категории - электроприемники, которые обеспечивают оперативное и боевое дежурство, подготовку и пуск ракетно-космического носителя. В зависимости от допустимых перерывов, режима работы и стратегической важности объектов, потребители 1-й категории подразделяются на две группы:

- Группа 1.1 – электроснабжение потребителей, которые не допускают перерыва в работе. Питание осуществляется не менее чем от двух независимых источников электроэнергии, также должен быть предусмотрен третий источник питания для увеличения общей надежности. В качестве такого источника используются дизель-генераторные установки;

- Группа 1.2 – электроснабжение потребителей, перерыв в электроснабжении которых допускается только на время автоматического включения резервного источника электроэнергии. Автоматическое переключение потребителей первой категории осуществляется с помощью устройства автоматического ввода резерва. Питание осуществляется не менее чем от двух независимых источников электроэнергии.

Потребители 2-й категории - потребители, которые обеспечивают на КЦ «Восточный» боевое дежурство и их перерыв допускается на время, которое требуется для включения резервного источника энергии. Перерыв не должен приводить к снижению боевой готовности. Электроснабжение потребителей 2-й категории осуществляется от двух независимых источников электроэнергии и при этом допускается включение резервного источника оперативно, обслуживающим персоналом.

Потребители 3-й категории - электроприемники, которые не вошли в первую и вторую категорию. Питание таких потребителей осуществляется от одного источника электроэнергии, а перерыв в электроснабжении допускается на период, необходимый для проведения ремонтно-профилактических работ в системе электроснабжения на время не более 24 часов [13].

Однолинейная электрическая схема сети 10-220 кВ космодрома «Восточный» представлена на рисунке 2.

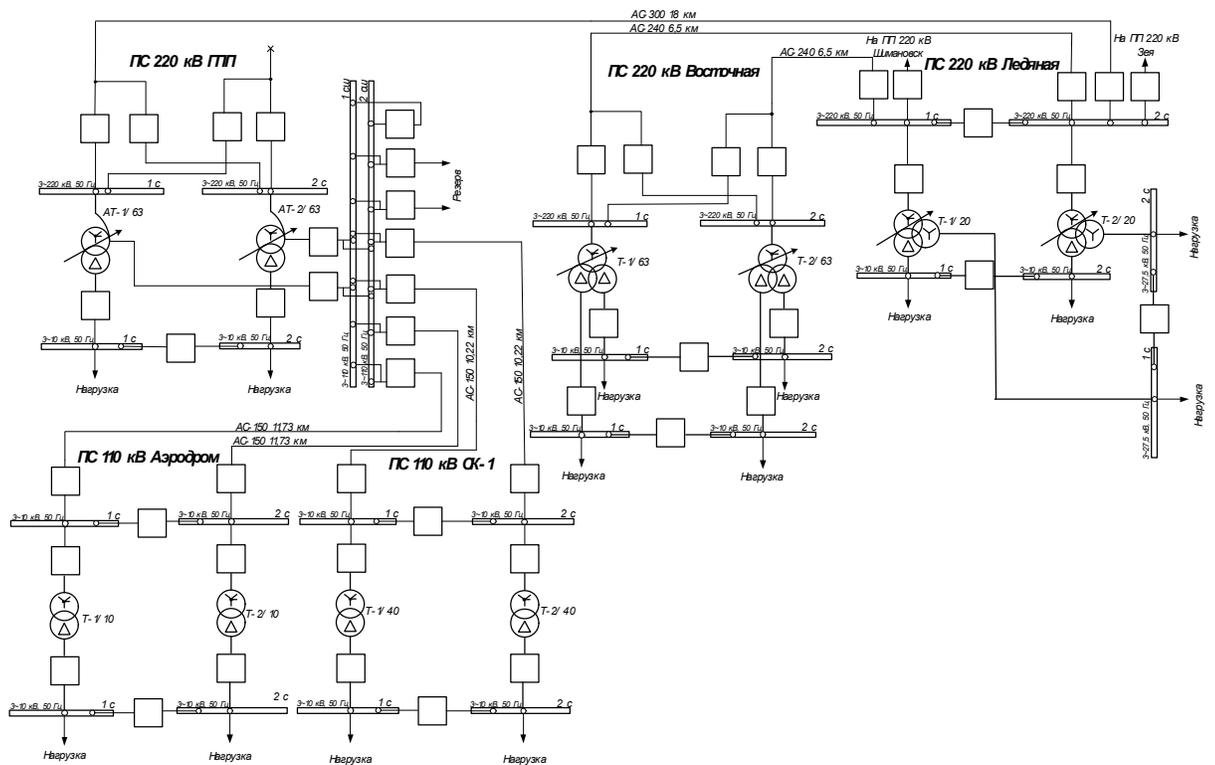


Рисунок 2 – Однолинейная схема существующей электрической сети космодрома «Восточный»

1.3 Структурный анализ схемы электроснабжения выбранного участка сети

Проведем структурный анализ и оценим современное состояние электроэнергетической схемы выбранного участка сети. Использовать будем метод исследования, основа которого заключается в детализированном анализе иерархической структуры выбранного участка схемы. Составим функциональное описание ее отдельных частей, а именно: линий электропередач, источников питания, подстанций; проанализируем полученную информацию и определим структуру данных. Анализ позволит представить удобное символьное изображение системы в виде структурной схемы; определить значимость элементов системы и связей между ними; оценить качество структуры системы в целом;

Для структурного анализа ЭЭС был выбран участок сети между Бурейской ГЭС и Зейской ГЭС, который насчитывает 33 взаимосвязанные подстанции. Для данного участка был составлен граф рассматриваемого эквивалента сети, где все элементы (подстанции и электростанции) были изображены в виде окружностей с названием элементов и их номинальными параметрами. Граф рассматриваемого эквивалента сети приведен в приложение А.

1.3.1 Анализ источников питания

Зейская ГЭС

Основные функции:

- Выдача мощности;
- Выработка электрической и тепловой энергии;
- Регулирование частоты;
- Прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме;
- Аварийный резерв, как кратковременный по мощности, так и длительный по энергии.

На Зейской ГЭС установлены генераторы мощности: 1Г, 2Г, 4Г, 5Г — 225 МВт; 3Г, 6Г — 215 МВт.

Генераторное напряжение – 15,75 кВ;

Установленная мощность – 1330 МВт;

Марка генераторов - 6 × СВ-1130/220-44-ХЛ4;

Расшифровка:

СВ – синхронный вертикальный;

1130 - наружный диаметр сердечника статора, см;

220 - длина сердечника статора, см;

Количество полюсов – 44;

ХЛ4 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ.

Первый гидроагрегат запущен в работу в 1975 году, в 1980 году запущен шестой гидроагрегат и станция вышла на полную мощность.

До 2025 года планируется произвести замену всех 6 гидроагрегатов.

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: два гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидрогенератора (№3 - №6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/500 (№3 - №5) и ТНЕРЕ-265000/525 (№6) для выдачи мощности на напряжении 500 кВ. Последние попарно объединены в укрупненные блоки (3ГТ-4ГТ и 5ГТ-6ГТ). В 2008 году была произведена замена повышающих трансформаторов фирмы АВВ для 1 и 6 генераторов.

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1.

РУ ВН ЗГЭС:

U_{НОМ}: 500 кВ;

Схема РУ: полуторная (№17), ОРУ; подключается с помощью автотрансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей.

Количество ячеек: 2 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по одному на каждую шину.

Выключатели: установлены по 3 выключателя на два присоединения.

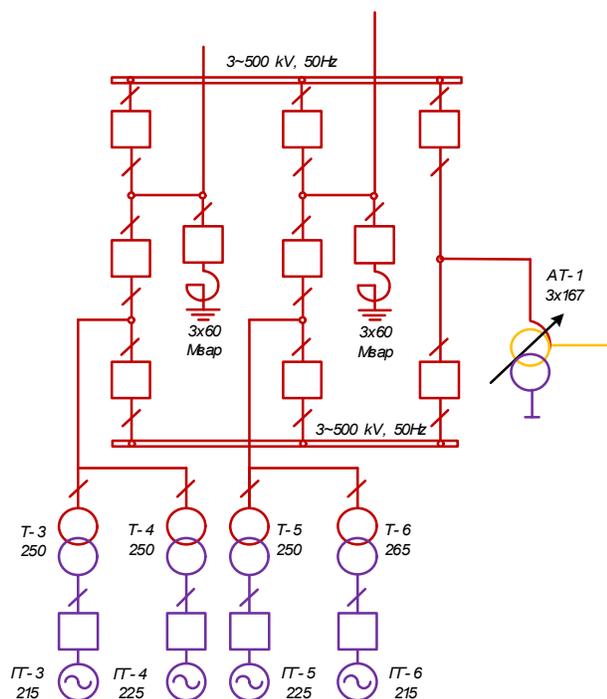


Рисунок 3 – Схема ЗГЭС 500 кВ

Основные параметры силовых трансформаторов и автотрансформаторов, генераторов приведены соответственно в таблице 3 и таблице 4.

Таблица 3 – Силовые трансформаторы и автотрансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦН-167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТЦ-250000/500/15,75	3	13			600	250	1125	0,45
ТНРЕ-265000/242/15,75	1	13			600	250	1125	0,45

Таблица 4 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{ном} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	225	15,75	136	230
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

РУ СН ЗГЭС:

$U_{НОМ}$: 220 кВ;

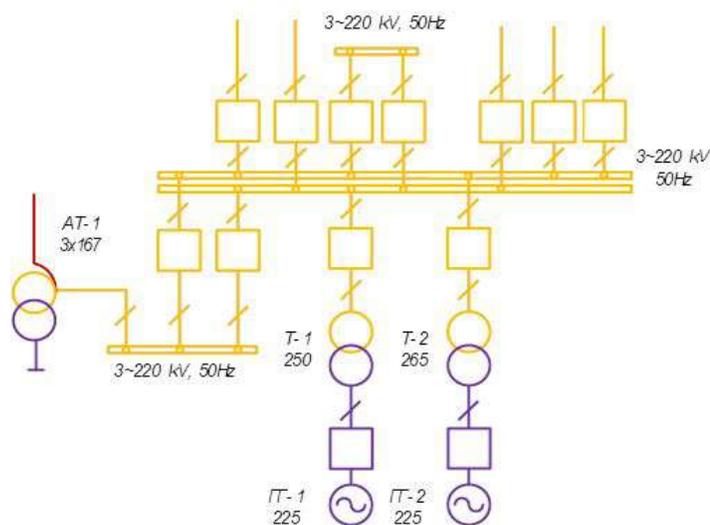


Рисунок 4 – Схема ЗГЭС 220 кВ

Схема РУ: одиночная секционированная система шин с обходной (№ 12Н), ОРУ; имеет секционную связь через два обходных выключателя.

Количество ячеек: 5 линейных, 2 трансформаторные, 2 на присоединение автотрансформаторов, 2 обходные.

Трансформаторы напряжения: установлены по одному на каждую секцию шин, 1 – на обходную шину, 1 – на развилку присоединения АТ.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор, 2 на развилку подключения АТ к секциям шин.

Основные параметры силовых трансформаторов, генераторов приведены соответственно в таблице 5 и таблице 6.

Таблица 5 – 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				
ТЦ-250000/220/15,75	1	11			650	240	1125	0,45
ТНЕРЕ-265000/242/15,75	1	11			650	240	1125	0,45

Таблица 6 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ}$, МВт	$U_{НОМ}$, кВ	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	225	15,75	136	230

Бурейская ГЭС

Основные функции в Дальневосточной энергосистеме:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Принятие неравномерной нагрузки;
- Участие в регулировании основных параметров энергосистемы;
- Обеспечение аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного по энергии;

- Повышение надежности функционирования всей энергосистемы региона.

Установленная электрическая мощность составляет 2010 МВт.

РУ ВН БГЭС:

$U_{НОМ}$: 500 кВ;

Схема РУ: Трансформаторы-шины с присоединением линий через 2 выключателя (№ 15), КРУЭ.

Количество ячеек: 3 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по одному на шину.

Выключатели: 2 на каждую отходящую линию, 1 на каждый трансформатор, 1 на каждый генератор.

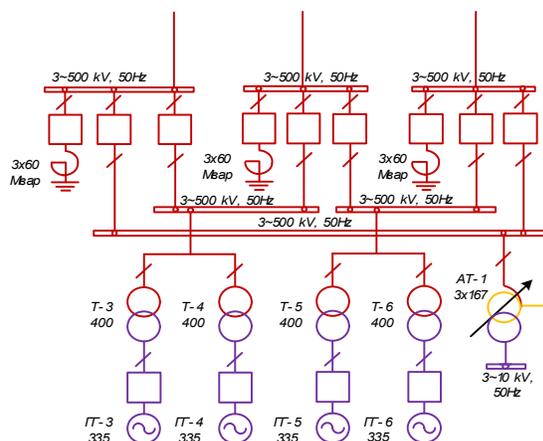


Рисунок 5 – Схема БГЭС 500 кВ

Основные параметры силовых трансформаторов и автотрансформаторов, генераторов приведены соответственно в таблице 7 и таблице 8.

Таблица 7 – Силовые трансформаторы и автотрансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН-167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТДЦ-400000/500/15,75	4	13			800	350	1600	0,4

Таблица 8 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ 1313/265-48 УХЛ4	4	335	15,75	125	230

РУ СН БГЭС:

U_{НОМ}: 220 кВ;

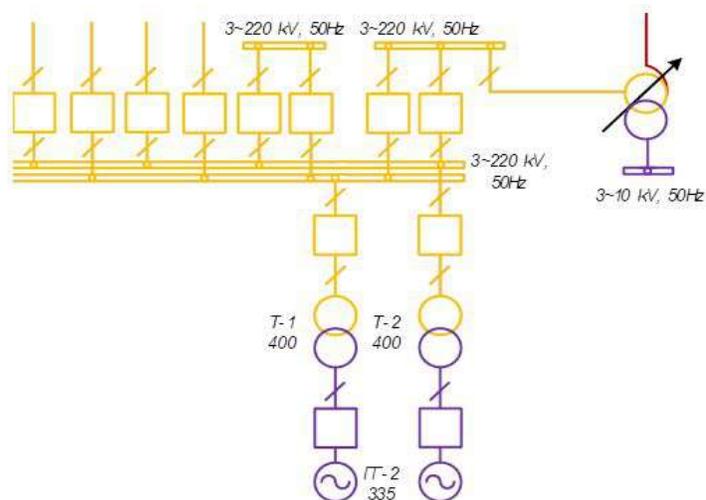


Рисунок 6 – Схема БГЭС 220 кВ

Схема РУ: Одна рабочая секционированная выключателями и обходная системы шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей (№ 12Н), ОРУ.

Количество ячеек: 4 линейные, 2 трансформаторные, 2 на присоединение автотрансформаторов, 2 обходные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин, 1 – на обходную шину, 1 – на развилку присоединения АТ.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор, 2 на развилку подключения АТ к секциям шин.

Основные параметры силовых трансформаторов, генераторов приведены соответственно в таблице 9 и таблице 10.

Таблица 9 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДЦ-400000/220/15,75	2	11			880	330	1600	0,4

Таблица 10 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ 1313/265-48 УХЛ4	4	335	15,75	125	230

1.3.2 Структурный анализ ЛЭП

В данном разделе проведем оценку ЛЭП, находящихся в зоне проектирования, оценим их длины, сечение и марку провода (кабеля).

В таблице 11 приведены основные характеристики линий электропередачи на рассматриваемом участке сети.

Таблица 11 – Характеристики линий электропередачи

Наименование линии	U _{НОМ} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4	5
ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская	500	АС-300 АС-500	277,1 1,6	ВЛ
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1	500	3хАС-330 АС-АЕРО-z	354,5 2,2	ВЛ
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2	500	3хАС-330 3АС-500	360,8 0,7	ВЛ

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ Амурская – Шимановск/т с отпайкой на ПС Ледяная/т	220	АС-240 АСО-330 АС-240 (отпайка)	86,26 1,8 2,3	ВЛ
ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26	220	АСО-300 АС-240 АСУС-300	20,45 29,34 1,58	ВЛ
ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск	220	АС-300 АС-240 (отпайка)	88,98 15,02	ВЛ
ВЛ Короли/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная	220	АСО-300 АС-240 (отпайка)	51,7 0,54	ВЛ
ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная	220	АС-300 АС-300 (отпайка)	119,4 0,9	ВЛ
ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т с отпайкой на ПС Белогорск	220	АС-240 АС-240 (отпайка 1) АС-240 (отпайка 2)	78,96 0,04 0,06	ВЛ
ВЛ 220 кВ Зея – Ледяная	220	АС-300	28	ВЛ
ВЛ 220 кВ Шимановск – Ледяная с отпайкой на ПС Ледяная/т	220	АСО-300	39,5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС - Зея	220	АС-300	9,24	ВЛ
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская № 1	220	АС-300	42,91	ВЛ
ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Завитая I цепь	220	АС-400	79,4	ВЛ
ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Завитая II цепь	220	АС-400	79,2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – НПС-24	220	АС-240	14,1	ВЛ
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – Шимановск/т	220	АС-240	54,8	ВЛ
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – Шимановск	220	АС-300 АС-240	52,7 2,5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сиваки – Мухинская/т с отпайкой на ПС Сиваки/т	220	АС-240 АСО-300	2,7 54,1	ВЛ
ВЛ 220 кВ НПС-24 – Чалганы/т с отпайкой на ПС Сиваки/т	220	АС-240 АС-240 (отпайка)	90,5 4,28	ВЛ

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ НПС-23 – Сиваки	220	АСО-300	63,8	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая – Чалганы/т	220	АС-240	24,1	ВЛ
КСЗ ВЛ 220 кВ Ключевая - НПС-23	220	АСО-300 АС-300	23,97 4,78	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	220	АС-300	54,6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	220	АС-240 АС-300	18,4 2,2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи	220	АС-240 АСО-300	31,5 2,1	ВЛ
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	220	АС-300	112,3	ВЛ
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	220	АСКПЗ- 400/51 АС-400 ААСRZ	0,7 131,7 1,1	ВЛ
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	220	АС-240 АС-300 АС-300 (отпайка)	6,84 3,54 2,14	ВЛ
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	220	АС-240 АС-300 АС-300 (отпайка)	6,6 3,15 2,17	ВЛ
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская	220	АС-300	183,8	ВЛ
ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала	220	АС-300	146,7	ВЛ
ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала	220	АС-300	166,6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Новокиевка – Февральская с отпайкой на ПС Уландочка	220	АС-240 АС-240 (отпайка)	180,4 6,8	ВЛ
ВЛ 220 кВ Амурская – Новокиевка	220	АС-240 АСУС-300	83,3 1,7	ВЛ
КВЛ 220 кВ Ледяная – ГПП	220	АС-300 ПвП 1х400/50- 1237	18,58 0,91	КВЛ
КВЛ 220 кВ Ледяная– Восточная №1	220	АС-300 ПвПу2г 1х400/50-127	18,58 0,5	КВЛ
КВЛ 220 кВ Ледяная– Восточная №2	220	АС-300 ПвПу2г 1х400/50-127	18,58 0,5	КВЛ

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5
КВЛ 110 кВ ГПП – СК 1 I цепь	110	АС-150	10,72	КВЛ
КВЛ 110 кВ ГПП – СК 1 II цепь	110	АС-150	10,72	КВЛ
КВЛ 110 кВ ГПП – Аэродром I цепь	110	АС-150	11,73	КВЛ
КВЛ 110 кВ ГПП – Аэродром II цепь	110	АС-150	11,73	КВЛ

В таблице 12 приведено суммарное распределение протяженности линий электропередач в соответствии с классами напряжения.

Таблица 12 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{ном} , кВ	Суммарная протяженность, км
500	987,9
220	2649,63
110	44,9

1.3.3 Структурный анализ ПС

В данном разделе проведем оценку подстанций по способу присоединения к сети, рассмотрим схемы распределительных устройств; количество и марки трансформаторов, установленных на подстанциях в районе проектирования.

В таблице 13 проведен анализ подстанций на рассматриваемом участке по способу присоединения к сети.

Таблица 13 – Подстанции по способу присоединения к сети

№	Наименование ПС	Способ присоединения к сети
1	2	3
1	ПС 220 кВ Белогорск	Отпаечная (от ВЛ Амурская – Белогорск/т и ВЛ НПС-26 – Короли/т)
2	ПС 220 кВ Белогорск/т	Проходная
3	ПС 220 кВ Благовещенская	Тупиковая
4	ПС 220 кВ Короли/т	Проходная
5	ПС 220 кВ Ледяная	Проходная

Продолжение таблицы 13

1	2	3
6	ПС 220 кВ Ледяная/т	Отпаечная (от ВЛ Амурская – Шимановск/т и ВЛ Ледяная – Шимановск)
7	ПС 220 кВ Шимановск	Проходная
8	ПС 220 кВ Шимановск/т	Проходная
9	ПС 220 кВ Завитая	Узловая
10	ПС 220 кВ Мухинская/т	Узловая
11	ПС 220 кВ Сиваки/т	Отпаечная (от ВЛ НПС-24 – Чалганы-т и ВЛ Мухинская-т – Сиваки)
12	ПС 220 кВ НПС-24	Проходная
13	ПС 220 кВ Сиваки	Проходная
14	ПС 220 кВ Чалганы/т	Проходная
15	ПС 220 кВ Ключевая	Узловая
16	ПС 220 кВ Магдагачи	Проходная
17	ПС 220 кВ Светлая	Узловая
18	ПС 220 кВ Энергия	Отпаечная (от 2х ВЛ 220 Зейская ГЭС – Светлая I, II)
19	ПС 220 кВ Новокиевка	Проходная
20	ПС 220 кВ Уландочка	Проходная
21	Свободненская ТЭС	Узловая
22	ПС 220 кВ Февральская	Проходная
23	ПС 220 кВ Тунгала	Проходная
24	ПС 220 кВ Призейская	Проходная
25	ПС 220 кВ Хвойная	Отпаечная (от ВЛ 22- кВ Короли/т – Завитая и Белогорск/т – Завитая)
26	ПС 220 кВ Сулус/т	Проходная
27	ПС 220 кВ НПС-26	Проходная
28	ПС 220 кВ Свободный	Отпаечная (от ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т)
29	ПС 220 кВ Восточная	Тупиковая

Продолжение таблицы 13

1	2	3
30	ПС 220 кВ ГПП	Узловая
31	ПС 110 кВ ПС СК – 1	Тупиковая
32	ПС 110 кВ ПС Аэродром	Тупиковая
33	ПС 500 кВ ПС Амурская	Узловая

В таблице 14 проведен анализ подстанций на рассматриваемом участке по схеме распределительных устройств высокого напряжения.

Таблица 14 – ПС по схемам РУ

№	Наименование ПС	Схема РУ ВН
1	2	3
1	ПС 220 кВ Белогорск	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)
2	ПС 220 кВ Белогорск/т	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН
3	ПС 220 кВ Благовещенская	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)
4	ПС 220 кВ Короли/т	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН
5	ПС 220 кВ Ледяная	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)
6	ПС 220 кВ Ледяная/т	Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий (220-4Н)
7	ПС 220 кВ Шимановск	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН
8	ПС 220 кВ Шимановск/т	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
9	ПС 220 кВ Завитая	Две рабочие и обходная системы шин (220-13Н)
10	ПС 220 кВ Мухинская/т	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)
11	ПС 220 кВ Сиваки/т	Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий (220-4Н)
12	ПС 220 кВ НПС-24	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН
13	ПС 220 кВ Сиваки	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
14	ПС 220 кВ Чалганы/т	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)

Продолжение таблицы 14

1	2	3	
15	ПС 220 кВ Ключевая	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)	
16	ПС 220 кВ Магдагачи	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)	
17	ПС 220 кВ Светлая	Две рабочие системы шин (220-13)	
18	ПС 220 кВ Энергия	Два блока линия-трансформатор (4Н)	
19	ПС 220 кВ Новокиевка	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН	
20	ПС 220 кВ Уландочка	Блок линия-трансформатор с выключателем (220-3Н)	
21	Свободненская ТЭС	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)	
22	ПС 220 кВ Февральская	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (220-12)	
21	Свободненская ТЭС	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)	
22	ПС 220 кВ Февральская	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (220-12)	
23	ПС 220 кВ Тунгала	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)	
24	ПС 220 кВ Призейская	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)	
25	ПС 220 кВ Хвойная	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН	
26	ПС 220 кВ Сулус/т	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)	
27	ПС 220 кВ НПС-26	Четырехугольник	
28	ПС 220 кВ Свободный	Блок линия-трансформатор с выключателем (220-3Н)	
29	ПС 220 кВ Восточная	Четырехугольник	
30	ПС 220 кВ ГПП	220	Четырехугольник
		110	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)
31	ПС 110 кВ ПС СК – 1	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)	
32	ПС 110 кВ ПС Аэродром	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)	
33	ПС 500 кВ ПС Амурская	500	Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя (15)
		220	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)

В таблице 15 приведен общий перечень установленных на подстанциях трансформаторов и автотрансформаторов с указанием их количества, номинального напряжения и мощности.

Таблица 15 – Количество и марки трансформаторов на ПС

№	Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
1	1	2
1	ПС 220 кВ Белогорск	2 x АТДЦТН-63000/220/110/10 2 x ТДНТ-40000/220/35/10
2	ПС 220 кВ Белогорск/т	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
3	ПС 220 кВ Благовещенская	2 x АТДЦТН-125000/220/110/35
4	ПС 220 кВ Короли/т	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
5	ПС 220 кВ Ледяная	2 x ТДТНГ-20000/220/35/6
6	ПС 220 кВ Ледяная/т	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
7	ПС 220 кВ Шимановск	2 x ТДТН-25000/220/35/10
8	ПС 220 кВ Шимановск/т	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
9	ПС 220 кВ Завитая	2 x ТДНТ-25000/220/35/10
10	ПС 220 кВ Мухинская/т	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
11	ПС 220 кВ Сиваки/т	2x ТРДН -400000/220/27,5/10
12	ПС 220 кВ НПС-24	2 x ТРДН-25000/220/10
13	ПС 220 кВ Сиваки	2 x АТДЦТН-63000/220/110/6
14	ПС 220 кВ Чалганы/т	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
15	ПС 220 кВ Ключевая	2 x ТДТН-25000/220/35/10
16	ПС 220 кВ Магдагачи	ТДНТЖ-40000/220/27,5/10 ТДНТЖ-40000/220/35/27,5 ТДТН-25000/220/35/10
17	ПС 220 кВ Светлая	2 x АТДЦТН-63000/220/110/35 2 x ТДТНГ-20000/220/35/10
18	ПС 220 кВ Энергия	2 x ТДТН-40000/220/35/6
19	ПС 220 кВ Новокиевка	2 x ТДТН-25000/220/35/10
20	ПС 220 кВ Уландочка	PML-31500/200

Продолжение таблицы 15

1	2	3
21	Свободненская ТЭС	АТДЦТН-125000/220/110-УХЛ1
22	ПС 220 кВ Февральская	2 x АТДЦТН-63000/220/110/35 2 x ТДТН-25000/110/35/10
23	ПС 220 кВ Тунгала	2 x ТДТН-25000/220/35/10
24	ПС 220 кВ Призейская	2 x ТДТН-25000/220/35/10
25	ПС 220 кВ Хвойная	АТДТГН - 32000/220/110/25 АТДТГН - 30000/220/110/35
26	ПС 220 кВ Сулус/т	2 x ТДТНЖ-40000/220/27,5/10
27	ПС 220 кВ НПС-26	2 x ТДН-25000/220/35/10
28	ПС 220 кВ бальный	ТДТН-40000/220/35/10
29	ПС 220 кВ Восточная	2 x ТРДЦН-63000/110/10
30	ПС 220 кВ ГПП	2 x АТДЦТН-63000/220/110/10
31	ПС 110 кВ ПС СК – 1	2 x ТДН-40000/110/10
32	ПС 110 кВ ПС Аэродром	2 x ТДН-10000/110/10
33	ПС 500 кВ ПС Амурская	6 x АОДЦТН-167000/500/220/10 2 x АТДЦТН-63000/220/110/35

На участке проектирования подстанции образуют разветвленную сеть со сложной структурой соединений. Отмечается наличие слабых связей, что характерно для отпаечных подстанций и подстанций, соединенных с другими подстанциями не более чем по двум питающим линиям;

Имеются сильные связи, которыми обладают узловы подстанции, такие как: ПС 500 кВ Амурская, ПС 220 кВ Мухинская/Т, ПС 220 кВ Завитая, ПС 220 кВ Ключевая, ПС 220 кВ Светлая, Свободненская ТЭС.

Преобладают линии с номинальным напряжением 220 кВ, общая протяженность которых составляет 2649,63 км.

Район проектирования включает в себя 2 электростанции (Бурейская ГЭС, Зейская ГЭС), 33 подстанции, из которых 21 подстанция имеет высшее напряжение - 220 кВ, остальные - 110 кВ (ПС 110 кВ СК-1, ПС 110 кВ Аэродром).

Проходной способ - наиболее частый вариант присоединения подстанций к сети (16 подстанций), что объясняется преобладанием магистральных линий.

Рассматриваемый участок энергосистемы можно рассматривать как надежную систему, что обусловлено наличием резервирования и сильных связей между элементами. Оборудование источников питания соответствует техническим требованиям.

1.4 Расчет и анализ установившихся режимов

Основными задачами данного раздела является: выявление режимных параметров; определение возможности и необходимости оптимизации режима.

В качестве исходных данных для расчета режимов существующей сети использовались:

- Нагрузки потребителей, находящихся в районе проектирования на 2020 год;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Амурского РДУ на 2020 г;
- Параметры силового оборудования.

В качестве исходных данных для расчета режимов рассматриваемых вариантов усиления сети использовались:

- Нагрузки потребителей, прогнозируемые на перспективу - 5 лет;
- Схема электрических соединений объектов электроэнергетики, при условии усиления системы электроснабжения космодрома «Восточный»;
- Параметры силового оборудования.

Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ, КВЛ, трансформаторов и автотрансформаторов, генераторов.

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать отключение наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок,

автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

В электрический расчет входит распределение активных и реактивных мощностей по линиям рассматриваемого участка сети, токовые нагрузки, расчет потерь активной и реактивной мощности, расчет отклонения напряжения на шинах подстанций и станций в нормальном и послеаварийном режиме работы.

Для расчета режимов использовался программно-вычислительный комплекс RastrWin 3.

1.4.1 Анализ нормального режима работы существующей сети

В таблице 16 приведены нагрузки потребителей и мощность генерации в районе проектирования на 2020 год.

Таблица 16 – Нагрузки потребителей и мощность генерации на 2020 год

№	Подстанции и станции	Активная мощность ($P^{баз}$)	Реактивная мощность ($Q^{баз}$)	Активный переток мощности для эквивалентирования	Реактивный переток мощности для эквивалентирования
1	2	3	4	5	6
1	Зейская ГЭС 500	0	0	330	-36,6
2	Зейская ГЭС 220	13	0,8	220	57,1
3	Энергия 1С	17,7	2,1	0,00	0,00
4	Энергия 2С	16	1,6	0,00	0,00
5	Светлая	54,3	4,7	0,00	0,00
6	Магдагачи	17,9	14,9	-189,7	-14,4
7	Сулус/т	9,8	12,8	0,00	0,00
8	Ключевая	4,6	1,1	0,00	0,00
9	Чалганы/т	11,7	11,7	0,00	0,00
10	НПС-23	8,8	3,9	0,00	0,00
11	Сиваки	1	0,1	0,00	0,00
12	Сиваки/т 1С	5,1	3,3	0,00	0,00

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6
13	Сиваки/т 2С	5,2	2,5	0,00	0,00
14	НПС-24	7,7	0,1	0,00	0,00
15	Мухинская/т	8,7	3,5	0,00	0,00
16	Шимановск/т	11,5	7,4	0,00	0,00
17	Шимановск	4,9	0,1	0,00	0,00
18	Ледяная/т 1С	2	1,9	0,00	0,00
19	Ледяная/т 2С	4,7	1,9	0,00	0,00
20	Ледяная	12	2,4	0,00	0,00
21	Зея	0,1	0,1	0,00	0,00
22	Свободненская ТЭС	5,6	2,8	0,00	0,00
23	Амурская 500	582	-159,3	0,00	-64,6
24	Амурская 220	43,9	14	73,8	-4,8
25	НПС-26	9,1	4,1	0,00	0,00
26	Свободный	10,8	3,2	0,00	0,00
27	Белогорск 1С	4,3	2,1	0,00	0,00
28	Белогорск 2С	70,8	32,6	0,00	0,00
29	Короли/т	20,6	15,6	0,00	0,00
30	Белогорск/т	5,8	6,4	0,00	0,00
31	Хвойная 2С	17,1	15,9	0,00	0,00
32	Завитая	31,2	17,2	-110,2	45,9
33	БГЭС 220	16,9	0,7	510	-35,4
34	БГЭС 500	516,3	-419	885,5	29,7
35	Новокиевка	5,2	0,6	0,00	0,00
36	Уландочка	0,8	0,5	0,00	0,00
37	Февральская	50,9	27,7	-18,1	-3

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6
38	Тунгала	0,8	0,2	0,00	0,00
39	Призейская	1,7	0,4	-36,7	-5
40	Восточная 1С 10	0,4	0,1	0,00	0,00
41	Восточная 2С 10	0,4	0,1	0,00	0,00
42	Аэродром 1С 10	1,2	0,1	0,00	0,00
43	Аэродром 2С 10	1,2	0,1	0,00	0,00
44	СК-1 10	1,2	0,1	0,00	0,00
45	СК-1 10	1,2	0,1	0,00	0,00

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

Расчёт режима существующей сети приведен в приложении Б.

В данном режиме напряжение в узлах находятся в допустимых пределах $\pm 10\%$. Отклонения по напряжению более 5 % наблюдаются в следующих узлах, которые представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Отклонение напряжения в узлах сети

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4	5
2	Зейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
3	Энергия 1С	220	234,81	6,73
4	Энергия 2С	220	234,81	6,73
5	Светлая	220	234,51	6,60
38	Завитая	220	231,02	5,01
39	БГЭС 220	220	235,00	6,82

Напряжение на шинах 220 кВ Бурейской ГЭС и Зейской ГЭС задано согласно схемы потокораспределения, принятой в качестве исходных данных. Напряжение на шинах 220 кВ ПС Энергия, Светлая и Завитая обусловлено близостью к источникам питания.

Ток протекающий по ЛЭП не выходит за рамки длительно допустимого. Линии, удовлетворяющие условию $30 \leq I_{\max}/I_{\text{доп}} \leq 70$ %, представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
Завитая - БГЭС 220	422	825,0	51,1
Завитая - БГЭС 220	422	825,0	51,1
Хвойная 2С - Завитая	274	690,0	39,7
Светлая - Ключевая	254	690,0	36,8
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	296	825,0	35,9
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1С	234	690,0	33,9
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2С	231	690,0	33,5
Белогорск-т - Хвойная 2С	225	690,0	32,6
Хвойная 1С - Завитая	225	690,0	32,6
Короли-т - Хвойная 1С	225	690,0	32,6
Энергия 2С - Светлая	192	610,0	31,5
БГЭС 500 - Амурская 500	594	1891,0	31,4
Энергия 1С - Светлая	190	610,0	31,2
Белогорск 2С - Белогорск-т	209	690,0	30,3

Остальные ЛЭП недогружены, что говорит о том, что сечение этих линий завышено.

В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 48,5 МВт, что составляет 3 % от суммарной мощности нагрузки (1616 МВт) в рассматриваемом районе электрических сетей.

Схема потокораспределения нормального режима сети представлена в приложении В.

1.4.2 Анализ послеаварийных режимов существующей сети

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

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- Отключена ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи (приведен расчет);
- Отключена одна цепь ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Завитая.

Расчёт послеаварийного режима сети приведён в приложении Г.

По результатам расчета режимов видно, что напряжения и токи находятся в допустимых пределах в обоих случаях. Наиболее тяжелым был режим при

отключении ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи. Проанализировав этот режим можно сделать вывод о том, что уровень напряжения на некоторых подстанциях стал ниже номинального, но не вышел за пределы допустимого. В таблице 19 представлены узлы, в которых отклонение от номинального значения напряжения превышает 5 %.

Таблица 19 – Отклонения напряжения в узлах сети

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4	5
2	Зейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
3	Энергия 1С	220	234,62	6,65
4	Энергия 2С	220	234,62	6,65
5	Светлая	220	233,98	6,36
39	БГЭС 220	220	235,00	6,82

Напряжение на шинах 220 кВ Бурейской ГЭС и Зейской ГЭС задано согласно схемы потокораспределения, принятой в качестве исходных данных. Напряжение на шинах 220 кВ ПС Энергия и Светлая обусловлено близостью к источникам питания. Отклонение напряжения в остальных узлах схемы не превышает $\pm 5\%$.

Уровень загрузки оставшихся в работе ЛЭП увеличился, но большинство ЛЭП по-прежнему остались недогруженными. В таблице 20 представлены оптимально загруженные линии.

Таблица 20 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_доп, %
1	2	3	4
Светлая - Ключевая	465	690,0	67,4
Завитая - БГЭС 220	428	825,0	51,9
Завитая - БГЭС 220	428	825,0	51,9
Сулус-т - Ключевая	314	610,0	51,5
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1С	337	690,0	48,8
Энергия 2С - Светлая	295	610,0	48,4
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2С	334	690,0	48,4
Энергия 1С - Светлая	294	610,0	48,1
Магдагачи - Сулус-т	284	610,0	46,6
Магдагачи - Ключевая	288	690,0	41,8

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4
Хвойная 2С - Завитая	280	690,0	40,6
Белогорск-т - Хвойная 2С	231	690,0	33,5
Хвойная 1С - Завитая	231	690,0	33,5
Короли-т - Хвойная 1С	231	690,0	33,5
Шимановск-т - Ледяная-т 1С	201	610,0	32,9
БГЭС 500 - Амурская 500	598	1891,0	31,6
Белогорск 2С - Белогорск-т	215	690,0	31,2

В таблице 21 представлена величина потерь активной мощности в нормальном и послеаварийном режиме работы.

Таблица 21 – Потери мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
1	2
Нормальный режим	48,5
Послеаварийный режим. Отключена одна цепь ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Завитая	50,83
Послеаварийный режим. Отключена ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	56,54

Как видно из вышеприведенной таблицы, оптимальным является нормальный режим, так как потери в сети без подключения каких-либо дополнительных средств компенсации являются минимальными.

Исходя из результатов расчета послеаварийных режимов можно сделать вывод о том, что для их оптимизации можно увеличить напряжение на источниках питания, тем самым, исключив использование дополнительных средств КРМ; это позволит выровнять уровень напряжения в сети и снизить потери мощности.

Схемы потокораспределения послеаварийных режимов существующей сети представлены в приложении Д.

1.5 Выводы к первой главе

1. Климат района проектирования – муссонный, континентальный. При проектировании и выборе оборудования необходимо учитывать климатические особенности и пользоваться расчетными условиями и значениями, приведенными в подразделе 1.1.

2. Анализ существующей схемы электроснабжения выявил проблему питания потребителей первой и первой особой категории по третьей категории электроснабжения, что является недопустимым по условиям надежной работы КЦ «Восточный». Анализ приведен в подразделе 1.2.

3. Структурный анализ схемы электроснабжения выбранного участка сети позволил выявить сильные и слабые связи питания подстанций; схемы распределительных устройств; способы присоединения подстанций к сети; тип, мощность и количество установленных трансформаторов на подстанциях; источники питания и их суммарную генерируемую мощность; номинальное напряжение, длину и сечение линий электропередач; Вся вышеприведенная информации позволит сформировать общее представление о рассматриваемом участке сети, а также смоделировать схему для расчета режимов в ПК «RastrWin». Подробный структурный анализ приведен в подразделе 1.3.

4. Расчет нормального и послеаварийного режима существующей сети выбранного участка показал надежность и оптимальность расчетных параметров, таких как: токовая нагрузка, отклонение напряжения, потери активной мощности, которые находятся в пределах и не превышают допустимых значений. Подробный расчет режимов приведен в подразделе 1.4.

2 РАЗРАБОТКА И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1 Разработка вариантов развития электрической сети

В данном разделе рассмотрены варианты развития электрической сети путем проектирования питающих линий, что позволит повысить надежность внешнего электроснабжения КЦ «Восточный».

Вариант 1.

Данный вариант подразумевает:

- Строительство КВЛ 220 кВ Амурская - ГПП.

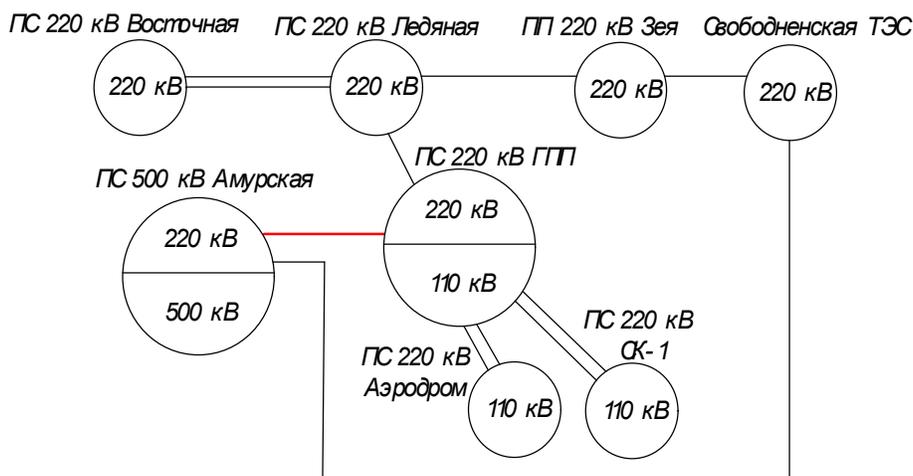


Рисунок 7 – Вариант подключения 1

При строительстве КВЛ 220 кВ Амурская - ГПП необходимо построить КВЛ протяженностью 81 км проводом марки АС-240.

Для данного варианта развития произведен расчет нормального и послеаварийного режима. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении ВЛ 220 кВ Амурская - Свободненская ТЭС. Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в приложении Е.

Вариант 2.

Данный вариант подразумевает:

- Строительство КВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС - ГПП.

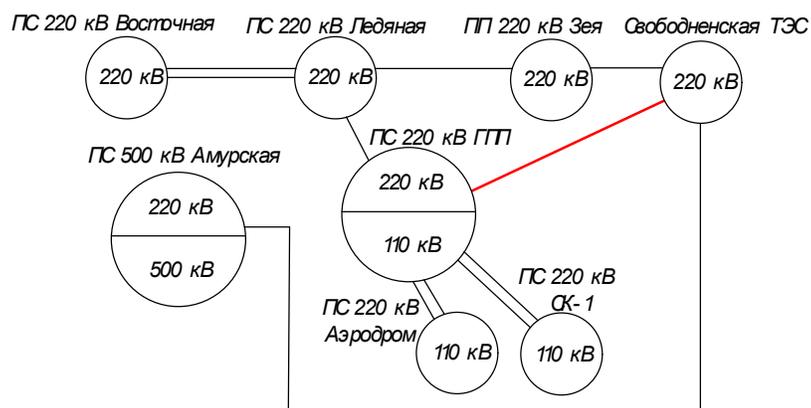


Рисунок 8 – Вариант подключения 2

При строительстве КВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС - ГПП необходимо построить КВЛ протяженностью 57 км проводом марки АС-240.

Для данного варианта развития произведен расчет нормального и послеаварийного режима. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении ВЛ 220 кВ Амурская – Свободненская ТЭС. Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в приложении К.

Вариант 3.

Данный вариант подразумевает:

- Строительство КВЛ 220 кВ Мухинская/т - ГПП.

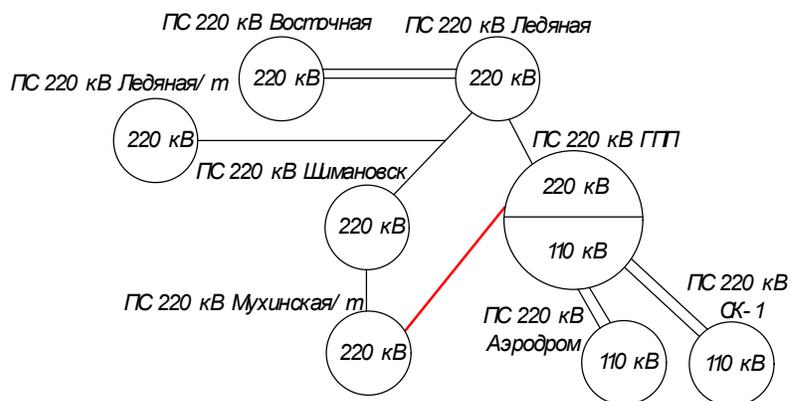


Рисунок 9 – Вариант подключения 3

При строительстве КВЛ 220 кВ Мухинская/г - ГПП необходимо построить КВЛ протяженностью 103 км проводом марки АС-240.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении ВЛ 220 кВ Амурская – Свободненская ТЭС. Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в приложении М.

2.2 Прогноз роста нагрузки

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогноз нагрузки осуществляется по формулам сложных процентов:

$$P^{\text{прог}} = P^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (1)$$

$$Q^{\text{прог}} = Q^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (2)$$

где $P^{\text{баз}}$ - базовая средняя активная мощность;

$Q^{\text{баз}}$ - базовая средняя реактивная мощность;

ε - среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем 0,037 согласно СиПР ЕЭС РФ 2019-2025 г [20];

N - срок прогноза; принимается равным 5 лет.

Определим прогнозируемые мощности для ПС 220 кВ Ледяная:

$$P^{\text{прог}} = 12 \cdot (1 + 0,037)^5 = 14,4 \text{ мВт}$$

$$Q^{\text{прог}} = 2,4 \cdot (1 + 0,037)^5 = 2,9 \text{ Мвар}$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

В таблице 22 приведены нагрузки потребителей и мощность генерации с учетом прогноза, выполненного на 5 лет.

Таблица 22 – Нагрузки потребителей и мощность генерации на 2025 год

№	Подстанции и станции	Активная мощность ($P_{\text{баз}}$)	Реактивная мощность ($Q_{\text{баз}}$)	Активный переток мощности для эквивалентирования	Реактивный переток мощности для эквивалентирования
1	2	3	4	5	6
1	Зейская ГЭС 500	395,74	-43,89	395,74	-43,89
2	Зейская ГЭС 220	15,59	0,96	263,83	68,47
3	Энергия 1С	21,23	2,52	0,00	0,00
4	Энергия 2С	19,19	1,92	0,00	0,00
5	Светлая	65,12	5,64	0,00	0,00
6	Магдагачи	21,47	17,87	-227,49	-17,27
7	Сулус/т	11,75	15,35	0,00	0,00
8	Ключевая	5,52	1,32	0,00	0,00
9	Чалганы/т	14,03	14,03	0,00	0,00
10	НПС-23	10,55	4,68	0,00	0,00
11	Сиваки	1,20	0,12	0,00	0,00
12	Сиваки/т 1С	6,12	3,96	0,00	0,00
13	Сиваки/т 2С	6,24	3,00	0,00	0,00
14	НПС-24	9,23	0,12	0,00	0,00
15	Мухинская/т	10,43	4,20	0,00	0,00
16	Шимановск/т	13,79	8,87	0,00	0,00
17	Шимановск	5,88	0,12	0,00	0,00
18	Ледяная/т 1С	2,40	2,28	0,00	0,00
19	Ледяная/т 2С	5,64	2,28	0,00	0,00
20	Ледяная	14,39	2,88	0,00	0,00
21	Зея	0,12	0,12	0,00	0,00
22	Свободненская ТЭС	6,72	3,36	0,00	0,00

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6
23	Амурская 500	697,94	-191,03	0,00	-78,43
24	Амурская 220	52,65	16,79	88,50	-5,76
25	НПС-26	10,91	4,92	0,00	0,00
26	Свободный	12,95	3,84	0,00	0,00
27	Белогорск 1С	5,16	2,52	0,00	0,00
28	Белогорск 2С	84,90	39,09	0,00	0,00
29	Короли/т	24,70	18,71	0,00	0,00
30	Белогорск/т	6,96	7,67	0,00	0,00
31	Хвойная 2С	20,51	19,07	0,00	0,00
32	Завитая	37,42	20,63	-132,15	55,04
33	БГЭС 220	20,27	0,84	611,60	-42,45
34	БГЭС 500	619,15	-502,47	1062,74	35,74
35	Новокиевка	6,24	0,72	0,00	0,00
36	Уландочка	0,96	0,60	0,00	0,00
37	Февральска я	61,04	33,22	-21,71	-3,60
38	Тунгала	0,96	0,24	0,00	0,00
39	Призейская	2,04	0,48	-44,01	-6,00
40	Восточная 1С 10	23	9,2	0,00	0,00
41	Восточная 2С 10	23	9,2	0,00	0,00
42	Аэродром 1С 10	7,2	2,9	0,00	0,00
43	Аэродром 2С 10	7,2	2,9	0,00	0,00
44	СК-1 10	26,7	26,7	0,00	0,00
45	СК-1 10	26,7	26,7	0,00	0,00

2.3 Анализ режимов работы вариантов развития сети

2.3.1 Вариант развития № 1 (КВЛ 220 кВ Амурская – ГПП)

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. Схемы потокораспределения нормального и послеаварийного режима сети представлены в приложении Ж.

Таблица 23 – Отклонения напряжения в узлах сети в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4	5
2	Зейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
3	Энергия 1С	220	234,73	6,69
4	Энергия 2С	220	234,73	6,69
5	Светлая	220	234,30	6,50
39	БГЭС 220	220	235,00	6,82

Таблица 24 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_доп, %
1	2	3	4
Завитая - БГЭС 220	534	825,0	64,7
Завитая - БГЭС 220	534	825,0	64,7
Хвойная 2С - Завитая	353	690,0	51,2
Светлая - Ключевая	301	690,0	43,6
Хвойная 1С - Завитая	296	690,0	42,8
Короли-т - Хвойная 1С	295	690,0	42,8
Белогорск-т - Хвойная 2С	295	690,0	42,7
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	337	825,0	40,8
БГЭС 500 - Амурская 500	768	1891,0	40,6
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1С	277	690,0	40,2
Белогорск 2С - Белогорск-т	276	690,0	39,9
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2С	274	690,0	39,7
Энергия 2С - Светлая	227	610,0	37,2
Энергия 1С - Светлая	225	610,0	36,9
ГПП 220 - Амурская 220	224	610,0	36,7
НПС-26 - Белогорск 1С	217	610,0	35,6
ГПП 110 2АТ - СК-1 110	149	450,0	33,2
ГПП 110 1АТ - СК-1 110	149	450,0	33,2
Белогорск 1С - Короли-т	234	690,0	33,9
Амурская 220 - НПС-26	190	610,0	31,2

Таблица 25 – Отклонения напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4	5
2	Зейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
3	Энергия 1С	220	234,71	6,68
4	Энергия 2С	220	234,71	6,68
5	Светлая	220	234,24	6,47
39	БГЭС 220	220	235,00	6,82

Таблица 26 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_доп, %
1	2	3	4
Завитая - БГЭС 220	534	825,0	64,7
Завитая - БГЭС 220	534	825,0	64,7
ГПП 220 - Амурская 220	358	610,0	58,7
Хвойная 2С - Завитая	354	690,0	51,3
Светлая - Ключевая	321	690,0	46,6
Хвойная 1С - Завитая	296	690,0	42,9
Короли-т - Хвойная 1С	296	690,0	42,8
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	353	825,0	42,8
Белогорск-т - Хвойная 2С	295	690,0	42,7
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1С	287	690,0	41,6
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2С	283	690,0	41,1
БГЭС 500 - Амурская 500	770	1891,0	40,7
Белогорск 2С - Белогорск-т	276	690,0	40,0
Энергия 2С - Светлая	237	610,0	38,8
Энергия 1С - Светлая	235	610,0	38,5
НПС-26 - Белогорск 1С	217	610,0	35,6
ГПП 110 1АТ - СК-1 110	153	450,0	34,0
Белогорск 1С - Короли-т	234	690,0	33,9
ГПП 110 2АТ - СК-1 110	153	450,0	33,9
Шимановск-т - Ледяная-т 1С	191	610,0	31,3
Амурская 220 - НПС-26	190	610,0	31,1

Таблица 27 – Потери мощности в сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
1	2
Нормальный режим	67,06
Послеаварийный режим. Отключена ВЛ 220 кВ Амурская - Свободненская ТЭС	69,82

Таблица 28 – Загрузка ЛЭП в районе проектирования

Название	I _{доп_расч} , А	I _{max} , А		I/I _{доп} , %	
		Норм. режим	П/ав. режим	Норм. режим	П/ав. режим
1	2	3	4	5	6
Амурская – ГПП	610	224	358	36,7	58,7
Ледяная – ГПП	690	59	165	8,6	23,9
Ледяная – Восточная 1, 2 цепь	690	71	72	10,2	10,5
ГПП – Аэродром 1, 2 цепь	450	40	41	8,9	9,1
ГПП – СК-1 1, 2 цепь	450	149	153	33,2	33,9

В таблицах 23 и 25 представлены узлы, отклонение напряжения в которых превышает 5 % от номинального значения. В таблицах 24 и 26 представлены оптимально загруженные ЛЭП. Остальные ЛЭП, не перечисленные в таблицах, являются недогруженными. В таблице 27 представлены потери активной мощности для нормального и послеаварийного режима, величина которых по отношению к суммарной мощности нагрузки (2045 МВт) составляет соответственно 3,3 % и 3,4 %. В таблице 28 представлена загрузка ЛЭП, располагающихся в районе проектирования.

