

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы внешнего электроснабжения Западно-Сибирского нефтехимического комбината в Тюменской области в связи с ростом нагрузок

ТОМ I

Исполнитель
студент группы 742 об2 _____ И.К. Калашников
(подпись, дата)

Руководитель
профессор, доктор техн. наук _____ Н.В. Савина
(подпись, дата)

Консультант: по
безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук _____ А.Б. Булгаков
(подпись, дата)

Нормоконтроль
ассистент _____ И.А. Лисогурский
(подпись, дата)

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____ Калашникова Ильи Константиновича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы внешнего электроснабжения Западно-Сибирского нефтехимического комбината в Тюменской области в связи с ростом нагрузок

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: контрольные замеры по подстанциям «ЗапСибНефтехим», однолинейные схемы сети, планы подстанций, материалы преддипломной практики

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

Характеристика района реконструкции, расчет элек-х нагрузок, расчет и анализ режимов, разработка вариантов реконструкции, расчет ТКЗ, выбор оборудования, разработка молниезащиты, конструктивное исполнение ПС, РЗиА, экономическая эффективность, БЖД

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 40 рисунков, 77 таблиц, 35 источников, 9 листов графической части

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность А.Б.Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., докт.техн.наук, профессор
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 225 с., 41 рисунок, 81 таблицу, 33 источника.

СИСТЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПРОГНОЗ НАГРУЗОК, ВАРИАНТЫ РЕКОНСТРУКЦИИ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ИНВЕСТИЦИОННАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе были предложены варианты реконструкции системы внешнего электроснабжения «Западно-Сибирского нефтехимического комбината» при учете роста нагрузок и выбран наиболее оптимальный. Произведена реконструкция подстанции ГПП2 с целью ее разгрузки и рассмотрены варианты перевода электроснабжения на Тобольскую ТЭЦ. На проектируемой подстанции рассчитаны токи короткого замыкания, выбрано необходимое оборудование, рассчитаны уставки релейной защиты и автоматики, произведен расчет схем заземления и молниезащиты. Описано конструктивное исполнение проектируемой подстанции и линий, питающих ее. Выполнен расчет и анализ максимального, минимального, ремонтного и послеаварийного режимов. Произведен инвестиционный анализ проекта и показана его экономическая эффективность. Рассмотрена безопасность и экологичность проектируемых объектов.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	11
1 Общая характеристика района реконструкции системы внешнего электроснабжения Западно-Сибирского нефтехимического комбината	14
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Тобольского района	14
1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района проектирования	17
1.3 Характеристика существующей системы внешнего электроснабжения Западно-Сибирского нефтехимического комбината	24
2 Расчет электрических нагрузок	27
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок объектов ООО «ЗапСибНефтехим»	27
2.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок внешней энергосистемы	33
3 Расчет и анализ режимов	37
3.1 Расчет и анализ существующих режимов	40
3.2 Расчет и анализ прогнозируемых режимов	46
4 Разработка вариантов реконструкции системы внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим»	52
4.1 Разработка вариантов реконструкции	52
4.2 Выбор двух конкурентоспособных вариантов реконструкции	57
4.3 Выбор оптимального варианта реконструкции	59
4.3.1 Выбор номинального напряжения	59
4.3.2 Выбор компенсирующих устройств	60
4.3.3 Выбор сечений линий электропередач	61
4.3.4 Выбор схем распределительных устройств	66

4.3.5	Выбор числа и мощности силовых трансформаторов и автотрансформаторов	68
4.3.6	Выбор одного варианта реконструкции	70
5	Расчет токов короткого замыкания	77
5.1	Составление схем замещения	78
5.1.1	Составление схем замещения прямой последовательности	78
5.1.2	Составление схем замещения обратной последовательности	87
5.1.3	Составление схем замещения нулевой последовательности	89
5.2	Расчет токов короткого замыкания	92
5.2.1	Расчет токов короткого замыкания в максимальном режиме	92
5.2.2	Расчет токов короткого замыкания в минимальном режиме	96
6	Выбор и проверка электрических аппаратов	98
6.1	Разработка однолинейной схемы и конструктивного исполнения подстанции ПГВ2	98
6.2	Расчет максимальных рабочих токов	99
6.3	Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	100
6.4	Выбор и проверка выключателей	106
6.5	Выбор и проверка разъединителей	110
6.6	Выбор и проверка трансформаторов тока	112
6.7	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	118
6.8	Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	120
6.9	Выбор трансформаторов собственных нужд	124
6.10	Выбор и проверка аккумуляторных батарей	126
6.11	Выбор и проверка ячеек КРУ	129
7	Разработка молниезащиты и заземления ПГВ2	131
7.1	конструктивное исполнение заземления и его расчет	131
7.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	136
7.3	Выбор ОПН на ПГВ2	137
7.4	Оценка надежности молниезащиты ПС	149

8 Конструктивное исполнение ПГВ2 и питающих ее линий	154
9 Релейная защита и автоматика	157
9.1 Расстановка комплексов защиты при развитии электрической сети	157
9.2 Релейная защита силового трансформатора на ПГВ2	159
9.2.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора	159
9.2.2 Расчет резервных защит	172
9.2.3 Проверка трансформаторов тока	172
9.3 Защита синхронного двигателя от потери синхронизма	181
9.3.1 Расчет уставок по первому режиму	183
9.3.2 Расчет уставок по второму режиму	188
9.4 Расстановка комплексов противоаварийной автоматики при развитии электрической сети	190
10 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети	193
10.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов	193
10.2 Подготовка исходных данных для расчета	194
10.3 Расчет максимального режима и его анализ	194
10.4 Расчет минимального режима и его анализ	199
10.5 Расчет послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ	203
11 Инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции электрической сети	207
12 Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети	210
12.1 Безопасность	210
12.2 Экологичность	214
12.3 Чрезвычайные ситуации	214
Заключение	220
Библиографический список	222

Приложение А Параметры схемы замещения для расчета и анализа существующих режимов	226
Приложение Б Расчет приведенных дисконтированных затрат	229
Приложение В Схемы замещения для расчета токов короткого замыкания в минимальном режиме	230
Приложение Г Результат расчета токов короткого замыкания	233
Приложение Д Выбор основного электротехнического оборудования	237
Приложение Е Параметры схемы замещения для расчета и анализа установившихся режимов после реконструкции сети	243
Приложение Ж Результаты расчета ЧДД	247

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АВР – автоматический ввод резерва;
- АД – асинхронный двигатель;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АРКТ – автоматическое регулирование коэффициента трансформации;
- АТ – автотрансформатор;
- АТГ – автотрансформаторная группа;
- БНТ – бросок тока намагничивания;
- БПИ – бумажно-пропитанная изоляция;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высшее напряжение;
- ГПП – главная понизительная подстанция;
- ГРУ – главное распределительное устройство;
- ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка;
- ДЗ – дистанционная защита;
- ДЗТ – дифференциальная защита с торможением;
- ДТО – дифференциальная токовая отсечка;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- ИПБ – информационный признак блокирования;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередач;

МТЗ – максимальная токовая защита;
НН – низшее напряжение;
ОПН – ограничитель напряжения нелинейный;
ОПУ – общеподстанционный пункт управления;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ОЭС – объединенная энергетическая система;
ПА – послеаварийный;
ПВК – программно-вычислительный комплекс;
ПГВ – подстанция глубокого ввода;
ПП – переключательный пункт;
ПС – подстанция;
ПТН – преобразователь ток – напряжение;
ПУЭ – правила устройства электроустановок;
РЗ – релейная защита
РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;
РУ – распределительное устройство;
СВ – секционный выключатель;
СВ – секционный выключатель;
СГ – синхронный генератор;
СД – синхронный двигатель4
СН – собственные нужды;
СПЭ – сшитый полиэтилен;
СТ – силовой трансформатор;
СШ – секция шин
ТБ – техника безопасности;
ТГ – турбогенератор;
ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;
ТКЗ – токи короткого замыкания
ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;
ТТЭЦ – Тобольская теплоэлектроцентраль;
ЦРП – центральный распределительный пункт;
ЧС – чрезвычайная ситуация
ШСВ – шино-соединительный выключатель;
ЭДС – электродвижущая сила;
ЭС – энергетическая система;
ЭЭС – электроэнергетическая система;
DPP – дисконтированный период окупаемости

ВВЕДЕНИЕ

В последнее время на промышленных предприятиях все чаще применяется схема глубоких вводов при которой высшее напряжение максимально приближается к производственным цехам. Это дает следующие положительные эффекты: уменьшаются потери и токи короткого замыкания в системе электроснабжения предприятия; это позволяет проектировать сети энергоемких предприятий на классе напряжения 110 кВ, что дает существенный экономический эффект за счет меньших капитальных вложений в основное электротехническое оборудование.

Описанная выше тенденция развития электроэнергетики будет отражена в данной выпускной квалификационной работе при составлении возможных вариантов реконструкции системы внешнего электроснабжения Западно-Сибирского нефтехимического комбината в городе Тобольск Тюменской области в связи с ростом электрических нагрузок объектов нефтехимического комбината.

Актуальность данной работы заключается в том, что при росте нагрузок при действующей системе внешнего электроснабжения комбината при аварийном отключении одного из силовых трансформаторов на ГПП2 при условии, что один из двух оставшихся в работе выведен в ремонт, наблюдается превышение длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора. Еще можно отметить, что действующие ГПП являются трех трансформаторными подстанциями, что с точки зрения надежности является не лучшим вариантом, так как трудно реализовать точную работу алгоритма автоматического ввода резерва. Также в 2016 году ПАО «Сибур Холдинг» выкупил сто процентов уставного капитала Тобольской ТЭЦ, поэтому при возможных вариантах реконструкции следует рассмотреть вариант перевода электроснабжения комбината на Тобольскую ТЭЦ, с целью экономии на покупки электроэнергии.

Целью данной выпускной квалификационной работы является определение наиболее экономически целесообразного варианта по разгрузке, действующей ГПП2 в прогнозируемом периоде.

Основными задачами при проектировании является разработка вариантов подключения элементов сети и выбор наиболее экономичного, выбор основного оборудования подстанции, разработка и выбор релейной защиты и автоматики, расчет максимальных, минимальных и послеаварийных режимов, а также определение показателей инвестиционной привлекательности варианта реконструкции сети.

В данной выпускной квалификационной работе была приведена краткая характеристика района проектирования, выбран эквивалент сети, проведен расчет вероятностных характеристик нагрузок потребителей района проектирования, составлены семь вариантов реконструкции системы внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим» и выбран наиболее эффективный с точки зрения экономичности. Были рассчитаны токи короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах в узлах системы электроснабжения комбината и выбрано силовое оборудование на проектируемой подстанции, а также проверено ранее установленное оборудование на действие возросших токов короткого замыкания в следствии перевода электроснабжения нефтехимического комбината на Тобольскую ТЭЦ. Был произведен расчет заземления и молниезащиты проектируемой подстанции, с последующей проверкой надежности молниезащиты. Описано конструктивное исполнение кабельных линий питающих проектируемую подстанцию и способ их подключения к распределительному устройству, а также конструктивное исполнение проектируемой подстанции. Был произведен расчет основных и резервных защит силового трансформатора и расчет защиты от потери синхронизма высоковольтного синхронного двигателя, подключенного к шинам проектируемой подстанции. Расставлены комплекты релейной защиты и автоматики на вновь вводимых в эксплуатацию объектах. Был произведен расчет и анализ

максимальных, минимальных и послеаварийных режимов после реконструкции сети. Произведена оценка инвестиционной привлекательности выбранного варианта реконструкции. Описана безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции системы электроснабжения.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были использованы следующие программно-вычислительные комплексы: «MathCad-14» и «RastWin 3», система автоматизированного проектирования и черчения – Компас-3D, а также пакет программ «Microsoft Office - 2016».

Графическая часть выпускной квалификационной работы представлена на девяти листах формата А1.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАПАДНО СИБИРСКОГО НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО КОМБИНАТА

Характеристика района реконструкции системы внешнего электроснабжения проводится для того, чтобы при дальнейшем выполнении выпускной квалификационной работы можно было понимать, что из себя представляет данный участок электрической сети, понимать какие существуют недостатки и предложить возможные решения по устранению этих недостатков.

В данном разделе рассмотрена климатическая характеристика и территориальные особенности района размещения Западно-Сибирского нефтехимического комбината на котором планируется реконструкция системы внешнего электроснабжения. Данная характеристика позволит правильно выбрать основное электротехническое оборудование, а также правильно выбрать конструкцию и способ прокладки ЛЭП.

Западно-Сибирский нефтехимический комбинат расположен в пригороде города Тобольск в Тюменской области, поэтому также в данном разделе будут описана внешняя ЭЭС Тюменской области, включая ПС и электрические станции, являющиеся источниками питания для потребителей комбината.

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Тобольского района

Западно-Сибирский нефтехимический комбинат расположен в Тобольском районе в 10 км к северо-востоку от города Тобольск в Тюменской области, который расположен на южной границе таежной зоны Западно-Сибирской низменности. Климат района - континентальный, с суровой продолжительной зимой, коротким, сравнительно теплым и влажным летом и непродолжительными переходными сезонами (весна и осень). Равнинность района обусловлена расположением его на Западно-Сибирской равнине. Это

характеризуется отсутствием гор, равнинностью территории, редкими сопками. Город Тобольск расположен на высоте 100 метров относительно уровня моря.

В качестве основных климатических показателей для дальнейшего проектирования потребуется следующая информация, определенная на основе многолетних статистических наблюдений.

Среднемесячная температура воздуха колеблется от минус 18,5 °С в январе до 18 °С в июле. Абсолютный минимум и максимум температуры соответственно равны минус 52 °С и 35 °С. Эта информация потребуется для определения ДДТН сечений ЛЭП района проектирования, чтобы оценить степень загрузки ВЛ и КЛ и необходимость их усиления, а также для правильного выбора категории размещения основного оборудования ОРУ. Температурный режим определяет и глубину промерзания грунта.

В соответствии с требованиями ПУЭ по карте районирования территории РФ по ветровому давлению, Тобольский район соответствует II району по ветру, нормативное ветровое давление 500 Па [16]. Данная информация используется для правильного выбора конструкций ВЛ.

По уровню загрязнения атмосферы Тобольский район соответствует II и III степени. Среднегодовая влажность воздуха варьируется от 73 до 80 %. Данные показатели потребуются для выбора уровня изоляции основного электротехнического оборудования.

В соответствии с [16] район проектирования относится к району с умеренной пляской проводов.

Среднегодовая продолжительность гроз составляет 40-45 часов. А удельная плотность ударов молнии в землю равна $3 \text{ л} / (\text{км}^2 \cdot \text{год})$, согласно [16]. Данная информация используется для расчета грозозащиты ВЛ и ПС.

Тобольский район согласно [16] относится к II району по степени гололеда, нормативная толщина стенки гололеда 15 мм. Данная информация ис-

пользуется для определения сечений ВЛ и расчета стрел провеса проводов и грозозащитных тросов.

Максимальная глубина промерзания грунта в городе Тобольске по данным многолетних наблюдений – 224 см. Нормативная глубина промерзания, согласно СНиП 2.02.01-83, для глинистого грунта города Тобольска – 210 см, согласно СНиП 23-01-99 – 193 см. Удельные сопротивления грунтов для данного района соответственно для суглинка и супеси равны: $\rho_1 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_2 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; Глубина каждого слоя грунта соответственно равна: $h_1 = 8 \text{ м}$; $h_2 = 9 \text{ м}$; Данная информация нужна для расчета заземления ПС и ЛЭП, а также учитывается при прокладке КЛ в траншеях.

Указанная выше информация сведена в таблицу 1. Климатические параметры, указанные в ней, потребуются при дальнейших расчетах.

Таблица 1 – Климатические характеристики Тобольского района

Наименование	Показатели
Район по гололеду	II
Район по ветру	II
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	15
Нормативное ветровое давление, Па	300
Интенсивность пляски проводов	умеренная
Среднее количество грозовых часов в году, час	40-45
Удельная плотность ударов молнии в землю, $1/(\text{км}^2 \cdot \text{год})$	3
Степень загрязнения атмосферы	II, III
Относительная влажность воздуха, %	73-80
Удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта, $\text{Ом} \cdot \text{м} \times \text{м}$	90 x 8
Удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта, $\text{Ом} \cdot \text{м} \times \text{м}$	150 x 9
Температуры воздуха:	
Средний минимум, °С	минус 18,5
Абсолютный минимум, °С	минус 52
Средний максимум, °С	18
Абсолютный максимум, °С	35

1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района проектирования

ЭЭС Тюменской области функционирует в составе ОЭС Урала, в которую помимо энергосистемы Тюменской области входят также энергосистемы республики Башкортостан, Удмуртской республики, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, Пермского края, Кировской, Оренбургской, Свердловской, Курганской и Челябинской областей.

Оперативно-диспетчерское управление Тюменской энергосистемой осуществляет Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Тюменской области» (Тюменское РДУ).

Системообразующая сеть Тюменской энергосистемы сформирована на напряжении 220-550 кВ, а распределительная сеть на напряжении 35-110 кВ.

Системообразующие сети относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – «МЭС Западной Сибири».

Энергосистема Тюменской области разделена на 4 энергорайона: Тюменский, Ишимский, Тобольский и Южный. Рассматриваемый район проектирования относится к Тобольскому энергорайону.

Источниками питания для потребителей Тобольского энергорайона и объекта проектирования данной работы являются узловые подстанции «Тюмень» и «Демьянская», переключательный пункт Нелым и Тобольская ТЭЦ (ТТЭЦ).

ПС 500 кВ Тюмень расположена рядом с городом Тюмень и принадлежит ПАО «ФСК ЕЭС» в зоне эксплуатационной деятельности Южного ПМЭС.

На подстанции расположены три открытых распределительных устройства 500, 220 и 110 кВ. ОРУ 500 кВ выполнено по нетиповой схеме на основе схемы №500-15 «Трансформатор-шины с присоединением линий через два

выключателя». К ОРУ 500 кВ подключены две АТГ по 501 МВА каждая и пять отходящих линий:

- Рефтинская ГРЭС-Тюмень №1;
- Рефтинская ГРЭС-Тюмень №2;
- Тюмень-ПП Беркут;
- Тюмень-ПС Луговая;
- Тюмень-ПП Тобол.

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме №220-13 «Две рабочие системы шин». К ОРУ 220 кВ подключено три ВЛ 220 кВ и два АТ мощность 125 МВА каждый.

ОРУ 110 кВ выполнено по нетиповой схеме на основе №110-13 «Две рабочие системы шин». К ОРУ 110 кВ подключено пятнадцать ВЛ 110 кВ. Однолинейная схема ОРУ 500 кВ ПС Тюмень представлена на рисунке 1.

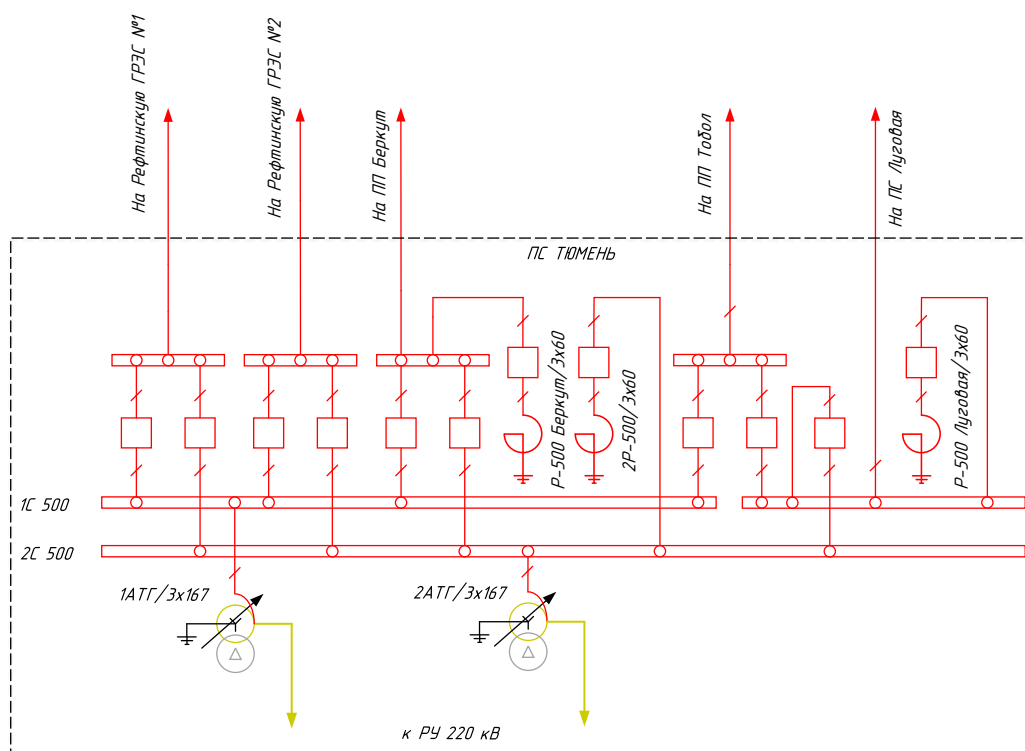


Рисунок 1 – ОРУ 500 кВ ПС Тюмень

ПС 500 кВ Демьянская расположена в Уватском районе рядом с селом Демьянское. Подстанция предназначена для преобразования электрической

энергии напряжением 500 кВ в напряжение 220 кВ, 110 кВ, 10 кВ и 6 кВ. Характер нагрузки – промышленный. На подстанции расположены три открытых распределительных устройства 500, 220 и 110 кВ.

ОРУ 500 кВ выполнено по схеме № 500-15 «Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя». К ОРУ 500 кВ подключены две АТГ по 501 МВА каждая и четыре отходящих линий:

- Демьянская-ПС Луговая;
- Демьянская-ПП Нелым;
- Демьянская-ПС Пыть-Ях;
- Демьянская-ПП Тобол.

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме №220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин». К ОРУ 220 кВ подключено шесть ВЛ 220 кВ и три АТ общей мощностью 251 МВА.

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме №110-13Н «Две рабочие и обходная системы шин». К ОРУ 110 кВ подключено четыре ВЛ 110 кВ. Однолинейная схема ОРУ 500 кВ ПС Демьянская представлена на рисунке 2.

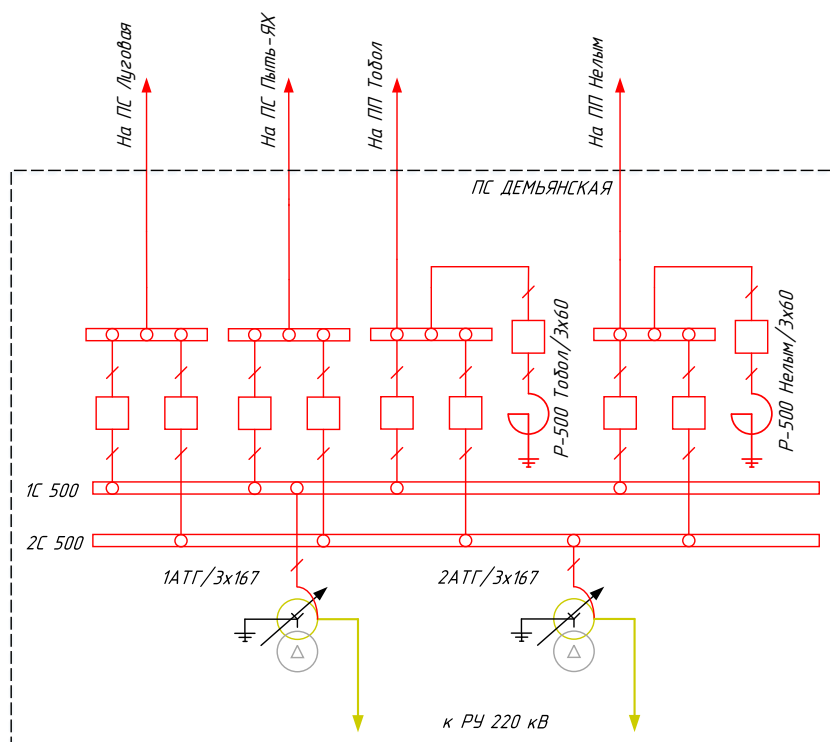


Рисунок 2 – ОРУ 500 кВ ПС Демьянская

ПП Нелым расположен в Тюменской области в Уватском районе рядом с селом Демьянское. ОРУ 500 кВ выполнено по схеме «четыреугольник». К ОРУ 500 кВ подключены четыре высоковольтные линии: ВЛ 500 кВ Нелым – Пыть-Ях, ВЛ 500 кВ Демьянская – Нелым, ВЛ 500 кВ Нелым – Магистральная, ВЛ 500 кВ Нелым – Тобол. Однолинейная схема ОРУ 500 кВ ПП Нелым приведена на рисунке 3.

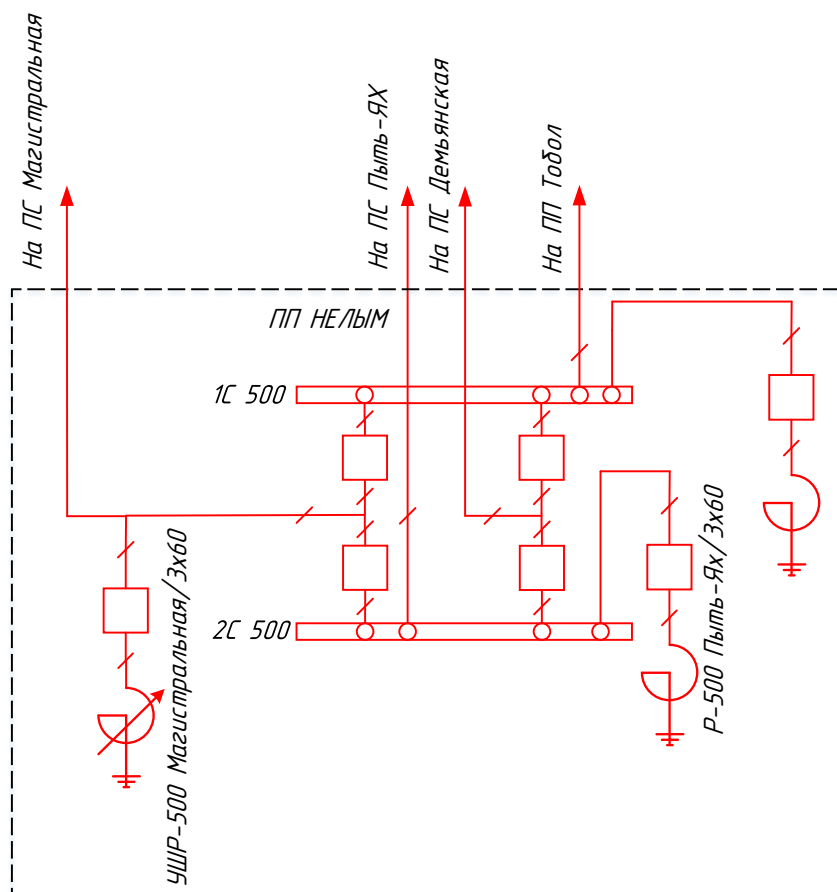


Рисунок 3 – ОРУ 500 кВ ПП Нелым

ТТЭЦ расположена в городе Тобольск Тюменской области. Является ключевым поставщиком тепла и электричества для г. Тобольска, единственным производителем и поставщиком технологического пара для Тобольского нефтехимического комбината. На станции установлены 5 ТГ, информация по которым приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Генерирующее оборудование ТТЭЦ

№ Генератора	Марка генератора	Мощность, МВт	Напряжение, кВ
1	ТВВ-160-2АУЗ	160	18
2	ТВВ-200-2АУЗ	200	15,75
3	ТВВ-160-2ЕУЗ	160	18
4	ТВФ-110-2ЕУЗ	110	10,5
5	ТВФ-110-2ЕУЗ	110	10,5

На ТТЭЦ расположены три РУ 10, 110 и 220 кВ. К распределительному устройству 220 кВ подключен энергоблок №5. От него отходят две линии на ПС Иртыш.

ЗРУ 110 кВ выполнено по схеме №110-13Н «Две рабочие и обходная системы шин». От ЗРУ 110 кВ отходят три линии на ПС Иртыш, а также линии на следующие подстанции: ГППЗ, Тобольская, Бегишево. Также подключены два трансформатора по 63 и 80 МВА соответственно, для перетока мощности на ГРУ 10 кВ, к которому подключены потребители филиала ПАО «Сибур Холдинг» – «Сибур Тобольск». Однолинейная схема Тобольской ТЭЦ представлена на рисунке 4.

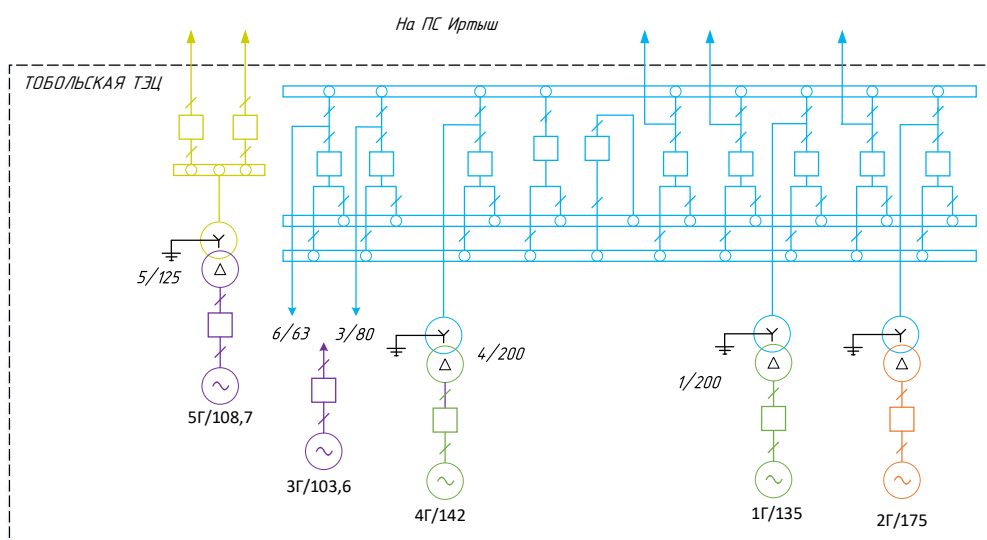


Рисунок 4 – Однолинейная схема Тобольской ТЭЦ

Данные о трансформаторной мощности и схемах РУ остальных ПС выбранного эквивалента сети и информация по ЛЭП, связывающих ПС расположенных в районе проектирования, приведены в таблицах 3 и 4 соответственно. Данная информация взята согласно однолинейной схеме внешнего электроснабжения Западно-Сибирского нефтехимического комбината, предоставленной ООО «ЗапСибНефтехим» во время прохождения производственной практики.

Таблица 3 – Подстанции района проектирования

Наименование ПС/ПП	$S_{T.НОМ}, MVA \times ед$	Схема РУ ВН
Иртыш	250 x 2, 125 x 1	№500-7 «Четырехугольник»
Нелым	–	№500-7 «Четырехугольник»
Беркут	–	№500-6Н «Треугольник»
Тобол	–	2х№500-7 «Четырехугольник»
ЗапСиб	4 x 250	№500-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем»
ГПП1	3 x 100	№110-1 «Блок (линия-трансформатор) с разъединителем»
ГПП2	3 x 100	№110-1 «Блок (линия-трансформатор) с разъединителем»

В таблице 4 указаны длительно допустимые токовые нагрузки ВЛ, определенные согласно [1]. Приведение ДДТН неизолированных проводов к температуре окружающей среды осуществляется по следующей формуле:

$$I_{ДДТН(t)} = k_t \cdot I_{ДДТН(25)}; \quad (1)$$

где $I_{ДДТН(25)}$ - ДДТН при температуре окружающей среды равной 25 °С;

k_t - поправочный коэффициент на температуру воздуха [1].

Покажем расчет на примере линии Тюмень – Тобол, определив ДДТН при температуре окружающего воздуха равной 0 °С.

$$I_{\text{ДДТН}(0)} = 1,24 \cdot 1890 = 2353 \text{ A};$$

Для КЛ приведение ДДТН к температуре окружающей среды осуществляется по аналогичной формуле, поправочные коэффициенты определяются на основании каталогов на кабели соответствующего типа.

Таблица 4 – Характеристика ЛЭП района проектирования

Наименование ЛЭП	U _{ном} , кВ	Марка провода	Длина, км	Сечение провода, мм ²	Допустимый ток, А	
					при t 25 °С	при t 0 °С
ВЛ Тюмень-Тобол	500	2хАС 500/64 3хАС 300/39	1,5 240,5	500 300	1890	2353
ВЛ Иртыш-Тобол	500	2хАС 400/93	10,6	400	1720	2141
ВЛ Тобол-Демьянская	500	2хАС 400/93, 3хАС 300/39	158,5 5,89	400 300	1720	2141
ВЛ Тобол-Нельым	500	3хАС 300/39	175,7	400	2130	2651
ВЛ Тобол-ЗапСиб, I, II, III, IV цепь	500	2хАС 400/93	2,64	400	1720	2141
Тюмень-Беркут	500	2хАС 400/93, 3хАС 300/39	29,42 56,6	400 300	1720	2141
Беркут-Иртыш	500	2хАС 400/93, 3хАС 300/39	63,5 206	400 300	1720	2141
Нельым-Демьянская	500	2хАС 400/93, 3хАС 300/39	2 1,17	400 300	1720	2141
КЛ ЗапСиб-ГПП1	110	ПвПу2г	0,17	3х(1х500)	900	1062
КЛ ЗапСиб-ГПП2	110	ПвПу2г	1,85	3х(1х500)	900	1062
ТТЭЦ-ПС Иртыш РУ 220 кВ	220	АС 300/39	9,5	300	710	884
ТТЭЦ-ПС Иртыш РУ 110 кВ	110	АС 400/51	8,5	400	825	1027

Также для наглядности на рисунке 5 приведена карта схема согласно [25]. Подробная однолинейная схема эквивалента сети приведена на листе 1 графической части.

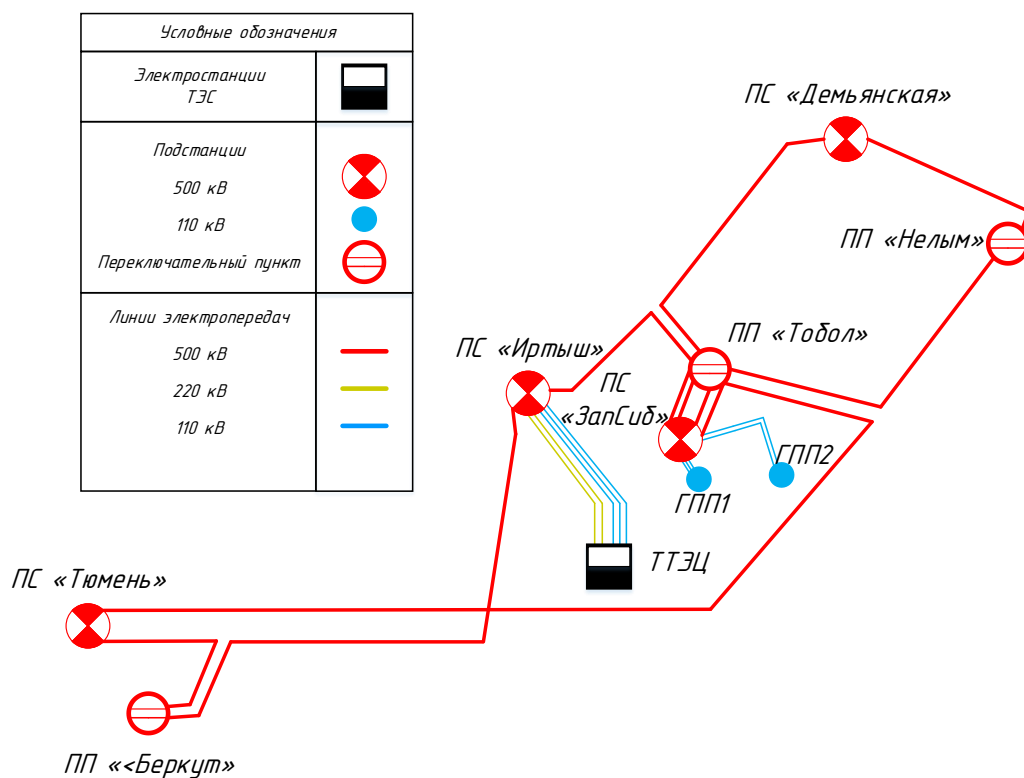


Рисунок 5 – Карта схема выбранного эквивалента сети

1.3 Характеристика существующей системы внешнего электро-снабжения Западно-Сибирского нефтехимического комбината

Электроснабжение Западно – Сибирского Нефтехимического Комбината осуществляется от ПП «Тобол», включенного в рассечку линий 500 кВ ПС «Иртыш» – «ПС Демьянская» и ПС «Тюмень» – ПП «Нелым». Линии выполнены на опорах типа:

- промежуточные одноцепные опоры типа ПБ-2;
- анкерно – угловые одноцепные опоры типов У2К и У2;

ПП «Тобол» состоит из двух РУ выполненных по схеме «Четырех-угольник».

С ПП электроэнергия передается на ЦРП 500/110/35 «ЗапСиб» по двум двухцепным линиям 500 кВ длиной 2,7 км, выполненным проводом 3хАС-300/39 с применением следующих опор:

- промежуточные двухцепные опоры типов П500-2.15.5, П500-2.15.5+5;

– анкерно – угловые двухцепные опоры типов У500-2.15.5, У500-2.15.5+5.

На ЦРП «ЗапСиб» установлены 4 АТ марки АТДЦТН-250000/500/110 УХЛ1. Сторона 35 кВ используется для питания СН ПС «ЗапСиб» и в качестве резервного питания ПП «Тобол». РУ 110 кВ выполнено с использованием ячеек КРУЭ.

От шин КРУЭ 110 кВ электроэнергия по КЛ, проложенным в кабельных эстакадах передается на ГПП1 и ГПП2. На ГПП1 и ГПП2 установлены по три трансформатора марки ТРДЦТН-100000/110 УХЛ1, их РУ выполнено открытым.

Однолинейная схема системы внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим» представлена на рисунке 6.

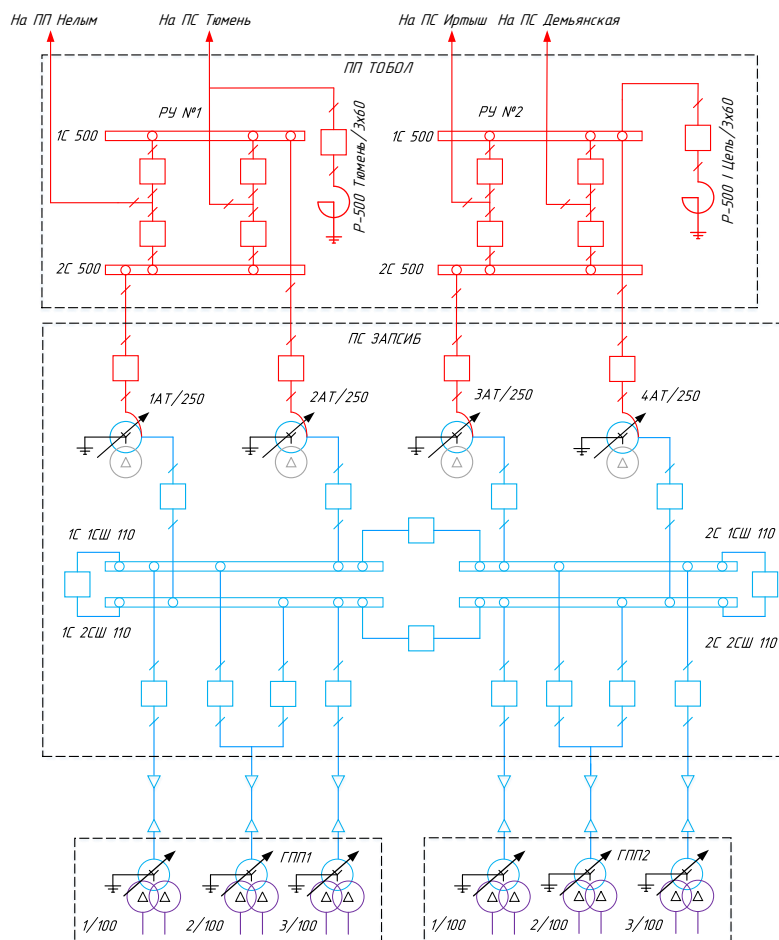


Рисунок 6 – Схема внешнего электроснабжения

От шин 10 кВ трансформаторов ГПП 1 и ГПП 2 питаются следующие объекты нефтехимического комбината, представленные в таблице 5, также указана их максимальная активная мощность.

Таблица 5 – Объекты нефтехимического комбината

Наименование объекта	$P_{MAX}, MВт$
Установка пиролиза №1	16,89
Установка пиролиза №2	16,5
Установка пиролиза №3	23,4
Установка пиролиза №4	12,8
Установка полиэтилена низкой плотности №1	32
Установка полиэтилена низкой плотности №2	36,44
Установка полиэтилена высокой плотности №1	31,95
Установка полиэтилена высокой плотности №2	35,62
Установка по производству полипропилена	38,12
Установка генерации пара	2,48
Объекты ОЗХ	23,69
Установка по производству сжатого воздуха и азота	11,74
Здание электроустановок №1	14,92

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Целью данного раздела является расчет электрических нагрузок подстанций выбранного эквивалента сети. Для расчета нагрузок был выбран вероятно-статистический метод. Текущие активные и реактивные нагрузки требуются для расчета существующих режимов и проверки выбранного эквивалента сети. Прогнозируемые нагрузки потребуются для дальнейших расчетов установившихся режимов и выбора основного оборудования. Исходной информацией для расчета являются контрольные замеры по ГПП1 и ГПП2 полученные во время прохождения производственной практики. Нагрузки ПС внешней ЭЭС определяются по оптимальной загрузке трансформаторов и автотрансформаторов. Перетоки мощности по ЛЭП внешней ЭЭС взяты согласно [26].

2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок объектов ООО «ЗапСибНефтехим»

Так как «ЗапСибНефтехим» является производственным объектом с непрерывным технологическим процессом, то в качестве нагрузок для расчета требуется рассчитать вероятностные характеристики для случая установившегося технологического процесса. Для расчета нагрузок в осенне-зимний период и в весенне-летний максимум исходными данными являются контрольные замеры, произведенные на вводах 10 кВ трансформаторов ГПП1 и ГПП2 за 16 декабря 2020 года. В качестве весенне-летнего минимума принимаем режим планового останова производства, в данном случае расчет будет производиться по коэффициенту снижения нагрузки при останове производства, равному 0,113, полученному во время прохождения производственной практики. Пример расчета вероятностных характеристик покажем по контрольным замерам, снятым на вводе 10 кВ 2СШ 1Т ГПП1. Требуется рассчитать следующие нагрузки:

1) Средняя активная мощность – используется для расчета электропотребления и выбора силовых трансформаторов. Определяется по следующей формуле:

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

где T – период в течении которого производились измерения, равен 24 часа;

$$P_{CP} = \frac{1}{24} \cdot \left[\begin{array}{l} 12,8 + 12,6 + 12,6 + 13,2 + 13,2 + 12,4 + \\ + 11,84 + 12,04 + 12,31 + 12,24 + 12,22 + \\ + 13 + 12,71 + 13,16 + 12,05 + 17,26 + 11,79 + \\ + 12,56 + 13,07 + 13,1 + 13,5 + 13,03 + 13,3 \end{array} \right] = 12,86 \text{ MBm};$$

2) Среднеквадратичная (эффективная) мощность – используется для расчета потерь мощности и энергии.

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

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot \left[\begin{array}{l} 12,8^2 + 12,6^2 + 12,6^2 + 13,2^2 + 13,2^2 + 12,4^2 + \\ + 11,84^2 + 12,04^2 + 12,31^2 + 12,24^2 + 12,22^2 + \\ + 13^2 + 12,71^2 + 13,16^2 + 12,05^2 + 17,26^2 + 11,79^2 + \\ + 12,56^2 + 13,07^2 + 13,1^2 + 13,5^2 + 13,03^2 + 13,3^2 \end{array} \right]} = 12,9 \text{ MBm};$$

Далее рассчитываем коэффициент формы, по которому будем определять эффективную мощность в прогнозируемом периоде.

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{ЭФ}}}{P_{\text{CP}}}; \quad (4)$$

$$K_{\phi} = \frac{12,9}{12,86} = 1,003;$$

3) Максимальная мощность – используется для выбора элементов электрической сети, расчета и анализа установившихся режимов.

$$P_{\text{MAX}} = P_{\text{CP}} \cdot \left(1 + 1,96 \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right); \quad (5)$$

$$P_{\text{MAX}} = 12,86 \cdot \left(1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,003^2 - 1}\right) = 14,88 \text{ МВт};$$

Далее рассчитываем коэффициент максимума, по которому будем определять среднюю мощность в прогнозируемом периоде.

$$K_{\text{MAX}} = \frac{P_{\text{MAX}}}{P_{\text{CP}}}; \quad (6)$$

$$K_{\text{MAX}} = \frac{14,88}{12,86} = 1,16;$$

4) Минимальная мощность при останове производственного процесса вычисляется по следующей формуле:

$$P_{\text{MIN}} = P_{\text{MAX}} \cdot K_{\text{MIN}}; \quad (7)$$

где K_{MIN} – коэффициент снижения нагрузки при плановом останове производственного процесса;

$$P_{MIN} = 14,88 \cdot 0,113 = 1,68 \text{ MBm};$$

Результат расчета текущих вероятностно-статических характеристик нагрузок и вероятностных коэффициентов при установившемся технологическом процессе, приведенных к стороне 10 кВ трансформаторов ГПП1 и ГПП2 представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Вероятностные характеристики по активной мощности

Подстанция		P_{MAX}, MBm	P_{CP}, MBm	$P_{ЭФ}, \text{MBm}$	P_{MIN}, MBm	K_{MAX}	K_{ϕ}	
ГПП1	1Т	1СШ	17,16	16,50	16,50	1,94	1,04	1,0002
		2СШ	14,88	12,86	12,90	1,68	1,16	1,0032
	2Т	1СШ	5,23	5,21	5,21	0,59	1,00	1,0000
		2СШ	12,76	12,14	12,14	1,44	1,05	1,0003
	3Т	1СШ	17,68	16,91	16,92	2,00	1,05	1,0003
		2СШ	7,27	6,71	6,72	0,82	1,08	1,0009
ГПП2	1Т	1СШ	11,70	11,70	11,70	1,32	1,00	1,0000
		2СШ	19,18	18,56	18,56	2,17	1,03	1,0001
	2Т	1СШ	21,09	20,57	20,57	2,38	1,03	1,0001
		2СШ	14,06	13,39	13,40	1,59	1,05	1,0003
	3Т	1СШ	2,02	1,99	1,99	0,23	1,02	1,0000
		2СШ	14,03	13,40	13,40	1,59	1,05	1,0003

Для реактивных нагрузок алгоритм расчета аналогичен. Результат представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Вероятностные характеристики по реактивной мощности

Подстанция		Q_{MAX}, MVar	Q_{CP}, MVar	$Q_{ЭФ}, \text{MVar}$	Q_{MIN}, MVar	K_{MAX}	K_{ϕ}	
1		2	3	4	5	6	7	
ГПП1	1Т	1СШ	4,90	4,90	4,90	0,55	1,00	1,00
		2СШ	-0,33	-0,07	-0,15	-0,04	4,39	2,00
	2Т	1СШ	1,65	1,27	1,28	0,19	1,30	1,01
		2СШ	3,13	2,90	2,91	0,35	1,08	1,00
	3Т	1СШ	1,02	0,55	0,60	0,12	1,86	1,09
		2СШ	2,43	2,36	2,36	0,28	1,03	1,00

1		2	3	4	5	6	7	
ГПП2	1Т	1СШ	-4,73	-3,89	3,91	-0,53	1,22	1,0060
		2СШ	-6,96	-5,80	5,83	-0,79	1,20	1,0051
	2Т	1СШ	-6,75	-4,91	5,00	-0,76	1,37	1,0181
		2СШ	0,94	0,89	0,89	0,11	1,06	1,0004
	3Т	1СШ	1,44	1,39	1,39	0,16	1,04	1,0001
		2СШ	-5,46	-5,41	5,41	-0,62	1,01	1

Ожидаемые нагрузки рассчитываются на основании максимальной расчетной мощности потребителей комбината подключенных к секциям шин 10 кВ трансформаторов ГПП1 и ГПП2, данная информация получена во время прохождения производственной практики. Остальные вероятностные характеристики рассчитываются по вероятностным коэффициентам, посчитанным ранее. Пример расчета покажем на примере 2СШ 1Т ГПП1.

$$P_{CP}^{ПРОГ} = \frac{P_{MAX}^{ПРОГ}}{K_{MAX}}; \quad (8)$$

$$P_{CP}^{ПРОГ} = \frac{24,26}{1,04} = 23,31 \text{ МВт};$$

$$P_{ЭФ}^{ПРОГ} = P_{CP}^{ПРОГ} \cdot K_{\Phi}; \quad (9)$$

$$P_{ЭФ}^{ПРОГ} = 23,32 \cdot 1,0002 = 23,32 \text{ МВт};$$

$$P_{MIN}^{ПРОГ} = P_{MAX}^{ПРОГ} \cdot K_{MIN}; \quad (10)$$

$$P_{MIN}^{ПРОГ} = P_{MAX}^{ПРОГ} \cdot K_{MIN};$$

Результат расчета по всем секциям шин представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Прогнозирование активных нагрузок

Подстанция		$P_{MAX}, MВт$	$P_{CP}, MВт$	$P_{ЭФ}, MВт$	$P_{MIN}, MВт$	K_{MAX}	K_{ϕ}	
ГПП1	1Т	1СШ	24,26	23,31	23,32	2,74	1,04	1,0002
		2СШ	22,06	19,06	19,12	2,49	1,16	1,0032
	2Т	1СШ	13,13	13,08	13,08	1,48	1,00	1,0000
		2СШ	24,26	23,08	23,09	2,74	1,05	1,0003
	3Т	1СШ	22,06	21,10	21,11	2,49	1,05	1,0003
		2СШ	13,09	12,09	12,10	1,48	1,08	1,0009
ГПП2	1Т	1СШ	23,6	23,60	23,60	2,67	1,00	1,0000
		2СШ	38,34	37,11	37,11	4,33	1,03	1,0001
	2Т	1СШ	26,77	26,11	26,11	3,03	1,03	1,0001
		2СШ	31,51	30,01	30,02	3,56	1,05	1,0003
	3Т	1СШ	21,65	21,29	21,29	2,45	1,02	1,0000
		2СШ	23,92	22,84	22,85	2,70	1,05	1,0003

Для реактивных нагрузок алгоритм расчета аналогичен. Результат представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Прогнозирование реактивных нагрузок

Подстанция		$Q_{MAX}, MВар$	$Q_{CP}, MВар$	$Q_{ЭФ}, MВар$	$Q_{MIN}, MВт$	K_{MAX}	K_{ϕ}	
ГПП1	1Т	1СШ	3,63	3,63	3,63	0,41	1,00	1,00
		2СШ	3,39	0,77	1,54	0,38	4,39	2,00
	2Т	1СШ	2,57	1,97	2,00	0,29	1,30	1,01
		2СШ	3,64	3,38	3,38	0,41	1,08	1,00
	3Т	1СШ	3,39	1,82	1,99	0,38	1,86	1,09
		2СШ	2,57	2,49	2,49	0,29	1,03	1,00
ГПП2	1Т	1СШ	3,81	3,13	3,15	0,43	1,22	1,0061
		2СШ	5,53	4,61	4,63	0,62	1,20	1,0052
	2Т	1СШ	5,53	4,02	4,09	0,62	1,37	1,0181
		2СШ	3,31	3,12	3,12	0,37	1,06	1,0005
	3Т	1СШ	3,31	3,19	3,19	0,37	1,04	1,0002
		2СШ	3,81	3,78	3,78	0,43	1,01	1,0000

Таким образом были рассчитаны текущие вероятностные характеристики нагрузок, которые потребуются при расчете существующих режимов. В прогнозируемом периоде суммарная максимальная мощность потребителей «ЗапСибНефтехим» равна 284,6 МВт, что практически соответствует максимальной установленной мощности комбината равной 300 МВт. Про-

гнозные вероятностные характеристики нагрузок потребуются для дальнейшей проработки вариантов реконструкции.

2.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок внешней энергосистемы

Так как по подстанциям энергосистемы нет достоверных данных по нагрузкам, то нагрузку в зимний период рассчитываем по оптимальному коэффициенту загрузки трансформаторов $K_3 = (0,5 - 0,7)$ и автотрансформаторов, $K_3 = (0,5 - 0,6)$.

Покажем расчет на примере ПС Демьянская:

$$P_{CP}^3 = K_3 \cdot S_{T.HOM} \cdot n; \quad (11)$$

где $S_{T.HOM}$ – номинальная мощность трансформатора или АТ установленного на ПС;

n – число трансформаторов или АТ на ПС;

$$P_{CP}^3 = 0,52 \cdot 501 \cdot 2 = 521,04 \text{ МВт};$$

Далее определим максимальную мощность по формуле (6), приняв K_{MAX} равным 1.

$$P_{MAX} = 521,04 \cdot 1 = 521,04 \text{ МВт};$$

Реактивная мощность рассчитывается по предельному коэффициенту реактивной мощности, для данной подстанции принимаем равным 0,5, согласно [17].

$$Q_{MAX}^3 = P_{MAX}^3 \cdot \text{tg} \varphi_{ПРЕД}; \quad (12)$$

$$Q_{MAX}^3 = 521,04 \cdot 0,5 = 260,5 \text{ MVar};$$

По данным [26] нагрузки для минимальных режимов и для летнего периода нагрузки будем рассчитывать по следующим соотношениям:

Для зимнего минимума:

$$P_{MIN(i)}^3 = K_{\frac{MIN}{MAX}}^3 \cdot P_{MAX(i)}^3; \quad (13)$$

$$P_{MIN}^3 = 0,83 \cdot 521,04 = 432,46 \text{ MBm};$$

$$Q_{MIN}^3 = 0,5 \cdot 432,46 = 216,23 \text{ MVar};$$

Для летнего максимума:

$$P_{MAX(i)}^J = K_{J/3}^{MAX} \cdot P_{MAX(i)}^3; \quad (14)$$

$$P_{MAX}^J = 0,6 \cdot 521,04 = 312,62 \text{ MBm};$$

$$Q_{MAX}^J = 0,5 \cdot 312,62 = 156,31 \text{ MVar};$$

Для летнего минимума:

$$P_{MIN(i)}^J = K_{\frac{MIN}{MAX}}^J \cdot P_{MAX(i)}^J; \quad (15)$$

$$P_{MIN}^J = 0,75 \cdot 312,62 = 234,47 \text{ MBm};$$

$$Q_{MIN}^3 = 0,5 \cdot 234,47 = 117,23 \text{ MVar};$$

Результат расчета по остальным подстанциям приведен в таблице 10. При расчете нагрузки на ПС Иртыш учитывался переток мощности по линиям 110 и 220 кВ от Тобольской ТЭЦ.

Таблица 10 – Нагрузки ПС внешней ЭЭС

Подстанция		Активная мощность, МВт			Реактивная мощность, МВар	
		P_{CP}	P_{MAX}	P_{MIN}	Q_{MAX}	Q_{MIN}
Демьянская	521,04	521,04	521,04	432,46	260,52	216,23
	312,62	312,62	312,62	234,47	156,31	117,23
Иртыш	300	300	300	249	150	124,5
	180	180	180	135	90	67,5

Для прогноза нагрузки воспользуемся формулой сложных процентов:

$$P_{CP}^{ПРОГ} = P_{CP}^{БАЗ} \cdot (1 + \varepsilon)^{T_{ПРОГ} - T_{БАЗ}}; \quad (16)$$

где ε – относительный прирост электрической нагрузки для Тюменской области, равен 3,675 %.

$T_{ПРОГ}$ – период времени на который прогнозируется нагрузка (2026 год);

$T_{БАЗ}$ – принимаем текущий год;

Покажем пример расчета на примере ПС Демьянская:

$$P_{CP}^{ПРОГ} = 521,04 \cdot (1 + 0,03675)^{2026 - 2021} = 624,08 \text{ MВт};$$

Далее по формуле (6) определяем максимальную мощность в прогнозируемом периоде:

$$P_{MAX}^{ПРОГ} = 624,08 \cdot 1 = 624,08 \text{ МВт};$$

Далее по формулам (12-15) определяем активные и реактивные мощности в максимальном и минимальном осенне-зимнем и весенне-летнем режимах и расчет сводим в таблицу 11.

Таблица 11 – Прогнозирование нагрузок внешней ЭЭС

Подстанция		Активная мощность, МВт			Реактивная мощность, МВар	
		P_{CP}	$P_{MAX}^{ПРОГ}$	$P_{MIN}^{ПРОГ}$	$Q_{MAX}^{ПРОГ}$	$Q_{MIN}^{ПРОГ}$
Демьянская	Зима	624,08	624,08	517,98	312,04	258,99
	Лето	374,45	374,45	280,84	187,22	140,42
Иртыш	Зима	359,32	359,32	298,24	179,66	149,12
	Лето	215,59	215,59	178,94	107,79	89,47

3 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ

В данном разделе проведен расчет и анализ существующих режимов для того чтобы убедиться, что все параметры находятся в допустимых пределах, и чтобы выявить недостатки при эксплуатации электрических сетей для дальнейшего их устранения.

Исходная информация по нагрузкам для расчета режимов взята из раздела 2. Эквивалент сети задается согласно рисунку 5 представленному в разделе 1. Источниками питания для выбранного эквивалента являются узловые ПС Тюмень и Демьянская, ПП Нелым и Тобольская ТЭЦ. ПС Тюмень будем задавать балансирующим узлом. На ПП Нелым и ПС Демьянская также необходимо учесть приток мощности от энергосистемы, его определяем согласно [26].

Расчет существующих и прогнозируемых режимов будем производить в ПВК RastrWin 3. Функции данного ПВК, которые потребуются при расчетах:

- расчет установившихся режимов электрических сетей напряжением от 0,4 до 1150 кВ;
- моделирование послеаварийных режимов путем отключения элементов сети;
- расчет отпаяк РПН;
- анализ ДДТН ЛЭП, СТ и АТ;
- анализ напряжений в узлах сети.

Подготовка исходных данных выполняется согласно [14]. Для расчета необходимо подготовить исходные данные по узлам и ветвям выбранного эквивалента. В таблице узлы указывается номинальное напряжение каждого узла. Для нагрузочных узлов указывается активная и реактивная мощности нагрузки. Для генерирующих узлов указываются активная мощность генерации, задается модуль напряжения и задается диапазон генерации реактивной

мощности в пределах которого будет поддерживаться заданное напряжение. Для всех генерирующих узлов внешней ЭЭС заданный модуль напряжения принимаем равным 510 кВ в режиме максимальных нагрузок и 500 кВ в режиме минимальных нагрузок. Для ТТЭЦ модуль напряжения принимаем равным согласно закону встречного регулирования [16]: при максимальных нагрузках равным $1,05-1,1 U_{НОМ}$ и не более $U_{НОМ}$ при минимальных нагрузках.

В таблице ветви для линий указываются следующие параметры: активное и индуктивное сопротивление, ёмкостная проводимость на землю и активная проводимость на землю для линий 220 кВ и выше.

Параметры линий рассчитываются по следующим формулам:

Активное сопротивление:

$$R_{ij} = r_{0(ij)} \cdot l_{ij}; \quad (17)$$

Индуктивное сопротивление:

$$X_{ij} = x_{0(ij)} \cdot l_{ij}; \quad (18)$$

Ёмкостная проводимость на землю:

$$B_{ij} = -b_{0(ij)} \cdot l_{ij}; \quad (19)$$

Для протяженных линий 500 кВ также учитываются потери на коронирование, которые моделируются активной проводимостью на землю:

$$G_{ij} = g_{0(ij)} \cdot l_{ij}; \quad (20)$$

Удельные параметры линий берем согласно [1]. Расчет покажем на примере линии ПП Нелым – ПП Тобол РУ№1:

$$R_{ij} = 0,032 \cdot 175,7 = 5,55 \text{ Ом};$$

$$X_{ij} = 0,287 \cdot 175,7 = 50,55 \text{ Ом};$$

$$B_{ij} = -3,61 \cdot 175,7 = -634,3 \text{ мкСм};$$

$$G_{ij} = 0,083 \cdot 175,7 = 14,7 \text{ мкСм};$$

Для трансформаторов в таблице ветви необходимо указать следующие параметры: активное и индуктивное сопротивление обмоток, приведенное к стороне ВН, индуктивную и активную проводимость на землю для обмотки ВН, моделирующих потери холостого хода. Данные параметры взяты согласно [1]. Также необходимо рассчитать коэффициент трансформации, который для RastrWin3 определяется следующей формулой:

$$K_T = \frac{U_{HH}}{U_{ВН}}; \quad (21)$$

Покажем расчет на примере трансформатора ТРДЦТН-100000/110:

$$K_T = \frac{10,5}{115} = 0,0913;$$

Параметры устройств РПН трансформаторов и автотрансформаторов взяты согласно [1]. Исходные данные по устройствам РПН указываются в

таблице анцапфы, для этого требуется указать номер РПН по порядку, напряжения регулируемой и нерегулируемой сторон, число и шаг регулирования отпаяк РПН.

Параметры для остальных ветвей и узлов определяются аналогично примеру, результат представлен в приложении А.

3.1 Расчет и анализ существующих режимов

В этом пункте проводится расчет для максимальных и минимальных режимов в осенне-зимний и весенне-летний периоды соответственно. Для расчета осенне-зимнего и максимального летнего режимов нагрузка по «ЗапСибНефтехим» берется равной при установившемся технологическом процессе. Для расчета минимального весенне-летнего режима нагрузка «ЗапСибНефтехим» принимается равной нагрузке при плановом останове производственного процесса. Данная информация взята из таблиц 6 и 7 раздела 2. Для остальных ПС внешней ЭЭС учитываются максимальные и минимальные нагрузки в осенне-зимний и весенне-летний периоды соответственно, согласно таблице 9 раздела 2.

Перед началом расчета необходимо удостовериться, что эквивалент сети выбран правильно. Для этого сравниваются токи в начале линии и напряжения в узлах при расчете по контрольным замерам и при расчете по нагрузкам, рассчитанным в разделе 2. Если рассчитанные токи и напряжения не отличаются более чем на 10%, то эквивалент сети верный. Покажем сравнение на примере линий ЗапСиб-ГПП1 и напряжений в узлах 110 кВ ПС ЗапСиб, результат представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнение токов и напряжений

Сравнение токов			
Наименование линии	Ток в день контрольного замера, А	Рассчитанный ток в ПВК RastrWin3, А	Отклонение, %
1	2	3	4
ЗапСиб-ГПП1 I цепь	152,1	167	9,79
ЗапСиб-ГПП1 II цепь	90,5	97	7,2

Сравнение токов					
1		2		3	4
ЗапСиб-ГПП1 III цепь		121		130	7,4
Сравнение напряжений					
Наименование узла			Напряжение в день контрольного замера, кВ	Расчетное напряжение в ПВК RastrWin3, кВ	Отклонение, %
ЗапСиб	1АТ	1С1СШ	117	115,5	1,28
	2АТ	2С1СШ	117	115,5	1,28
	3АТ	1С1СШ	119	116,4	2,18
	4АТ	2С1СШ	119	116,4	2,18

Эквивалент выбран верно, так как разница токов и напряжений не превышает 10 %.

Далее произведем оценку токовой загрузки линий выбранного эквивалента сети. Токи по линиям определяются согласно расчету в ПВК RastrWin3. Приведение ДДТН к температуре окружающей среды производится с помощью RastrWin3, для этого в таблице «Токовая загрузка ЛЭП» необходимо указать номер температурной зависимости, который для ВЛ определяется согласно [1], а для КЛ с СПЭ изоляцией согласно каталогам от производителей. Токовая загрузка определяется по следующей формуле:

$$K_{з.ЛЭП} = \frac{I_{ЛЭП}^{\max}}{I_{ДДТН(t)}} \cdot 100\%; \quad (22)$$

Где $I_{ЛЭП}^{\max}$ – максимальный ток по линии для расчетного режима;

$I_{ДДТН(t)}$ – длительно допустимый ток при температуре окружающей среды, рассчитываем при средней минимальной и максимальной температурах воздуха, определенных в таблице 1 раздела 1.

Покажем пример расчета для линии ЗапСиб-ГПП1 I цепь:

$$K_{з.ЛЭП} = \frac{167}{1270} \cdot 100\% = 13,2\%;$$

Данный параметр также рассчитывается в ПК RastrWin3 в таблице «Токовая загрузка ЛЭП». Для определения токовой загрузки остальных ЛЭП алгоритм аналогичен и результат представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Токовая загрузка ЛЭП

Наименование ЛЭП	Ток по ЛЭП, А				Загрузка ЛЭП, %			
	Зима		Лето		Зима		Лето	
	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
Демьянская-Нелым	179	111	10	66	7,4	4,6	0,7	4,3
Иртыш-Беркут	155	185	248	351	6,4	7,6	16,4	23,2
Тюмень-Беркут	542	491	395	287	22,3	20,2	26,1	19
Тюмень-Тобол	135	163	235	369	5,1	6,1	14,1	22,2
Тобол-Нелым	148	209	297	373	4,9	6,9	15,8	19,9
Тобол-Иртыш	226	261	293	399	9,3	10,8	19,4	26,4
Тобол-Демьянская	339	375	405	427	13,9	15,4	21,9	28,2
Тобол-ЗапСиб I	45	45	45	6	1,8	1,9	2,9	0,4
Тобол-ЗапСиб II	44	45	44	6	1,8	1,9	2,9	0,4
Тобол-ЗапСиб III	48	49	48	6	2	2	3,2	0,4
Тобол-ЗапСиб IV	48	49	48	6	2	2	3,2	0,4
ТТЭЦ-220 кВ-Иртыш I	101	93	90	72	10,1	9,3	13,9	11,5
ТТЭЦ-220 кВ-Иртыш II	101	93	90	72	10,1	9,3	13,9	11,5
ТТЭЦ-110 кВ-Иртыш I	134	94	46	64	11,5	8,1	6,3	8,8
ТТЭЦ-110 кВ-Иртыш II	310	261	215	66	26,7	22,4	29,7	9,1
ТТЭЦ-110 кВ-Иртыш III	134	94	46	64	11,5	8,1	6,3	8,8
ЗапСиб-ГПП I	164	164	164	29	14,1	14,1	19,8	2,4
ЗапСиб-ГПП I	95	95	95	12	8,2	8,2	11,5	1,5
ЗапСиб-ГПП I	128	127	128	16	11	11	15,4	1,9
ЗапСиб-ГПП II	162	165	162	19	13,9	14,2	19,5	2,3
ЗапСиб-ГПП II	176	179	176	21	15,1	15,4	21,3	2,5
ЗапСиб-ГПП II	81	83	81	10	7	7,1	9,8	1,2

Как видно из расчетов токовые нагрузки ЛЭП не превышают допустимые, самой загруженной является линия Тобол-Демьянская, с наибольшей токовой загрузкой 28,2%.

Далее проведем оценку линий 500 кВ по предельной, по условиям сохранения устойчивости, передаваемой активной мощности. Предельно допустимая передаваемая мощность по ЛЭП 500 кВ по условию сохранения ста-

тической устойчивости равна 1350 МВт. Результат расчета представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Потоки активной мощности по линиям 500 кВ

Наименование ЛЭП	Активная мощность, МВт				Загрузка по предельной активной мощности, %			
	Зима		Лето		Зима		Лето	
	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
Демьянская-Нелым	157	95,2	8,7	56,2	11,63	7,05	0,64	4,16
Иртыш-Беркут	38,7	92,3	169	262,7	2,87	6,84	12,52	19,46
Тюмень-Беркут	473,4	419,3	343	241,6	35,07	31,06	25,41	17,90
Тюмень-Тобол	13	74,7	160,3	291,2	0,96	5,53	11,87	21,57
Тобол-Нелым	93	154,8	241,3	306,2	6,89	11,47	17,87	22,68
Тобол-Иртыш	197,6	224,1	256,8	343,2	14,64	16,60	19,02	25,42
Тобол-Демьянская	285,9	307,4	346	359,3	21,18	22,77	25,63	26,61
Тобол-ЗапСиб I	37,9	37,9	37,9	4,3	2,81	2,81	2,81	0,32
Тобол-ЗапСиб II	38	37,9	38	4,4	2,81	2,81	2,81	0,33
Тобол-ЗапСиб III	41,5	41,4	41,4	4,8	3,07	3,07	3,07	0,36
Тобол-ЗапСиб IV	41,5	41,5	41,5	4,8	3,07	3,07	3,07	0,36

Как видно из таблицы 14 потоки активной мощности по линиям 500 кВ не превышают предельно допустимых по условиям статической устойчивости. Наиболее загруженной по активной мощности является линия Тюмень-Беркут с относительной загрузкой равной 35%.

Далее производим оценку токовой загрузки трансформаторов, которая определяется по следующей формуле:

$$K_{з.тр} = \frac{I_{ВН}}{I_{Т.НОМ}} \cdot 100\%; \quad (23)$$

где $I_{ВН}$ – ток на стороне ВН трансформатора или АТ для данного режима, определяется при расчете в RastrWin3;

$I_{Т.НОМ}$ – номинальный ток трансформатора или АТ определенный на стороне ВН, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{T.HOM} = \frac{S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}}; \quad (24)$$

Покажем расчет на примере трансформатора 1Т ГПП1:

$$I_{T.HOM} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 502 \text{ A};$$

$$K_{3.TP} = \frac{167}{502} \cdot 100\% = 33,3 \%;$$

Данный алгоритм может быть рассчитан в RastrWin3. Для определения токовой загрузки остальных трансформаторов и АТ алгоритм аналогичен и результат представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Токовая загрузка трансформаторов

Наименование тр-ра	Ток на стороне ВН, А				Загрузка тр-ра, %			
	Зима		Лето		Зима		Лето	
	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
ПС ЗапСиб 1АТ	45	45	45	6	15,4	15,7	15,4	2,1
ПС ЗапСиб 2АТ	44	45	44	6	15,4	15,7	15,4	2,1
ПС ЗапСиб 3АТ	47	48	47	6	16,4	16,7	16,4	2,1
ПС ЗапСиб 4АТ	48	48	48	6	16,4	16,8	16,4	2,1
ПС ГПП1 1Т	164	163	164	20	32,6	51,7	32,6	4
ПС ГПП1 2Т	95	95	95	12	18,9	18,9	18,9	2,4
ПС ГПП1 3Т	128	127	128	16	25,4	25,4	25,4	3,1
ПС ГПП2 1Т	162	165	162	19	32,2	32,8	32,2	3,8
ПС ГПП2 2Т	176	179	176	21	35,1	35,8	35,1	4,2
ПС ГПП2 3Т	83	83	82	10	16,2	16,5	16,2	2
ПС Иртыш 1АТ	153	119	68	43	52,9	41,1	23,4	14,8
ПС Иртыш 2АТ	127	93	45	43	43,9	32,1	15,6	14,8
ПС Иртыш 3АТ	199	182	173	143	63,4	58,1	55,2	45,5

Загрузка трансформаторов и АТ не превышает допустимой, самым загруженным является АТ 220/110 кВ расположенный на ПС Иртыш, его наибольшая нагрузка равна 64,4 %. Также можно сказать, что трансформаторы ГПП1 и ГПП2 работают с неоптимальным коэффициентом загрузки, это

связано с тем что они были выбраны с учетом увеличения мощности. Неоптимальная нагрузка АТ расположенных на ПС ЗапСиб обусловлена тем, что промышленностью выпускаются только АТ 500/110 начиная с мощности 250 МВА, также для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей нефтехимического комбината в нормальном режиме все АТ должны находиться в работе.

Далее рассчитываются напряжения в центрах питания потребителей «ЗапСибНефтехим» и проверяется необходимость их регулировки. Напряжения должны быть не ниже $1,05-1,1 U_{НОМ}$ при режиме установившегося технологического процесса для поддержания требуемого уровня напряжения у потребителей с учетом потерь в распределительной сети внутреннего электро-снабжения и не более $U_{НОМ}$ при плановом останове технологического процесса [16]. При этом отклонение напряжения не должно превышать 10 %.

Результат расчета взят из RastrWin3 из таблицы узлы. Регулирование напряжение осуществляется в таблице трансформаторы для АТ и в таблице ветви для двухобмоточных трансформаторов. Результат представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Напряжения в узлах

Наименование ПС			Расчетное напряжение, кВ				Отклонение н-ия, %				№ отпайки РПН			
			Зима		Лето		Зима		Лето		Зима		Лето	
			Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
1			2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ГПП1	1Т	1СШ	10,60	10,61	10,60	9,96	6	6,1	6	-0,4	9	9	9	11
		2СШ	10,71	10,72	10,71	9,97	7,1	7,2	7,1	-0,3				
	2Т	1СШ	10,49	10,50	10,49	9,97	4,9	5	4,9	-0,3	10	10	10	11
		2СШ	10,46	10,47	10,46	9,96	4,6	4,7	4,6	-0,4				
	3Т	1СШ	10,49	10,51	10,49	9,97	4,9	5,1	5,1	-0,3	10	10	10	11
		2СШ	10,48	10,4	10,48	9,96	4,8	4	4	-0,4				
ГПП2	1Т	1СШ	10,53	10,51	10,53	9,99	5,3	5,1	5,1	-0,1	11	10	11	11
		2СШ	10,56	10,55	10,56	10,00	5,6	5,5	5,6	1				
	2Т	1СШ	10,74	10,72	10,74	9,99	7,4	7,2	7,4	-0,1	10	9	11	11
		2СШ	10,60	10,57	10,60	9,98	6	5,7	6	-0,2				
	3Т	1СШ	10,60	10,58	10,60	9,98	6	5,8	6	-0,2	10	9	10	11
		2СШ	10,72	10,70	10,72	9,99	7,2	7	7,2	-0,1				

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
ЗапСиб	1АТ	1С1СШ	115,5	115,6	115,5	111,2	5	5,1	5	1,1	10	9	10	11
	2АТ	2С1СШ	115,5	115,6	115,5	111,2	5	5,1	5	1,1	10	9	10	11
	3АТ	1С1СШ	116,4	114,2	116,4	111,3	5,5	3,8	5,5	1,1	10	10	10	11
	4АТ	2С1СШ	116,4	114,2	116,4	111,3	5,8	3,8	5,8	1,1	10	10	10	11

Напряжения в центрах питания «ЗапСибНефтехим» находятся в допустимых пределах, согласно [16]. Для поддержания напряжения в указанных пределах потребовалась регулировка напряжения устройствами РПН трансформаторов ГПП1 и ГПП2. Напряжения на шинах 110 кВ ПС ЗапСиб не превышает наибольшего рабочего для нормальной работы электрооборудования [9].

3.2 Расчет и анализ прогнозируемых режимов

Требуется рассчитать предельный режим для периода времени на который прогнозируется рост нагрузок и определить перечень технических мероприятий, которые необходимы для реализации данного режима. При расчете данного режима в качестве максимальных нагрузок по объектам «ЗапСиб-Нефтехим» берутся максимальные расчетные нагрузки, определенные в разделе 2, таблицы 8 и 9. По ПС внешней системы берутся максимальные спрогнозированные нагрузки в осенне-зимний период, также рассчитанные ранее в разделе 2, таблица 11.

Для начала смоделируем нормальный режим, чтобы проверить его осуществимость. Результат представлен в таблицах 17-21.

Таблица 17 – Токовая нагрузка ЛЭП с учетом прогноза

Наименование ЛЭП	Ток по ЛЭП, А	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3
Демьянская-Нелым	288	11,9
Иртыш-Беркут	184	7,6
Тюмень-Беркут	679	28
Тюмень-Тобол	204	7,6
Тобол-Нелым	94	3,1

1	2	3
Тобол-Иртыш	122	5
Тобол-Демьянская	330	13,6
Тобол-ЗапСиб I	70	2,9
Тобол-ЗапСиб II	70	2,9
Тобол-ЗапСиб II	98	4
Тобол-ЗапСиб IV	98	4
ТТЭЦ-220 кВ-Иртыш I	119	11,9
ТТЭЦ-220 кВ-Иртыш II	119	11,9
ТТЭЦ-110 кВ-Иртыш I	77	6,6
ТТЭЦ-110 кВ-Иртыш II	439	37,7
ТТЭЦ-110 кВ-Иртыш III	77	6,6
ЗапСиб-ГПП1 I	238	18,8
ЗапСиб-ГПП1 I	193	15,2
ЗапСиб-ГПП1 I	181	25,3
ЗапСиб-ГПП1 II	321	23,7
ЗапСиб-ГПП1 II	302	18,5
ЗапСиб-ГПП1 II	235	11,9

Как видно из расчетов токовые нагрузки ЛЭП не превышают допустимые, самой загруженной является линия ТТЭЦ – Иртыш II, с наибольшей токовой загрузкой 39,2%.