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая загрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах благодаря наличию замкнутых контуров со сложными связями, обеспечивающие резервирование.

2.3.2 Вариант развития 2 (КВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС - ГПП)

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима. Схемы потокораспределения нормального и послеаварийного режима сети представлены в приложении Л.

Таблица 29 – Отклонения напряжения в узлах сети в нормальном режиме

Номер	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4	5
2	Зейская ТЭС 220	220	235,00	6,82
3	Энергия 1С	220	234,71	6,69

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5
4	Энергия 2С	220	234,72	6,69
5	Светлая	220	234,27	6,48
39	БГЭС 220	220	235,00	6,82

Таблица 30 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_dop, %
1	2	3	4
Завитая - БГЭС 220	534	825,0	64,7
Завитая - БГЭС 220	534	825,0	64,7
Свободненская ТЭС - Амурская 220	377	690,0	54,7
Хвойная 2С - Завитая	353	690,0	51,2
Светлая - Ключевая	314	690,0	45,5
Хвойная 1С - Завитая	296	690,0	42,8
Короли-т - Хвойная 1С	296	690,0	42,8
Белогорск-т - Хвойная 2С	295	690,0	42,7
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	347	825,0	42,1
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1С	283	690,0	41,1
БГЭС 500 - Амурская 500	769	1891,0	40,7
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2С	280	690,0	40,6
Белогорск 2С - Белогорск-т	276	690,0	39,9
Энергия 2С - Светлая	233	610,0	38,2
Энергия 1С - Светлая	231	610,0	37,9
НПС-26 - Белогорск 1С	217	610,0	35,6
Белогорск 1С - Короли-т	234	690,0	33,9
ГПП 110 2АТ - СК-1 110	152	450,0	33,8
ГПП 110 1АТ - СК-1 110	152	450,0	33,8
Амурская 220 - НПС-26	190	610,0	31,2

Таблица 31 – Отклонения напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4	5
59	ГПП 10 1АТ	10	7,80	-21,98
60	ГПП 10 2АТ	10	7,80	-21,98
50	СК-1 10	10	7,93	-20,72
51	СК-1 10	10	7,93	-20,72
49	Аэродром 2С 10	10	7,98	-20,16
22	ГПП 220	220	176,66	-19,70
27	Свободненская ТЭС	220	177,92	-19,13

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4	5
48	Аэродром 1С 10	10	8,10	-18,96
26	Зея	220	178,39	-18,91
21	Восточная 220	220	178,64	-18,80
20	Ледяная	220	178,95	-18,66
19	Ледяная-т 2С	220	179,67	-18,33
47	Восточная 2С 10	10	8,20	-18,03
55	ЦРП	10	8,20	-18,03
46	Восточная 1С 10	10	8,20	-18,02
54	ЦРП	10	8,20	-18,02
25	СК-1 110	110	93,08	-15,39
24	Аэродром 110	110	93,73	-14,79
23	ГПП 110 1АТ	110	94,03	-14,52
58	ГПП 110 2АТ	110	94,03	-14,52
17	Шимановск	220	188,70	-14,23
15	Мухинская-т	220	203,20	-7,63
14	НПС-24	220	204,31	-7,13
11	Сиваки	220	207,32	-5,77
13	Сиваки-т 2С	220	207,31	-5,77
12	Сиваки-т 1С	220	207,37	-5,74
5	Светлая	220	233,86	6,30
3	Энергия 1С	220	234,57	6,62
4	Энергия 2С	220	234,58	6,63
2	Зейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
39	БГЭС 220	220	235,00	6,82

Таблица 32 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_доп, %
1	2	3	4
Мухинская-т - Шимановск	526	610,0	86,2
Шимановск - Ледяная-т 2С	514	690,0	74,5
Шимановск-т - Ледяная-т 1С	440	610,0	72,2
Ледяная-т 2С - Ледяная	495	690,0	71,8
Мухинская-т - Шимановск-т	401	610,0	65,8
Завитая - БГЭС 220	532	825,0	64,5
Завитая - БГЭС 220	532	825,0	64,5
Ледяная-т 1С - Амурская 220	444	690,0	64,4
Светлая - Ключевая	433	690,0	62,8
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	441	825,0	53,5
Хвойная 2С - Завитая	346	690,0	50,2
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1С	338	690,0	49,0

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2С	335	690,0	48,5
Энергия 2С - Светлая	289	610,0	47,3
Энергия 1С - Светлая	287	610,0	47,0
Хвойная 1С - Завитая	295	690,0	42,8
Короли-т - Хвойная 1С	294	690,0	42,6
ГПП 110 1АТ - СК-1 110	191	450,0	42,6
ГПП 110 2АТ - СК-1 110	191	450,0	42,5
Белогорск-т - Хвойная 2С	293	690,0	42,4
БГЭС 500 - Амурская 500	786	189,0	41,6
Белогорск 2С - Белогорск-т	274	690,0	39,7
НПС-26 - Белогорск 1С	220	610,0	36,0
Белогорск 1С - Короли-т	238	690,0	34,5
Ледяная - ГПП 220	234	690,0	33,9
Амурская 220 - НПС-26	195	610,0	31,9
Амурская 220 - Новокиевка	192	610,0	31,5

Таблица 33 – Потери мощности в сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
1	2
Нормальный режим	68,67
Послеаварийный режим. Отключена ВЛ 220 кВ Амурская - Свободненская ТЭС	87,68

Таблица 34 – Загрузка ЛЭП в районе проектирования

Название	Идоп_расч, А	I max, А		I/I доп, %	
		Норм. режим	П/ав. режим	Норм. режим	П/ав. режим
1	2	3	4	5	6
Свободненская ТЭС – ГПП	610	166	37	27,2	6
Ледяная – ГПП	690	63	234	9,1	33,9
Ледяная – Восточная 1, 2 цепь	690	72	88	10,4	12,7
ГПП – Аэродром 1, 2 цепь	450	41	51	9,1	11,4
ГПП – СК-1 1, 2 цепь	450	152	191	33,8	42,5

В таблицах 29 и 31 представлены узлы, отклонение которых превышает 5 % от номинального значения. В таблицах 30 и 32 представлены оптимально

загруженные ЛЭП. Остальные ЛЭП, не перечисленные в таблицах, являются недогруженными. В таблице 33 представлены потери активной мощности для нормального и послеаварийного режимов, величина которых по отношению к суммарной мощности нагрузки (2045 МВт) составляет соответственно 3,4 % и 4,3 %. В таблице 34 представлена загрузка ЛЭП, располагающихся в районе проектирования.

В результате расчета послеаварийного режима при отключении ВЛ 220 кВ Амурская – Свободненская ТЭС, за счет большой протяженности сетей 220 кВ, напряжение в районе проектирования снижается до уровня 176 кВ, напряжение на шинах 10 кВ ПС 220 кВ ГПП, ПС 110 кВ СК-1 и ПС 110 кВ Аэродром составляет менее 8 кВ, что превышает допустимое значение отклонения напряжения в точке передачи электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013. На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что данный вариант развития сетей является неэффективным и в дальнейшем не будет рассматриваться как конкурентоспособный.

2.3.3 Вариант развития 3 (КВЛ 220 кВ Мухинская/т – ГПП)

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. Схемы потокораспределения нормального и послеаварийного режима сети представлены в приложении Н.

Таблица 35 – Отклонения напряжения в узлах сети в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4	5
2	Зейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
3	Энергия 1С	220	234,70	6,68
4	Энергия 2С	220	234,71	6,68
5	Светлая	220	234,23	6,47
39	БГЭС 220	220	235,00	6,82

Таблица 36 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_dop, %
1	2	3	4
Завитая - БГЭС 220	533	825,0	64,6
Завитая - БГЭС 220	533	825,0	64,6
Хвойная 2С - Завитая	352	690,0	51,1

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4
Свободненская ТЭС - Амурская 220	328	690,0	47,6
Светлая - Ключевая	326	690,0	47,2
Ледяная - Зея	311	690,0	45,1
Зея - Свободненская ТЭС	310	690,0	45,0
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	357	825,0	43,2
Хвойная 1С - Завитая	295	690,0	42,8
Короли-т - Хвойная 1С	295	690,0	42,7
Белогорск-т - Хвойная 2С	294	690,0	42,6
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1С	289	690,0	41,9
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2С	286	690,0	41,4
БГЭС 500 - Амурская 500	771	1891,0	40,8
Белогорск 2С - Белогорск-т	275	690,0	39,8
Энергия 2С - Светлая	239	610,0	39,2
Энергия 1С - Светлая	237	610,0	38,9
НПС-26 - Белогорск 1С	217	610,0	35,5
Белогорск 1С - Короли-т	233	690,0	33,8
ГПП 110 2АТ - СК-1 110	152	450,0	33,7
ГПП 110 1АТ - СК-1 110	152	450,0	33,7
Шимановск-т - Ледяная-т 1С	202	610,0	33,2
Амурская 220 - НПС-26	190	610,0	31,1
Ледяная-т 1С - Амурская 220	209	690,0	30,3
Амурская 220 - Новокиевка	183	610,0	30,0

Таблица 37 – Отклонения напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4	5
39	БГЭС 220	220	235,00	6,82
2	Зейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
4	Энергия 2С	220	234,63	6,65
3	Энергия 1С	220	234,63	6,65
5	Светлая	220	234,02	6,37
17	Шимановск	220	204,92	-6,86
60	ГПП 10 2АТ	10	9,18	-8,23
59	ГПП 10 1АТ	10	9,18	-8,23
19	Ледяная-т 2С	220	201,23	-8,53
20	Ледяная	220	200,93	-8,67
26	Зея	220	200,85	-8,70

Продолжение таблицы 37

1	2	3	4	5
27	Свободненская ТЭС	220	200,69	-8,78
22	ГПП 220	220	200,68	-8,78
21	Восточная 220	220	200,67	-8,78

Таблица 38 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_доп, %
1	2	3	4
Шимановск-т - Ледяная-т 1С	413	610,0	67,6
Завитая - БГЭС 220	529	825,0	64,1
Завитая - БГЭС 220	529	825,0	64,1
Мухинская-т - Шимановск-т	375	610,0	61,4
Ледяная-т 1С - Амурская 220	417	690,0	60,5
Светлая - Ключевая	410	690,0	59,4
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	423	825,0	51,2
Хвойная 2С - Завитая	342	690,0	49,6
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1С	330	690,0	47,8
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2С	327	690,0	47,3
Энергия 2С - Светлая	280	610,0	45,9
Энергия 1С - Светлая	278	610,0	45,6
Хвойная 1С - Завитая	292	690,0	42,4
Короли-т - Хвойная 1С	291	690,0	42,1
Белогорск-т - Хвойная 2С	290	690,0	42,0
БГЭС 500 - Амурская 500	780	1891,0	41,2
Мухинская-т - Шимановск	244	610,0	40,0
Белогорск 2С - Белогорск-т	271	690,0	39,3
НПС-26 - Белогорск 1С	218	610,0	35,7
ГПП 220 - Мухинская-т	217	610,0	35,6
ГПП 110 2АТ - СК-1 110	157	450,0	34,9
ГПП 110 1АТ - СК-1 110	157	450,0	34,9
Белогорск 1С - Короли-т	236	690,0	34,3
Шимановск - Ледяная-т 2С	232	690,0	33,6
Амурская 220 - НПС-26	193	610,0	31,7
Амурская 220 - Новокиевка	191	610,0	31,3
Ледяная-т 2С - Ледяная	215	690,0	31,2

Таблица 39 – Потери мощности в сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
1	2
Нормальный режим	69,54
Послеаварийный режим. Отключена ВЛ 220 кВ Амурская – Свободненская ТЭС	79,40

Таблица 40 – Загрузка ЛЭП в районе проектирования

Название	I доп_расч, А	I max, А		I/I доп, %	
		Норм. режим	П/ав. режим	Норм. режим	П/ав. режим
1	2	3	4	5	6
Мухинская-тяга – ГПП	610	82	217	13,5	35,6
Ледяная – ГПП	690	146	21	21,1	3
Ледяная – Восточная 1, 2 цепь	690	72	77	10,4	11,1
ГПП – Аэродром 1, 2 цепь	450	41	42	9,1	9,4
ГПП – СК-1 1, 2 цепь	450	152	157	33,7	34,9

В таблицах 35 и 37 представлены узлы, отклонение которых превышает 5 % от номинального значения. В таблицах 36 и 38 представлены оптимально загруженные ЛЭП. Остальные ЛЭП, не перечисленные в таблицах, являются недогруженными. В таблице 39 представлены потери активной мощности для нормального и послеаварийного режимов, величина которых по отношению к суммарной мощности нагрузки (2045 МВт) составляет соответственно 3,4 % и 3,9 %. В таблице 40 представлена загрузка ЛЭП, располагающихся в районе проектирования.

В послеаварийном режиме уровень напряжения на подстанциях 220 кВ снизился до значений меньше уровня номинального напряжения, однако находится в допустимых пределах (10%), что говорит о допустимости данного режима.

2.4 Экономическое обоснование принятых решений

2.4.1 Капитальные вложения

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты на эти ресурсы называются капиталовложениями.

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из пособия «Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ» [14]. Данные показатели предназначены для оценки эффективности

инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

При определении фактических цен электросетевого строительства необходимо опираться на коэффициенты перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 1 квартала 2020 г. Рекомендуется принимать $k_{инф} = 4,78$, согласно Письму Минстроя России №50583-ДВ/09 от 25.12.2019 [15].

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты на сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения (базовые показатели).

Расчет капиталовложений на сооружение ЛЭП

Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,6 кПа.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, сечения провода, числа цепей на опоре и от материала опор [14]. Данные по ВЛ для каждого варианта исполнения сети приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Параметры линий

Наименование	Марка провода	Длина, км	Удельная стоимость 1 км линии $K_{ВЛО}$, тыс. млн.руб/км
1	2	3	4
Вариант 1			
ВЛ 220 кВ одноцепная	АС-240	81	1,31
Вариант 2			
ВЛ 220 кВ одноцепная	АС-240	103	1,31

Базисная стоимость воздушных линий рассчитывается по следующей формуле, млн.руб:

$$K_{ВЛ} = K_{пов} \cdot K_{ВЛО} \cdot L, \quad (3)$$

где $K_{ВЛ0}$ - удельная стоимость сооружения одного километра линии, млн.руб/км;

L - протяженность ВЛ, км;

$K_{пов}$ - повышающий коэффициент для Дальнего Востока.

Таким образом, затраты на сооружение ВЛ в Амурской области с учетом коэффициента инфляции и районного коэффициента составили:

Вариант 1:

$$K_{ВЛ} = 1,31 \cdot 81 \cdot 1,7 \cdot 4,78 = 862,2 \text{ млн.руб.}$$

Вариант 2:

$$K_{ВЛ} = 1,31 \cdot 103 \cdot 1,7 \cdot 4,78 = 1096,4 \text{ млн.руб.}$$

Капитальные затраты в сооружение ПС

В капитальные затраты на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов и РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства и учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций с учетом прочих затрат вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_{ТР} + K_{пост}, \quad (4)$$

где $K_{РУ}$ - капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат на ПС (зависимости от типа ОРУ и $U_{ном}$);

$K_{ТР}$ - капиталовложения в трансформаторы.

Капитальные затраты на ОРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) представлены в таблице 42 [14].

Таблица 42 – Стоимость выключателей

Элемент РУ	U, кВ	Наименование ПС	Стоимость, млн. руб.
1	2	3	4
Вариант 1			
Выключатель 220 кВ	220 кВ	ПС 220 кВ Амурская	15
Выключатель 220 кВ	220 кВ	ПС 220 кВ ГПП	27
Вариант 2			
Выключатель 220 кВ	220 кВ	ПС 220 кВ Мухинская/т	15
Выключатель 220 кВ	220 кВ	ПС 220 кВ ГПП	27

Постоянная часть затрат представлена в таблице 43 [14].

Таблица 43 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	U, кВ	Наименование ПС	Стоимость, млн. руб.
1	2	3	4
Вариант 1			
Расширение РУ 220 кВ	220 кВ	ПС 220 кВ Амурская	8,1
Расширение РУ 220 кВ	220 кВ	ПС 220 кВ ГПП	8,1
Вариант 2			
Расширение РУ 220 кВ	220 кВ	ПС 220 кВ Мухинская/т	8,1
Расширение РУ 220 кВ	220 кВ	ПС 220 кВ ГПП	8,1

Произведем расчет капиталовложений, млн.руб:

Вариант 1:

$$K_{ру} = 15+27 = 42 \text{ млн.руб.}$$

$$K_{пост} = 8,1+8,1 = 16,2 \text{ млн.руб.}$$

Вариант 2:

$$K_{ру} = 15+27 = 42 \text{ млн.руб.}$$

$$K_{пост} = 8,1+8,1 = 16,2 \text{ млн.руб.}$$

Приведем суммарные капитальные к ценам текущего года с помощью коэффициентов инфляции и повышающего коэффициента:

Варианта 1:

$$K_{пс} = (42+16,2) \cdot 1,7 \cdot 4,78 = 445,1 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$K_{пс} = (42+16,2) \cdot 1,7 \cdot 4,78 = 445,1 \text{ млн.руб.}$$

Капитальные вложения на строительство сети складываются из капитальных вложений на ВЛ и ПС:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС}, \quad (5)$$

где $K_{ВЛ}$ - капитальные вложения на сооружение линий;

$K_{ПС}$ - капитальные вложения на сооружение ПС.

Вариант 1:

$$K = 862,2 + 445,1 = 1307,4 \text{ млн.руб.}$$

Вариант 2:

$$K = 1096,4 + 445,1 = 1541,6 \text{ млн.руб.}$$

Сведем полученные данные в таблицу 44.

Таблица 44 – Сводная таблица капиталовложений в проектируемую сеть

Тип оборудования	Вариант 1, млн.руб.	Вариант 2, млн.руб.
1	2	3
Подстанции	445,1	445,1
Воздушные линии	862,2	1096,4
Итого	1307,4	1541,6

Данный проект по своему масштабу относится к крупному инвестиционному проекту.

2.4.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств, для возмещения основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для i -го вида оборудования (или программных средств), определяются по формуле [14]:

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (6)$$

где $T_{сл}$ - рассматриваемый срок службы оборудования (20 лет для ПС; 15 лет для ВЛ).

Вариант 1:

$$I_{амПС} = 445,1/20 = 22,3 \text{ млн.руб.}$$

$$I_{амВЛ} = 862,2/15 = 57,5 \text{ млн.руб.}$$

$$I_{ам} = 22,3+57,5 = 79,7 \text{ млн.руб.}$$

Варианта 2:

$$I_{амПС} = 445,1/20 = 22,3 \text{ млн.руб.}$$

$$I_{амВЛ} = 1096,4/15 = 73,1 \text{ млн.руб.}$$

$$I_{ам} = 22,3+73,1 = 95,4 \text{ млн.руб.}$$

2.4.3 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения комплектующих и электротехнических устройств, возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, которые влекут за собой вероятность отказа.

Поддержание качества и технического состояния оборудования осуществляется в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Издержки на эксплуатацию определяются по формуле:

$$I_{э,р} = \alpha_{э,р.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{э,р.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (7)$$

где $\alpha_{э,р.ВЛ}, \alpha_{э,р.ПС}$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС (для ВЛ 220 кВ $\alpha_{э,р.ВЛ} = 0.008$; для ПС 220 кВ $\alpha_{э,р.ПС} = 0.049$ [14]).

Варианта 1:

$$I_{эксПС} = 445,1 \cdot 0,049 = 21,8 \text{ млн.руб.}$$

$$I_{эксВЛ} = 862,2 \cdot 0,008 = 6,9 \text{ млн.руб.}$$

$$I_{э,р} = 21,8+6,9 = 28,7 \text{ млн.руб.}$$

Вариант 2:

$$I_{\text{эксПС}} = 445,1 \cdot 0,049 = 21,8 \text{ млн.руб.}$$

$$I_{\text{эксВЛ}} = 1096,4 \cdot 0,008 = 8,8 \text{ млн.руб.}$$

$$I_{\text{э.р}} = 21,8 + 8,8 = 30,6 \text{ млн.руб.}$$

2.4.4 Расчет затрат на компенсацию потерь

Информация по тарифам на услугу по транспорту электроэнергии и компенсации потерь при её передаче по сетям ПАО «ФСК ЕЭС» взята из нормативного документа «предложение о размере тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС, долгосрочных параметров регулирования на 2020-2024 год» [16].

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах, суммарные потери сети на корону в ЛЭП, а также удельные потери в батареях конденсаторов. Все вышеперечисленные данные были рассчитаны при расчёте режимов в ПО «RastrWin».

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_0, \quad (8)$$

где ΔW - потери электроэнергии в рассматриваемом варианте сети по результату расчёта режима, кВтч;

C_0 - ставка на технологический расход по передаче электроэнергии на 2020 год (0,08976) [16].

Величина потерь электрической энергии определяется по выражению:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{\text{max}}, \quad (9)$$

где ΔP - потери мощности в нормальном режиме, МВт;

T_{max} - время использования максимальных нагрузок (принято 5000 ч).

Вариант 1:

$$\Delta W = 67,06 \cdot 5000 = 335300 \text{ МВтч.}$$

$$I_{\Delta W} = 335300 \cdot 0,08976 / 1000 = 30,1 \text{ млн.руб.}$$

Вариант 2:

$$\Delta W = 69,54 \cdot 5000 = 347700 \text{ МВтч.}$$

$$I_{\Delta W} = 347700 \cdot 0,08976 / 1000 = 31,21 \text{ млн.руб.}$$

2.4.5 Суммарные издержки

Суммарные расходы (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{э.р}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}, \quad (10)$$

где $I_{\text{э.р}}$ - расходы на текущий ремонт и эксплуатацию, включая профилактические осмотры и испытания;

$I_{\text{ам}}$ - издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы;

$I_{\Delta W}$ - стоимость потерь электроэнергии.

Результаты расчета издержек для сравниваемых вариантов приведены в таблице 45.

Таблица 45 – Результаты расчета

Тип оборудования	Вариант 1, млн.руб.	Вариант 2, млн.руб.
$I_{\text{ам}}$	79,7	95,4
$I_{\text{экс}}$	28,7	30,6
$I_{\Delta W}$	30,1	31,2
Итого	138,5	157,1

2.4.6 Расчет недоотпуска

Надежность - свойство системы, обусловленное ее безотказностью, долговечностью, ремонтпригодностью, что обеспечивает выполнение заданных функций. Надежность системы электроснабжения зависит от надежности входящих в нее элементов (выключателей, трансформаторов, линий).

Сопоставление вариантов технических решений с разной степенью надежности электроснабжения можно осуществить двумя способами:

1) Выравнивание надежности за счет дополнительных технических решений в вариантах с меньшей надежностью; достигается резервированием источников питания и повышением пропускной способности электросетей, противоаварийным управлением; указанные мероприятия при этом связаны с дополнительными издержками;

2) Учет экономических последствий, обусловленных их надежностью; выбор варианта с меньшей надежностью приводит к дополнительным затратам, которые называются ущербом от ненадежности или недоотпуском.

В качестве показателя надежности используется вероятность отказов элементов сети 220 кВ. Расчет надежности произведем аналитическим методом. Данный метод заключается в определении количественных вероятностных значений надежности.

На рисунках 10,12 изображены расчетные схемы для рассматриваемых вариантов 1-2. Для проведения расчета были составлены схемы замещения, приведенные на рисунках 11,13. Схемы замещения представляют собой цепочку последовательно-параллельно соединенных элементов; в них вошли элементы, которые влияют на надежность системы электроснабжения, а именно: линии, выключатели ВН, автотрансформаторы.

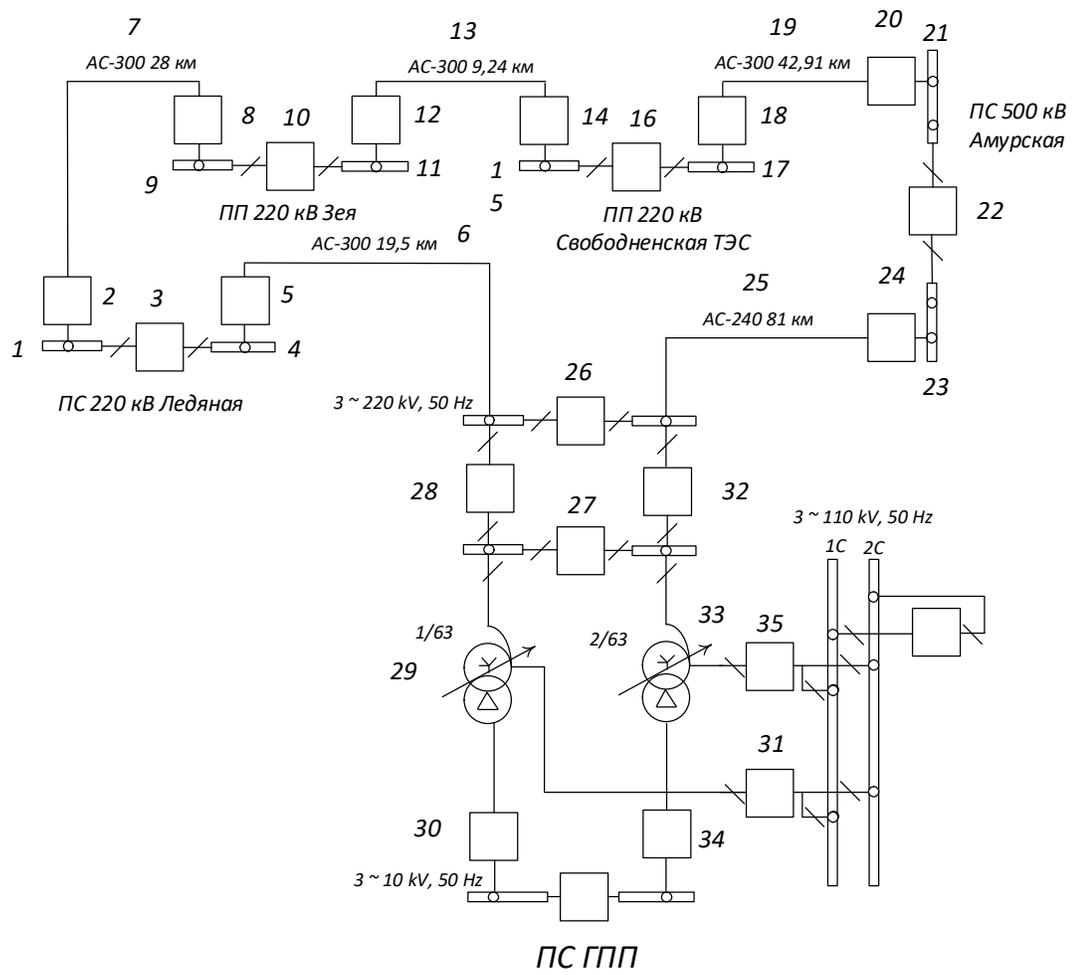


Рисунок 10 – Расчетная схема сети по варианту 1

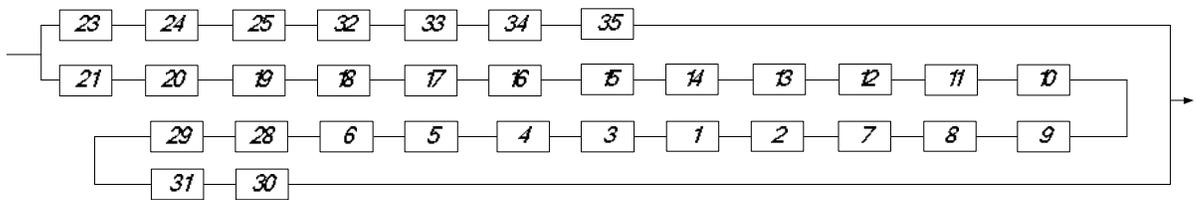


Рисунок 11 – Схема замещения сети по варианту 1

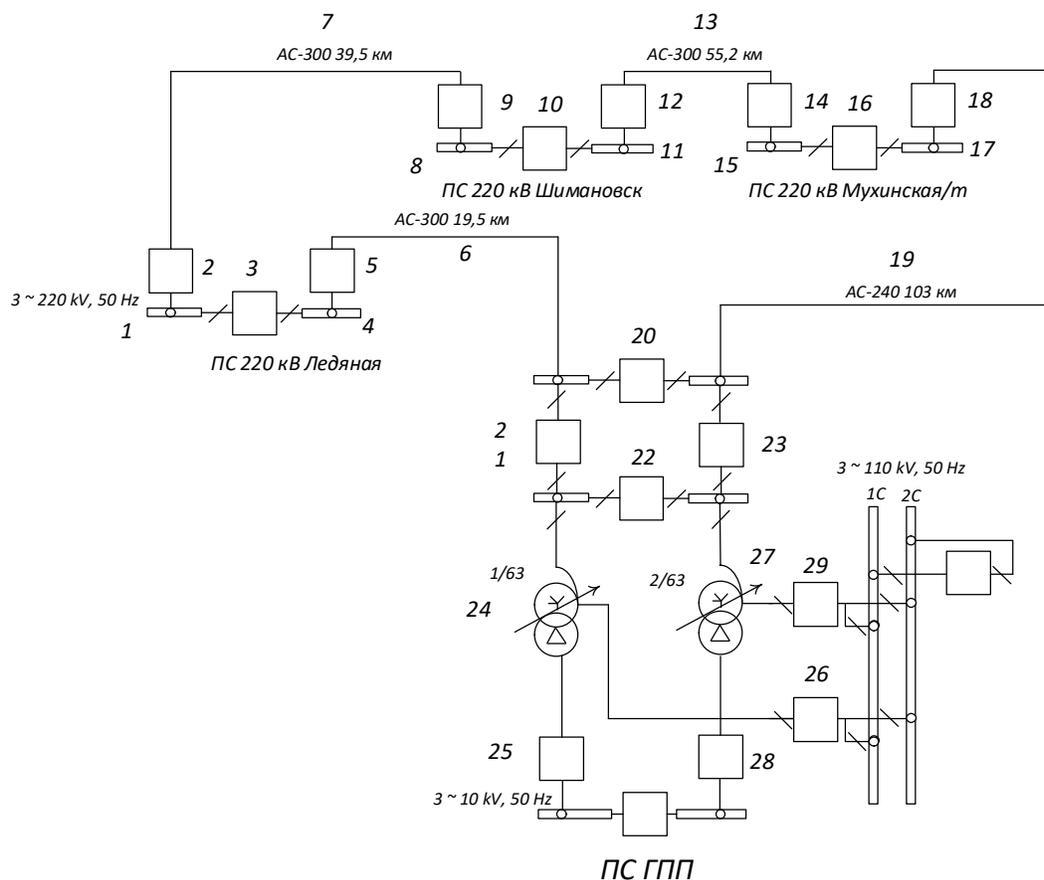


Рисунок 12 – Расчетная схема сети по варианту 2

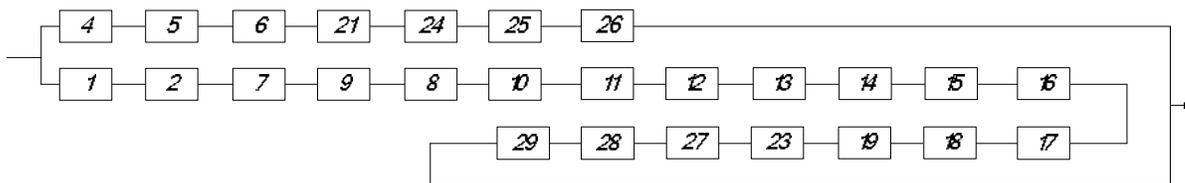


Рисунок 13 – Схема замещения сети по варианту 2

Вариант 1: схема замещения учитывает одновременный отказ линии питания 220 кВ от ПС 500 кВ Амурская при раздельном режиме работы секций шин 220 кВ ПС 500 кВ Амурская. Паросочетания вероятностей отказа цепочек включают в себя отказы в работе секционных выключателей 220 кВ ПС 220 кВ Зея, Свободненская ТЭС и ПС 220 кВ Ледяная.

Вариант 2: Схема замещения учитывает одновременный отказ линии питания 220 кВ от ПС Ледяная при раздельном режиме работы секций шин 220 кВ ПС Ледяная. Паросочетания вероятностей отказа цепочек включают в себя

отказы в работе секционных выключателей 220 кВ ПС 220 кВ Шимановск и ПС 220 кВ Мухинская/т.

Справочные данные по элементам сети приведены в таблице 46.

Таблица 46 – Параметры надежности элементов схемы

Элемент схемы	λ , 1/год	t_B , ч	q
1	2	3	4
Вариант №1			
Выключатели 110 кВ, (элегазовые)	0,02	20	0,000046
Выключатели 220 кВ, (элегазовые)	0,02	55	0,000126
Трансформатор силовой 63000/220	0,035	70	0,000280
Выключатели 10 кВ, (элегазовые)	0,04	20	0,000091
секция шин 220 кВ	0,013	5	0,000007
ВЛ 220 кВ (одноцепная L=28 км) 7	0,0034	13,3	0,000145
ВЛ 220 кВ (одноцепная L=9,24 км) 13	0,0034	14,3	0,000051
ВЛ 220 кВ (одноцепная L=42,91 км) 19	0,0034	14,3	0,000238
ВЛ 220 кВ (одноцепная L=19,5 км) 6	0,0034	15,3	0,000116
ВЛ 220 кВ (одноцепная L=81 км) 25	0,0034	16,3	0,000512
Вариант №2			
Выключатели 110 кВ, (элегазовые)	0,02	20	0,000046
Выключатели 220 кВ, (элегазовые)	0,02	55	0,000126
Трансформатор силовой 63000/220	0,035	70	0,000280
Выключатели 10 кВ, (элегазовые)	0,04	20	0,000091
секция шин 220 кВ	0,013	5	0,000007
ВЛ 220 кВ (одноцепная L=39,5 км) 7	0,0034	13,3	0,000204
ВЛ 220 кВ (одноцепная L=55,2 км) 13	0,0034	14,3	0,000306
ВЛ 220 кВ (одноцепная L=103 км) 19	0,0034	14,3	0,000572
ВЛ 220 кВ (одноцепная L=19,5 км) 6	0,0034	15,3	0,000116

Произведем расчет вероятности отказа каждого элемента схемы замещения, на примере выключателя 110 кВ:

$$q = \frac{\lambda \cdot t_B}{8760}, \quad (11)$$

$$q = \frac{0,02 \cdot 20}{8760} = 0,000046$$

2. Рассчитывается вероятность отказа схемы в целом.

Вариант 1:

$$q_1 = (q_{сш23} + q_{в24} + q_{вл25} + q_{в32} + q_{тр33} + q_{в34} + q_{в35}) \cdot (q_{сш21} + q_{в20} + q_{вл19} + q_{в18} + q_{сш17} + q_{в16} + q_{сш15} + q_{в14} + q_{вл13} + q_{в12} + q_{сш11} + q_{в10} + q_{сш9} + q_{в8} + q_{вл7} + q_{в2} + q_{сш1} + q_{в3} + q_{сш4} + q_{в5} + q_{вл6} + q_{в28} + q_{тр29} + q_{в30} + q_{в31});$$

$$q_1 = (0,000007 + 0,000126 + 0,00045 + 0,000126 + 0,00028 + 0,000046 + 0,000091) \cdot (0,000007 + 0,000126 + 0,000238 + 0,000126 + 0,000007 + 0,000126 + 0,000007 + 0,000126 + 0,000054 + 0,000126 + 0,000007 + 0,000126 + 0,000007 + 0,000126 + 0,000145 + 0,000126 + 0,000007 + 0,000126 + 0,000007 + 0,000126 + 0,000116 + 0,000126 + 0,00028 + 0,000046 + 0,000091) = 0,00000252;$$

Вариант 2:

$$q_2 = (q_{сш4} + q_{в5} + q_{вл6} + q_{в21} + q_{тр24} + q_{в25} + q_{в26}) \cdot (q_{сш1} + q_{в2} + q_{вл7} + q_{в9} + q_{сш8} + q_{в10} + q_{сш11} + q_{в12} + q_{вл13} + q_{в14} + q_{сш15} + q_{в16} + q_{сш17} + q_{в18} + q_{вл19} + q_{в23} + q_{тр27} + q_{в28} + q_{в29});$$

$$q_2 = (0,000007 + 0,000126 + 0,000116 + 0,000126 + 0,00028 + 0,000046 + 0,000091) \cdot (0,000007 + 0,000126 + 0,000204 + 0,000126 + 0,000007 + 0,000126 + 0,000007 + 0,000126 + 0,000306 + 0,000126 + 0,000007 + 0,000126 + 0,000007 + 0,000126 + 0,000572 + 0,000126 + 0,00028 + 0,000046 + 0,000091) = 0,00000201;$$

Рассчитаем ущерб от недоотпуска по формуле:

$$Y_{нео} = \alpha \cdot \bar{P}_{оэф.р} \cdot q_c \cdot K_{инф}, \quad (12)$$

где α - расчетный годовой ущерб от аварийных ограничений электроснабжения по рисунку 14 при величине бытовой нагрузки 50% (кривая 1 с наибольшим расчетным ущербом) и доле $\varepsilon=1$, (7,5 тыс.руб/кВтч);

$K_{инф}$ - коэффициент приведения к ценам 2020 года;

$\bar{P}_{оэф.р}$ - нагрузка района проектирования.

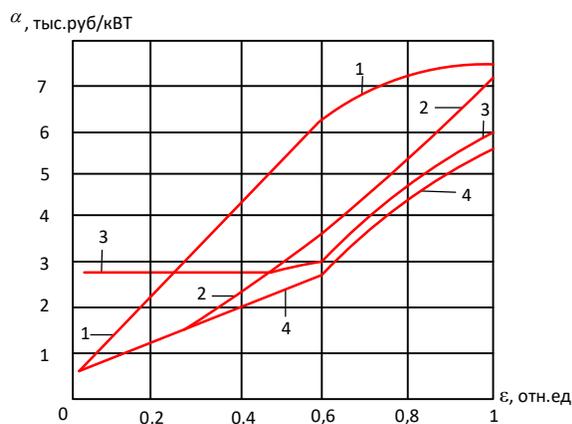


Рисунок 14 – Расчетный годовой ущерб от аварийных ограничений электроснабжения (номер кривой 1)

$$Y_{\text{нед1}} = 7,5 \cdot 67800 \cdot 0,00000252 \cdot 25 = 156,1 \text{ млн.руб.}$$

$$Y_{\text{нед2}} = 7,5 \cdot 67800 \cdot 0,00000201 \cdot 25 = 124,6 \text{ млн.руб.}$$

2.4.7 Приведенные затраты

Приведённые затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I + Y, \tag{13}$$

где E - норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком РФ ($E = 0,12$);

K - капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети, млн. руб;

I - издержки, млн. руб;

Y - ущерб от недоотпуска, млн. руб.

Вариант 1:

$$Z = 0,12 \cdot 1307,4 + 138,5 + 156,1 = 451,5 \text{ млн.руб.}$$

Вариант 2:

$$Z = 0,12 \cdot 1541,6 + 157,1 + 124,5 = 466,7 \text{ млн.руб.}$$

Значения приведённых затрат для выбранных вариантов приведены в таблице 47.

Таблица 47 – Приведённые затраты

Вариант	К, млн.руб.	И, млн.руб.	У, млн.руб.	З, млн.руб.
1	2	3	4	5
1	1307,4	138,5	156,1	451,5
2	1541,6	157,1	124,5	466,7

Варианты равноэкономичны, так как разница в приведенных затратах составляет 3,3%. По минимуму потерь электроэнергии выбирается вариант №1.

2.4.8 Чистый доход за расчётный период

Выручка от реализации проекта (эффект), которая в свою очередь зависит от дополнительных объемов продаж электроэнергии потребителю за год, определяется по формуле для обоих вариантов:

$$Q_{pt} = P_{\max} \cdot T, \quad (14)$$

где T - тариф на транспорт электроэнергии по сетям ПАО «ФСК ЕЭС», принимается 15225 руб/МВт;

P_{\max} - активная максимальная нагрузка, МВт.

$$Q_{pt} = 67,8 \cdot 15225/1000 = 1032,2 \text{ млн.руб.}$$

Чистый доход определяется по следующей формуле:

$$ЧД = \sum_m \Phi_m, \quad (15)$$

где Φ_m - результирующие затраты, млн.руб;

m - шаг расчётного периода, лет.

Расчётный период эксплуатации проекта ведётся с нулевого года, т.е. 0,1,2,3,...n.

Для первого года реализации проекта при условии разделения капиталовложений на 3 года равными частями (по $1307/3=436$ млн.руб.), величина результирующих затрат Φ_m составит для варианта 1:

$$\Phi_m = \Delta t - (Kt + It), \quad (16)$$

$$\Phi_m = 0 - 436 = - 436 \text{ млн.руб.}$$

2.4.9 Чистый дисконтированный доход

Определяется по формуле:

$$ЧДД = \sum_m \Phi_m (1 + E_{н.п.})^{T_0 - \tau}, \quad (17)$$

где T_0 - год, к которому приводятся разновременные затраты;

τ - текущий год строительства и эксплуатации;

$E_{н.п.}$ - ставка дисконтирования, % (определяется исходя из данных Центрального Банка Российской Федерации, 8% [17]).

ЧД и ЧДД характеризуют превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами соответственно без учета и с учетом неодинаковости эффектов, относящихся к различным моментам времени.

Для первого года реализации проекта для варианта 1:

$$ЧДД = - 437 \cdot (1 + 8/100)^{0-1} = - 304 \text{ млн.руб.}$$

2.4.10 Индекс дисконтированных инвестиций (ИДД)

Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД) равен увеличенному на единицу отношению ЧДД к накопленному дисконтированному объему инвестиций. Если ЧДД положителен, то $ИДД > 1$ и проект эффективен, и наоборот.

Суммарный ЧДД за весь период эксплуатации сети варианта 1 и варианта 2 по данным таблиц 48 - 49 составляет 48167 и 46822 млн.руб. соответственно, тогда:

$$\text{ИДД} = 1 + \text{ЧДД}/\text{К}, \quad (18)$$

ИДД1 = 1 + 48167/1307 = 37,8 - проект эффективен;

ИДД2 = 1 + 46822/1541 = 31,4 - проект эффективен.

2.4.11 Дисконтированный срок окупаемости

Для определения дисконтированного срока окупаемости используются таблицы 48 - 49 с результатами расчета ЧДД, по которым строится график для определения дисконтированного срока окупаемости.

Таблица 48 – Расчёт результирующих затрат вариант 1

Год	К, млн. руб	И, млн. руб	Q_{pi} , млн. руб.	Фм, млн. руб.	Фм, накопительный , млн. руб.	ЧД, млн.руб.	ЧДД, млн.руб	ЧДД накопительный , млн. руб..
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	-436			-435,8	-435,8	-1398,5	-403,5	-403,5
2	-436			-435,8	-871,6	-2796,9	-747,2	-1150,7
3	-436			-435,8	-1307,4	-4195,4	-1037,8	-2188,6
4		-295	1032	737,7	-569,7	-3260,2	-418,8	-2607,3
5		-295	1032	737,7	167,9	-2325,1	114,3	-2493,0
6		-295	1032	737,7	905,6	-1389,9	570,7	-1922,4
7		-295	1032	737,7	1643,2	-454,7	958,8	-963,5
8		-295	1032	737,7	2380,9	480,5	1286,3	322,8
9		-295	1032	737,7	3118,5	1415,6	1560,0	1882,8
10		-295	1032	737,7	3856,2	2350,8	1786,2	3669,0
11		-295	1032	737,7	4593,9	3286,0	1970,2	5639,2
12		-295	1032	737,7	5331,5	4221,1	2117,2	7756,4
13		-295	1032	737,7	6069,2	5156,3	2231,6	9988,1
14		-295	1032	737,7	6806,8	6091,5	2317,5	12305,5
15		-295	1032	737,7	7544,5	7026,7	2378,3	14683,8
16		-295	1032	737,7	8282,1	7961,8	2417,5	17101,3
17		-295	1032	737,7	9019,8	8897,0	2437,8	19539,1

Продолжение таблицы 48

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18		-295	1032	737,7	9757,4	9832,2	2441,8	21980,9
19		-295	1032	737,7	10495,1	10767,4	2431,8	24412,7
20		-295	1032	737,7	11232,7	11702,5	2410,0	26822,6
21		-295	1032	737,7	11970,4	12637,7	2378,0	29200,6
22		-295	1032	737,7	12708,0	13572,9	2337,5	31538,1
23		-295	1032	737,7	13445,7	14508,1	2290,0	33828,1
24		-295	1032	737,7	14183,3	15443,2	2236,7	36064,8
25		-295	1032	737,7	14921,0	16378,4	2178,7	38243,6
26		-295	1032	737,7	15658,6	17313,6	2117,1	40360,7
27		-295	1032	737,7	16396,3	18248,8	2052,6	42413,3
28		-295	1032	737,7	17133,9	19183,9	1986,1	44399,3
29		-295	1032	737,7	17871,6	20119,1	1918,1	46317,4
30		-295	1032	737,7	18609,2	21054,3	1849,3	48166,8
Всего				18609,2	240918,8	231828,6	48166,8	544907,9

Таблица 49 – Расчёт результирующих затрат вариант 2

Год	К, млн руб	И, млн. руб	Q_{pi} , млн. руб.	Фм, млн. руб.	Фм, накопительный , млн. руб.	ЧД, млн.руб	ЧДД, млн.ру б	ЧДД накопительный , млн. руб..
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	-514			-513,9	-513,9	-1398,5	-475,8	-475,8
2	-514			-513,9	-1027,7	-2796,9	-881,1	-1356,9
3	-514			-513,9	-1541,6	-4195,4	-1223,7	-2580,6
4		-282	1032	750,6	-791,0	-3260,2	-581,4	-3162,0
5		-282	1032	750,6	-40,4	-2325,1	-27,5	-3189,5
6		-282	1032	750,6	710,1	-1389,9	447,5	-2742,0
7		-282	1032	750,6	1460,7	-454,7	852,3	-1889,7
8		-282	1032	750,6	2211,3	480,5	1194,7	-695,0

Продолжение таблицы 49

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9		-282	1032	750,6	2961,8	1415,6	1481,7	786,6
10		-282	1032	750,6	3712,4	2350,8	1719,6	2506,2
11		-282	1032	750,6	4463,0	3286,0	1914,1	4420,3
12		-282	1032	750,6	5213,5	4221,1	2070,4	6490,6
13		-282	1032	750,6	5964,1	5156,3	2193,0	8683,6
14		-282	1032	750,6	6714,7	6091,5	2286,1	10969,7
15		-282	1032	750,6	7465,2	7026,7	2353,4	13323,1
16		-282	1032	750,6	8215,8	7961,8	2398,1	15721,2
17		-282	1032	750,6	8966,4	8897,0	2423,3	18144,5
18		-282	1032	750,6	9716,9	9832,2	2431,6	20576,1
19		-282	1032	750,6	10467,5	10767,4	2425,4	23001,6
20		-282	1032	750,6	11218,0	11702,5	2406,8	25408,4
21		-282	1032	750,6	11968,6	12637,7	2377,6	27786,0
22		-282	1032	750,6	12719,2	13572,9	2339,6	30125,6
23		-282	1032	750,6	13469,7	14508,1	2294,1	32419,7
24		-282	1032	750,6	14220,3	15443,2	2242,5	34662,2
25		-282	1032	750,6	14970,9	16378,4	2186,0	36848,3
26		-282	1032	750,6	15721,4	17313,6	2125,6	38973,8
27		-282	1032	750,6	16472,0	18248,8	2062,1	41035,9
28		-282	1032	750,6	17222,6	19183,9	1996,3	43032,2
29		-282	1032	750,6	17973,1	20119,1	1929,0	44961,2
30		-282	1032	750,6	18723,7	21054,3	1860,7	46822,0
Всего				18723, 7	239008,5	231828, 6	46822,0	510607,3

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.

При оценке эффективности срок окупаемости, как правило, выступает только в качестве ограничения. В отсутствие рекомендаций государственных регулирующих органов срок окупаемости капитальных вложений в электрические сети можно принимать равным восьми годам после начала эксплуатации.

На рисунках 15-16 изображен график ЧДД для определения дисконтированного срока окупаемости проекта.

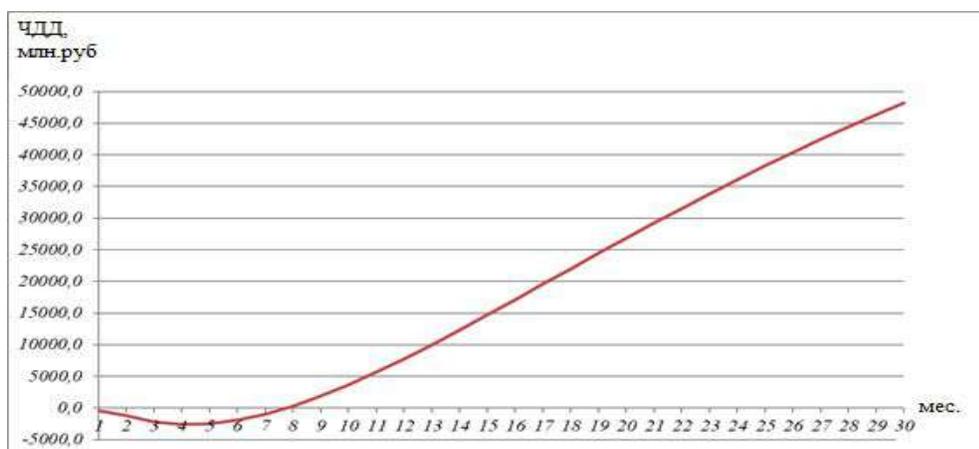


Рисунок 15 – Дисконтированный срок окупаемости вариант 1

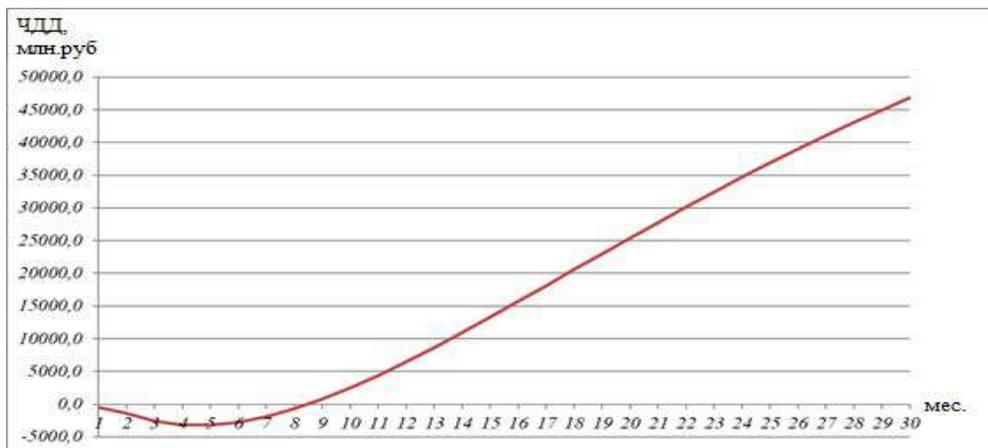


Рисунок 16 – Дисконтированный срок окупаемости вариант 2

Дисконтированный срок окупаемости по варианту 1 составляет 8 лет и 9 лет по варианту 2.