Для КЛ системы внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим» также проверим токовую загрузку в весенне-летний период при максимальной температуре воздуха, так как при установившемся технологическом процессе нагрузка по сравнению с осенне-зимним периодом меняется незначительно, а допустимая загрузка КЛ становится меньше за счет больших температур окружающего воздуха. Результат расчета представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Токовая загрузка КЛ

Наименование ЛЭП	Ток по ЛЭП, А	Загрузка ЛЭП, %
ЗапСиб-ГПП1 I	238	28,8
ЗапСиб-ГПП1 I	193	23,3
ЗапСиб-ГПП1 I	181	21,9
ЗапСиб-ГПП1 II	321	34,6
ЗапСиб-ГПП1 II	302	34,5
ЗапСиб-ГПП1 II	235	34,6

Как видно из расчетов токовые нагрузки ЛЭП не превышают допустимые, самыми загруженными являются линии ЗапСиб-ГПП1, с наибольшей токовой загрузкой 34,6%.

Таблица 19 – Потоки активной мощности по линиям 500 кВ в прогнозируемом периоде

Наименование ЛЭП	Активная мощность, МВт	Загрузка по предельной активной мощности, %
Демьянская-Нелым	252,8	18,73
Иртыш-Беркут	84,6	6,27
Тюмень-Беркут	598,2	44,31
Тюмень-Тобол	126,6	9,38
Тобол-Нелым	6,6	0,49
Тобол-Иртыш	105,5	7,81
Тобол-Демьянская	278,6	20,64
Тобол-ЗапСиб I	59,6	4,41
Тобол-ЗапСиб II	59,8	4,43
Тобол-ЗапСиб II	83,3	6,17
Тобол-ЗапСиб IV	83,5	6,19

Как видно из таблицы 19 потоки активной мощности по линиям 500 кВ не превышают предельно допустимых по условиям статической устойчивости. Наиболее загруженной по активной мощности является линия Тюмень-Беркут с относительной загрузкой равной 44,3%.

Таблица 20 – Токовая загрузка трансформаторов с учетом прогноза

Наименование тр-ра	Ток на стороне ВН, А	Загрузка тр-ра, %
ПС ЗапСиб 1АТ	70	24,3
ПС ЗапСиб 2АТ	70	24,3
ПС ЗапСиб 3АТ	98	33,8
ПС ЗапСиб 4АТ	98	33,8
ПС ГПП1 1Т	238	47,5
ПС ГПП1 2Т	193	38,5
ПС ГПП1 3Т	181	36,1
ПС ГПП2 1Т	321	63,9
ПС ГПП2 2Т	302	60,1
ПС ГПП2 3Т	235	46,9
ПС Иртыш 1АТ	135	46,7
ПС Иртыш 2АТ	98	33,8
ПС Иртыш 3АТ	238	75,8

Загрузка трансформаторов и АТ не превышает длительно допустимой, самым загруженным является АТ 220/110 кВ расположенный на ПС Иртыш, его наибольшая нагрузка равна 71,5 %.

Таблица 21 – Напряжения в узлах с учетом роста нагрузок

Наименование ПС		Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %	№ отпайки РПН	
ГПП1	1Т	1СШ	10,54	5,4	9
		2СШ	10,48	4,8	
	2Т	1СШ	10,5	5	9
		2СШ	10,54	5,4	
	3Т	1СШ	10,56	5,6	9
		2СШ	10,55	5,5	
ГПП2	1Т	1СШ	10,6	6	9
		2СШ	10,62	6,2	
	2Т	1СШ	10,62	6,2	9
		2СШ	10,59	5,9	
	3Т	1СШ	10,59	5,9	9
		2СШ	10,59	5,9	
ЗапСиб	1АТ	1С1СШ	115,1	4,6	10
	2АТ	2С1СШ	115,1	4,6	10
	3АТ	1С1СШ	114,83	4,4	10
	4АТ	2С1СШ	114,83	4,4	10

Напряжения в центрах питания «ЗапСибНефтехим» находятся в допустимых пределах, согласно [16]. Для поддержания напряжения в указанных пределах потребовалась регулировка напряжения устройствами РПН трансформаторов ГПП1 и ГПП2. Проведенный анализ говорит о том, что все параметры режима находятся в допустимых пределах и нормальный режим осуществим.

Для оценки возможных вариантов усиления внешней сети следует рассчитать послеаварийные режимы. Для их моделирования будем поочередно отключать ЛЭП и трансформаторы.

По результатам расчета ПА режимов не выявлено превышения ДДТН линий, наибольшую загрузку имеют линии ПС Тюмень – ПП Беркут (33,9% по току и 54% по активной мощности) при отключении линии ПС Тюмень –

ППТ Тобол, и линия ТТЭЦ – Иртыш II (38,2%) при отключении одной из цепей. Установленных на подстанциях 500 кВ средств КРМ достаточно для поддержания напряжения в допустимых пределах.

Напряжения, ДДТН трансформаторов и АТ, и КЛ системы внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим» в послеаварийных режимах при отключении одного из трансформаторов или линии находятся в допустимых пределах.

Наиболее тяжелым режимом является случай аварийного отключения трансформатора ГПП2 при одном выведенном в ремонт. При этом нагрузка оставшегося в работе трансформатора составляет 179,2%, что превышает предельно допустимую нагрузку равную 140%. Также если данный режим осуществляется в летний период с максимальной положительной температурой, то наблюдается перегрузка КЛ, питающей оставшийся в работе трансформатор, ее нагрузка составляет 109%. Анализ напряжений на оставшихся секциях шин показывает, что даже в таком режиме можно поддерживать напряжение в допустимых пределах используя РПН. Результат по напряжениям по ГПП2 приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Напряжения на ГПП2 в послеаварийном режиме

Наименование ПС		Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %	№ отпайки РПН
ГПП2	1Т	1СШ	10,6	6
		2СШ	10,51	5,1
	2Т	1СШ	10,6	6
		2СШ	10,51	5,1
	3Т	1СШ	10,6	6
		2СШ	10,51	5,1

Но такой режим не является допустимым так как трансформатор или кабельная линия отключатся действием защиты от перегрузки и нарушится нормальное электроснабжение потребителей «ЗапСибНефтехим».

В итоге по результатам анализа послеаварийных режимов в прогнозируемом периоде, главной проблемой является перегрузка трансформатора на

ГПП 2 при наложении ремонтного и аварийного режима. А также перегрузка КЛ, ее питающей в летний период. Если рассматривать увеличение мощности трансформаторов, то данный вариант не является рациональным т.к. в нормальном и послеаварийном режимах трансформаторы будут сильно недогружены, а также придется увеличивать сечение КЛ питающих ГПП2. Поэтому следует рассмотреть экономически эффективные варианты по разгрузке ГПП2.

Также в 2016 году ПАО «Сибур Холдинг» завершил сделку по покупке у компании «Фортум» 100% уставного капитала ТТЭЦ. Поэтому следует рассмотреть варианты, при которых система электроснабжения «ЗапСибНефтехим» будет подключена к ТТЭЦ, в этих вариантах будет достигнут дополнительный экономический эффект за счет разницы покупки электроэнергии у местной сетевой организации и покупки электроэнергии у ТТЭЦ по себестоимости.

4 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ «ЗАПСИБНЕФТЕХИМ»

Целью данного раздела является составление и техническая проработка возможных вариантов реконструкции системы внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим» с целью решения проблем выявленных при расчете послеаварийных режимов в прогнозируемом режиме.

Составленные варианты должны соответствовать требованиям надежности, т.к. объекты комбината относятся к первой категории надежности, быть экономически привлекательными и простыми в эксплуатации.

По результатам сравнения должен быть выбран один наиболее экономически эффективный вариант реконструкции системы внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим».

4.1 Разработка вариантов реконструкции

В данном пункте приводятся возможные варианты реконструкции системы внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим» с описанием конструктивного исполнения каждого варианта реконструкции.

Вариант №1 – Данный вариант предусматривает демонтаж ЛЭП 500 кВ Тобол – ЗапСиб и РУ 500 кВ ЗапСиб и сооружение ПС 500/110 кВ на ПП Тобол с присоединением РУ 110 кВ к действующему КРУЭ 110 кВ. Данный вариант также позволит уменьшить эксплуатационные затраты за счет уменьшения числа оборудования с номинальным напряжением 500 кВ, т.к. их эксплуатация обходится дороже чем оборудования на 110 кВ. Для разгрузки ГПП2 планируется сооружение дополнительной ПГВ с подключением к ней наиболее энергоемкого производства, в данном случае установки по производству полипропилена (подстанция «ПП»).

Также планируется перевод электроснабжения на ТТЭЦ с целью уменьшения эксплуатационных затрат на покупку электроэнергии и повышения надежности электроснабжения.

В случае изменения схемы выдачи мощности ТТЭЦ потребуется также подсоединить ПС Иртыш к РУ 110 кВ ПС Тобол с целью сохранения надежности электроснабжения потребителей Тобольского энергорайона. Также требуется произвести демонтаж линий 220 кВ ТТЭЦ- Иртыш.

Также для подключения к ТТЭЦ на напряжении 110 кВ потребуется реконструкция действующего ЗРУ 110 кВ на КРУЭ с добавлением четырех линейных ячеек и переводом пятого энергоблока на КРУЭ 110 кВ. Данный вариант реконструкции представлен на рисунке 7.

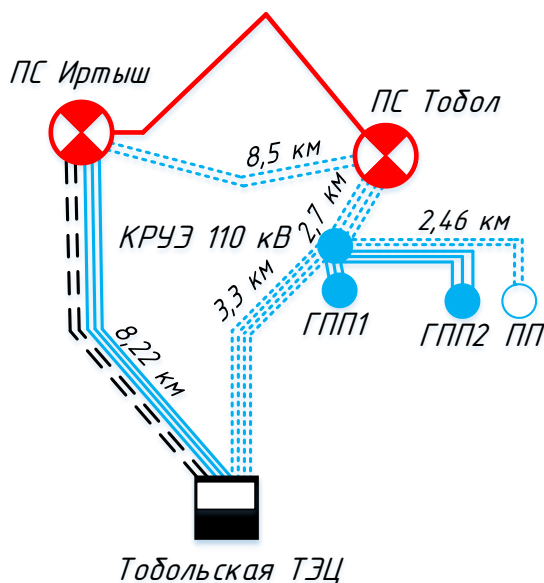


Рисунок 7 – Вариант реконструкции №1

Вариант №2 – В данном варианте рассматривается принцип аналогичный предыдущему варианту, с той разницей что не планируется демонтаж ПС ЗапСиб, поэтому для того чтобы подключить ПС Иртыш к ПС Тобол потребуется дополнительно установить два АТ 500/110 на ПС Тобол мощностью по 250 МВА каждый. Данный вариант реконструкции представлен на рисунке 8.

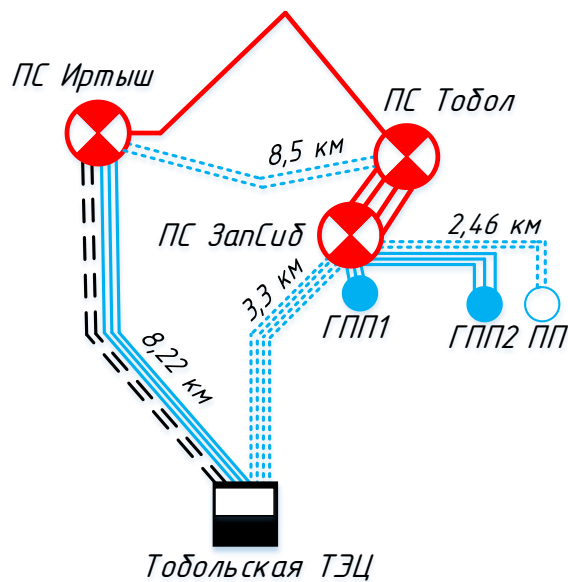


Рисунок 8 – Вариант реконструкции №2

Вариант №3 – данный вариант аналогичен варианту №2 разница в том, что ПГВ «ПП» подключается к действующему ЗРУ 35 кВ ПС ЗапСиб. Данный вариант реконструкции представлен на рисунке 9.

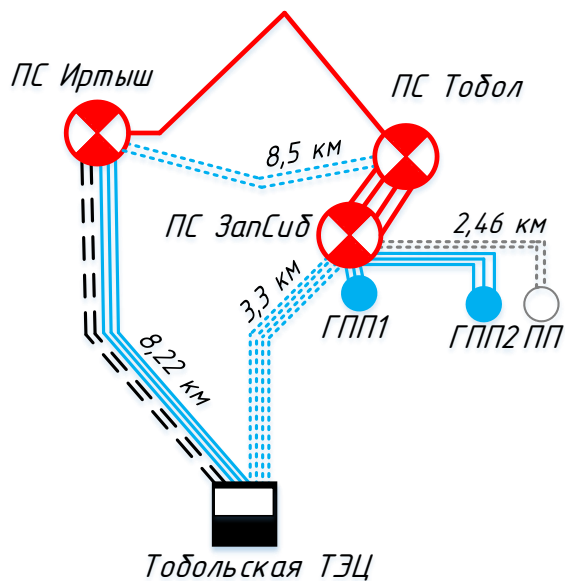


Рисунок 9 – Вариант реконструкции №3

Вариант №4 – Данный вариант аналогичен варианту №2, разница в том, что не рассматривается перевод электроснабжения комбината на ТТЭЦ. Данный вариант реконструкции представлен на рисунке 10.

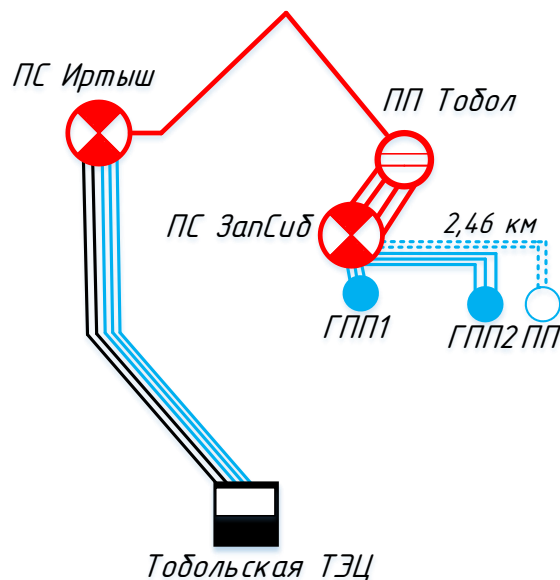


Рисунок 10 – Вариант реконструкции №4

Вариант №5 – данный вариант аналогичен варианту №4 разница в том, что ПГВ «ПП» подключается к действующему ЗРУ 35 кВ ПС ЗапСиб. Данный вариант реконструкции представлен на рисунке 11.

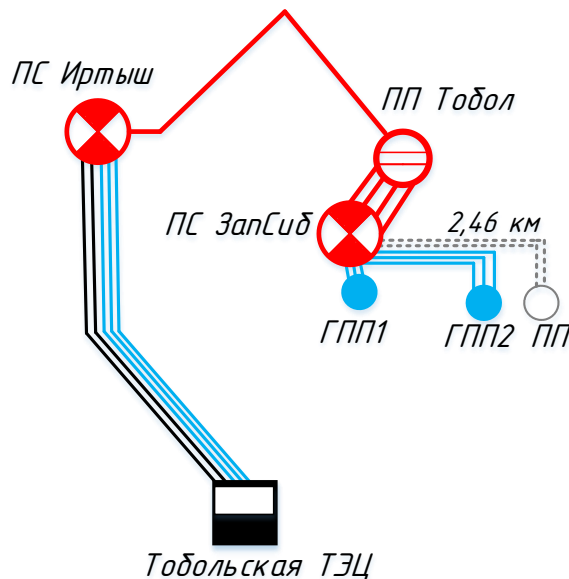


Рисунок 11 – Вариант реконструкции №5

Вариант №6 – Данным вариантом предусматривается комплекс технических мероприятий по переводу электроснабжения на ТТЭЦ, а также с целью разгрузки ГПП2 планируется строительство двух ПГВ. При этом ПГВ1 планируется разместить на месте действующей ГПП2, а ПГВ2 разместить

ближе к энергоемкому производству. В этом случае при питании, объектов, ранее подключенных на ГПП2, от двух двух-трансформаторных подстанций будет выше надежность электроснабжения потребителей, так как в этом случае проще и эффективнее организовать работу АВР между секциями шин 10 кВ. Данный вариант реконструкции представлен на рисунке 12.

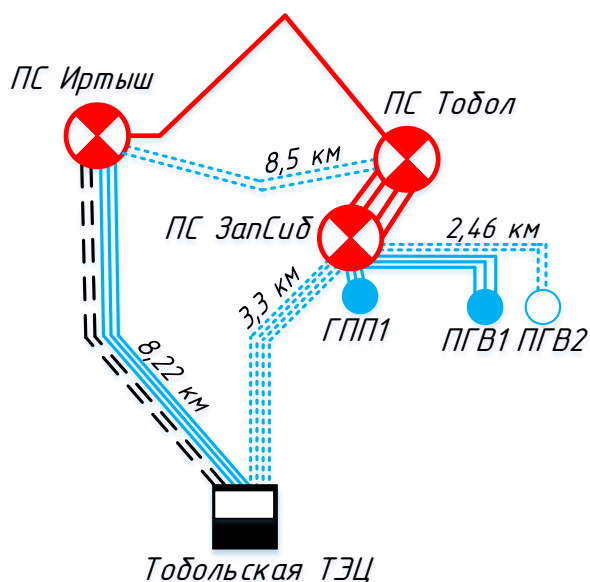


Рисунок 12 – Вариант реконструкции №6

Вариант №7 – данный вариант аналогичен предыдущему с той разницей что не предусматривается перевод электроснабжения на ТТЭЦ. Данный вариант реконструкции представлен на рисунке 13.

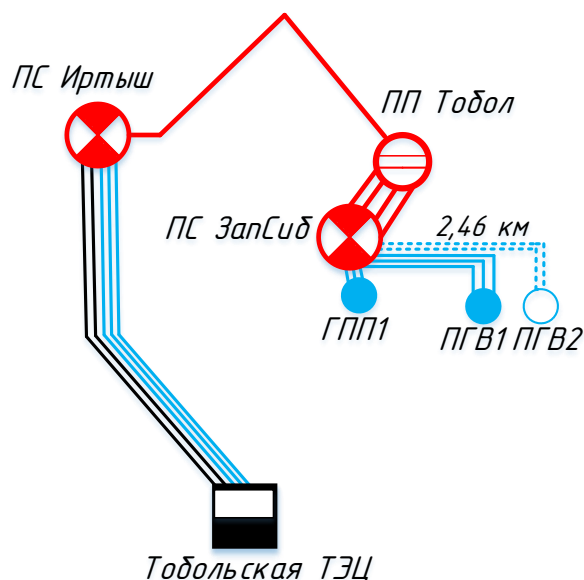


Рисунок 13 – Вариант реконструкции №7

4.2 Выбор двух конкурентоспособных вариантов реконструкции

Целью данного пункта является проведение первичного технического анализа для выбора двух лучших из 7 предложенных конкурентоспособных вариантов реконструкции системы внешнего электроснабжения «ЗапСиб-Нефтехим».

В начале рассмотрим варианты реконструкции, не предусматривающие перевод электроснабжения «ЗапСибНефтехим» на ТТЭЦ. Это варианты под номерами 4, 5 и 7. Вариант №5 требует наименьших капитальных вложений по сравнению с двумя другими вариантами, так как стоимость оборудования на напряжении 35 кВ гораздо ниже чем на 110 кВ, но на напряжении 35 кВ потери будут выше чем на напряжении 110 кВ, так как потери пропорциональны квадрату тока, а ток в свою очередь в 3 раза выше чем на напряжении 110 кВ, следовательно, потери при той же нагрузке выше примерно в 9 раз.

Вариант №7 требует больше капитальных вложений, чем вариант №4, так как в обоих вариантах требуется прокладка двух КЛ и строительство двух трансформаторной подстанции, но в варианте №4 к ПС будет подключаться только один производственный объект (установка по производству полипропилена), поэтому потребуется меньшая установленная мощность трансфор-

маторов и меньшее сечение кабельных линий. Потери в данных вариантах примерно одинаковы, так как конфигурация сети примерно одинаковая в обоих случаях. Но вариант №7 является более лучшим с точки зрения надежности электроснабжения так как на двух 2-х трансформаторных ПГВ проще и надежней реализовать действие АВР на стороне вторичного напряжения, чем в варианте №4 при котором остается трех-трансформаторная ГПП2.

Но в указанных выше вариантах отрицательный экономический эффект по сравнению с вариантами в которых рассматривается перевод электроснабжения на ТТЭЦ, который связан с тем что возрастают потери электроэнергии и эксплуатационные издержки по сравнению с действующей системой электроснабжения, это связано с увеличением количества установленного оборудования в предложенных вариантах. Поэтому данные варианты в дальнейшем анализе не рассматриваются.

Вариант №1 требует наибольших капитальных затрат на реализацию, так как потребуются произвести демонтаж действующего ОРУ 500 кВ, ВЛ 500 кВ Тобол-ЗапСиб, соорудить ОРУ 110 и 500 кВ на ПП Тобол. А экономический эффект от этого варианта находится на одном уровне с вариантами, в которых также рассматривается перевод электроснабжения на ТТЭЦ. Поэтому данный вариант проигрывает остальным и в его дальнейшем сравнении с другими вариантами нет смысла.

Сравним оставшиеся варианты под номерами 2,3 и 6. В вариантах 2 и 6 как было описано выше примерно одинаковые капитальные вложения и эксплуатационные издержки. Но вариант №6 является более надежным в том плане что для 2-х трансформаторных ПС проще реализовать алгоритм работы АВР, что предпочтительней так как к шинам ПГВ будут подключены потребители первой категории. Если сравнивать варианты №2 и №3, то очевидно, что вариант №3 обойдется дешевле варианта №2, ввиду большой разницы

в стоимости оборудования 35 кВ и 110 кВ, что нивелирует положительную разницу по потерям в варианте №2.

Поэтому для дальнейшей проработки и выбора одного варианта реконструкции принимаем варианты под номерами 3 и 6.

4.3 Выбор оптимального варианта реконструкции

Сравнение вариантов будем производить по приведенным дисконтированным затратам, лучшим будет вариант, у которого затраты наименьшие. Перед этим требуется произвести техническую проработку сравниваемых вариантов, а именно:

- произвести выбор номинального напряжения;
- выбрать мощность компенсирующих устройств;
- выбор сечений линий электропередач;
- определить схемы РУ и количество выключателей;
- выбрать число и мощность трансформаторов (автотрансформаторов).

4.3.1 Выбор номинального напряжения

Определение номинального напряжения – это один из главных пунктов выбора сечения провода, так как чем выше номинальное напряжение сети, тем больше сечение и тем больше капитальные вложения.

Для определения напряжения необходимо знать длину линии каждого участка сети и потоки максимальной активной мощности по линиям.

В данной выпускной квалификационной работе определение рационального напряжения для выбранных вариантов не актуально, так как ПГВ «ПП» будет подключаться только на напряжении 35 кВ, подключение к ТТЭЦ будет производиться на напряжении 110 кВ, подключение ПС Тобол к ПС Иртыш также будет осуществляться на напряжении 110 кВ.

Пример выбора рационального напряжения покажем на участке ТТЭЦ-ЗапСиб;

Рассчитаем потоки максимальной активной мощности по линиям, МВт:

$$P_{\max(\text{ПЭНП})} = \frac{P_{\max(\text{ПЭНП})}}{2}; \quad (25)$$

$$P_{\max(\text{ПЭНП})} = \frac{284,65}{4} = 71,16 \text{ МВт};$$

Рассчитаем рациональное напряжение в проектируемой сети по формуле Г.А. Илларионова [22]:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{1} + \frac{2500}{P}}}; \quad (26)$$

$$U_{\text{рац(ПЭНП)}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{3,36} + \frac{2500}{71,16}}} = 73,7 \text{ кВ};$$

На основании полученного результата следует принять напряжение 110 кВ.

4.3.2 Выбор компенсирующих устройств

Установка дополнительных КУ у потребителей электроэнергии на «ЗапсибНефтехим» не требуется так как согласно прогнозу (таблицы 8 и 9, раздел 2), наибольший коэффициент реактивной мощности на секциях 10 кВ равен 0,2 который не превышает предельно допустимый на напряжении 10 кВ, равный 0,4 согласно [17].

На ПС Иртыш также не требуется установка дополнительных компенсирующих устройств так как, предельный коэффициент реактивной мощности на шинах 110 кВ равен 0,5. А согласно расчету нагрузок (таблица 11), реактивная мощность на шинах 110 кВ равна 179,79 МВар, а активная равна 359,32 МВт, следовательно, коэффициент реактивной мощности равен:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{179,79}{359,32} = 0,5;$$

Что равняется предельному коэффициенту реактивной мощности на шинах 110 кВ [19].

4.3.3 Выбор сечений линий электропередач

В данном пункте необходимо произвести выбор сечений ВЛ и КЛ в сравниваемых вариантах.

4.3.3.1 Выбор сечений воздушных линий

Линии Тобол-Иртыш конструктивно можно исполнить воздушными с применением классических сталеалюминевых проводов, поэтому выбор сечений для данных линий будет производится по экономическим токовым интервалам [5]. Алгоритм расчета следующий:

Определяем расчетный ток в нормальном режиме:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{HECK}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \cdot 10^3; \quad (27)$$

где P_{\max} – максимальный переток активной мощности по линии Тобол-Запсиб, определен согласно расчету в ПВК RastrWin3;

Q_{HECK} – максимальный переток некомпенсированной реактивной мощности по линии Тобол-Запсиб, аналогично определен по расчету в ПВК RastrWin3;

n – количество цепей в линии, по условиям надежности принимаем равным двум;

$$I_{\max i} = \frac{\sqrt{173^2 + 67,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 10^3 = 487,05 \text{ A};$$

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

$$I_{pi} = I_{maxi} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (28)$$

где I_{maxi} – максимальный ток в нормальном режиме, А;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки. Примем данный коэффициент равным 1.

$$I_{pi} = 487,05 \cdot 1,05 \cdot 1 = 511,4 \text{ А};$$

Так как полученный расчетный ток больше верхнего предела для линий 110 кВ, то принимаем решение по усилению сети. Рассмотрим вариант по строительству данной линии в габаритах 220 кВ. Максимальное сечение в габаритах 220 кВ применяемое в эксплуатации на напряжении 110 кВ равно 400 мм², с длительно допустимым током равным 825 А.

Проверим данную линию в послеаварийном режиме при отключении одной цепи:

$$I_{P/A} = \frac{\sqrt{173^2 + 67,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 974,1 \text{ А};$$

Условие $I_{д.д} \geq I_{р.П/А}$ не выполняется. Решение о строительстве дополнительной линии в габаритах 220 кВ не является рациональным, так как при-

ведет к большим капитальным затратам. Принимаем окончательное решение о строительстве 2-х двухцепных линий 110 кВ.

$$I_{\max i} = \frac{\sqrt{173^2 + 67,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 4} \cdot 10^3 = 243,5 \text{ A};$$

$$I_{\text{pi}} = 243,5 \cdot 1,05 \cdot 1 = 255 \text{ A};$$

По экономическим токовым интервалам [5] выбираем провод АС 240/32 с ДДТН 605 А.

Выполним проверку по длительно допустимому току в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{р.П/А}} = \frac{\sqrt{173^2 + 67,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 3} \cdot 10^3 = 324,7 \text{ A};$$

Условие $I_{\text{д.д}} \geq I_{\text{р.П/А}}$ выполняется, следовательно данное сечение подходит по всем параметрам.

4.3.3.2 Выбор сечений кабельных линий

Линии ТТЭЦ-ЗапСиб и от ПС ЗапСиб до проектируемых ПГВ будут выполнены кабельными так как их длина не превышает 3,5 км, а также в условиях плотной застройки нет возможности для прокладки ВЛ. Выберем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, ввиду следующих преимуществ:

– в зависимости от условий прокладки пропускная способность СПЭ-кабелей в 1,2—1,3 раза больше благодаря более высокой допустимой длительной температуре;

- термическая стойкость СПЭ-кабелей при токах КЗ выше благодаря большей предельной температуре, удельная повреждаемость СПЭ-кабелей в 10—15 раз ниже, чем у БПИ-кабелей;
- большой срок службы СПЭ-кабеля (поданным заводов-изготовителей более 50 лет);
- более легкие условия монтажа СПЭ-кабелей, обусловленные меньшими массой, диаметром, радиусом изгиба, отсутствием тяжелой свинцовой (или алюминиевой) оболочки;
- СПЭ-кабели можно прокладывать при отрицательных температурах (до минус 20 °С) без предварительного подогрева благодаря использованию полимерных материалов для изоляции и оболочки;
- отсутствие в конструкции СПЭ-кабелей жидких компонентов уменьшает время и снижает стоимость монтажа;
- СПЭ-кабели высоко экологичны благодаря отсутствию утечки масла и загрязнения окружающей среды при повреждении;
- гигроскопичность конструктивных элементов СПЭ-кабеля значительно меньше, чем БПИ-кабеля, высокие диэлектрические свойства изоляции;
- СПЭ-кабели не имеют ограничений по разности уровней кабельной трассы.

Сечение кабельных линий 110 кВ и выше определяется в основном по экономической плотности тока, но так как для СПЭ кабелей не определена экономическая плотность тока, то выбор и проверку будем осуществлять по нагреву длительно допустимому току.

Выбор номинального сечения жил и экранов производится с помощью таблиц длительно допустимых токов. При выборе учитываются условия прокладки, расположения кабелей.

Пример выбора кабельной линии (КЛ) покажем на примере линии ЗапСиб-«ПП» в варианте №4.

Принимаем что кабельные линии проложены в кабельных эстакадах на открытом воздухе, расположение жил КЛ по вершинам треугольника для линий 110 кВ и в плоскости для КЛ 35 кВ, в этом случае выше допустимые токи.

Определяем максимальный ток в нормальном режиме:

$$I_{\text{MAX(III)}} = \frac{\sqrt{38,12^2 + 5,42^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} \cdot 10^3 = 317,5 \text{ A};$$

Определяем максимальный ток в послеаварийном режиме при отключении одной цепи:

$$I_{\text{II/A MAX(III)}} = \frac{\sqrt{38,12^2 + 5,42^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} \cdot 10^3 = 635,41 \text{ A};$$

Далее определяем расчетные токи в нормальном и послеаварийном режимах с учетом поправочного коэффициента на температуру. Данный коэффициент определяем при максимальной температуре в летний период (см. таблицу 1).

$$I_{\text{P(III)}} = 317,5 \cdot 1,086 = 345,1 \text{ A};$$

$$I_{\text{II/A P(III)}} = 635,41 \cdot 1,086 = 690,05 \text{ A};$$

Принимаем сечение 240 мм² с допустимым током 687 А. В итоге выбираем кабель марки ПвПу2Г-35-1х240/25.

Расчет по остальным КЛ проведен аналогично и результат представлен в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор сечений кабельных линий

Линия	Расчетный ток, А	Ток в П/А режиме, А	Длина, км	Допустимый ток кабеля при t=25 °С , А	Допустимый ток кабеля при t=35 °С , А	Марка
ЗапСиб-ПШ	345,1	690,05	3,3	783	721	ПвПу2г-35-1х400/35
ТТЭЦ-ЗапСиб	410,55	547,4	3,36	637	586,5	ПвПу2г-110-1х300/95
ЗапСиб-ПГВ 2	238,8	477,6	2,46	568	523,2	ПвПу2г-110-1х240/95

Так как ПГВ1 остается на месте ГПП2, то для ее подключения к ЦРП ЗапСиб рациональным решением является оставить действующие КЛ с сечением 500 мм², с длительно допустимым током равным 900 А.

4.3.4 Выбор схем распределительных устройств

В данном пункте требуется определить количество выключателей в каждом варианте и схемы РУ ВН для реконструируемых и вновь проектируемых ПС.

В обоих вариантах требуются одинаковые технические мероприятия связанные с переводом электроснабжения на ТТЭЦ, а именно:

При реконструкции ЗРУ 110 кВ ТТЭЦ на КРУЭ 110 кВ принимаем схему аналогичную действующей №110-13 «Две рабочие секционированные и обходная системы шин» [20], для этого потребуются 15 ячеек элегазовых выключателей. Схема РУ ТТЭЦ после реконструкции приведена на рисунке 14.

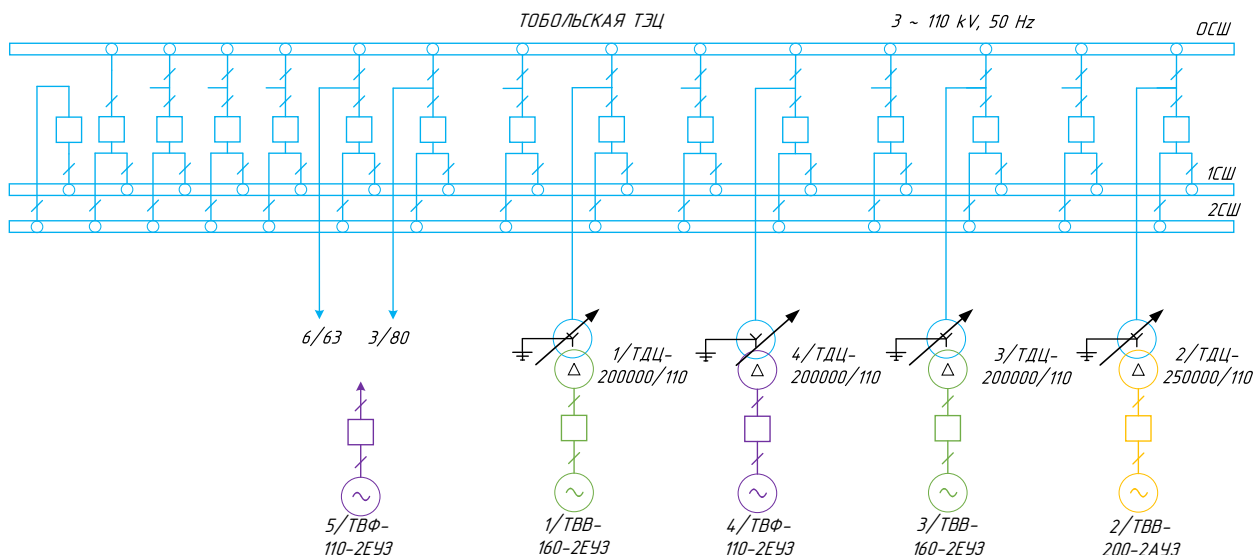


Рисунок 14 – Схема ТТЭЦ после реконструкции

На ПС ЗапСиб для подключения ЛЭП от ТТЭЦ потребуется расширить действующее КРУЭ 110 кВ на четыре линейные ячейки. Схема КРУЭ 110 кВ ПС ЗапСиб после реконструкции приведена на рисунке 15.

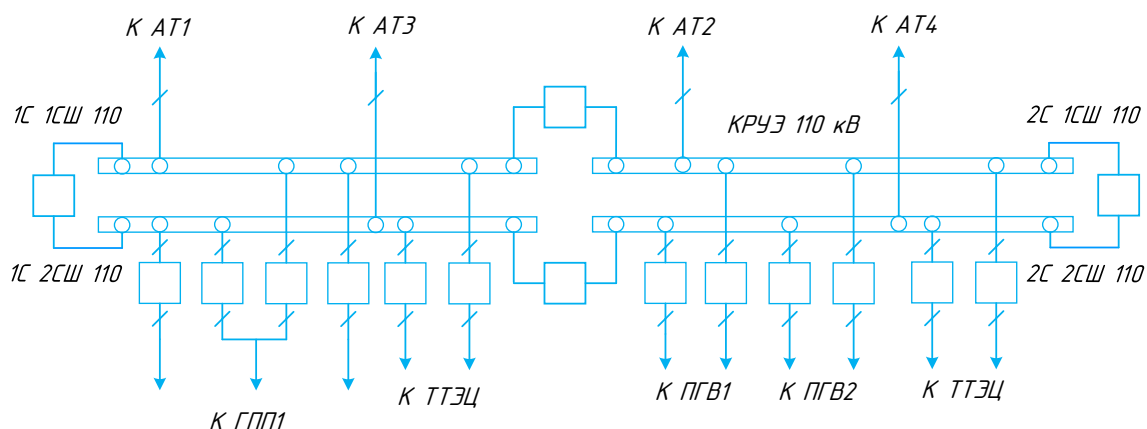


Рисунок 15 – схема КРУЭ 110 кВ после реконструкции

На ПП Тобол с целью подключения двух АТ за основу принимаем схему №500-15 «Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя» [20], АТ будем подключать к действующим РУ через развилку из выключателей. Потребуется установка четырех ячеек выключателей 500 кВ.

На ОРУ 110 кВ ПП Тобол принимаем схему №110-13 «Две рабочие системы шин» [20] для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Тобольского энергоузла.

Для этих целей потребуется семь ячеек выключателей и еще три на ОРУ 110 кВ на ПС Иртыш. Схема ОРУ 500 и 110 кВ ПС Тобол приведена на рисунке 16.

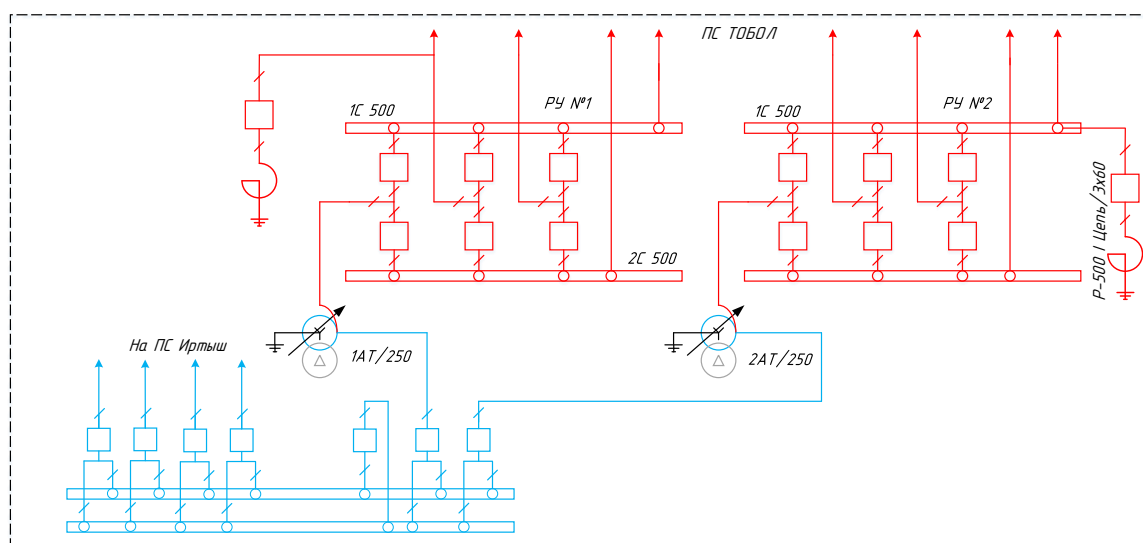


Рисунок 16 – Схема РУ ПС Тобол

Вариант №3 – на ПГВ «ПП» принимаем схему №35-1 «Блок линия-трансформатор с разъединителем» на каждый блок. Данная ПС будет подключена к действующему ЗРУ 35 кВ, с целью надежного резервирования каждый блок будем подключать через развилку из выключателей на две секции шин. Для этого потребуется четыре ячейки выключателей.