2.4.12 Коэффициент рентабельности инвестиций

Рентабельность инвестиций (коммерческий показатель, интересующий владельца сети) рассчитывается по каждому году расчетного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или же только по некоторым периодам времени (годам). В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. Рентабельность инвестиций оценивается по формуле:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t' - H_t}{K}, \quad (19)$$

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

H_t - налог на прибыль (устанавливается через процент балансовой прибыли, принимается 20% от эффекта);

I_t - общие годовые эксплуатационные расходы по электросетевому объекту без учета затрат на амортизацию;

K - капитальные затраты (инвестиции).

Полученные значения рентабельности должны превышать величину среднего норматива дисконтирования.

$$R_{\text{вариант1}} = \frac{1032,2 - 294,6 - 1032,2 \cdot 0,2}{1307,4} \cdot 100\% = 41\% \geq 8\%$$

$$R_{\text{вариант2}} = \frac{1032,2 - 281,7 - 0,2 \cdot 1032,2}{1541,5} \cdot 100\% = 35\% \geq 8\%$$

Оба варианта считаются рентабельными.

Для реализации следует использовать вариант № 1, как наиболее экономичный и быстро окупаемый (8 лет) с высокой рентабельностью (41%) и положительным суммарным ЧДД за период реализации проекта.

2.5 Выводы ко второй главе

1. Расчет нормальных и послеаварийных режимов работы предложенных вариантов усиления внешнего электроснабжения КЦ «Восточный» (1. КВЛ 220 кВ Амурская - ГПП; 2. КВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС - ГПП; 3. КВЛ 220 кВ Мухинская/т - ГПП) с учетом перспективы роста нагрузки рассматриваемого участка сети, выявил неэффективность реализации варианта при проектировании КВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – ГПП, что обусловлено снижением уровня напряжения и выходом его за допустимые значения. Подробный расчет приведен в подразделе 2.3.

2. Анализ экономических показателей, оставшихся вариантов повышения надежности системы внешнего электроснабжения (1. КВЛ 220 кВ Амурская - ГПП; 3. КВЛ 220 кВ Мухинская/т - ГПП), позволил провести сравнение и определить наиболее экономичный и быстро окупаемый вариант с высокой рентабельностью, которым оказался вариант при реализации КВЛ 220 кВ Амурская – ГПП. Подробный расчет экономических показателей приведен в подразделе 2.4.

3 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

3.1 Определение нагрузок питающей подстанции

Перед расчетом током короткого замыкания и выбором оборудования необходимо определить проектные нагрузки на питающей подстанции.

В таблице 50 приведены все потребители ПС 220 кВ ГПП, расстояние до них и потребляемая мощность (активная и реактивная).

Таблица 50 – Характеристика потребителей электроэнергии

Наименование потребителя	Расстояние, м	Потребляемая активная мощность, кВт	Потребляемая реактивная мощность, квар
Водозаборные сооружения	1700	1021,15	724,78
Здание управленческого персонала	30	211,42	57,5
Главный метрологический комплекс	110	782,32	577,16
Пожарное депо	180	1300,23	570,73
Ж/д развязка на аэропорт	990	61,12	49,81
Автодорога на аэропорт (освещение)	650	24,52	15,27
Ст. Промышленная	350	1589,11	1357,67
Досмотровый комплекс ж/д вагонов	680	298,52	255,21
Объекты вспомогательного назначения	850	1633,27	1157,82
РМЗ, склады	570	2433,47	1810,24
КСИСО КТП №1	2050	1750,21	747,5
КСИСО КТП №2	2020	1619,9	731,91
ТБО	4350	2443,26	1875,4
ПС 110 кВ Аэродром	11738	10880	6750
ПС 110 кВ СК-1	10227	50910	19390
Итого		76958,5	36053

Полная расчетная подстанции определится по формуле [40]:

$$S_{\Sigma PC} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (20)$$

где P_{Σ} и Q_{Σ} - суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки потребителей подстанции, принимаются по данным таблицы 50.

$$S_{\Sigma PC} = \sqrt{76958,5^2 + 36053^2} = 85409,74 \text{ кВА}$$

Выясним, требуется ли для данной подстанции компенсация реактивной мощности.

По приказу Министерства энергетики РФ для сетей 110 кВ и выше рациональное значение коэффициента реактивной мощности задается сетевой организацией и принимается: $\text{tg}\varphi_{\text{рац}} = 0,5$ [7].

Компенсация реактивной мощности не будет требоваться при условии:

$$\text{tg}\varphi \leq \text{tg}\varphi_{\text{рац}}, \quad (21)$$

Для нашего случая значение $\text{tg}\varphi$ составляет:

$$\text{tg}\varphi = \frac{Q_{\Sigma}}{P_{\Sigma}}, \quad (22)$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{36053}{76958,5} = 0,47$$

Как видно из неравенства (21):

$$0,47 \leq 0,5$$

Условие соблюдается и, следовательно, компенсация реактивной мощности на подстанции не требуется.

3.2 Расчет токов короткого замыкания

Для подстанций 110 кВ (ПС 110 кВ СК-1, ПС 110 кВ Аэродром) и подстанций прилегающей сети (ПС 500 кВ Амурская, ПС 220 кВ Белогорск/т, ПС 220 кВ Благовещенская, ПС 220 кВ НПС-26, ПС 220 кВ Ледяная, ПС 220 кВ Восточная, ПС 220 кВ Шимановск, ПС 220 кВ Новокиевка, Свободненская ТЭС, ПС 220 кВ Зея,) расчет величин токов короткого замыкания произведен в программном комплексе «АРМ СЗРА».

На рисунке 17-19 изображена расчетная схема, используемая для определения величин токов трехфазного и однофазного короткого замыкания.

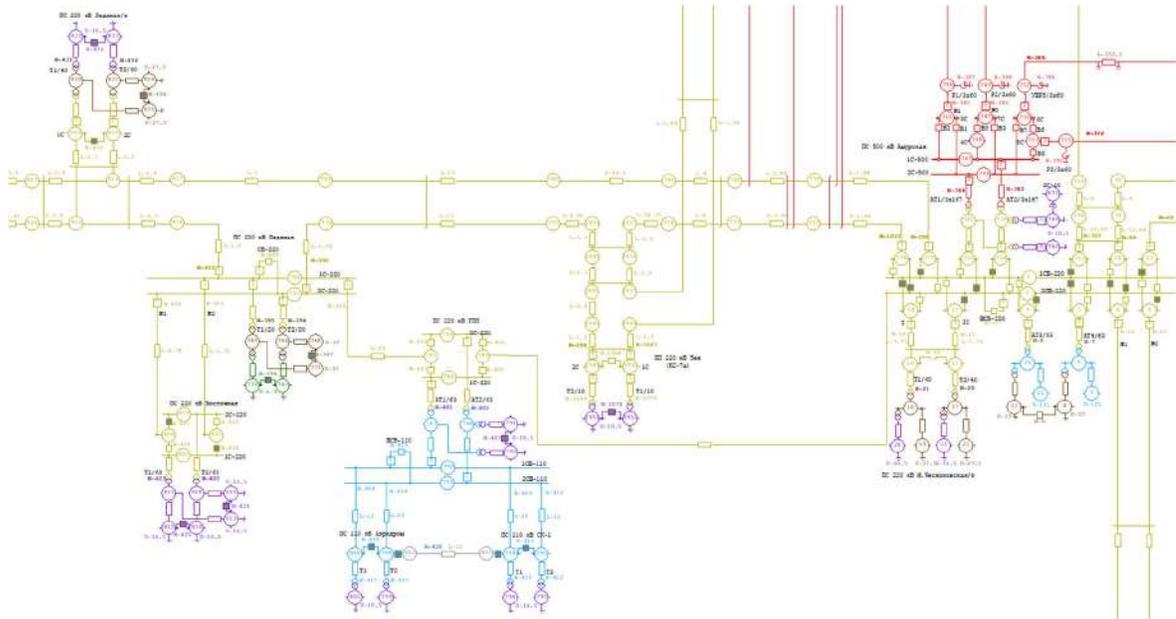


Рисунок 17 – Расчетная схема в АРМ СЗРА (1)

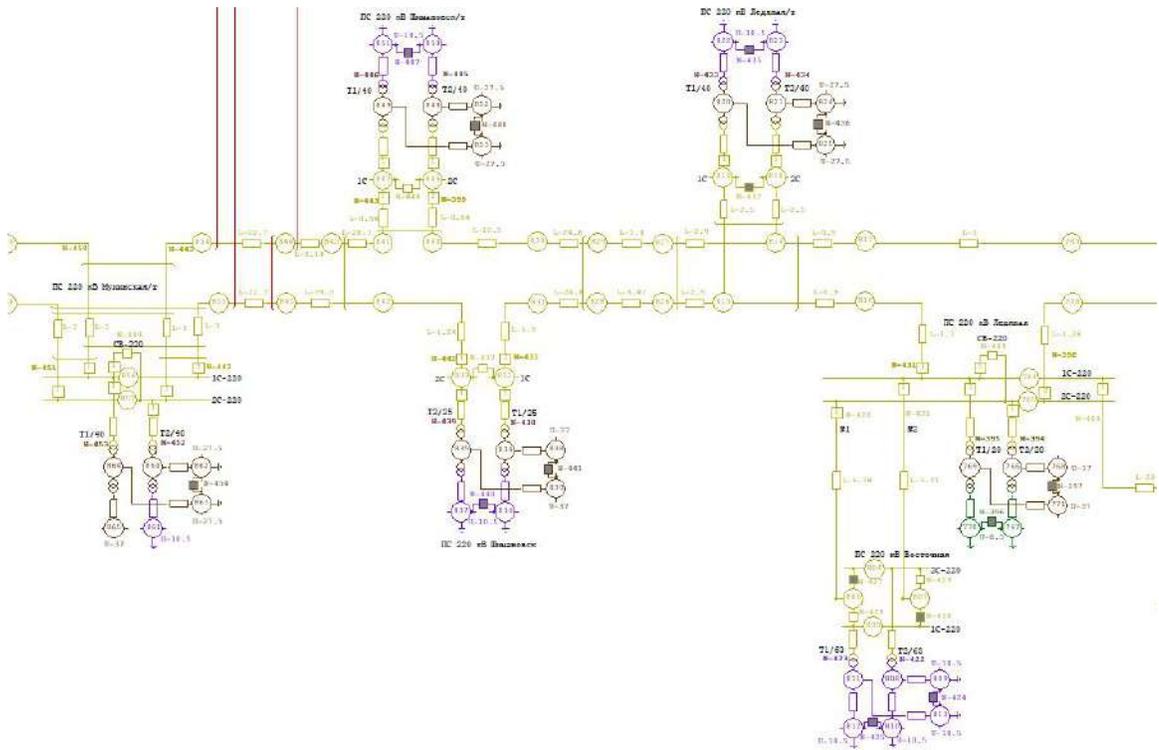


Рисунок 18 – Продолжение расчетной схемы в АРМ СРЗА (2)

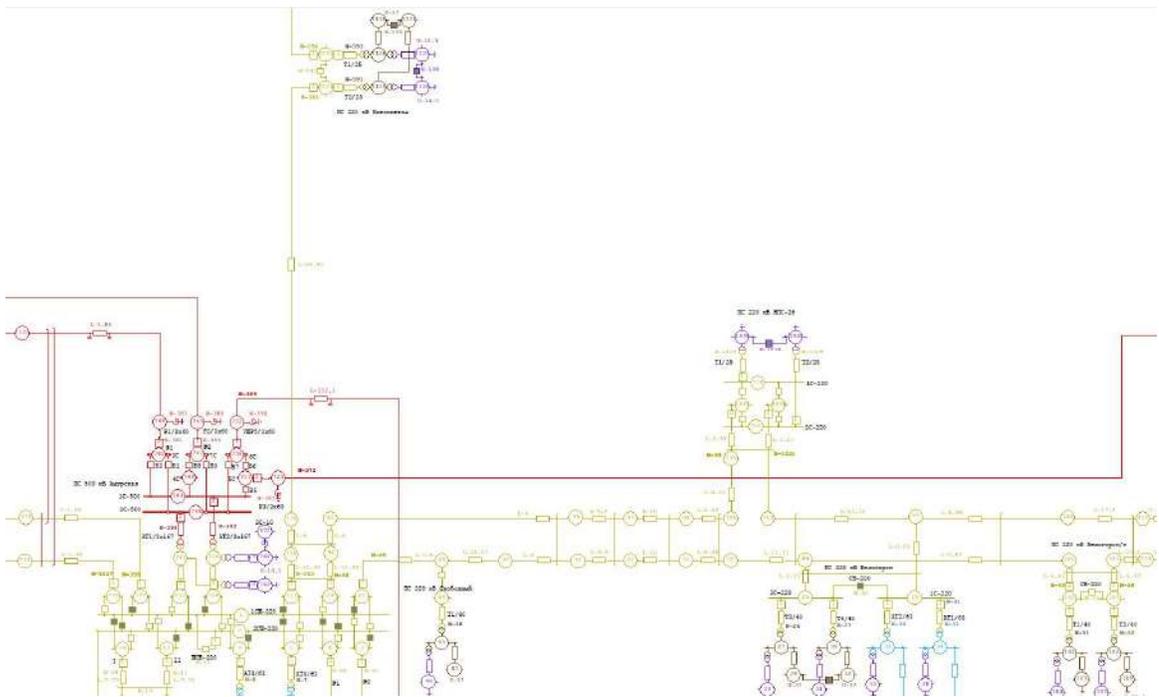


Рисунок 19 – Продолжение расчетной схемы в АРМ СРЗА (3)

Программный комплекс АРС СРЗА производит расчет значений трехфазного и однофазного тока короткого замыкания, поэтому для определения двухфазного тока короткого замыкания, воспользуемся формулой (23) и сведем полученные результаты в таблице 51.

Расчетное значение тока двухфазного короткого замыкания определим по формуле:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (23)$$

Таблица 51 – Величины токов короткого замыкания

Подстанция	$I_{КЗ}^{(3)}$, А	$I_{КЗ}^{(2)}$, А	$I_{КЗ}^{(1)}$, А
1	2	3	4
ПС 500 кВ Амурская (1, 2 СШ 220 кВ)	11920	10310,8	14687
ПС 220 кВ Белогорск/т (1, 2 СШ 220 кВ)	5057	4374,305	5061
ПС 220 кВ ГПП (1,2 СШ 220)	7,10	6,148	4,7
ПС 220 кВ ГПП (1,2 СШ 110)	3	2,59	2,65
ПС 220 кВ Благовещенская (1, 2 СШ 220 кВ)	6872	5944,28	6279
ПС 220 кВ НПС-26 (1, 2 СШ 220 кВ)	5573	4820,645	5159
ПС 220 кВ Ледяная (1, 2 СШ 220 кВ)	5360	4636,4	6177
ПС 220 кВ Шимановск (1, 2 СШ 220 кВ)	4594	3973,81	4529
ПС 220 кВ Новокиевка (1, 2 СШ 220 кВ)	3477	3007,605	2955
ПС 220 кВ Свободненская ТЭС (1, 2 СШ 220 кВ)	5969	5163,185	5636
ПС 220 кВ Зея (1, 2 СШ 220 кВ)	5665	4900,225	5576
ПС 220 кВ Восточная (1, 2 СШ 220 кВ)	4942	4274,83	5158
ПС 110 кВ СК-1 (1, 2 СШ 110 кВ)	3193	2761,945	3738
ПС 110 кВ Аэродром (1, 2 СШ 110 кВ)	3094	2676,31	3353

Расчет токов короткого замыкания ПС 220 кВ ГПП

Для проверки точности расчета в АРМ СРЗА, а также для нахождения токов КЗ на стороне 10 кВ ПС 220 кВ ГПП, произведем расчет токов короткого замыкания вручную и определим погрешность расчета между программным комплексом и традиционным методом определения токов КЗ.

Исходная схема подстанции представлена на рисунке 20.

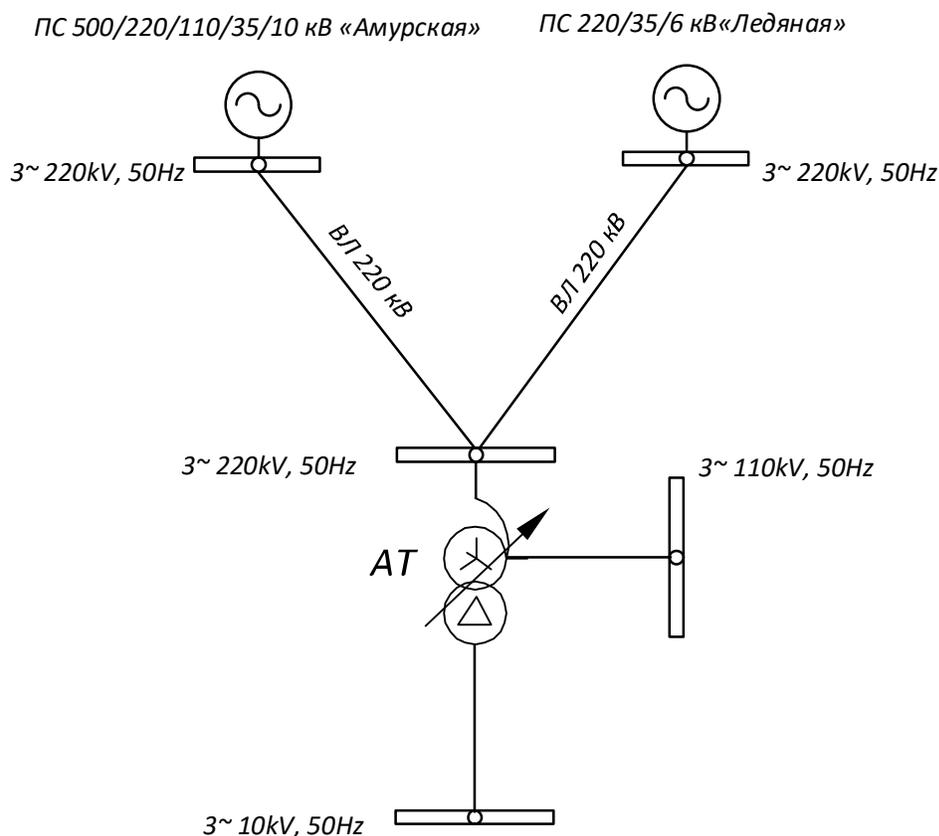


Рисунок 20 – Исходная схема

Перед началом расчета токов КЗ необходимо составить схемы замещения: для прямой и нулевой последовательности [12].

Расчет токов КЗ начинается с определения расчетных точек и режимов работы сети, при которых необходимо определять значения токов.

Расчетные режимы определяются, исходя из необходимости определения максимальных и минимальных значений токов КЗ, протекающих через защищаемый элемент.

Задачей расчета токов КЗ является определение периодической составляющей тока КЗ для начального момента возникновения замыкания ($t=0$) при трехполюсном металлическом коротком замыкании.

Расчет будем вести в именованных единицах, все сопротивления будем приводить к высокой стороне [18].

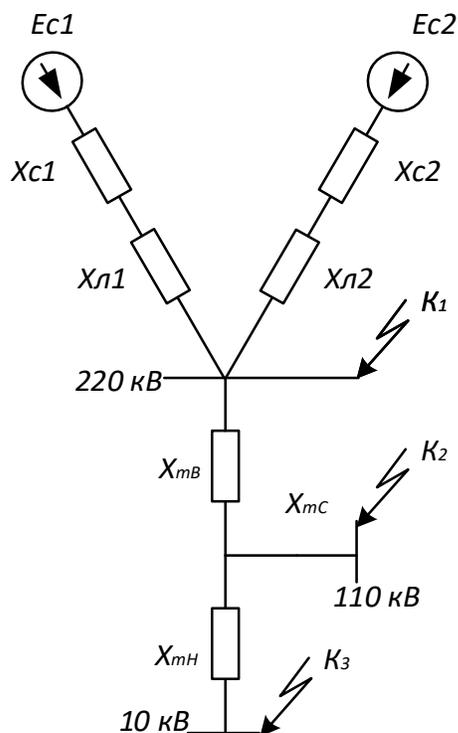


Рисунок 21 – Расчетная схема замещения

Параметры элементов схемы замещения:

$$E_{c1} = E_{c2} = 220 \text{ кВ}$$

$$X_{\text{JI}}^{\text{III}} = 8,45 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{JI}}^{\text{II}} = 25,36 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{J2}}^{\text{II}} = 27,99 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{JI}}^{\text{HI}} = 83,98 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{K3C1}}^{(3)} = 5,36 \text{ кА}$$

$$I_{K3.C2}^{(3)} = 11,92 \text{ кА}$$

Определим сопротивление системы X_{C1} и X_{C2} :

$$X_C^{III} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot I_{K3.C}^{(3)}}, \quad (24)$$

$$X_{C1}^{III} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 5,36} = 23,7 \text{ Ом}$$

$$X_{C2}^{III} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 11,92} = 10,66 \text{ Ом}$$

$$X_{C1}^{HP} = 2 \cdot X_{C1}^{III} = 47,39 \text{ Ом}$$

$$X_{C2}^{HP} = 2 \cdot X_{C2}^{III} = 21,31 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление автотрансформатора:

Для автотрансформатора АДЦТН-63000/220/110-УХЛ1 имеем исходные данные, указанные в приложении П.

$$S_{ном} = 63 \text{ МВА}$$

$$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$$

$$u_{BC} = 11\%$$

$$u_{CH} = 22\%$$

$$u_{BH} = 35\%$$

Определим сопротивления короткого замыкания для каждой стороны автотрансформатора:

$$u_B = 0,5 \cdot (u_{BC} + u_{BH} - u_{CH}) = 0,5 \cdot (11 + 35 - 22) = 12\% \quad (25)$$

$$u_C = 0,5 \cdot (u_{BC} + u_{CH} - u_{BH}) = 0,5 \cdot (11 + 22 - 35) = -1\% \quad (26)$$

$$u_H = 0,5 \cdot (u_{CH} + u_{BH} - u_{BC}) = 0,5 \cdot (22 + 11 - 35) = 23\% \quad (27)$$

Определим сопротивления каждой стороны:

$$X_T = \frac{u_B \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad (28)$$

$$X_{Т.В} = \frac{12 \cdot 220^2}{100 \cdot 63} = 134,4 \text{ Ом}$$

$$X_{Т.С} = 0 \text{ Ом}$$

$$X_{Т.Н} = \frac{23 \cdot 220^2}{100 \cdot 63} = 176,7 \text{ Ом}$$

Схема замещения прямой последовательности показана на рисунке 22, нулевой последовательности на рисунке 23.

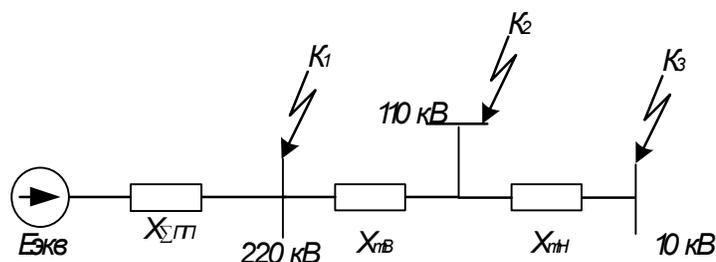


Рисунок 22 – Схема замещения прямой последовательности

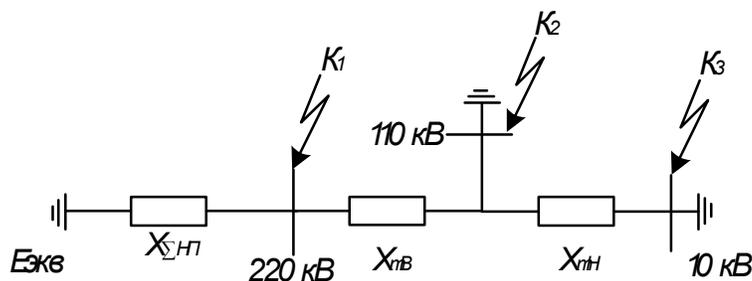


Рисунок 23 – Схема замещения нулевой последовательности

$X_{\Sigma ПП}$ и $X_{\Sigma НП}$ соответственно равны:

$$X_{\Sigma ПП} = \frac{(X_{C1}^{ПП} + X_{Л1}^{ПП}) \cdot (X_{C2}^{ПП} + X_{Л2}^{ПП})}{X_{C1}^{ПП} + X_{Л1}^{ПП} + X_{C2}^{ПП} + X_{Л2}^{ПП}} = 17,55 \text{ Ом} \quad (29)$$

$$X_{\Sigma \text{НП}} = \frac{(X_{C1}^{\text{НП}} + X_{Л1}^{\text{НП}}) \cdot (X_{C2}^{\text{НП}} + X_{Л2}^{\text{НП}})}{X_{C1}^{\text{НП}} + X_{Л1}^{\text{НП}} + X_{C2}^{\text{НП}} + X_{Л2}^{\text{НП}}} = 43,02 \text{ Ом} \quad (30)$$

Эквивалентуем схему к каждой точке КЗ и находим ток трехфазного, двухфазного и однофазного КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma \text{П}}}, \quad (31)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (32)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_C}{(X_{\Sigma \text{П}} + X_{\Sigma \text{ОП}} + X_{\Sigma \text{НП}})}, \quad (33)$$

Рассчитаем токи для КЗ в точке К1:

$$I_{\text{КЗ1}}^{(3)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 17,55} = 7,24 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,24 = 6,27 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ1}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 220}{(2 \cdot 17,55 + 43,02)} = 4,87 \text{ кА}$$

Рассчитаем токи для КЗ в точке К2:

$$I_{\text{КЗ2}}^{(3)} = 2 \cdot \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (17,55 + \frac{134,4}{2})} = 3 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3 = 2,6 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ2}}^{(1)} = 2 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 220}{(2 \cdot 84,75 + 109,72)} = 2,74 \text{ кА}$$

Рассчитаем токи для КЗ в точке К3:

$$I_{\text{КЗ3}}^{(3)} = 22 \cdot \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (17,55 + 134,4 + 176,7)} = 8,53 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ3}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,53 = 7,36 \text{ кА}$$

Определим значения ударных токов:

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_k^{(3)}, \quad (34)$$

где $k_{уд}$ - ударный коэффициент, принимается равным 1,9.

Для точки К1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 7,24 = 19,45 \text{ кА}$$

Для точки К2:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 3 = 8,06 \text{ кА}$$

Для точки К3:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 8,53 = 22,92 \text{ кА}$$

В таблице 52 приведены результаты расчета токов короткого замыкания на ПС 220 ГПП.

Таблица 52 – Результаты расчета токов КЗ

Вид КЗ	Расчетные точки		
	К1	К2	К3
Трехфазное/Ударный ток	7,24/19,45	3/8,06	8,53/22,92
Двухфазное	6,27	2,6	7,36
Однофазное	4,87	2,74	-

Таблица 53 – Сравнительный анализ методов расчета

Ручной метод расчета		АРМ СРЗА		Погрешность	Погрешность	
Наименование	3ф КЗ	1ф КЗ	3ф КЗ	1ф КЗ	3ф КЗ	1ф КЗ
ПС 220 кВ ГПП (1,2 СШ 220)	7,24	4,87	7,10	4,7	1,93 %	3,49%
ПС 220 кВ ГПП (1,2 СШ 110)	3	2,74	3	2,65	0 %	3,28%

Расчет токов замыкания на землю в сети 10 кВ

По требованию ПУЭ в сетях с изолированной нейтралью, при замыкании одной из фаз, повреждение может не отключаться в течение 2 часов, при условии, что эти токи не превышают значений, приведенных в таблице 54, в противном случае, требуется установка дугогасящего реактора.

Таблица 54 – Допустимые значения емкостных токов

Величина напряжения сети, кВ	Значение допустимой величины емкостного тока, А
6	≤ 30
10	≤ 20
35	≤ 10

Величина тока замыкания на землю рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{знз.кл}} = \frac{U \cdot I_{\Sigma}}{10}, \quad (35)$$

где U - номинальное напряжение сети;

I_{Σ} - суммарная длина всех присоединений к шинам.

В нашем случае, по данным таблицы 50:

$$I_{\Sigma} = 1,7 + 0,03 + 0,11 + 0,18 + 0,99 + 0,65 + 0,35 + 0,68 + 0,85 + 0,57 + 2,05 + 2,02 + 4,35 = 15,61 \text{ км}$$

$$I_{\text{знз.кл}} = \frac{10 \cdot 15,61}{10} = 15,61 \text{ А}$$

Как видно из расчета, значение тока замыкания на землю не превышает требований ПУЭ для сети 10 кВ и установка дугогасящего реактора, для компенсации емкостных токов, не требуется [11].

3.3 Определение максимальных рабочих токов

Максимальные рабочие токи определяются по следующей формуле:

$$I_{\text{мах.раб}} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (36)$$

где P_{Σ} и Q_{Σ} - суммарные расчетные активная и реактивная мощности, протекающие в сети данного класса напряжения, кВт, квар;

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

Для стороны 220 кВ:

$$P_{\Sigma} = 76958,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = 36053 \text{ квар}$$

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{мах.раб.220}} = \frac{\sqrt{71918,5^2 + 46053^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 231 \text{ А}$$

Для стороны 110 кВ:

$$P_{\Sigma} = 56750 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = 36140 \text{ квар}$$

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{мах.раб.110}} = \frac{\sqrt{56750^2 + 36140^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 353 \text{ А}$$

Для стороны 10 кВ:

$$P_{\Sigma} = 15168,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = 9931,17 \text{ квар}$$

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{мах.раб.10}} = \frac{\sqrt{15168,5^2 + 9931,17^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1047 \text{ А}$$

3.4 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 220 кВ ПС 220 кВ ГПП

На ПС 220 кВ ГПП установлено комплектное распределительное устройство 220 кВ компании Siemens марки 8DN9, параметры КРУЭ приведены в приложении Р.



Рисунок 24 – КРУЭ Siemens 8DN9

3.4.1 Выбор и проверка КРУЭ 220 кВ

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (37)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (38)$$

$$1250 \text{ А} \geq 231 \text{ А}$$

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

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}, \quad (39)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 7,24 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (40)$$

$$79 \text{ кА} \geq 19,45 \text{ кА}$$

4) По тепловому импульсу-на термическую стойкость

$$W_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (41)$$

где $I_{\text{п.о}}$ - периодическая составляющая тока трехфазного КЗ;

$t_{\text{откл}}$ - полное время отключения КЗ.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (42)$$

где $t_{\text{с.в.о}}$ - собственное время отключения силового выключателя на КРУЭ 220 кВ, принимается 0,056 с;

$t_{\text{вв}}$ - время выдержки времени, в соответствие со степенями селективности, принимается 3 с;

$t_{\text{рз}}$ - время срабатывания цифровой релейной защиты, принимается 0,05 с.

$$t_{\text{откл}} = 0,056 + 3 + 0,05 = 3,106 \text{ с}$$

$$W_{\text{к.ном}} \geq W_{\text{к}}, \quad (43)$$

$$W_{\text{к}} = 7,24^2 \cdot 3,106 = 165,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_{\text{к.ном}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 165,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетный параметры выбора и проверки сведены в таблице 55.

Таблица 55 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора КРУЭ 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 231 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 81,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,45 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{нр.с}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

3.4.2. Выбор и проверка силовых выключателей

Проведем выбор и проверку выключателей КРУЭ 220 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad (44)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч}, \quad (45)$$

$$1250 \text{ А} \geq 231 \text{ А}$$

3) По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{ном.отк} \geq I_{нт}, \quad (46)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 7,24 \text{ кА}$$

б) на отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\alpha.ном} \geq i_{\alpha.т} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном.отк}, \quad (47)$$

$$\text{где } \beta_{\text{НОМ}} = \frac{i_{\text{а.НОМ}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ОТК}}}, \quad (48)$$

$$\beta_{\text{НОМ}} = \frac{37}{\sqrt{2} \cdot 31,5} = 0,83$$

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot 0,83 \cdot 31,5 = 36,97 \text{ кА}$$

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot 7,24 \cdot 0,83 = 8,5 \text{ кА}$$

$$36,97 \text{ кА} \geq 8,5 \text{ кА}$$

4) По предельному сквозному току КЗ на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{н.о}}, \quad (49)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 7,24 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (50)$$

$$79 \text{ кА} \geq 19,45 \text{ кА}$$

5) По тепловому импульсу на термическую стойкость:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (51)$$

где $t_{\text{откл}}$ - полное время отключения КЗ, складывается из времени отключения выключателя, выдержки времени и времени действия РЗ;

$I_{\text{н.о}}$ - периодическая составляющая тока трехфазного КЗ.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (52)$$

$$t_{\text{откл}} = 0,056 + 3 + 0,1 = 3,156 \text{ с}$$

$$B_{\text{к.НОМ}} \geq B_{\text{к}}, \quad (53)$$

$$B_{\text{к}} = 7,24^2 \cdot 3,156 = 165,43 \text{ кА}^2 \text{с}$$

$$B_{\text{к.НОМ}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \text{с}$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 165,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 56.

Таблица 56 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора силовых выключателей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} = 231 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном.откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о}}^3 = 7,24 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$i_{\text{а.ном}} = 36,97 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} = 8,5 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$
$i_{\text{вкл}} = 79 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 19,45 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о}}^3 = 7,24 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 79 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 19,45 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о}}^3 = 7,24 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.ном}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 165,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателей в КРУЭ 220 кВ соответствуют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

3.4.3. Выбор и проверка разъединителей и заземлителей

Проведем проверку для разъединителей и заземлителей КРУЭ 220 кВ. Сопоставление каталожных данных с расчетными представлено в таблице 57. Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и заземляющих ножей. Параметры принимаются из ранее выполненных расчетов для проверки силового выключателя.

Таблица 57 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора разъединителей и заземлителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} = 231 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 165,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$		
Продолжение таблицы 57		
1	2	3
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{yd} = 19,45 \text{ кА}$	$i_{yd} \leq i_{np.c}$

Разъединители и заземлители соответствуют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

3.4.4. Выбор и проверка оптических трансформаторов тока и напряжения

Основные достоинства и преимущества по сравнению с электромагнитными аналогами [23]:

1) Возможность масштабного преобразования и измерения как переменного (до 100 кА) так и постоянного или импульсного (до 600 кА) тока различных уровней напряжений (до 800 кВ);

2) Оптико-электронное малоинерционное преобразование световых сигналов с отсутствием явлений гистерезиса (магнитных потерь), магнитного насыщения и остаточного намагничивания, характерных для электромагнитных аналогов и ограничивающих их динамический диапазон и точность измерений;

3) Возможность интеграции в измерительные и информационные системы с использованием различных интерфейсов – аналоговых (по напряжению, по току, по унифицированному токовому сигналу), дискретных (по частоте, коду) и цифровых (с передачей цифровых результатов измерений);

4) Исключением влияния вторичной нагрузки на процессы измерения, которое характерно для электромагнитных изделий;

5) Высокая помехоустойчивость к электромагнитным помехам, позволяющая монтировать изделия в сложной электромагнитной обстановке без ее предварительного анализа и коррекции;

6) Долговечность, долговременная стабильность и высокая повторяемость метрологических параметров изделий; низкая восприимчивость к вибрациям и изменениям температуры, влияющих обычно на метрологические характеристики;

7) Малые весогабаритные параметры, упрощающие и облегчающие монтаж, а также позволяющие устанавливать изделия в ограниченном пространстве, в любом положении, с установкой на опору или путем подвешивания к жесткой шине;

Для создания инновационной системы релейной защиты и автоматики необходимо принять к установке оптические трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

Выбор и проверка оптических трансформаторов тока

1) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (54)$$

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ}$$

2) По току:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (55)$$

$$231 \text{ А} \leq 300 \text{ А}$$

3) По электродинамической стойкости:

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (56)$$

$$79 \text{ кА} \geq 19,45 \text{ кА}$$

4) По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (57)$$

$$2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 165,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) По величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (58)$$

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

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (59)$$

Сопротивление контактов $r_{\text{к}}$ принимается равным 0,05 Ом при двух–трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

В таблице 58 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ в КРУЭ 220 кВ.

Таблица 58 – Измерительные приборы и приборы учета 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2}, \quad (60)$$

где $S_{2Н}$ - номинальная мощность ТТ;

$I_2 = 5$ А - вторичный ток ТТ.

$$Z_{2Н} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}$$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (61)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом}$$

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=100 \text{ м}$.

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (62)$$

где ρ - удельное сопротивление проводов;

l - длина соединительных проводов, определяется по;

q - удельное сопротивление материала провода.

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

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = 0,068 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом}$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 59.

Таблица 59 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора трансформаторов тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 231 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{н}} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{н}}$
$I_{\text{дин}} = 79 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 19,45 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 165,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} > B_{\text{к}}$

Из расчетных данных видно, что вновь устанавливаемые оптические

трансформаторы тока удовлетворяет условиям выбора и могут быть приняты к установке.

Выбор и проверка оптических трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

- По напряжению установки;
- По конструкции и схеме соединения обмоток;
- По классу точности;
- По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (63)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности; $S_{2\Sigma}$

- нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН.

Условия выбора:

- 1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (64)$$

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ}$$

- 2) По конструкции и схеме соединения обмоток:

Трёхобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «У/У₀-0»;

- 3) По классу точности: 0,2;

- 4) По вторичной нагрузке.

В таблице 60 представлена суммарная мощность приборов, подключаемых к ТН.

Таблица 60 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	2	15
Частотометр	СР-3021	5	1	5
Итого				52

Суммарная мощность приборов:

$$52 \text{ ВА} \leq 100 \text{ ВА}$$

Сопоставление каталожных и расчетных параметров представлено в таблице 61.

Таблица 61 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора трансформаторов напряжения

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 52 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что устанавливаемые оптические трансформаторы напряжения КРУЭ 220 кВ соответствуют условиям их выбора и могут быть приняты к установке.

3.5 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 110 кВ ПС 220 кВ ГПП

В качестве распределительного устройства на ПС 110 кВ ГПП установлено КРУЭ 110 кВ компании Siemens марки 8DN8, параметры которого приведены в приложении С [22].



Рисунок 25 – КРУЭ Siemens 8DN8

3.5.1 Выбор и проверка КРУЭ 110 кВ

Выбор проводится в соответствие с алгоритмом приведенном в пункте 4.4.1. Сопоставление каталожных данных с расчетными представлено в таблице 62.

Таблица 62 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора КРУЭ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 353 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 23,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{yд} = 8,06 \text{ кА}$	$i_{yд} \leq i_{нр.с}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям согласно условиям выбора и принимается к эксплуатации.

3.5.2 Выбор и проверка силовых выключателей

Выбор проводится в соответствие с алгоритмом приведенном в пункте 4.4.2. Сопоставление каталожных данных с расчетными представлено в таблице 63.

Таблица 63 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора силовых выключателей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 353 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 3 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 44,55 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 4,24 \text{ кА}$	$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,06 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 3 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,06 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 3 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 23,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателей в КРУЭ 110 кВ соответствуют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

3.5.3 Выбор и проверка разъединителей и заземляющих ножей

Выбор проводится в соответствии с алгоритмом приведенном в пункте 4.4.3. Сопоставление каталожных данных с расчетными представлено в таблице 64.

Таблица 64 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 353 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 23,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,06 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данные разъединители и заземлители соответствуют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

3.5.4 Выбор и проверка оптических трансформаторов тока и напряжения

Выбор проводится в соответствие с алгоритмом приведенном в пункте 4.4.4.

Выбор и проверка оптических трансформаторов тока

Проведем выбор и проверку для оптических трансформаторов тока КРУЭ 110 кВ.

В таблице 65 представлена суммарная мощность приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 65 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлено в таблице 66.

Таблица 66 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора трансформаторов тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 400$ А	$I_{раб.мах} = 353$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8$ Ом (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,61$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 79$ кА	$I_{yд} = 8,06$ кА	$I_{yд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977$ кА ² ·с	$B_k = 23,94$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что оптические трансформаторы тока удовлетворяет условиям выбора и могут быть приняты к установке.

Выбор и проверка оптических трансформаторов напряжения

В таблице 67 представлена суммарная мощность приборов, подключаемых к ТН.

Таблица 67 – Мощность устройств, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	4	20
Варметр	СТ-3021	5	4	20
Счетчик АЭ и РЭ	Ртутный 230	7,5	4	30
Итого				82

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлено в таблице 68.

Таблица 68 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора трансформатора напряжения

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100$ ВА	$S_{\Sigma} = 82$ ВА	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры оптических трансформаторов напряжения КРУЭ 110 кВ соответствуют условиям их выбора и могут быть приняты к установке.

3.6 Выбор и проверка оборудования КРУ 10 кВ ПС 220 кВ ГПП

В качестве распределительного устройства на стороне 10 кВ используется КРУ компании «СИБЭЛЕКТРОЦИТ» марки К-61 [24].



Рисунок 26 – КРУ «СИБЭЛЕКТРОЦИТ» марки К-61

3.6.1 Выбор и проверка КРУ 10 кВ ПС 220 кВ ГПП

Комплектное распределительное устройство (КРУ) - это распределительное устройство, состоящие из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

В КРУ 10 кВ установлены вакуумные выключатели, а вместо разъединителей втычные контакты.

К эксплуатации были выбраны КРУ внутренней установки 10 кВ компании «СИБЭЛЕКТРОЦИТ» марки К-61 со встроенными выключателями марки ВВ/Tel-10-20/1600 УХЛ1 для вводных ячеек и со встроенными выключателями марки ВВ/Tel-10-20/630 УХЛ1 для секционной и фидерных ячеек.

В КРУ нет отдельных разъединителей, так как видимый разрыв создается с помощью выкатывания тележки КРУ в ремонтное положение.

Выбор и проверка ячеек КРУ и входящего в него оборудования производится в соответствии с алгоритмом, представленном в пункте 4.4.1

В качестве каталожных данных выступают данные приложения Т.

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлено в таблице 69.

Таблица 69 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 1047 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,92 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 41,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

КРУ марки К-61 удовлетворяет условиям проверки и принимается к эксплуатации.

3.6.2 Выбор и проверка силовых выключателей

В вводных ячейках используются выключатели ВВ/Tel-10-20/1600, в секционной и фидерных ячейках ВВ/Tel-10-20/630.

Выбор проводится в соответствие с алгоритмом приведенном в пункте 4.4.2.

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлено в таблице 70.

Таблица 70 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора вводного выключателя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 1047 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 8,53 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{ат} = 12,06 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,92 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 8,53 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,92 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$

Продолжение таблицы 70

1	2	3
$I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}}^3 = 8,53 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 41,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлено в таблице 71.

Таблица 71 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора выключателя в секционную ячейку и фидерные ячейки

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} = 523,5 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном.откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}}^3 = 8,53 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$i_{\text{а.ном}} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} = 4,83 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$
$i_{\text{вкл}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 22,92 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}}^3 = 8,53 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 22,92 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}}^3 = 8,53 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 35,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Выбранные выключатели 10 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки и могут быть приняты к установке.

3.6.3 Выбор и проверка оптических трансформаторов тока и напряжения

Выбор проводится в соответствии с алгоритмом приведенном в пункте 4.4.4.

Выбор и проверка оптических трансформаторов тока

В таблице 72 представлена суммарная мощность приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 72 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлено в таблице 73.

Таблица 73 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора трансформаторов тока в вводные ячейки

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1200$ А	$I_{раб.мах} = 1047$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2$ Ом (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,36$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100$ кА	$I_{уд} = 22,92$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800$ кА ² ·с	$B_k = 41,47$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

ТТ в секционной ячейке:

В таблице 74 представлена суммарная мощность приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 74 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлено в таблице 75.

Таблица 75 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора трансформатора тока в секционной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 600$ А	$I_{раб.мах} = 523,5$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2$ Ом (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,31$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100$ кА	$I_{уд} = 22,92$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800$ кА ² ·с	$B_k = 41,47$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

ТТ в фидерных ячейках:

В таблице 76 представлена суммарная мощность приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 76 – Состав вторичной нагрузки в фидерных ячейках

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Сопоставление каталожных данных с расчетными в таблице 77.

Таблица 77 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора трансформатора тока в фидерных ячейках

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 15-300$ А	$I_{раб.мах} = 12,93-230,94$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2$ Ом (для класса точности 0,2)	$Z_2 = 0,31$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100$ кА	$I_{уд} = 22,92$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800$ кА ² ·с	$B_k = 4,15$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

В результате данного расчета было установлено, что параметры оптических ТТ соответствуют условиям их выбора и могут быть приняты к установке в вводных, секционной и фидерных ячейках.

Выбор и проверка оптических трансформаторов напряжения

В таблице 78 представлена суммарная мощность приборов, подключаемых к трансформатору напряжения.

Таблица 78 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	1	6
Ваттметр	СР-3021	5	1	5
Варметр	СТ-3021	5	1	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	23	172,5
Итого				188,5

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлено в таблице 79.

Таблица 79 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора трансформаторов напряжения

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 188,5 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры оптических трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора и могут быть приняты к установке.

Трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ защищаются с помощью предохранителей [9].

Предохранители выбираются по расчетному току, при условии:

$$I_{\text{расч}} \leq I_B \leq I_{\text{номПР}}, \quad (58)$$

где I_B - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{\text{номПР}}$ - номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (59)$$

$$I_{\text{пл.вс}} = \frac{0,189}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,01 \text{ А}$$

Для защиты ТН принимаются к установке предохранители марки ПКТ 101-10-2-31,5 УХЛ1 с током плавкой вставки 2 А.

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлено в таблице 80.

Таблица 80 – Выбор предохранителя для защиты ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_n$
$I_{\text{ном.пл.вс}} = 2 \text{ А}$	$I_{\text{пл.вс}} = 0,01 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_n$
$i_{\text{ном.откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 22,92 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$

Предохранитель удовлетворяет условиям выбора и могут быть приняты к установке.

3.6.4 Выбор и проверка ошиновки 10 кВ

В качестве токопровода для связи КРУ 10 кВ с автотрансформатором используются жесткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току $I_{\text{раб.мах}} = 1047 \text{ А}$.

Принимаем алюминиевые прямоугольного шины АДЗ1Т1 сечением 80x6 мм, с номинальным током $I_{\text{раб.мах}} = 1047 \text{ А}$.

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (60)$$

$$1047 \text{ A} \leq 1480 \text{ A}$$

Расположение шины-плашмя. Длина пролета между опрорными изоляторами принимается равной $L = 1,5 \text{ м}$.

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (61)$$

$$W_{\text{к.ном}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (62)$$

$$W_{\text{к.ном}} = 8,53^2 \cdot 1 = 72,76 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$72,76 \text{ кА}^2\text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{W_{\text{к}}}}{C}, \quad (63)$$

где $C=90$ - для алюминиевых шин.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{72,76 \cdot 10^6}}{90} = 94,78 \text{ мм}^2$$

$$q_{\text{min}} \leq q = S, \quad (64)$$

$$S = a \cdot b = 80 \cdot 6 = 480 \text{ мм}^2$$

где a и b - ширина и толщина шины соответственно, взятые из выше названных условий.

$$94,78 \text{ мм}^2 \leq 480 \text{ мм}^2$$

Максимальное усилие, приходящиеся на один метр длины шины:

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

где $i_{уд}$ - ударный ток на шине, А;

a - расстояние между фазами, м.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{22,92^2}{0,2} = 454,95 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия, МПа:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (66)$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами, м;

W_{ϕ} - момент сопротивления шины.

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot L^2}{6}, \quad (67)$$

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \frac{454,95 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 27,3 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$.

Шины считаются механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$.

$$27,3 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

Сопоставление каталожных данных с расчетными приведено в таблице 81.

Таблица 81 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{ном} = 1480 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1047 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$

1	2	3
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 72,76 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 480 \text{ мм}^2$	$q_{\min} = 94,78 \text{ мм}^2$	$q_{\min} \leq q$
$\sigma_{дон} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 27,3 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$

3.6.5 Выбор и проверка изоляторов

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, выбор которых производится по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (68)$$

2. По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (69)$$

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

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора;

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

К установке приняты опорные изоляторы ИО-10-3,75У1 с допустимой нагрузкой на изгиб:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (70)$$

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

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 1 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}, \quad (71)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4 \cdot \frac{22920^2}{0,2} = 636,92 \text{ Н}$$

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлено в таблице 82.

Таблица 82 – Выбор опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} = 10 \text{ кВ}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$F_{\text{дон}} = 2250 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 236,92 \text{ Н}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$

Таким образом, опорный изолятор ИО-10-3,75У1 проходит по механической прочности и может использоваться.

3.6.6 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

К системе собственных нужд (СН) электрических подстанций предъявляют два основных требования: обеспечение надежности и экономичности работы механизмов СН. Также важным условием работы СН является обеспечение экономичности, в связи с большим потреблением электроэнергии на собственные нужды.

В зависимости от типа и мощности подстанции питание потребителей собственных нужд должно осуществляться от специально установленных трансформаторов. Такими потребителями являются: система охлаждения силовых трансформаторов, обогрев шкафов с установленной в них электроаппаратурой, система пожаротушения и другие. При установке трансформаторов необходимо знать суммарную активную и реактивную мощность потребления нагрузки собственных нужд:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{\Sigma S_{\text{СН}}}{2 \cdot k_3}, \quad (72)$$

Ориентировочные данные о мощности и потреблении на собственные нужды подстанции сведены в таблицу 83.

Таблица 83 – Мощности основных потребителей собственных нужд

№п/п	Потребители	Потребляемая мощность, кВА
1	2	3
1	Система охлаждения автотрансформаторов АДЦТН-63000/220/110-У(ХЛ)1	12x2
2	Подогрев выключателей и приводов на три полюса КРУЭ-110	1,5
3	Подогрев выключателей и приводов на три полюса КРУЭ-220	1,5
4	Подогрев шкафов в КРУ	2
5	Подогрев релейного шкафа	1
6	Отопление, освещение, вентиляция КРУ совмещенного с ОПУ	30
7	Здание административного персонала с диспетчерским пунктом	500
8	Зарядно-подзарядный агрегат	2x23
9	Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	30
10	Освещение территории ПС	5
Итого		641

$$S_{TCH} = \frac{641}{2 \cdot 0,7} = 457,89 \text{ кВА}$$

На основании таблицы 83 для каждой секции шин выбирается к установке по одному трансформатору собственных нужд марки ТСЗ-630 [2].

3.6.7 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее определяется:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (73)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки;

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108$$

Общее число элементов:

$$n = \frac{220}{1,75} = 125$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (74)$$

$$n_{доб} = 125 - 108 = 17$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (75)$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

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

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

$$N = 24$$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24.

$$k_{\text{пер}} \cdot N \geq I_{\text{Tmax}}, \quad (76)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей (1269 А);

$k_{\text{пер}} = 46$ - коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}$$

Значение получилось меньше необходимого, следовательно, надо выбрать аккумулятор с другим типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,58$$

Окончательно принимаем к установке 125 аккумуляторных батарей марки СК - 28.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{\text{пз}} \geq 0,15 \cdot N + I_{\text{п}}, \quad (77)$$

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

$$U_{\text{пз}} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (78)$$

$$U_{\text{пз}} \geq 2,2 \cdot 125 = 260 \text{ В}$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

3.6.8 Выбор системы оперативного тока

Совокупность источников питания, кабельных линий, шин питания переключающих устройств и других элементов оперативных цепей составляет системы оперативного тока данной электроустановки.

К системам оперативного тока предъявляют требования высокой надежности при коротких замыканиях и других ненормальных режимах в цепях главного тока. На РУ применяются следующие системы оперативного тока:

1) постоянный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве источника питания применяется аккумуляторная батарея;

2) переменный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве основных источников питания используются измерительные трансформаторы тока, напряжения, трансформаторы собственных нужд;

3) выпрямленный оперативный ток – система питания оперативных цепей переменным током, в которой переменный ток преобразуется в постоянный (выпрямленный) с помощью блоков питания и выпрямительных силовых устройств;

4) смешанная система оперативного тока – система питания оперативных цепей, при которой используются разные системы оперативного тока.

Из вышеописанного следует, что для проектируемой подстанции, по требованию высокой надежности, подойдет только постоянный оперативный.

В качестве источника постоянного оперативного тока для подстанции используется система выпрямленного оперативного тока, выбранные ранее аккумуляторные батареи будут использоваться лишь в качестве аварийного источника питания [25].

3.7 Выводы к третьей главе

1. Для расчета и выбора оборудования был произведен расчет нагрузки питающей подстанции, определены расстояния до основных потребителей, рассчитаны максимальные рабочие токи. Подробный расчет приведен в подразделах 3.1, 3.3.

2. Двумя способами расчета (программным и традиционным) были определены токи короткого замыкания ПС 220 кВ ГПП, что подтвердило правильность производимых расчетов в программном комплексе и отсутствие погрешности, которая превышала бы допустимое значение. Расчет токов КЗ

прилегающей сети 110-220 кВ был выполнен в программном комплексе АРМ СРЗА.

Результат расчета токов замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью (10 кВ) не превысил значений, установленных ПУЭ, из этого следует, что установка дугогасящего реактора, для компенсации емкостных токов, не требуется. Подробный расчет приведен в подразделе 3.2.

4. Для КРУЭ 110-220 кВ, КРУ 10 кВ были выбраны и проверены основные технические решения, которые были реализованы в ходе строительства первой очереди; был произведен выбор инновационного оборудования, в качестве которого были использованы оптические трансформаторы тока и оптические трансформаторы напряжения 10-220 кВ. Подробный расчет приведен в подразделах 3.4 - 3.6.

4 РАЗРАБОТКА ИННОВАЦИОННОГО ПОДХОДА К СИСТЕМЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

4.1 Основной подход к формированию системы РЗА

Комплексы РЗА должны выполняться в соответствии с нормами технологического проектирования: ПУЭ, ПТЭ и другими действующими в РФ нормативными материалами и обеспечивать предъявляемые к ним требования по селективности, быстродействию, чувствительности и надежности [10].

4.1.1 Общие требования к РЗА

1) Для обеспечения надежной работы РЗА должно осуществляться функциональное и (или) аппаратное резервирование устройств РЗА [26];

2) Должна быть обеспечена правильная работа устройств РЗА при изменении частоты электрического тока в диапазоне 45 - 55 Гц;

3) ЛЭП и оборудование объектов электроэнергетики должны быть оснащены устройствами РЗ от внутренних КЗ и других ненормальных режимов их работы;

4) Резервные защиты ЛЭП (оборудования) должны удовлетворять требованию взаимной совместимости в части согласования их характеристик срабатывания с характеристиками срабатывания резервных защит ЛЭП (оборудования) прилегающей сети для обеспечения селективности их действия при дальнем резервировании;

5) На объектах электроэнергетики должна обеспечиваться регистрация аварийных событий и процессов;

6) Устройства РЗА не должны срабатывать при:

- Замыкании на землю в одной точке в сети оперативного постоянного тока;

- Снятии, подаче оперативного тока (в том числе обратной полярности), а также при перерывах электропитания любой длительности и глубины снижения напряжения оперативного тока;

- После восстановления оперативного тока все функции и параметры настройки устройств РЗА (в том числе изменяемые при помощи переключающих устройств РЗА) должны сохраняться в полном объеме.

7) Аппаратно и функционально резервирующие друг друга устройства РЗА, в том числе основные и резервные защиты ЛЭП (оборудования), должны подключаться на разные вторичные обмотки ТТ, питаться от разных автоматических выключателей оперативного постоянного тока и иметь независимые выходные цепи;

8) При создании (модернизации) устройств РЗА должны предусматриваться стандартные интерфейсы связи для ввода (вывода) данных в устройства (из устройств) РЗА;

9) Система самодиагностики микропроцессорных устройств РЗА должна непрерывно выполнять проверку целостности исполняемой программы и данных. Микропроцессорное устройство РЗА должно блокировать выходные воздействия и формировать соответствующую сигнализацию при обнаружении системой самодиагностики нарушения целостности исполняемой программы или данных. Результаты отрицательных проверок целостности исполняемой программы или данных должны фиксироваться во встроенном журнале событий микропроцессорного устройства РЗА. Обновление системного программного обеспечения микропроцессорных устройств РЗА должно быть доступно только в режиме обновления по сервисным интерфейсам с помощью специального программного обеспечения;

10) Сервисные интерфейсы микропроцессорного устройства РЗА не должны подключаться к локальной вычислительной сети владельца объекта электроэнергетики, а физический доступ к ним должен быть ограничен;

11) Переключение микропроцессорного устройства РЗА в режим обновления должно осуществляться локально посредством человеко-машинного интерфейса;

12) У микропроцессорных устройств РЗА должна быть парольная защита, ограничивающая доступ к обновлению системного программного обеспечения и

к внесению изменений в параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования устройства РЗА;

13) В микропроцессорных устройствах РЗА должны регистрироваться все события, связанные с созданием, редактированием, удалением учетных записей, обновлением системного и прикладного программного обеспечения;

14) Питание цепей переменного напряжения устройств РЗА должно резервироваться;

15) При изменении фиксации присоединения по системам шин цепи напряжения устройств РЗА переводимых присоединений должны подключаться к ТН соответствующей системы шин автоматически с использованием реле-повторителей или иных устройств, фиксирующих положения разъединителей;

16) При наличии двух электромагнитов отключения выключателя действие устройств РЗА должно выполняться на каждый такой электромагнит;

17) Устройства РЗА должны обеспечивать автоматический контроль исправности используемых каналов связи. При неисправности канала связи, выявленной в процессе непрерывного автоматического контроля, должны обеспечиваться автоматическая блокировка функций РЗА (если эта неисправность может привести к неправильным действиям функции РЗА) с возможностью автоматической и (или) ручной деблокировки, а также формирование сигнала неисправности канала соответствующих устройств РЗА;

18) Устройство РЗА должно иметь сигнализацию о возникновении неисправностей устройства РЗА и срабатывании каждой функции РЗА, реализованной в микропроцессорном устройстве РЗА;

19) Устройства РЗА, использующие напряжение от ТН, должны иметь сигнализацию о неисправностях и отсутствии цепей напряжения;

20) Устройства РЗА должны иметь переключающие устройства РЗА:

- В цепях переменного тока и напряжения;

- В выходных цепях для оперативного вывода из работы и ввода в работу устройства РЗА;

- Для ввода (вывода) отдельных функций РЗА и изменения алгоритмов функционирования устройства РЗА оперативным персоналом.

4.1.2 Общие требования к оснащению и принципам функционирования РЗА

1) РЗ на каждой питающей стороне ЛЭП, имеющих питание с двух или более сторон, должна включать в себя основную и резервную защиту от междуфазных и однофазных КЗ;

2) При наличии каналов связи по ВОЛС в качестве основной защиты ЛЭП необходимо применять ДЗЛ;

3) Резервная защита ЛЭП (оборудования) должна выполнять функцию дальнего резервирования;

4) При невыполнении резервными защитами ЛЭП (оборудования) функции дальнего резервирования с необходимой чувствительностью, определяемой в соответствии с требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия по усилению ближнего резервирования сетевых элементов, не обеспеченных дальним резервированием;

5) Резервные защиты ЛЭП (оборудования) должны иметь возможность оперативного и автоматического ускорения. Параметры настройки (уставки) оперативно и автоматически ускоренных ступеней функции резервных защит ЛЭП должны обеспечивать требуемую чувствительность ко всем видам КЗ на этой ЛЭП, а для АТ (Т) - требуемую чувствительность к КЗ на примыкающей системе шин;

6) Устройства РЗА, осуществляющие функцию основной защиты ЛЭП и (или) АПВ, устанавливаемые на ЛЭП со всех сторон, должны быть функционально совместимы;

7) Устройства РЗА, осуществляющие функцию основной защиты ЛЭП, должны обеспечивать передачу и прием команды телеотключения и сигнала телеускорения, а в случае использования высокочастотной защиты - останов передатчика высокочастотной защиты;

8) Дистанционные защиты должны иметь автоматическую блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при синхронных качаниях в энергосистеме (далее - блокировка при качаниях). Принцип действия блокировки при качаниях не должен препятствовать функционированию дистанционных защит;

9) На всех ЛЭП (оборудовании), имеющих пофазное управление выключателями, должна предусматриваться защита от неполнофазного режима. Защита от неполнофазного режима должна действовать на отключение ЛЭП (оборудования) со всех сторон тремя фазами с запретом АПВ и пуском УРОВ;

10) Функцию трехфазного АПВ следует устанавливать отдельно на каждый выключатель;

11) При действии ПА, защит от внутренних повреждений оборудования, защиты от неполнофазного режима, УРОВ на отключение выключателя должен быть выполнен запрет АПВ;

12) Функции РЗ и сетевой автоматики, которые по принципу действия могут сработать ложно или излишне при неисправности цепей напряжения должны контролироваться БНН;

13) БНН должна действовать на блокировку защит ЛЭП (оборудования), которые могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения;

14) Резервные защиты ЛЭП (оборудования) должны иметь в своем составе функцию ненаправленной токовой защиты от всех видов КЗ, вводимую автоматически при срабатывании БНН при отсутствии возможности селективной и чувствительной защиты данной ЛЭП (оборудования) другими устройствами РЗА, выполняющими функцию ближнего резервирования (далее - аварийная МТЗ). При использовании аварийной МТЗ БНН должна действовать на блокировку защит ЛЭП (оборудования), которые могут сработать излишне при неисправности цепей напряжения;

15) На ЛЭП с отпайками при использовании в основной защите линии (ДФЗ с пуском по току, ДЗЛ) дистанционного органа, блокирующего работу основной

защиты при КЗ за отпайками линии, БНН не должна действовать на блокировку этого органа;

16) В резервных защитах ЛЭП, подключенной к РУ более, чем через один выключатель, должна предусматриваться токовая защита ошиновки ЛЭП от всех видов КЗ, вводимая в работу автоматически при отключении линейного разъединителя и действующая на отключение выключателей данной ЛЭП и пуск УРОВ;

17) Технические характеристики устройства РЗА должны содержать сведения о минимально необходимом сроке достоверного измерения значения тока, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗ, реализованных в устройстве РЗА, в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ;

18) При использовании ДЗЛ в качестве основной защиты ЛЭП в ДЗЛ должна быть реализована функция ОМП методом двухстороннего замера [26].

4.1.3. Требования к оснащению и принципам функционирования релейной защиты и сетевой автоматики систем шин 110 кВ и выше

1) Для каждой системы (секции) шин напряжением 110 - 220 кВ, за исключением схем "мостик" и схем с обходной системой шин, должна предусматриваться отдельная ДЗШ. Две ДЗШ должны устанавливаться на системах (секциях) шин напряжением 110 - 220 кВ при наличии на системе (секции) шин более 10 присоединений;

2) Выключатели присоединения должны входить в зону ДЗШ. При наличии измерительных ТТ с двух сторон выключателя выключатель должен входить в зону действия ДЗШ и в зону действия защиты присоединения;

3) ДЗШ должна автоматически блокироваться при неисправности цепей переменного тока. В устройстве, в котором выполнена функция ДЗШ, должна быть предусмотрена возможность оперативного перевода действия блокировки на сигнал;

4) ДЗШ должна иметь возможность увеличения чувствительности, осуществляемую автоматически при опробовании шин напряжением и переключающим устройством [26].

4.1.4 Требования к оснащению и принципам функционирования релейной защиты и сетевой автоматики автотрансформаторов

1) На АТ должны устанавливаться защиты от внутренних, внешних КЗ и от ненормальных режимов их работы;

2) РЗ АТ с высшим классом напряжения 110 кВ и выше должна включать основные защиты и резервные защиты от междуфазных КЗ и от однофазных КЗ;

3) Резервные защиты АТ должны устанавливаться на стороне ВН и СН АТ для обеспечения согласования резервных защит ЛЭП, работающих на напряжении ВН и СН указанного АТ, дальнего резервирования и резервирования защит шин (ошиновок), посредством которых АТ подключен к РУ;

4) Для АТ, имеющих ТТ, встроенные в высоковольтные вводы ВН и СН АТ, резервные защиты должны подключаться к ним при условии обеспечения защиты ошиновки ВН и СН АТ в случае их одностороннего питания;

5) На АТ с высшим классом напряжения 330 кВ и выше, а также на АТ с высшим классом напряжения 110 - 220 кВ и мощностью 63 МВА и более должны устанавливаться два устройства РЗА, в которых реализована функция ДЗТ;

6) Цепи оперативного тока газовой защиты и технологических защит, действующие на отключение АТ, должны иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, действующее в случае неисправности цепей на сигнал. Газовая защита АТ должна иметь по два контакта на струйном и газовом реле (у газового реле для каждой ступени) для возможности их отдельного использования в разных устройствах РЗА. В случае установки двух устройств РЗА, в которых реализована функция ДЗТ, газовая и технологические защиты АТ должны действовать через каждое из вышеуказанных устройств;

7) При подключении АТ высшим классом напряжения 110 кВ и выше к РУ ВН или СН через два и более выключателя или кабельную вставку должна

предусматриваться дифференциальная защита ошиновки соответствующей стороны АТ;

8) Дифференциальная защита ошиновки должна автоматически блокироваться при неисправности цепей переменного тока. В устройстве, в котором выполнена функция дифференциальной защиты ошиновки, должна быть предусмотрена возможность оперативного перевода действия блокировки на сигнал [26].

4.1.5 Требования к оснащению и принципам функционирования устройства резервирования отказа выключателя

1) Для каждого выключателя напряжением 110 кВ и выше должно предусматриваться резервирование отказа выключателя путем применения УРОВ. УРОВ может быть реализовано как отдельное устройство или как функция в другом устройстве, в том числе в составе автоматики управления выключателем;

2) При действии РЗ на отключение выключателя должен выполняться пуск УРОВ;

3) УРОВ присоединений должно выполняться со ступенчатым действием:

- Действие без выдержки времени на отключение своего выключателя;
- Действие с выдержкой времени и с контролем тока через отказавший выключатель на отключение с запретом АПВ смежных присоединений, через которые возможна подача напряжения на участок схемы с отказавшим выключателем.

4) Для присоединений необходимо предусматривать подхват срабатывания защит от реле тока УРОВ;

5) На ЛЭП с однофазным АПВ должен осуществляться пофазный пуск УРОВ и пофазный контроль тока;

6) Действие УРОВ выключателя ЛЭП классом напряжения 110 кВ и выше (за исключением ЛЭП с односторонним питанием) должно предусматривать передачу команды телеотключения с запретом АПВ на противоположный конец

указанной ЛЭП и (или) останов передатчика высокочастотной защиты на данном конце ЛЭП [26].

4.2 Основные технические решения для формирования системы релейной защиты и автоматики для вновь сооружаемой КВЛ 220 кВ Амурская – ГПП

4.2.1 Основные технические решения

При проектировании системы релейной защиты будут использоваться современные микропроцессорные устройства, обладающие следующими преимуществами по сравнению с устройствами, работающими на традиционной элементной базе.

1. Главным и наиболее значительным преимуществом микропроцессорных устройств РЗА является - многофункциональность, которая позволяет реализовать в терминале работу различных функций с настраиваемой логикой и осуществить измерение различных физических величин.

2. Еще одним важным преимуществом является – компактность устройств. Микропроцессорные устройства имеют небольшие габариты и позволяют заменить массивные панели и шкафы, выполненных на традиционной элементной базе, одним терминалом. Данная особенность позволяет сэкономить место и повысить удобство при обслуживании и эксплуатации устройства.

3. Возможность отказа от устаревшего вида отображения положения коммутационных аппаратов и заземляющих устройств на схеме-макете. В современных терминалах РЗА предусмотрена возможность просмотра мнемосхемы присоединений на дисплее, на котором в автоматическом режиме осуществляется изменение положения коммутационных аппаратов в соответствии с их фактическим положением.

4. Самодиагностика и возможность интеграции в автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУ ТП). Постоянный контроль за состоянием устройства и проведение всестороннего анализа позволяет своевременно выявить неисправности и уязвимости в функциональной части, а также предпринять действия по устранению или

ограничению выходных воздействий, что дает возможность полностью исключить отказ или ложную работу устройства. Микропроцессорные устройства, являющиеся частью АСУ ТП, производят измерения и доводят до оператора информацию о параметрах работы устройства, режиме работы системы или же о выявленных несоответствиях. Данный функционал значительно повышает надежность и наглядность функционирования системы релейной защиты и автоматики в целом.

5. Устойчивость к механическим воздействиям. Современные устройства, работающие на микропроцессорной базе имеют данную особенность. При наличии вероятности появления механических возмущений, должны использоваться устройства, которые полностью исключают это влияние.

6. Относительно малая нагрузка на трансформаторы тока. Общая нагрузка на трансформатор тока значительно ниже, чем у устройств, работающих на традиционной элементной базе.

7. Высокая чувствительность. Это достигается использованием более сложных форм характеристик срабатывания, которые нельзя задать и реализовать на устройствах, работающих на традиционной элементной базе.

8. Точность измерения. Микропроцессорные устройства РЗА отличаются повышенной точностью, которая позволяет устройству минимизировать погрешности измерения и обеспечить более точную работу в соответствии с заданными уставкам срабатывания.

9. Возможность регистрации и просмотра событий в хронологическом порядке, связанных с работой устройств и действий персонала, по настройке и эксплуатации микропроцессорных терминалов РЗА [27].

В качестве микропроцессорных устройств РЗА при проектировании будут приниматься устройства производства ООО НПП «ЭКРА».

ООО НПП «ЭКРА» - предприятие, которое специализируется на разработке и поставках наукоемких устройств релейной защиты и автоматики на новейшей микропроцессорной элементной базе для объектов электроэнергетики, нефтегазового комплекса и других отраслей промышленности. Все выпускаемые

предприятием комплектные устройства релейной защиты и автоматики адаптированы к применению в составе АСУ ТП [28].

4.2.2 Основные и резервные защиты КВЛ 220 кВ Амурская – ГПП

В качестве основной защиты будет использоваться быстродействующая, продольная дифференциальная защита с функциями ступенчатых защит (ДЗЛ+КСЗ), выполненная на базе шкафа ШЭ2607 092 производства ООО НПП «ЭКРА» [28].



Рисунок 27 – Общий вид шкафа ШЭ2607 092

Каждый полукомплект защиты установлен по концам КВЛ и оборудован специальными портами посылы и приема цифровых данных, обмен информацией между портами ДЗЛ обеспечивается по ВОЛС.

КСЗ в составе комплекта основной быстродействующей защиты используется для резервирования комплекта ступенчатых защит (КСЗ).

В качестве резервной защиты на линии с обеих сторон принимаются к установке комплекты ступенчатых и токовых защит с передачей разрешающих сигналов (ТУ). Каждый комплект ступенчатых защит (КСЗ) должен иметь в своем составе дистанционную защиту (ДЗ), токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП) с дополнительными возможностями

ускорения действия этих защит от оперативных переключателей и сигналов телеотключения (ТО), передачу сигналов ТО на противоположный конец линии, а также максимальную токовую отсечку (МТО).

Для обеспечения надежности быстродействия линейных защит необходимо предусмотреть резервный оптоволоконный канал связи.

Таким образом, основная и резервная защита (ДЗЛ и КСЗ) будут работать по двум независимым каналам связи. Резервную защиту выполним на базе шкафа ШЭ2607 021 производства ООО НПП «ЭКРА» [28].



Рисунок 28 – Общий вид шкафа ШЭ2607 021

4.2.3 Автоматика управления выключателем

На выключателях 220 кВ ПС 220 кВ ГПП и ПС 500 кВ Амурская необходимо предусмотреть терминалы автоматики управления выключателями (АУВ), которые будут выполнены на базе шкафа ШЭ2607 019 производства ООО НПП «ЭКРА» [28].

Реализуемые функции РЗА в АУВ:

- Автоматическое повторное включение (АПВ) линии;
- Устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ).

Режимы АПВ:

- С улавливанием синхронизма;
- С контролем синхронизма (КС);
- С контролем отсутствия (наличия) напряжения на ЛЭП (КОНЛ);
- С контролем отсутствия (наличия) напряжения на шинах ПС (КОНШ);
- По факту отключения выключателя (ФАКТ).

На выключателях необходимо предусмотреть АПВ однократного трехфазного действия.



Рисунок 29 – Общий вид шкафа ШЭ2607 019

4.2.4 Определение места повреждения

На каждой стороне КВЛ должна быть реализована функция определения места повреждения. На линиях, длина которых составляет более 20 км, должно предусматриваться автономное устройство ОМП.

В качестве автономного устройства для определения места повреждения будет использоваться Сириус-2-ОМП производства ООО НПП «ЭКРА» [28].

Функция ОМП в составе микропроцессорных защит будет использоваться в качестве резерва.



Рисунок 30 – Общий вид устройства Сириус-2-ОМП

4.2.5 Регистратор аварийных событий

Проектом предусматривается передача аварийных и предупредительных сигналов и сигнала положения выключателя от вновь устанавливаемого оборудования РЗА на ПС 220 кВ ГПП и ПС 500 кВ Амурская. В качестве РАС будет использоваться устройство, выполненное на базе Бреслер – 0106 производства «НПП Бреслер», которое предназначено для записи и хранения выборок аналоговых и дискретных сигналов (цифровых осциллограмм).

Регистратор позволяет одновременно записывать 16 аналоговых и 32 дискретных (логических) сигнала.

Логика пусковых органов и их уставки могут быть оперативно изменены пользователем. Имеется режим блокировки от длительного пуска.

Записанные осциллограммы хранятся в энергонезависимой памяти регистратора (флэш-памяти). Единица записи-файл, состоит из предаварийного режима (7 периодов промышленной частоты), аварийного режима (длительность определяется пусковыми органами), послеаварийного режима (10 периодов).

Каждая запись сопровождается информацией о дате, времени пуска, сработавших ПО, уставках ПО. Максимально возможная непрерывная продолжительность записи - 97 секунд [29].



Рисунок 31 – Общий вид устройства РАС Бреслер - 0106

4.2.6 Аварийная и предупредительная сигнализация

Проектом предусматривается передача аварийных и предупредительных сигналов от вновь устанавливаемого оборудования РЗА на ПС 220 кВ ГПП и ПС 500 кВ Амурская в существующую схему центральной сигнализации.

Должны быть предусмотрены лампы световой аварийной и предупредительной сигнализации о работе шкафа на фасадах вновь вводимых устройств РЗА.

Комплекс устройств РЗА КВЛ 220 кВ Амурская – ГПП:

- Продольная дифференциальная защита линии с комплектом ступенчатых защит (ДЗЛ+КСЗ) - ШЭ2607 092 производства ООО НПП «ЭКРА»;

- КСЗ, включающий в себя токовые и ступенчатые защиты (ДЗ, ТЗНП с передачей разрешающих сигналов телеускорения (РС)) - ШЭ2607 021 производства ООО НПП «ЭКРА»;

- Для выключателей линии - АУВ (УРОВ, ТАПВ) - ШЭ2607 019 производства ООО НПП «ЭКРА»;

- Устройство для определения места повреждения на линии (ОМП) - Сириус-2-ОМП производства ООО НПП «ЭКРА»;

- Регистратор аварийных событий (РАС) - Бреслер – 0106 производства «НПП Бреслер».

Функции РАС и ОМП терминалов защит используются в качестве резервных.

4.3 Основные технические решения первого этапа строительства

Комплекс устройств РЗА КВЛ 220 кВ Ледяная - ГПП

1. Основной комплект: продольная дифференциальная защита линии с функциями ступенчатых защит (ДЗЛ+КСЗ) - ШЭ2607 092 производства ООО НПП «ЭКРА».

2. Резервный комплект комплект ступенчатых защит, включающий в себя токовые и ступенчатые защиты (ДЗ, ТЗНП с передачей разрешающих сигналов телеускорения (РС)) - ШЭ2607 021 производства ООО НПП «ЭКРА».

Автоматика управления выключателем

На выключателях 220 кВ ПС 220 кВ ГПП и ПС 220 кВ Ледяная установлены терминалы АУВ, выполненные на базе шкафов ШЭ2607 019 производства ООО НПП ЭКРА».

Принят следующий объем автоматики:

- Автоматическое повторное включение (АПВ) линии;
- Устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ).

Режимы АПВ:

- С улавливанием синхронизма;
- С контролем синхронизма (КС);
- С контролем отсутствия (наличия) напряжения на ЛЭП (КОНЛ);
- С контролем отсутствия (наличия) напряжения на шинах ПС (КОНШ);
- По факту отключения выключателя (ФАКТ).

На выключателях предусмотрено АПВ однократного трехфазного действия.

Определение места повреждения

Установлено автономное устройство ОМП Сириус-2-ОМП производства ООО НПП «ЭКРА».

Функция ОМП в составе МП защит используется в качестве резерва.

Регистратор аварийных событий

В качестве РАС используется устройство, выполненное на базе терминала Бреслер – 0106 производства «НПП Бреслер».

Функции РАС в составе МП защит используется в качестве резерва.

Аварийная и предупредительная сигнализация

Реализована передача аварийных и предупредительных сигналов от установленного оборудования РЗА на ПС 220 кВ ГПП и ПС 220 кВ Ледяная в существующую схему центральной сигнализации; предусмотрены лампы световой аварийной и предупредительной сигнализации о действии шкафа на фасадах устройств РЗА.

4.3.1 Релейная защита элементов подстанции

Технические решения, реализованные для защиты силовых автотрансформаторов:

- Основной комплект защиты;
- Резервный комплект защиты ВН, СН.

Комплект основной защиты выполнен в соответствии с «Общими требованиями к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России. Приложение 1 к приказу ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 г. №57» на базе двух шкафов ШЭ2607 042 производства ООО НПП «ЭКРА» и выполняет следующие функции:

- Дифференциальная токовая защита;
- Газовая защита АТ и устройства РПН;
- Защита контактора устройства РПН;
- Максимальная токовая защита;
- Защита от перегрузки;
- Технологические защиты (от понижения уровня масла, потери охлаждения, и т.п.);

Комплект резервной защиты выполнен на базе шкафа ШЭ2607 072071 производства ООО НПП «ЭКРА».

Комплект А1 (072) резервной защиты стороны ВН выполняет следующие функции:

- Ступенчатая дистанционная защита;
- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности;
- Максимальная токовая защита;
- Автоматическое ускорение резервных защит.

Комплект А2 (071) резервной защиты СН выполняет следующие функции:

- Ступенчатая дистанционная защита;
- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности;
- Максимальная токовая защита;
- Автоматическое ускорение резервных защит.

Защита ошиновки 220 кВ выполнена посредством шкафа защиты ШЭ2607 051051 производства ООО НПП «ЭКРА».

Дифференциальная токовая защита шин 110 кВ выполнена на базе шкафа защиты ШЭ2607 062 производства ООО НПП «ЭКРА».

На секционном выключателе 110 кВ реализована максимальная токовая защита и защита нулевой последовательности, автоматика управления выключателем выполнена на базе ШЭ2607 015 ООО НПП «ЭКРА».

В ячейках отходящих кабельных линий 10 кВ реализована:

- Трехступенчатая дистанционная защита от междуфазных КЗ (ДЗ);
- Токовая отсечка (ТО);
- Защита от перегрузки (для ТСН);
- Максимальная токовая защита (МТЗ);
- Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- Защита от обрыва фаз (ЗОФ);
- Дуговая защита;
- Токовая направленная защита нулевой последовательности;
- Двукратное АПВ с контролем напряжения;

- Защита линий и шин;

Сервисные функции:

- Определение места повреждения (ОМП).

На каждой секции шин 10 кВ предусмотрены:

- Дуговая защита;

- Логическая защита шин;

- Автоматическая частотная разгрузка с последующим частотным автоматическим повторным включением. Функции АЧР и ЧАПВ реализованы на базе терминалов ТОР-200 Н, которые размещаются в шкафу Бреслер ШН 2501.11 01.11, производства «НПП Бреслер».

Для защиты шкафов КРУ от коротких замыканий, сопровождающихся открытой электрической дугой, выполняется защита от дуговых замыканий на базе устройств ОВОД-МД производства ООО НПФ «ПРОЭЛ».

4.4 Расчет параметров срабатывания устройств РЗА КВЛ 220 кВ Амурская – ГПП

4.4.1 Расчет срабатывания резервной защиты (КСЗ ШЭ2607 021)

Расчет ступенчатых защит выполним в специализированном программном комплексе АРМ СРЗА, задание на расчет приведено в приложении У.

Токовая отсечка

Токовая отсечка - вид релейной защиты, действие которой связано с повышением значения силы тока на защищаемом участке электрической сети. Токовая отсечка является наиболее простой разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3 – 0,6 с).

Селективность действия токовых отсечек достигается ограничением их зоны срабатывания так, чтобы отсечка не действовала при КЗ на смежных участках сети. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении в конце защищаемого участка, за пределами которого отсечка не должна работать.

В таблице 84 приведены расчетные значения уставок токовой отсечки.

Таблица 84 – Расчетные значения срабатывания ТО

Наименование ПС	Выбранная уставка
ПС 500 кВ Амурская	6500 А
ПС 220 кВ ГПП	1040 А

Токовая защита нулевой последовательности

ТЗНП - вид релейной защиты, действие которой связано с повышением значения тока нулевой последовательности. Применяется для защиты высоковольтных линий электропередач от коротких замыканий на землю. Используется в роли резервной защиты для линий класса напряжения 110 кВ и выше. В зависимости от удаленности до места КЗ защита действует с определенной выдержкой времени - выполняется многоступенчатой (4 ст.), является защитой с относительной селективностью.

В таблице 85 приведены расчетные значения срабатывания ступеней токовой защиты нулевой последовательности.

Таблица 85 – Расчетные значения срабатывания ТЗНП

Наименование ПС	Выбранная уставка
ПС 500 кВ Амурская	1 ст. 490 А T = 0,1 с
	2 ст. 300 А T = 1,3 с
	3 ст. 150 А T = 1,8 с
	4 ст. 40 А T = 4 с
ПС 220 кВ ГПП	1 ст. 560 А; T = 0,05 с
	2 ст. 150 А; T = 0,8 с
	3 ст. 100 А; T = 1,8 с
	4 ст. 60 А; T = 4 с

Дистанционная защита

Дистанционная защита применяются в сетях сложной конфигурации, где по соображениям быстродействия и чувствительности не могут быть использованы более простые максимальные токовые и направленные токовые

защиты. Дистанционная защита определяет сопротивление или расстояние до места КЗ. В зависимости от удаленности до места КЗ защита действует с определенной выдержкой времени - выполняется многоступенчатой (3 ст.), является защитой с относительной селективностью.

В таблице 86 приведены расчетные значения срабатывания дистанционной защиты.

Таблица 86 – Расчетные значения срабатывания ДЗ

Наименование ПС	Выбранная уставка
ПС 500 кВ Амурская	1 ст. $Z=15,5+28,7$; $T = 0,05$ с
	2 ст. $Z=18,5+34,1$; $T = 1$ с
	3 ст. $Z=22,8+42,1$; $T = 3,5$ с
$\varphi_1 = 74$; $\varphi_2 = -22$; $\varphi_3=120$; $\varphi_4=0$;	
ПС 220 кВ ГПП	1 ст. $Z=15,1+28,7$; $T = 0,05$ с
	2 ст. $Z=22,7+35,5$; $T = 0,8$ с
	3 ст. $Z=30,8+52$; $T = 4,5$ с
$\varphi_1 = 77$; $\varphi_2 = -22$; $\varphi_3=120$; $\varphi_4=0$;	

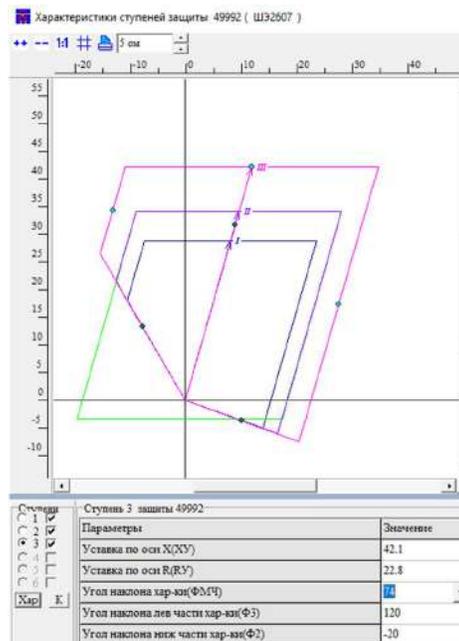


Рисунок 32 – Характеристика срабатывания ДЗ со стороны ПС 500 кВ Амурская

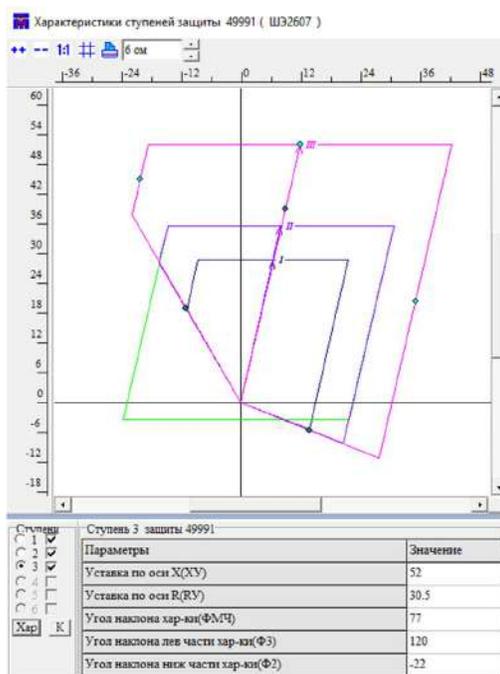


Рисунок 33 – Характеристика срабатывания ДЗ со стороны ПС 220 кВ
ГПП

4.4.2 Произведем расчет срабатывания комплекта основной защиты, выполненного на базе ШЭ2607 092 производства ООО НПП «ЭКРА»

При задании параметров настройки резервных защит (ТЗНП, ДЗ, ТО) будут использованы уставки, рассчитанные в пункте 7.4.1.

Дифференциальная защита линии

Продольная дифференциальная защита основана на пофазном сравнении токов по концам ЛЭП. По принципу действия обладает рядом преимуществ перед другими основными защитами по таким характеристикам как быстрдействие, чувствительность, селективность и независимость функционирования от режима качаний. Использование дистанционного измерения тока и направления мощности с возможностью быстрого обмена сообщениями между комплектами защиты по концам ЛЭП позволяет обеспечить быстрдействующую защитную функцию с абсолютной селективности и полным охватом линии, действующую при любых видах коротких замыканий.

В таблице 87 приведены расчетные значения срабатывания дифференциальной защиты линии.

Таблица 87 – Расчетные значения срабатывания ДЗЛ

Наименование ПС	Выбранная уставка
ПС 500 кВ Амурская	Ток срабатывания: 60 А
	Коэффициент торможения: 0,75
	Задержка срабаывания: 0 с
ПС 220 кВ ГПП	Ток срабатывания: 60 А
	Коэффициент торможения: 0,75
	Задержка срабаывания: 0 с

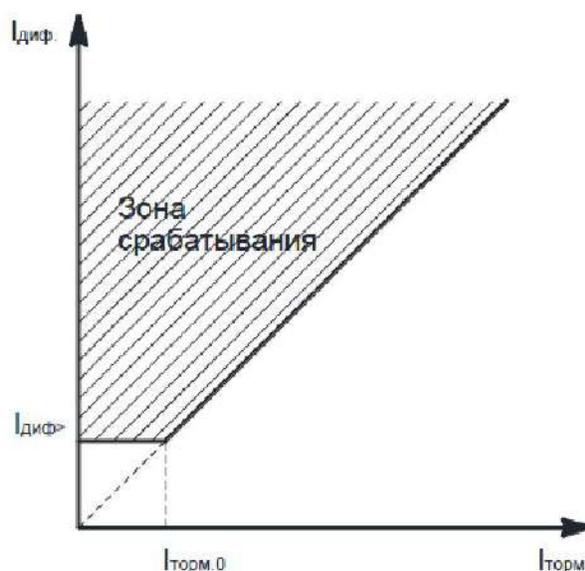


Рисунок 34 – Характеристика срабатывания ДЗЛ

4.5 Расчет параметров срабатывания защит АТДЦТН-63000/220/110

4.5.1 Расчет параметром дифференциальной защиты

Проведем расчет параметров срабатывания устройства ШЭ2607 042 производства ООО НПП «ЭКРА» [19], которое используется в качестве основного комплекта для защиты автотрансформатора типа АТДЦТН-63000/220/110 кВ с параметрами, представленными в таблице 88.

Таблица 88 – Исходные данные

Наименование параметра	Значение
1	2
Схема соединения	Уавто/Д-0-11
Номинальная мощность, МВА	63
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	11
Величина регулирования напряжения со стороны СН для крайнего отрицательного положения РПН, %	8x1.5
Величина регулирования напряжения со стороны СН для крайнего положительного положения РПН, %	8x1.5

Проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защищаемого автотрансформатора.

Рабочие номинальные токи каждой стороны:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158,14 \text{ А}$$

$$I_{\text{номСН}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 300,6 \text{ А}$$

$$I_{\text{номВН}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1680 \text{ А}$$

Рабочие токи, протекающие в ТТ:

$$I_{\text{ном.вт.ВН}} = \frac{158,144}{\frac{300}{5}} = 2,64 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.вт.СН}} = \frac{300,604}{\frac{400}{5}} = 3,76 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.вт.НН}} = \frac{1680}{\frac{3000}{5}} = 2,8 \text{ А}$$

Номинальные токи входов устройства для плеч защиты сторон ВН, СН, НН принимаются равными 5 А, а относительная погрешность выравнивания принимается

равной максимальному значению из соответствующих трех рассматриваемым сторонам $\Delta f_{\text{выр}} = 0,03$.

В таблице 89 представлены диапазоны рабочих ответвлений токовых входов устройства.

Таблица 89 – Выбор рабочих ответвлений токовых входов устройства

Вторичный ток в номинальном режиме, А	Номинальный ток входа устройства, А	Относительная погрешность выравнивания
5-20	5	0,03
1-5	5	0,02
0,5-1	1	0,02
0,125-0,5	1	0,03
0,1-0,125	1	0,05

Произведем проверку обеспечения цифрового выравнивания:

$$0,1 < \frac{I_{\text{раб.макс.вт}}}{I_{\text{ном.т}}} < 4, \quad (79)$$

где $I_{\text{раб.макс.вт}}$ - первичный рабочий максимальный ток присоединения, подключенного к рассматриваемому аналоговому входу;

$I_{\text{ном.т}}$ - номинальный ток рассматриваемого аналогового входа устройства.

Для стороны ВН:

$$0,1 < 0,53 < 4$$

Для стороны СН:

$$0,1 < 0,75 < 4$$

Для стороны НН:

$$0,1 < 0,56 < 4$$

Для всех сторон условия выполняются, т.е. цифровое выравнивание амплитуд токов плеч обеспечивается.

Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты.

Схемы соединения обмоток автотрансформатора (звезда или треугольник) для сторон ВН, СН и НН задаются следующими:

$U_B - Y$ (треугольник);

$U_C - Y$ (треугольник);

$U_H - D$ (звезда).

Алгоритм защиты должен работать с вычитанием токов нулевой последовательности для сторон ВН и СН, а для стороны НН вычитание токов нулевой последовательности не должно использоваться.

В таблице 90 приведен перечень параметров, которые задаются в устройстве.

Таблица 90 – Перечень параметров АТ, подлежащих заданию в устройстве

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Выбранное значение
$U_{номВ}$	кВ	0,05-2000	0,05	400	230
$U_{номС}$	кВ	0,05-2000	0,05	231	121
$U_{номН}$	кВ	0,05-2000	0,05	10,5	11
$I_{номВ}$	А	1-99999	1	577	158
$I_{номС}$	А	1-99999	1	1000	301
$I_{номН}$	А	1-99999	1	7173	1680
U_B	-	Y D	-	Y	Y
U_C	-	Y D	-	Y	Y
U_H	-	Y D	-	D	D

Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства .

Параметр K_1 , определяющий тормозной ток принимается равным 1,15 [19].

Начальный дифференциальный ток срабатывания I_{dmin} рассчитывается по условию отстройки от токов небаланса в переходных режимах работы автотрансформатора при малых сквозных токах по выражению:

$$I_{dmin} = K_{отс} \cdot K_{нб,расч} \cdot K_1, \quad (80)$$

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

$K_{нб,расч}$ - расчетный коэффициент небаланса, рассчитывается по формуле:

$$K_{нб,расч} = \sqrt{(K'_{пер} \cdot \varepsilon_{ТТ} + \varepsilon_{ПТТ})^2 \cdot (1 + 2 \cdot (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})) + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2}, \quad (81)$$

где $K'_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный процесс, принимается равным 1,5 [19];

$\varepsilon_{ТТ}$ - полная относительная погрешность ТТ в установившемся режиме, принимается равная 0,1 [19];

$\varepsilon_{ПТТ}$ - полная относительная погрешность промежуточных ТТ, принимается равная 0, так как ПТТ не используются [19];

$\Delta f_{выр}$ - относительная погрешность выравнивания токов, выше была выбрана 0,03 [19];

$\Delta U_{рег}$ - относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения автотрансформатора, вычисляется по формуле:

$$\Delta U_{рег} = \frac{\max(U_{(-PO)}; U_{(+PO)})}{100\%}, \quad (82)$$

$$\Delta U_{\text{пер}} = \frac{\max(-12\%;12\%)}{100\%} = 0,12$$

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(1,5 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,12 + 0,03)) + (0,12 + 0,03)^2} = 0,23$$

$$I_{\text{dmin}} = 1,2 \cdot 0,23 \cdot 1,15 = 0,31$$

Полученное значение параметра срабатывания $I_{\text{dmin}} = 0,31$ больше минимального рекомендуемого значения 0,20. Параметр срабатывания I_{dmin} принимается равным 0,32.

Параметр K_2 , определяющий тормозной ток принимается равным 2 [19].

Коэффициент торможения второго участка тормозной характеристики рассчитывается по выражению:

$$S_2 \geq \frac{(I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{dmin}}) \cdot 100\%}{K_2 - K_2}, \quad (83)$$

где $I_{\text{диф.расч}}$ - расчетный дифференциальный ток, определяется по формуле:

$$I_{\text{диф.расч}} = K_{\text{отс}} \cdot K'_{\text{нб.расч}} \cdot K_2, \quad (84)$$

где $K_{\text{отс}}$ - принимается 1,1, $K''_{\text{пер}}$ принимается 2,5 [19].

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(2,5 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,12 + 0,03)) + (0,12 + 0,03)^2} = 0,32$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,1 \cdot 0,32 \cdot 2 = 0,71$$

$$S_2 \geq \frac{(0,71 - 0,31) \cdot 100\%}{2 - 1,15} = 46,435 \%$$

Параметр S_2 принимается равным 46 % [19].

Параметр S_3 , определяющий коэффициент торможения третьего участка тормозной характеристики принимается равным 50 % [19].

Для проверки чувствительности на горизонтальном участке характеристики рассматриваются те режимы, в которых $I_{\text{торм.расч}^*} < K_1$.

Расчетными являются режимы:

$$\text{№1: } I_{\text{торм.расч}^*} = 1,05 < K_1 = 1,15;$$

$$\text{№2: } I_{\text{торм.расч}^*} = 1,04 < K_1 = 1,15;$$

$$\text{№3: } I_{\text{торм.расч}^*} = 0,99 < K_1 = 1,15.$$

При этом минимальный дифференциальный ток наблюдается для режима №1 и составляет 1,45. При этом коэффициент чувствительности равен:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч}}}{I_{\text{dmin}}}, \quad (85)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1,45}{0,31} = 4,62 > 2$$

Итак, чувствительность защиты на горизонтальном участке обеспечивается.

Чувствительность для наклонных участков характеристики проверяется по соотношению относительного начального дифференциального тока и тока начала торможения, которое не должно превышать 0,5:

$$\varphi = \frac{I_{\text{dmin}}}{K_1}, \quad (86)$$

$$\varphi = \frac{0,314}{1,15} = 0,27 < 0,5$$

Условие выполняется, значит, чувствительность защиты на наклонных участках характеристики будет обеспечиваться всегда.

Расчет и выбор параметра срабатывания токового органа дифференциальной отсечки I_{dUnre} выполним с учетом двух условий:

- обеспечение отстройки от режима броска тока намагничивания;

- обеспечение отстройки от режима максимального тока, текущего через защищаемый автотрансформатор при внешнем КЗ.

По условию отстройки от режима максимального тока, текущего через защищаемый автотрансформатор при внешних повреждениях, параметр срабатывания рассчитывается по выражению:

$$I_{dUnre} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.макс}' \quad (87)$$

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

$K_{нб(1)} = 0,65$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока, текущего через защищаемый автотрансформатор при внешнем повреждении.

$$I_{кз.макс}' = \frac{I_{кз.макс}}{I_{ном.опор}} \quad (88)$$

где $I_{кз.макс}'$ - относительный максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ;

$I_{кз.макс} = 3031A$ - максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ на шинах СН, когда включены обе системы и в работе находится только защищаемый автотрансформатор, приведенный к опорной стороне;

$I_{ном.опор} = 158A$ - номинальный ток опорной стороны (стороны ВН) защищаемого автотрансформатора.

$$I_{кз.макс}' = \frac{3031}{158} = 19,17$$

$$I_{dUnre} \geq 1,2 \cdot 0,65 \cdot 19,17 = 14,95$$

Полученное значение параметра удовлетворяет условию отстройки от режима броска намагничивающего тока:

$$I_{dUnre} = 14,95 \geq 5$$

Параметр срабатывания принимается равным $I_{dUnre} = 15$.

Выбранные параметры функции дифференциальной защиты устройства сведены в таблицу 91.

Таблица 91 – Параметры функции дифференциальной защиты

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Рассчитанное значение
1	2	3	4	5	6
Функция дифференциальной защиты PDIF, 87T					
K_1	В долях от $I_{ном.опор}$	0,2-1,5	0,01	1,25	1,15
I_{dmin}	В долях от $I_{ном.опор}$	0,1-0,6	0,01	0,3	0,31
K_2	В долях от $I_{ном.опор}$	1-10	0,01	3	2
S_2	%	10-50	0,1	40	46
S_3	%	30-100	0,1	80	50
I_{dUnre}	В долях от $I_{ном.опор}$	1-50	0,01	10	15

4.5.2 Расчет параметров срабатывания максимальной токовой защиты

Максимальная токовая защита (МТЗ) является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а так же при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей.

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке:

$$I_{MTЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{p.мах}, \quad (89)$$

где $k_{над}$ - коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зап}$ - коэффициент самозапуска, принимается равным 2,5;

k_B - коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85;

$I_{p.мах}$ - максимальный рабочий ток трансформатора.

Максимальный рабочий ток найдем по формуле:

$$I_{p.мах} = \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (90)$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{cp.} = \frac{k_{cx} \cdot I_{MTЗ}}{k_T}, \quad (91)$$

Коэффициент чувствительности при КЗ в конце защищаемого участка определяется по формуле:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ.мин}}{I_{MTЗ}}, \quad (92)$$

где $I_{КЗ.мин}$ - минимальное значение тока при КЗ в конце защищаемого участка.

Значение $k_{ч}$ должно быть не менее 1,2 (при выполнении функций резервирования).

Коэффициент чувствительности во всех случаях больше 1,2, а это значит, что установка МТЗ в качестве резервной допускается.

4.5.3 Расчет параметров срабатывания защиты от перегрузки

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях — на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

На автотрансформаторах защита от перегрузки устанавливается на всех трех сторонах напряжения. Расчет параметра срабатывания производится одинаково для всех сторон. Рекомендуется вести расчет в первичных величинах, приведенных к той стороне трансформатора (автотрансформатора), с которой установлена рассматриваемая защита.

Первичный ток срабатывания измерительного органа максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора (автотрансформатора):

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс}}{K_{в}} \cdot I_{ном}, \quad (93)$$

где $K_{отс} = 1,05$ - коэффициент отстройки;

$K_{в} = 0,95$ - коэффициент возврата;

$I_{ном}$ - первичный номинальный ток обмотки автотрансформатора с учетом регулирования напряжения для той стороны, на которой установлена рассматриваемая защита.

Увеличение номинального тока не должно превышать 5 % номинального тока среднего положения РПН.

Для высокой стороны:

$$I_{с.з.ВН} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 158,14 = 174,79 \text{ А}$$

Для средней стороны:

$$I_{с.з.СН} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 300,6 = 332,24 \text{ А}$$

Для низкой стороны:

$$I_{с.з.НН} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 1680 = 1857 \text{ А}$$

Соответствующие им токи вторичный цепей ТТ для высокой, средней и низкой стороны напряжения соответственно равны:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{174,79}{\frac{300}{5}} = 2,91 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.СН}} = \frac{332,24}{\frac{400}{5}} = 4,15 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{1857}{\frac{3000}{5}} = 3,1 \text{ А}$$

4.5.4 Газовая защита автотрансформатора

Газовая защита трансформаторов является наиболее чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах и автотрансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла [30].

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа.

К повреждениям, на которые реагирует газовая защита относятся: замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода,

неисправности переключателей устройств РПН и ряд других, сопровождающихся местным повышением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

На рисунке 35 показана установка газового реле на масляный автотрансформатор, с указанием основных элементов: 1 – газовое реле; 2 – краник; 3 – выхлопная труба; 4 – расширитель; 5 – мембрана.

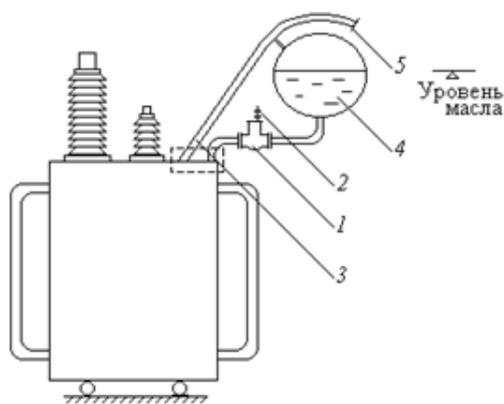


Рисунок 35 – Установка газового реле на трансформаторе.

На рассматриваемом автотрансформаторе применяется газовое реле марки ВГ 80\Q

4.6 Автоматизированная система управления

Структура системы диспетчерского управления

На ПС 220 кВ ГПП предусматривается многоуровневая автоматизированная система диспетчерского управления (ДУ) каждого

присоединения, которая функционирует, в своей совокупности, при помощи следующих технических решений:

- На нижнем уровне (для ячеек) предусмотрены цифровые многофункциональные измерительные преобразователи Satec PM130EN;

- Для ввода телесигнализации и телеизмерения, ввода аналоговых сигналов телеизмерения и телесигнализации, а также вывода команд телеуправления (ТУ) применены блоки ТУ – 430, ТС – 430, ТИТ-430, соответственно;

- Организовано измерение неэлектрических величин: температуры воздуха снаружи и в помещениях, температуры масла маслonaполненного оборудования, давление элегаза, уровня воды в маслосборнике, выкаченные положения тележек выключателей, контроль открытия дверей помещений, датчики охранных и пожарных систем и др. (посредством интеграции оборудования РЗА и ОПС);

Для связи между уровнями ПС, ЦРП, ДГУ, и уровнем ДПЭК, Амурского РДУ и ЦУС применен сервер телемеханики «Дельта-ХР» с функциями «горячего» резервирования.

Для локального конфигурирования, проведения работ по устранению аварий, неисправностей, отладки, доступа к устройствам телемеханики и РЗА предусмотрено автоматизированное рабочее место (АРМ) персонала.

В случае полного погашения ПС 220 ГПП предусмотрена система бесперебойного и гарантированного питания, которая обеспечивает работу телемеханики в течение 6 часов.