Вариант №6 – для подключения ПГВ1 и ПГВ2 к КРУЭ 110 кВ примем за основу схему №110-13 «Одна рабочая секционированная система шин». Для этих целей рационально использовать выключатели, демонтированные с линейных вводов на ГПП2. На ПГВ1 и ПГВ2 принимаем схему №110-1 «Блок линия-трансформатор с разъединителем» [20] на каждый блок.

4.3.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов и автотрансформаторов

В данном пункте проводится выбор и проверка силовых трансформаторов и автотрансформаторов на реконструируемых ПС.

Исходной информацией для выбора мощности силовых трансформаторов является средняя активная мощность и максимальная не скомпенсированная мощность, передаваемая через силовой трансформатор:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n_{тр} \cdot K_3}; \quad (29)$$

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

$Q_{неск}$ – не скомпенсированная реактивная мощность в зимний период;

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

$n_{тр}$ – число установленных трансформаторов на подстанции.

При наличии потребителей первой и второй категории на ПС устанавливаются два трансформатора. Рассмотрим пример выбора на ПС «ПП»:

$$S_{P(ПП)} = \frac{\sqrt{37,27^2 + 5,42^2}}{2 \cdot 0,7} = 26,9 \text{ МВА};$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов. Выбираем трансформатор ТРДНС - 32000/35/10 [1].

Выбранный трансформатор обязательно проверяется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_{зи}^{норм} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}}; \quad (30)$$

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{(n-1) \cdot S_{Тном}}; \quad (31)$$

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

$$K_{3.A} = \frac{\sqrt{37,27^2 + 5,42^2}}{2 \cdot 32} = 0,6;$$

$$K_3^{\text{П/АВ}} = \frac{\sqrt{37,27^2 + 5,42^2}}{(2-1) \cdot 32} = 1,18;$$

В аварийном режиме допускается перегрузка не более 40% [24].

Для АТ выбор аналогичен разница в том, что коэффициент загрузки в нормальном режиме принимается равным 60%, а в послеаварийном режиме соответственно равным 120% [24].

В варианте №7 на ПГВ2 рациональней будет заменить действующие трансформаторы с номинальной мощностью 100 МВА на менее мощные с целью более оптимальной загрузки. На ПГВ рациональней будет оставить два действующих трансформатора с номинальной мощностью 100 МВА.

Результат по выбору силовых трансформаторов и автотрансформаторов представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор трансформаторов и автотрансформаторов

Номер варианта	Место установки	$S_{\text{расч}}$, МВА	$S_{\text{ном}}$, МВА	$K_3^{\text{нор}}$	$K_3^{\text{П/АВ}}$	Марка трансформатора
3	ПП	26,9	32	0,588	1,18	ТРДНС -32000/35
6	ПГВ2	59,85	63	0,66	1,33	ТРДЦН-63000/110
3,6	Тобол	77,3	250	0,37	0,74	АТДЦТН-250000/500/110
	5 блок ТТЭЦ	125	125	-	-	ТДЦ-125000/110

4.3.6 Выбор одного варианта реконструкции

В данном пункте требуется произвести выбор окончательного варианта реконструкции системы внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим». Критерием выбора принимаем минимум дисконтированных затрат. Основ-

ные показатели определены согласно [24], к ним относятся: укрупненные стоимостные показатели для основного оборудования электрических сетей, нормы эксплуатационных и амортизационных отчислений, срок службы оборудования. Алгоритм расчета представлен ниже.

Выбор оптимального варианта электрической сети осуществляется по минимуму дисконтированных затрат. Формула для их расчета представлена ниже:

$$Z = \sum_{t=0}^{T_{расч}} (K_t + I_t + K_d) \cdot \frac{1}{(1 + E_{н.д})^t} \rightarrow \min; \quad (32)$$

где K_t – величина капитальных вложений в год, тыс.руб;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год, тыс.руб;

K_d – затраты на демонтаж оборудования;

$E_{н.д}$ – норма дисконта, принимаем равной 10 %;

$T_{расч}$ – расчетный период, принимаем равным 20 годам.

Капитальные вложения определяются по следующей формуле:

$$K_t = K_{лэп} + K_{пс}; \quad (33)$$

где $K_{лэп}$ – капиталовложения на сооружение ЛЭП, тыс.руб;

$K_{пс}$ – капиталовложения на строительство и реконструкцию ПС, тыс. руб.

$$K_{лэп} = \sum_1^N K_0 \cdot L_{лэп} \cdot K_{инф} \cdot K_p; \quad (34)$$

где K_0 – удельные капиталовложения на строительство одного километра ЛЭП тыс.руб;

$L_{ЛЭП}$ – длина участка ВЛ, км;

N – количество ЛЭП;

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции, принимаем равным 5,91 [31];

K_P – районный коэффициент, принимаем равным 1,15 [24].

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_P; \quad (35)$$

где $K_{РУ}$ – капиталовложения в распределительные устройства, тыс. руб;

$K_{ТР}$ – капиталовложения в трансформаторы, тыс. руб;

$K_{КУ}$ – капиталовложения в компенсирующие устройства, тыс. руб. Так как выбор дополнительных КУ не требуется данная величина равна нулю;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат на строительство и реконструкцию ПС, тыс. руб.

$$I_t = I_{АМ} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W}; \quad (36)$$

где $I_{АМ}$ – амортизационные отчисления в год, тыс. руб;

$I_{ЭКС}$ – эксплуатационные издержки в год, тыс. руб;

$I_{\Delta W}$ – расходы на потери электроэнергии в сети в год, тыс. руб.

$$I_{АМ} = \frac{K_{ПС}}{T_{СЛ.ПС}} + \frac{K_{ВЛ}}{T_{СЛ.ВЛ}} + \frac{K_{КЛ}}{T_{СЛ.КЛ}}; \quad (37)$$

где $T_{СЛ.ПС}$ – средний срок службы оборудования подстанций, принимаем равным 20 годам;

$T_{СЛ.ВЛ}$ – средний срок службы воздушных линий, принимаем равным 15 годам;

$T_{СЛ.КЛ}$ – средний срок службы кабельных линий, принимаем равным 30 годам.

$$I_{ЭКС} = K_{ПС} \cdot a_{ПС} + K_{ВЛ} \cdot a_{ВЛ} + K_{КЛ} \cdot a_{КЛ}; \quad (38)$$

где $a_{ПС} = 0,059$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС;

$a_{ВЛ} = 0,008$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ;

$a_{КЛ} = 0,025$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание КЛ;

Расходы на потери электроэнергии в сети определяются по следующей формуле:

$$I_{\Delta W} = C_{\Delta W} \cdot \Delta P_{MAX} \cdot T_{MAX}; \quad (39)$$

где ΔP_{MAX} – максимальные потери, *МВт*, определены по расчету в RastrWin (для варианта №3 равны 2,54 МВт, для варианта №6 равны 2,04 МВт);

T_{MAX} – число часов использования максимума нагрузки, определено во время прохождения производственной практики, равно 7700 часов;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, принимаем равной средней себестоимости электроэнергии для ТЭЦ, 0,69 руб / кВт·ч ;

Расчет по потерям электроэнергии приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Потери в сравниваемых вариантах

Вариант	Объем потерь, млн.кВт·ч / год
3	19,55
6	15,7

Дисконтированные затраты были рассчитаны по приведенном выше алгоритму в MS Excel. Результат расчета дисконтированных затрат сравниваемых вариантов представлен в таблице 26. Подробный расчет представлен в приложении Б. Графики дисконтированных затрат приведены на рисунках 17 и 18.

Таблица 26 – дисконтированные затраты по вариантам через 20 лет

Вариант	З, тыс. руб.
3	7046277
6	7212152

Разница между дисконтированными затратами для двух сравниваемых вариантов равна:

$$\varepsilon = \left| \frac{Z_{(3)} - Z_{(6)}}{Z_{(3)}} \right| \cdot 100\%; \quad (40)$$

$$\varepsilon = \left| \frac{7046277 - 7212152}{7046277} \right| \cdot 100\% = 2,29\%;$$

Разница между дисконтированными затратами составляет меньше 5%, поэтому окончательно принимаем вариант №6, так как в нем меньше потери электроэнергии (15,7 против 19,5 млн.кВт·ч / год) и выше надежность электроснабжения, ввиду того что проще реализовать алгоритм работы устройств АВР на 2-х трансформаторных ПС.

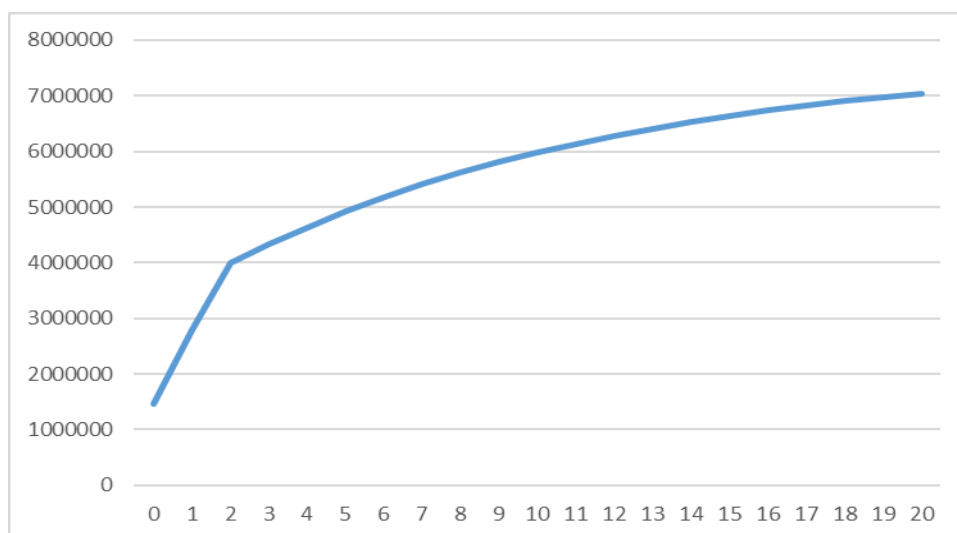


Рисунок 17 – Дисконтированные затраты по варианту №3

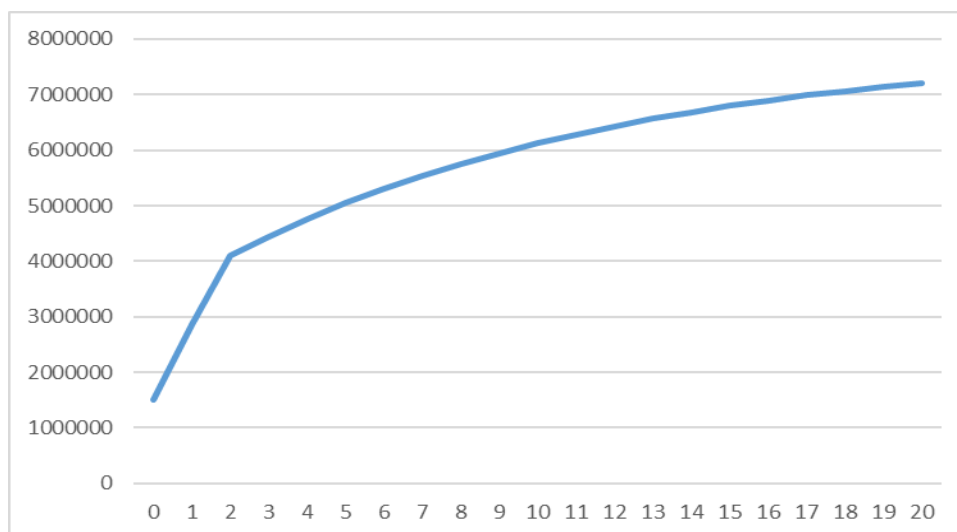


Рисунок 18 – Дисконтированные затраты по варианту №6

Таким образом в данном разделе был выбран наиболее экономически эффективный вариант реконструкции системы внешнего электроснабжения «Западно-Сибирского нефтехимического комбината» при росте нагрузки. Однако была показана техническая проработка данного варианта, заключающаяся только в определении главной схемы РУ ВН, выборе сечений линий и мощности трансформаторов. Далее требуется выбрать и проверить основное электротехническое оборудование ПС. Но перед эти нужно провести расчет токов КЗ, при изменении схемы внешнего электроснабжения. Также так как приведенные дисконтированные затраты не отражают полной эконо-

мической эффективности выбранного варианта реконструкции, то после полной проработки данного варианта будут определены основные показатели инвестиционной привлекательности, а именно чистый дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости (см. раздел 11).

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Целью данного раздела является расчет трех-, двух- и однофазных ТКЗ, необходимых для выбора и проверки основного электротехнического оборудования, а также для выбора и проверки уставок РЗ.

В данной выпускной квалификационной работе ТКЗ рассчитаны на сторонах 110, 35 кВ ПС ЗапСиб, 110 и 10 ПС ГПП1, ПГВ1 и ПГВ2. Для ПГВ2 токи КЗ рассчитываются для выбора основного оборудования ПС и расчета уставок РЗ. На остальных, указанных выше ПС токи КЗ рассчитываются для проверки установленного ранее оборудования, так как при подключении «ЗапСибНефтехим» токи КЗ возрастут.

Для расчета ТКЗ воспользуемся ПВК RastrKZ, предназначенный для расчета токов КЗ и несимметричных режимов.

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода. Исходные данные представляют собой параметры схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей по узлам, ветвям и генераторам. Схемы замещения и обработка полученных результатов выполняются на основании методики [10].

Расчет требуется провести для максимального и минимального режимов. По результатам максимальных токов КЗ выбирается и выполняется проверка основного электротехнического оборудования и отстройка уставок РЗ, по результатам минимального режима проводится оценка чувствительности устройств РЗ.

При расчете ТКЗ был выбран эквивалент сети, приведенный на рисунке 19. В нем подпитка со стороны внешней ЭЭС приведена к шинам РУ№1 и РУ№2 ПС Тобол, данная информация приведена в таблице 27, данные были получены во время прохождения производственной практики.

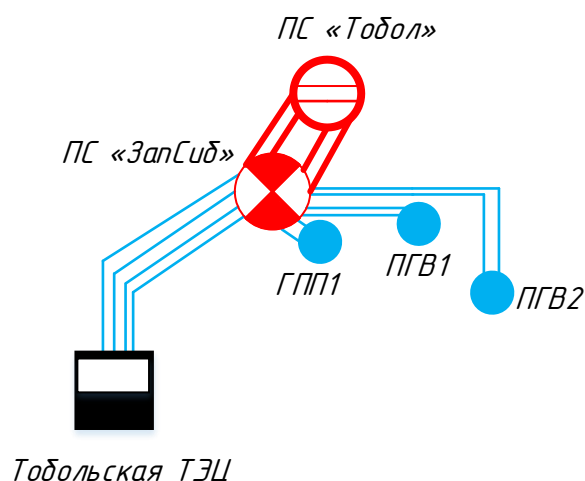


Рисунок 19 – эквивалент сети для расчета токов КЗ

Таблица 27 – Величина эквивалентных сопротивлений со стороны энергосистемы

Точка подпитки	Максимальный режим			Минимальный режим		
	$Z_1, \text{ Ом}$	$Z_0, \text{ Ом}$	$E, \text{ кВ}$	$Z_1, \text{ Ом}$	$Z_0, \text{ Ом}$	$E, \text{ кВ}$
ПС Тобол РУ№1	4,195+ j41,704	1,820+ j2,936	500	4,246+ j167,088	1,872+ j2,974	495
ПС Тобол РУ№2	4,822+ j44,047	20,830+ j117,221	500	8,119+ j74,810	34,452+ j197,515	495

5.1 Составление схем замещения

Для расчета ТКЗ необходимо составить схемы замещения отдельных последовательностей всех элементов электрической сети. Схемы замещения составляются на основании принципов, изложенных в [10].

5.1.1 Составление схем замещения прямой последовательности

При составлении схем замещения прямой последовательности параметры ЛЭП, трансформаторов и АТ такие же, как и при расчете установившихся режимов.

Токоограничивающие реакторы вводятся в схему замещения реактивным сопротивлением. Параметры токоограничивающих реакторов, установленных на вводах 10 кВ трансформаторов ГПП1 и ПГВ1 приведены в таблице 28. Данная информация получена во время прохождения производственной практики.

Таблица 28 – параметры токоограничивающих реакторов

Тип реактора	$U_{НОМ}, кВ$	$I_{НОМ}, кА$	$X_P, Ом$
РТСТ-10-4000-0,1 (P1 – P10)	10	4	0,1

При расчете начального действующего значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ в электроустановках напряжением свыше 1 кВ в исходную расчетную схему должны быть введены все асинхронные и синхронные электродвигатели мощностью 100 кВт и более, если между электродвигателями и точкой КЗ отсутствуют токоограничивающие реакторы или силовые трансформаторы [13].

В схему замещения прямой последовательности СГ и СД вводятся в виде сверхпереходной ЭДС за сверхпереходным сопротивлением. В таблице 29 приведены исходные данные для расчета параметров СГ и СД. Пример расчета покажем на примере СД расположенного на установке по производству полиэтилена высокой плотности, подключенной к шинам ПГВ2. Параметры СД получены согласно паспорту, на данный тип двигателей (предоставлен во время прохождения производственной практики), параметры СГ установленных на ТТЭЦ взяты согласно [1].

Таблица 29 – Исходные данные по СГ и СД

Позиция	$U_{НОМ}, кВ$	$P_{НОМ}, МВт$	$\cos \varphi$	$X_{*d}'' , o.e.$	$X_{*2}'' , o.e.$
31-ЕХМ-8400 32-ЕХМ-8400 40-ЕХМ-6006 41-ЕХМ-6006 42-ЕХМ-6006	10	14	0,95	0,228	0,298
1 ТГ	18	160	0,85	0,213	-
2 ТГ	15,75	200	0,85	0,1805	
3 ТГ	10,5	110	0,8	0,189	
4 ТГ	18	160	0,85	0,213	
5 ТГ	10,5	110	0,8	0,189	

ЭДС СД, в момент, предшествующий КЗ работающего в режиме перевозбуждения определяется по следующей формуле:

$$E_0'' = \sqrt{\left(U_0 + I_0 \cdot X_d'' \cdot \sin \varphi_0\right)^2 + \left(I_0 \cdot X_d'' \cdot \cos \varphi_0\right)^2}; \quad (41)$$

где U_0 – линейное напряжение на выводах СД в нормальном режиме, кВ;

I_0 – ток статора СД в нормальном режиме при номинальной нагрузке, кА. Определяется по формуле (43);

X_d'' – сверхпереходное сопротивление по продольной оси, Ом. Определяется по формуле (42);

$$X_d'' = X_{*d}'' \cdot \frac{U_H^2 \cdot \cos \varphi}{P_H}; \quad (42)$$

$$X_d'' = 0,228 \cdot \frac{10^2 \cdot 0,95}{14} = 1,547 \text{ Ом};$$

$$I_0 = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_0 \cdot \cos \varphi}; \quad (43)$$

$$I_0 = \frac{14}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95} = 0,85 \text{ кА};$$

$$E_0'' = \sqrt{(10 + 0,85 \cdot 1,547 \cdot 0,312)^2 + (0,85 \cdot 1,547 \cdot 0,95)^2} = 10,485 \text{ кВ};$$

Расчет для остальных СД и СГ проводится аналогично, результат сведен в таблицу 30.

Таблица 30 – Параметры схемы замещения прямой последовательности СГ и СД

Позиция	$X_d'', \text{ Ом}$	$E_0'', \text{ кВ}$
31-ЕХМ-8400, 32-ЕХМ-8400, 40-ЕХМ-6006, 41-ЕХМ-6006, 42-ЕХМ-6006	1,547	10,485
1 ТГ	0,367	19,463
2 ТГ	0,19	16,825
3 ТГ	0,152	11,342
4 ТГ	0,367	19,463
5 ТГ	0,152	11,342

Исходные данные по асинхронным двигателям, подключенным к шинам ГПП1, ПГВ1 и ПГВ2, которые необходимы для расчета токов КЗ, приведены в таблице 31. Так как АД в схеме электроснабжения большое количество, то не будем указывать позицию каждого двигателя, а разделим их по группам на двигатели с одинаковыми параметрами.

Таблица 31 – Исходные данные по асинхронным двигателям

Номер группы двигателей	$U_{НОМ}, \text{ кВ}$	$P_{НОМ}, \text{ МВт}$	$\cos \varphi$	$I_{*П}, \text{ о.е.}$	Количество
1	10	0,315	0,86	5,9	4
2	10	0,4	0,89	6,2	14
3	10	0,56	0,88	5	11
4	10	0,7	0,87	7	4
5	10	1	0,89	7	3
6	10	1,2	0,88	4,6	7
7	10	1,85	0,88	4,6	3
8	10	2,1	0,9	6,8	3
9	10	3	0,81	5,8	3
10	10	4,8	0,9	4,7	2
11	10	9,3	0,9	5,4	2

В схеме замещения прямой последовательности асинхронный двигатель представляется в виде сверхпереходной ЭДС за сверхпереходным сопротивлением по продольной оси. Сверхпереходная ЭДС рассчитывается по следующей формуле:

$$E_0'' = \sqrt{\left(U_0 - I_0 \cdot X_{AD}'' \cdot \sin \varphi_0\right)^2 + \left(I_0 \cdot X_{AD}'' \cdot \cos \varphi_0\right)^2}; \quad (44)$$

где I_0 – как в формуле (43);

X_{AD}'' – сверхпереходное индуктивное сопротивление электродвигателя, Ом. Согласно [10] можно определять по следующей формуле:

$$X_{AD}'' = \frac{1}{I_{*II}} \cdot \frac{U_H^2 \cdot \cos \varphi}{P_H}; \quad (45)$$

где I_{*II} – относительный пусковой ток двигателя, из таблицы 27;

Расчет параметров АД покажем на примере одного двигателя, для остальных расчет сведен в таблицу 32.

$$X_{AD}'' = \frac{1}{6,2} \cdot \frac{10^2 \cdot 0,89}{0,4} = 35,88 \text{ Ом};$$

$$I_0 = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,89} = 0,026 \text{ кА};$$

$$E_0'' = \sqrt{\left(10 - 0,026 \cdot 25,88 \cdot 0,45\right)^2 + \left(0,026 \cdot 25,88 \cdot 0,89\right)^2} = 9,61 \text{ кВ};$$

Таблица 32 – Параметры схемы замещения прямой последовательности АД

Номер группы двигателей	X_{AD}'' , Ом	E_0'' , кВ	Количество
1	2	3	4
1	46,27	9,54	4
2	35,89	9,61	4
3	31,43	9,51	14
4	17,76	9,62	11

1	2	3	4
5	12,71	9,65	4
6	15,94	9,47	3
7	10,34	9,47	7
8	6,30	9,66	3
9	4,66	9,45	3
10	3,99	9,53	3
11	1,79	9,58	2

Так как число АД велико, то для упрощения схемы замещения рассчитаем эквивалентную ЭДС и сверхпереходное сопротивление для групп АД подключенных к одной секции шин 10 кВ.

Эквивалентное сверхпереходное сопротивление рассчитывается по следующей формуле:

$$X_{ЭКВ} = \frac{1}{\sum \frac{1}{X_{(i)}}}; \quad (46)$$

где $X_{(i)}$ – полное индуктивное сопротивление цепи АД до общей секции шин 10 кВ;

Эквивалентная сверхпереходная ЭДС рассчитывается по следующей формуле:

$$E_{ЭКВ} = \frac{1}{\sum \frac{1}{X_{(i)}}} \cdot \sum \frac{E_{(i)}}{X_{(i)}}; \quad (47)$$

Пример расчета покажем на группе двигателей, подключенных к 1СШ 1Т ГПП1. На рисунке 20 показана схема замещения с указанием АД подключенных к рассматриваемой секции шин, с рассчитанными параметрами ка-

бельных линий, которые определяются по формуле (18). Данные по КЛ сети 10 кВ взяты во время прохождения производственной практики.

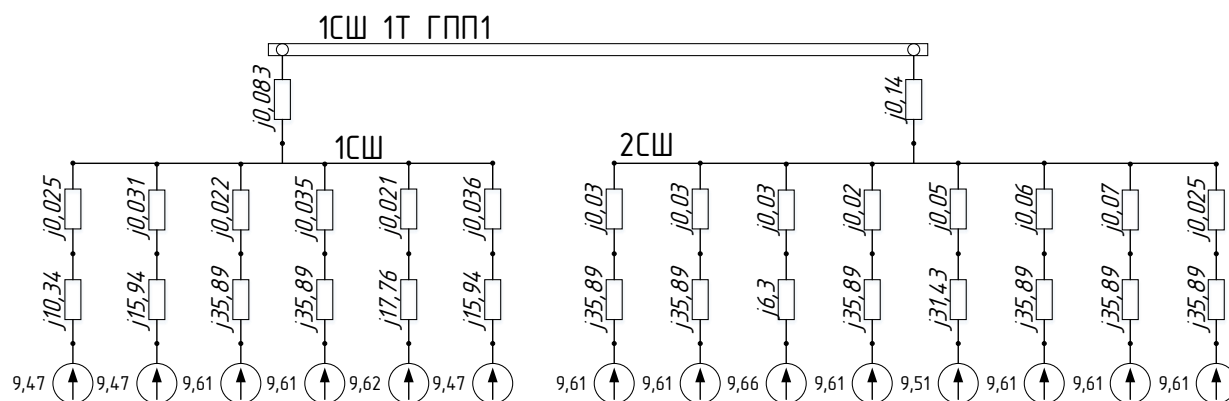


Рисунок 20 – Схема замещения для расчета эквивалентных параметров АД

В первую очередь необходимо сложить последовательно соединенные сверхпереходные сопротивления АД и КЛ которыми они подключены к 1СШ и 2СШ. После преобразований схема принимает вид, показанный на рисунке 21.

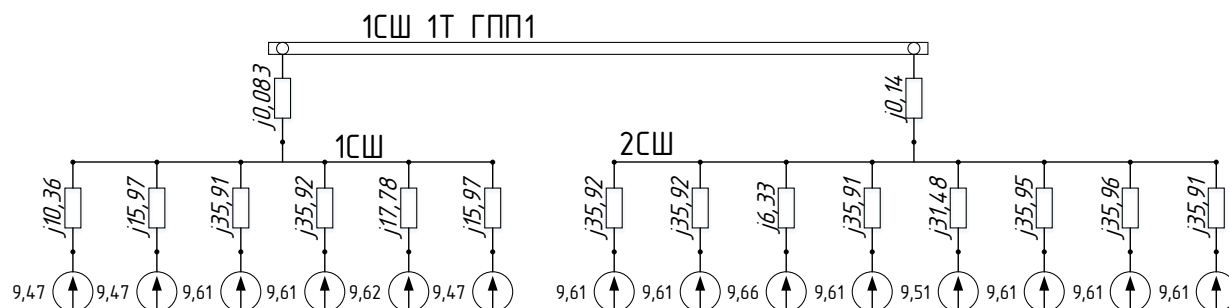


Рисунок 21 – Первый шаг эквивалентирования

На следующем шаге по формулам (46) и (47) определяются эквивалентные сверхпереходные ЭДС и сопротивления АД, приведенные к секциям 1СШ и 2СШ.

$$X_{ЭКВ(1СШ)} = \frac{1}{\frac{1}{10,36} + \frac{1}{15,97} \cdot 2 + \frac{1}{35,91} \cdot 2 + \frac{1}{17,78}} = 2,99 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ЭКВ}(2\text{СШ})} = \frac{1}{\frac{1}{35,92} \cdot 6 + \frac{1}{6,33} \cdot 2 + \frac{1}{31,48} \cdot 2} = 1,82 \text{ Ом};$$

$$E_{\text{ЭКВ}(1\text{СШ})} = 2,99 \cdot \left(\frac{9,47}{10,36} + \frac{9,47}{15,97} \cdot 2 + \frac{9,61}{35,91} \cdot 2 + \frac{9,62}{17,78} \right) = 9,54 \text{ кВ};$$

$$E_{\text{ЭКВ}(1\text{СШ})} = 1,82 \cdot \left(\frac{9,61}{35,92} \cdot 6 + \frac{9,66}{6,33} \cdot 2 + \frac{9,51}{31,48} \cdot 2 \right) = 9,57 \text{ кВ};$$

После преобразований схема принимает вид, показанный на рисунке 22.

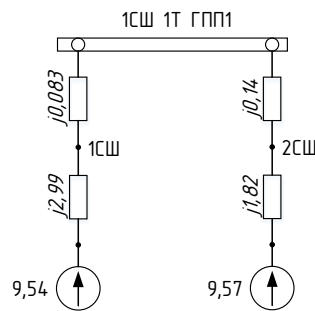


Рисунок 22 – Второй шаг эквивалентирования

Далее алгоритм повторяется с тем что проводили на первом и втором шаге, в итоге получаем эквивалентную сверхпереходную ЭДС за эквивалентным сверхпереходным сопротивлением приведенные к 1 секции шин 1Т ГПП1. Результат представлен на рисунке 23.

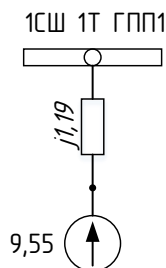


Рисунок 23 – Итог эквивалентирования

Для остальных секций шин расчет производится аналогично, результат сведен в таблицу 33.

Таблица 33 – Эквивалентные ЭДС асинхронных двигателей

Подстанция			$X_{ЭКВ}, Ом$	$E_{ЭКВ}, кВ$
ГПП1	1Т	1 СШ	1,19	9,55
		2 СШ	0,96	9,6
	2Т	1 СШ	–	–
		2 СШ	1,56	9,53
	3Т	1 СШ	1,37	9,5
		2 СШ	3,1	9,51
ПГВ1	1Т	1 СШ	1,44	9,61
		2 СШ	1,15	9,5
	2Т	1 СШ	–	–
		2 СШ	1,5	9,62
ПГВ2	1Т	1 СШ	1,67	9,49
		2 СШ	–	–
	2Т	1 СШ	1,23	9,54
		2 СШ	–	–

Схема замещения прямой последовательности для максимального режима приведена на рисунке 24, для минимального режима в приложении В.

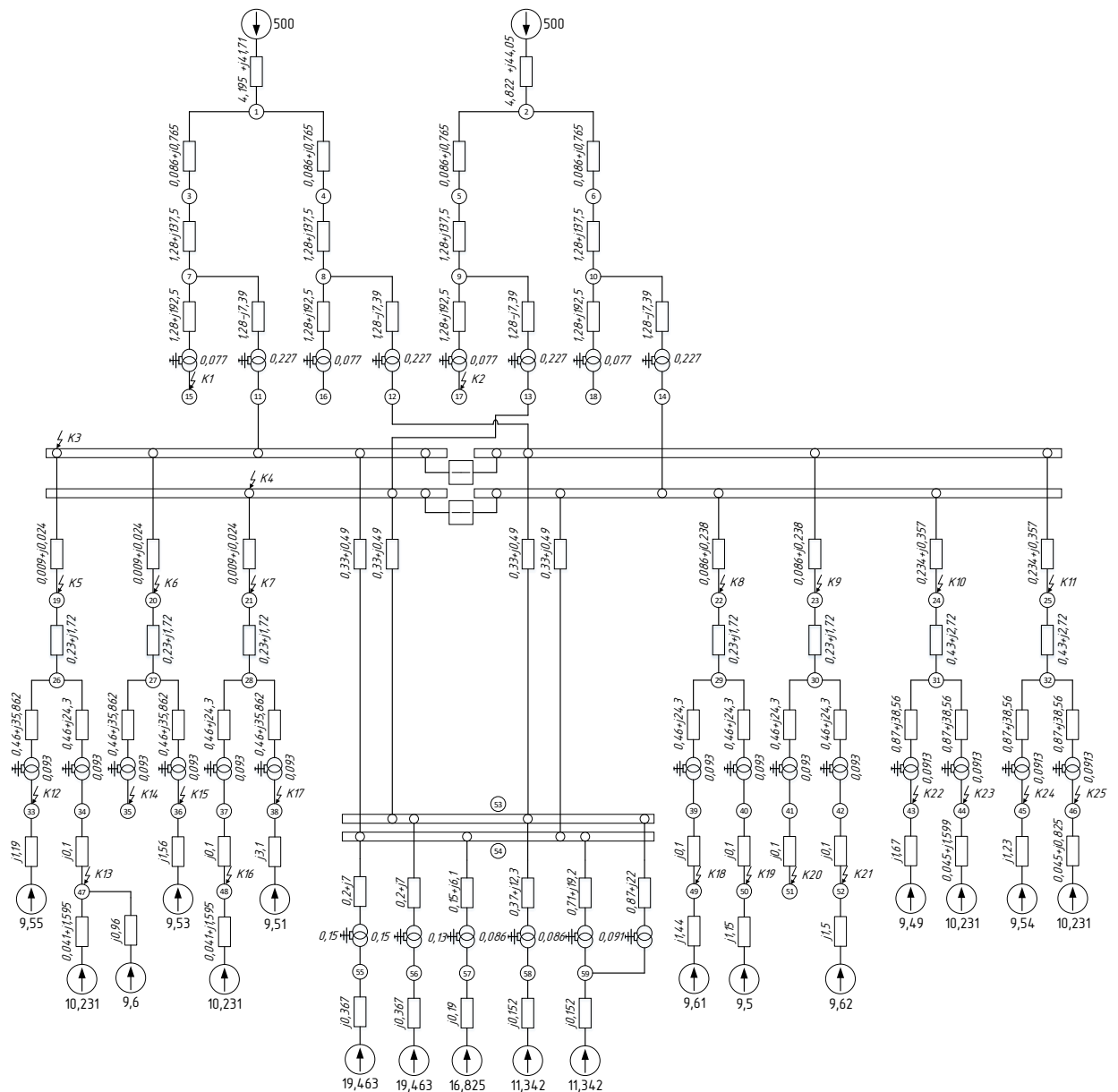


Рисунок 24 – Схема замещения прямой последовательности для максимального режима

5.1.2 Составление схем замещения обратной последовательности

Схема обратной последовательности по структуре аналогична схеме прямой последовательности, но не содержит ЭДС.

Параметры схемы обратной последовательности ЛЭП, трансформаторов, АТ и токоограничивающих реакторов аналогичны параметрам схемы прямой последовательности, так как для этих элементов взаимоиנדукция между фазами не зависит от чередования фаз.

СД вводятся сопротивлениями обратной последовательности которое вычисляется по следующей формуле:

$$X_{2(СД)} = X_{*2} \cdot \frac{U_H^2 \cdot \cos \varphi}{P_H}; \quad (48)$$

$$X_2 = 0,298 \cdot \frac{10^2 \cdot 0,95}{14} = 2,022 \text{ Ом};$$

Для ТГ, согласно [10] сопротивление обратной последовательности можно определять по следующей формуле:

$$X_{2(СТ)} = 1,22 \cdot X_d''; \quad (49)$$

$$X_{2(СТ)} = 1,22 \cdot 0,367 = 0,447 \text{ Ом};$$

Для АД согласно [10] сопротивление обратной последовательности, можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Параметры схем замещения обратной последовательности для ТГ и СД приведены в таблице 34.

Таблица 34 – параметры схемы замещения обратной последовательности СТ и СД

Позиция	$X_2, \text{ Ом}$
31-ЕХМ-8400, 32-ЕХМ-8400, 40-ЕХМ-6006, 41-ЕХМ-6006, 42-ЕХМ-6006	2,022
1 ТГ	0,447
2 ТГ	0,232
3 ТГ	0,185
4 ТГ	0,447
5 ТГ	0,185

Схема замещения обратной последовательности для максимального режима приведена на рисунке 25, для минимального режима в приложении В.

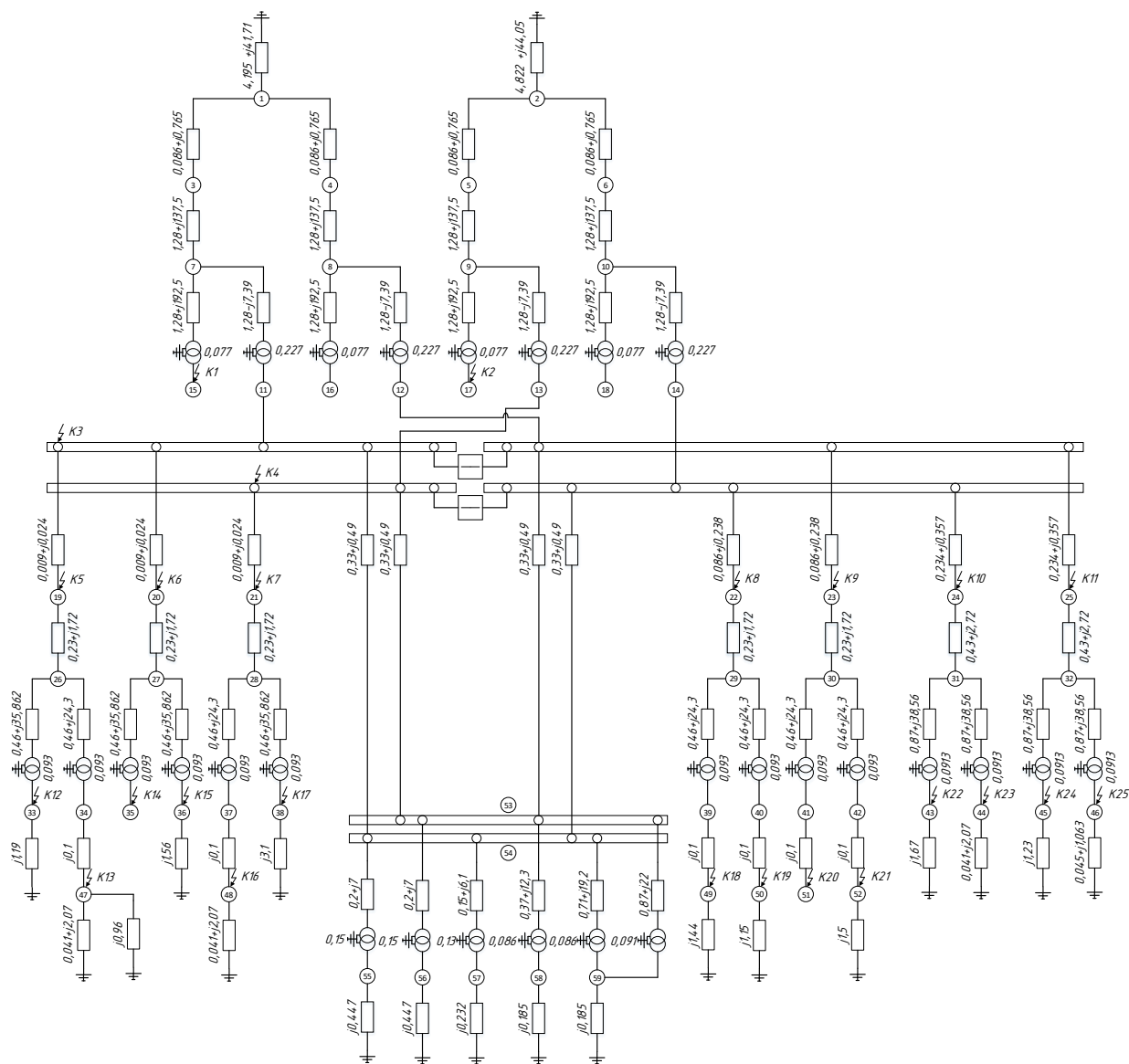


Рисунок 25 – Схема замещения обратной последовательности для максимального режима

5.1.3 Составление схем замещения нулевой последовательности

Схема нулевой последовательности определяется соединением обмоток, участвующих в ней трансформаторов и автотрансформаторов и способом заземления нейтрали. В общем случае эта схема отличается от схем обратной и прямой последовательностей. При составлении схемы необходимо помнить, что ток нулевой последовательности является по существу одно-

фазным током, разветвленным между тремя фазами и возвращающимся через землю и параллельным ей цепям. Ток нулевой последовательности может протекать только в сторону обмоток трансформаторов, соединенных в звезду с заземленной нейтралью.

В данном расчете, так как в нормальном режиме нейтрали трансформаторов ГПП1 и ПГВ1 и ПГВ2 разземлены, то со стороны системы внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим» схема замещения нулевой последовательности ограничена КЛ 110 кВ. Со стороны ТТЭЦ схема замещения ограничена нейтралью повышающих трансформаторов.

Значения сопротивления нулевой последовательности КЛ согласно [10] определяем по следующей формуле:

$$X_{0(КЛ)} = 3,5 \cdot X_{1(КЛ)}; \quad (50)$$

$$R_{0(КЛ)} = 10 \cdot R_{1(КЛ)}; \quad (51)$$

Значения сопротивлений нулевой последовательности линий Тобол-ЗапСиб приведены в таблице 35, данная информация получена во время прохождения производственной практики.

Таблица 35 – Сопротивления нулевой последовательности линий Тобол-ЗапСиб

Линия	$Z_0, \text{Ом}$
Тобол-ЗапСиб I цепь	0,482+j2,93
Тобол-ЗапСиб II цепь	0,482+j2,93
Тобол-ЗапСиб III цепь	0,482+j2,93
Тобол-ЗапСиб IV цепь	0,482+j2,93

В практических расчетах при отсутствии фактических данных о сопротивлении нулевой последовательности трансформатора и АТ оно может быть вычислено по следующему выражению, согласно [10]:

$$X_{0(T)} = 0,9 \cdot X_{1(T)}; \quad (52)$$

Для токоограничивающих реакторов сопротивление в схеме замещения нулевой последовательности такое же, как и в прямой и обратной.

Высоковольтные СД в схеме замещения нулевой последовательности отключены так как находятся за трансформаторами с соединением обмоток треугольником, в следствии чего токи нулевой последовательности через них не проходят. СГ отключаются в схеме замещения нулевой последовательности в связи с тем, что генераторы создают только симметричную трехфазную систему ЭДС.

Схема замещения нулевой последовательности для максимального режима приведена на рисунке 26, для минимального режима в приложении В.

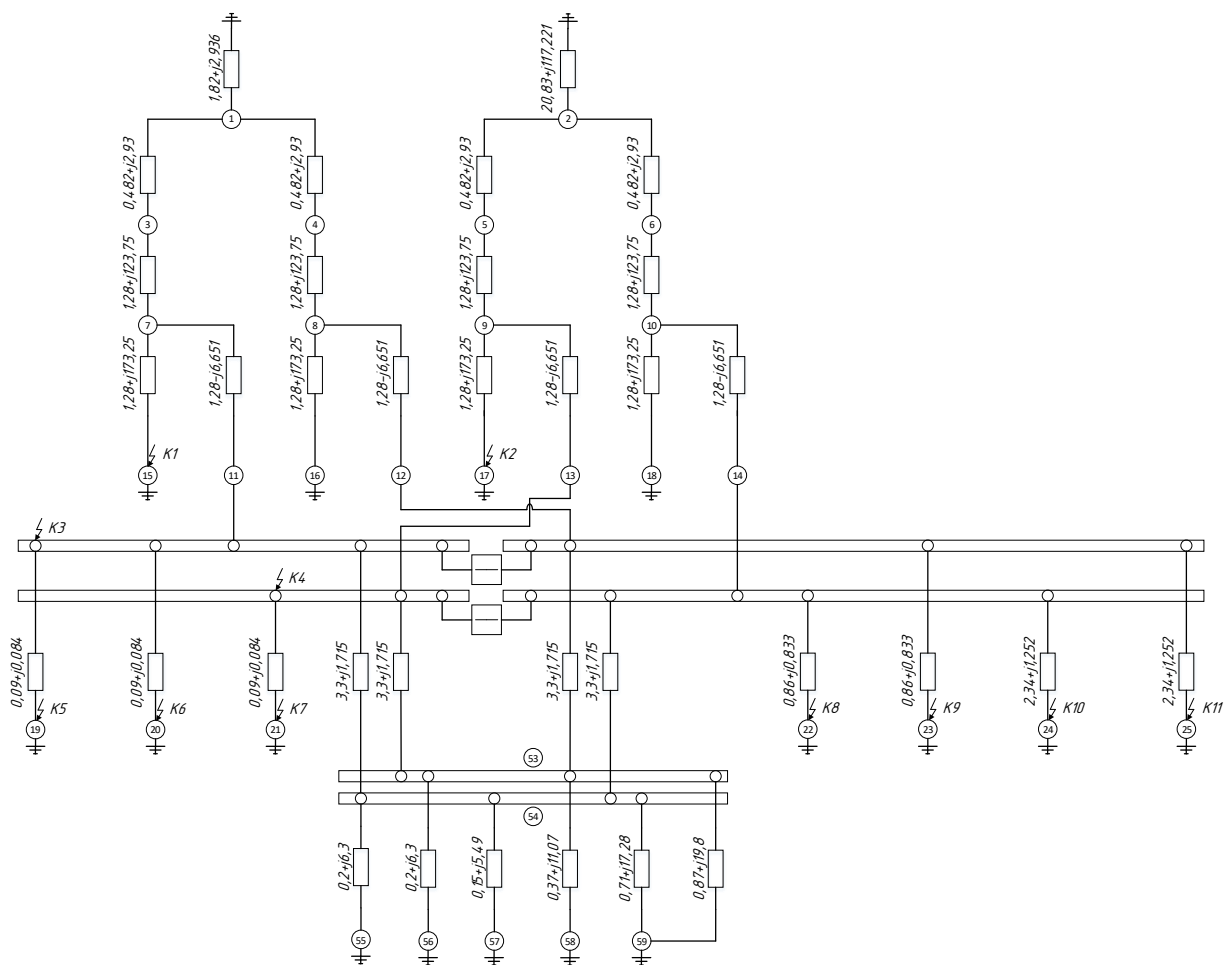


Рисунок 26 – Схема замещения нулевой последовательности для максимального режима

5.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчет производился в ПВК RastrKZ, методика подготовки исходных данных описана в [14]. В максимальном режиме требуется рассчитать ударные ТКЗ и апериодические составляющие ТКЗ в начальный момент времени, необходимые для выбора и проверки основного электротехнического оборудования. Также так как при подключении ТТЭЦ к системе электроснабжения «ЗапСибНефтехим» ТКЗ возрастут, то потребуется произвести проверку установленного оборудования в узлах системы внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим».

5.2.1 Расчет токов короткого замыкания в максимальном режиме

Максимальный режим характеризуется одновременным выполнением следующих условий:

- в работе находятся все АТ 500/110 кВ установленные на ПС ЗапСиб;
- энергосистема в максимальном режиме;
- включены все выключатели 500 кВ;
- включены СВ-110 кВ I СШ 110 кВ и СВ-110 кВ II СШ 110 кВ;
- отключены ШСВ-110 кВ №1 и №2 КРУЭ-110 кВ;
- на ТТЭЦ в работе находятся все энергоблоки;
- максимальна подпитка от высоковольтных СД;

Расчет покажем на примере узловых точек проектируемой подстанции ПГВ2, результат представлен в таблице 36. Результат по остальным точкам представлен в приложении Г. Графическая схема из RastrKZ приведена в приложении Д. Результат расчета по симметричным составляющим тока КЗ взят из таблицы «Состав-нессим» в RastrKZ. Модуль полного ТКЗ определяется по следующей формуле [10]:

$$I_{K(i)} = m \cdot I_{KA1}; \quad (53)$$

где $I_{(KAI)}$ – симметричная составляющая тока прямой последовательности, берется из таблицы «Состав-несимм» при расчете в RastrKZ;

m – коэффициент зависящий от вида КЗ, при трехфазном КЗ равен 1, при двухфазном равен $\sqrt{3}$, при однофазном равен 3.

Таблица 36 – Токи короткого замыкания в максимальном режиме

Точка КЗ		$I_{(KAI)}, \text{кА}$	$I_{(K)}, \text{кА}$
К10	3-х фазное	19,8	19,8
	2-х фазное	9,69	16,78
	1-но фазное	7,9	23,7
К11	3-х фазное	18,92	18,92
	2-х фазное	9,3	16,1
	1-но фазное	7,63	22,8
К22	3-х фазное	20,1	20,1
	2-х фазное	10,04	17,4
К23	3-х фазное	20,5	20,5
	2-х фазное	10,01	17,33
К24	3-х фазное	21,02	21,02
	2-х фазное	10,49	18,16
К25	3-х фазное	23,68	23,68
	2-х фазное	11,38	19,71

Ударный ТКЗ рассчитывается при трехфазном КЗ, так как по нему оборудование проверяется на электродинамическую стойкость, а в этом случае электродинамическое взаимодействие между фазами максимально.

$$i_{уд(i)} = \sqrt{2} \cdot I_{K(i)}^{(3)} \cdot K_{уд(i)}; \quad (54)$$

где $I_{K(i)}^{(3)}$ – действующее значение 3-х фазного ТКЗ, взятого из таблицы 32;

$K_{уд(i)}$ – ударный коэффициент, определяемый согласно [23] по формуле (53).

$$K_{уд(i)} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.эк(i)}}}; \quad (55)$$

где $T_{a.эк(i)}$ – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей ТКЗ, для расчетной точки КЗ. Согласно [10] определяется по формуле 52;

$$T_{a.эк(i)} = \frac{X_{ЭК(i)}}{\omega_C \cdot R_{ЭК(i)}}; \quad (56)$$

где ω_C – синхронная угловая частота сети;

$X_{ЭК(i)}$ и $R_{ЭК(i)}$ – соответственно индуктивная и активная составляющие результирующего эквивалентного сопротивления расчетной схемы относительно расчетной точки КЗ;

Величина $X_{ЭК(i)}$ и $R_{ЭК(i)}$ определяется в ПВК RastrKZ, с помощью функции «Расчет шунтов». Покажем расчет коэффициента ударного тока на примере точки К10, результат по остальным точкам приведен в таблице 37:

$$T_{a.эк(K10)} = \frac{3,451}{314 \cdot 0,354} = 0,031 \text{ с};$$

$$K_{уд(K10)} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,031}} = 1,725;$$

Таблица 37 – результат расчета постоянной времени для расчетных точек КЗ

Точка КЗ	$R_{ЭК}, Ом$	$X_{ЭК}, Ом$	$T_{a.эк}, с$	$K_{уд}$
1	2	3	4	5
К10	0,354	3,451	0,031	1,725
К11	0,344	3,559	0,033	1,738

1	2	3	4	5
K11	0,344	3,559	0,033	1,738
K23	0,011	0,302	0,087	1,892
K24	0,008	0,286	0,114	1,916
K25	0,011	0,257	0,074	1,874

Покажем расчет ударного ТКЗ на примере точки K10 по формуле 50, результат по остальным точкам приведен в таблице 38:

$$i_{\text{уд}(K10)} = \sqrt{2} \cdot 19,8 \cdot 1,725 = 48,3 \text{ кА};$$

Таблица 38 – Ударные токи КЗ

Точка КЗ	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$
K10	48,3
K11	46,5
K22	54,3
K23	54,8
K24	57,0
K25	62,8

Наибольшее начальное значение апериодической составляющей тока КЗ, согласно [10] в общем случае следует принимать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ, и определять по следующей формуле:

$$i_{a(i)} = \sqrt{2} \cdot I_{K(i)}^{(m)}; \quad (57)$$

Покажем расчет апериодической составляющей ТКЗ в начальный момент времени на примере точки K10, значение рассчитывается по наибольшему ТКЗ, результат по остальным точкам приведен в таблице 39.

$$i_{a(K10)} = \sqrt{2} \cdot 23,7 = 33,52 \text{ кА};$$

Таблица 39 – Аперiodическая составляющая ТКЗ в начальный момент времени

Точка КЗ	$i_a, \text{кА}$
К10	33,52
К11	32,24
К22	28,43
К23	28,99
К24	29,73
К25	33,49

5.2.2 Расчет токов короткого замыкания в минимальном режиме

ТКЗ в минимально режиме необходимы для проверки чувствительности устройств РЗ. Результат расчета по точкам ПГВ2 представлен в таблице 40, по остальным точкам в приложении Г.

Минимальный режим характеризуется одновременным выполнением следующих условий:

- энергосистема в минимальном режиме;
- каждая из систем шин КРУЭ-110 кВ получает питание только от одного АТ;
- в работе находятся АТ1 или АТ2;
- в работе находятся АТ3 или АТ4;
- включены СВ-110 кВ I СШ 110 кВ и СВ-110 кВ II СШ 110 кВ;
- отключены ШСВ-110 кВ №1 и №2 КРУЭ-110 кВ;
- на ТТЭЦ отключен наиболее мощный энергоблок;
- подпитка от высоковольтных СД отсутствует;

Таблица 40 – Токи короткого замыкания в минимальном режиме

Точка КЗ		$I_{(кА)}, \text{кА}$	$I_{(к)}, \text{кА}$
1		2	3
К10	3-х фазное	9,49	9,49
	2-х фазное	4,75	8,23
	1-но фазное	4,34	13,02

	1	2	3
К11	3-х фазное	9,36	9,36
	2-х фазное	4,68	8,11
К22	3-х фазное	14,76	14,76
	2-х фазное	7,38	12,78
К23	3-х фазное	14,76	14,76
	2-х фазное	7,38	12,78
К24	3-х фазное	14,73	14,73
	2-х фазное	7,36	12,75
К25	3-х фазное	14,73	14,73
	2-х фазное	7,36	12,75

Таким образом были определены трехфазные, двухфазные и однофазные токи КЗ, ударные и апериодические токи необходимые для дальнейшего выбора электрических аппаратов и устройств РЗ.

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРТОВ

Целью данного раздела является выбор и проверка основного электро-технического оборудования на проектируемой ПГВ2, а также проверка ранее установленного оборудования на КРУЭ 110 кВ и на РУ 110 кВ ПГВ1 и ГПП1 на действие возросших токов КЗ после перевода электроснабжения на ТТЭЦ. Проверка электрических аппаратов ГПП1 и ПГВ1 на стороне 10 кВ в данной ВКР не рассматривается.

6.1 Разработка однолинейной схемы и конструктивного исполнения подстанции ПГВ2

Подстанции глубоких вводов выполняются по упрощенной схеме и, как правило, без выключателей на стороне первичного напряжения. Поэтому на стороне ВН ПГВ2 принимаем схему № 110-1 «Блок линия-трансформатор с разъединителем». На стороне НН принимаем схему № 10(6)-2 «Две рабочие, секционированные выключателями системы шин». Подключение ПГВ2 к КРУЭ 110 кВ ЦРП ЗапСиб осуществляется к секциям (2С 1СШ) и (2С 2СШ) по схеме №110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». По аналогичной схеме выполнено подключение ПГВ1, схема ГПП1 остается без изменений.

Упрощенная однолинейная схема системы внешнего электроснабжения 110 кВ «ЗапСибНефтехим» после реконструкции представлена на рисунке 27.

Распределительное устройство ПГВ2 планируется выполнить открытым, так как достоинством подстанций глубокого ввода является применение упрощенных схем с малым числом устанавливаемого оборудования, в связи с чем можно обойтись без установки дорогостоящего КРУЭ. Также для строительства ОРУ достаточно свободной территории в месте планируемого расположения ПГВ2. Более подробно конструктивное исполнение ПГВ2 будет описано в разделе 8.

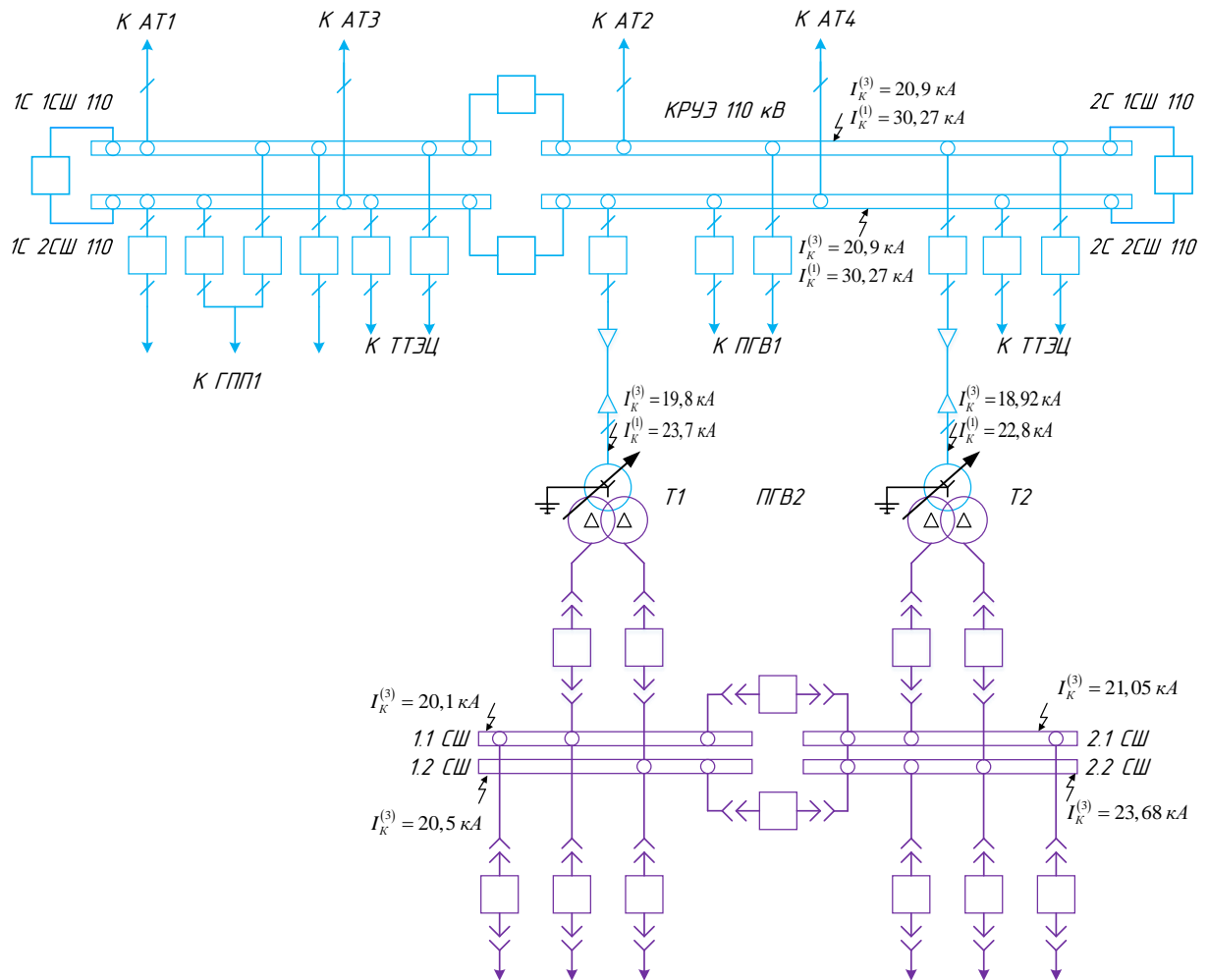


Рисунок 27 – Схема внешнего электроснабжения после реконструкции

6.2 Расчет максимальных рабочих токов

В данном пункте необходимо рассчитать максимальные рабочие токи, которые потребуются для дальнейшей проверки оборудования.

Максимальный ток на стороне 110 кВ проектируемой ПГВ2 определяется по следующей формуле:

$$I_{\max BH} = \frac{1,4 \cdot S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}}; \quad (58)$$

$$I_{\max BH} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,462 \text{ кА};$$

Максимальный ток на одну систему шин на стороне 10 кВ проектируемой ПГВ2 определяется по следующей формуле:

$$I_{\max HH} = \frac{0,7 \cdot S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}};$$

$$I_{\max HH} = \frac{0,7 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,546 \text{ кА};$$

Максимальный ток на присоединениях 10 кВ проектируемой ПГВ2 определяется по аналогичным формулам, результат представлен в таблице 41.

Таблица 41 – максимальные рабочие токи на присоединениях ПГВ2

№ Присоединения	$S_{НАГР}, \text{МВА}$	$I_{\max}, \text{кА}$
1,2,4,5	10,35+j1,6	575
3,6	20,7+j3,2	1151

Проверка ранее установленного оборудования КРУЭ 110 кВ, ГПП1 и ПГВ1 не требуется, так как оно выбиралось с учетом роста нагрузок.

6.3 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

Как правило в РУ 35 кВ и выше применяется гибкая ошиновка, выполненная проводами марки АС. Выбор ошиновки сводится к определению сечения по длительно допустимому току и его проверки на электродинамическую стойкость, а также на возможность коронирования.

На ОРУ 110 кВ согласно [16] расстояние между фазами принимаем равным 2,5 м. При больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться, что произойдет их схлестывание. Поэтому на электродинамическое действие токов КЗ проверяются гибкие шины с током трехфазного КЗ превышающим 20 кА, но согласно расчету,

проведенном в разделе 5 ток КЗ на шинах 110 кВ ПГВ2 не превышает этого значения, следовательно, проверка на схлестывание не проводится.

Т.к. по экономической плотности тока гибкая ошиновка не проверяется то выбираем по допустимому току, по следующему условию:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}; \quad (59)$$

Выбираем ошиновку, выполненную проводами АС-185/24.

$520 \geq 462 \text{ А}$ – условие выполняется;

Условие выполняется. Далее ошиновка проверяется по условиям коронирования по следующему алгоритму:

Определяем максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{ПР}}}}\right); \quad (60)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, принимаем равным 0,82;

$r_{\text{ПР}}$ – радиус провода, равен 0,945 см;

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,945}}\right) = 32,49 \text{ кВ / см};$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{НОМ}}{r_{ПП} \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ПП}}}; \quad (61)$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см. определяется по следующему выражению. При расположении фаз в горизонтальной плоскости:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{2} \cdot D; \quad (62)$$

где D - расстояние между фазами, см;

$$D_{cp} = \sqrt[3]{2} \cdot 250 = 314,98 \text{ см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,945 \cdot \lg \frac{314,98}{0,945}} = 16,33 \text{ кВ / см};$$

Провода не будут коронировать, если выполняется следующие условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (63)$$

$$17,47 \leq 32,49 \text{ кВ / см} - \text{условие выполняется};$$

Условие выполняется, следовательно, данный провод не будет коронировать, поэтому выбранный провод удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке в качестве ошиновки на РУ 110 кВ ПГВ2.

На стороне 110 кВ ГПП1 и ПГВ1 при подключении комбината к ТТЭЦ трехфазные токи КЗ превышают величину 20 кА (см. приложение Г), поэтому требуется выполнить проверку гибкой ошиновки этих ПС на схлестывание. Расчет покажем на примере ГПП1, так как на ее шинах ток КЗ выше чем на ПГВ1, поэтому если на ее ошиновке не будет происходить схлестывания, то его не будет и на ПГВ1 так как их ОРУ 110 кВ имеют одинаковую конструкцию.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса и чем больше длительность протекания и значение тока КЗ.

Вначале определяется усилие от длительного протекания тока двухфазного КЗ.

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(I_K^{(2)})^2}{D}; \quad (64)$$

где I_K – значение тока двухфазного короткого замыкания, кА. Значение берется из приложения Х;

D – расстояние между фазами ошиновки, равно 2,5 м;

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(18220)^2}{2,5} = 26,55 \text{ Н / м};$$

Далее определяем отношение $\frac{\sqrt{h}}{t_{ЭК}}$;

где h – максимальная расчетная стрела повеса провода в каждом пролете при максимальной расчетной температуре, м. Принимаем равной 1 м, данная информация предоставлена во время прохождения производственной практики;

$t_{ЭК}$ – эквивалентное по импульсу время действия быстродействующей защиты, с. Для ГПП1 принимаем равной 0,18 с;

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ЭК}} = \frac{\sqrt{1}}{0,18} = 5,55;$$

Определяем силу тяжести 1 м провода по следующей формуле:

$$G = 1,1 \cdot g \cdot m; \quad (65)$$

где m – масса 1 м провода, для установленного на ГПП1 провода, равна 1,537 кг/м;

$$G = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,547 = 16,67 \text{ Н / м};$$

По диаграмме рисунок 28, в зависимости от $\sqrt{h} / t_{ЭК} = 5,55$ и $f / g = 1,592$ определяем отклонение провода b .

В результате получаем, что отклонение провода равно $b = 0,85$ м;

Определяем максимальное отклонение провода по следующей формуле:

$$b_{доп} = \frac{D - d - a_{доп}}{2}; \quad (66)$$

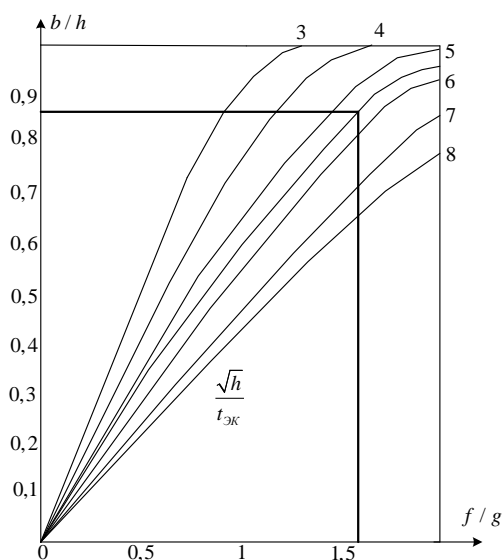


Рисунок 28 – Диаграмма определения отклонения гибкого токопровода с горизонтальным расположением фаз под действием токов КЗ

где d – диаметр провода, м. Принимаем равным 0,0295 м;

$a_{\text{доп}}$ – наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения, м. Для ОРУ 110 кВ принимаем равным 0,45 м;

$$b_{\text{доп}} = \frac{2,5 - 0,0295 - 0,45}{2} = 0,985 \text{ м};$$

Сравниваем допустимое отклонение провода с расчетным по следующему условию:

$$b_{\text{доп}} \geq b; \tag{67}$$

$$0,985 \geq 0,85 \text{ м} - \text{условие выполняется};$$

Делаем вывод что на ГПП1 и ПГВ1 при возросших токах КЗ схлестывания проводов ошиновки ОРУ 110 кВ не происходит, следовательно, не требуется вносить конструктивных изменений.

6.4 Выбор и проверка выключателей

Выключатели проверяются по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости, по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ.

На ОРУ 110 кВ ПГВ2 согласно схеме, не требуется установка выключателя, но он будет установлен в начале линии КРУЭ 110 кВ – ПГВ2, для этой цели используется ранее установленный выключатель в линейной ячейке КРУЭ 110 кВ, сравнение расчетных и каталожных данных на данный выключатель приведено в таблице 43.

Алгоритм проверки выключателя, покажем на примере вводного выключателя 10 кВ 2Т 2.2 СШ ПГВ2. Для установки в КРУ 10 кВ выбираем вакуумный выключатель VF12 – М - 10 – 40 – С - 3150 – У3 с пружинно-моторным приводом.

Проверку по напряжению установки проводят по следующему условию:

$$U_{вст} \leq U_{НОМ}; \quad (68)$$

$10 \leq 10 \text{ кВ}$ – условие выполняется;

Проверку на длительный ток проводят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}; \quad (69)$$

$2546 \leq 3150 \text{ А}$ – условие выполняется;

Проверку по отключающему току проводят по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}; \quad (70)$$

23,68 ≤ 40 кА – условие выполняется;

Проверку по включаемому току проводят по следующему условию:

$$I_{П0} \leq I_{ВКЛ.НОМ}; \quad (71)$$

23,68 ≤ 40 кА – условие выполняется;

Проверку на электродинамическую стойкость проводят по следующему условию:

$$i_{ВД} \leq I_{Д.С.}; \quad (72)$$

62,8 ≤ 100 кА – условие выполняется;

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_K = I_K^2 \cdot (\Delta t + t_{откл} + T_a); \quad (73)$$

где I_K – наибольший ток короткого замыкания, из таблицы 36;

Δt – степень селективности, принимаем равной 0,5 с;

$t_{откл}$ – собственное время отключение выключателя, определяется по каталогу от производителя данного выключателя;

T_a – постоянная времени затухания, берется из таблицы 37.

$$B_{\kappa} = 23,68^2 \cdot (0,5 + 0,035 + 0,114) = 363,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{К.ном}} = I_{\text{Т.С.}}^2 \cdot t_{\text{Т.С.}}; \quad (74)$$

$$B_{\text{К.ном}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{К}} \leq B_{\text{К.ном}}; \quad (75)$$

$363,9 \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – условие выполняется;

Проверку на возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания проводят по следующим формулам:

$$i_{\text{аНОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{НОМ}}}{100} \cdot I_{\text{откл.ном}}; \quad (76)$$

где $\beta_{\text{НОМ}}$ – нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока короткого замыкания, %.

$$i_{\text{аНОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 40 = 25,45 \text{ кА};$$

Апериодическая составляющая к моменту отключения равна:

$$i_{\text{ат}} = i_{\text{а0}} \cdot e^{\left(-\frac{t}{T_a}\right)}; \quad (77)$$

$$i_{\text{ат}} = 33,49 \cdot e^{\left(-\frac{0,035}{0,074}\right)} = 20,87 \text{ кА};$$

$$i_{at} \leq i_{aНОМ}; \quad (78)$$

20,87 ≤ 22,62 кА – условие выполняется;

Выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке. Результат представлен в таблице 42. Для остальных выключателей расчет производится аналогично, результат представлен в приложении Д.

Таблица 42 – Сравнение каталожных и расчетных данных выключателя

Ячейка вводного выключателя 2.2 СШ		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{\max} = 2546 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 23,68 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 23,68 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{Д.С.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 62,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$В_{К.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} = 341,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} \leq В_{К.НОМ}$
$i_{aНОМ} = 22,62 \text{ кА}$	$i_{at} = 20,87 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{aНОМ}$

Далее приведена сводная таблица по выключателям, установленным на КРУЭ 110 кВ ПС ЗапСиб. Так как на данном КРУЭ установлены однотипные выключатели, то проверку проведем только для одного по наибольшим расчетным токам КЗ на шинах 110 кВ. Данная информация была получена во время прохождения производственной практики. Схемой РУ 110 кВ ГПП1 и ПГВ1 не предусмотрена установка выключателей на этих подстанциях.

Таблица 43 – Проверка выключателей КРУЭ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 32,67 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 32,67 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{Д.С.} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 57,31 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$В_{К.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} = 694,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} \leq В_{К.НОМ}$
$i_{aНОМ} = 25,45 \text{ кА}$	$i_{at} = 19,13 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{aНОМ}$

Таким образом, как видно из таблицы 43, параметры установленных на КРУЭ выключателей удовлетворяют условиям возросших токов нагрузки и КЗ.

6.5 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель предназначен для создания видимого разрыва и изолирования части электроустановки от смежных частей, находящихся под напряжением. Алгоритм выбора и проверка разъединителей, аналогичен выбору выключателей, но при выборе отсутствует проверка отключающей способности, так как они не предназначены для отключения цепей под нагрузкой.

На стороне 110 кВ ПГВ2 выберем разъединители марки РДЗ–2–110/1000 НУХЛ1 – с двумя заземляющими ножами, с двигательным приводом типа ПДГ-5. В качестве заземлителя нейтрали СТ принимаем ЗР-110/1000 УХЛ1 с приводом ПД-14. В таблице 44 представлено сравнение расчетных данных с каталожными для выбранного разъединителя и заземлителя.

Таблица 44 – Сопоставление каталожных и расчетных данных.

РДЗ–2–110/1000 НУХЛ1		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 462 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{НОМ}$
$I_{\text{д.с.}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 48,3 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{д.с.}}$
Главные ножи		
$B_{\text{к.ном}} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 344,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$
Заземляющие ножи		
$B_{\text{к.ном}} = 750 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 344,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$

Выбранный разъединитель и заземлитель удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

На стороне 10 кВ роль разъединителя выполняют втычные контакты выкатного элемента ячейки КРУ, дополнительную проверку для них не проводят. Выбор ячеек КРУ будет производиться в пункте 6.10.

Также дополнительно проверим разъединители, установленные в ячейках КРУЭ 110 кВ ПС ЗапСиб и на РУ 110 кВ ГПП1 и ПГВ1 на действие возросших токов КЗ, в следствии подключения ТТЭЦ к ПС ЗапСиб. Так как на данном КРУЭ установлены однотипные разъединители, то проверку проведем только для одного. Сравнение каталожных и расчетных данных приведены в таблице 45. Данная информация была получена во время прохождения производственной практики.

Таблица 45 – Проверка ранее установленных разъединителей

КРУЭ 110 кВ		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 57,31 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
Главные ножи		
$B_{К.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 694,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
Заземляющие ножи		
$B_{К.НОМ} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 694,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
ГПП1		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 56,7 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
Главные ножи		
$B_{К.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 659,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
Заземляющие ножи		
$B_{К.НОМ} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 659,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
ПГВ1		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 51,61 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
Главные ножи		
$B_{К.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 448,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
Заземляющие ножи		
$B_{К.НОМ} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 448,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$

Таким образом, как видно из таблицы 45, параметры, установленных на КРУЭ 110 кВ ПС ЗапСиб, ГПП1 и ПГВ1, разъединителей удовлетворяют условиям возросших токов КЗ.

6.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

На стороне 110 кВ схемой не предусмотрена установка ТТ, но в конструкции трансформатора ТРДЦН-63000/110 (см. пункт 4.3.5) предусмотрена установка встроенных ТТ типа ТВТ-110 с классами точности 0,5 и 10Р, к которым будут подключаться устройства защиты трансформатора и КЛ, а также приборы для контроля и измерения электрических величин.

Выберем трансформатор тока ТВТ-110-I-0,5/10р – 600/5. Для данного ТТ мощность вторичных обмоток при классе точности 0,5 (для цепей измерения) равна, $S_{2НОМ} = 25 \text{ ВА}$;

Встроенные ТТ проверяется по допустимой нагрузке вторичных обмоток, по длительно допустимому току первичной обмотки, по термической стойкости, по напряжению установки.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ для медных и 4 мм^2 для алюминиевых. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 .

Длину соединительных проводов от ТТ до приборов можно принять для разных присоединений приблизительно равной значениям, приведенным в таблице 46.

Таблица 46 – Длина соединительных проводов от ТТ до приборов

Присоединение	Длина, м
КРУ 6-10 кВ	48
ОРУ 110 кВ	60

На стороне 110 кВ принимаем к установке следующие приборы измерения: амперметр, ваттметр, варметр. Перечень приборов, подключаемых к ТТ, с указанием их потребляемой мощности приведен в таблице 47.

Таблица 47 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ЦА2101	0	10	0
ИТОГО		0	10	0

Для расчетов следует принять наиболее загруженную фазу, в данном случае фазу В. Далее приведён алгоритм проверки выбранного ТТ. Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ};$$

110 ≤ 110 кВ – условие выполняется;

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{max} \leq I_{НОМ};$$

462 ≤ 600 А – условие выполняется;

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 доп} \geq \sum Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_{К}; \quad (79)$$

Индуктивным сопротивлением можно пренебречь ввиду его малых значений, считая, что полное сопротивление равно активному.

Допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока:

$$Z_{2ДОП} = R_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2}; \quad (80)$$

$$R_{2ДОП} = \frac{25}{5^2} = 1 \text{ Ом};$$

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\Sigma Z_{ПРИБ} = \Sigma R_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_2^2}; \quad (81)$$

$$\Sigma R_{ПРИБ} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом};$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным:

$$R_K = 0,1 \text{ Ом};$$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет равно:

$$r_{ПР} = R_{2ДОП} - \Sigma R_{ПРИБ} - R_K; \quad (82)$$

$$r_{ПР} = 1 - 0,4 - 0,1 = 0,5 \text{ Ом};$$

Определяем допустимое сечение провода:

$$S_{\text{доп}} = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{np}}}; \quad (83)$$

где l – длина соединительных проводов для 110 кВ принимается, равной 60 м;

ρ – удельное сопротивление материала провода, для алюминия, равно $0,0283 \text{ мм}^2 / \text{м}$;

$$S_{\text{доп}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,5} = 3,34 \text{ мм}^2;$$

Выберем алюминиевый кабель с сечением 4 мм^2 .