Система единого времени

Для обеспечения привязки сервера телемеханики к астрономическому времени предусмотрен приемник (контроллер) СЕВ типа Синком-Т с привязкой к Российской системе единого времени высокой точности (СЕВ ВТ), ГЛОНАСС/GPS.

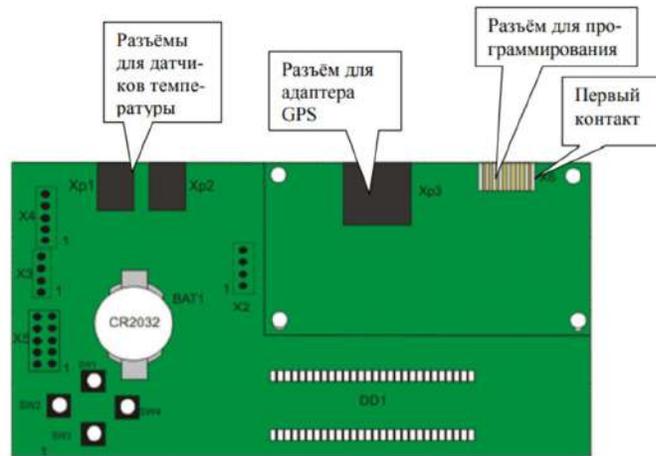


Рисунок 36 – Общий вид контроллера Синком-Т с размещением его структурных элементов

4.6.1 Описание АСДУ

Состав и структура системы

Предлагаемая система сбора и передачи информации ПС 220 кВ ГПП строится как многоуровневый и интегрированный комплекс технических и программных средств на базе программно-технических решений ООО «НТК Интерфейс».

Система состоит из трех уровней программно-технических средств:

1. Нижний уровень включает в себя первичные контроллеры, реализующие функции сопряжения с объектом (УСО). Функционально это модули съема телесигнализации, модули телеуправления, аналого-цифровые датчики и другие устройства способные предоставить полезную информацию для наблюдения и управления объектом (сюда относятся цифровые терминалы релейной защиты, регистраторы аварийных процессов и т.п.).

2. Средний уровень реализует функции получения первичной информации от всех устройств нижнего уровня, обобщения и базовой обработки информации, накопления и архивирования, предоставления информации на рабочие места, а также передачи информации на следующие уровни диспетчерского управления.

3. Верхний уровень - средства представления информации. В качестве верхнего уровня предусмотрен АРМ дежурного (оперативного) персонала ПС [31].



Рисунок 37 – Структурная схема АСУ ТП с распределением по уровням управления

4.6.2 Состав устройств нижнего уровня ССПИ

Предлагаемая система способна поддержать разнородный состав устройств нижнего уровня для обеспечения наиболее полного сбора информации о состоянии объекта [31]. В общем случае можно выделить следующие классы устройств нижнего уровня применяемые для сбора информации на ПС 220 кВ ГПП.

Устройства телемеханики

Применяется устройство КП «Исеть» для реализации функций ввода дискретных сигналов (телесигнализации), функций телеуправления, и ввода аналоговой информации с нормированных датчиков.



Рисунок 38 – Настенный шкаф КП «Исеть» с открытой дверцей

Цифровые датчики-преобразователи

Проектируемая система включает возможности получения параметров с цифровых датчиков-преобразователей различных производителей для реализации функций измерения основных электрических параметров (ток, напряжение, частота) и получения вторичных величин (активная/ реактивная мощность). В состав системы могут быть включены приборы МИП-01, ПЦ6803, ПЦ6817, ION, АЕТ, SATEC и другие приборы, совместимые по протоколам обмена. В целях унификации цифровых датчиков и единого многофункционального отображения информации о работе каждого присоединения, применены МИП «Satec PM130EN», положительно зарекомендовавшие себя при массовом применении в сетях РФ.

Цифровые терминалы релейной защиты

В составе системы можно производить съем информации (сигнализация, текущие измерения, события) с терминалов используя протокол SPA (АББ), IEC 870-5-103 (Сименс, ЭКРА, АББ, Micom), Сириус, ТЭМП, IEC 61850.

Цифровые регистраторы аварийных событий

В составе системы возможна реализация функции получения текущей измеряемой информации и событий с регистраторов типа АУРА, ЦАО РЭС и «Черный ящик».

Цифровые приборы учета электрической энергии

В системе предусмотрена возможность съема текущих значений измеряемых параметров с приборов учета типа СЭТ4-ТМ, Меркурий 230, Энергомера (ток, напряжение, мощность). Такая возможность позволяет отказаться от установки дополнительных датчиков-преобразователей (на стороне 6/10 кВ), а также организовать технический учет электрической энергии.

Охранная и пожарная сигнализация.

Возможен прием и передача на верхний уровень дискретных сигналов ОПС.

4.6.3 Состав устройств среднего уровня ССПИ

Сервер телемеханики «Дельта ХР» является основным объединяющим (концентрирующим) узлом системы. Данный компонент является масштабируемым – мощность поставляемого сервера выбирается исходя из суммарного объема (суммарного потока) телеинформации данного объекта [31].

В целях оптимизации экономических показателей, предлагается набор вариантов программной лицензии и аппаратного исполнения.

Для реализации ССПИ энергообъекта предлагаются следующие программные лицензии:

- «Дельта ХР/S» - 500 тэгов, 1 рабочее место;
- «Дельта ХР/M» - 1000 тэгов, 2 рабочих места;
- «Дельта ХР/L» - 2000 тэгов, 4 рабочих места;
- «Дельта ХР/LR» - 5000 тэгов, 16 рабочих мест, «горячий» резерв.

Под понятием «тэг» понимается один телепараметр (телесигнал или телеизмерение) имеющий физический источник (телеуправление, измерения интегральные, резервные телепараметры, телепараметры устанавливаемые вручную, телепараметры полученные расчетным путем, телепараметры передаваемые из сервера не лимитируются).

В качестве аппаратной платформы предлагаются следующие варианты:

- Малая производительность - 1500 тэгов в секунду;
- Средняя производительность - 5000 тэгов в секунду;

- Высокая производительность - 50000 тэгов в секунду.

Платформы малой производительности реализуются на встраиваемых безвентиляторных промышленных компьютерах (типа Atom N270-1,6, 1Gb, 80 GB HDD/SSD, 1-2 LAN, Win Embedded) и предлагаются к использованию на объектах с числом каналов съема цифровых данных до 10 и 2 канала передачи на верхний уровень.

Платформы средней производительности реализуются на промышленных компьютерах (типа 4U Case, Intel Core2Duo 2.6GHz, 2Gb, 2x160Gb SATA RAID0, 1DVD, 2-3 LAN, Win XP Pro/Win7) и предлагаются к использованию на объектах с числом каналов съема цифровых данных до 20 и 2-4 канала передачи на верхний уровень.

Платформы высокой производительности реализуются на промышленных компьютерах (типа 4U Case, 2*Intel Xeon , 8Gb , 3x160Gb SATA RAID5, 1DVD, 3-4 LAN, WinServer 2003/2008) и предлагаются к использованию на объектах с числом каналов съема цифровых данных до 50 и 4-8 канала передачи на верхний уровень.

В данном проекте применен сервер «Дельта XP/L» - 2000 тэгов, что достаточно для ПС с таким количеством соединений.

4.6.4 Состав устройств верхнего уровня ССПИ

В состав системы входят следующие компоненты верхнего уровня:

Рабочее место диспетчера (дежурного, монтера ОВБ), на базе ПО АРМ «ОИК Диспетчер НТ». Рабочие места диспетчера организуются на базе ПК включенных в пользовательский сегмент локальной сети объекта и реализуют функции наблюдения и управления объектом. Исполнение ПК (офисное, промышленное) определяется условиями эксплуатации на конкретном объекте [31].

Для обеспечения наиболее комфортного восприятия информации о состоянии наблюдаемого объекта возможно использование дополнительных средств индикации в виде цифровых табло, информационных киосков и мозаичных панелей (щитов).

Для поддержки «информационных киосков» (встраиваемые компьютеры с тачскрином) разработано специальное ПО позволяющее создавать экранные формы с управлением без клавиатуры и мыши.

На ПС 220 кВ ГПП» используется 1 АРМ без средств коллективного отображения информации.

4.6.5. Краткое описание основных компонентов системы

Сервер телемеханики «Дельта ХР» на базе программного комплекса «ОИК Диспетчер НТ».

«ОИК Диспетчер НТ» это программный комплекс, предназначенный для создания информационно-управляющих систем для автоматизации технологического процесса передачи и распределения электрической энергии. Основными точками применения являются предприятия электрических сетей, районы предприятий электрических сетей, крупные энергообъекты с обслуживающим персоналом.

Продукт «Дельта ХР» представляет собой частный случай применения ПО «ОИК Диспетчер НТ» и предназначается для реализации сервера телемеханики систем ССПИ на объектах энергосистемы [32].

Серверная часть отвечает за функции сбора, обработки и хранения данных телеметрии, а также за организацию хранения и доступ к базам данных, необходимым для работы персонала управления энергосистемой. Рабочие станции оснащены средствами визуального отображения телеметрии и баз данных.

Комплекс оснащен средствами удаленного конфигурирования и мониторинга, что позволяет администрировать систему дистанционно, используя доступ по IP сетям. В целях повышения надежности в состав комплекса включены средства поддержки «горячего» резервирования серверной части. «Горячий» резерв выполняется с помощью дублирующего компьютера, на котором происходит «real-time» дублирование всех изменений баз данных основного сервера комплекса. В случае повреждения основного сервера - резервный берет на себя выполнение всех его функций.

Рабочая станция (АРМ) "ОИК Диспетчер"

Рабочие станции «ОИК Диспетчер» служат для создания рабочих мест персонала предприятия и оснащены средствами визуального отображения телеметрии и баз данных. Визуальное отображение ПС 220 кВ ГПП в «ОИК Диспетчер» приведено в приложении Ф.

Программное обеспечение рабочей станции работает на персональном компьютере под управлением операционных систем Windows NT, Windows XP Pro, Windows Vista, Windows 7 .

Сеансы связи между сервером комплекса и рабочими станциями организуются через локальную сеть посредством заданного пользователем одного из стандартных сетевых протоколов («Именованные каналы» (Named Pipes), TCP/IP).

Вход сопровождается идентификацией пользователя. Доступ к серверу, а также к отдельным его компонентам разрешается только для зарегистрированных пользователей, кроме того, существует система ограничения полномочий, позволяющая разграничить доступ к отдельным информационным блокам или функциям, например, редактирование бланков переключения, производство команд телеуправления и т.п [33].

Функционально программное обеспечение рабочих станций позволяет:

1. Организовать иерархическую базу мнемосхем энергообъекта и распределительной электрической сети; Возможна настройка поперечных логических связей между произвольными мнемосхемами; Редактор мнемосхем позволяет создавать и редактировать неограниченное количество мнемосхем произвольного размера; Способ отображения графических элементов - мнемосимвольный или объектный (с использованием графического редактора «МОДУС»).
2. Организовать «оживление» мнемосхем. Имеется в виду нанесение на «статическую» картинку мнемосхемы элементов меняющих свое значение в зависимости от изменения телемеханических параметров.

3. Организовать слежение за телепараметрами с использованием звукового и светового оповещения. Возможна настройка форматов оповещения в зависимости от важности изменений телепараметров.

4. Выводить телеметрические данные из архивов сервера в виде графиков и таблиц с возможностью настройки форм вывода.

5. Выполнять команды телеуправления с отслеживанием результатов команд, а также вручную устанавливать значения недоступных по каналам связи параметров.

6. Организовывать иерархическую базу диспетчерских документов, в которую могут входить такие группы документов как нормативные инструкции, бланки переключения по подстанциям и линиям электропередач, диспетчерские рапорта и прочее. Возможна привязка документов, относящихся к некоторому энергообъекту, к его мнемосхеме для быстрого оперативного доступа. Документы могут содержать в себе телемеханическую информацию. Для этих целей разработан механизм «расчетных» полей документа, позволяющий не только автоматически помещать нужные значения из сервера телемеханики (как мгновенные, так и архивные) в заданную точку документа, так и производить с ними (между ними) любые алгебраические и логические действия. С помощью данного инструмента возможно формирование различных диспетчерских ведомостей и отчетов.

7. Организовывать систему ведения оперативных диспетчерских журналов с привязкой записей к энергообъектам, службам и подразделениям предприятия. Формат и структура записей оперативных журналов определяются конфигурацией.

8. Организовать хранение различной справочной информации с возможностью быстрого поиска и выборки нужной в данный момент.

Визуально программа выполнена в виде многооконного интерфейса с центральной панелью для управления и сигнализации.

Таким образом, в случае нормальной эксплуатации, бригаде ПС 220 кВ ГПП не потребуется выполнять переключения «вручную». Все переключения выполняются с АРМ. В

Аппаратура телемеханики КП «ИСЕТЬ»

Предлагаемая аппаратура телемеханики КП «Исеть» реализует стандартный набор базовых функций телемеханики - ввод дискретных сигналов (телесигнализация - ТС), ввод аналоговых нормированных сигналов (телеизмерение текущее - ТИТ), ввод число импульсных сигналов (телеизмерение интегральное - ТИИ), вывод дискретных сигналов (телеуправление-ТУ) [34].

Отличительные характеристики КП «ИСЕТЬ»: Широкий диапазон количества входных/выходных сигналов - от 32 до 5000 сигналов каждого типа, для адаптации к объектам разной информационной емкости; Блочно-модульная структура позволяет использовать различные конструктивы (шкафы) для оптимального размещения оборудования на объекте. При этом возможно разнесение отдельных функциональных блоков до 500 метров; Применение современных защитных элементов на всех входных/выходных цепях позволяет исключить повреждение аппаратуры от основных типов электрических внешних воздействий - перенапряжения и перегрузки; Широкий набор коммуникационных протоколов позволяет легко адаптировать КП «ИСЕТЬ» к конкретной ситуации.

Базовым средством обмена с верхним уровнем являются протоколы МЭК 870-5-101, МЭК 870-5-104.

Унификация основных узлов существенно удешевляет процесс производства аппаратуры, что снижает стоимость данной аппаратуры, а также снижает издержки эксплуатации и время восстановления аппаратуры при неисправности.

Применение современных микропроцессорных элементов позволяет существенно повысить точность и достоверность телеметрии, как по значению, так и по временной привязке.

Использование шины CAN-bus для межблочных связей позволяет повысить скорость обмена информацией (до 500 кбит) и повысить надежность доставки (вероятность искажения - 1 ошибка на 1000 лет).

Дополнительный сервис и конфигурирование реализовано с использованием протокола TCP/IP, что при использовании цифровых каналов связи позволяет обслуживать КП дистанционно.

Система телемеханики КП «ИСЕТЬ» состоит из следующих модулей:

1. Модуль ввода телесигнализации и телеизмерений интегральных «ТС - 430»;
2. Модуль ввода телеизмерений (нормированных сигналов) «ТИТ-430»;
3. Модуль вывода команд телеуправления «ТУ - 430»;
4. Управляющий контроллер «Синком-IP».

Управляющие контроллеры «Синком-IP»

Предназначены для приема телеинформации по шине CAN от функциональных модулей съема телесигнализации, телеизмерений текущих и телеизмерений интегральных, формирования поля данных контролируемого пункта, а также для организации телеуправления при приеме соответствующих команд со стороны верхнего уровня. Скорость обмена информацией по шине CAN 500 Кбит или 50 Кбит. Контроллер «Синком-IP» способен одновременно поддерживать на шине CAN (на каждом канале) до 8-ми модулей ТС, до 8-ми модулей ТИТ, до 8-ми модулей ТУ.

Сформированное поле данных и диагностическая информация о работоспособности функциональных модулей передается на верхний уровень через сетевой интерфейс Ethernet (витая пара 10/100 Мб) по протоколу TCP/IP. Модуль поддерживает два независимых сеанса связи по TCP/IP [35].

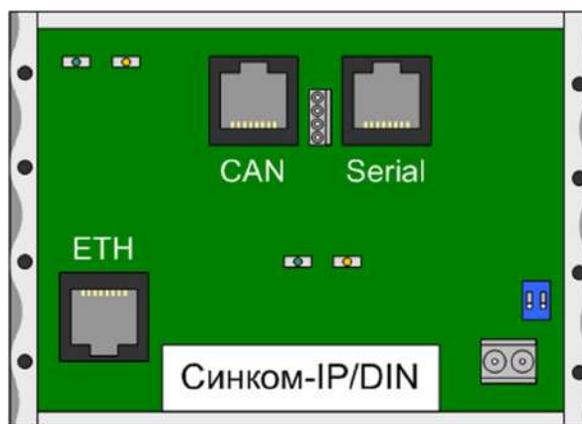


Рисунок 39 – Общий вид «Синком-IP/DIN»



Рисунок 40 – Коммуникационный контроллер «Синком-IP/DIN»

Функциональные модули

Все функциональные модули, в целях унификации, построены на общей платформе. Модули собраны в пластиковом корпусе размерами 200*130*50мм с прозрачной верхней крышкой. Корпус имеет крепление на DIN - рельс.

Модуль «ТС - 430» предназначен для ввода телесигнализации и телеизмерений. Количество входов - 32. Каждый вход может быть сконфигурирован как ввод телесигналов, либо как ввод телеизмерений интегральных. Все входы имеют защиту от перенапряжения, защиту от перегрузки по току, гальваническую развязку входов от цифровой части до 2,5 кВ. Тип датчиков – сухой контакт, рабочее напряжение датчиков 24 В, ток -10 мА. Точность фиксации телесигналов по времени +/-1 мсек. Время фильтрации

(защита от дребезга) устанавливается для каждого входа независимо в диапазоне 1-10000 мсек. В модуле реализован энергонезависимый архив срабатываний ТС на 32 события. При пропадании питающего напряжения модуль сохраняет текущие значения ТС и ТИП в энергонезависимую память - что позволяет при включении питания точно определять изменения ТС в период неработоспособности комплекса. Блок передает значения телесигналов при обнаружении изменений (с меткой времени) и циклически. Время циклической передачи конфигурируется от 1 сек. до 60 мин [39].



Рисунок 41 – Общий вид функционального модуля «ТС – 430»

Модуль «ТИТ-430» предназначен для ввода аналоговых телеизмерений и телесигнализации. Количество входов - 32. Все входы имеют защиту от перенапряжения и защиту от перегрузки по току. Тип АЦП - 12 разрядов плюс знак. Относительная погрешность 0,25%. В модуле реализован цифровой фильтр помехи частотой 50 и 100 Гц. Время полного цикла измерения 100 мсек. Возможна передача измерений синхронно по астрономическому времени - точность отсчета времени +-1мсек [39].

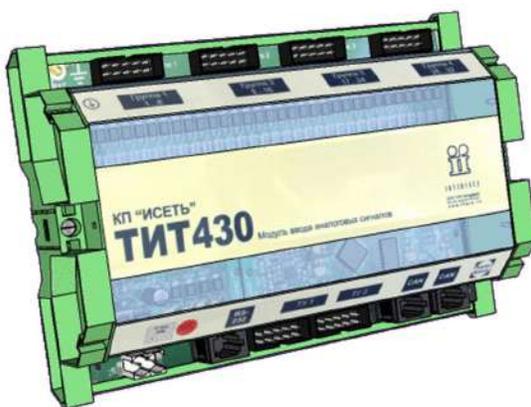


Рисунок 42 – Общий вид функционального модуля «ТИТ-430»

Модуль «ТУ - 430» предназначен для организации телеуправления и вывода команд. Количество выходов - 32 (16 двухпозиционных объектов). Допускается применение реле с напряжением срабатывания 24 В. (штатно комплектуется реле FINDER 8A 250 В). Время удержания реле конфигурируется для каждого выхода независимо в диапазоне 20 мсек -10 сек. Предусмотрен постоянный контроль исправности блока питания реле. При операциях управления контролируется ток обмотки реле для предотвращения ложных команд при дефектах цепей и реле [39].



Рисунок 43 – Общий вид функционального модуля «ТУ-430»

4.6.6 Организация сбора и передачи телеинформации

Организация сбора и передачи телеинформации производится на базе многофункциональных измерительных преобразователей типа «Satec PM130 Plus», и современных устройств телемеханики, таких как телемеханический комплекс КП «Исеть», контроллеров каналов связи с телемеханикой по синхронным и асинхронным протоколам связи «Синком-IP», контроллеров синхронизации времени по GPS и измерения температуры окружающей среды серии «Синком-1P/T».

В качестве многофункциональных измерительных преобразователей применяются преобразователи фирмы «Satec» PM130 Plus, которые предназначены для измерения параметров трехпроводных и четырехпроводных электрических сетей переменного трехфазного тока частотой 50 Гц, преобразования их в кодированные сигналы и передачи результатов измерения в протоколе Modbus на контроллер верхнего уровня автоматизированной системы диспетчерского управления [36].



Рисунок 44 – Общий вид измерительного преобразователя Satec PM130 Plus

4.7 Выводы к четвертой главе

1. Рассмотрены основные требования к формированию и принципам функционирования системы релейной защиты и автоматики, изучены требования к оснащению и функционированию РЗА к системам шин 220 кВ, автотрансформаторам, устройству резервирования отказа выключателя. При проектировании системы РЗА необходимо учитывать особенности и пользоваться информацией, приведенной в подразделе 4.1.

2. Разработаны основные технические решения РЗА, используемые при проектировании КВЛ 220 кВ Амурская – ГПП. К установке были приняты терминалы производства ООО НПП «ЭКРА», а именно: основная продольная дифференциальная защита с функциями ступенчатых защит (ДЗЛ+КСЗ), выполненная на базе шкафа ШЭ2607 092; резервная защита (КСЗ), выполненная на базе шкафа ШЭ2607 021; автоматика управления выключателем, выполненная на базе на базе шкафа ШЭ2607 019 (АПВ, УРОВ); автономное устройства для определения места повреждения Сириус-2-ОМП; регистратор аварийных событий Бреслер – 0106 производства «НПП Бреслер». Подробная информация содержится в подразделе 4.2.

3. Рассмотрены основные технические решения РЗА, которые были использованы при реализации первого этапа строительства КЦ «Восточный». Подробная информация содержится в подразделе 4.2.

4. Произведен расчет параметров срабатывания спроектированных устройств РЗА для КВЛ 220 кВ Амурская – ГПП со стороны ПС 500 кВ Амурская и ПС 220 кВ ГПП; выполнен расчет уставок дифференциальной защиты, МТЗ, защиты от перегрузки для АДЦТН-63000/220/110. Подробный расчет приведен в подразделах 4.4 - 4.5.

5. Спроектирована автоматизированная система управления, в которую интегрирована система РЗА; рассмотрена структура, состав и уровни управления АСУ ТП; произведен выбор основных технических решения для реализации автоматической системы управления. Подробная информация содержится в подразделе 4.6.

5 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

5.1 Безопасность

Во время проведения реконструкции линий электропередачи и монтаже новых сетей необходимо выполнять требования основных нормативных документов:

- Правила устройства электроустановок;
- Инструкции по охране труда для отдельных профессий, которые так же зависят от вида выполняемых работ;
 - Правила безопасности при строительстве новых линий электропередачи и проведения электромонтажных работ;
- Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов;
- Межотраслевые правила по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и распределении груза;
- Инструкции по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи работающего энергетического оборудования предприятий;
- Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности.

Основные правила безопасности

- 1) Руководитель потребителя обязан обеспечить безопасные условия труда работников в соответствии с законодательством РФ.
- 2) Устройство электроустановок должно соответствовать требованиям правил устройства электроустановок, строительных норм и правил, государственных стандартов, правил безопасности труда и другой нормативно-технической документации. Организация эксплуатации и ремонта электроустановок должна соответствовать требованиям настоящих правил, государственных стандартов, правил безопасности при эксплуатации электроустановок и других нормативных актов по охране труда (ОТ) и технике безопасности (ТБ).

3) Средства защиты, инструмент и приспособления, применяемые при обслуживании и ремонте электроустановок, должны удовлетворять требованиям соответствующих государственных стандартов и действующих правил применения и испытания средств защиты. Средства защиты, инструмент и приспособления должны подвергаться осмотру и испытаниям в соответствии с действующими правилами.

4) У потребителя должны быть разработаны и утверждены инструкции по ОТ как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ.

5) Каждый работник обязан знать и выполнять требования по безопасности труда, относящиеся к обслуживаемому оборудованию и организации труда на рабочем месте.

6) У каждого потребителя работа по созданию безопасных условий труда должна соответствовать положению о системе управления ОТ, устанавливающему единую систему организации и безопасного производства работ, функциональные обязанности работников из электротехнического, электротехнологического и другого персонала, их взаимоотношения и ответственность по должности. Руководитель потребителя и ответственный за электрохозяйство, как и работники, их замещающие, несут персональную ответственность за создание безопасных условий труда для работников электрохозяйства, укомплектование штата обученным и аттестованным электротехническим персоналом, организационно-техническую работу по предотвращению случаев поражения персонала потребителя электрическим током. Ответственные за электрохозяйство структурных подразделений потребителя несут ответственность за проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных и здоровых условий труда, за проведение инструктажей по ОТ и ТБ с наглядным показом и обучением персонала безопасным методам работы, за соблюдением персоналом требований безопасности труда и применением им инструмента, приспособлений, средств защиты, спецодежды, отвечающих требованиям действующих норм и правил.

7) Руководитель потребителя и ответственный за электрохозяйство должны контролировать соответствие условий труда на рабочих местах требованиям безопасности и производственной санитарии. При невозможности устранить воздействие на персонал вредных и опасных факторов руководящие должностные работники обязаны обеспечить персонал средствами индивидуальной защиты.

8) Руководитель потребителя обязан организовать обучение, проверку знаний, инструктаж персонала в соответствии с требованиями государственных стандартов, настоящих правил, правил безопасности труда и местных инструкций.

9) О проведении первичного инструктажа на рабочем месте, повторного, внепланового, стажировки и допуска к работе работник, проводивший инструктаж, делает запись в журнале регистрации инструктажей на рабочем месте и (или) в личной карточке с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего. При регистрации внепланового инструктажа указывают причину его проведения.

10) Материалы расследования несчастных случаев, связанных с эксплуатацией электроустановок, а также нарушения требований безопасности труда должны быть тщательно проанализированы для выявления причины и виновника их возникновения, принятия мер для предупреждения подобных случаев. Сообщения о несчастных случаях, их расследование и учет должны осуществляться в установленном порядке.

Ответственность за правильное и своевременное расследование и учет несчастных случаев, оформление актов формы Н-1, разработку и реализацию мероприятий по устранению причин несчастного случая несет руководитель потребителя.

11) Ответственность за несчастные случаи, происшедшие на производстве, несут как работники, непосредственно нарушившие требования безопасности или инструкции по охране труда, так и ответственные за электрохозяйство потребителя и его структурных подразделений, а также

другие работники из административно-технического персонала, руководитель потребителя, не обеспечившие безопасность труда и нормы производственной санитарии, выполнение стандартов безопасности труда и не принявшие должных мер для предупреждения несчастных случаев.

12) Материалы расследования групповых несчастных случаев и случаев со смертельным исходом должны быть проработаны с персоналом энергослужб всех структурных подразделений потребителя. Должны быть разработаны и выполнены мероприятия для предупреждения аналогичных несчастных случаев.

13) Весь персонал энергослужб должен быть обучен практическим приемам освобождения человека, попавшего под действие электрического тока, и практически обучен способам оказания первой медицинской помощи, пострадавшим непосредственно на месте происшествия. Обучение оказанию первой помощи пострадавшему должен проводить специально подготовленный инструктор. Проверка знания правил и приемов оказания первой помощи при несчастных случаях на производстве должна проводиться при периодической проверке знаний норм и правил работы в электроустановках.

14) Руководитель потребителя должен обеспечить каждого работника электрохозяйства личной инструкцией по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве.

15) На рабочих местах должны быть аптечки или сумки первой помощи с набором медикаментов. Запас медикаментов с учетом сроков годности должен постоянно возобновляться.

16) Персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с действующими нормами в зависимости от характера выполняемых работ и обязан ими пользоваться во время производства работ.

17) При проведении строительно-монтажных, наладочных и ремонтных работ на действующих электроустановках потребителя сторонними организациями должны быть разработаны совместные мероприятия

по безопасности труда, производственной санитарии, взрыво- и пожаробезопасности, учитывающие взаимодействие строительного и эксплуатационного персонала. Руководители организаций, проводящих эти работы, несут ответственность за квалификацию своего персонала, соблюдение им требований безопасности и за организацию и выполнение мероприятий по безопасности труда на своих участках работы.

При выполнении работ на одном и том же оборудовании или сооружении одновременно несколькими организациями должен быть составлен план организации работ.

18) Пожарная безопасность электроустановок, зданий и сооружений, в которых они размещены, должна отвечать требованиям действующих правил пожарной безопасности (ППБ), а также отраслевых правил, учитывающих особенности отдельных производств.

19) Все работники потребителя должны проходить противопожарный инструктаж. Электротехнический персонал должен проходить периодическую проверку знаний ППБ одновременно с проверкой знаний норм и правил работы в электроустановках.

20) Электроустановки должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения [3].

5.2 Экологичность

5.2.1 Элегаз и его воздействие на окружающую среду

В последнее время, стали уделять большое внимание влиянию на окружающую среду и атмосферу технологий, которые в своей основе используют газ.

Все вещества, которые загрязняют атмосферу и образуются в результате активной деятельности человека, можно разделить на две группы по их воздействию:

– Вещества, которые постепенно истощают озоновый слой, создавая озоновые дыры;

– Вещества, которые создают парниковый эффект и приводят к потеплению.

В первой группе галогеносодержащие газы проникают в атмосферу Земли и под воздействием ультрафиолетового излучения распадаются. В результате распада, свободные атомы галогенов начинают взаимодействовать с озоном, что приводит к разрушению этого слоя и образованию озоновых дыр.

Молекулы элегаза (SF_6) при попадании в слои атмосферы не разрушаются из-за характерных особенностей ультрафиолетового излучения, и накапливаясь не взаимодействуют с озоном, а вступают в реакцию с молекулами воды, в результате чего образуются молекулы HF [6].

При эксплуатации в элегазе образуются фториды – твердые и газообразные продукты распада, для образования которых нужны особые условия, такие как: высокая температура, пары воды, примеси кислорода и другие.

После окончания срока службы элегазового оборудования, очень важно произвести нейтрализацию продуктов распада, которые остаются после удаления элегаза. Оборудование проходит обработку, после которой его можно утилизировать как обычные отходы, при необходимости его можно восстановить. Растворы, которые используются в процессе нейтрализации, можно утилизировать как обычные отходы.

5.2.2 Применение сухих трансформаторов

В последнее десятилетие в мире идет популяризация тенденции по ужесточению экологических норм и требований. Экологическая сторона вопроса дополняется требованиями к пожарной безопасности и ограничением отводимой территории, если установка электрооборудования происходит в закрытых помещениях или густонаселенных районах.

Большую пользу для экологии может принести отказ от эксплуатации масляных и использование сухих трансформаторов.

Сухой трансформатор - трансформатор, в котором атмосферный воздух, газ или твердый диэлектрик, выполняет роль основной изолирующей среды, а охлаждающей средой служит атмосферный воздух [4].

Сухие трансформаторы, в которых обмотки залиты эпоксидной смолой с наполнителем, отвечают всем установленным требованиям МЭК и ГОСТ по экологичности и пожарной безопасности. В СТ не используются токсичные диэлектрики, так же сухие трансформаторы не оказывают никакого влияния на окружающую среду, не производят выбросов. Если возник пожар и трансформатор оказался в очаге пожара, то обмотки и магнитопровод не горят и, следовательно, не выделяют вредных и токсичных веществ в атмосферу, так как под действием высокой температуры на поверхности обмотки появляется паровая рубашка, а на поверхности обмотки образуется теплоотражающий экран из оксида алюминия. Из-за этого происходит перераспределение температуры по всей поверхности обмотки и в месте соприкосновения обмотки с огнем точка воспламенения не достигается.

Отсутствие жидкого диэлектрика (трансформаторного масла) исключает угрозу загрязнения окружающей среды вследствие его утечки либо возгорания.

В ходе лабораторных испытаний и исследований следующие химические соединения, такие как: соляная кислота (HCl), бромистоводородная кислота (HBr), оксид азота (NO), диоксид азота (NO₂), цианистоводородная кислота (HCN), фтористоводородная кислота (HF), диоксид серы (SO₂), формальдегид (НСОН) обнаружены не были.

Расходы при эксплуатации сухого трансформатора, с литыми обмотками, намного ниже, чем у масляного.

Использование СТ для питания потребителей, которые находятся в курортных, заповедных и природоохранных зонах позволяет обеспечить режим экологической безопасности на данной территории. При эксплуатации электроустановок должны приниматься меры для предупреждения или ограничения вредного воздействия на окружающую среду выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и сбросов в водные объекты, снижения звукового давления, вибрации, электрических и магнитных полей и иных вредных физических воздействий, и сокращения потребления воды из природных источников.

5.2.3 Основные правила экологичности

1) Количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не должно превышать установленных норм предельно допустимых выбросов (лимитов), сбросов загрязняющих веществ в водные объекты – норм предельно допустимых или временно согласованных сбросов. Напряженность электрического и магнитного полей не должна превышать предельно допустимых уровней этих факторов, шумовое воздействие – норм звуковой мощности оборудования, установленных соответствующими санитарными нормами и стандартами.

2) Потребители, у которых при эксплуатации электроустановок образуются токсичные отходы, должны обеспечивать их своевременную утилизацию, обезвреживание и захоронение. Складирование или захоронение токсичных отходов на территории потребителя не допускается.

3) Эксплуатация электроустановок без устройств, обеспечивающих соблюдение установленных санитарных норм и правил и природоохранных требований или с неисправными устройствами, не обеспечивающими соблюдение этих требований, не допускается.

4) При эксплуатации электроустановок в целях охраны водных объектов от загрязнения необходимо руководствоваться действующим законодательством, государственными и отраслевыми стандартами по охране водных объектов от загрязнения [37].

5.2.4 Расчет размеров маслоприемника для АТДЦТН – 63000/220/110

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно “Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35 – 750 кВ”, предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслоборник.

Диаметр маслоотводов выбирается из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов.

Для ПС 220 кВ ГПП проведем расчет размеров маслоприемника для автотрансформатора АТДЦТН – 63000/220/110 ХЛ1.

Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик автотрансформатора и занесены в таблицу 92 [38].

Таблица 92 – Исходные данные для расчета маслоприемника автотрансформатора АТДЦТН – 63000/220/110 ХЛ1

Масса трансформаторного масла, т	Длина, м	Ширина, м	Высота, м
39,4	9,7	5,47	6,81

1. Определение ширины и глубины маслоприемника.

Исходя из ПУЭ расстояние Δ от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 1,5 м при массе масла в автотрансформаторе от 10 до 50 т.

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta, \quad (94)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta, \quad (95)$$

где A и B - длина и ширина автотрансформатора соответственно;

A' и B' - длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$A' = 9,7 + 2 \cdot 1,5 = 12,7 \text{ м}$$

$$B' = 5,47 + 2 \cdot 1,5 = 8,47 \text{ м}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = A' \cdot B', \quad (96)$$

$$S_{МП} = 12,7 \cdot 8,47 = 107,6 \text{ м}^2$$

2. Определение глубины маслоприемника.

Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_G + h_B + h_{TM+H_2O}, \quad (97)$$

где h_G - высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,25 м;

h_B - высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,05 м;

h_{TM+H_2O} - высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

h_{TM} рассчитаем по формуле:

$$h_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}}, \quad (98)$$

где V_{TM} - объем трансформаторного масла, который определяется как:

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (99)$$

где ρ_{TM} - плотность трансформаторного масла равная 890 $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

$$V_{TM} = \frac{39400}{890} = 44,27 \text{ м}^3$$

$$h_{TM} = \frac{44,3}{107,6} = 0,41 \text{ м}$$

h_{H_2O} рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}}$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (100)$$

где $I = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ - секундный расход воды, $t=30 \text{ мин. (1800с)}$.

$S_{БПТ}$ - площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B), \quad (101)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 6,81 \cdot (9,7 + 5,47) = 206,62 \text{ м}^2$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (107,6 + 206,62) = 90,5 \text{ м}^3$$

$$h_{H_2O} = \frac{90,5}{107,6} = 0,84 \text{ м}$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,25 + 0,05 + 0,41 + 0,84 = 1,55 \text{ м}$$

Схематичное изображение маслоприемника представлено на рисунке 45.

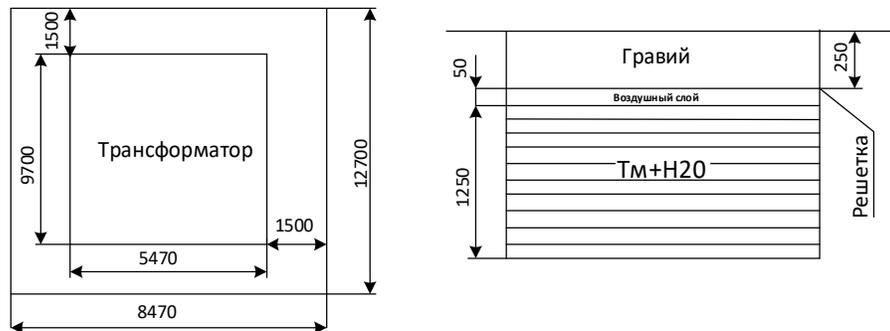


Рисунок 45 – Эскиз маслоприемника

5.3 Чрезвычайные ситуации

В роли примера чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции, а также рассмотрим мероприятия, которые препятствуют его возникновению.

Опасность возникновения пожара связана с использованием горючих изоляционных материалов, таких как: резина, лак, масло и другие. Так же причиной возгорания может являться появление электрической искры, дуги, КЗ, перегрузки проводов и оборудования, неисправность электрических аппаратов и машин.

Если возникло возгорание и есть вероятность того, что электроустановка находится под напряжением, необходимо руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Порядок действий при тушении возгорания на объекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической

(стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц [5].

Шиты с первичными средствами для тушения и весь инвентарь должен находиться на видном месте, так же они должны быть окрашены в красный цвет масляной краской и иметь беспрепятственный доступ.

При возгорании аппаратуры, кабельных линий, проводов и оборудования, необходимо снять напряжение с объекта возгорания и только потом приступать к его тушению. Так же необходимо ограничить распространение огня и перехода его на соседние объекты и панели. При тушении следует использовать углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители [8].

При тушении пожара строго запрещено прикасаться к кабелям, проводам и оборудованию, если не удалось снять напряжение.

5.4. Выводы к пятой главе

1. Были рассмотрены основные нормативные документы, применяемые при проведении реконструкции линий электропередач и монтаже новых сетей; изучены основные правила безопасности. Подробный обзор приведен в подразделе 5.1.

2. Выявлены основные преимущества применения элегазового оборудования и сухих трансформаторов. Произведен расчет маслоприемника для АТДЦТН – 63000/220/110. Информация и подробный расчет приведен в подразделе 5.2.

3. В роли примера чрезвычайной ситуации был рассмотрен пожар на подстанции, а также мероприятия, которые препятствуют его возникновению. Подробная информация приведена в подразделе 5.3.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации была спроектирована инновационная система релейной защиты и автоматики при усилении внешнего электроснабжения космодрома «Восточный»

Спроектированная система обладает высокой эффективностью, работоспособностью и характеризуется наличием современного оборудования, которое соответствует всем требованиям и рекомендациям при проектировании. Система надежно и бесперебойно выполняет свои поставленные функции в нормальных и аварийных режимах работы.

Процесс разработки и проектирования позволил закрепить расчетные методы и усвоить задачи, которые ставятся перед специалистами на практике в условиях работы и производства, а также позволил получить новые знания и упорядочить старые.

Для достижения поставленной цели были реализованы следующие задачи:

1. Структурный анализ электрической сети в районе проектирования;
2. Определение существующих параметров установившихся и аварийных режимов работы электрической сети;
3. Разработка вариантов усиления внешнего электроснабжения КЦ «Восточный»;
4. Выбор оптимального варианта усиления внешнего электроснабжения;
5. Расчет токов короткого замыкания;
6. Выбор электрического оборудования;
7. Разработка инновационной системы РЗА;
8. Расчет уставок срабатывания устройств РЗА;
9. Разработка АСУ ТП;
10. Обеспечение безопасности и экологичности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 2 Сухие трансформаторы [Электронный ресурс]. URL: http://www.rec.su/catalog/?SECTION_ID=198&ELEMENT_ID=780 (дата обращения: 14.04.2020)
- 3 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: ПТЭЭП. – Москва, 2003. – 386 с.
- 4 ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения. – взамен ГОСТ 16110-70; введ. 1982–07–01. – М. : Изд-во стандартов, 1982. – 30 с.
- 5 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.
- 6 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И.Т. Крючков.– М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 7 Приказ Министерства энергетики РФ № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии». – Москва, 2015 г. – 8 с.
- 8 Углекислотные и углекислотно-бромэтиловые огнетушители [Электронный ресурс]. URL: <http://www.doctus.ru/item/142/category/10> (дата обращения: 11.04.2020)
- 9 Выбор и проверка предохранителей для защиты трансформатора [Электронный ресурс]. URL: <http://leg.co.ua/knigi/rzia/zaschita-transformatorovraspredelitelnyh-setey-8.html> (дата обращения: 11.10.2019)
- 10 Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. - Л.: Энергоиздат, 1985 г. – 296 с.
- 11 Лихачев Ф.А. Замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью и компенсация емкостных токов. - М.: Энергия, 1971 г. – 153 с.

12 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – Минск: 1995, – 86 с.

13 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов. /Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с.

14 СТО 56947007-29.240.124-2012 Сборник "Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ", 2012 г. – 56 с.

15 [Письмо Минстроя России №50583-ДВ/09 от 25.12.2019 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.minstroyrf.ru/docs/50294/> (дата обращения: 25.12.2019)

16 Предложение о размере тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС, долгосрочных параметров регулирования на 2020-2024 год [Электронный ресурс]. URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/Predlozhenie_FSK_EES_2020-2024_peredacha_ee.pdf (дата обращения: 20.12.2019)

17 Значение процентной ставки дисконтирования ЦБ РФ [Электронный ресурс]. URL: https://www.cbr.ru/hd_base/KeyRate/ (дата обращения: 01.01.2020)

18 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2011.

19 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства : ФСК ЕЭС, 2014. – 184 с.

20 Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 №174 "Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы" [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/14828> (дата обращения: 28.02.2020)

21 Комплектные распреустройства с элегазовой изоляцией на напряжение до 245 кВ, 50 кА, 3150 А, тип 8DN9 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.smartenergo.net/OVN/8DN9.pdf> (дата обращения: 05.11.2019)

22 Комплектные распреустройства с элегазовой изоляцией на напряжение до 170 кВ, 63 кА, 4000 А, тип 8DN8 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.smartenergo.net/OVN/8DN8.pdf> (дата обращения: 05.11.2019)

23 Оптические трансформаторы и преобразователи тока. Физические принципы работы, устройство и технические характеристики [Электронный ресурс]. URL: <https://www.monographies.ru/ru/book/section?id=16609> (дата обращения: 06.07.2018)

24 ООО «НПО «Сибэлектроцит» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.sibelshield.ru/> (дата обращения: 01.12.2020)

25 Электрическая часть электростанций - Оперативный ток на электрических станциях [Электронный ресурс]. URL: <https://forca.ru/knigi/arhivy/elektricheskaya-chast-elektrostanicy-88.html> (дата обращения: 05.11.2019)

26 Минэнерго России: Приказ от 13.02.2019 г. №101 "Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики" [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_323625/ (дата обращения: 13.02.2020)

27 Преимущества и недостатки использования микропроцессорных защит [Электронный ресурс]. URL: http://www.magisterjournal.ru/docs/VM102_3.pdf (дата обращения: 03.03.2020)

28 Информация о научно-производственном предприятии полного цикла ЭКРА [Электронный ресурс]. URL: <https://ekra.ru/> (дата обращения: 03.05.2020)

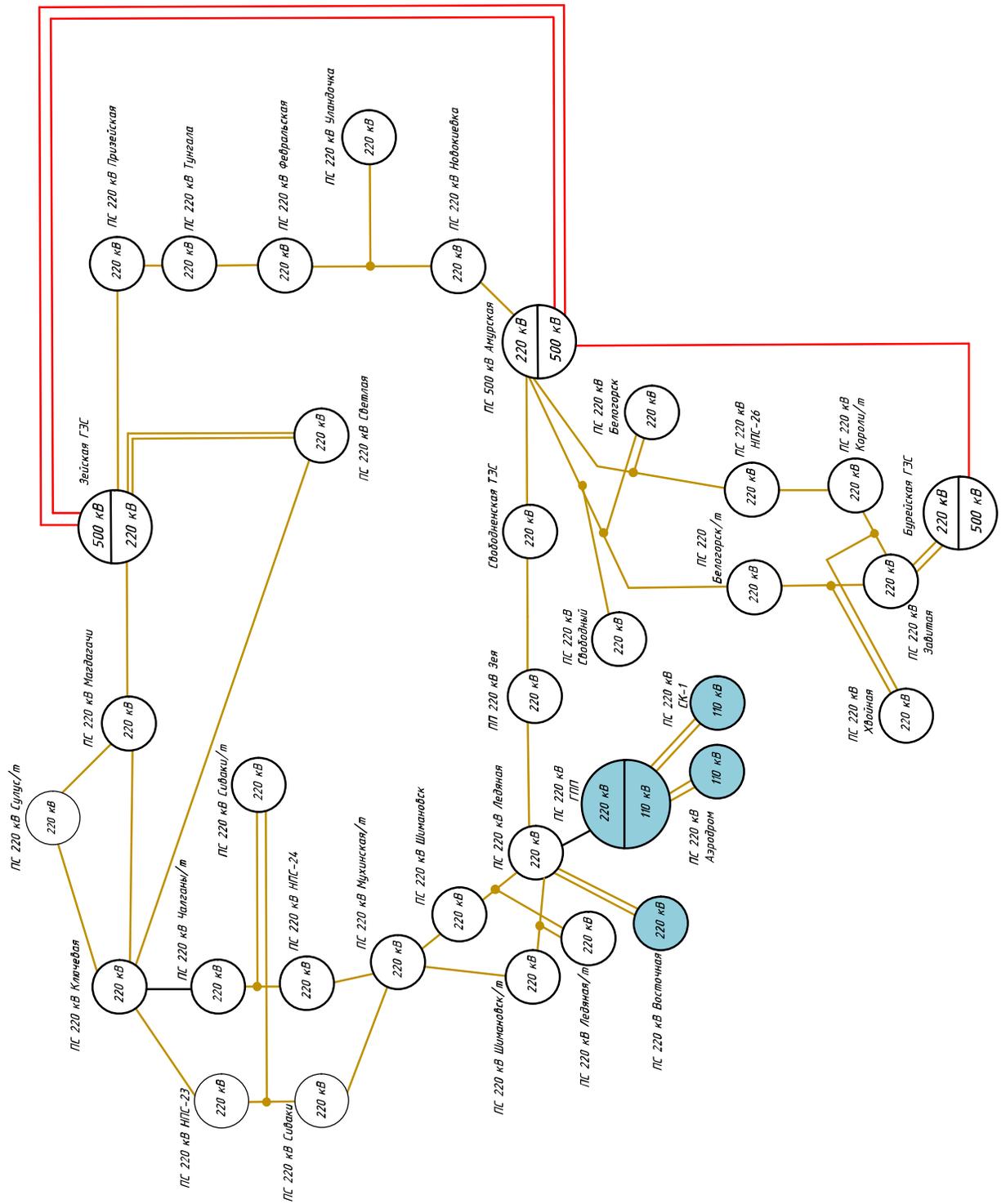
29 Бреслер-0106 Регистратор аварийных сигналов [Электронный ресурс]. URL: <http://www.apparat.su/mk-rl-zs/bresler/bresler-0106-registrator-avariynyhsigalov-11020-11368.html> (дата обращения: 20.10.2020)

30 Газовая защита трансформатора [Электронный ресурс]. URL: <http://electricalschool.info/main/elsnabg/885-gazovaja-zashhita-transformatorov.html> – (дата обращения: 15.03.2020)

- 31 Автоматизированная система управления технологическим процессом [Электронный ресурс]. URL: http://orijektid.tptlive.ee/Automatiseerimine/_1.html (дата обращения: 25.11.2019)
- 32 НТК Интерфейс [Электронный ресурс]. URL: <https://iface.ru/prod/iset/delta/> (дата обращения: 16.03.2020)
- 33 Программное обеспечение «ОИК Диспетчер НТ» [Электронный ресурс]. URL: <https://iface.ru/prod/oik/> (дата обращения: 16.03.2020)
- 34 Аппаратура телемеханики КП «Исеть» [Электронный ресурс]. URL: <https://iface.ru/prod/iset/> (дата обращения: 16.03.2020)
- 35 Коммуникационный контроллер «Синком-IP» [Электронный ресурс]. URL: <https://iface.ru/prod-comm.php?p=sincomip> (дата обращения: 16.03.2020)
- 36 Многофункциональный прибор PM130 PLUS [Электронный ресурс]. URL: <https://www.satec-global.com/ru/PM130-PLUS> (дата обращения: 11.02.2020)
- 37 Основные положения экологичности [Электронный ресурс]. URL: <https://studme.org/1444090323446/logistika/ekologichnost> (дата обращения: 20.04.2020)
- 38 Каталог с основными параметрами силового автотрансформатора АТДЦТН - 63000/220/110-У1 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.leprf.ru/catalog/trasformator/trans1/1/ctn63/> (дата обращения: 13.02.2020)
- 39 Функциональные модули КП «Исеть» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.iface.ru/prod/iset/funct/> - (дата обращения: 16.03.2020)
- 40 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Граф эквивалента сети



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет нормального режима существующей сети

Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Рай...	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V
Ген	1	Зейская ГЭС 500	500		1			330,0	-36,6	510,0	-105,0	372,0		510,00
Ген	2	Зейская ГЭС 220	220		1	13,0	0,8	220,0	57,4	235,0	-70,0	248,0		235,00
Нагр	3	Энергия 1С	220		1	17,7	2,1							234,81
Нагр	4	Энергия 2С	220		1	16,0	1,6							234,81
Нагр	5	Светлая	220		1	54,3	4,7							234,51
Нагр	6	Магдагачи	220		1	17,9	14,9	-189,7	-14,4					225,35
Нагр	7	Сулус-т	220		1	9,8	12,8							226,04
Нагр	8	Ключевая	220		1	4,6	1,1							226,92
Нагр	9	Чалганы-т	220		1	11,7	11,7							226,53
Нагр	10	НПС-23	220		1	8,8	3,9							226,93
Нагр	11	Сиваки	220		1	1,0	0,1							226,91
Нагр	12	Сиваки-т 1С	220		1	5,1	3,3							226,58
Нагр	13	Сиваки-т 2С	220		1	5,2	2,5							226,91
Нагр	14	НПС-24	220		1	7,7	0,1							226,54
Нагр	15	Мухинская-т	220		1	8,7	3,5							226,49
Нагр	16	Шимановск-т	220		1	11,5	7,4							225,73
Нагр	17	Шимановск	220		1	4,9	0,1							226,26
Нагр	18	Ледяная-т 1С	220		1	2,0	1,9							225,57
Нагр	19	Ледяная-т 2С	220		1	4,7	1,9							225,80
Нагр	20	Ледяная	220		1	12,0	2,4							225,76
Нагр	21	Восточная 220	220		1									225,74
Нагр	22	ГПП 220	220		1									225,74
Нагр	23	ГПП 110 1АТ	110		1									114,49
Нагр	24	Аэродром 110	110		1									114,47
Нагр	25	СК-1 110	110		1									114,47
Нагр	26	Зея	220		1	0,1	0,1							225,60
Нагр	27	Свободненская ТЭС	220		1	5,6	2,8							225,44
Ген	28	Амурская 500	500		1	582,0	-159,3		-64,6	510,0	-180,0	-9,0		510,00
Нагр	29	Амурская 220	220		1	43,9	14,0	73,8	-4,8					225,19
Нагр	30	НПС-26	220		1	9,1	4,1							226,24
Нагр	31	Свободный	220		1	10,8	3,2							225,02
Нагр	32	Белогорск 1С	220		1	4,3	2,1							226,77
Нагр	33	Белогорск 2С	220		1	70,8	32,6							222,35
Нагр	34	Короли-т	220		1	20,6	15,6							228,60
Нагр	34	Короли-т	220		1	20,6	15,6							228,60
Нагр	35	Белогорск-т	220		1	5,8	6,4							222,72
Нагр	36	Хвойная 1С	220		1									229,21
Нагр	37	Хвойная 2С	220		1	17,1	15,9							225,28
Нагр	38	Завитая	220		1	31,2	17,2	-110,2	45,9					231,02
Ген	39	БГЭС 220	220		1	16,9	0,7	510,0	-35,2	235,0	-274,0	320,0		235,00
База	40	БГЭС 500	500		1	516,3	-419,0	885,5	29,7	515,0	-1 000,0	1 000,0		515,00
Нагр	41	Новокиевка	220		1	5,2	0,6							222,08
Нагр	42	Уландочка	220		1	0,8	0,5							217,22
Ген+	43	Февральская	220		1	50,9	27,7	-18,1	-3	230,0	-63,0	-3,0		211,64
Нагр	44	Тунгала	220		1	0,8	0,2							217,97
Ген+	45	Призейская	220		1	1,7	0,4	-36,7	-3	230,0	-100,0	-5,0		223,69
Нагр	46	Восточная 1С 10	10		1	0,4	0,1							10,36
Нагр	47	Восточная 2С 10	10		1	0,4	0,1							10,36
Нагр	48	Аэродром 1С 10	10		1	1,2	0,1							10,39
Нагр	49	Аэродром 2С 10	10		1	1,2	0,1							10,39
Нагр	50	СК-1 10	10		1	1,2	0,1							10,40
Нагр	51	СК-1 10	10		1	1,2	0,1							10,40
Нагр	52	Восточная нейтра...	220		1									225,23
Нагр	53	Восточная нейтра...	220		1									225,33
Нагр	54	ЦРП	10		1									10,37
Нагр	55	ЦРП	10		1									10,37
Нагр	56	ГПП нейтраль	220		1									225,83
Нагр	57	ГПП нейтраль	220		1									225,83
Нагр	58	ГПП 110 2АТ	110		1									114,49
Нагр	59	ГПП 10 1АТ	10		1									10,39
Нагр	60	ГПП 10 2АТ	10		1									10,39