Определяем действительное сопротивление провода:

$$R_{\text{np}} = \frac{\rho \cdot l}{S}; \quad (84)$$

$$R_{\text{np}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,424 \text{ Ом};$$

Определяем полное сопротивление вторичной цепи трансформатора тока:

$$R_{\text{НАГР}} = Z_2 = \Sigma R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}}; \quad (85)$$

$$R_{\text{НАГР}} = Z_2 = 0,4 + 0,424 + 0,1 = 0,924 \text{ Ом};$$

$$Z_{2\text{доп}} \geq Z_2; \quad (86)$$

$1 \geq 0,63 \text{ Ом}$ – условие выполняется;

$$B_{K.ном} = I_{T.C.}^2 \cdot t_{T.C.};$$

$$B_{K.ном} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_K \leq B_{K.ном};$$

$344,3 \leq 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – условие выполняется;

Результат расчета сводится в таблицу 48.

Таблица 48 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТТ на стороне 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 600 \text{ А}$	$I_{max} = 462 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{НОМ} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,924 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$B_{KНОМ} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 344,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{KНОМ}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке. Далее выберем ТТ на стороне 10 кВ, алгоритм расчета аналогичен, но также проводится проверка на электродинамическую стойкость, как для выключателей. Перечень приборов, подключаемых к ТТ на стороне 10 кВ представлен в таблице 49.

Таблица 49 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Вводные ячейки				
Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
1	2	3		
Амперметр, ваттметр, варметр, счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 234 ART	0,1	0	0,1

Вводные ячейки				
1	2	3		
ИТОГО		0,1	0	0,1
Ячейки фидеров 1,2,3,4,5,6				
Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр, счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 234 АРТ	0,1	0	0,1
ИТОГО		0,1	0	0,1
Ячейка секционного выключателя				
Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ЦА2101	0	10	0
ИТОГО		0	10	0
Ячейка ТСН 1,2 (см. пункт 6.8)				
Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ЦА2101	0	10	0
Трехфазный счетчик АЭ	СЕ300	0,1	0	0,1
ИТОГО		0,1	10	0,1

На стороне 10 кВ выбираем следующие ТТ: ТЛП-10-1 для вводных и секционных ячеек и ТОЛ-НТЗ-10 для остальных ячеек, с классами точности 0,2S/0,5/10р. В таблице 50 приведено сравнение расчетных и каталожных данных для ТТ вводной ячейки 1.1 СШ 1Т ПГВ2, результат по остальным ячейкам приведен в приложении Д.

Таблица 50 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ на стороне 10 кВ

Вводная ячейка 1.1 СШ		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3000 \text{ А}$	$I_{max} = 2546 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 54,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$Z_{НОМ} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,443 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$

Вводная ячейка 1.1 СШ		
1	2	3
$V_{\text{КНОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{К}} = 259,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{К}} \leq V_{\text{КНОМ}}$

Также дополнительно проверим ТТ, установленные на линейных ячейках КРУЭ 110 кВ ПС ЗапСиб и встроенные ТТ на ГПП1 и ПГВ1 на действие возросших токов КЗ, в следствии подключения ТТЭЦ к ПС ЗапСиб. Сравнение каталожных и расчетных данных приведены в таблице 51. Данная информация была получена во время прохождения производственной практики.

Таблица 51 - Проверка ранее установленных трансформаторов тока

КРУЭ 110 кВ		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{Д.С.}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 57,31 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} \leq I_{\text{Д.С.}}$
$V_{\text{К.НОМ}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{К}} = 694,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{К}} \leq V_{\text{К.НОМ}}$
ГПП1		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$V_{\text{К.НОМ}} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{К}} = 659,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{К}} \leq V_{\text{К.НОМ}}$
ПГВ1		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$V_{\text{К.НОМ}} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{К}} = 448,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{К}} \leq V_{\text{К.НОМ}}$

Таким образом, как видно из таблицы 51, параметры установленных на КРУЭ, ГПП1 и ПГВ1 ТТ удовлетворяют условиям возросших токов короткого замыкания.

6.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

В данном пункте необходимо выбрать и проверить трансформаторы напряжения для установки на ПГВ2. На РУ 110 кВ установка трансформатора напряжения не предусматривается схемой, поэтому выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ. По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса

точности, необходимо проверить нагрузку приборов, подключенных к ТН с допустимой для данного класса точности. Вторичная нагрузка трансформаторов на стороне НН представлена в таблице 52.

Для исключения возникновения феррорезонанса в сети 10 кВ выберем антирезонансный трансформатор напряжения НАМИТ-10 УХЛ2:

Нагрузку на один трансформатор напряжения будем рассчитывать из условия, что все приборы подключены к нему т.к. один ТН может быть выведен в ремонт.

Таблица 52 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность, ВА	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЦВ2101	2	10	20
Трехфазный счетчик АЭ	СЕ300	2	9	18
Ваттметр, варметр, счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 234 ART	10	9	90
ИТОГО				138

Далее представлен алгоритм проверки выбранного трансформатора напряжения.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$10 \leq 10 \text{ кВ}$ – условие выполняется;

Проверку на допустимую мощность нагрузки вторичных обмоток производят по следующему условию:

$$S_{ПРИБ} \leq S_{НОМ}; \quad (87)$$

138 ≤ 200 ВА – условие выполняется;

Результаты расчета сводятся в таблицу 53.

Таблица 53 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$S_{НОМ} = 200 \text{ ВА}$	$S_{ПРИБ} = 138 \text{ ВА}$	$S_{НОМ} \geq S_{ПРИБ}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

6.8 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

В качестве сборных шин КРУ и шинопроводов принимаем к установке жесткие алюминиевые шины коробчатого сечения из сплава АД31Т, так как по результатам расчета токов КЗ (см. таблицу 38) на стороне 10 кВ ПГВ2 ударные токи имеют большие значения (максимальный ударный ток равен 62,8 кА), поэтому шины коробчатого сечения обеспечат требуемую прочность. Далее показан алгоритм проверки жесткой ошиновки для РУ 10 кВ.

Выполняем проверку по допустимому току, по следующему условию:

$$I_{ДОП} \geq I_{МАХ};$$

Выбираем алюминиевую шину коробчатого сечения размеры которой представлены на рисунке 29 ($a = 75 \text{ мм}$; $b = 35 \text{ мм}$; $c = 5,5 \text{ мм}$; $R = 6 \text{ мм}$), $q = 695 \text{ мм}^2$; $I_{ДОП} = 2670 \text{ А}$.

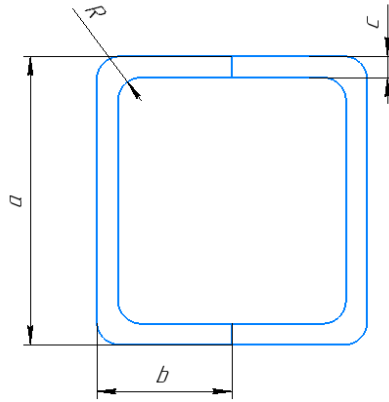


Рисунок 29 – Основные размеры шины

$2670 \geq 2546 A$ – условие выполняется;

Определяем момент инерции шины:

$$J = \frac{a^4 - (a - 2 \cdot c)^4}{12}; \quad (88)$$

$$J = \frac{7,5^4 - (7,5 - 2 \cdot 0,55)^4}{12} = 123,9;$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{J}; \quad (89)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{123,9}{6,95}} = 3,65 \text{ м};$$

$$l \leq \sqrt{3,65} = 1,91 \text{ м};$$

Принимаем $l = 1,9 \text{ м}$;

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{ВД}}^2}{A}; \quad (90)$$

где A – расстояние между фазами для 10 кВ равно 0,22 м [пуэ];

$$f_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{62800^2}{0,22} = 3104,96 \text{ Н / м};$$

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

$$\sigma_{\phi} = \frac{f_{\phi} \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (91)$$

$$W_{\phi} = \frac{a^4 - (a - 2 \cdot c)^4}{6 \cdot a}; \quad (92)$$

$$W_{\phi} = \frac{7,5^4 - (7,5 - 2 \cdot 0,55)^4}{6 \cdot a} = 32,03 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{\phi} = \frac{3104,96 \cdot 1,9^2}{10 \cdot 32,03} = 35 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\phi} < \sigma_{\text{доп}}; \quad (93)$$

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

$35 < 75 \text{ МПа}$ – условие выполняется;

Следовательно, условие по механической прочности выполняется, и выбранная шина может быть принята для установки.

Далее выберем опорный изолятор для крепления выбранной ранее шины. Выбираем опорный изолятор ОНШП-10-20-4 УХЛ1. Далее приведен алгоритм проверки выбранного изолятора.

Определяем допустимую нагрузку для данного изолятора по следующей формуле:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F; \quad (94)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна: $H_{\text{из}} = 210 \text{ мм}$;

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = f_{\phi} \cdot l \cdot k_h; \quad (95)$$

где k_h – поправочный коэффициент на высоту приложения силы, определяется по следующей формуле:

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{a}{2}}{H_{из}}; \quad (96)$$

$$k_h = \frac{210 + 75 + \frac{75}{2}}{210} = 1,53;$$

$$F_{расч} = 3104,96 \cdot 1,9 \cdot 1,53 = 9060 \text{ Н};$$

Выполняется проверка по следующему условию:

$$F_{расч} \leq F_{ДОП} \quad (97)$$

$9060 \leq 12000 \text{ Н}$ – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

Для ввода шинпровода в здание ЗРУ 10 кВ принимаем к установке проходные изоляторы типа ИПК 10/3150-IV/IV УХЛ1. Проверка проходных изоляторов осуществляется по длительно протекающему току и на минимальное разрушающее воздействие на изгиб по алгоритму аналогичному для проверки опорных изоляторов. В итоге получаем следующие результаты: $2456 \leq 3150 \text{ А}$; $7846 \leq 18000 \text{ Н}$. следовательно выбранный изолятор подходит по всем условиям.

6.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд предназначены для питания нагрузки ПС, такой как: электродвигателей систем охлаждения; обогревающих устройств выключателей, распределительных шкафов КРУ; осветительных и отопительных приборов; вентилирующих устройств и т.д.

Состав потребителей собственных нужд зависит от типа ПС, мощности трансформаторов, типа устанавливаемого оборудования.

Потребители собственных нужд подключаются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. Потребители собственных нужд ПГВ2 с указанием установленной мощности приведены в таблице 54.

Таблица 54 – Нагрузка собственных нужд ПГВ2

Вид потребителя	Установленная мощность, кВт			
	кВт х ед	$\cos \varphi$	$P_{уст}, кВт$	$Q_{уст}, кВар$
1	2	3	4	5
Охлаждение ТРДЦН-63000/110/10	15x2	0,85	30	22,5
Подогрев приводов разъединителей на стороне 110 кВ	2x1,8	1	3,6	–
Освещение и вентиляция КРУ	7x1	0,9	7	3,39
Отопление и освещение ЗРУ	50	1	50	–
Освещение ОРУ 110 кВ	5	1	5	–
Вентиляция ЗРУ	20	0,85	20	12,4
Питание оперативных цепей	1,8	0,38	1,8	4,38
Подогрев релейного шкафа	1x21	1	21	–
Отопление и подогрев КРУ	1x21	1	21	–
Итого			157,4	42,67

Расчетная нагрузка определяется по следующей формуле:

$$S_{РАСЧ} = K_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}; \quad (98)$$

где K_c – коэффициент спроса, принимаем равным 0,8;

$$S_{РАСЧ} = 0,8 \cdot \sqrt{157,4^2 + 42,67^2} = 130,46 \text{ кВА};$$

Далее выбирается мощность трансформаторов собственных нужд. Принимаем к установке два ТСН и так как ПГВ2 является подстанцией с постоян-

ным дежурным персоналом, то мощность ТСН выбирается по следующему условию:

$$S_{ТСН} \geq \frac{S_{РАСЧ}}{K_{А.З}}; \quad (99)$$

где $K_{А.З}$ – коэффициент аварийной загрузки, принимаем равным 1,4;

$$S_{ТСН} \geq \frac{130,46}{1,4} = 93,19 \text{ кВА};$$

Принимаем к установке два трансформатора типа ТМГ – 100/10 У1.

6.10 Выбор и проверка аккумуляторных батарей

Аккумуляторные батареи являются независимыми источниками энергии в системах собственных нужд станций и подстанций. Основное их назначение заключается в питании систем управления, автоматики, сигнализации, связи, а также электроснабжении особо ответственных рабочих машин и сети освещения при нарушении нормальной работы установки в течение времени, необходимого для восстановления нормальной работы. В таблице 55 представлена информация по нагрузкам аккумуляторных батарей на ПГВ2.

Таблица 55 – Нагрузки аккумуляторной батареи

Потребитель	Нормальный режим		Аварийный режим	
	Постоянная нагрузка, А	Толчковая нагрузка, А	Постоянная нагрузка, А	Толчковая нагрузка, А
РЗА и ПА	28	–	28	–
Аварийное освещение	–	–	18	–
Система связи	–	–	23	–
В/в выключатели	–	27	–	27
Итого	28	27	69	27

Далее представлен алгоритм выбора аккумуляторных батарей для их установки на ПГВ2.

Определяем число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}; \quad (100)$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах;

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

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 107;$$

Определяем общее число элементов:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_A}; \quad (101)$$

$$n = \frac{230}{1,75} = 132;$$

Определяем количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0; \quad (102)$$

$$n_{доб} = 132 - 107 = 25;$$

Определяем типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{AB}}{j}; \quad (103)$$

где I_{AB} – нагрузка установившегося полчасового установившегося разряда;

j – допустимая нагрузка аварийного разряда;

$$N = 1,05 \cdot \frac{69}{25} = 2,981;$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера $N = 3$. Предварительно принимаем батарею СК – 3. Проверим по максимальному толчковому току. Проверку осуществляем по условию:

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}; \quad (104)$$

где I_{Tmax} – максимальный толчковый ток, из таблицы хх;

$$46 \cdot N = 46 \cdot 3 = 138 \geq 27 \text{ A};$$

Условие выполняется. Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N}; \quad (105)$$

$$I_p = \frac{27}{3} = 9 \text{ A};$$

По кривой, изображённой на рисунке 30 определяем напряжение на аккумуляторе равным 99 %. Если принять потерю напряжение в соединительном кабеле – 5 %, то напряжение на приводах будет равно 94 %. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80 – 110 %, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

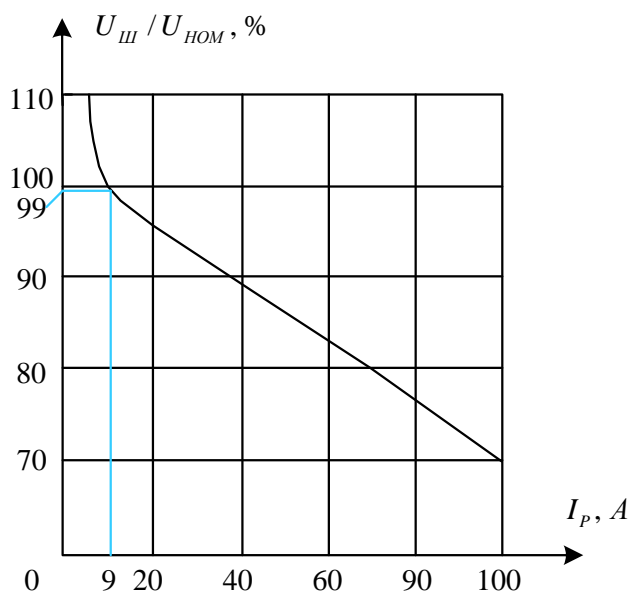


Рисунок 30 – Зависимость напряжения от тока разряда аккумулятора

6.11 Выбор и проверка ячеек КРУ

В данной ВКР на стороне 10 кВ было выбрано КРУ фирмы «Мосэлектронит» К – 129 «Оптима». Данные шкафы комплектуются выбранным ранее оборудованием: вакуумными выключателями типа VF12-10-М, измерительными трансформаторами тока – ТЛ-10-М, ТПЛ-10-1 и напряжения – НАМИТ-10 УХЛ2. Основные параметры выбранного шкафа К – 129 «Оптима» представлены в таблице 56.

Таблица 56 – Основные параметры шкафа КРУ серии К – 129

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток главных цепей КРУ, А	3150
Номинальный ток сборных шин, А	3150

1	2
Номинальный ток отключения высоковольтного выключателя, кА	40
Ток электродинамической стойкости, кА	102
Ток термической стойкости (3 с для главных цепей и 1 с для заземляющих ножей), кА	40
Тип выключателя	VF12-10-М
Габариты шкафа, мм: Высота/глубина/ширина	2355/1527/1000
Трансформатор тока	ТЛ-10-М; ТПЛ-10-1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10 УХЛ2

Проверим выбранное КРУ на электродинамическое и термическое действие токов КЗ, а также по длительно допустимому току главных цепей, по формулам как для проверки выключателей. Результат расчета представлен в таблице 57.

Таблица 57 – Сравнение каталожных и расчетных данных для КРУ – 129

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{\max} = 7,7 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 62,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
Для главных цепей		
$V_{КНОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} = 363,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} \leq V_{КНОМ}$
Для заземляющих ножей		
$V_{КНОМ} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} = 363,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} \leq V_{КНОМ}$

Выбранные шкафы КРУ удовлетворяет всем условиям и могут быть приняты к установке.

Таким образом в данном разделе было выбрано и проверено основное электротехническое оборудование на проектируемой ПГВ2, а также проверено оборудование на стороне 110 кВ системы внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим» (КРУЭ ПС ЗапСиб, ГПП1 и ПГВ1). По результатам расчета можно сделать вывод что замены оборудования на КРУЭ 110 кВ, ГПП1 и ПГВ1 при реконструкции системы внешнего электроснабжения не требуется.

7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПГВ2

В данном разделе произведен расчет контура заземления, зон молниезащиты, произведен выбор ОПН и произведена оценка надежности молниезащиты ПГВ2.

7.1 конструктивное исполнение заземления и его расчет

Заземление в зависимости от назначения несет три функции: рабочее, защитное и заземление молниезащиты. Рабочее заземление необходимо для нормальной работы электроустановок. Защитное применяется для защиты персонала от поражения током при выносе потенциала на корпус электрооборудования. Заземление молниезащиты применяется для отвода тока молнии в землю от места, в которое произошел удар молнии.

Конструктивно заземление ПС выполняется в виде сетки, состоящей из горизонтальных заземлителей. В узлах располагаются вертикальные заземлители, которые укладываются на глубину 0,5-0,6 м от уровня планировочной отметки земли. Горизонтальные заземлители укладываются в траншеи глубиной 0,6-0,7 м от уровня планировочной отметки земли. Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к корпусу электротехнического оборудования не мог находиться за его пределами.

В данном пункте проводится расчет заземления молниезащиты на ПГВ2 с целью определения импульсного сопротивления заземления. Расчет заземляющего контура будет производиться с учетом рекомендаций ПУЭ.

Площадь, используемая под заземлитель, определяется по следующей формуле:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3); \quad (106)$$

где А и В – длина и ширина территории под заземлитель, м;

$$S = (58,8 + 3) \cdot (62,5 + 3) = 4048 \text{ м}^2;$$

В качестве горизонтальных и вертикальных заземлителей принимаем проводники круглого сечения диаметром $d = 14$ мм.

Определим сечение проводников:

$$F_{II} = \pi \cdot R^2; \quad (107)$$

$$F_{II} = \pi \cdot 7^2 = 154 \text{ мм}^2;$$

Выполним проверку на термическую стойкость по следующей формуле:

$$F_{TEP} = \sqrt{\frac{I_K^{(1)2} \cdot T}{400 \cdot \beta}}; \quad (108)$$

где $I_K^{(1)}$ – наибольший ток однофазного КЗ из таблицы 36;

T – время срабатывания РЗ, на предприятиях ПАО «Сибур Холдинг», не более 100 мс;

β – коэффициент термической стойкости, для стали равен 21.

$$F_{TEP} = \sqrt{\frac{23700^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 81,77 \text{ мм}^2;$$

Выполним проверку сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}); \quad (109)$$

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + \alpha_K;$$

где a_K, b_K, c_K, α_K – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта, определяются согласно [12], для типа грунта определенного в пункте 1.1;

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,784;$$

$$F_{КОР} = \pi \cdot 0,784 \cdot (12 + 0,784) = 31,47 \text{ мм}^2;$$

Сечение проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{П} \geq F_{ТЕР} + F_{КОР}; \quad (110)$$

$$154 \geq 81,77 + 31,47 = 113,2 \text{ мм}^2;$$

Условие выполняется, следовательно, выбранный диаметр подходит.

Далее принимается расстояние между полосами сетки ($k=8$ м) и определяется длина горизонтальных полос, по следующей формуле:

$$L_T = (A+3) \cdot \frac{(B+3)}{k} + (B+3) \cdot \frac{(A+3)}{k}; \quad (111)$$

$$L_T = (58,8+3) \cdot \frac{(62,5+3)}{8} + (62,5+3) \cdot \frac{(58,8+3)}{8} = 1011,9 \text{ м};$$

Уточняется длина горизонтальных полос (замена реального контура заземления сеткой и уточнение длины при переходе на квадратичную модель).

$$L_{Г.У} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (112)$$

где m – определяется по следующей формуле;

$$m = \frac{L_{Г.У}}{2 \cdot \sqrt{S}}; \quad (113)$$

$$m = \frac{1011,9}{2 \cdot \sqrt{4048}} = 7,95;$$

Принимаем m равное 8.

$$L_{Г.У} = 2 \cdot \sqrt{4048} \cdot (8 + 1) = 1145,2 \text{ м};$$

Определим количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c}; \quad (114)$$

где c – расстояние между вертикальными электродами, принимаем равным 10 м;

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{4048}}{10} = 25,44;$$

Принимаем $n_B = 26$;

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{\text{Г.У}} + n_B \cdot l_B} \right); \quad (115)$$

где l_B – длина вертикального электрода, принимаем равной 5 м;

$\rho_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта, определяется по формуле (116);

Коэффициент A зависит от соотношения длины вертикальных электродов l_B и \sqrt{S} , определяется согласно [5]:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{4048}} = 0,078 \Rightarrow A = 0,375;$$

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{h_{1Э}}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_1}{\rho_2}}; \quad (116)$$

где $h_{1Э}$ – глубина заложения заземлителя, равна 5,7 м;

$\rho_1 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – удельное сопротивление верхнего слоя грунта, толщина которого $h_1 = 8 \text{ м}$;

$\rho_2 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – удельное сопротивление нижнего слоя грунта, толщина которого $h_1 = 9 \text{ м}$;

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{5,7}{\frac{8}{90} + \frac{9}{150}} = 38,28 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

Удельные сопротивления и толщина каждого типа грунта взяты согласно таблице 1.

$$R = 38,28 \cdot \left(\frac{0,375}{\sqrt{4048}} + \frac{1}{1145,2 + 26 \cdot 5} \right) = 0,255 \text{ Ом};$$

Определим импульсный коэффициент заземления, по следующей формуле:

$$a_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{ЭКВ} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (117)$$

где I_M – ток молнии, кА. Принимаем равным 40 кА для равнин [23].

$$a_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4048}}{(38,28 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,77;$$

Определим импульсное сопротивление грунта, которое должно соответствовать условию:

$$R_{II} = R \cdot a_{II} \leq 0,5; \quad (118)$$

$$R_{II} = 0,255 \cdot 1,77 = 0,452 \leq 0,5 \text{ Ом};$$

Условие выполняется. Данное значение импульсного сопротивления потребуется при дальнейшем расчете надежности молниезащиты ПГВ2.

7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

В данном пункте требуется рассчитать зоны молниезащиты ПГВ2. В качестве молниезащиты принимаем стержневые молниеотводы высотой 21 м, расположенные на прожекторных мачтах по углам подстанции. Требуется выполнить защиту на уровне ячеечных порталов высота которых равна 11 м.

Эффективная высота молниеотвода определяется по следующей формуле:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot h; \quad (119)$$

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot 21 = 17,85 \text{ м};$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по следующей формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h; \quad (120)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,22 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при условии $2h < L < 4h$, определяется по формуле (121);

где L – расстояние между молниеотводами, берем согласно плана ПГВ2 (лист графической части 5), для всех пар молниеотводов равно 51,8 м;

$$r_{\text{C0}} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L_{12} - 2 \cdot h)}{h} \right); \quad (121)$$

$$r_{\text{C0}} = 22,22 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (51,8 - 2 \cdot 21)}{21} \right) = 20,14 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны между двумя равновеликими молниеотводами определяется по следующей формуле:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h); \quad (122)$$

$$h_{CX} = 17,85 - (0,17 + 0,0003 \cdot 21) \cdot (51,8 - 21) = 12,42 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне ячеякового портала определяется по следующей формуле:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}}; \quad (123)$$

где h_X – высота защищаемого объекта (11 м);

$$r_{CX} = 20,14 \cdot \frac{12,42 - 11}{12,42} = 2,3 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на уровне ячеякового портала определяется по следующей формуле:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}} \right); \quad (124)$$

$$r_X = 22,22 \cdot \left(1 - \frac{11}{17,85} \right) = 8,53 \text{ м};$$

Аналогичный расчет производится и для других сочетаний молниеотводов и результат сводится в таблицу 58. Аналогично рассчитываем зоны молниезащиты на уровне кабельных эстакад, высота которых 6,3 м.

Таблица 58 – Результаты расчета молниезащиты

Параметр	Сочетание молниеотводов			
	1-2	2-3	3-4	4-1
$L, м$	51,8	51,8	51,8	51,8
$r_0, м$	22,22	22,22	22,22	22,22
$r_{c0}, м$	20,14	20,14	20,14	20,14
$h_{cx}, м$	12,42	12,42	12,42	12,42
$r_{cx}, м$ (портал)	2,30	2,30	2,30	2,30
$r_x, м$ (портал)	8,53	8,53	8,53	8,53
$r_{cx}, м$ (эстакада)	9,93	9,93	9,93	9,93
$r_x, м$ (эстакада)	14,38	14,38	14,38	14,38

План ПГВ2 с расставленными молниеотводами и указанием зон защит представлен на листе 5 графической части ВКР, а также на рисунках 31 и 32. Таким образом была рассчитана молниезащита ПГВ2, при наложении рассчитанных зон молниезащиты на план ПС видно, что она полностью обеспечивает защиту ПГВ2 от прямых ударов молнии.

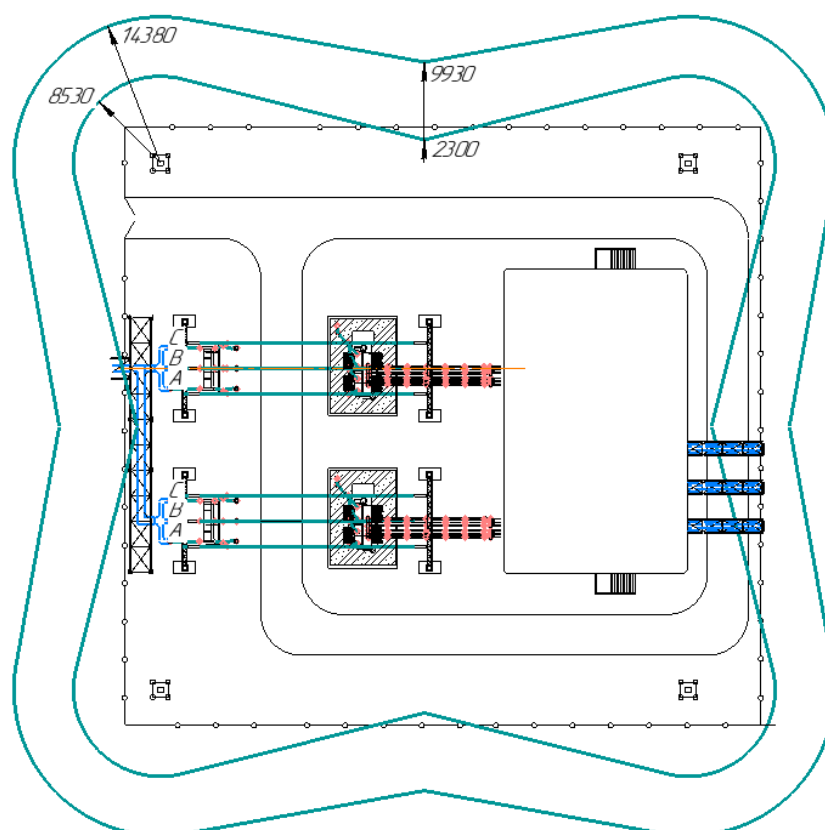


Рисунок 31 – Зоны молниезащиты на плане ПГВ2

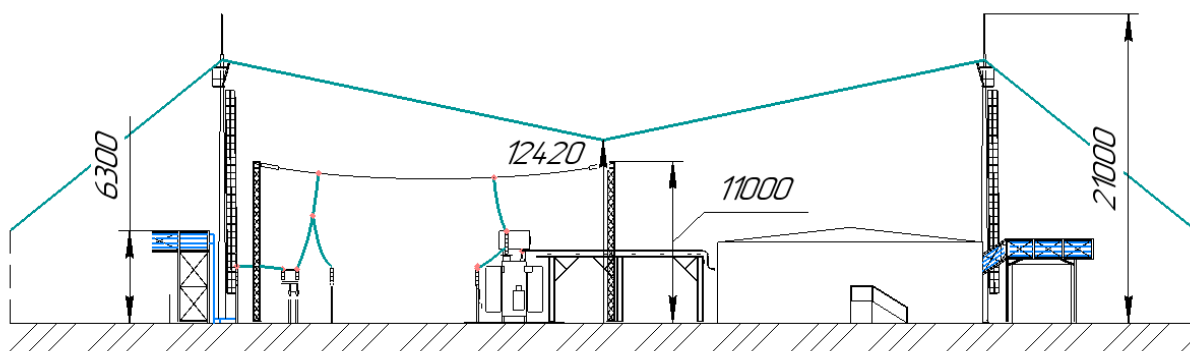


Рисунок 32 – Зоны молниезащиты на разрезе ПГВ2

7.3 Выбор ОПН на ПГВ2

В данном пункте требуется выбрать и проверить ограничители перенапряжения для защиты установленного на ПГВ2 силового трансформатора от внутренних и грозовых перенапряжений.

Выбор наибольшего длительно допустимого напряжения.

Так как все трансформаторы 110 кВ ПГВ2 работают с разземленной нейтралью стороны 110 кВ, то наибольшее рабочее напряжение ОПН, принимается на 20% выше наибольшего рабочего (фазного) напряжения сети [30].

$$U_{Н.Р.Д} = 1,2 \cdot \frac{U_{Н.Р.С.}}{\sqrt{3}}; \quad (125)$$

где $U_{Н.Р.С.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети, по [6] равно 126 кВ;

$$U_{Н.Р.Д} = 1,2 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 87,3 \text{ кВ};$$

Выбор номинального напряжения.

Номинальное напряжение ОПН должно быть не менее наибольшего эквивалентного квазистационарного перенапряжения:

$$U_{НОМ} \geq U_{ЭКВ}; \quad (126)$$

где $U_{ЭКВ}$ – амплитуда эквивалентного 10-го квазистационарного перенапряжения, определяется по следующей формуле;

$$U_{ЭКВ} = U_K \cdot \left(\frac{T_K}{10} \right)^m; \quad (127)$$

где m – показатель степени, описывающей характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени». В качестве усредненного значения можно принять равным 0,02;

U_K – амплитуда квазистационарного перенапряжения, определяется по формуле (128);

T_K – продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах;

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_K = 1,4 \cdot U_{Н.П.}; \quad (128)$$

$$U_K = 1,4 \cdot 1,15 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 102,24 \text{ кВ};$$

Значение средней длительности при одностороннем отключении однофазного КЗ согласно [27], $T_K = 4 \text{ с}$;

$$U_{ЭКВ} = 102,24 \cdot \left(\frac{4}{10} \right)^{0,02} = 100,38 \text{ кВ};$$

Выбор номинального разрядного тока.

В сетях классов напряжения 110 кВ и выше, как правило, рекомендуются ОПН с номинальным разрядным током 10 кА.

Определение класса энергоемкости.

При возможности возникновения переходного резонанса (при отсутствии выключателей на стороне ВН, коммутациях блока линия - трансформатор) на второй или третьей гармонике при установке в сетях 110 кВ с частично разземленными нейтралями трансформаторов ограничитель должен иметь энергоемкость не ниже 4,0 – 4,5 кДж/кВ номинального напряжения (3 класс), согласно [27].

5) Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности

$$I_{в.б.} > 1,2 \cdot I_{по}; \quad (129)$$

Для выбранного ОПН взрывобезопасный ток равен 40 кА;

$$40 > 1,2 \cdot 23,7 = 28,44 \text{ кА} \text{ – условие выполняется;}$$

По рассчитанным выше параметрам принимаем к установке ОПНп–110/1000/88-10-IV-УХЛ1 с 4 классом энергоемкости. Далее проводим окончательную проверку выбранного ОПН.

Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях.

$$U_{ост.к} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{и} \cdot K_{к} \cdot U_{исп.}}{1,2}; \quad (130)$$

где $U_{исп}$ – нормируемое одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц, согласно [6];

K_I – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием;

K_K – коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции.

Для трансформаторов согласно [27], $K_I = 1,35$, $K_K = 0,9$.

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200}{1,2} = 286,4 \text{ кВ};$$

Для выбранного ОПН, $U_{\text{ост.к.ном}} = 217 \text{ кВ}$;

$$U_{\text{ост.к.ном}} \leq U_{\text{ост.к}}; \quad (131)$$

$217 \leq 286,4 \text{ кВ}$ – условие выполняется;

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{\text{вн}} = \frac{U_{\text{доп}} - U_{\text{ост.к.ном}}}{U_{\text{доп}}} > 0,15; \quad (132)$$

где $U_{\text{доп}}$ – допустимый уровень внутренних перенапряжений [33];

$$A_{\text{вн}} = \frac{257,2 - 217}{257,2} = 0,156 > 0,15;$$

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по грозовым воздействиям.

$$A_{ГР} = \frac{U_{ИСП} - U_{ОСТ}}{U_{ИСП}} > 0,2; \quad (133)$$

где $U_{ИСП}$ – значение грозового испытательного импульса для СТ [9];

$U_{ОСТ}$ – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе;

$$A_{ГР} = \frac{480 - 282}{480} = 0,41 > 0,2;$$

Сравнение расчетных и каталожных данных на выбранный ОПН приведено в таблице 59.

Таблица 59 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ОПН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
$U_{Н.Р.Д} = 87,3 \text{ кВ}$	$U_{Н.Р.НОМ} = 77 \text{ кВ}$	$U_{Н.Р.Д} \leq U_{Н.Р.НОМ};$
$U_{ЭКВ} = 100,38 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{ЭКВ};$
$W_{УД} = 4,5 \text{ кДж / кВ}$	$W_{НОМ} = 5,75 \text{ кДж / кВ}$	$W_{НОМ} \geq W_{УД}$
$1,2 \cdot I_{П0} = 28,44 \text{ кА}$	$I_{В.Б.} = 40 \text{ кА}$	$I_{В.Б.} > 1,2 \cdot I_{П0};$
$U_{ОСТ.К} = 286,4 \text{ кВ}$	$U_{ОСТ.К.НОМ} = 217 \text{ кВ}$	$U_{ОСТ.К.НОМ} < U_{ОСТ.К};$
$A_{ВН} = 0,156;$	$A_{ВН.МИН} = 0,15$	$A_{ВН.МИН} < A_{ВН};$
$A_{ГР} = 0,41;$	$A_{ГР.МИН} = 0,2$	$A_{ГР.МИН} < A_{ГР};$

Выбранный ОПН удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

На стороне 10 кВ трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН –П1– 10/12/10/2 (2 класс энергоемкости), алгоритм рас-

чета аналогичен приведенному выше, за исключением определения удельной энергоемкости, которая определяется по следующей формуле:

$$W_{уд} = \frac{W_1 \cdot n}{U_{н.р.ном}}; \quad (132)$$

где W_1 – энергия рассеиваемая в ОПН за один цикл зажигания и гашения дуги;

n – число зажиганий дуги, определяется по следующей формуле;

$$n = 30 - 0,1 \cdot I_C; \quad (133)$$

где I_C – емкостный ток замыкания на землю, принимаем равным наименьшему току ОЗЗ при котором требуется компенсация. Согласно [16] равен 20 А.

$$n = 30 - 0,1 \cdot 20 = 28;$$

Далее по графикам зависимости от I_C и остающегося напряжения ОПН указанным в [30], определяется W_1 .

$$W_{уд} = \frac{0,125 \cdot 28}{12} = 0,291 \text{ кДж / кВ};$$

Для выбранного ОПН $W_{ном} = 2,8 \text{ кДж / кВ}$, далее выполняется проверка по следующему условию:

$$W_{ном} \geq W_{уд}; \quad (134)$$

$2,8 \geq 0,291 \text{ кДж} / \text{кВ}$ – условие выполняется;

Сравнение расчетных и каталожных значений по выбранному ОПН представлены в таблице 60.

Таблица 60 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ОПН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
$U_{\text{Н.Р.Д}} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н.Р.НОМ}} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н.Р.Д}} \leq U_{\text{Н.Р.НОМ}}$;
$U_{\text{ЭКВ}} = 14,13 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{ЭКВ}}$;
$W_{\text{УД}} = 0,291 \text{ кДж} / \text{кВ}$	$W_{\text{НОМ}} = 2,8 \text{ кДж} / \text{кВ}$	$W_{\text{НОМ}} \geq W_{\text{УД}}$
$1,2 \cdot I_{\text{П0}} = 28,41 \text{ кА}$	$I_{\text{В.Б.}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{В.Б.}} > 1,2 \cdot I_{\text{П0}}$;
$U_{\text{ОСТ.К}} = 50,11 \text{ кВ}$	$U_{\text{ОСТ.К.НОМ}} = 30,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ОСТ.К.НОМ}} < U_{\text{ОСТ.К}}$;
$A_{\text{ВН}} = 0,27$;	$A_{\text{ВН.МИН}} = 0,15$	$A_{\text{ВН.МИН}} < A_{\text{ВН}}$;
$A_{\text{ГР}} = 0,49$	$A_{\text{ГР.МИН}} = 0,2$	$A_{\text{ГР.МИН}} < A_{\text{ГР}}$;

Выбранный ОПН удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

Также так как силовые трансформаторы на ПГВ2 работают с эффективно заземленной нейтралью, то требуется выбрать и проверить ОПНН для установки в нейтраль СТ. Предварительно принимаем к установке ОПНН – П1– 110/56/10/550 УХЛ1.

Выбор ОПНН начнем с определения наибольшего рабочего напряжения. Определяем напряжение промышленной частоты, воздействующее на ОПНН до отключения однофазного короткого замыкания по следующей формуле:

$$U_{\text{Н.Р.Расч}}^{\text{ОПНН}} = \frac{U_N}{K_{\text{МАКС}} \left(t_{\text{МАКС}}^{(1)} \right)}; \quad (135)$$

где U_N – наибольшее напряжение промышленной частоты, воздействующее на ОПНН в разземленной нейтрали СТ до отключения однофазного короткого замыкания, согласно [33], равно 53 кВ;

$K_{МАКС}(t_{МАКС}^{(1)})$ – допустимая кратность воздействующего на ОПНН напряжения, определяется по характеристике «напряжение для выбранного ОПНН». Согласно [33] значение $t_{МАКС}^{(1)}$ в сетях 110-220 кВ < 10 с, следовательно для выбранного ОПНН $K_{МАКС}(t_{МАКС}^{(1)}) = 1,34$;

$$U_{НР}^{ОПНН} = \frac{53}{1,34} = 39,55 \text{ кВ};$$

Также проверим по условию наибольшее воздействующее напряжение на ОПНН при несимметричном включении трансформатора, при этом максимальное напряжение в нейтрали СТ будет равно фазному напряжению, определенному по наибольшему длительно допустимому напряжению, и равно 72,7 кВ. Время существования такого режима крайне мало и может быть принято равным 0,1 с [33]. Кратность перенапряжения для такого режима равна 1,45, следовательно:

$$U_{Н.Р.Расч}^{ОПНН} = \frac{72,7}{1,45} = 50,17 \text{ кВ};$$

За расчетное значение принимаем наибольшее из полученных значений и проводим проверку выбранного ОПНН по длительно допустимому напряжению:

$$U_{Н.Р.Расч}^{ОПНН} \leq U_{Н.Р.НОМ};$$

$50,17 \leq 56$ кВ – условие выполняется;

Для ОПН, как правило достаточно номинального разрядного тока 10 кА.

Далее согласно рисунку 33 [33] определяется достаточное значение удельной энергоемкости ОПН, которое равняется 2,68 кДж/кВ. Для выбранного ОПН величина удельной поглощаемой энергии равна 2,8 кДж/кВ (2 класс энергоемкости), следовательно, по удельной энергии выбранный ОПН подходит.

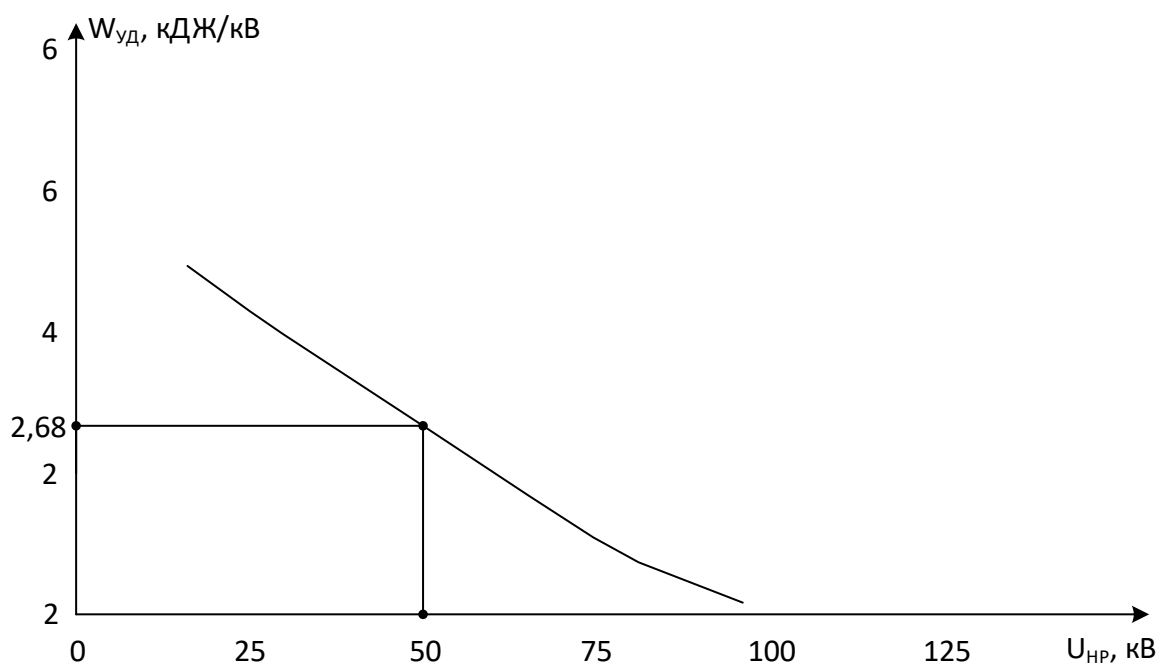


Рисунок 33 – Удельная энергия ОПН в зависимости от наибольшего рабочего напряжения

Далее определяем защитный уровень ОПН при грозовых перенапряжениях.

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по грозовым воздействиям по формуле (133).

$$A_{ГР} = \frac{200 - 161}{200} \approx 0,2 > 0,2;$$

Учитывая, что токи в ОПНН заведомо меньше 5-10 кА, то и напряжение на изоляции будет заметно меньше принятого $U_{ост}$ [33], то данное условие выполняется.

Согласно [] не критично не учитывать остающееся напряжение в режиме ограничения коммутационных перенапряжений.

Таким образом выбранный ОПНН удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке. Сравнение расчетных и каталожных значений по выбранному ОПНН представлены в таблице 60.

Таблица 61 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ОПНН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
$U_{н.р.д} = 50,17 \text{ кВ}$	$U_{н.р.ном} = 56 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} \leq U_{н.р.ном};$
$W_{уд} = 2,68 \text{ кДж / кВ}$	$W_{ном} = 2,8 \text{ кДж / кВ}$	$W_{ном} \geq W_{уд}$
$A_{ГР} = 0,2$	$A_{ГР.мин} = 0,2$	$A_{ГР.мин} < A_{ГР};$

7.4 Оценка надежности молниезащиты ПС

В данном пункте произведена оценка надежности молниезащиты ПГВ2. Расчет будет производиться по методике, указанной в [19]. Для ПГВ2 так как она питается по кабельным линиям, наиболее опасным является случай прорыва молнии сквозь молниезащиту подстанции, чем набегающие волны перенапряжений при ударе в линию электропередач, поэтому в данном пункте произведен расчет надежности молниезащиты при ударе молнии в ошиновку РУ ВН.

Надежность защиты ОРУ ПГВ2 от прямых ударов молнии характеризуется числом случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии через зону защиты молниеотводов и обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы. Это число может быть определено по следующей формуле:

$$N_{п.у} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{эKB}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{эKB}) \cdot (\eta_{ПР} \cdot p_a \cdot p_{ПР} + \eta_{ОП} \cdot p_{ОП}) \cdot 10^{-6}; \quad (136)$$

где a_T, b_T – длина и ширина территории ОРУ;

p_0 – плотность разрядов молнии на 1 км² земной поверхности, определяется по формуле (136);

$R_{эKB}$ – эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды молнии, определяется по формуле (136);

$\eta_{ПР}, \eta_{ОП}$ – вероятность перехода импульсного перекрытия изоляции в силовую дугу, соответственно, при разрядах молнии в ОРУ, минуя молниеотводы, и при обратных перекрытиях (в расчетах принимается равной 0,9)

p_a – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ, минуя молниеотводы, принимаем равной 0,005;

$p_{ПР}$ – доля опасных грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы, определяется по формуле (138);

$p_{ОП}$ – вероятность обратного перекрытия, определяется по формуле (142).

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{Г.Ч}; \quad (137)$$

$$p_0 = 0,05 \cdot 45 = 2,25;$$

$$R_{эKB} = 5 \cdot h - \frac{2 \cdot h^2}{30}; \text{ если } h \leq 30 \text{ м}; \quad (138)$$

где h – высота сооружения;

$$R_{ЭКВ} = 5 \cdot 11 - \frac{2 \cdot 11^2}{30} = 46,93 \text{ м};$$

$$p_{ПП} = e^{-0,04 \cdot I_{КР}}; \quad (139)$$

где $I_{КР}$ - критический ток молнии;

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}}; \quad (140)$$

где $Z_{ош}$ – волновое сопротивление ошиновки, вычисляется по формуле (140);

$U_{50\%}$ – 50 %-ное разрядное напряжение изоляции для импульсов отрицательной полярности, вычисляется по формуле (141);

$$Z_{ОШ} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{СР}}{r_{\text{э}}} \right); \quad (141)$$

где $r_{\text{э}}$ – радиус фазы, для АС-185/29 равен 0,094 м;

$h_{СР}$ - высота подвески шин, равна высоте ячейкового портала (11 м);

$$Z_{ОШ} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 11}{0,0094} \right) = 465,5 \text{ Ом};$$

$$U_{50\%} = U_{50\%}^- \cdot \left(0,92 - 0,012 \cdot I_{ИЗ}^{(0,74-0,06 \cdot I_{ИЗ}) \cdot (I_{ИЗ}^{-3})} \right); \quad (142)$$

где $U_{50\%}^-$ – 50 %-ное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности. Определяется по [19], принимаем равным 625 кВ;

$l_{ИЗ}$ – длина разрядного пути по гирлянде изоляторов, для выбранного изолятора равна 1,078 м;

$$U_{50\%} = 625 \cdot \left(0,92 - 0,012 \cdot 1,2^{(0,74 - 0,06 \cdot 1,078) \cdot (1,078 - 3)} \right) = 569,1 \text{ кВ};$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 569,1}{465,5} = 2,44 \text{ кА};$$

$$p_{ПР} = e^{-0,04 \cdot 2,44} = 0,907;$$

$$p_{ОП} = e^{-0,04 \cdot \frac{U_{50\%} - 50 \cdot I_{П.ИЗ}}{R_{И}}} ; \quad (143)$$

$$p_{ОП} = e^{-0,04 \cdot \frac{569,1 - 50 \cdot 10,4}{0,452}} = 0,0129;$$

$$N_{П.У} = 2,25 \cdot (62,5 + 2 \cdot 46,93) \cdot (58,8 + 2 \cdot 46,93) \cdot \\ (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,907 + 0,9 \cdot 0,0129) \cdot 10^{-6} = 0,000842;$$

Определим среднюю повторяемость опасных перенапряжений на ПС из-за грозовых разрядов в ОРУ (в годах):

$$T_{П.У} = \frac{1}{N_{П.У}}; \quad (144)$$

$$T_{П.У} = \frac{1}{0,000842} = 1186 \text{ лет};$$

Согласно [19] для ОРУ 110 кВ данный показатель должен быть не меньше 700 лет. Условие выполняется, следовательно, молниезащита обеспечивает требуемый уровень надежности.

8 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ПГВ2 И ПИТАЮЩИХ ЕЕ ЛИНИЙ

В данном разделе требуется определить расположение ПГВ2 и конструктивное исполнение РУ и кабельных линий питающих данную ПС.

ПГВ2 планируется разместить в западной части комбината, чтобы приблизить ее к наиболее энергоемким производственным установкам. Общий план комбината с указанием места расположения ПГВ2 представлен на листе 3 графической части.

Распределительное устройство ПГВ планируется выполнить открытым, так как достоинством подстанций глубокого ввода является применение упрощенных схем с малым числом устанавливаемого оборудования (в данном случае для ПГВ2 принята схема «Блок линия-трансформатор»), в связи с чем можно обойтись без установки дорогостоящего КРУЭ. Также для строительства ОРУ достаточно свободной территории в месте планируемого расположения ПГВ2.

Подключение ПГВ2 к ПС ЗапСиб будет осуществляться кабельными линиями, которые будут проложены по действующей кабельной эстакаде, по которой ранее было осуществлено подключение ГПП2 к ПС ЗапСиб. По данной эстакаде КЛ будут проложена до территории ПГВ1, а далее потребуются сооружение новой кабельной эстакады до территории, на которой расположена ПГВ2. КЛ будут проложены в кабельных эстакадах (высотой 3,8 м и высотой 6,3 м для перехода через дороги) в лотках, расстояние между линиями в свету не менее 300 мм. КЛ выполнена двухцепной с применением кабелем ПвПу2г-110-1х240/95. Отдельные кабели в линии целесообразнее расположить по вершинам треугольника, так как при таком способе прокладки меньше индуктивное сопротивление КЛ, а, следовательно, и меньше потери, также при таком взаимном расположении кабелей меньше потери в экране и как следствие выше предельно допустимый ток (согласно каталогу от произ-

водителя при прокладке в воздухе по вершинам треугольника предельный ток равен 568 А, против 555 А при расположении в плоскости). Данный кабель поставляется в барабанах со строительной длиной равной 800 м, общая длина линии равна 2,46 км, следовательно, при прокладке линии потребуются его соединения с помощью соединительных муфт. Принимаем к установке муфты типа СМА-110 производства ЗАО «Феникс-88». Так как ПГВ2 расположена через дорогу от действующей кабельной эстакады, то потребуются сооружение кабельного пролета над дорогой.

Подключение к РУ ВН будет осуществляться через концевые кабельные муфты в полимерном корпусе типа ОНУТ-С, путем спуска КЛ с эстакады в кабельных лотках. Вывод концевой муфты согласно схеме РУ ВН ПГВ2 соединяется с линейным разъединителем. Вывод линейного разъединителя соединяется с ошиновкой, натянутой между двумя ячейковыми порталами высотой 11 м, для крепления ошиновки к порталам принимаем к установке следующий тип подвесных изоляторов – ЛК 70/110-ИД-3 СП, изоляция которого соответствует степени загрязненности атмосферы (III степень, из таблицы 1). Между ячейковыми порталами предусмотрена дорога, для того чтобы можно было иметь доступ к силовому трансформатору для его транспортировки с целью ремонта. РУ 10 кВ выполнено с использованием ячеек КРУ К-129 «Оптима» (пункт 6.11). Число присоединений на 10 кВ равно шести, но целесообразней разделить КРУ на четыре секции, так как согласно разделу 5 на шинах 10 кВ ПГВ2 токи КЗ имеют высокое значение и при параллельной работе расщепленных обмоток СТ потребуются установка токоограничивающих реакторов, что в свою очередь потребует большего отвода земли под строительство ПС, а также больших капитальных затрат.

Так как ПГВ2 является подстанцией с постоянным дежурным персоналом, то целесообразней совместить РУ 10 кВ с ОПУ и помещением для персонала в одном здании, расположенном на территории ПГВ2.

Общий план проектируемой ПГВ2 с заходящими линиями представлен на листе 5 графической части.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данном разделе приведен выбор и описание устройств релейной защиты и автоматики на подстанциях и линиях реконструируемого участка.

9.1 Расстановка комплексов защиты при развитии электрической сети

В данном пункте требуется расставить комплекты защиты на участках сети на которых производится реконструкция.

На СТ и АТ устанавливаемых на ПГВ2, ПП Тобол требуется установка следующих типов защит, согласно [16]:

1) Основные типы защит, устанавливаются на СТ или АТ для защиты от внутренних повреждений. К ним относятся:

– дифференциальная токовая отсечка и дифференциальная защита с торможением;

– газовая защита;

Основные защиты действуют с запретом последующего АПВ.

2) Резервные, защищают СТ или АТ от сверхтоков внешних КЗ при повреждениях на присоединениях сети которые питаются от трансформатора. А также по возможности резервируют основные защиты;

– максимальная токовая защита (МТЗ) с пуском напряжения (в случае если не достигается требуемая чувствительность) или без пуска напряжения;

– защита от перегрузки с действием на сигнал, на разгрузку или отключение;

– также на понизительных АТ транзитных ПС используются ДЗ и направленная ТЗНП, согласно [16]. ДЗ предназначены для отключения междуфазных КЗ, а НТЗНП – для отключения одно- и двухфазных КЗ на землю.

На блоке генератор-трансформатор ТТЭЦ требуется установка следующих типов защит, согласно [16]:

На генераторе:

- продольная дифференциальная токовая защита - от междуфазных коротких замыканий в обмотке статора и на его выводах;
- максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени - защита от перегрузок ротора;
- защита максимального напряжения нулевой последовательности - защита от замыканий на землю (корпус) в обмотке статора;
- максимальная токовая защита с выдержкой времени - резервная защита от токов внешних симметричных и несимметричных коротких замыканий, а также перегрузок токами обратной последовательности;
- максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени - защита от симметричных и несимметричных перегрузок статора;
- защита от потери возбуждения. Назначение: выявление потери возбуждения и перевод генератора в допустимый асинхронный режим;
- защита от асинхронного режима без потери возбуждения. Для предотвращения асинхронного режима возбужденного генератора обычно используются средства противоаварийной автоматики (устройства автоматического прекращения асинхронного хода - АПАХ), воздействующие на разгрузку турбин либо на деление энергосистемы;

На трансформаторе:

- продольная дифференциальная токовая защита - устанавливается для защиты от всех видов короткого замыкания в обмотках и на выводах, включая витковые замыкания в обмотках;
- газовая защита;
- токовая защита нулевой и обратной последовательности - резервная защита от токов внешних симметричных и несимметричных коротких замыканий и от замыканий на землю.
- максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени - защита от симметричных перегрузок;

Для защиты ВЛ Тобол-Иртыш принимаем следующие типы защит:

Так как данная ВЛ имеет небольшую протяженность (8,5 км), то в качестве основной защиты принимаем продольную токовую дифференциальную защиту, с применением оптоволоконного канала связи между ПС Иртыш и ПС Тобол. Данная защита будет реагировать на замыкания в любой точке линии, ограниченной трансформаторами тока.

В качестве резервных защит от междуфазных КЗ применяется направленная четырехступенчатая ДЗ, а от однофазных замыканий на землю четырехступенчатая направленная ТЗНП, а также МТЗ.

Для КЛ ТТЭЦ-ЗапСиб и ЗапСиб-ПГВ2 также в качестве основной применяем продольную токовую дифференциальную защиту, а в качестве резервных направленные ТЗНП и ДЗ на линиях ТТЭЦ-ЗапСиб и ненаправленные ТЗНП и ДЗ на ЗапСиб-ПГВ2, а также МТЗ.

В качестве примера рассчитаем основные и резервные защиты СТ установленного на ПГВ2.

9.2 Релейная защита силового трансформатора на ПГВ2

В данном пункте приводится расчет релейной защиты силового трансформатора Т1 марки ТРДЦН-63000/110, установленного на проектируемой ПГВ2.

9.2.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Защита реализована с применением микропроцессорного устройства защиты БМРЗ-ТД-12-20-21 НТЦ «Мехатроника», по методике, приведенной в [28]. В таблице 62 приведены исходные данные для расчета защиты.

Таблица 62 – Исходные данные для расчета защиты трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Схема и группа соединения обмоток	$Y_0 / \Delta / \Delta - 11 - 11$
$S_{T.HOM}, MVA$	63
$U_{T.HOM}^{BH}, kV$	115
$U_{T.HOM}^{HH}, kV$	10,5
$U_{k BH-HH1(HH2) MAX}, \%$	20,3

1	2
$U_{k\text{ BH-HH1(HH2) MIN}}, \%$	19,02
РПН в нейтрали ВН, $n = 19, \Delta U = 1,78 \%$	
$X_C^{MIN}, \text{ Ом}$	6,805
$X_C^{MAX}, \text{ Ом}$	3,551
K_{TT}^{BH}	600/5
K_{TT}^{HH}	3000/5

Для начала рассчитывается сопротивление трансформатора для двух предельных случаев- крайнего нижнего и крайнего верхнего положения РПН по следующей формуле:

$$U_{MIN/MAX}^{BH} = U_{T.HOM}^{BH} \cdot \left(1 \pm \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \right); \quad (145)$$

$$U_{MIN}^{BH} = 115 \cdot \left(1 - \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \right) = 96,6 \text{ кВ};$$

$$U_{MAX}^{BH} = 115 \cdot \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \right) = 133,4 \text{ кВ};$$

Расчетное значение U_{MAX}^{BH} выше предельно допустимого напряжения для класса 110 кВ, поэтому в соответствии с [6] принимаем равным наибольшему рабочему, $U_{MAX}^{BH} = 126 \text{ кВ}$.

Сопротивление трансформатора, соответствующее крайним положениям РПН рассчитывается по следующим формулам:

$$X_{T.MIN/MAX} = \frac{U_{k\text{ MIN/MAX}}}{100} \cdot \frac{U_{MIN/MAX}^2}{S_{T.HOM}}; \quad (146)$$

$$X_{T.MIN} = \frac{19,02}{100} \cdot \frac{96,6^2}{63} = 28,172 \text{ Ом};$$

$$X_{T.MAX} = \frac{20,3}{100} \cdot \frac{126^2}{63} = 51,15 \text{ Ом};$$

В некоторых блоках БМРЗ предусмотрена настройка ПТН аналоговых входов, определяющих диапазоны измерения вторичных токов. Для обеспечения правильного измерения максимально тока КЗ, проходящего через ТТ, значение верхней границы диапазона измерений ПТН измерительного канала $i_{MAX ПТН}^{BH}$ должно удовлетворять условию (146). Значения ТКЗ на стороне ВН трансформатора берем из раздела 5.

Производим расчет ПТН для блоков БМРЗ на сторонах ВН и НН по следующим формулам:

$$i_{MAX ПТН}^{BH} \geq K_{ПЕР} \cdot \frac{I_{K MAX}^{BH}}{K_{ТТ}^{BH}}; \quad (147)$$

где $K_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока), принимаем равным 2;

$$i_{MAX ПТН}^{BH} \geq 2 \cdot \frac{22950}{120} = 382,5 \text{ А};$$

В соответствии с [4] выбираем ПТН с $i_{MAX ПТН}^{BH} = 500 \text{ А}$ и $I_{НОМ ПТН}^{BH} = 5 \text{ А}$.

Выбранные ПТН необходимо проверить по условию обеспечения заданной погрешности измерения тока нагрузочного режима. Для ПТН с токами, равными 5 А и 2,5 А проверка выполняется по следующему выражению:

$$I_{НОМ ПТН}^{ВН} \leq 6 \cdot \frac{I_{Т.НОМ}}{K_{ТТ}^{ВН}}; \quad (148)$$

где $I_{Т.НОМ}$ – номинальный ток трансформатора на стороне ВН, определяется по формуле (148);

$$I_{Т.НОМ} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.НОМ}^{ВН}}; \quad (149)$$

$$I_{Т.НОМ}^{ВН} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,28;$$

$$5 \leq 6 \cdot \frac{316,28}{120} = 15,81;$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

Аналогичный расчет производится и для стороны НН с подстановкой соответствующих ТКЗ. Для начала рассчитаем предельный ТКЗ на стороне НН с учетом регулировки напряжения. Определяется по следующей формуле:

$$I_{К МАХ ПРИВ}^{НН} = \frac{U_{Т.НОМ}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_C^{МАХ} + X_{Т.МІН})}; \quad (150)$$

$$I_{К МАХ ПРИВ}^{НН} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (3,551 + 28,172)} = 2093 \text{ A};$$

$$I_{K\ MAX}^{HH} = I_{K\ MAX\ ПРИВ}^{HH} \cdot \frac{U_{MIN}^{BH}}{U_{T.HOM}^{HH}}; \quad (151)$$

$$I_{K\ MAX}^{HH} = 2093 \cdot \frac{96,6}{10,5} = 19255\ A;$$

$$i_{MAX\ ПТН}^{HH1} \geq 2 \cdot \frac{19255}{600} = 64,2\ A;$$

В соответствии с [4] выбираем ПТН с $i_{MAX\ ПТН}^{HH} = 65\ A$ и $I_{НОМ\ ПТН}^{BH} = 0,5\ A$;

Выбранные ПТН необходимо проверить по условию обеспечения заданной погрешности измерения тока нагрузочного режима. Для ПТН с токами, равными 0,5 А и 1 А проверка выполняется по следующему выражению:

$$I_{T.HOM}^{HH} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3464;$$

$$0,5 \leq 3 \cdot \frac{3464}{600} = 17,32;$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

9.2.1.1 Расчет уставки ДТО.

Определяется относительный расчетный ток небаланса при максимальном тормозном токе внешнего КЗ.

$$I_{НБ\ ДТО} = (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{MAX} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + \gamma) \cdot \frac{I_{K\ MAX\ ПРИВ}^{HH}}{I_{T.HOM}^{BH}}; \quad (152)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2,5;

$k_{ОДН}$ – коэффициент одностипности ТТ, принимаем равным 1;

$\varepsilon_{МАХ}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $I_{К МАХ}$, с целью упрощения расчета допустимо принять значение погрешности $\varepsilon_{МАХ}$ равным 0,1 при условии, что реальная кратность тока КЗ не превосходит номинальную) и реальная нагрузка на вторичные цепи ТТ не превосходит номинальную;

$k_{ТОК1}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока, проходящего по стороне, где производится регулирование напряжения, в режиме рассматриваемого внешнего КЗ к току КЗ. Для упрощения расчетов допустимо принимать предельные значения коэффициентов $k_{ТОК1} = 1$, учитывая, что это ведет к снижению коэффициента чувствительности защиты.

γ – относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч, принимаем равной 0,05;

$U_{РЕГ1}$ – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора. Относительные погрешности принимают равными половине используемого диапазона регулирования, $U_{РЕГ1} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}$, но не менее 0,05. Для данного трансформатора равно:

$$U_{РЕГ1} = \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} = 0,16;$$

$$I_{НБ\text{ РАСЧ}} = (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + 0,05) \cdot \frac{2093}{316,28} = 3,038 \text{ о.е.};$$

Уставка срабатывания ДТО рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДТО} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ\text{ РАСЧ}}; \quad (153)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным в диапазоне от 1,15 до 1,3;

$$I_{ДТО} = 1,225 \cdot 3,038 = 3,72 \text{ о.е.};$$

Для отстройки от броска тока намагничивания уставку ДТО рекомендуется принять от 4 до 5 номинальных значений тока трансформатора. Данный диапазон принят с учётом подавления апериодической составляющей тока при цифровой обработке сигналов в блоке БМРЗ, принимаем значение равное 4 о.е.

В качестве уставки срабатывания ДТО следует принять большее из двух полученных значений, поэтому принимаем $I_{ДТО} = 4 \text{ о.е.}$

9.2.1.2 Расчет ДЗТ.

Для начала рассчитывается уставка начального тока срабатывания ДЗТ.

Относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете уставки $I_{НБ.ДЗТ.НАЧ}$, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ} = 0,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + \gamma); \quad (154)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме), принимаем равным 1;

$\varepsilon_{0,5}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $0,5 \cdot I_{Т.НОМ}$. С целью упрощения расчетов допустимо принять значения погрешностей $\varepsilon_{MIN}, \varepsilon_{0,5}, \varepsilon_{1,5}, \varepsilon_{РАБ.МАХ}$ равными 0,1 при условии, что значение $\varepsilon_{МАХ}$ не превосходит 0,1.

Для группы "грубых" уставок относительные погрешности принимают равными половине используемого диапазона регулирования. Для группы "чувствительных" уставок принимают $U_{РЕГ1} = \frac{3 \cdot \Delta U}{100}$, но не менее 0,05;

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ} = 0,5 \cdot \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) = 0,155;$$

Уставка начального тока срабатывания ДЗТ рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.ДЗТ.НАЧ}; \quad (155)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным 1,5.

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = 1,5 \cdot 0,155 = 0,232 \text{ о.е.};$$

Значение уставки $I_{ДЗТ.НАЧ}$ не рекомендуется выбирать менее 0,3 о.е, так как ДЗТ с уставкой $I_{ДЗТ.НАЧ}$ от 0,3 до 0,5 о.е. обеспечивает требуемый коэф-

коэффициент чувствительности к витковым замыканиям в переплетённых обмотках и межкатушечным замыканиям в любых обмотках [28], поэтому принимаем:

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = 0,3 \text{ о.е.};$$

Далее производим выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ ($K_{ТОРМ2}$).

Для начала требуется определить ток срабатывания ДЗТ ($I_{ДЗТ2}$) при токе торможения $1,5 \cdot I_{Т.НОМ}$, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДЗТ2} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.ДЗТ.2}; \quad (156)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным в диапазоне от 1,15 до 1,3;

Относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете уставки $I_{ДЗТ2}$, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{НБ.ДЗТ.2} = 1,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + \gamma); \quad (157)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2;

$$I_{НБ.ДЗТ.2} = 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + 0,05) = 0,615 \text{ о.е.};$$

$$I_{ДЗТ2} = 1,225 \cdot 0,615 = 0,753;$$

$$K_{ТОРМ2} = I_{ДЗТ2} - I_{ДЗТ.НАЧ}; \quad (158)$$

$$K_{ТОРМ2} = 0,753 - 0,3 = 0,453 \text{ о.е.};$$

Далее осуществляется выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ ($K_{ТОРМ3}$).

Для начала требуется определить значение тока торможения $I_{КТОРМ}$, соответствующее максимальному току внешнего КЗ $I_{КМАХПРИВ}^{НН}$, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{КТОРМ} = \left(1 - \frac{K_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{МАХ}}{2}\right) \cdot \frac{I_{КМАХПРИВ}^{НН}}{I_{Т.НОМ}^{ВН}}; \quad (159)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2,5;

$$I_{КТОРМ} = \left(1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2}\right) \cdot \frac{2093}{316,28} = 5,77 \text{ о.е.};$$

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ2}}{I_{КТОРМ} - I_{ТОРМ2}}; \quad (160)$$

Где $I_{ТОРМ2}$ ток торможения, соответствующий второму излому характеристики торможения, принимаем равным 1,5;

$$K_{ТОРМ3} = \frac{3,72 - 0,753}{5,77 - 1,5} = 0,694 \text{ о.е.};$$

9.2.1.3 Расчет группы чувствительных уставок

Далее рассчитываются группы «чувствительных уставок». Алгоритм расчета аналогичен предыдущему, разница заключается в коэффициенте $U_{РЕГ1}$, который рассчитывается по следующей формуле:

$$U_{РЕГ1} = \frac{3 \cdot \Delta U}{100}; \quad (161)$$

$$U_{РЕГ1} = \frac{3 \cdot 1,78}{100} = 0,0534 \text{ о.е.};$$

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ}^Ч = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,0534 \cdot 1 + 0,05) = 0,101;$$

$$I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч = 1,5 \cdot 0,101 = 0,152 \text{ о.е.};$$

Принимаем $I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч = 0,3 \text{ о.е.};$

$$I_{НБ.ДЗТ.2}^Ч = 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,0534 \cdot 1 + 0,05) = 0,455 \text{ о.е.};$$

$$I_{ДЗТ2}^Ч = 1,225 \cdot 0,455 = 0,557;$$

$$K_{ТОРМ2}^Ч = 0,557 - 0,3 = 0,257 \text{ о.е.};$$

При расчёте коэффициента торможения третьего участка группы "чувствительных" уставок вместо значения тока $I_{ДТО}$ следует использовать значение тока $I_{ДТО}^Ч$, который определяется по аналогичной формуле, но значение $U_{РЕГ1}$ подставляется из формулы (160):

$$I_{ДТО}^Ч = 1,225 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,0534 \cdot 1 + 0,05) \cdot \frac{2093}{316,28} = 2,858 \text{ о.е.};$$

$$K_{ТОРМЗ}^Ч = \frac{2,858 - 0,557}{5,77 - 1,5} = 0,538 \text{ о.е.};$$

9.2.1.4 Проверка чувствительности ДЗТ

Для проверки чувствительности ДЗТ требуется рассчитать приведенное минимальное относительное значение периодической составляющей двухфазного ТКЗ на стороне НН:

$$I_{К\ MIN\ ПРИВ}^{НН} = \frac{U_{Т.НОМ}^{ВН}}{2 \cdot (X_C^{MIN} + X_{Т.МАХ})}; \quad (162)$$

$$I_{К\ MIN\ ПРИВ}^{НН} = \frac{115}{2 \cdot (6,805 + 51,15)} = 992,1 \text{ А};$$

Коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{К\ MIN\ ПРИВ}^{НН} \cdot (1 - \varepsilon_{MIN})}{I_{Т.НОМ}^{ВН} - I_{ДЗТ.НАЧ}}; \quad (163)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{992,1 \cdot (1 - 0,1)}{316,28 \cdot 0,3} = 9,41 \geq 2;$$

Делаем вывод что чувствительность защиты достаточна.

9.2.1.5 Выбор уставки сигнализации тока небаланса.

Для начала рассчитываем относительный расчетный ток небаланса:

$$I_{НБ} = k_{ОТС} \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{РАБ.МАХ} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + \gamma); \quad (164)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчёта и необходимый запас, принимаем равным 1,1.

$$I_{НБ} = 1,1 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + 0,05) = 0,34;$$

9.2.1.6 Выбор уставок ДЗТ при возникновении БНТ

В соответствии с руководством по эксплуатации блока БМРЗ [4] уставка сигнализации небаланса $I_{НБ}$ должна быть задана коэффициентом $K_{НБ}$, который рассчитывается по следующему выражению:

$$K_{НБ} = \frac{I_{НБ}}{I_{ДЗТ.НАЧ}}; \quad (165)$$

$$K_{НБ} = \frac{0,34}{0,3} = 1,136 \text{ о.е.};$$

Уставку по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования ($T_{ИБ}$) в соответствии с [28] принять равной 2с.

Уставку ИПБ ($K_{ИПБ}$) в соответствии с [28] принять равным 0,15 о.е.

Общая информация по уставкам ДЗТ трансформатора представлена в таблице 63. Характеристики рассчитанной защиты приведены на рисунке 33.

Таблица 63 – Уставки ДЗТ трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Номинальный ток ПТН для стороны ВН; $I_{НОМ ПТН}^{ВН}$, А	5
Номинальный ток ПТН для стороны НН; $I_{НОМ ПТН}^{НН}$, А	0,5
Ток срабатывания ДТО; $I_{ДТО}$, о.е.	4

1	2
Коэффициент сигнализации небаланса; $K_{НБ}$, о.е.	1,136
Начальный ток срабатывания ДЗТ; $I_{ДЗТ.НАЧ}$, о.е.	0,3
Коэффициент торможения второго участка ДЗТ; $K_{ТОРМ2}$	0,453
Коэффициент торможения третьего участка ДЗТ; $K_{ТОРМ3}$	0,694
ИПБ; $K_{ИПБ}$, о.е.	0,15
Время ограничения длительности перекрёстного режима блокирования; $T_{ПБ}$, с	2
Начальный ток срабатывания "чувствительного" органа ДЗТ; $I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч$, о.е.	0,3
Коэффициент торможения второго участка "чувствительного" органа ДЗТ; $K_{ТОРМ2}^Ч$	0,257
Коэффициент торможения второго участка "чувствительного" органа ДЗТ; $K_{ТОРМ3}^Ч$	0,538

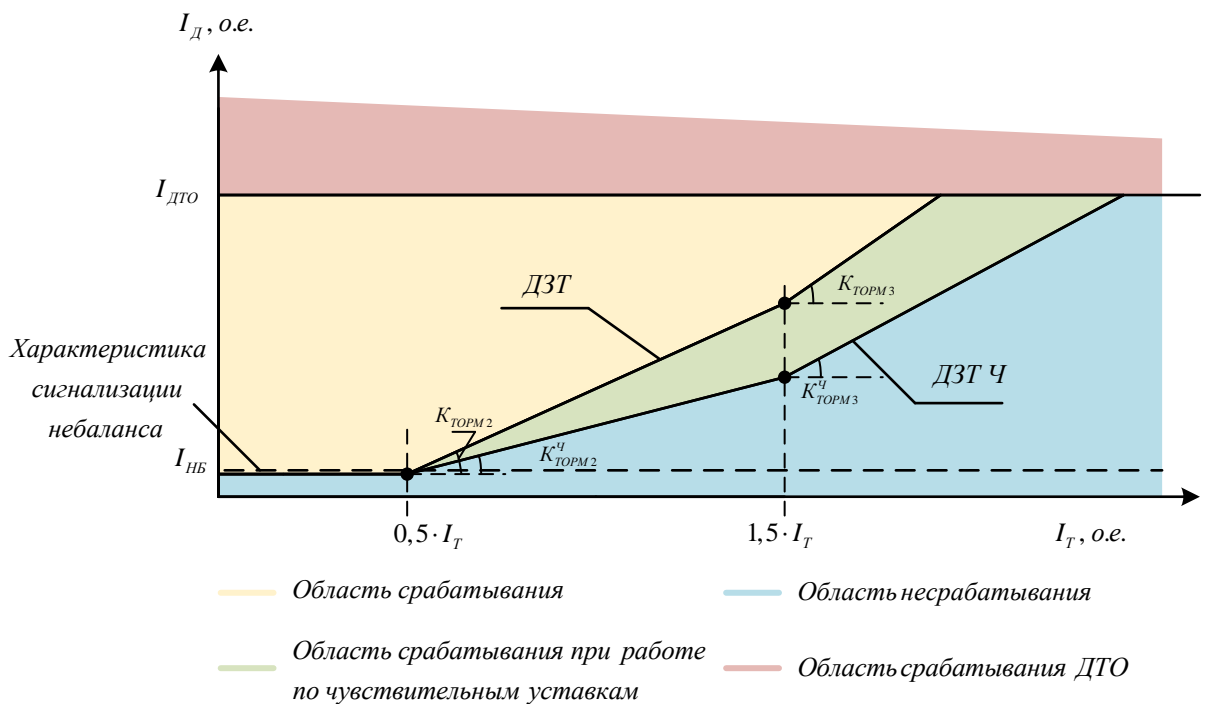


Рисунок 34 – Характеристики ДЗТ и ДТО

9.2.2 Расчет резервных защит

В качестве резервных защит рассчитаем максимальную токовую защиту и защиту от перегрузки. Данные защиты реализованы на базе микропроцессорного блока БМРЗ-ТР-51.