Таблица «Узлы» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Тип	N_нач	N_кон	N... I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_...	БД...	P_меч	Q_меч	Nв	I max	I зарп.
Тр-р	1	2		Зейская ГЭС 500 - Зе...	1,11	58,87	4,4	0,460	6	1	-157	7		177	
ЛЭП	2	3		Зейская ГЭС 220 - Эн...	0,34	1,51	-9,3				-95	-9		234	33,9
ЛЭП	2	4		Зейская ГЭС 220 - Эн...	0,34	1,51	-9,3				-94	-8		231	33,5
Выкл	3	4		Энергия 1С - Энерги...											
ЛЭП	3	5		Энергия 1С - Светлая	0,63	2,82	-17,4				-77	-7		190	31,2
ЛЭП	4	5		Энергия 2С - Светлая	0,63	2,82	-17,4				-78	-7		192	31,5
ЛЭП	5	8		Светлая - Ключевая	10,78	48,17	-297,0				-100	-11		254	36,8
ЛЭП	2	6		Зейская ГЭС 220 - М...	9,88	54,75	-360,1				-116	-17		206	35,9
ЛЭП	6	7		Магдагачи - Сулус-т	4,01	13,91	-87,5				46	0		118	19,4
ЛЭП	7	8		Сулус-т - Ключевая	2,43	8,53	-59,1				56	9		144	23,7
ЛЭП	6	8		Магдагачи - Ключевая	5,24	23,43	-144,5				48	8		125	18,1
ЛЭП	8	9		Ключевая - Чалганы-т	2,92	9,55	-62,6				5	-9		34	5,5
ЛЭП	9	12		Чалганы-т - Сиваки-т...	5,96	21,65	-131,4				16	-1		47	7,7
ЛЭП	8	10		Ключевая - НПС-23	2,77	12,26	-76,1				6	1		18	2,5
ЛЭП	10	11		НПС-23 - Сиваки	6,11	27,18	-168,0				15	1		43	6,2
ЛЭП	11	13		Сиваки - Сиваки-т 2С	0,01	0,02	-0,1				16	-8		45	7,4
Выкл	12	13		Сиваки-т 1С - Сивак...											
ЛЭП	12	14		Сиваки-т 1С - НПС-24	4,72	17,17	-104,2				22	-4		62	10,1
ЛЭП	13	15		Сиваки-т 2С - Муян...	5,52	24,33	-142,6				21	-5		64	9,2
ЛЭП	15	16		Муранская-т - Шинан...	6,63	22,61	-142,6				40	-16		117	19,2
ЛЭП	16	18		Шинановск-т - Лебя...	4,99	17,02	-107,2				51	-15		141	23,2
ЛЭП	15	17		Муранская-т - Шинан...	5,47	22,87	-146,0				21	-4		60	9,8
ЛЭП	17	19		Шинановск - Лебя...	3,56	15,05	-96,2				26	-11		78	11,2
Выкл	18	19		Лебяная-т 1С - Лебя...											
ЛЭП	18	29		Лебяная-т 1С - Амур...	5,72	19,53	-123,0				54	-18		150	21,8
ЛЭП	19	20		Лебяная-т 2С - Лебя...	0,30	1,28	-8,2				31	-14		87	12,6
ЛЭП	20	26		Лебяная - Зейя	2,88	12,87	-79,3				49	-12		132	19,2
ЛЭП	26	27		Зейя - Свободненская...	2,16	8,52	-56,0				49	-15		139	19,3
ЛЭП	27	29		Свободненская ТЭС ...	4,37	17,24	-113,3				55	-15		151	21,9
ЛЭП	20	21		Лебяная - Восточная...	0,69	2,83	-17,1				-1	-1		4	0,6
ЛЭП	20	21		Лебяная - Восточная...	0,69	2,82	-17,0				-1	-1		4	0,6
Тр-р	21	52		Восточная 220 - Вост...	3,90	96,70	9,5	1,000	13	3	-1	-2		5	
Тр-р	21	53		Восточная 220 - Вост...	3,90	96,70	9,5	1,000	13	3	0	-1		4	
Выкл	46	54		Алгошная ТЭС 10 - ЦРП											
ЛЭП	20	22		Лебяная - ГПП 220	1,86	8,07	-49,2				-5	2		15	2,1
Тр-р	22	56		ГПП 220 - ГПП нейтр...	0,50	59,00	12,0	1,000			-3	0		7	
Тр-р	22	57		ГПП 220 - ГПП нейтр...	0,50	59,00	12,0	1,000			-3	0		7	
ЛЭП	23	24		ГПП 110 1АТ - Аэрод...	1,88	3,73	-42,7				-1	0		7	1,5
ЛЭП	58	24		ГПП 110 2АТ - Аэрод...	1,88	3,73	-42,7				-1	0		7	1,5
Тр-р	24	48		Аэродрон 110 - Аэро...	7,95	139,00	5,3	0,091	8	4	-1	0		6	
Тр-р	24	49		Аэродрон 110 - Аэро...	7,95	139,00	5,3	0,091	8	4	-1	0		6	
Выкл	48	49		Аэродрон 1С 10 - Аэ...											
ЛЭП	23	25		ГПП 110 1АТ - СК-1 1...	1,57	3,11	-26,0				-1	0		7	1,5
ЛЭП	58	25		ГПП 110 2АТ - СК-1 1...	1,57	3,11	-26,0				-1	0		7	1,5
Тр-р	25	50		СК-1 110 - СК-1 10	1,46	38,40	19,7	0,091	8	4	-1	0		7	
Тр-р	25	51		СК-1 110 - СК-1 10	1,46	38,40	19,7	0,091	8	4	-1	0		7	
Выкл	50	51		СК-1 10 - СК-1 10											
ЛЭП	29	30		Анурская 220 - НПС-26	5,71	21,33	-135,0				53	0		137	22,5
ЛЭП	30	32		НПС-26 - Белогорск 1С	2,32	8,31	-52,5				62	-2		160	26,2
ЛЭП	29	31		Анурская 220 - Своб...	0,36	1,54	-9,8				-2	-24		63	10,4
ЛЭП	31	33		Свободный - Белогор...	6,11	25,81	-164,9				9	-21		80	13,1
Выкл	32	33		Белогорск 1С - Белог...											
ЛЭП	32	34		Белогорск 1С - Коро...	8,38	28,60	-180,0				67	-2		174	25,2
ЛЭП	34	36		Короли-т - Хвойная 1С	1,18	5,29	-32,6				69	7		225	32,6
ЛЭП	36	38		Хвойная 1С - Завитая	3,78	16,01	-104,3				89	6		225	32,6
ЛЭП	33	35		Белогорск 2С - Белог...	0,88	3,71	-23,7				80	3		209	30,3
ЛЭП	35	37		Белогорск-т - Хвойна...	4,77	21,30	-131,4				86	9		225	32,6
ЛЭП	37	38		Хвойная 2С - Завитая	6,69	29,91	-184,4				105	22		274	39,7
ЛЭП	38	39		Завитая - БГЭС 220	5,53	31,81	-204,6				169	-3		422	51,1
ЛЭП	38	39		Завитая - БГЭС 220	5,53	31,81	-204,6				169	-3		422	51,1
Тр-р	40	39		БГЭС 500 - БГЭС 220	0,80	51,90	2,1	0,460	6	1	149	-46		175	
ЛЭП	40	28		БГЭС 500 - Анурская...	8,08	85,32	-1 066,8				-517	117		594	31,4
Тр-р	28	29		Анурская 500 - Анур...	0,95	62,38	2,2	0,442	8	1	-45	-1		51	
Тр-р	28	29		Анурская 500 - Анур...	0,95	62,38	2,2	0,442	8	1	-45	-1		51	
ЛЭП	29	41		Анурская 220 - Ново...	10,24	35,12	-221,0				-59	2		153	25,1
ЛЭП	41	42		Новоивежа - Уландо...	11,69	39,91	-251,7				-53	-6		146	23,9
ЛЭП	42	43		Уландочка - Февраль...	10,14	34,61	-218,2				-52	-16		153	25,1
ЛЭП	43	44		Февральская - Тунгала	16,33	71,49	-440,8				18	24		83	12,0
ЛЭП	44	45		Тунгала - Призейская	14,09	69,95	-388,1				19	23		79	11,5
ЛЭП	45	2		Призейская - Зейская...	17,64	78,85	-486,2				58	29		167	24,1
ЛЭП	1	28		Зейская ГЭС 500 - А...	9,95	109,25	-1 383,4				-86	186		232	12,3
ЛЭП	1	28		Зейская ГЭС 500 - А...	9,86	107,98	-1 364,5				-87	184		230	12,2
ЛЭП	14	15		НПС-24 - Муранская-т	1,67	6,15	-36,8				30	-9		82	13,4
Тр-р	52	46		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			0	-1		2	
Тр-р	52	47		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			0	-1		2	
Тр-р	53	54		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			0	0		1	
Тр-р	53	55		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			0	0		1	
Выкл	47	55		Восточная 2С 10 - ЦРП											
Тр-р	56	23		ГПП нейтраль - ГПП ...	0,48			0,507	11	2	-3	0		7	
Тр-р	56	59		ГПП нейтраль - ГПП ...	3,20	131,00		0,046			0	0		0	
Тр-р	57	58		ГПП нейтраль - ГПП ...	0,48			0,507	11	2	-3	0		7	

Таблица «Ветви» для нормального режима

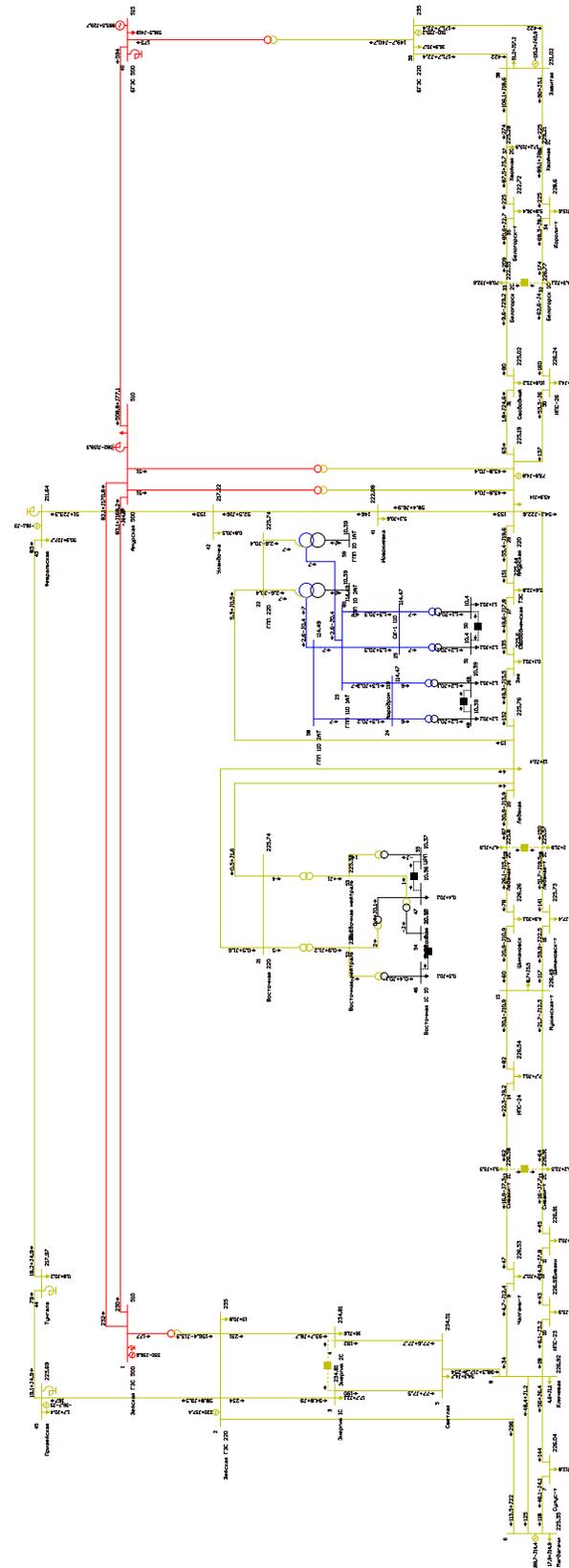
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		2	Зейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
2		3	Энергия 1С	220	234,81	6,73
3		4	Энергия 2С	220	234,81	6,73
4		5	Светлая	220	234,51	6,60
5		38	Завитая	220	231,02	5,01
6		39	БГЭС 220	220	235,00	6,82

Таблица «Отклонение напряжения» для нормального режима

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Схема потокораспределения нормального режима существующей сети



ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчет послеаварийного режима существующей сети

Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Рай...	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_эд	Q_min	Q_max	B_ш	V
Ген	1	Зейская ГЭС 500	500		1			330,0	-38,9	510,0	-105,0	372,0		510,00
Ген	2	Зейская ГЭС 220	220		1	13,0	0,8	220,0	79,9	235,0	-70,0	248,0		235,00
Нагр	3	Энергия 1С	220		1	17,7	2,1							234,62
Нагр	4	Энергия 2С	220		1	16,0	1,6							234,62
Нагр	5	Светлая	220		1	54,3	4,7							233,98
Нагр	6	Магдагачи	220		1	17,9	14,9	-189,7	-14,4					211,80
Нагр	7	Сулус-т	220		1	9,8	12,8							214,36
Нагр	8	Ключевая	220		1	4,6	1,1							216,51
Нагр	9	Чалганы-т	220		1	11,7	11,7							216,77
Нагр	10	НПС-23	220		1	8,8	3,9							217,22
Нагр	11	Сиваки	220		1	1,0	0,1							218,88
Нагр	12	Сиваки-т 1С	220		1	5,1	3,3							218,38
Нагр	13	Сиваки-т 2С	220		1	5,2	2,5							218,88
Нагр	14	НПС-24	220		1	7,7	0,1							219,65
Нагр	15	Муинская-т	220		1	8,7	3,5							220,08
Нагр	16	Шимановск-т	220		1	11,5	7,4							221,34
Нагр	17	Шимановск	220		1	4,9	0,1							221,38
Нагр	18	Ледяная-т 1С	220		1	2,0	1,9							222,80
Нагр	19	Ледяная-т 2С	220		1	4,7	1,9							221,97
Нагр	20	Ледяная	220		1	12,0	2,4							222,02
Нагр	21	Восточная 220	220		1									222,00
Нагр	22	ГПП 220	220		1									222,00
Нагр	23	ГПП 110 1АТ	110		1									112,59
Нагр	24	Аэродром 110	110		1									112,57
Нагр	25	СК-1 110	110		1									112,57
Нагр	26	Зея	220		1	0,1	0,1							222,78
Нагр	27	Свободненская ТЭС	220		1	5,6	2,8							223,28
Ген	28	Амурская 500	500		1	582,0	-159,3			510,0	-180,0	-9,0		510,00
Нагр	29	Амурская 220	220		1	43,9	14,0	73,8	-4,8					224,40
Нагр	30	НПС-26	220		1	9,1	4,1							225,57
Нагр	31	Свободный	220		1	10,8	3,2							224,24
Нагр	32	Белогорск 1С	220		1	4,3	2,1							226,15
Нагр	33	Белогорск 2С	220		1	70,8	32,6							221,70
Нагр	34	Короли-т	220		1	20,6	15,6							228,18
Нагр	35	Белогорск-т	220		1	5,8	6,4							222,09
Нагр	36	Хвойная 1С	220		1									228,83
Нагр	37	Хвойная 2С	220		1	17,1	15,9							224,79
Нагр	38	Завитая	220		1	31,2	17,2	-110,2	45,9					230,76
Ген	39	БГЭС 220	220		1	16,9	0,7	510,0	-31,7	235,0	-274,0	320,0		235,00
База	40	БГЭС 500	500		1	516,3	-419,0	893,5	29,8	515,0	-1 000,0	1 000,0		515,00
Нагр	41	Новокиевка	220		1	5,2	0,6							221,42
Нагр	42	Уландочка	220		1	0,8	0,5							216,66
Ген+	43	Февральская	220		1	50,9	27,7	-18,1	-3	230,0	-63,0	-3,0		211,14
Нагр	44	Тунгала	220		1	0,8	0,2							217,57
Ген+	45	Призейская	220		1	1,7	0,4	-36,7	-5	230,0	-100,0	-5,0		223,40
Нагр	46	Восточная 1С 10	10		1	0,4	0,1							10,19
Нагр	47	Восточная 2С 10	10		1	0,4	0,1							10,19
Нагр	48	Аэродром 1С 10	10		1	1,2	0,1							10,21
Нагр	49	Аэродром 2С 10	10		1	1,2	0,1							10,21
Нагр	50	СК-1 10	10		1	1,2	0,1							10,23
Нагр	51	СК-1 10	10		1	1,2	0,1							10,23
Нагр	52	Восточная нейтра...	220		1									221,49
Нагр	53	Восточная нейтра...	220		1									221,60
Нагр	54	ЦРП	10		1									10,19
Нагр	55	ЦРП	10		1									10,19
Нагр	56	ГПП нейтраль	220		1									222,09
Нагр	57	ГПП нейтраль	220		1									222,09
Нагр	58	ГПП 110 2АТ	110		1									112,59
Нагр	59	ГПП 10 1АТ	10		1									10,22
Нагр	60	ГПП 10 2АТ	10		1									10,22

Таблица «Узлы» для послеаварийного режима (отключение ВЛ 220 кВ Зейская
ГЭС - Магдагачи)

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Тип	N_нач	N_кон	N... I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_...	БД...	P_нач	Q_нач	№	I max	I загр.
Тр-р	1	2		Зейская ГЭС 500 - Зе...	1,11	58,87	4,4	0,460	6	1	-121	7		138	
ЛЭП	2	3		Зейская ГЭС 220 - Эн...	0,34	1,51	-9,3				-134	-29		337	48,8
ЛЭП	2	4		Зейская ГЭС 220 - Эн...	0,34	1,51	-9,3				-133	-29		334	48,4
Выкл	3	4		Энергия 1С - Энерги...											
ЛЭП	3	5		Энергия 1С - Светлая	0,63	2,82	-17,4				-116	-27		294	48,1
ЛЭП	4	5		Энергия 2С - Светлая	0,63	2,82	-17,4				-117	-27		295	48,4
ЛЭП	5	8		Светлая - Ключевая	10,78	48,17	-297,0				-178	-50		465	67,4
ЛЭП	2	6		Зейская ГЭС 220 - М...	9,88	54,75	-360,1								
ЛЭП	6	7		Магдагачи - Сулуст	4,01	13,91	-87,5				104	9		284	46,6
ЛЭП	7	8		Сулуст - Ключевая	2,43	8,53	-55,1				115	22		314	51,5
ЛЭП	6	8		Магдагачи - Ключевая	5,24	23,43	-144,5				104	20		288	41,8
ЛЭП	8	9		Ключевая - Чалганыт	2,92	9,55	-62,6				28	-1		76	12,4
ЛЭП	9	12		Чалганыт - Сиваки-т...	5,96	21,65	-131,4				40	8		108	17,7
ЛЭП	8	10		Ключевая - НПС-23	2,77	12,26	-76,1				26	9		73	10,6
ЛЭП	10	11		НПС-23 - Сиваки	6,11	27,18	-168,0				35	9		96	13,8
ЛЭП	11	13		Сиваки - Сиваки-т 2С	0,01	0,02	-0,1				36	2		95	15,6
Выкл	12	13		Сиваки-т 1С - Сива...											
ЛЭП	12	14		Сиваки-т 1С - НПС-24	4,72	17,17	-104,2				45	6		121	19,9
ЛЭП	13	15		Сиваки-т 2С - Мухи...	5,52	24,33	-142,6				41	4		110	15,9
ЛЭП	15	16		Мухинская-т - Шинан...	6,63	22,61	-142,6				65	-4		172	28,1
ЛЭП	16	18		Шинановск-т - Ледя...	4,99	17,02	-107,2				77	-2		201	32,9
ЛЭП	15	17		Мухинская-т - Шинан...	5,47	22,87	-146,0				40	6		106	17,3
ЛЭП	17	19		Шинановск - Ледяна...	3,56	15,05	-96,2				45	0		118	17,1
Выкл	18	19		Ледяная-т 1С - Ледя...											
ЛЭП	18	29		Ледяная-т 1С - Амур...	5,72	19,53	-123,0				79	-3		207	29,9
ЛЭП	19	20		Ледяная-т 2С - Ледя...	0,30	1,28	-8,2				50	-2		130	18,9
ЛЭП	20	26		Ледяная - Зейя	2,88	12,87	-79,3				68	-1		178	25,8
ЛЭП	26	27		Зейя - Свободненская...	2,16	8,52	-56,0				69	-3		179	25,9
ЛЭП	27	29		Свободненская ТЭС - ...	4,37	17,24	-113,3				74	-3		194	28,1
ЛЭП	20	21		Ледяная - Восточная...	0,69	2,83	-17,1				-1	-1		4	0,6
ЛЭП	20	21		Ледяная - Восточная...	0,69	2,82	-17,0				-1	-1		4	0,6
Тр-р	21	52		Восточная 220 - Вост...	3,90	96,70	9,5	1,000	13	3	-1	-2		5	
Тр-р	21	53		Восточная 220 - Вост...	3,90	96,70	9,5	1,000	13	3	0	-1		4	
Выкл	46	54		Восточная 1С 10 - ЦРП											
ЛЭП	26	22		Ледяная - ГПП 220	1,86	8,07	-49,2				-5	2		15	2,1
Тр-р	22	56		ГПП 220 - ГПП нейтр...	0,50	59,00	12,0	1,000			-3	0		7	
Тр-р	22	57		ГПП 220 - ГПП нейтр...	0,50	59,00	12,0	1,000			-3	0		7	
ЛЭП	23	24		ГПП 110 1АТ - Аэрод...	1,88	3,73	-42,7				-1	0		7	1,5
ЛЭП	58	24		ГПП 110 2АТ - Аэрод...	1,88	3,73	-42,7				-1	0		7	1,5
Тр-р	24	48		Аэродром 110 - Аэро...	7,95	139,00	5,3	0,091	8	4	-1	0		7	
Тр-р	24	49		Аэродром 110 - Аэро...	7,95	139,00	5,3	0,091	8	4	-1	0		7	
Выкл	48	49		Аэродром 1С 10 - Аэ...											
ЛЭП	23	25		ГПП 110 1АТ - СК-1 1...	1,57	3,11	-26,0				-1	0		7	1,6
ЛЭП	58	25		ГПП 110 2АТ - СК-1 1...	1,57	3,11	-26,0				-1	0		7	1,6
Тр-р	25	50		СК-1 110 - СК-1 10	1,46	38,40	19,7	0,091	8	4	-1	0		7	
Тр-р	25	51		СК-1 110 - СК-1 10	1,46	38,40	19,7	0,091	8	4	-1	0		7	
Выкл	50	51		СК-1 10 - СК-1 10											
ЛЭП	29	30		Анурская 220 - НПС-26	5,71	21,33	-135,0				55	0		143	23,4
ЛЭП	30	32		НПС-26 - Белогорск 1С	2,32	8,31	-52,5				65	-1		166	27,1
ЛЭП	29	31		Анурская 220 - Своб...	0,36	1,54	-9,8				0	-23		61	10,1
ЛЭП	31	33		Свободный - Белогор...	6,11	25,81	-164,9				11	-21		80	13,1
Выкл	32	33		Белогорск 1С - Белог...											
ЛЭП	32	34		Белогорск 1С - Коро...	8,38	28,60	-180,0				69	-1		179	26,0
ЛЭП	34	36		Короли-т - Хвойная 1С	1,18	5,29	-32,6				91	8		231	33,5
ЛЭП	36	38		Хвойная 1С - Завитая	3,78	16,91	-104,3				91	7		231	33,5
ЛЭП	33	35		Белогорск 2С - Белог...	0,88	3,71	-23,7				82	4		215	31,2
ЛЭП	35	37		Белогорск-т - Хвойная...	4,77	21,30	-131,4				88	10		231	33,5
ЛЭП	37	38		Хвойная 2С - Завитая	6,69	29,91	-184,4				107	23		280	40,6
ЛЭП	38	39		Завитая - БГЭС 220	5,53	31,81	-204,6				171	-2		428	51,9
ЛЭП	38	39		Завитая - БГЭС 220	5,53	31,81	-204,6				171	-2		428	51,9
Тр-р	40	39		БГЭС 500 - БГЭС 220	0,80	51,90	2,1	0,460	6	1	145	-46		170	
ЛЭП	40	28		БГЭС 500 - Анурская...	0,80	85,32	-1 066,8				-520	117		598	31,6
Тр-р	28	29		Анурская 500 - Амур...	0,95	62,38	2,2	0,442	8	1	-64	-15		75	
Тр-р	28	29		Анурская 500 - Амур...	0,95	62,38	2,2	0,442	8	1	-64	-15		75	
ЛЭП	29	41		Анурская 220 - Ново...	10,24	35,12	-221,0				-56	2		146	23,9
ЛЭП	41	42		Новоовинка - Уландо...	11,69	39,91	-251,7				-50	-6		139	22,8
ЛЭП	42	43		Уландочка - Февраль...	10,14	34,61	-218,2				-49	-16		147	24,1
ЛЭП	43	44		Февральская - Тунгала	16,33	71,49	-440,8				21	24		87	12,5
ЛЭП	44	45		Тунгала - Призейская	14,09	69,95	-388,1				22	23		84	12,1
ЛЭП	45	2		Призейская - Зейска...	17,64	78,85	-486,2				60	29		173	25,1
ЛЭП	1	28		Зейская ГЭС 500 - А...	9,95	109,25	-1 383,4				-103	187		242	12,8
ЛЭП	1	28		Зейская ГЭС 500 - А...	9,86	107,98	-1 364,3				-104	185		240	12,7
ЛЭП	14	15		НПС-24 - Мухинская-т	1,67	6,15	-36,8				54	2		141	23,2
Тр-р	52	46		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			0	-1		2	
Тр-р	52	47		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			0	-1		2	
Тр-р	53	54		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			0	0		1	
Тр-р	53	55		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			0	0		1	
Выкл	47	55		Восточная 2С 10 - ЦРП											
Тр-р	56	23		ГПП нейтраль - ГПП ...	0,48			0,507	11	2	-3	0		7	
Тр-р	56	59		ГПП нейтраль - ГПП ...	3,20	131,00		0,046			0	0		0	
Тр-р	57	58		ГПП нейтраль - ГПП ...	0,48			0,507	11	2	-3	0		7	
Тр-р	57	60		ГПП нейтраль - ГПП ...	3,20	131,00		0,046			0	0		0	

Таблица «Ветви» для послеаварийного режима (отключение ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Магдагачи)

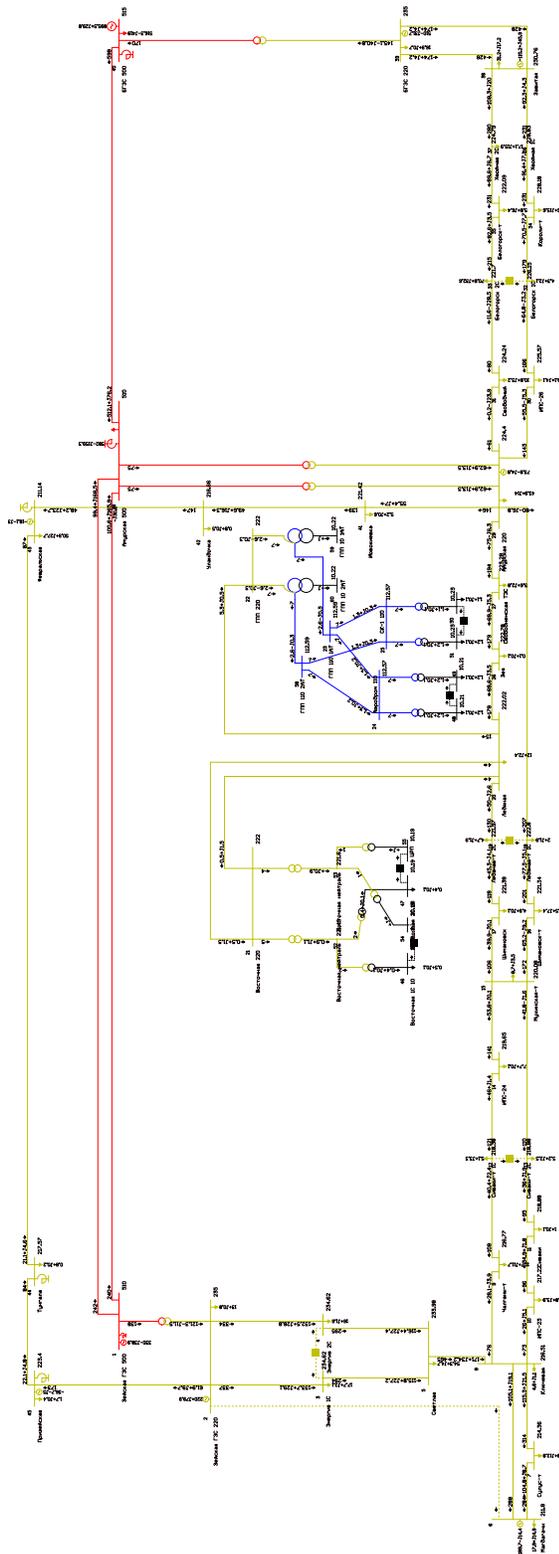
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		2	Зейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
2		3	Энергия 1С	220	234,62	6,65
3		4	Энергия 2С	220	234,62	6,65
4		5	Светлая	220	233,98	6,36
5		39	БГЭС 220	220	235,00	6,82

Таблица «Отклонение напряжения» для послеаварийного режима (отключение ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Магдагачи)

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Схема потокораспределения послеаварийного режима существующей сети



(отключение ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Магдагачи)

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Расчет режимов (вариант 1)

Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Рай...	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V
Ген	1	Зейская ГЭС 500	500		1			395,7	-17,7	510,0	-105,0	372,0		510,00
Ген	2	Зейская ГЭС 220	220		1	15,6	1,0	263,8	86,5	235,0	-70,0	248,0		235,00
Нагр	3	Энергия 1С	220		1	21,2	2,5							234,73
Нагр	4	Энергия 2С	220		1	19,2	1,9							234,73
Нагр	5	Светлая	220		1	65,1	5,6							234,30
Нагр	6	Магдагачи	220		1	21,5	17,9	-189,7	-14,4					221,95
Нагр	7	Сулус-т	220		1	11,8	15,4							222,34
Нагр	8	Ключевая	220		1	5,5	1,3							223,18
Нагр	9	Чалганы-т	220		1	14,0	14,0							222,28
Нагр	10	НПС-23	220		1	10,5	4,7							222,72
Нагр	11	Сиваки	220		1	1,2	0,1							221,85
Нагр	12	Сиваки-т 1С	220		1	6,1	4,0							221,56
Нагр	13	Сиваки-т 2С	220		1	6,2	3,0							221,85
Нагр	14	НПС-24	220		1	9,2	0,1							220,99
Нагр	15	Мухинская-т	220		1	10,4	4,2							220,77
Нагр	16	Шимановск-т	220		1	13,8	8,9							220,82
Нагр	17	Шимановск	220		1	5,9	0,1							218,63
Нагр	18	Ледяная-т 1С	220		1	2,4	2,3							221,48
Нагр	19	Ледяная-т 2С	220		1	5,6	2,3							216,93
Нагр	20	Ледяная	220		1	14,4	2,9							216,80
Нагр	21	Восточная 220	220		1									216,56
Нагр	22	ГПП 220	220		1									216,26
Нагр	23	ГПП 110 1АТ	110		1									117,22
Нагр	24	Аэродром 110	110		1									117,00
Нагр	25	СК-1 110	110		1									116,51
Нагр	26	Зеля	220		1	0,1	0,1							218,52
Нагр	27	Свободненская ТЭС	220		1	6,7	3,4							219,65
Ген+	28	Амурская 500	500		1	698,0	-191,0		-1,0	510,0	-180,0	-1,0		507,77
Нагр	29	Амурская 220	220		1	52,6	16,8	88,5	-5,8					222,12
Нагр	30	НПС-26	220		1	10,9	4,9							222,83
Нагр	31	Свободный	220		1	13,0	3,8							221,86
Нагр	32	Белогорск 1С	220		1	5,2	2,5							223,32
Нагр	33	Белогорск 2С	220		1	84,9	39,1							217,93
Нагр	34	Короли-т	220		1	24,7	18,7							225,36
Нагр	35	Белогорск-т	220		1	7,0	7,7							218,31
Нагр	36	Хвойная 1С	220		1									226,11
Нагр	37	Хвойная 2С	220		1	20,5	19,1							221,19
Нагр	38	Завитая	220		1	37,4	20,6	-132,2	45,9					228,45
Ген	39	БГЭС 220	220		1	20,3	0,8	611,6	-2,6	235,0	-274,0	320,0		235,00
База	40	БГЭС 500	500		1	619,1	-502,5	1 140,0	-23,6	515,0	-1 000,0	1 000,0		515,00
Нагр	41	Новокиевка	220		1	6,2	0,7							220,01
Нагр	42	Уландочка	220		1	1,0	0,6							216,58
Ген+	43	Февральская	220		1	61,0	33,2	-21,7	-1,0	230,0	-63,0	-1,0		212,42
Нагр	44	Тунгала	220		1	1,0	0,2							218,49
Ген+	45	Призейская	220		1	2,0	0,5	-44,0	-1,0	230,0	-100,0	-1,0		224,04
Нагр	46	Восточная 1С 10	10		1	23,0	9,2							10,22
Нагр	47	Восточная 2С 10	10		1	23,0	9,2							10,22
Нагр	48	Аэродром 1С 10	10		1	7,2	2,9							10,39
Нагр	49	Аэродром 2С 10	10		1	7,2	2,9							10,24
Нагр	50	СК-1 10	10		1	26,7	10,7							10,20
Нагр	51	СК-1 10	10		1	26,7	10,7							10,20
Нагр	52	Восточная нейтра...	220		1									226,77
Нагр	53	Восточная нейтра...	220		1									226,77
Нагр	54	ЦРП	10		1									10,22
Нагр	55	ЦРП	10		1									10,22
Нагр	56	ГПП нейтраль	220		1									211,40
Нагр	57	ГПП нейтраль	220		1									211,40
Нагр	58	ГПП 110 2АТ	110		1									117,22
Нагр	59	ГПП 10 1АТ	10		1									9,72
Нагр	60	ГПП 10 2АТ	10		1									9,72

Таблица «Узлы» для нормального режима варианта 1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Тип	N_нач	N_кон	N_... L...	Название	R	X	B	Kт/г	N_...	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
Тр-р	1	2		Зейская ГЭС 500 - Зе...	1,11	58,87	4,4	0,460	6	1	-176	6		199	
ЛЭП	2	3		Зейская ГЭС 220 - Эн...	0,34	1,51	-9,3				-111	-17		277	40,2
ЛЭП	2	4		Зейская ГЭС 220 - Эн...	0,34	1,51	-9,3				-110	-17		274	39,7
Выкл	3	4		Энергия 1С - Энерги...											
ЛЭП	3	5		Энергия 1С - Светлая	0,63	2,82	-17,4				-90	-15		225	36,9
ЛЭП	4	5		Энергия 2С - Светлая	0,63	2,82	-17,4				-91	-15		227	37,2
ЛЭП	5	8		Светлая - Ключевая	10,78	48,17	-297,0				-116	-25		301	43,5
ЛЭП	2	6		Зейская ГЭС 220 - М...	9,88	54,75	-360,1				-129	-31		337	40,8
ЛЭП	6	7		Магдагачи - Сулуст	4,01	13,91	-87,5				41	-4		109	17,9
ЛЭП	7	8		Сулуст - Ключевая	2,43	8,53	-55,1				53	8		139	22,8
ЛЭП	6	8		Магдагачи - Ключевая	5,24	23,43	-144,5				44	5		116	16,8
ЛЭП	8	9		Ключевая - Чалганы-т	2,92	9,55	-62,6				-6	-17		55	9,1
ЛЭП	9	12		Чалганы-т - Сиваки-т...	5,96	21,65	-131,4				8	-6		39	6,4
ЛЭП	8	10		Ключевая - НПС-23	2,77	12,26	-76,1				-3	-6		26	3,7
ЛЭП	10	11		НПС-23 - Сиваки	6,11	27,18	-168,0				8	-5		39	5,7
ЛЭП	11	13		Сиваки - Сиваки-т 2С	0,01	0,02	-0,1				9	-13		40	6,6
Выкл	12	13		Сиваки-т 1С - Сиваки...											
ЛЭП	12	14		Сиваки-т 1С - НПС-24	4,72	17,17	-104,2				14	-9		52	8,5
ЛЭП	13	15		Сиваки-т 2С - Мушин...	5,52	24,33	-142,6				15	-10		59	8,6
ЛЭП	15	16		Мушинская-т - Шиман...	6,63	22,61	-142,6				43	-9		119	19,4
ЛЭП	16	18		Шимановск-т - Ледя...	4,99	17,02	-107,2				57	-6		151	24,7
ЛЭП	15	17		Мушинская-т - Шиман...	5,47	22,87	-146,0				7	-19		70	11,5
ЛЭП	17	19		Шимановск - Ледяна...	3,56	15,05	-96,2				13	-25		87	12,6
Выкл	18	19		Ледяная-т 1С - Ледя...											
ЛЭП	18	29		Ледяная-т 1С - Амур...	5,72	19,53	-123,0				59	-8		159	23,0
ЛЭП	19	20		Ледяная-т 2С - Ледя...	0,20	1,28	-8,2				19	-27		89	13,0
ЛЭП	20	26		Ледяная - Зей	2,88	12,87	-79,3				67	15		183	26,5
ЛЭП	26	27		Зей - Свободненская...	2,16	8,52	-56,0				67	13		182	26,3
ЛЭП	27	29		Свободненская ТЭС - ...	4,37	17,24	-113,3				74	14		199	28,9
ЛЭП	20	21		Ледяная - Восточная...	0,69	2,83	-17,1				-23	-12		70	10,2
ЛЭП	20	21		Ледяная - Восточная...	0,69	2,82	-17,0				-23	-12		71	10,2
Тр-р	21	52		Восточная 220 - Вост...	3,90	96,70	9,5	1,075	20	3	-23	-13		71	
Тр-р	21	53		Восточная 220 - Вост...	3,90	96,70	9,5	1,075	20	3	-23	-13		71	
Выкл	46	54		Восточная 1С 10 - ЦРП							0	0		0	
ЛЭП	20	22		Ледяная - ГПП 220	1,86	8,07	-49,2				13	-16		59	8,6
Тр-р	22	56		ГПП 220 - ГПП нейтр...	0,50	59,00	12,0	1,000			-34	-19		105	
Тр-р	22	57		ГПП 220 - ГПП нейтр...	0,50	59,00	12,0	1,000			-34	-19		105	
ЛЭП	23	24		ГПП 110 1АТ - Аэрод...	1,88	3,73	-42,7				-7	-3		40	8,9
ЛЭП	58	24		ГПП 110 2АТ - Аэрод...	1,88	3,73	-42,7				-7	-3		40	8,9
Тр-р	24	48		Аэродром 110 - Аэро...	7,95	139,00	5,3	0,092	7	4	-7	-4		40	
Тр-р	24	49		Аэродром 110 - Аэро...	7,95	139,00	5,3	0,091	8	4	-7	-4		40	
Выкл	48	49		Аэродром 1С 10 - Аэ...											
ЛЭП	23	25		ГПП 110 1АТ - СК-1 1...	1,57	3,11	-26,0				-27	-13		149	33,2
ЛЭП	58	25		ГПП 110 2АТ - СК-1 1...	1,57	3,11	-26,0				-27	-13		149	33,2
Тр-р	25	50		СК-1 110 - СК-1 10	1,46	38,40	19,7	0,091	8	4	-27	-13		149	
Тр-р	25	51		СК-1 110 - СК-1 10	1,46	38,40	19,7	0,091	8	4	-27	-13		149	
Выкл	50	51		СК-1 10 - СК-1 10											
ЛЭП	29	30		Амурская 220 - НПС-26	5,71	21,33	-135,0				71	-10		190	31,2
ЛЭП	30	32		НПС-26 - Белогорск 1С	2,32	8,31	-52,5				83	-9		217	35,6
ЛЭП	29	31		Амурская 220 - Своб...	0,36	1,94	-9,8				5	-38		100	16,4
ЛЭП	31	33		Свободный - Белогор...	6,11	25,81	-164,9				18	-34		121	19,8
Выкл	32	33		Белогорск 1С - Белог...											
ЛЭП	32	34		Белогорск 1С - Коро...	8,38	28,60	-180,0				88	-8		234	33,9
ЛЭП	34	36		Короли-т - Хвойная 1С	1,18	5,29	-32,6				115	6		295	42,8
ЛЭП	36	38		Хвойная 1С - Завитая	3,78	16,91	-104,3				115	6		295	42,8
ЛЭП	33	35		Белогорск 2С - Белог...	0,88	3,71	-23,7				104	-2		275	39,9
ЛЭП	35	37		Белогорск-т - Хвойная...	4,77	21,30	-131,4				111	5		294	42,7
ЛЭП	37	38		Хвойная 2С - Завитая	6,69	29,91	-184,4				133	23		353	51,2
ЛЭП	38	39		Завитая - БГЭС 220	5,53	31,81	-204,6				211	2		533	64,7
ЛЭП	38	39		Завитая - БГЭС 220	5,53	31,81	-204,6				211	2		533	64,7
Тр-р	40	39		БГЭС 500 - БГЭС 220	0,80	51,90	2,1	0,460	6	1	159	-47		186	
ЛЭП	40	28		БГЭС 500 - Амурская...	8,08	85,32	-1 066,8				-679	87		767	40,6
Тр-р	28	29		Амурская 500 - Амур...	0,95	62,38	2,2	0,442	8	1	-88	-39		110	
Тр-р	28	29		Амурская 500 - Амур...	0,95	62,38	2,2	0,442	8	1	-88	-39		110	
ЛЭП	29	41		Амурская 220 - Ново...	10,24	35,12	-221,0				-68	10		180	29,5
ЛЭП	41	42		Новокиевка - Уландо...	11,69	39,91	-251,7				-61	4		161	26,5
ЛЭП	42	43		Уландочка - Февраль...	10,14	34,61	-218,2				-59	-5		163	26,6
ЛЭП	43	44		Февральская - Тунгала...	16,33	71,49	-440,8				24	22		89	12,9
ЛЭП	44	45		Тунгала - Призейская	14,09	69,95	-386,1				25	21		87	12,7
ЛЭП	45	2		Призейская - Зейская...	17,64	78,85	-486,2				72	24		195	28,2
ЛЭП	1	28		Зейская ГЭС 500 - А...	9,95	109,25	-1 383,4				-109	177		235	12,4
ЛЭП	1	28		Зейская ГЭС 500 - А...	9,86	107,98	-1 364,5				-110	174		233	12,3
ЛЭП	14	15		НПС-24 - Мушинская-т	1,67	6,15	-36,8				24	-14		74	12,1
Тр-р	52	46		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			-23	-11		65	
Тр-р	52	47		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046							
Тр-р	53	54		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046							
Тр-р	53	55		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			-23	-11		65	
Выкл	47	55		Восточная 2С 10 - ЦРП							23	9		1 400	
Тр-р	56	23		ГПП нейтраль - ГПП ...	0,48			0,555	6	2	-34	-16		104	
Тр-р	56	59		ГПП нейтраль - ГПП ...	3,20	131,00		0,046			0	0		0	
Тр-р	57	58		ГПП нейтраль - ГПП ...	0,48			0,555	6	2	-34	-16		104	
Тр-р	57	60		ГПП нейтраль - ГПП ...	3,20	131,00		0,046			0	0		0	
ЛЭП	22	29		ГПП 220 - Амурская ...	8,95	31,82	-192,4				82	19		224	36,7

Таблица «Ветви» для нормального режима варианта 1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		2	Зейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
2		3	Энергия 1С	220	234,73	6,69
3		4	Энергия 2С	220	234,73	6,70
4		5	Светлая	220	234,30	6,50
5		39	БГЭС 220	220	235,00	6,82

Таблица «Отклонение напряжения» для нормального режима варианта 1

Расчет аварийного режима для варианта 1 в ПВК RastrWin

O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Рай...	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V
<input type="checkbox"/>	Ген	1		Зейская ГЭС 500	500		1			395,7	-12,9	510,0	-105,0	372,0		510,00
<input type="checkbox"/>	Ген	2		Зейская ГЭС 220	220		1	15,6	1,0	263,8	97,1	235,0	-70,0	248,0		235,00
<input type="checkbox"/>	Нагр	3		Энергия 1С	220		1	21,2	2,5							234,71
<input type="checkbox"/>	Нагр	4		Энергия 2С	220		1	19,2	1,9							234,71
<input type="checkbox"/>	Нагр	5		Светлая	220		1	65,1	5,6							234,24
<input type="checkbox"/>	Нагр	6		Магдагачи	220		1	21,5	17,9	-189,7	-14,4					220,85
<input type="checkbox"/>	Нагр	7		Сулус-т	220		1	11,8	15,4							221,12
<input type="checkbox"/>	Нагр	8		Ключевая	220		1	5,5	1,3							221,88
<input type="checkbox"/>	Нагр	9		Чалгань-т	220		1	14,0	14,0							220,77
<input type="checkbox"/>	Нагр	10		НПС-23	220		1	10,5	4,7							221,20
<input type="checkbox"/>	Нагр	11		Сиваки	220		1	1,2	0,1							219,84
<input type="checkbox"/>	Нагр	12		Сиваки-т 1С	220		1	6,1	4,0							219,60
<input type="checkbox"/>	Нагр	13		Сиваки-т 2С	220		1	6,2	3,0							219,84
<input type="checkbox"/>	Нагр	14		НПС-24	220		1	9,2	0,1							218,67
<input type="checkbox"/>	Нагр	15		Мухомская-т	220		1	10,4	4,2							218,32
<input type="checkbox"/>	Нагр	16		Шимановск-т	220		1	13,8	8,9							219,08
<input type="checkbox"/>	Нагр	17		Шимановск	220		1	5,9	0,1							214,76
<input type="checkbox"/>	Нагр	18		Ледяная-т 1С	220		1	2,4	2,3							220,33
<input type="checkbox"/>	Нагр	19		Ледяная-т 2С	220		1	5,6	2,3							212,14
<input type="checkbox"/>	Нагр	20		Ледяная	220		1	14,4	2,9							211,93
<input type="checkbox"/>	Нагр	21		Восточная 220	220		1									211,68
<input type="checkbox"/>	Нагр	22		ГПП 220	220		1									212,07
<input type="checkbox"/>	Нагр	23		ГПП 110 1АТ	110		1									114,81
<input type="checkbox"/>	Нагр	24		Аэродрон 110	110		1									114,58
<input type="checkbox"/>	Нагр	25		СК-1 110	110		1									114,07
<input type="checkbox"/>	Нагр	26		Зей	220		1	0,1	0,1							211,88
<input type="checkbox"/>	Нагр	27		Свободненская ТЭС	220		1	6,7	3,4							211,72
<input type="checkbox"/>	Ген+	28		Амурская 500	500		1	698,0	-191,0		-1,0	510,0	-180,0	-1,0		507,34
<input type="checkbox"/>	Нагр	29		Амурская 220	220		1	52,6	16,8	88,5	-5,8					221,73
<input type="checkbox"/>	Нагр	30		НПС 25	220		1	10,9	4,9							222,51
<input type="checkbox"/>	Нагр	31		Свободный	220		1	13,0	3,8							221,48
<input type="checkbox"/>	Нагр	32		Белогорск 1С	220		1	5,2	2,5							223,03
<input type="checkbox"/>	Нагр	33		Белогорск 2С	220		1	84,9	39,1							217,62
<input type="checkbox"/>	Нагр	34		Корели-т	220		1	24,7	18,7							225,17
<input type="checkbox"/>	Нагр	35		Белогорск-т	220		1	7,0	7,7							218,01
<input type="checkbox"/>	Нагр	36		Ухойная 1С	220		1									225,93
<input type="checkbox"/>	Нагр	37		Ухойная 2С	220		1	20,5	19,1							220,97
<input type="checkbox"/>	Нагр	38		Завиғала	220		1	37,4	20,6	-132,2	45,9					228,33
<input type="checkbox"/>	Ген	39		БГЭС 220	220		1	20,3	0,8	611,6	-0,9	235,0	-274,0	320,0		235,00
<input type="checkbox"/>	База	40		БГЭС 500	500		1	619,1	-302,5	1 142,8	-20,6	515,0	-1 000,0	1 000,0		515,00
<input type="checkbox"/>	Нагр	41		Новокиевка	220		1	6,2	0,7							219,61
<input type="checkbox"/>	Нагр	42		Уландочка	220		1	1,0	0,6							216,20
<input type="checkbox"/>	Ген+	43		Февральская	220		1	61,0	33,2	-21,7	-1,0	230,0	-63,0	-1,0		212,07
<input type="checkbox"/>	Нагр	44		Тунгала	220		1	1,0	0,2							218,28
<input type="checkbox"/>	Ген+	45		Призейская	220		1	2,0	0,5	-44,0	-1,0	230,0	-100,0	-1,0		223,95
<input type="checkbox"/>	Нагр	46		Восточная 1С 10	10		1	23,0	9,2							9,96
<input type="checkbox"/>	Нагр	47		Восточная 2С 10	10		1	23,0	9,2							9,96
<input type="checkbox"/>	Нагр	48		Аэродрон 1С 10	10		1	7,2	2,9							10,15
<input type="checkbox"/>	Нагр	49		Аэродрон 2С 10	10		1	7,2	2,9							10,00
<input type="checkbox"/>	Нагр	50		СК-1 10	10		1	26,7	10,7							9,96
<input type="checkbox"/>	Нагр	51		СК-1 10	10		1	26,7	10,7							9,96
<input type="checkbox"/>	Нагр	52		Восточная нейтр...	220		1									221,34
<input type="checkbox"/>	Нагр	53		Восточная нейтр...	220		1									221,34
<input type="checkbox"/>	Нагр	54		ЦРП	10		1									9,96
<input type="checkbox"/>	Нагр	55		ЦРП	10		1									9,96
<input type="checkbox"/>	Нагр	56		ГПП нейтраль	220		1									207,04
<input type="checkbox"/>	Нагр	57		ГПП нейтраль	220		1									207,04
<input type="checkbox"/>	Нагр	58		ГПП 110 2АТ	110		1									114,81
<input type="checkbox"/>	Нагр	59		ГПП 10 1АТ	10		1									9,52
<input type="checkbox"/>	Нагр	60		ГПП 10 2АТ	10		1									9,52

Таблица «Узлы» для послеаварийного режима варианта 1 (отключение ВЛ 220 кВ Амурская – Свободненская ТЭС)

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Тип	N_нач	N_кон	N_... I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_...	БД...	P_нач	Q_нач	№	I max	I загр.
Тр-р	1	2		Зейская ГЭС 500 - Зе...	1,11	58,87	4,4	0,460	6	1	-188	6		213	
ЛЭП	2	3		Зейская ГЭС 220 - Эн...	0,24	1,51	-9,3				-115	-20		287	41,6
ЛЭП	2	4		Зейская ГЭС 220 - Эн...	0,34	1,51	-9,3				-114	-19		283	41,1
Выкл	3	4		Энергия 1С - Энерги...											
ЛЭП	3	5		Энергия 1С - Светлая	0,63	2,82	-17,4				-94	-18		235	38,5
ЛЭП	4	5		Энергия 2С - Светлая	0,63	2,82	-17,4				-94	-18		237	38,8
ЛЭП	5	8		Светлая - Ключевая	10,78	48,17	-297,0				-123	-31		321	46,6
ЛЭП	2	6		Зейская ГЭС 220 - М...	9,88	54,75	-360,1				-134	-25		353	42,8
ЛЭП	6	7		Магдагачи - Сулус-т	4,01	13,91	-87,5				39	-5		103	17,0
ЛЭП	7	8		Сулус-т - Ключевая	2,43	8,53	-55,1				50	7		133	21,7
ЛЭП	6	8		Магдагачи - Ключевая	5,24	23,43	-144,3				42	3		110	15,9
ЛЭП	8	9		Ключевая - Чалганы-т	2,92	9,55	-62,6				-13	-20		69	11,4
ЛЭП	9	12		Чалганы-т - Сиванг-т...	5,96	21,65	-131,4				1	-9		41	6,7
ЛЭП	8	10		Ключевая - НПС-23	2,77	12,26	-76,1				-6	-8		39	5,6
ЛЭП	10	11		НПС-23 - Сиванг	6,11	27,18	-168,0				2	-7		41	6,0
ЛЭП	11	13		Сиванг - Сиванг-т 2С	0,01	0,02	-0,1				3	-15		42	6,8
Выкл	12	13		Сиванг-т 1С - Сиванг...											
ЛЭП	12	14		Сиванг-т 1С - НПС-24	4,72	17,17	-104,2				8	-11		48	7,9
ЛЭП	13	15		Сиванг-т 2С - Мукин...	5,52	24,33	-142,6				10	-12		57	8,3
ЛЭП	15	16		Мукинская-т - Шеман...	6,63	22,61	-142,6				58	-7		157	25,7
ЛЭП	16	18		Шемановск-т - Лебя...	4,99	17,62	-107,2				72	-3		191	31,3
ЛЭП	15	17		Мукинская-т - Шеман...	5,47	22,87	-146,0				-20	-26		101	16,6
ЛЭП	17	19		Шемановск - Ледная...	3,56	15,05	-96,2				-14	-32		104	15,1
Выкл	18	19		Ледная-т 1С - Лебя...											
ЛЭП	18	20		Ледная-т 1С - Амур...	5,72	19,53	-123,0				75	-4		198	28,7
ЛЭП	19	20		Ледная-т 2С - Лебя...	0,30	1,28	-8,2				-8	-34		95	13,7
ЛЭП	20	26		Ледная - Зей	2,88	12,87	-79,3				-7	3		20	2,9
ЛЭП	26	27		Зей - Свободненская...	2,16	8,52	-56,0				-7	-1		20	3,0
ЛЭП	27	29		Свободненская ТЭС-...	4,57	17,24	-113,3								
ЛЭП	20	21		Ледная - Восточная...	0,69	2,83	-17,1				-23	-12		72	10,5
ЛЭП	20	21		Ледная - Восточная...	0,69	2,82	-17,0				-23	-12		72	10,5
Тр-р	21	52		Восточная 220 - Вост...	3,90	96,70	9,5	1,075	20	3	-23	-13		72	
Тр-р	21	53		Восточная 220 - Вост...	3,90	96,70	9,5	1,075	20	3	-23	-13		72	
Выкл	46	54		Восточная 1С 10 - ЦРП							0	0		0	
ЛЭП	20	22		Ледная - ГПП 220	1,86	8,07	-49,2				60	-9		165	23,9
Тр-р	22	56		ГПП 220 - ГПП нейтр...	0,50	59,00	12,0	1,000			-34	-19		107	
Тр-р	22	57		ГПП 220 - ГПП нейтр...	0,50	59,00	12,0	1,000			-34	-19		107	
ЛЭП	23	24		ГПП 110 1АТ - Аэрод...	1,88	3,73	-42,7				-7	-3		41	9,1
ЛЭП	58	24		ГПП 110 2АТ - Аэрод...	1,88	3,73	-42,7				-7	-3		41	9,1
Тр-р	24	48		Аэродром 110 - Аэро...	7,95	139,00	5,3	0,092	7	4	-7	-4		41	
Тр-р	24	49		Аэродром 110 - Аэро...	7,95	139,00	5,3	0,091	8	4	-7	-4		41	
Выкл	48	49		Аэродром 1С 10 - Аэ...											
ЛЭП	23	25		ГПП 110 1АТ - СК-1 1...	1,57	3,11	-26,0				-27	-13		153	34,0
ЛЭП	58	25		ГПП 110 2АТ - СК-1 1...	1,57	3,11	-26,0				-27	-13		153	33,9
Тр-р	25	50		СК-1 110 - СК-1 10	1,46	38,40	19,7	0,091	8	4	-27	-14		153	
Тр-р	25	51		СК-1 110 - СК-1 10	1,46	38,40	19,7	0,091	8	4	-27	-14		153	
Выкл	50	51		СК-1 10 - СК-1 10											
ЛЭП	29	30		Амурская 220 - НПС-26	5,71	21,33	-135,0				71	-9		190	31,1
ЛЭП	30	32		НПС-26 - Белогорск 1С	2,32	8,31	-52,5				83	-8		217	35,6
ЛЭП	29	31		Амурская 220 - Своб...	0,36	1,54	-9,8				5	-37		99	16,2
ЛЭП	31	33		Свободный Белогор...	6,11	25,01	-161,9				18	-34		119	19,5
Выкл	32	33		Белогорск 1С - Белог...											
ЛЭП	32	34		Белогорск 1С - Каро...	8,38	28,60	-180,0				88	-7		234	33,9
ЛЭП	34	36		Каролин-т - Хвойная 1С	1,18	5,29	-32,6				115	7		296	42,8
ЛЭП	36	38		Хвойная 1С - Завитая	3,78	16,91	-104,3				115	7		296	42,9
ЛЭП	33	35		Белогорск 2С - Белог...	0,88	3,71	-23,7				104	-2		276	40,0
ЛЭП	35	37		Белогорск-т - Хвойна...	4,77	21,30	-131,4				111	6		295	42,7
ЛЭП	37	38		Хвойная 2С - Завитая	6,69	29,91	-184,4				133	24		354	51,3
ЛЭП	38	39		Завитая - БГЭС 220	5,53	31,81	-204,6				211	3		534	64,7
ЛЭП	38	39		Завитая - БГЭС 220	5,53	31,81	-204,6				211	3		534	64,7
Тр-р	40	39		БГЭС 500 - БГЭС 220	0,80	51,90	2,1	0,460	6	1	159	-47		186	
ЛЭП	40	28		БГЭС 500 - Амурская...	8,08	85,32	-1 066,8				-682	84		770	40,7
Тр-р	28	29		Амурская 500 - Амур...	0,95	62,38	2,2	0,442	8	1	-84	-43		107	
Тр-р	28	29		Амурская 500 - Амур...	0,95	62,38	2,2	0,442	8	1	-84	-43		107	
ЛЭП	29	41		Амурская 220 - Ново...	10,24	35,12	-221,0				-69	10		182	29,9
ЛЭП	41	42		Новокиевка - Уландо...	11,69	39,91	-251,7				-62	4		164	26,8
ЛЭП	42	43		Уландочка - Февраль...	10,14	34,61	-218,2				-60	-4		164	27,0
ЛЭП	44	45		Тунгала - Призейская	14,09	69,95	-388,1				25	22		87	12,6
ЛЭП	45	2		Призейская - Зейско...	17,64	78,85	-486,2				71	24		193	28,0
ЛЭП	1	28		Зейская ГЭС 500 - А...	9,95	109,25	-1 383,4				-103	175		233	12,3
ЛЭП	1	28		Зейская ГЭС 500 - А...	9,86	107,98	-1 364,5				-104	172		231	12,2
ЛЭП	14	15		НПС-24 - Мукинская-т	1,67	6,15	-36,8				17	-16		66	10,8
Тр-р	52	46		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			-23	-11		67	
Тр-р	52	47		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046							
Тр-р	53	54		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046							
Тр-р	53	55		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			-23	-11		67	
Выкл	47	55		Восточная 2С 10 - ЦРП							23	9		1 436	
Тр-р	56	23		ГПП нейтраль - ГПП ...	0,48			0,555	6	2	-34	-17		106	
Тр-р	56	59		ГПП нейтраль - ГПП ...	3,20	131,00		0,046			0	0		0	
Тр-р	57	58		ГПП нейтраль - ГПП ...	0,48			0,555	6	2	-34	-17		106	
Тр-р	57	60		ГПП нейтраль - ГПП ...	3,20	131,00		0,046			0	0		0	
ЛЭП	22	29		ГПП 220 - Амурская ...	8,95	31,82	-192,4				129	27		358	58,7

Таблица «Ветви» для послеаварийного режима варианта 1(отключение ВЛ 220 кВ Амурская – Свободненская ТЭС)

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		2	Зейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
2		3	Энергия 1С	220	234,71	6,68
3		4	Энергия 2С	220	234,71	6,68
4		5	Светлая	220	234,24	6,47
5		39	БГЭС 220	220	235,00	6,82

Таблица «Отклонение напряжения» для послеаварийного режима варианта 1
(отключение ВЛ 220 кВ Амурская – Свободненская ТЭС)

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Схемы потокораспределения (вариант 1)

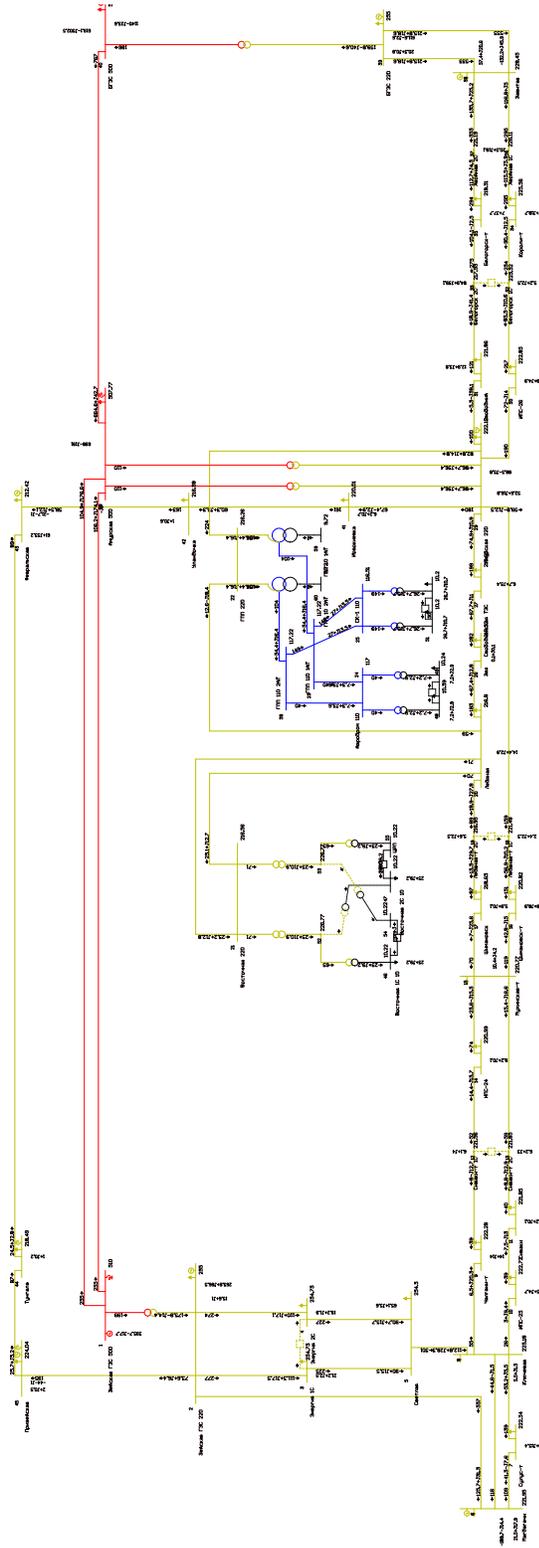


Схема потокораспределения для нормального режима (вариант 1)

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж

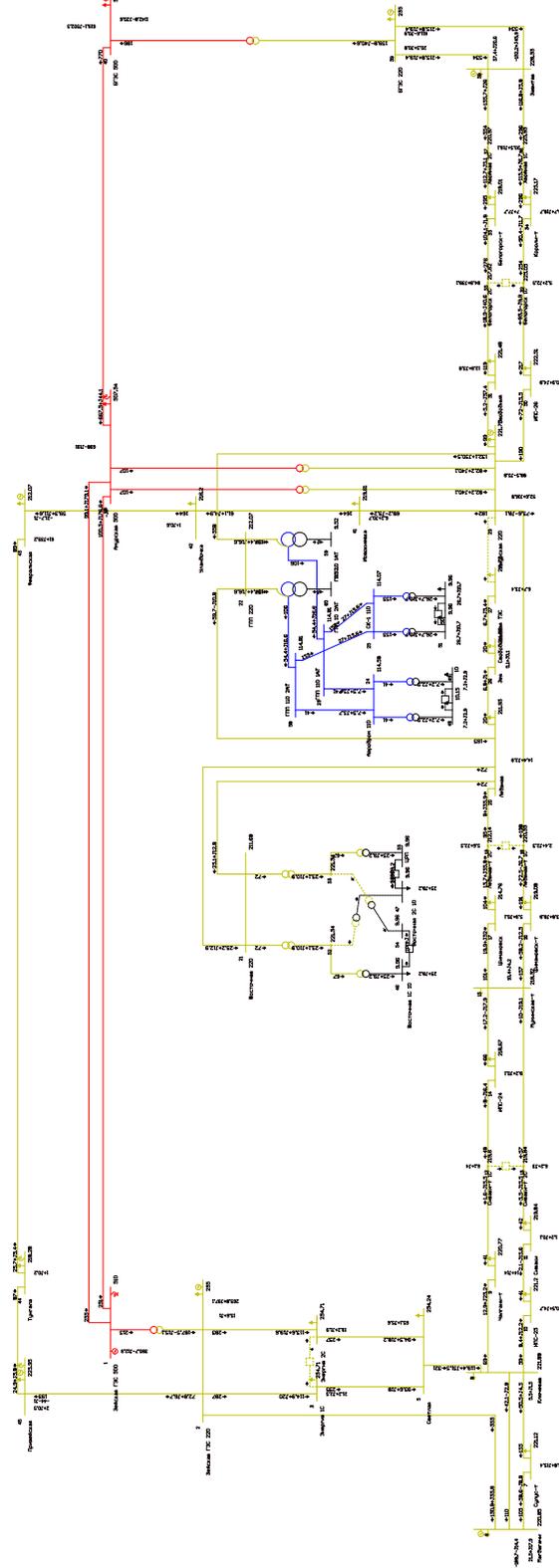


Схема потокораспределения для послеаварийного режима (вариант 1)
(отключение ВЛ 220 кВ Амурская – Свободненская ТЭС)

ПРИЛОЖЕНИЕ К
Расчет режимов (вариант 2)

Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Рай...	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta
Ген	1	Зейская ГЭС 500	500		1			395,7	-12,9	510,0	-105,0	372,0		510,00	-10,32
Ген	2	Зейская ГЭС 220	220		1	15,6	1,0	263,8	97,1	235,0	-70,0	248,0		235,00	-12,75
Нагр	3	Энергия 1С	220		1	21,2	2,5							234,71	-12,92
Нагр	4	Энергия 2С	220		1	19,2	1,9							234,71	-12,92
Нагр	5	Светлая	220		1	65,1	5,6							234,24	-13,19
Нагр	6	Магдагачи	220		1	21,5	17,9	-189,7	-14,4					220,85	-20,40
Нагр	7	Сулус-т	220		1	11,8	15,4							221,12	-19,74
Нагр	8	Ключевая	220		1	5,5	1,3							221,88	-19,25
Нагр	9	Чалганы-т	220		1	14,0	14,0							220,77	-19,32
Нагр	10	НПС-23	220		1	10,5	4,7							221,20	-19,34
Нагр	11	Сиваки	220		1	1,2	0,1							219,04	-19,19
Нагр	12	Сиваки-т 1С	220		1	6,1	4,0							219,60	-19,20
Нагр	13	Сиваки-т 2С	220		1	6,2	3,0							219,84	-19,19
Нагр	14	НПС-24	220		1	9,2	0,1							218,67	-18,96
Нагр	15	Мухомская-т	220		1	10,4	4,2							218,32	-18,80
Нагр	16	Шимановск-т	220		1	13,8	8,9							219,08	-17,16
Нагр	17	Шимановск	220		1	5,9	0,1							214,76	-19,17
Нагр	18	Ледяная-т 1С	220		1	2,4	2,3							220,33	-15,67
Нагр	19	Ледяная-т 2С	220		1	5,6	2,3							212,14	-19,28
Нагр	20	Ледяная	220		1	14,4	2,9							211,93	-19,28
Нагр	21	Восточная 220	220		1									211,68	-19,35
Нагр	22	ГПП 220	220		1									212,07	-18,64
Нагр	23	ГПП 110 1АТ	110		1									114,81	-21,27
Нагр	24	Аэродром 110	110		1									114,58	-21,36
Нагр	25	СК-1 110	110		1									114,07	-21,54
Нагр	26	Зая	220		1	0,1	0,1							211,88	-19,39
Нагр	27	Свободненская ТЭС	220		1	6,7	3,4							211,72	-19,46
Ген+	28	Амурская 500	500		1	698,0	-191,0		-1,0	510,0	-180,0	-1,0		507,34	-12,75
Нагр	29	Амурская 220	220		1	52,6	16,8	88,5	-5,8					221,73	-13,90
Нагр	30	НПС-26	220		1	10,9	4,9							222,51	-12,05
Нагр	31	Свободный	220		1	13,0	3,8							221,48	-13,87
Нагр	32	Белогорск 1С	220		1	5,2	2,5							223,03	-11,23
Нагр	33	Белогорск 2С	220		1	84,9	39,1							217,62	-13,04
Нагр	34	Короли-т	220		1	24,7	18,7							225,17	-8,22
Нагр	35	Белогорск-т	220		1	7,0	7,7							218,13	-12,57
Нагр	36	Хвойная 1С	220		1									226,00	-7,54
Нагр	37	Хвойная 2С	220		1	20,5	19,1							221,06	-9,77
Нагр	38	Завитая	220		1	37,4	20,6	-132,2	45,9					228,38	-5,39
Ген	39	БГЭС 220	220		1	20,3	0,8	611,6	-1,6	235,0	-274,0	320,0		235,00	1,81
База	40	БГЭС 500	500		1	619,1	-502,5	1 142,0	-21,7	515,0	-1 000,0	1 000,0		515,00	
Нагр	41	Новокиевка	220		1	6,2	0,7							219,76	-16,81
Нагр	42	Уландочка	220		1	1,0	0,6							216,33	-19,76
Ген+	43	Февральская	220		1	61,0	33,2	-21,7	-1,0	230,0	-63,0	-1,0		212,19	-22,22
Нагр	44	Тунгала	220		1	1,0	0,2							218,34	-20,39
Ген+	45	Призейская	220		1	2,4	0,5	-44,0	-1,0	230,0	-100,0	-1,0		223,96	-18,55
Нагр	46	Восточная 1С 10	10		1	23,0	9,2							10,07	-23,94
Нагр	47	Восточная 2С 10	10		1	23,0	9,2							10,07	-23,94
Нагр	48	Аэродром 1С 10	10		1	7,2	2,9							10,21	-25,63
Нагр	49	Аэродром 2С 10	10		1	7,2	2,9							10,06	-25,63
Нагр	50	СК-1 10	10		1	26,7	10,7							10,02	-25,99
Нагр	51	СК-1 10	10		1	26,7	10,7							10,02	-25,99
Нагр	52	Восточная нейтр...	220		1									223,55	-21,37
Нагр	53	Восточная нейтр...	220		1									223,55	-21,37
Нагр	54	ЦРП	10		1									10,07	-23,94
Нагр	55	ЦРП	10		1									10,07	-23,94
Нагр	56	ГПП нейтраль	220		1									208,08	-21,15
Нагр	57	ГПП нейтраль	220		1									208,08	-21,15
Нагр	58	ГПП 110 2АТ	110		1									115,38	-21,14
Нагр	59	ГПП 10 1АТ	10		1									9,57	-21,15
Нагр	60	ГПП 10 2АТ	10		1									9,57	-21,15

Таблица «Узлы» для нормального режима варианта 2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

Тип	Н_нач	Н_кон	Н_... I...	Название	R	X	B	Kт/г	Н_...	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	Iзгр.
Тр-р	1	2		Зейская ГЭС 500 - Зе...	1,11	58,87	4,4	0,460	6	1	-184	6		298	
ЛЭП	2	3		Зейская ГЭС 220 - Эм...	0,34	1,51	-9,3				-114	-19		283	41,1
ЛЭП	2	4		Зейская ГЭС 220 - Эм...	0,34	1,51	-9,3				-112	-18		280	40,6
Выкл	3	4		Энергия 1С - Энерги...											
ЛЭП	3	5		Энергия 1С - Светлая	0,63	2,82	-17,4				-92	-16		231	37,9
ЛЭП	4	5		Энергия 2С - Светлая	0,63	2,82	-17,4				-93	-17		233	38,2
ЛЭП	5	8		Светлая - Ключевая	10,78	48,17	-297,0				-120	-28		314	45,5
ЛЭП	2	6		Зайская ГЭС 220 - М...	9,88	54,75	-360,1				-132	-33		347	42,1
ЛЭП	6	7		Магдагачи - Сулус-т	4,01	13,91	-87,5				39	-4		105	17,3
ЛЭП	7	8		Сулус-т - Ключевая	2,43	8,33	-55,1				51	7		135	22,1
ЛЭП	6	8		Магдагачи - Ключевая	5,24	23,43	-144,5				43	4		112	16,3
ЛЭП	8	9		Ключевая - Чалганы-т	2,92	9,55	-62,6				-11	-19		63	10,4
ЛЭП	9	12		Чалганы-т - Сиваки-т...	5,96	21,65	-131,4				3	-8		39	6,4
ЛЭП	8	10		Ключевая - НПС-23	2,77	12,26	-76,1				-6	-7		33	4,8
ЛЭП	10	11		НПС-23 - Сиваки	6,11	27,18	-168,0				4	-6		39	5,7
ЛЭП	11	13		Сиваки - Сиваки-т 2С	0,01	0,02	-0,1				5	-14		40	6,6
Выкл	12	13		Сиваки-т 1С - Сива...											
ЛЭП	12	14		Сиваки-т 1С - НПС-24	4,72	17,17	-104,2				10	-10		48	7,9
ЛЭП	13	15		Сиваки-т 2С - Мулин...	5,52	24,33	-142,6				11	-11		57	8,3
ЛЭП	15	16		Мулинская-т - Шинан...	6,63	22,61	-142,6				52	-8		143	23,5
ЛЭП	16	18		Шинановск-т - Ледя...	4,99	17,02	-107,2				67	-5		177	29,0
ЛЭП	15	17		Мулинская-т - Шинан...	5,47	22,87	-146,0				-11	-23		82	13,5
ЛЭП	17	19		Шинановск - Ледяна...	3,56	15,05	-96,2				-5	-29		90	13,0
Выкл	18	19		Ледяная-т 1С - Ледя...											
ЛЭП	18	29		Ледяная-т 1С - Амур...	5,72	19,53	-123,0				69	-6		184	26,7
ЛЭП	19	20		Ледяная-т 2С - Ледя...	0,30	1,28	-8,2				1	-31		84	12,2
ЛЭП	20	26		Ледяная - Зей	2,88	12,87	-79,3				73	15		200	28,9
ЛЭП	26	27		Зей - Свободненская...	2,16	8,52	-56,0				73	13		198	28,7
ЛЭП	27	29		Свободненская ТЭС - ...	4,37	17,24	-113,3				139	27		377	54,7
ЛЭП	20	21		Ледяная - Восточная...	0,69	2,83	-17,1				-23	-12		71	10,4
ЛЭП	20	21		Ледяная - Восточная...	0,69	2,82	-17,0				-23	-12		72	10,4
Тр-р	21	52		Восточная 220 - Вост...	3,90	96,70	9,5	1,075	20	3	-23	-13		72	
Тр-р	21	53		Восточная 220 - Вост...	3,90	96,70	9,5	1,075	20	3	-23	-13		72	
Выкл	46	54		Восточная 1С 10 - ЦРП							0	0		0	
ЛЭП	20	22		Ледяная - ГПП 220	1,86	8,07	-49,2				-10	-19		63	9,1
Тр-р	22	56		ГПП 220 - ГПП нейтр...	0,50	59,00	12,0	1,000			-34	-19		107	
Тр-р	22	57		ГПП 220 - ГПП нейтр...	0,50	59,00	12,0	1,000			-34	-19		107	
ЛЭП	23	24		ГПП 110 1АТ - Аэрод...	1,88	3,73	-42,7				-7	-3		41	9,1
ЛЭП	58	24		ГПП 110 2АТ - Аэрод...	1,88	3,73	-42,7				-7	-3		41	9,1
Тр-р	24	48		Аэродром 110 - Аэро...	7,95	139,00	5,3	0,992	7	4	-7	-4		41	
Тр-р	24	49		Аэродром 110 - Аэро...	7,95	139,00	5,3	0,991	8	4	-7	-4		41	
Выкл	48	49		Аэродром 1С 10 - Аэ...											
ЛЭП	23	25		ГПП 110 1АТ - СК-1 1...	1,57	3,11	-26,0				-27	-13		152	33,8
ЛЭП	58	25		ГПП 110 2АТ - СК-1 1...	1,57	3,11	-26,0				-27	-13		152	33,8
Тр-р	25	50		СК-1 110 - СК-1 10	1,46	38,40	19,7	0,991	8	4	-27	-14		152	
Тр-р	25	51		СК-1 110 - СК-1 10	1,46	38,40	19,7	0,991	8	4	-27	-14		152	
Выкл	50	51		СК-1 10 - СК-1 10											
ЛЭП	29	30		Анурская 220 - НПС-26	5,71	21,33	-135,0				71	-9		190	31,2
ЛЭП	30	32		НПС-26 - Белогорск 1С	2,32	8,31	-52,5				83	-6		217	35,6
ЛЭП	29	31		Анурская 220 - Свобо...	0,36	1,54	-9,8				5	-37		99	16,3
ЛЭП	31	33		Свободный - Белогор...	6,11	25,81	-164,9				18	-34		120	19,6
Выкл	32	33		Белогорск 1С - Белог...											
ЛЭП	32	34		Белогорск 1С - Коро...	8,38	28,60	-180,0				88	-8		234	33,9
ЛЭП	34	36		Короли-т - Хвойная 1С	1,18	5,29	-32,6				115	7		296	42,8
ЛЭП	36	38		Хвойная 1С - Завитая	3,78	16,91	-104,3				116	6		296	42,8
ЛЭП	33	35		Белогорск 2С - Белог...	0,88	3,71	-23,7				104	-2		276	39,9
ЛЭП	35	37		Белогорск-т - Хвойна...	4,77	21,30	-131,4				111	6		295	42,7
ЛЭП	37	38		Хвойная 2С - Завитая	6,69	29,91	-184,4				133	24		333	51,2
ЛЭП	38	39		Завитая - БГЭС 220	5,53	31,81	-204,6				211	3		534	64,7
ЛЭП	38	39		Завитая - БГЭС 220	5,53	31,81	-204,6				211	3		534	64,7
Тр-р	40	39		БГЭС 500 - БГЭС 220	0,80	51,90	2,1	0,460	6	1	159	-47		186	
ЛЭП	40	28		БГЭС 500 - Анурская...	8,08	85,32	-1 066,8				-681	85		769	46,7
Тр-р	28	29		Анурская 500 - Амур...	0,95	62,38	2,2	0,442	8	1	-85	-41		108	
Тр-р	28	29		Анурская 500 - Амур...	0,95	62,38	2,2	0,442	8	1	-85	-41		108	
ЛЭП	29	41		Анурская 220 - Ново...	16,24	35,12	-221,0				-69	10		182	29,8
ЛЭП	41	42		Новокиевка - Уландо...	11,69	39,91	-251,7				-62	4		163	26,7
ЛЭП	42	43		Уландочка - Февраль...	16,14	34,61	-218,2				-60	-4		164	26,9
ЛЭП	43	44		Февральская - Тунгала	16,33	71,49	-440,8				24	22		89	12,9
ЛЭП	44	45		Тунгала - Призейская	14,09	69,95	-388,1				25	21		87	12,6
ЛЭП	45	2		Призейская - Зейско...	17,64	78,85	-486,2				71	24		194	28,2
ЛЭП	1	28		Зейская ГЭС 500 - А...	9,95	109,25	-1 383,4				-105	175		233	12,3
ЛЭП	1	28		Зейская ГЭС 500 - А...	9,86	107,98	-1 364,5				-106	173		231	12,2
ЛЭП	14	15		НПС-24 - Мулинская-т	1,67	6,15	-36,8				20	-15		68	11,1
Тр-р	52	46		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			-23	-11		66	
Тр-р	52	47		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046							
Тр-р	53	54		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046							
Тр-р	53	55		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			-23	-11		66	
Выкл	47	55		Восточная 2С 10 - ЦРП							23	9		1 421	
Тр-р	56	23		ГПП нейтраль - ГПП ...	0,48			0,555	6	2	-34	-17		106	
Тр-р	56	59		ГПП нейтраль - ГПП ...	3,20	131,00		0,046			0	0		0	
Тр-р	57	58		ГПП нейтраль - ГПП ...	0,48			0,555	6	2	-34	-17		106	
Тр-р	57	60		ГПП нейтраль - ГПП ...	3,20	131,00		0,046			0	0		0	
ЛЭП	22	27		ГПП 220 - Свободне...	6,90	27,80	-148,2				59	17		166	27,2

Таблица «Ветви» для нормального режима варианта 2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

	№	Номер	Название	U_ном	V	dV
1	2	Зейская ГЭС 220	220	235,00	6,82	
2	3	Энергия 1С	220	234,71	6,69	
3	4	Энергия 2С	220	234,72	6,69	
4	5	Светлая	220	234,27	6,48	
5	39	БГЭС 220	220	235,00	6,82	

Таблица «Отклонение напряжения» для нормального режима варианта 2

Расчет аварийного режима для варианта 2 в ПВК RastrWin

Тип	Номер	Название	U_ном	И...	Рай...	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V
Ген	1	Зейская ГЭС 500	500		1			395,7	27,2	510,0	-105,0	372,0		510,00
Ген	2	Зейская ГЭС 220	220		1	15,6	1,0	263,8	159,0	235,0	-70,0	248,0		235,00
Нагр	3	Энергия 1С	220		1	21,2	2,5							234,57
Нагр	4	Энергия 2С	220		1	19,2	1,9							234,58
Нагр	5	Светлая	220		1	65,1	5,6							233,86
Нагр	6	Магдагачи	220		1	21,5	17,9	-189,7	-14,4					213,91
Нагр	7	Сулу-т	220		1	11,8	15,4							213,42
Нагр	8	Ключевая	220		1	5,5	1,3							213,74
Нагр	9	Чалгань-т	220		1	14,0	14,0							211,31
Нагр	10	НПС-23	220		1	10,5	4,7							211,67
Нагр	11	Сиваки	220		1	1,2	0,1							207,32
Нагр	12	Сиван-т 1С	220		1	6,1	4,0							207,37
Нагр	13	Сиван-т 2С	220		1	6,2	3,0							207,31
Нагр	14	НПС-24	220		1	9,2	0,1							204,31
Нагр	15	Мушинская-т	220		1	10,4	4,2							203,20
Нагр	16	Шеняновск-т	220		1	13,8	8,9							211,29
Нагр	17	Шеняновск	220		1	5,9	0,1							188,70
Нагр	18	Ледяная-т 1С	220		1	2,4	2,3							218,63
Нагр	19	Ледяная-т 2С	220		1	5,6	2,3							179,67
Нагр	20	Ледяная	220		1	14,4	2,9							178,95
Нагр	21	Восточная 220	220		1									178,64
Нагр	22	ГПП 220	220		1									176,66
Нагр	23	ГПП 110 1АТ	110		1									94,03
Нагр	24	Аэродром 110	110		1									93,73
Нагр	25	СК-1 110	110		1									93,08
Нагр	26	Зая	220		1	0,1	0,1							178,39
Нагр	27	Свободненская ТЭС	220		1	6,7	3,4							177,92
Ген+	28	Амурская 500	500		1	698,0	-191,0		-1,0	510,0	-180,0	-1,0		503,57
Нагр	29	Амурская 220	220		1	52,6	16,8	88,5	-5,8					227,54
Нагр	30	НПС-26	220		1	10,9	4,9							227,25
Нагр	31	Свободный	220		1	13,0	3,8							227,22
Нагр	32	Белогорск 1С	220		1	5,2	2,5							227,35
Нагр	33	Белогорск 2С	220		1	84,9	39,1							222,20
Нагр	34	Корали-т	220		1	24,7	10,7							228,00
	<input type="checkbox"/>	Нагр 35	Белогорск-т	220		1	7,0	7,7						222,40
	<input type="checkbox"/>	Нагр 36	Хвойная 1С	220		1								228,49
	<input type="checkbox"/>	Нагр 37	Хвойная 2С	220		1	20,5	19,1						224,25
	<input type="checkbox"/>	Нагр 38	Завитая	220		1	37,4	20,6	-132,2	45,9				230,06
	<input type="checkbox"/>	Ген 39	БГЭС 220	220		1	20,3	0,8	611,6	-25,3	235,0	-274,0	320,0	235,00
	<input type="checkbox"/>	Боза 40	БГЭС 500	500		1	619,1	-502,5	1161,0	4,5	515,0	-1 000,0	1 000,0	515,00
	<input type="checkbox"/>	Нагр 41	Нелькинка	220		1	6,2	0,7						224,98
	<input type="checkbox"/>	Нагр 42	Уландька	220		1	1,0	0,6						223,05
	<input type="checkbox"/>	Ген+ 43	Февральская	220		1	61,0	33,2	-21,7	-1,0	230,0	-63,0	-1,0	216,48
	<input type="checkbox"/>	Нагр 44	Туникала	220		1	1,0	0,2						221,39
	<input type="checkbox"/>	Ген+ 45	Пришейская	220		1	2,4	0,5	-44,0	-1,0	230,0	-100,0	-1,0	225,74
	<input type="checkbox"/>	Нагр 46	Восточная 1С 10	10		1	23,0	9,2						8,20
	<input type="checkbox"/>	Нагр 47	Восточная 2С 10	10		1	23,0	9,2						8,20
	<input type="checkbox"/>	Нагр 48	Аэродром 1С 10	10		1	7,2	2,9						8,10
	<input type="checkbox"/>	Нагр 49	Аэродром 2С 10	10		1	7,2	2,9						7,98
	<input type="checkbox"/>	Нагр 50	СК-1 10	10		1	26,7	10,7						7,93
	<input type="checkbox"/>	Нагр 51	СК-1 10	10		1	26,7	10,7						7,93
	<input type="checkbox"/>	Нагр 52	Восточная нейтр...	220		1								184,11
	<input type="checkbox"/>	Нагр 53	Восточная нейтр...	220		1								184,11
	<input type="checkbox"/>	Нагр 54	ЦРП	10		1								8,20
	<input type="checkbox"/>	Нагр 55	ЦРП	10		1								8,20
	<input type="checkbox"/>	Нагр 56	ГПП нейтраль	220		1								169,60
	<input type="checkbox"/>	Нагр 57	ГПП нейтраль	220		1								169,60
	<input type="checkbox"/>	Нагр 58	ГПП 110 2АТ	110		1								94,03
	<input type="checkbox"/>	Нагр 59	ГПП 10 1АТ	10		1								7,80
	<input type="checkbox"/>	Нагр 60	ГПП 10 2АТ	10		1								7,80

Таблица «Узлы» для послеаварийного режима варианта 2(отключение ВЛ 220 кВ Амурская – Свободненская ТЭС)

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

Тип	N_нач	N_кон	N... I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_...	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I_max	I_згр.
Тр-р	1	2		Зейская ГЭС 500 - Зе...	1,11	58,87	4,4	0,460	6	1	-244	4		276	
ЛЭП	2	3		Зейская ГЭС 220 - Эн...	0,34	1,51	-9,3				-132	-37		338	49,0
ЛЭП	2	4		Зейская ГЭС 220 - Эн...	0,34	1,51	-9,3				-131	-37		335	48,5
Выкл	3	4		Энергия 1С - Энерги...											
ЛЭП	3	5		Энергия 1С - Светлая	0,63	2,82	-17,4				-111	-34		287	47,0
ЛЭП	4	5		Энергия 2С - Светлая	0,63	2,82	-17,4				-112	-35		289	47,3
ЛЭП	5	8		Светлая - Ключевая	10,78	48,17	-297,0				-157	-64		433	62,8
ЛЭП	2	6		Зейская ГЭС 220 - М...	9,88	54,75	-360,1				-161	-63		441	53,5
ЛЭП	6	7		Магдагачи - Сулус-т	4,01	13,91	-87,5				26	-13		83	13,7
ЛЭП	7	8		Сулус-т - Ключевая	2,43	8,53	-55,1				38	-2		102	16,8
ЛЭП	6	8		Магдагачи - Ключевая	5,24	23,43	-144,5				30	-5		87	12,6
ЛЭП	8	9		Ключевая - Чалганы-т	2,92	9,35	-62,6				-44	-40		165	27,0
ЛЭП	9	12		Чалганы-т - Сиваки-Т...	5,96	21,65	-131,4				-30	-28		121	19,9
ЛЭП	8	10		Ключевая - НПС-23	2,77	12,26	-76,1				-34	-27		124	17,9
ЛЭП	10	11		НПС-23 - Сиваки	6,11	27,18	-168,0				-24	-25		109	15,9
ЛЭП	11	13		Сиваки - Сиваки-т 2С	0,01	0,02	-0,1				-22	-31		107	17,6
Выкл	12	13		Сиваки-т 1С - Сиваки...											
ЛЭП	12	14		Сиваки-т 1С - НПС-24	4,72	17,17	-104,2				-23	-29		111	18,2
ЛЭП	13	15		Сиваки-т 2С - Мушкин...	5,52	24,33	-142,6				-16	-28		105	15,3
ЛЭП	15	16		Мушкинская-т - Шинан...	6,63	22,61	-142,6				138	31		401	65,8
ЛЭП	16	18		Шинановск-т - Ледя...	4,99	17,02	-107,2				155	44		440	72,2
ЛЭП	15	17		Мушкинская-т - Шинан...	5,47	22,87	-146,0				-156	-94		526	86,2
ЛЭП	17	19		Шинановск - Ледяно...	3,50	15,05	-96,2				-146	-81		514	74,5
Выкл	18	19		Ледяная-т 1С - Ледя...											
ЛЭП	18	20		Ледяная-т 1С - Амур...	5,72	19,53	-123,0				160	52		444	64,4
ЛЭП	19	20		Ледяная-т 2С - Ледя...	0,30	1,28	-8,2				-137	-70		495	71,8
ЛЭП	20	26		Ледяная - Зей	2,88	12,67	-79,3				-14	-3		49	7,1
ЛЭП	26	27		Зей - Свободненская...	2,16	8,52	-56,0				-14	-6		51	7,4
ЛЭП	27	29		Свободненская ТЭС ...	4,37	17,24	-113,3								
ЛЭП	20	21		Ледяная - Восточная...	0,69	2,83	-17,1				-23	-13		87	12,6
ЛЭП	20	21		Ледяная - Восточная...	0,69	2,82	-17,0				-23	-13		88	12,7
Тр-р	21	52		Восточная 220 - Вост...	3,90	96,70	9,5	1,075	20	3	-23	-14		87	
Тр-р	21	53		Восточная 220 - Вост...	3,90	96,70	9,5	1,075	20	3	-23	-14		87	
Выкл	46	54		Восточная 1С 16 - ЦРП							0	0		0	

Тип	N_нач	N_кон	N... I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_...	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I_max	I_згр.
ЛЭП	20	22		Ледяная - ГПП 220	1,86	8,07	-49,2				-62	-36		234	33,9
Тр-р	22	56		ГПП 220 - ГПП нейтр...	0,50	59,00	12,0	1,000			-35	-22		134	
Тр-р	22	57		ГПП 220 - ГПП нейтр...	0,50	59,00	12,0	1,000			-35	-22		134	
ЛЭП	23	24		ГПП 110 1АТ - Аэрод...	1,88	3,73	-42,7				-7	-4		51	11,4
ЛЭП	58	24		ГПП 110 2АТ - Аэрод...	1,88	3,73	-42,7				-7	-4		51	11,4
Тр-р	24	48		Аэродром 110 - Аэро...	7,95	139,00	5,3	0,092	7	4	-7	-4		51	
Тр-р	24	49		Аэродром 110 - Аэро...	7,95	139,00	5,3	0,091	8	4	-7	-4		51	
Выкл	48	49		Аэродром 1С 10 - Аэ...											
ЛЭП	23	25		ГПП 110 1АТ - СК-1 1...	1,57	3,11	-26,0				-27	-15		191	42,6
ЛЭП	58	25		ГПП 110 2АТ - СК-1 1...	1,57	3,11	-26,0				-27	-15		191	42,5
Тр-р	25	50		СК-1 110 - СК-1 10	1,46	38,40	19,7	0,091	8	4	-27	-15		191	
Тр-р	25	51		СК-1 110 - СК-1 10	1,46	38,40	19,7	0,091	8	4	-27	-15		191	
Выкл	50	51		СК-1 10 - СК-1 10											
ЛЭП	29	30		Амурская 220 - НПС-26	5,71	21,33	-135,8				72	-20		195	31,8
ЛЭП	30	32		НПС-26 - Белогорск 1С	2,32	8,31	-52,5				84	-20		220	36,0
ЛЭП	29	31		Амурская 220 - Своб...	0,36	1,54	-9,8				6	-48		124	20,4
ЛЭП	31	33		Самбурный - Белогор...	6,11	23,81	-104,9				19	-43		144	23,0
Выкл	32	33		Белогорск 1С - Белог...											
ЛЭП	32	34		Белогорск 1С - Коро...	8,38	28,60	-180,0				89	-19		238	34,5
ЛЭП	34	36		Королит - Хвойная 1С	1,18	5,29	-32,6				116	-5		294	42,6
ЛЭП	36	38		Хвойная 1С - Завитая	3,78	16,91	-104,3				116	-5		295	42,8
ЛЭП	33	35		Белогорск 2С - Белог...	0,88	3,71	-23,7				105	-13		274	39,7
ЛЭП	35	37		Белогорск-т - Хвойно...	4,77	21,30	-131,4				112	-5		293	42,4
ЛЭП	37	38		Хвойная 2С - Завитая	6,69	29,91	-184,4				134	13		346	50,2
ЛЭП	38	39		Завитая - БГЭС 220	5,53	31,81	-204,6				212	-9		532	64,5
ЛЭП	38	39		Завитая - БГЭС 220	5,53	31,81	-204,6				212	-9		532	64,5
Тр-р	40	39		БГЭС 500 - БГЭС 220	0,80	51,90	2,1	0,460	6	1	158	-46		185	
ЛЭП	40	28		БГЭС 500 - Амурская...	8,88	85,32	-1 066,8				-699	59		786	41,6
Тр-р	28	29		Амурская 500 - Амур...	0,95	62,38	2,2	0,460	6	1	-64	-72		110	
Тр-р	28	29		Амурская 500 - Амур...	0,95	62,38	2,2	0,460	6	1	-64	-72		110	
ЛЭП	29	41		Амурская 220 - Ново...	10,24	35,12	-221,6				-75	9		192	31,5
ЛЭП	41	42		Новокиевка - Уландо...	11,69	39,91	-251,7				-68	2		175	28,7
ЛЭП	42	43		Уландочка - Февраль...	10,14	34,61	-218,2				-66	-6		177	28,9
ЛЭП	43	44		Февральская - Тунгала	16,33	71,49	-440,8				18	21		73	10,6

ЛЭП	44	45		Тунгала - Призейская	14,09	69,95	-388,1				19	19		71	10,2
ЛЭП	45	2		Призейская - Зейско...	17,64	78,85	-486,2				66	21		176	25,5
ЛЭП	1	28		Зейская ГЭС 500 - А...	9,95	109,25	-1 383,4				-75	155		241	12,7
ЛЭП	1	28		Зейская ГЭС 500 - А...	9,86	107,98	-1 364,5				-76	153		239	12,6
ЛЭП	14	15		НПС-24 - Мушкинская-т	1,67	6,15	-36,8				-13	-32		102	16,8
Тр-р	52	46		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			-23	-11		81	
Тр-р	52	47		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046							
Тр-р	53	54		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046							
Тр-р	53	55		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			-23	-11		81	
Выкл	47	55		Восточная 2С 10 - ЦРП							23	9		1 745	
Тр-р	56	23		ГПП нейтраль - ГПП ...	0,48			0,555	6	2	-34	-19		134	
Тр-р	56	59		ГПП нейтраль - ГПП ...	3,20	131,00		0,046			0	0		0	
Тр-р	57	58		ГПП нейтраль - ГПП ...	0,48			0,555	6	2	-34	-19		134	
Тр-р	57	60		ГПП нейтраль - ГПП ...	3,20	131,00		0,046			0	0		0	
ЛЭП	22	27		ГПП 220 - Свободне...	6,90	27,80	-148,2				7	8		37	6,0

Таблица «Ветви» для послеаварийного режима варианта 2 (отключение ВЛ 220 кВ Амурская – Свободненская ТЭС)

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		2	Зейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
2		3	Энергия 1С	220	234,57	6,62
3		4	Энергия 2С	220	234,58	6,63
4		5	Светлая	220	233,86	6,30
5		11	Сиваки	220	207,32	-5,77
6		12	Сиваки-т 1С	220	207,37	-5,74
7		13	Сиваки-т 2С	220	207,31	-5,77
8		14	НПС-24	220	204,31	-7,13
9		15	Мухинская-т	220	203,20	-7,63
10		17	Шимановск	220	188,70	-14,23
11		19	Ледяная-т 2С	220	179,67	-18,33
12		20	Ледяная	220	178,95	-18,66
13		21	Восточная 220	220	178,64	-18,80
14		22	ГПП 220	220	176,66	-19,70
15		23	ГПП 110 1АТ	110	94,03	-14,52
16		24	Аэродром 110	110	93,73	-14,79
17		25	СК-1 110	110	93,08	-15,39
18		26	Зея	220	178,39	-18,91
19		27	Свободненская ТЭС	220	177,92	-19,13
20		39	БГЭС 220	220	235,00	6,82
21		46	Восточная 1С 10	10	8,20	-18,02
22		47	Восточная 2С 10	10	8,20	-18,03
23		48	Аэродром 1С 10	10	8,10	-18,96
24		49	Аэродром 2С 10	10	7,98	-20,16
25		50	СК-1 10	10	7,93	-20,72
26		51	СК-1 10	10	7,93	-20,72
27		52	Восточная нейтра...	220	184,11	-16,31
28		53	Восточная нейтра...	220	184,11	-16,31
29		54	ЦРП	10	8,20	-18,02
30		55	ЦРП	10	8,20	-18,03
31		56	ГПП нейтраль	220	169,60	-22,91
32		57	ГПП нейтраль	220	169,60	-22,91
33		58	ГПП 110 2АТ	110	94,03	-14,52
34		59	ГПП 10 1АТ	10	7,80	-21,98
35		60	ГПП 10 2АТ	10	7,80	-21,98

Таблица «Отклонение напряжения» для послеаварийного режима варианта 2
(отключение ВЛ 220 кВ Амурская – Свободненская ТЭС)

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Схемы потокораспределения (вариант 2)

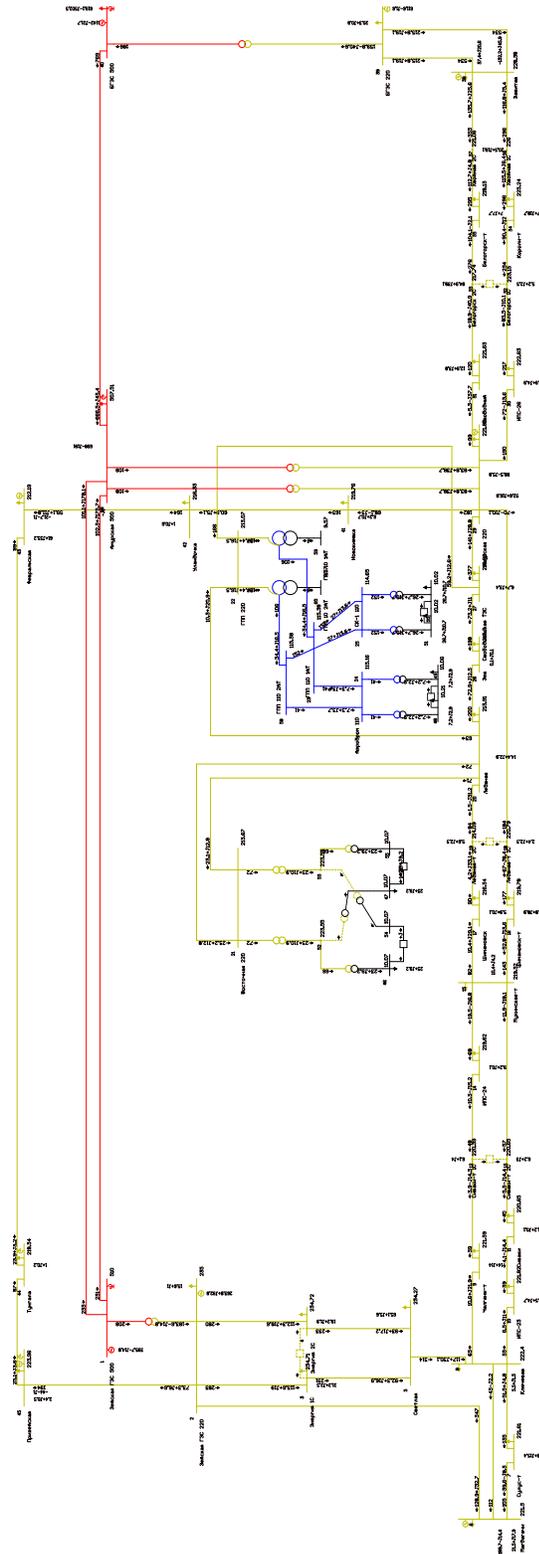
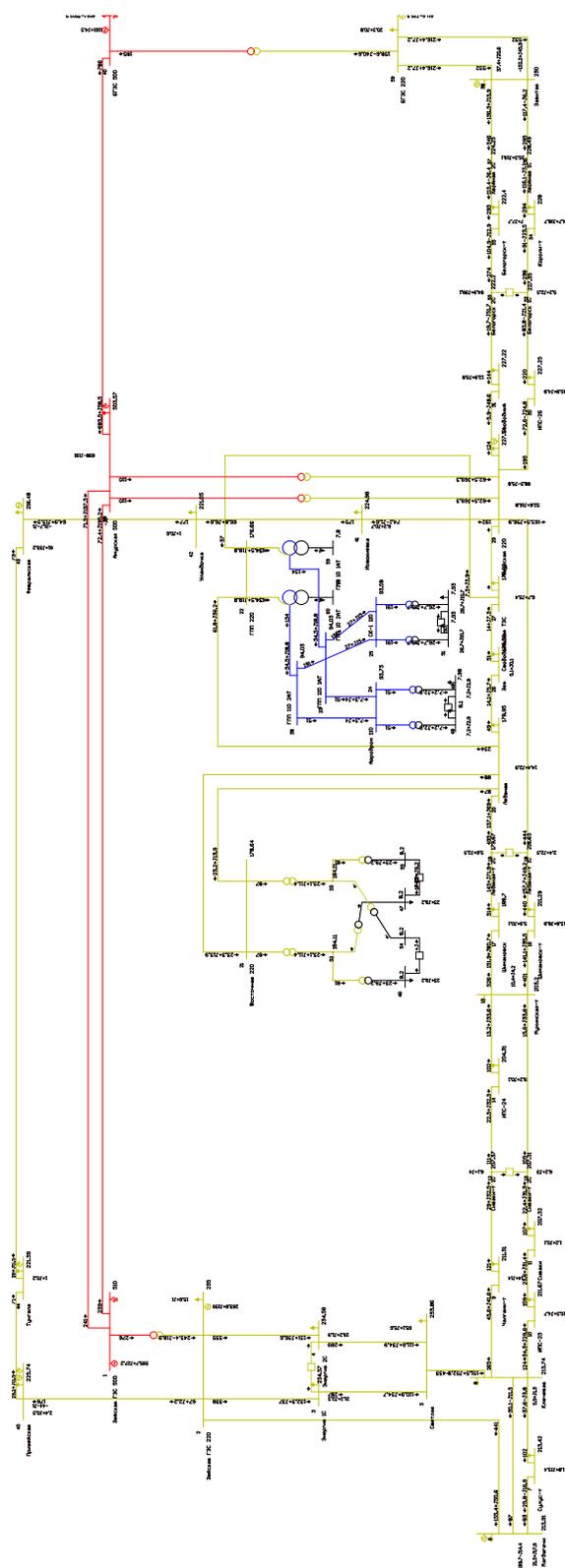


Схема потокораспределения для нормального режима (вариант 2)

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Л



ПРИЛОЖЕНИЕ М

Расчет режимов (вариант 3)

Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Рай...	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V
Ген	1	Зейская ГЭС 500	500		1			395,7	-18,0	510,0	-105,0	372,0		510,00
Ген	2	Зейская ГЭС 220	220		1	15,6	1,0	263,8	98,2	235,0	-70,0	248,0		235,00
Нагр	3	Энергия 1С	220		1	21,2	2,5							234,70
Нагр	4	Энергия 2С	220		1	19,2	1,9							234,71
Нагр	5	Светлая	220		1	65,1	5,6							234,23
Нагр	6	Магдагачи	220		1	21,5	17,9	-189,7	-14,4					220,70
Нагр	7	Сулус-т	220		1	11,8	15,4							220,95
Нагр	8	Ключевая	220		1	5,5	1,3							221,70
Нагр	9	Чалганы-т	220		1	14,0	14,0							220,57
Нагр	10	НПС-23	220		1	10,5	4,7							221,00
Нагр	11	Сиваки	220		1	1,2	0,1							219,57
Нагр	12	Сиваки-т 1С	220		1	6,1	4,0							219,33
Нагр	13	Сиваки-т 2С	220		1	6,2	3,0							219,57
Нагр	14	НПС-24	220		1	9,2	0,1							218,37
Нагр	15	Мушинская-т	220		1	10,4	4,2							218,00
Нагр	16	Шимановск-т	220		1	13,8	8,9							219,04
Нагр	17	Шимановск	220		1	5,9	0,1							215,91
Нагр	18	Ледяная-т 1С	220		1	2,4	2,3							220,53
Нагр	19	Ледяная-т 2С	220		1	5,6	2,3							214,25
Нагр	20	Ледяная	220		1	14,4	2,9							214,12
Нагр	21	Восточная 220	220		1									213,88
Нагр	22	ГПП 220	220		1									213,21
Нагр	23	ГПП 110 1АТ	110		1									115,47
Нагр	24	Аэродром 110	110		1									115,24
Нагр	25	СК-1 110	110		1									114,73
Нагр	26	Зея	220		1	0,1	0,1							216,56
Нагр	27	Свободненская ТЭС	220		1	6,7	3,4							218,30
Ген+	28	Амурская 500	500		1	698,0	-191,0		-1,0	510,0	-180,0	-1,0		507,91
Нагр	29	Амурская 220	220		1	52,6	16,8	88,5	-5,8					222,21
Нагр	30	НПС-26	220		1	10,9	4,9							222,90
Нагр	31	Свободный	220		1	13,0	3,8							221,95
Нагр	32	Белогорск 1С	220		1	5,2	2,5							223,39
Нагр	33	Белогорск 2С	220		1	84,9	39,1							218,00
Нагр	34	Короли-т	220		1	24,7	18,7							225,41
Нагр	35	Белогорск-т	220		1	7,0	7,7							218,38
Нагр	36	Хвойная 1С	220		1									226,15
Нагр	37	Хвойная 2С	220		1	20,5	19,1							221,25
Нагр	38	Завитя	220		1	37,4	20,6	-132,2	45,9					228,48
Ген	39	БГЭС 220	220		1	20,3	0,8	611,6	-3,0	235,0	-274,0	320,0		235,00
База	40	БГЭС 500	500		1	619,1	-502,5	1 142,9	-24,0	515,0	-1 000,0	1 000,0		515,00
Нагр	41	Новокиевка	220		1	6,2	0,7							220,05
Нагр	42	Уландочка	220		1	1,0	0,6							216,59
Ген+	43	Февральская	220		1	61,0	33,2	-21,7	-1,0	230,0	-63,0	-1,0		212,43
Нагр	44	Тунгала	220		1	1,0	0,2							218,52
Ген+	45	Призейская	220		1	2,4	0,5	-44,0	-1,0	230,0	-100,0	-1,0		224,07
Нагр	46	Восточная 1С 10	10		1	23,0	9,2							10,08
Нагр	47	Восточная 2С 10	10		1	23,0	9,2							10,08
Нагр	48	Аэродром 1С 10	10		1	7,2	2,9							10,22
Нагр	49	Аэродром 2С 10	10		1	7,2	2,9							10,07
Нагр	50	СК-1 10	10		1	26,7	10,7							10,03
Нагр	51	СК-1 10	10		1	26,7	10,7							10,03
Нагр	52	Восточная нейтр...	220		1									223,78
Нагр	53	Восточная нейтр...	220		1									223,78
Нагр	54	ЦРП	10		1									10,08
Нагр	55	ЦРП	10		1									10,08
Нагр	56	ГПП нейтраль	220		1									208,23
Нагр	57	ГПП нейтраль	220		1									208,23
Нагр	58	ГПП 110 2АТ	110		1									115,47
Нагр	59	ГПП 10 1АТ	10		1									9,58
Нагр	60	ГПП 10 2АТ	10		1									9,58

Таблица «Узлы» для нормального режима варианта 3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ М

Тр-р	1	2		Зейская ГЭС 500 - Зе...	1,11	58,87	4,4	0,460	6	1	-191	6		216	
ЛЭП	2	3		Зейская ГЭС 220 - Эн...	0,34	1,51	-9,3				-116	-20		289	41,9
ЛЭП	2	4		Зейская ГЭС 220 - Эн...	0,34	1,51	-9,3				-115	-20		286	41,4
Выкл	3	4		Энергия 1С - Энерги...											
ЛЭП	3	5		Энергия 1С - Светлая	0,63	2,82	-17,4				-95	-18		237	38,9
ЛЭП	4	5		Энергия 2С - Светлая	0,63	2,82	-17,4				-95	-18		239	39,2
ЛЭП	5	8		Светлая - Ключевая	10,78	48,17	-297,0				-124	-31		326	47,2
ЛЭП	2	6		Зейская ГЭС 220 - М...	9,88	54,75	-360,1				-136	-36		357	43,2
ЛЭП	6	7		Магдагачи - Сулуст	4,01	13,91	-87,5				38	-5		102	16,7
ЛЭП	7	8		Сулуст - Ключевая	2,43	8,53	-55,1				50	6		131	21,5
ЛЭП	6	8		Магдагачи - Ключевая	5,24	23,43	-144,5				41	3		108	15,7
ЛЭП	8	9		Ключевая - Чалганы-т	2,92	9,55	-62,6				-14	-20		72	11,8
ЛЭП	9	12		Чалганы-т - Сиваки-т...	5,96	21,65	-131,4				0	-9		41	6,7
ЛЭП	8	10		Ключевая - НПС-23	2,77	12,26	-76,1				-10	-9		41	6,0
ЛЭП	10	11		НПС-23 - Сиваки	6,11	27,18	-168,0				1	-8		41	6,0
ЛЭП	11	13		Сиваки - Сиваки-т 2С	0,01	0,02	-0,1				2	-16		41	6,8
Выкл	12	13		Сиваки-т 1С - Сивак...											
ЛЭП	12	14		Сиваки-т 1С - НПС-24	4,72	17,17	-104,2				6	-12		47	7,7
ЛЭП	13	15		Сиваки-т 2С - Муан...	5,52	24,33	-142,6				8	-13		56	8,1
ЛЭП	15	16		Муанская-т - Шиман...	6,63	22,61	-142,6				62	-6		168	27,5
ЛЭП	16	18		Шимановск-т - Ледя...	4,99	17,02	-107,2				77	-2		202	33,2
ЛЭП	15	17		Муанская-т - Шиман...	5,47	22,87	-146,0				-11	-14		62	10,2
ЛЭП	17	19		Шимановск - Ледяна...	3,56	15,05	-96,2				-5	-20		68	9,8
Выкл	18	19		Ледяная-т 1С - Ледя...											
ЛЭП	18	29		Ледяная-т 1С - Амр...	5,72	19,53	-123,0				80	-3		209	30,3
ЛЭП	19	20		Ледяная-т 2С - Ледя...	0,30	1,28	-8,2				1	-22		62	8,9
ЛЭП	20	26		Ледяная - Зeya	2,88	12,87	-79,3				114	15		311	45,1
ЛЭП	26	27		Зeya - Свободненская...	2,16	8,52	-56,0				115	15		310	45,0
ЛЭП	27	29		Свободненская ТЭС - ...	4,37	17,24	-113,3				123	19		328	47,6
ЛЭП	20	21		Ледяная - Восточная...	0,69	2,83	-17,1				-23	-12		71	10,3
ЛЭП	20	21		Ледяная - Восточная...	0,69	2,82	-17,0				-23	-12		72	10,4
Тр-р	21	52		Восточная 220 - Вост...	3,90	96,70	9,5	1,075	20	3	-23	-13		71	
Тр-р	21	53		Восточная 220 - Вост...	3,90	96,70	9,5	1,075	20	3	-23	-13		71	
Выкл	46	54		Восточная 1С 10 - ЦРП							0	0		0	
ЛЭП	20	22		Ледяная - ГПП 220	1,86	8,07	-49,2				-52	-11		146	21,1
Тр-р	22	56		ГПП 220 - ГПП нейтр...	0,50	59,00	12,0	1,000			-34	-19		107	
Тр-р	22	57		ГПП 220 - ГПП нейтр...	0,50	59,00	12,0	1,000			-34	-19		107	
ЛЭП	23	24		ГПП 110 1АТ - Аэрод...	1,88	3,73	-42,7				-7	-3		41	9,1
ЛЭП	58	24		ГПП 110 2АТ - Аэрод...	1,88	3,73	-42,7				-7	-3		41	9,1
Тр-р	24	48		Аэродром 110 - Аэро...	7,95	139,00	5,3	0,092	7	4	-7	-4		41	
Тр-р	24	49		Аэродром 110 - Аэро...	7,95	139,00	5,3	0,091	8	4	-7	-4		41	
Выкл	48	49		Аэродром 1С 10 - Аэ...											
ЛЭП	23	25		ГПП 110 1АТ - СК-1 1...	1,57	3,11	-26,0				-27	-13		152	33,7
ЛЭП	58	25		ГПП 110 2АТ - СК-1 1...	1,57	3,11	-26,0				-27	-13		152	33,7
Тр-р	25	50		СК-1 110 - СК-1 10	1,46	38,40	19,7	0,091	8	4	-27	-14		152	
Тр-р	25	51		СК-1 110 - СК-1 10	1,46	38,40	19,7	0,091	8	4	-27	-14		152	
Выкл	50	51		СК-1 10 - СК-1 10											
ЛЭП	29	30		Ануроякая 220 - НПС-26	5,71	21,33	-135,0				71	-10		190	31,1
ЛЭП	30	32		НПС-26 - Белогорск 1С	2,32	8,31	-52,5				83	-9		217	35,5
ЛЭП	29	31		Ануроякая 220 - Своб...	0,36	1,54	-9,8				5	-38		100	16,5
ЛЭП	31	33		Свободный - Белогор...	6,11	25,81	-164,9				18	-34		121	19,8
Выкл	32	33		Белогорск 1С - Белог...											
ЛЭП	32	34		Белогорск 1С - Коро...	8,38	28,60	-180,0				88	-8		233	33,8
ЛЭП	34	36		Короли-т - Хвойная 1С	1,18	5,29	-32,6				115	6		295	42,7
ЛЭП	36	38		Хвойная 1С - Завитая	3,78	16,91	-104,3				115	6		295	42,8
ЛЭП	33	35		Белогорск 2С - Белог...	0,88	3,71	-23,7				104	-2		275	39,8
ЛЭП	35	37		Белогорск-т - Хвойна...	4,77	21,30	-131,4				111	5		294	42,6
ЛЭП	37	38		Хвойная 2С - Завитая	6,69	29,91	-184,4				133	23		352	51,1
ЛЭП	38	39		Завитая - БГЭС 220	5,53	31,81	-204,6				211	2		533	64,6
ЛЭП	38	39		Завитая - БГЭС 220	5,53	31,81	-204,6				211	2		533	64,6
Тр-р	40	39		БГЭС 500 - БГЭС 220	0,80	51,90	2,1	0,460	6	1	160	-47		187	
ЛЭП	40	28		БГЭС 500 - Ануроякая...	8,08	85,32	-1 066,8				-682	88		771	40,8
Тр-р	28	29		Ануроякая 500 - Амр...	0,95	62,38	2,2	0,442	8	1	-82	-39		103	
Тр-р	28	29		Ануроякая 500 - Амр...	0,95	62,38	2,2	0,442	8	1	-82	-39		103	
ЛЭП	29	41		Ануроякая 220 - Ново...	10,24	35,12	-221,0				-70	10		183	30,0
ЛЭП	41	42		Новокиевка - Ульандо...	11,69	39,91	-251,7				-62	4		164	27,9
ЛЭП	42	43		Ульандочка - Февраль...	10,14	34,61	-218,2				-61	-4		165	27,1
ЛЭП	43	44		Февральская - Тунгала	16,33	71,49	-440,8				23	22		87	12,7
44	45			Тунгала - Призейская	14,09	69,95	-388,1				24	21		85	12,4
45	2			Призейская - Зейска...	17,64	78,85	-486,2				71	24		193	27,9
1	28			Зейская ГЭС 500 - А...	9,95	109,25	-1 383,4				-101	177		231	12,2
1	28			Зейская ГЭС 500 - А...	9,86	107,98	-1 364,5				-103	175		229	12,1
14	15			НПС-24 - Муанская-т	1,67	6,15	-36,8				16	-16		63	10,4
52	46			Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			-23	-11		66	
52	47			Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046							
53	54			Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046							
53	55			Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			-23	-11		66	
47	55			Восточная 2С 10 - ЦРП							23	9		1 419	
56	23			ГПП нейтраль - ГПП ...	0,48			0,555	6	2	-34	-17		106	
56	59			ГПП нейтраль - ГПП ...	3,20	131,00		0,046			0	0		0	
57	58			ГПП нейтраль - ГПП ...	0,48			0,555	6	2	-34	-17		106	
57	60			ГПП нейтраль - ГПП ...	3,20	131,00		0,046			0	0		0	
22	15			ГПП 220 - Муанская-т	10,09	44,19	-271,9				17	25		82	13,5

Таблица «Ветви» для нормального режима варианта 3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ М

	S	Номер	Название	U_ном	V	dv
1		2	Зейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
2		3	Энергия 1С	220	234,70	6,68
3		4	Энергия 2С	220	234,71	6,68
4		5	Светлая	220	234,23	6,47
5		39	БГЭС 220	220	235,00	6,82

Таблица «Отклонение напряжения» для нормального режима варианта 3

Расчет аварийного режима для варианта 2 в ПВК RastrWin

Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Рай...	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V
Ген	1	Зейская ГЭС 500	500		1			395,7	14,1	510,0	-105,0	372,0		510,00
Ген	2	Зейская ГЭС 220	220		1	15,6	1,0	263,8	127,5	235,0	-70,0	248,0		235,00
Нагр	3	Энергия 1С	220		1	21,2	2,5							234,63
Нагр	4	Энергия 2С	220		1	19,2	1,9							234,63
Нагр	5	Светлая	220		1	65,1	5,6							234,02
Нагр	6	Магдагачи	220		1	21,5	17,9	-189,7	-14,4					217,07
Нагр	7	Сулу-т	220		1	11,8	15,4							216,95
Нагр	8	Ключевая	220		1	5,3	1,3							217,48
Нагр	9	Чалганы-т	220		1	14,0	14,0							215,69
Нагр	10	НПС-23	220		1	10,5	4,7							216,09
Нагр	11	Сиваки	220		1	1,2	0,1							213,22
Нагр	12	Сиваки-т 1С	220		1	6,1	4,0							213,12
Нагр	13	Сиваки-т 2С	220		1	6,2	3,0							213,22
Нагр	14	НПС-24	220		1	9,2	0,1							211,13
Нагр	15	Муинская-т	220		1	10,4	4,2							210,40
Нагр	16	Шинановск-т	220		1	13,8	8,9							216,23
Нагр	17	Шинановск	220		1	3,9	0,1							204,92
Нагр	18	Ледяная-т 1С	220		1	2,4	2,3							221,82
Нагр	19	Ледяная-т 2С	220		1	5,6	2,3							201,23
Нагр	20	Ледяная	220		1	14,4	2,9							200,93
Нагр	21	Восточная 220	220		1									200,67
Нагр	22	ГПП 220	220		1									200,68
Нагр	23	ГПП 110 1АТ	110		1									111,99
Нагр	24	Аэродром 110	110		1									111,75
Нагр	25	СК-1 110	110		1									111,23
Нагр	26	Зел	220		1	0,1	0,1							200,85
Нагр	27	Свободненская ТЭС	220		1	6,7	3,4							200,69
Ген+	28	Амурская 500	500		1	698,0	-191,0		-1,0	510,0	-180,0	-1,0		504,92
Нагр	29	Амурская 220	220		1	52,6	16,8	88,5	-5,8					228,70
Нагр	30	НПС-26	220		1	10,9	4,9							228,22
Нагр	31	Свободный	220		1	13,0	3,8							228,37
Нагр	32	Белогорск 1С	220		1	5,2	2,5							228,24
Нагр	33	Белогорск 2С	220		1	84,9	39,1							223,14
Нагр	34	Короли-т	220		1	24,7	18,7							228,60
Нагр	35	Белогорск-т	220		1	7,0	7,7							223,30
Нагр	36	Хвойная 1С	220		1									229,03
Нагр	37	Хвойная 2С	220		1	20,5	19,1							224,94
Нагр	38	Завитая	220		1	37,4	20,6	-132,2	45,9					230,36
Ген	39	БГЭС 220	220		1	29,3	0,8	611,6	-30,5	235,0	-274,0	320,0		235,00
Базе	40	БГЭС 500	500		1	619,1	-502,5	1 152,7	-4,4	515,0	-1 000,0	1 000,0		515,00
Нагр	41	Новокиевка	220		1	6,2	0,7							226,09
Нагр	42	Уландочка	220		1	1,0	0,6							222,07
Ген+	43	Февральская	220		1	61,0	33,2	-21,7	-1,0	230,0	-63,0	-1,0		217,41
Нагр	44	Тунгла	220		1	1,0	0,2							222,02
Ген+	45	Призейская	220		1	2,4	0,5	-44,0	-1,0	230,0	-100,0	-1,0		226,08
Нагр	46	Восточная 1С 10	10		1	23,0	9,2							9,95
Нагр	47	Восточная 2С 10	10		1	23,0	9,2							9,95
Нагр	48	Аэродром 1С 10	10		1	7,2	2,9							10,03
Нагр	49	Аэродром 2С 10	10		1	7,2	2,9							10,03
Нагр	50	СК-1 10	10		1	26,7	10,7							9,98
Нагр	51	СК-1 10	10		1	26,7	10,7							9,98
Нагр	52	Восточная нейтр...	220		1									220,98
Нагр	53	Восточная нейтр...	220		1									220,98
Нагр	54	ЦРП	10		1									9,95
Нагр	55	ЦРП	10		1									9,95
Нагр	56	ГПП нейтраль	220		1									195,25
Нагр	57	ГПП нейтраль	220		1									195,25
Нагр	58	ГПП 110 2АТ	110		1									111,99
Нагр	59	ГПП 10 1АТ	10		1									9,18
Нагр	60	ГПП 10 2АТ	10		1									9,18

Таблица «Узлы» для послеаварийного режима варианта 2 (отключение ВЛ 220 кВ Амурская – Свободненская ТЭС)

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ М

Тип	N_нач	N_кон	N... I...	Название	R	X	B	Кт/г	N...	БД...	P_нач	Q_нач	Па	I max	Загр.
Тр-р	1	2		Зейская ГЭС 500 - Зе...	1,11	58,87	4,4	0,460	6	1	-239	4		271	
ЛЭП	2	3		Зейская ГЭС 220 - Эн...	0,34	1,51	-9,3				-131	-29		330	47,8
ЛЭП	2	4		Зейская ГЭС 220 - Эн...	0,34	1,51	-9,3				-130	-28		327	47,3
Выкл	3	4		Энергия 1С - Энерги...											
ЛЭП	3	5		Энергия 1С - Светлая	0,63	2,82	-17,4				-110	-26		278	45,6
ЛЭП	4	5		Энергия 2С - Светлая	0,63	2,82	-17,4				-111	-26		280	45,9
ЛЭП	5	8		Светлая - Ключевая	10,78	48,17	-297,0				-155	-47		410	59,4
ЛЭП	2	6		Зейская ГЭС 220 - М...	9,88	54,75	-360,1				-159	-50		423	51,2
ЛЭП	6	7		Магдагачи - Сулуст	4,01	13,91	-87,5				27	-8		78	12,7
ЛЭП	7	8		Сулуст - Ключевая	2,43	8,53	-55,1				39	4		103	16,9
ЛЭП	6	8		Магдагачи - Ключевая	5,24	23,43	-144,5				31	0		83	12,1
ЛЭП	8	9		Ключевая - Чалганы-т	2,92	9,55	-62,6				-42	-27		136	22,2
ЛЭП	9	12		Чалганы-т - Сиваян-т...	5,96	21,65	-131,4				-27	-15		92	15,1
ЛЭП	8	10		Ключевая - НПС-23	2,77	12,26	-76,1				-33	-15		101	14,7
ЛЭП	10	11		НПС-23 - Сиваян	6,11	27,18	-168,0				-22	-14		83	12,1
ЛЭП	11	13		Сиваян - Сиваян-Т 2С	0,01	0,02	-0,1				-21	-21		81	13,3
Выкл	12	13		Сиваян-Т 1С - Сива...											
ЛЭП	12	14		Сиваян-Т 1С - НПС-24	4,72	17,17	-104,2				-21	-17		80	13,2
ЛЭП	13	15		Сиваян-Т 2С - Муин...	5,52	24,33	-142,6				-15	-18		77	11,2
ЛЭП	15	16		Муинская-т - Шеня...	6,63	22,61	-142,6				136	13		375	61,4
ЛЭП	16	18		Шиняновск-т - Леда...	4,99	17,02	-107,2				152	25		413	67,6
ЛЭП	15	17		Муинская-т - Шеня...	5,47	22,87	-146,0				-82	-29		244	40,0
ЛЭП	17	19		Шиняновск - Ледная...	3,56	15,05	-96,2				-75	-31		232	33,6
Выкл	18	19		Ледная-т 1С - Лед...											
ЛЭП	18	29		Ледная-т 1С - Амур...	5,72	19,53	-123,0				157	31		417	60,5
ЛЭП	19	20		Ледная-т 2С - Лед...	0,30	1,28	-8,2				-68	-31		215	31,2
ЛЭП	20	26		Ледная - Зейя	2,88	12,87	-79,3				-7	2		20	3,0
ЛЭП	26	27		Зейя - Свободненская...	2,16	8,52	-56,0				-7	-1		22	3,1
ЛЭП	27	29		Свободненская ТЭС ...	4,37	17,24	-113,3								
ЛЭП	20	21		Ледная - Восточная...	0,69	2,83	-17,1				-23	-12		76	11,1
ЛЭП	20	21		Ледная - Восточная...	0,69	2,82	-17,0				-23	-12		77	11,1
Тр-р	21	52		Восточная 220 - Вост...	3,90	96,70	9,5	1,136	25	3	-23	-13		76	
Тр-р	21	53		Восточная 220 - Вост...	3,90	96,70	9,5	1,136	25	3	-23	-13		76	
Выкл	46	54		Восточная 1С 10 - ЦРП							0	0		0	
ЛЭП	20	22		Ледная - ГПП 220	1,66	6,07	-49,2				-1	-5		21	3,0
Тр-р	22	56		ГПП 220 - ГПП нейтр...	0,50	59,00	12,0	1,000			-34	-20		114	
Тр-р	22	57		ГПП 220 - ГПП нейтр...	0,50	59,00	12,0	1,000			-34	-20		114	
ЛЭП	23	24		ГПП 110 1АТ - Аэрод...	1,88	3,73	-42,7				-7	-3		42	9,4
ЛЭП	58	24		ГПП 110 2АТ - Аэрод...	1,88	3,73	-42,7				-7	-3		42	9,4
Тр-р	24	48		Аэродром 110 - Аэро...	7,95	139,00	5,3	0,094	6	4	-7	-4		42	
Тр-р	24	49		Аэродром 110 - Аэро...	7,95	139,00	5,3	0,094	6	4	-7	-4		42	
Выкл	48	49		Аэродром 1С 10 - Аэ...											
ЛЭП	23	25		ГПП 110 1АТ - СК-1 1...	1,57	3,11	-26,0				-27	-14		157	34,9
ЛЭП	98	25		ГПП 110 2АТ - СК-1 1...	1,57	3,11	-26,0				-27	-14		157	34,9
Тр-р	25	50		СК-1 110 - СК-1 10	1,46	38,40	19,7	0,094	6	4	-27	-14		157	
Тр-р	25	51		СК-1 110 - СК-1 10	1,46	38,40	19,7	0,094	6	4	-27	-14		157	
Выкл	50	51		СК-1 10 - СК-1 10											
ЛЭП	29	30		Амурская 220 - НПС-26	5,71	21,33	-135,0				71	-22		193	31,7
ЛЭП	30	32		НПС-26 - Белогорск 1С	2,32	8,31	-52,5				83	-22		218	35,7
ЛЭП	29	31		Амурская 220 - Своб...	0,26	1,54	-9,8				5	-50		128	21,0
ЛЭП	31	33		Свободный - Белогор...	6,11	25,81	-164,9				18	-47		147	24,1
Выкл	32	33		Белогорск 1С - Белог...											
ЛЭП	32	34		Белогорск 1С - Коро...	8,38	28,60	-180,0				88	-21		236	34,3
ЛЭП	34	36		Королинт - Хвойная 1С	1,18	5,29	-32,6				115	-7		291	42,1
ЛЭП	36	38		Хвойная 1С - Завитая	3,78	16,91	-104,3				115	-7		292	42,4
ЛЭП	33	35		Белогорск 2С - Белог...	0,88	3,71	-23,7				104	-14		271	39,3
ЛЭП	35	37		Белогорск-т - Хвойна...	4,77	21,30	-131,4				111	-7		290	42,0
ЛЭП	37	38		Хвойная 2С - Завитая	6,69	29,91	-184,4				133	11		342	49,6
ЛЭП	38	39		Завитая - БГЭС 220	5,53	31,81	-204,6				211	-11		529	64,1
ЛЭП	38	39		Завитая - БГЭС 220	5,53	31,81	-204,6				211	-11		529	64,1
Тр-р	40	39		БГЭС 500 - БГЭС 220	0,80	51,90	2,1	0,460	6	1	160	-47		187	
ЛЭП	40	28		БГЭС 500 - Амурская...	8,08	85,32	-1 066,8				-692	68		780	41,2
Тр-р	28	29		Амурская 500 - Амур...	0,95	62,38	2,2	0,460	6	1	-63	-63		102	
Тр-р	28	29		Амурская 500 - Амур...	0,95	62,38	2,2	0,460	6	1	-63	-63		102	
ЛЭП	29	41		Амурская 220 - Ново...	10,24	35,12	-221,0				-75	9		191	31,3
ЛЭП	41	42		Новоленка - Уланд...	11,69	39,91	-251,7				-68	2		175	28,6
ЛЭП	42	43		Уландочка - Февраль...	10,14	34,61	-218,2				-66	-7		176	28,9
ЛЭП	43	44		Февральская - Тугала	16,33	71,49	-440,8				18	20		72	10,4
ЛЭП	44	45		Тугала - Призейская	14,09	69,95	-388,1				19	18		69	10,0
ЛЭП	45	2		Призейская - Зейская...	17,64	78,85	-486,2				65	20		175	25,4
ЛЭП	1	28		Зейская ГЭС 500 - А...	9,95	109,25	-1 383,4				-77	162		235	12,4
ЛЭП	1	28		Зейская ГЭС 500 - А...	9,96	107,98	-1 364,5				-78	159		233	12,3
ЛЭП	14	15		НПС-24 - Муинская-т	1,67	6,15	-36,8				-11	-21		69	11,3
Тр-р	52	46		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			-23	-11		67	
Тр-р	52	47		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046							
Тр-р	53	54		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046							
Тр-р	53	55		Восточная нейтраль ...	3,90	96,70	9,5	0,046			-23	-11		67	
Выкл	47	55		Восточная 2С 10 - ЦРП							23	9		1 438	
Тр-р	56	23		ГПП нейтраль - ГПП ...	0,48			0,574	4	2	-34	-17		113	
Тр-р	56	59		ГПП нейтраль - ГПП ...	3,20	131,00		0,047			0	0		0	
Тр-р	57	58		ГПП нейтраль - ГПП ...	0,48			0,574	4	2	-34	-17		113	
Тр-р	57	60		ГПП нейтраль - ГПП ...	3,20	131,00		0,047			0	0		0	
ЛЭП	22	15		ГПП 220 - Муинская-т	10,09	44,19	-271,9				68	32		217	35,6

Таблица «Ветви» для послеаварийного режима варианта 3 (отключение ВЛ 220 кВ Амурская – Свободненская ТЭС)

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ М

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		2	Зейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
2		3	Энергия 1С	220	234,70	6,68
3		4	Энергия 2С	220	234,71	6,68
4		5	Светлая	220	234,23	6,47
5		39	БГЭС 220	220	235,00	6,82
6		56	ГПП нейтраль	220	208,23	-5,35
7		57	ГПП нейтраль	220	208,23	-5,35

Таблица «Отклонение напряжения» для послеаварийного режима варианта 3
(отключение ВЛ 220 кВ Амурская – Свободненская ТЭС)

ПРИЛОЖЕНИЕ Н

Схемы потокораспределения (вариант 3)

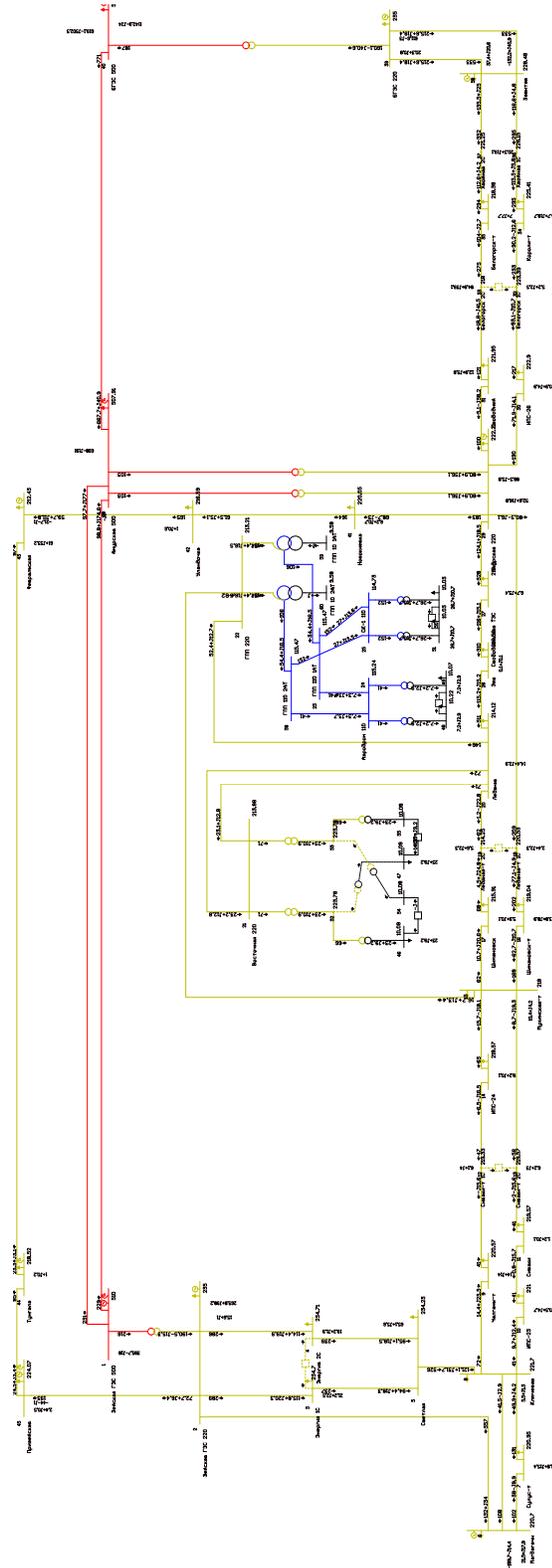


Схема потокораспределения нормального режима (вариант 3)

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Н

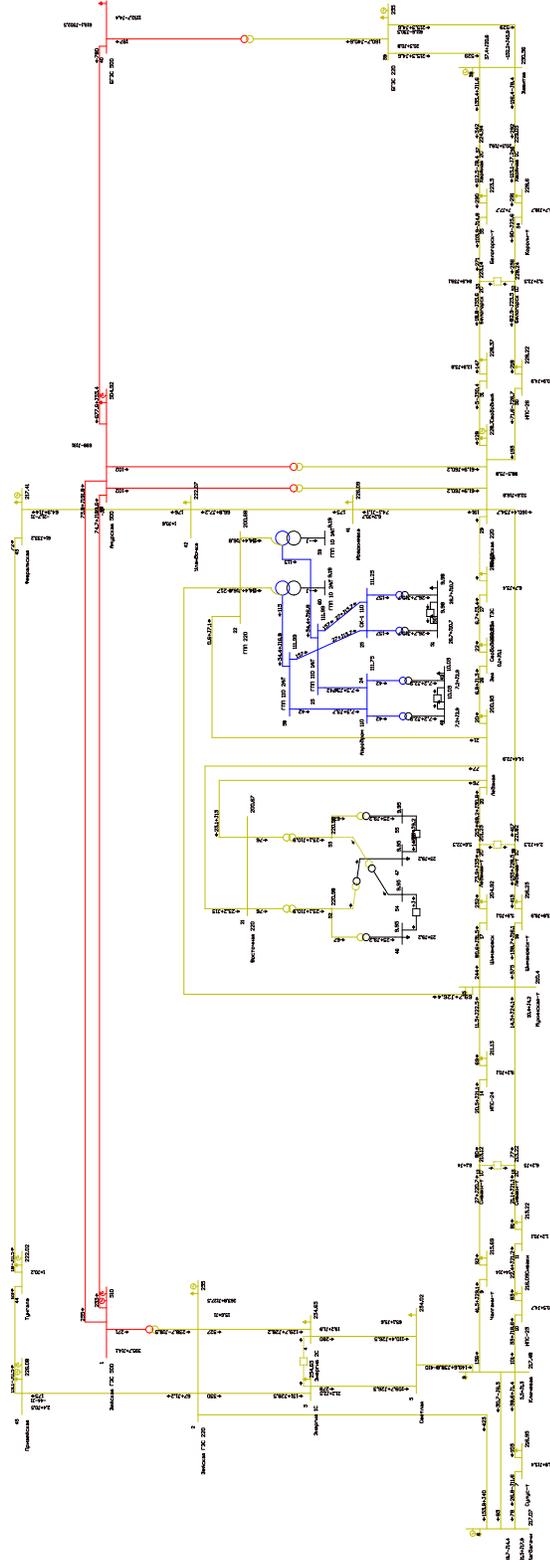


Схема потокораспределения послеаварийного режима (вариант 3)
(отключение ВЛ 220 кВ Амурская – Свободненская ТЭС)

ПРИЛОЖЕНИЕ П
АТДЦТН-63000/220/110-У(ХЛ)1

Технические данные автотрансформатора

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерений	Значение параметров АТ-1
1	Тип автотрансформатора		АТДЦТН-63000/220/110-У(ХЛ)1
2	Год выпуска		2012
3	Завод-изготовитель		ООО Тольятинский автотрансформатор
4	Номинальная мощность обмоток		
	ВН	кВА	63000
	СН	кВА	63000
	НН	кВА	32000
5	Номинальное напряжение		
	ВН	кВ	230
	СН	кВ	121
	НН	кВ	11
6	Номинальный ток обмоток		
	ВН	А	158
	СН	А	300,6
	НН	А	970
8	Номинальная частота	Гц	50
9	Ток холостого хода	%	0,17
10	Потери холостого хода	кВт	22,625
12	Напряжение КЗ		
	ВН-СН	%	37,13
	ВН-НН		10,73
	СН-НН		22,96
13	Схема и группа соединения обмоток		Ун авто/Д-0-11
14	Способ и диапазон регулирования		РПН
15	Наибольший длительно допустимый ток в общей обмотке автотрансформатора	А	185

ПРИЛОЖЕНИЕ Р
Siemens 8DN9

Параметры КРУЭ 220 кВ

Наименование параметра	Единица измерения	Величина
Номинальное напряжение	кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	252
Номинальная частота	Гц	50
Нормированное испытательное напряжение промышленной частоты по отношению к земле	кВ	460
Нормированное испытательное напряжение промышленной частоты между разомкнутыми контактами разъединителя	кВ	530
Нормированное испытательное напряжение грозового импульса по отношению к земле	кВ	1050
Нормированное испытательное напряжение грозового импульса между разомкнутыми контактами разъединителя	кВ	1200
Номинальный ток	А	1250
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79
Ожидаемый срок эксплуатации	год	>50
Температура среды	градус Цельсия	-25 +40

Параметры силовых выключателей КРУЭ 8DN9 220 кВ

Номинальное напряжение	кВ	220
Номинальный ток	А	1250
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79
Собственное время отключения	мс	56
Номинальный ток отключения симметричного тока	кА	31,5
Номинальный ток отключения апериодической составляющей	кА	37

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Р

Параметры силовых выключателей КРУЭ 8DN9 220 кВ

Расчетная длительность КЗ	с	3
Привод силового выключателя		Пружинный

Параметры разъединителей и заземлителей КРУЭ 8DN9 220 кВ

Номинальное напряжение	кВ	220
Номинальный ток	А	1250
Время включения	с	4
Время отключения		4
Тип двигателя		Двигатель постоянного тока
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79

Параметры трансформаторов тока КРУЭ 8DN9 220 кВ

Номинальное напряжение	кВ	220
Номинальный ток	А	1250
Мощность измерительной обмотки, класса точности 0,2S	ВА	20
Мощность обмоток для РЗиА, класса точности 10Р	ВА	30
Коэффициент трансформации		300/5
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79

Параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 8DN9 220 кВ

Номинальное напряжение	кВ	220
Мощность измерительной обмотки, класса точности 0,2	ВА	100
Мощность измерительной обмотки, класса точности 0,5	ВА	100
Мощность обмотки для РЗиА, класса точности 3Р	ВА	45

ПРИЛОЖЕНИЕ С
Siemens 8DN8

Параметры КРУЭ 110 кВ

Наименование параметра	Единица измерения	Величина
Номинальное напряжение	кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	145
Номинальная частота	Гц	50
Нормированное испытательное напряжение промышленной частоты по отношению к земле	кВ	275
Нормированное испытательное напряжение промышленной частоты между разомкнутыми контактами разъединителя	кВ	315
Нормированное испытательное напряжение грозового импульса по отношению к земле	кВ	650
Нормированное испытательное напряжение грозового импульса между разомкнутыми контактами разъединителя	кВ	750
Номинальный ток	А	1250
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79
Ожидаемый срок эксплуатации	год	>50
Температура среды	градус Цельсия	-25 +40

Параметры силовых выключателей КРУЭ 8DN8 110 кВ

Номинальное напряжение	кВ	110
Номинальный ток	А	1250
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79
Собственное время отключения	мс	35
Номинальный ток отключения симметричного тока	кА	40
Номинальный ток отключения аperiodической составляющей	кА	46

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ С

Параметры силовых выключателей КРУЭ 8DN8 110 кВ

Расчетная длительность КЗ	с	3
Привод силового выключателя		Пружинный

Параметры разъединителей и заземлителей КРУЭ 8DN8 110 кВ

Номинальное напряжение	кВ	110
Номинальный ток	А	1250
Время включения	с	4
Время отключения	с	4
Тип двигателя		Двигатель постоянного тока
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79

Параметры трансформаторов тока КРУЭ 8DN8 110 кВ

Номинальное напряжение	кВ	110
Номинальный ток	А	1250
Мощность измерительной обмотки, класса точности 0,2S	ВА	20
Мощность обмоток для РЗиА, класса точности 10Р	ВА	30
Коэффициент трансформации		400/5
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79

Параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 8DN8 110 кВ

Номинальное напряжение	кВ	110
Мощность измерительной обмотки, класса точности 0,2	ВА	100
Мощность измерительной обмотки, класса точности 0,5	ВА	100
Мощность обмотки для РЗиА, класса точности 3Р	ВА	45

ПРИЛОЖЕНИЕ Т
КРУ «СИБЭЛЕКТРОЦИТ» К-61

Технические данные

Номинальное напряжение	кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	12
Номинальный ток сборных шин	А	2500
Номинальный ток термической стойкости	кА	20
Номинальный ток динамической стойкости	кА	51

Технические данные силового выключателя ВВ/Тел-10-20/630(1600)

Номинальное напряжение	кВ	10
Номинальный ток	А	630-1600
Номинальный ток термической стойкости	кА	20-31,5
Ток электродинамической стойкости	кА	51
Номинальный ток отключения	кА	20-31,5
Собственное время отключения	мс	25

Технические данные трансформатора тока ТТ ТОЛ - СЭЦ-10

Номинальное напряжение	кВ	10
Номинальный первичный ток	А	5-3000
Номинальный вторичный ток	А	1; 5
Число вторичных обмоток		до 6
Класс измерений и учета		0,2S; 0,2; 0.5S; 0,5
Классы защиты		5P; 10P
Ток электродинамической стойкости	кА	100
Мощность измерительных обмоток	ВА	20

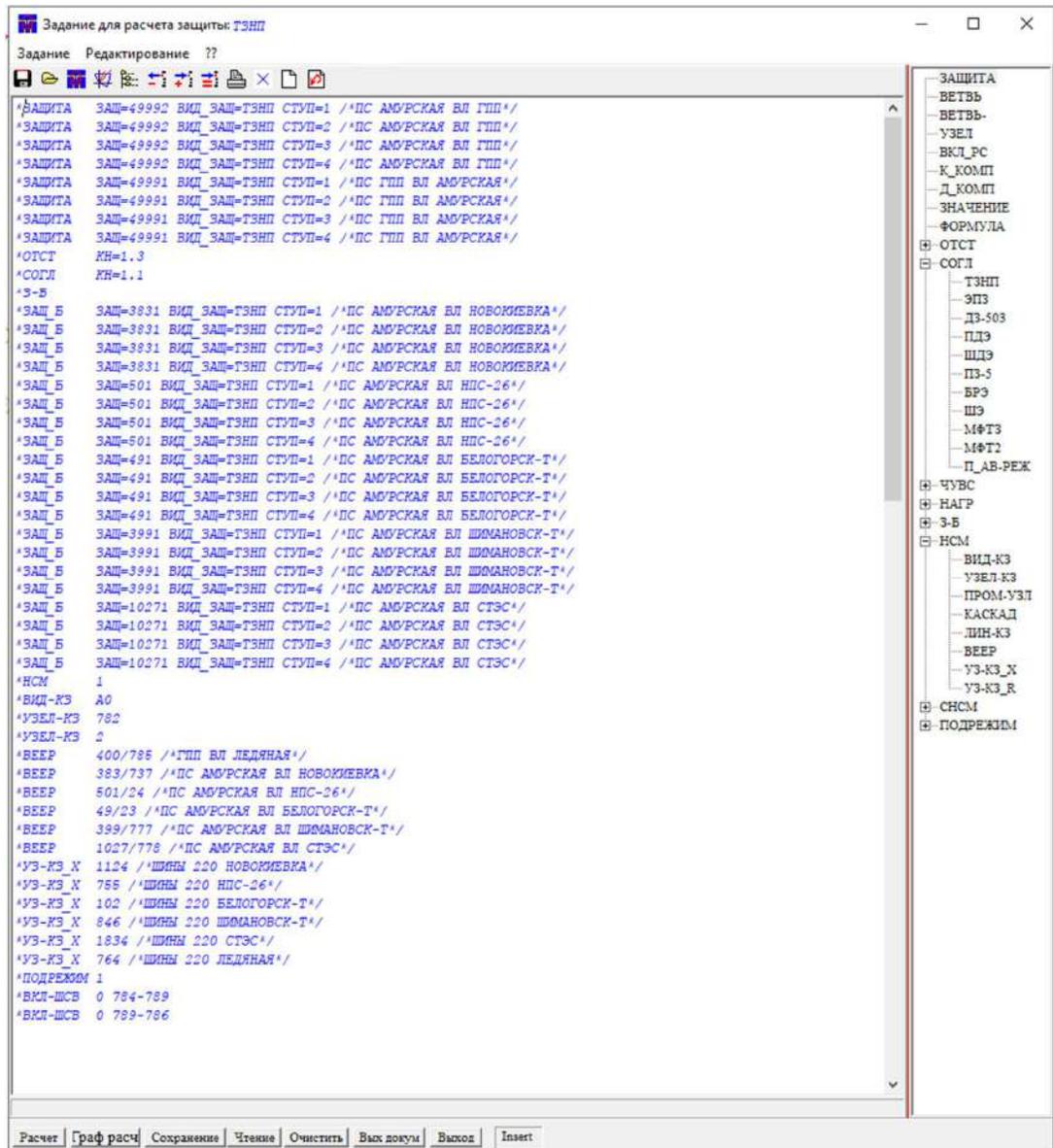
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Т

Технические данные трансформатора напряжения НАМИ-10-УХЛ1

Номинальное напряжение	кВ	10
Номинальное напряжение вторичной обмотки	В	100
Номинальная мощность обмотки измерения класса точность 0,5	ВА	200
Номинальная мощность обмотки измерения класса точность 1	ВА	300

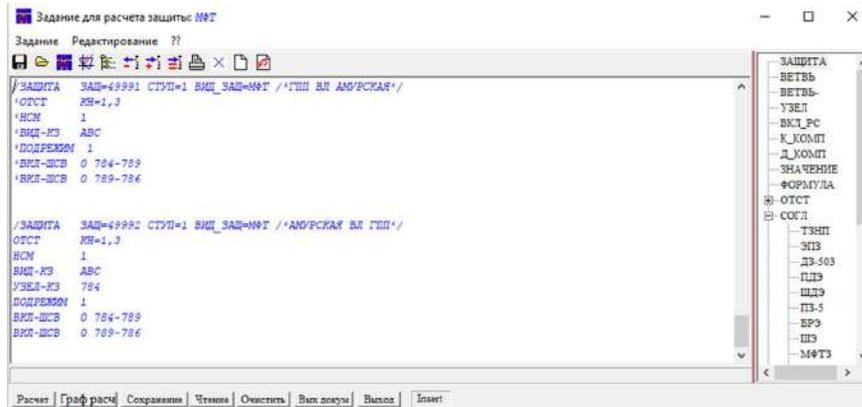
ПРИЛОЖЕНИЕ У

Расчет ступенчатых защит

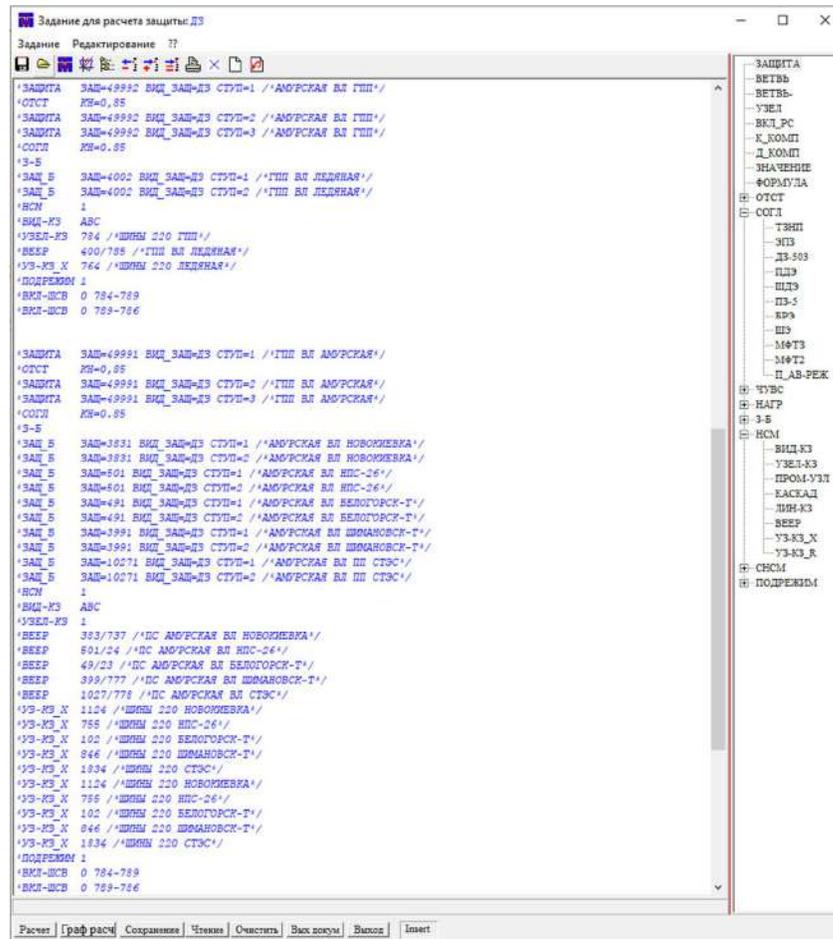


Общее задание на расчет ТЭМП со стороны ПС 500 кВ Амурская и
ПС 220 кВ ГПП

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ У



Общее задание на расчет ТО со стороны ПС 500 кВ Амурская и
ПС 220 кВ ГПП



Общее задание на расчет ДЗ со стороны ПС 500 кВ Амурская и
ПС 220 кВ ГПП

ПРИЛОЖЕНИЕ Ф

Визуальное отображение ПС 220 кВ ГПП в «ОИК Диспетчер»