9.2.2.1 Расчет уставок МТЗ

Ток срабатывания МТЗ по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей рассчитывается по формуле:

$$I_{CЗ}^{II} = \frac{k_{ОТС} \cdot k_{СЗП}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАХ}; \quad (166)$$

$k_{СЗП}$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей, принимаем равным 5 (так как к шинам ПГВ2 подключено большое число мощных двигателей);

k_B – коэффициент возврата, принимаем равным 0,95;

$k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаем значение в диапазоне от 1,1 до 1,2;

$I_{РАБ.МАХ}$ – максимальный рабочий ток на стороне ВН трансформатора;

$$I_{CЗ}^{II} = \frac{1,15 \cdot 5}{0,95} \cdot 462 = 2796,3 \text{ A};$$

Значение тока в реле при металлическом двухфазном КЗ за трансформатором определяется по следующей формуле:

$$I_P = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{К МАХ ПРИВ}^{HH}}{K_{ТТ}^{BH}}; \quad (167)$$

$$I_P = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2093}{120} = 15,07 \text{ A};$$

Далее осуществляется проверка по чувствительности МТЗ при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р}} \cdot K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}}}{I_{\text{СЗ}}}; \quad (168)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{15,07 \cdot 120}{2796,3} = 0,673 < 1,5;$$

Коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям ПУЭ к коэффициенту чувствительности, поэтому необходимо применение максимальной токовой защиты с пуском по напряжению.

Ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению рассчитать из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора по формуле:

$$I_{\text{СЗ}}^{\text{II}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.НОМ}}; \quad (169)$$

$$I_{\text{СЗ}}^{\text{II}} = \frac{1,15}{0,95} \cdot 316,28 = 382,9;$$

Несрабатывание защиты при самозапуске двигателей обеспечивается за счет отстройки по напряжению.

Уставка срабатывания по напряжению рассчитывается из условия возврата реле после отключения внешнего КЗ по формуле:

$$U_{\text{СЗ}} = \frac{U_{\text{MIN}}}{k_{\text{ОТС}} \cdot k_{\text{В}}}; \quad (170)$$

где U_{MIN} – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В ориентировочных расчетах может быть принято равным 0,85;

$$U_{сз} = \frac{0,85 \cdot 10,5}{1,15 \cdot 1,05} = 7,39 \text{ кВ};$$

Далее требуется рассчитать уставку срабатывания по напряжению из условия отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей по формуле:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{сзп}}{k_{отс}}; \quad (171)$$

где $U_{сзп}$ – междуфазное напряжение в месте установки пускового органа по напряжению в условиях самозапуска заторможенных двигателей при включении их от АПВ или АВР, В. В ориентировочных расчетах может быть принято равным примерно $0,7 \cdot U_{ном}$;

$$U_{сз} \leq \frac{0,7 \cdot 10,5}{1,15} = 6,39 \text{ кВ};$$

В качестве уставки принимается меньшее из двух полученных значений, принимаем 6,39 кВ;

Уставку срабатывания по напряжению обратной последовательности следует рассчитать из условия отстройка от напряжения небаланса по следующей формуле:

$$U_{2сз} = K_{нб} \cdot U_{ном}; \quad (172)$$

где $K_{нб}$ – коэффициент небаланса, принимаем равным 0,06;

$$U_{2C3} = 0,06 \cdot 10,5 = 0,63 \text{ кВ};$$

Коэффициент чувствительности МТЗ определяется при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{P}} \cdot K_{\text{TT}}^{\text{BH}}}{I_{\text{C3}}}; \quad (173)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{15,07 \cdot 120}{382,9} = 4,72 \geq 1,5;$$

Уставки токовых защит во вторичных значениях для ввода в терминал БМРЗ рассчитываются по следующей формуле:

$$I_{\text{C3}}'' = \frac{382,9}{120} \cdot \sqrt{3} = 5,52 \text{ А};$$

$$U_{\text{C3}} = \frac{6,39}{100} = 63,9 \text{ В};$$

Выдержку времени защиты выбирают по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов, т.е. на ступень селективности больше, чем выдержка времени последней, наиболее чувствительной ступени.

Для терминалов БМРЗ ступень селективности может быть принята равной 0,3 с.

$$t_{\text{II}} = t_{\text{ПРЕД}} + \Delta t; \quad (174)$$

$$t_{II} = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с};$$

9.2.2.3 Расчет уставок защиты от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора по формуле.

На стороне ВН:

$$I_{C3}^{III} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАХ}; \quad (175)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки, принимаем равным 1,05;

k_B – коэффициент возврата, принимаем равным 0,95;

$$I_{C3}^{III} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 462 = 519,6 \text{ А};$$

$$i_{C3}^{II} = \frac{519,6}{120} \cdot \sqrt{3} = 7,49 \text{ А};$$

На стороне НН:

$$I_{C3}^{III} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 2424 = 2680 \text{ А};$$

$$i_{C3}^{II} = \frac{2680}{600} = 4,46 \text{ А};$$

Так как подстанция с постоянным оперативным персоналом, то защиту от перегрузки следует сделать с действием на сигнал, принимаем следующую выдержку времени:

$$t_{III} = 10 \text{ с};$$

9.2.3 Проверка трансформаторов тока

В данном пункте требуется проверить релейные обмотки ТТ установленные на вводах силового трансформатора ПГВ2 на допустимую погрешность при протекании токов КЗ.

Для начала определяется наибольший расчетный ток. При выполнении микропроцессорным блоком функций нескольких защит в качестве расчетного тока принимается наибольшее значение тока от которого отстраиваются эти защиты. На основании проведенного расчета основных и резервных защит СТ таким током является сквозной ток через СТ при внешнем КЗ от которого отстаивается ток небаланса ДЗТ. Поэтому в качестве расчетного тока принимаем следующие значения, для проверки ТТ на стороне НН и ВН соответственно:

$$I_p^{HH} = 19255 \text{ А}, I_p^{BH} = 2093 \text{ А};$$

Далее покажем проверку на примере ТТ на стороне НН СТ, для ТТ на стороне ВН расчет будет проводится аналогично.

Определяем расчетную кратность тока по следующей формуле:

$$K_p = \frac{I_p^{HH}}{I_{НОМ}^{HH}}; \quad (176)$$

где $I_{НОМ}^{HH}$ – номинальный первичный ток ТТ, берется согласно раздела 6.6;

$$K_p = \frac{19255}{3000} = 6,42;$$

Далее по кривой предельной кратности (рисунок 35) требуется определить допустимую нагрузку релейной обмотки, $S_{ДОП} = 24 \text{ ВА}$.

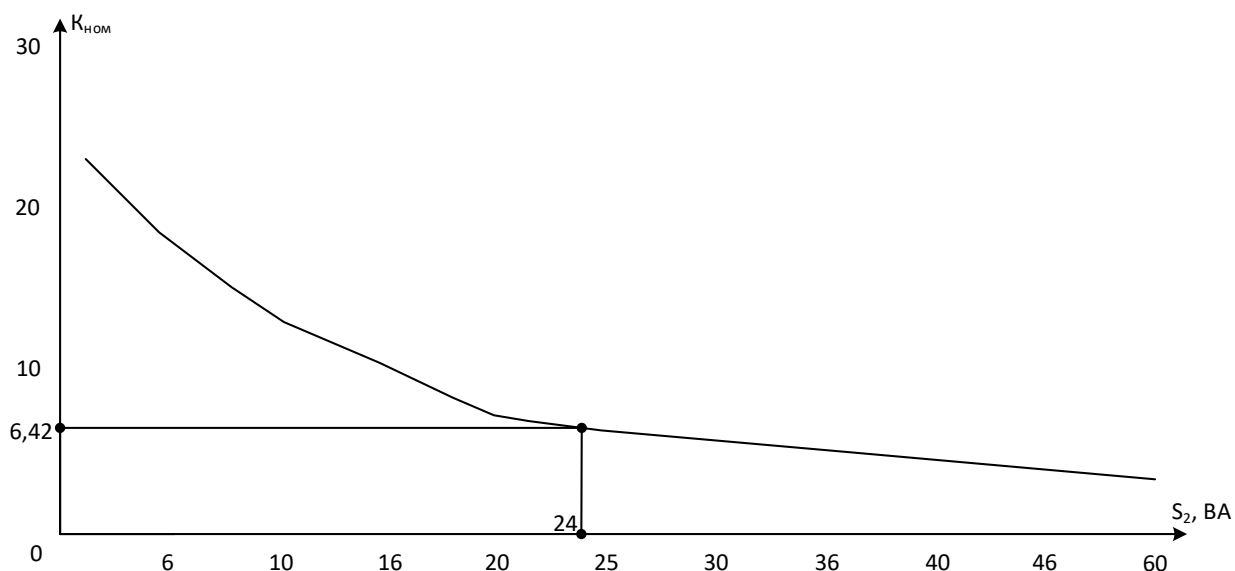


Рисунок 35 – Кривая предельной кратности ТТ ТЛП-10-1

Определяем допустимое вторичное сопротивление, по формуле (79):

$$Z_{ДОП} = \frac{S_{ДОП}}{I_{2НОМ}^2};$$

$$Z_{ДОП} = \frac{24}{5^2} = 0,96 \text{ Ом};$$

Сопротивление контрольных кабелей принимаем равным согласно расчетам из пункта 6.6:

$$R_{IP} = 0,339 \text{ Ом};$$

Определяем вторичную нагрузку ТТ, по формуле (80):

$$Z_2 = R_{IP} + R_K + Z_{НАГР};$$

где $Z_{НАГР}$ – сопротивление нагрузки, Ом. Равно входному сопротивлению аналогового входа тока терминала БМРЗ-ТД-12-20-21, принимаем равным 0,016 Ом;

$$Z_2 = 0,339 + 0,1 + 0,016 = 0,455 \text{ Ом};$$

Проводим проверку на допустимую нагрузку вторичной обмотки ТТ по выражению (86):

$$Z_2 \leq Z_{ДОП};$$

$$0,455 \leq 0,96 \text{ Ом} – \text{условие выполняется};$$

Таким образом погрешность выбранного ТТ не будет превышать 10 %, поэтому применение данных ТТ на стороне НН допустимо. Проверка ТТ на стороне ВН проводилась аналогично и в результате получилось следующее:

$$0,54 \leq 3,2 \text{ Ом} – \text{условие выполняется};$$

Таким образом погрешность выбранного ТТ не будет превышать 10 %, поэтому применение данных ТТ на стороне ВН допустимо.

9.3 Защита синхронного двигателя от потери синхронизма

Одним из ответственных потребителей, подключенных к проектируемой ПГВ2 является установка производства полиэтилена высокой плотности, на которой установлены три высоковольтных явнополюсных СД типа AMS 900 L6L BS фирмы ABB, являющихся приводом экструдера. Позиция двигателей: 40-EXM-6006, 41-EXM-6006, 42-EXM-6006. Двигатели подключены к РУ 40-MV-AV-02. Расчет покажем на примере СД с позицией 40-EXM-6006. Защита выполнена по алгоритму ANSI 78 PS реализованной на базе микропроцессорного терминала Sepam M87 фирмы Schneider Electric, согласно методике, описанной в [32]. Принцип динамической устойчивости СД описан в [29]. Данный расчет в ВКР проводится согласно заданию от ООО «ЗапСиб-Нефтехим», согласно договору целевой корпоративной подготовки. Исходные данные двигателя необходимые для расчета представлены в таблице 64. Упрощенная схема электроснабжения двигателя приведена на рисунке 35.

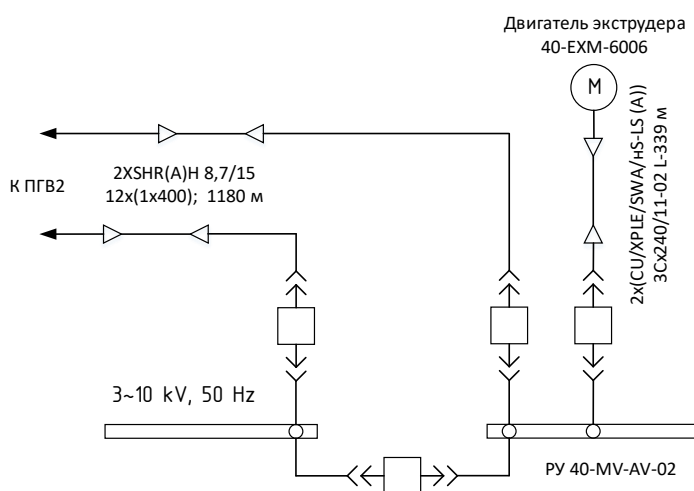


Рисунок 35 - Схема электроснабжения двигателя

Таблица 64 – Исходные данные для расчета

Характеристика	Значение
1	2
Мощность, кВт	14000
Номинальное напряжение, кВ	10
КПД, %	98.5
$\cos \varphi$	0,95
Номинальная частота вращения двигателя, об/мин.	1000
Момент инерции двигателя, $m \cdot m^2$	1,473

1	2
Момент инерции приводного механизма приведенный к валу двигателя, $m \cdot m^2$	0,4
X_d' , %	35,2
X_q , %	91,3
X_d'' , %	22,8
X_d , %	165,3
Удельное индуктивное сопротивление кабельной линии ПГВ2-РУ (40-MV-AV-02), Ом/км	0,088
Длина кабельной линии ПГВ2-РУ (40-MV-AV-02), км	1,18
Удельное индуктивное сопротивление кабельной линии РУ (40-MV-AV-02)-СД (40-EXM-6006), Ом/км	0,094
Длина кабельной линии (40-MV-AV-02)-(40-EXM-6006), км	0,339
Радиус вала двигателя, м	0,14
Механическая нагрузка на валу двигателя, т	50
Номинальный крутящий момент на валу, $kH \cdot m$	133,7

Функция ANSI 78PS имеет два независимых режима работы:

1) Сравнение площадей торможения и ускорения СД. Функция обеспечивает вычисление площади торможения при появлении повреждения, а затем вычисляет момент ускорения при устранении повреждения. Защита срабатывает, если площадь торможения больше площади ускорения.

2) Расчет числа изменений направления потока мощности. Функция определяет изменение знака потока активной мощности. При каждом сдвиге фаз между электродвижущей силой электрической машины и сети определяется двукратное изменение направления потока мощности. Определение изменения направления потока мощности определяется путем сравнения знака мгновенной мощности со знаком потока мощности, проходившего за 14 мс до этого (Pr). Если знаки различаются, определяется изменение направления потока мощности.

Данные режимы могут работать как по отдельности, так и совместно.

9.3.1 Расчет уставок по первому режиму

В расчетах причиной нарушения динамической устойчивости следует принять полное обесточивание секции от которой питается СД или близкое трехфазное короткое замыкание (КЗ), в результате чего напряжение на выводах СД падает до нуля. В таком режиме возникает наибольший дисбаланс между синхронным моментом СД и моментом нагрузки, поэтому величина площадки торможения будет наибольшей. Далее приведен алгоритм расчета предельного времени восстановления питания СД по истечении которого двигатель перейдет в асинхронный режим работы.

Определяется коэффициент загрузки СД при заданной механической нагрузке:

$$K_{ЗАГ} = \frac{m_{НАГР} \cdot g \cdot r}{M_{НОМ}}; \quad (177)$$

$$K_{ЗАГ} = \frac{50 \cdot 9,81 \cdot 0,14}{133,7} = 0,513;$$

Задаются базисные условия:

$$S_{БАЗ} = 14,961 \text{ МВА};$$

$$U_{БАЗ} = 10,5 \text{ кВ};$$

Приведение сопротивлений питающей сети к базисным условиям:

$$X_{КЛ(i)} = X_{0(i)} \cdot l_{(i)} \cdot \frac{S_{БАЗ}}{U_{БАЗ}^2}; \quad (178)$$

$$X_{KL1} = 0,088 \cdot 1,18 \cdot \frac{14,961}{10,5^2} = 0,0141 \text{ o.e.};$$

$$X_{KL2} = \frac{1}{2} \cdot 0,17 \cdot 0,339 \cdot \frac{14,961}{10,5^2} = 0,00391 \text{ o.e.};$$

Определение общих сопротивлений:

$$X'_{d\Sigma} = X'_d + X_{KL1} + X_{KL2}; \quad (179)$$

$$X'_{d\Sigma} = 0,352 + 0,0141 + 0,00391 = 0,37 \text{ o.e.};$$

$$X_{q\Sigma} = X_q + X_{KL1} + X_{KL2}; \quad (180)$$

$$X_{q\Sigma} = 0,913 + 0,0141 + 0,00391 = 0,931 \text{ o.e.};$$

Напряжение на шинах ПГВ2 примем равным: $U_c = 1 \text{ o.e.};$

Определяем активную и реактивную мощность СД приведенную к базисным условиям:

$$P_0 = \frac{P_{НОМ} \cdot K_{ЗАГ}}{S_{БАЗ}}; \quad (181)$$

$$P_0 = \frac{14 \cdot 0,513}{14,961} = 0,48 \text{ o.e.};$$

$$Q_0 = P_0 \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\eta \cdot \cos \varphi}; \quad (182)$$

$$Q_0 = 0,48 \cdot \frac{\sqrt{1-0,95^2}}{0,95 \cdot 0,985} = 0,16 \text{ о.е.};$$

Определяем электромеханическую постоянную времени двигателя совместно с приводным механизмом:

$$T_J = \frac{(GD_{\text{Д}}^2 + GD_{\text{МЭХ}}^2) \cdot n_{\text{ном.д}}^2}{365 \cdot P_{\text{НОМ}}}; \quad (183)$$

$$T_J = \frac{(4 \cdot (1,473 + 0,4)) \cdot 1000^2}{365 \cdot 14000} = 1,466 \text{ с};$$

Величина переходной ЭДС, приведенная к напряжению электродвигателя, вычисляется по формуле:

$$E'_q = \frac{(U^2 + X'_d \cdot Q) \cdot (U^2 + X_q \cdot Q) + X'_d \cdot X_q \cdot P_0^2}{U \sqrt{(U^2 + X_q \cdot Q)^2 + (X_q \cdot P_0)^2}}; \quad (184)$$

$$E'_q = \frac{(1^2 + 0,352 \cdot 0,16) \cdot (1^2 + 0,913 \cdot 0,16) + 0,352 \cdot 0,913 \cdot 0,48^2}{1 \cdot \sqrt{(1^2 + 0,913 \cdot 0,16)^2 + (0,913 \cdot 0,48)^2}} = 1,047 \text{ о.е.};$$

Номинальный и критический угол вылета ротора при заданной нагрузке определяется по угловой характеристике мощности СД, определяемой выражением (185):

$$\delta_0 = 0,108 \text{ рад};$$

$$\delta_{KP} = 2,768 \text{ рад};$$

Угловая характеристика мощности СД строится по следующему выражению:

$$P(\delta) = \frac{U \cdot E'_q}{X'_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta + \frac{(X'_q - X'_d) \cdot U_C^2}{2 \cdot X'_{d\Sigma} \cdot X_{q\Sigma}} \cdot \sin 2\delta; \quad (185)$$

Рассчитывается предельный угол вылета ротора, при котором достигается равенство площадей торможения и возможного ускорения;

$$\delta_{ПРЕД} = \arccos \left[\frac{-b + \sqrt{b^2 + 4 \cdot a \cdot c}}{2 \cdot a} \right]; \quad (186)$$

Где:

$$a = \frac{(X'_q - X'_d) \cdot U_C^2}{2 \cdot X'_{d\Sigma} \cdot X_{q\Sigma}}; \quad (187)$$

$$a = \frac{(0,913 - 0,352) \cdot 1^2}{2 \cdot 0,37 \cdot 0,931} = 0,814 \text{ о.е.};$$

$$b = \frac{U \cdot E'_q}{X'_{d\Sigma}}; \quad (188)$$

$$b = \frac{1 \cdot 1,047}{0,37} = 2,83 \text{ о.е.};$$

$$c = P_0(\delta_{KP} - \delta_0) + b \cdot \cos(\delta_{KP}) + \frac{a}{2} \cdot (1 + \cos(2\delta_{KP})); \quad (189)$$

$$c = 0,48 \cdot (2,768 - 0,108) + 2,83 \cdot \cos 2,768 + \frac{0,814}{2} \cdot (1 + \cos(2 \cdot 2,768)) = -0,652;$$

$$\delta_{ПРЕД} = \arccos \left[\frac{-2,83 + \sqrt{2,83^2 + 4 \cdot 0,814 \cdot (-0,652)}}{2 \cdot 0,814} \right] = 1,822 \text{ рад};$$

Предельное время восстановления питания СД будет определяться по формуле:

$$t_{ПРЕД} = \sqrt{\left(\frac{(\delta_{ПРЕД}^\circ - \delta_0^\circ) \cdot T_J}{9000 \cdot P_0} \right)}; \quad (190)$$

$$t_{ПРЕД} = \sqrt{\left(\frac{(104,367 - 6,188) \cdot 1,466}{9000 \cdot 0,48} \right)} = 0,183 \text{ с};$$

Синхронная работа двигателя сохранится при выполнении следующего условия:

$$t_B < t_{ПРЕД}; \quad (191)$$

На предприятиях ПАО «Сибур Холдинг» принято нормативное время восстановления питания не более 100 мс, таким образом устойчивость работы СД с заданной нагрузкой сохраняется.

Уставкой для данного режима будет выдержка времени равная 200 мс. Для остальных СД, подключенных к ПГВ2 уставка защиты будет аналогичной.

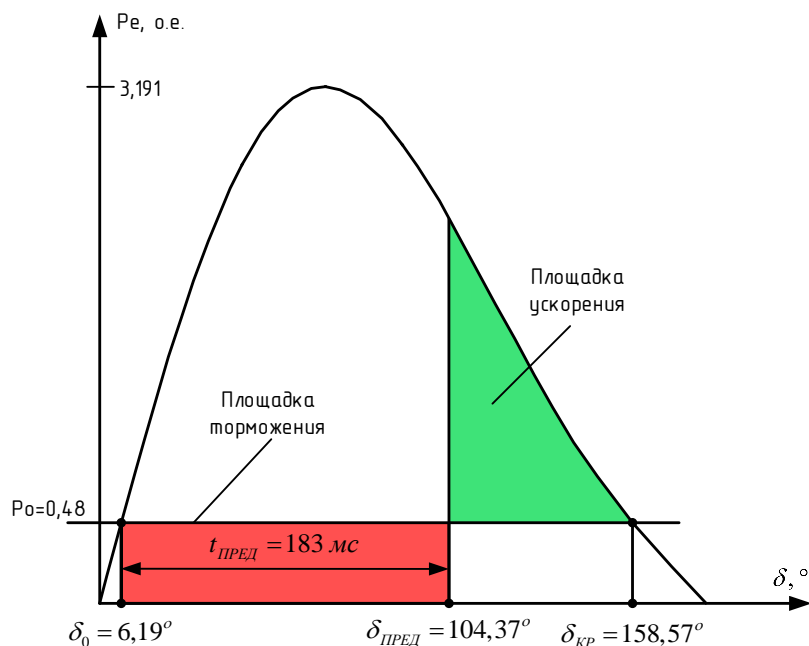


Рисунок 37 – Иллюстрация к пункту 9.3.1

9.3.2 Расчет уставок по второму режиму

Данный расчёт сводится к определению сверхпереходного сопротивления и индуктивного сопротивления прямой последовательности. Данная защита выполняется на основе реле сопротивления с круговой характеристикой, расположенной симметрично на комплексной плоскости относительно оси jX . Далее приведен алгоритм расчета уставок защиты и построена характеристика работы защиты.

Полная мощность СД рассчитывается по формуле:

$$S_{НОМ} = \frac{P_{НОМ}}{\eta_{НОМ} \cdot \cos\varphi}; \quad (192)$$

$$S_{НОМ} = \frac{14000}{0,985 \cdot 0,95} = 14961 \text{ кВА};$$

Рассчитываем базисное сопротивление для определения сверхпереходного сопротивления и сопротивления прямой последовательности СД:

$$r_{БАЗ} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}; \quad (193)$$

$$r_{БАЗ} = \frac{10000^2}{14961000} = 6,68 \text{ Ом};$$

Получаем сверхпереходное сопротивление СД в именованных единицах:

$$X_d'' = X_d''(o.e.) \cdot r_{БАЗ}; \quad (194)$$

$$X_d'' = 0,259 \cdot 6,68 = 1,73 \text{ Ом};$$

Индуктивное сопротивление прямой последовательности СД рассчитывается по формуле:

$$X_d = X_d(o.e.) \cdot r_{БАЗ}; \quad (195)$$

$$X_d = 1,653 \cdot 6,68 = 11,04 \text{ Ом};$$

Уставки защиты задаются по следующим формулам:

$$Z_{CP} = b \cdot X_d; \quad (196)$$

$$Z_{CM} = a \cdot X_d''; \quad (197)$$

где a и b – коэффициенты изменяющиеся в пределах (0,3-0,5) и (1,1-1,4) соответственно.

$$Z_{CP} = 1,25 \cdot 11,04 = 13,8 \text{ Ом};$$

$$Z_{CM} = 0,4 \cdot 1,73 = 0,69 \text{ Ом};$$

Результат расчета по данному пункту представлен на рисунке 38. По рекомендациям от производителя примем следующие значения уставок защиты:

- число изменений направления потока мощности-2;
- время между двумя инверсиями потока мощности-10 с.

Для остальных двигателей, подключенных к ПГВ2 уставка защиты будет аналогичной.

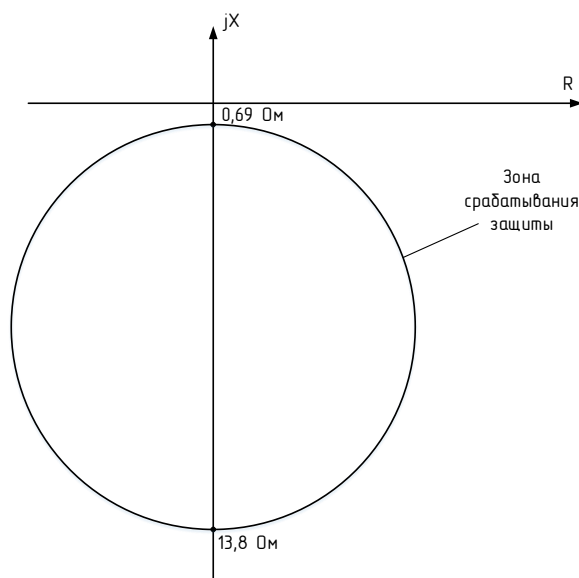


Рисунок 38 – Результат расчета по пункту 9.3.2

9.4 Расстановка комплексов автоматики при развитии электрической сети

Целью данного пункта является расстановка устройств автоматики на элементах реконструируемой сети.

В рамках данной ВКР рассматриваются следующие типы автоматики, такие как АПВ, АВР, АРКТ и УРОВ.

Устройства АПВ предусматриваются для быстрого восстановления питания потребителей путем включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Установка АПВ предусматривается на следующих элементах реконструируемой сети:

- на СТ и АТ устанавливаемых на ПС Тобол и ПГВ2 – трехфазное АПВ с запретом срабатывания при отключении АТ или СТ газовой защитой или дифференциальной защитой;

- на шинах 110 кВ ПС Тобол;

- на ВЛ Тобол-Иртыш - трехфазное АПВ однократного действия;

АПВ на КЛ 110 кВ ТТЭЦ-ЗапСиб и запСиб-ПГВ2 не предусматриваются, так как на кабельных линиях при повреждении в отличие от воздушных не происходит восстановления изоляции фаз и неуспешное АПВ может привести к еще большим повреждениям.

Устройства АВР предусматриваются для быстрого резервирования электроснабжения потребителей, источник питания которых по какой-либо причине отключился.

На предприятиях ПАО «Сибур Холдинг» применяется быстродействующий АВР (БАВР) с нормативным временем введения резерва не более 100 мс, поэтому на секциях шин 10 кВ ПГВ2 предусматривается установка БАВР.

Также устройство АВР предусматривается для установки на секционный выключатель ОРУ 110 кВ ПС Тобол.

Устройство АРКТ позволяет в автоматическом режиме поддерживать заданное напряжение на шинах ПС. Устройство АРКТ целесообразно установить на РПН трансформаторов ПГВ2.

УРОВ – это разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях. В данное время алгоритм УРОВ входит как отдельная функция почти во все современные микропроцессорные терминалы защиты. Устройство УРОВ предусматривается на следующих элементах реконструируемой сети:

- на все выключатели ПГВ2, учитывая, что в цепях отключения вводимых и секционных выключателей при этом собираются воедино сигналы отключения от УРОВ от всех присоединений питаемой ими секции;
- на все выключатели ОРУ 110 кВ ПС Тобол;
- на выключатели 500 кВ в цепи АТ на ПС Тобол;
- на вновь вводимые выключатели ОРУ 110 кВ ПС Иртыш;
- на все вновь вводимые выключатели КРУЭ 110 кВ ТТЭЦ.

Таким образом в данном разделе ВКР были выбраны необходимые устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики для вновь вводимых элементов сети (линий. Трансформаторов и автотрансформаторов). Схема с расстановкой устройств РЗА представлена на листе 6 графической части. Также были посчитаны уставки основной и резервных защит трансформатора, установленного на ПГВ2. А также была посчитана защита СД от потери синхронизма согласно задания от работодателя (согласно договору целевой корпоративной подготовки).

10 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данном разделе проводится расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов после реконструкции системы внешнего электроснабжения «ЗапСибНетехим» с целью проверки токовых нагрузок элементов сети и уровня напряжения, для того чтобы выявить необходимость возможного усиления сети.

10.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов

Для расчета и анализа нормальных и послеаварийных режимов был принят эквивалент сети, представленный на рисунке 5.

Также при расчете установившихся режимов следует отключить АТ3 и АТ4 ПС ЗапСиб, чтобы не возникало перетоков мощности через КРУЭ 110 кВ из внешней ЭЭС, при этом необходимо будет отключить СВ между секциями 1С1СШ-2С1СШ и 1С2СШ-2С2СШ и включить ШСВ между секциями 1С1СШ-1С2СШ и 2С1СШ-2С2СШ. Это нужно для того чтобы каждая секция шин КРУЭ110 кВ была запитана как минимум от двух источников с целью бесперебойного электроснабжения потребителей нефтехимического комбината. Схема с указанием положения каждого выключателя на КРУЭ 110 кВ в нормальном режиме показана на рисунке 38.

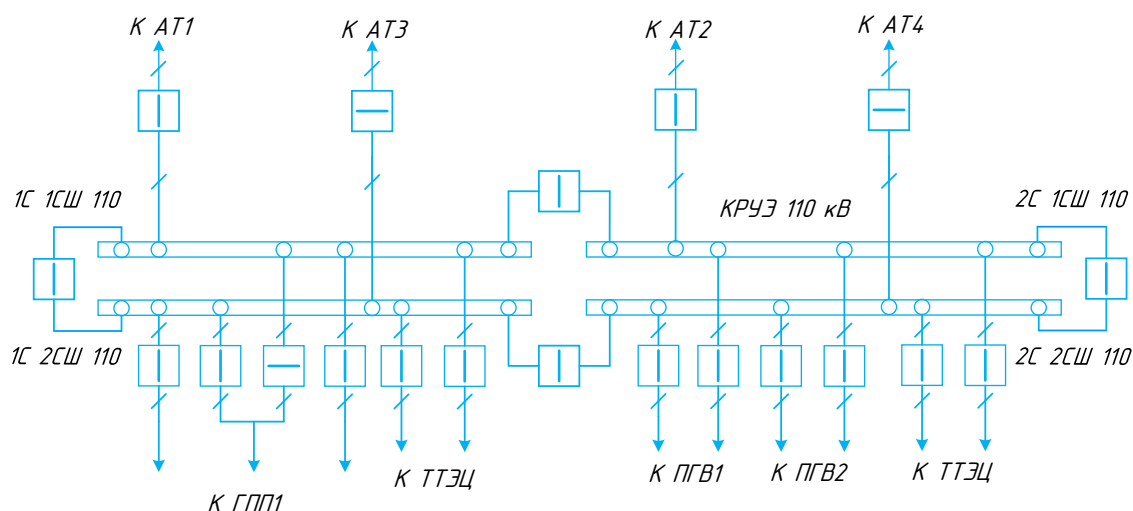


Рисунок 39 – Положение выключателей на КРУЭ 110 кВ в нормальном режиме

10.2 Подготовка исходных данных для расчета

Процесс подготовки расчетных данных аналогичен описанному в разделе 3. Нагрузки узлов эквивалента берутся из пункта 2.2 таблицы 8 и 9. В приложении Е представлены основные параметры ветвей и узлов анализируемого эквивалента.

В качестве максимального режима примем максимум в осенне-зимний период, а в качестве минимального принимаем минимум в весенне-летний период. Для расчета осенне-зимнего режимов в качестве нагрузок нефтехимического комбината берутся нагрузки при установившемся технологическом процессе, а для расчета минимального весенне-летнего режима берутся нагрузки при плановом останове производства.

Для остальных ПС внешней ЭЭС учитываются максимальные и минимальные нагрузки в осенне-зимний и весенне-летний периоды соответственно, согласно таблице 10 раздела 2.

10.3 Расчет максимального режима и его анализ

В данном пункте производится расчет максимального режима после реконструкции сети. Требуется определить токовые загрузки ЛЭП, СТ и АТ и сравнить их с ДДТН. Требуется проверить отклонение напряжения в центрах питания потребителей «ЗапСибНефтехим» от номинального и, если потребуется произвести регулировку напряжения с помощью устройств РПН, установленных на СТ и АТ. В максимальном режиме по принципу встречного регулирования следует держать напряжение на источниках питания равным $(1,05 - 1,1) \cdot U_{НОМ}$ согласно [18]. Также нужно рассчитать потери электроэнергии в системе внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим» и сравнить с предельно допустимыми. Подробный расчет максимального режима представлен на листе 7 графической части.

В таблице 65 представлена токовая загрузка ЛЭП выбранного эквивалента сети.

Таблица 65 – Токовая загрузка ЛЭП

Наименование ЛЭП	Ток по ЛЭП, А	Загрузка ЛЭП, %
Демьянская-Нелым	230	9,5
Иртыш-Беркут	160	6,6
Тюмень-Беркут	603	24,8
Тюмень-Тобол	173	6,5
Тобол-Нелым	113	3,8
Тобол-Иртыш	170	7
Тобол-Демьянская	265	3,8
Тобол-ЗапСиб I	21	0,9
Тобол-ЗапСиб II	23	0,9
ТТЭЦ-ЗапСиб I	292	40,1
ТТЭЦ-ЗапСиб II	407	55,9
ТТЭЦ-ЗапСиб III	299	40,1
ТТЭЦ-ЗапСиб IV	410	56,3
ЗапСиб-ГПП I	234	20,2
ЗапСиб-ГПП II	190	16,3
ЗапСиб-ГПП III	178	15,3
ЗапСиб-ПГВ I	210	18
ЗапСиб-ПГВ II	210	18
ЗапСиб-ПГВ2 I	211	33,29
ЗапСиб-ПГВ2 II	211	33,3
Тобол-Иртыш I	181	21,1
Тобол-Иртыш II	311	36,2
Тобол-Иртыш III	181	21,1
Тобол-Иртыш IV	311	36,2

В данном режиме не выявлено превышения ДДТН ни одной из ЛЭП, максимальную загрузку имеет линия ТТЭЦ-ЗапСиб IV с загрузкой 55,3%.

Для КЛ системы внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим» также проверим токовую загрузку в весенне-летний период при максимальной температуре воздуха, так как при установившемся технологическом процессе нагрузка по сравнению с осенне-зимним периодом меняется незначительно, а допустимая загрузка КЛ становится меньше за счет больших температур окружающего воздуха. Результат расчета представлен в таблице 66.

Таблица 66 – Токовая загрузка КЛ в летний период

Наименование ЛЭП	Ток по ЛЭП, А	Загрузка ЛЭП, %
ЗапСиб-ГПП1 I	234	28,3
ЗапСиб-ГПП1 I	190	22,9
ЗапСиб-ГПП1 I	178	21,5
ЗапСиб-ПГВ1 I	210	25,3
ЗапСиб-ПГВ1 II	210	25,3
ЗапСиб-ПГВ2 I	211	40,5
ЗапСиб-ПГВ2 II	211	40,5
ТТЭЦ-ЗапСиб I	292	49,8
ТТЭЦ-ЗапСиб II	407	69,5
ТТЭЦ-ЗапСиб III	299	50,9
ТТЭЦ-ЗапСиб IV	410	69,9

Как видно из расчетов токовые нагрузки ЛЭП не превышают допустимые, самыми загруженными являются линии ТТЭЦ-ЗапСиб, с наибольшей токовой загрузкой 69,9%.

Далее проведем оценку линий 500 кВ по предельной, по условиям сохранения устойчивости, передаваемой активной мощности за исключением линий Тобол-ЗапСиб, так как в нормальном режиме их загрузка минимальна. Предельно допустимая передаваемая мощность по ЛЭП 500 кВ по условию сохранения статической устойчивости равна 1350 МВт. Результат расчета представлен в таблице 67.

Таблица 67 – Потоки активной мощности по линиям 500 кВ

Наименование ЛЭП	Активная мощность, МВт	Загрузка по предельной активной мощности, %
Демьянская-Нелым	201,6	14,9
Иртыш-Беркут	20,5	1,5
Тюмень-Беркут	522,5	38,7
Тюмень-Тобол	87,6	6,5
Тобол-Нелым	44,5	3,3
Тобол-Иртыш	227,4	16,8
Тобол-Демьянская	149,5	11,1

Как видно из таблицы 67 потоки активной мощности по линиям 500 кВ не превышают предельно допустимых по условиям статической устойчивости. Наиболее загруженной по активной мощности является линия Тюмень-Беркут с относительной загрузкой равной 38,7 %.

В таблице 68 представлена токовая загрузка трансформаторов.

Таблица 68 – Токовая загрузка трансформаторов и АТ

Наименование тр-ра	Ток на стороне ВН, А	Загрузка тр-ра, %
ПС ЗапСиб 1АТ	21	7,4
ПС ЗапСиб 2АТ	23	7,9
ПС ГПП1 1Т	234	46,7
ПС ГПП1 2Т	190	37,8
ПС ГПП1 3Т	178	35,5
ПС ПГВ1 1Т	210	41,8
ПС ПГВ1 2Т	210	41,8
ПС ПГВ2 1Т	211	66,8
ПС ПГВ2 2Т	211	66,8
ПС Иртыш 1АТ	126	43,6
ПС Иртыш 1АТ	126	43,6
ПС Тобол 1АТ	86	29,9
ПС Тобол 1АТ	148	51,2

В данном режиме все СТ и АТ работают с коэффициентом загрузки не превышающим допустимый в нормальном режим. Максимальную загрузку имеют 1Т и 2Т установленные на ПГВ2, их загрузка равна 66,8 %. АТ1 и АТ2 являются балансирующими узлами для системы ТТЭЦ-ЗапСибНефтехим, их загрузка должна быть как можно меньше, чтобы питание «ЗапСибНефтехим» было полностью от ТТЭЦ.

В таблице 69 представлена информация по напряжениям в узлах системы электроснабжения «ЗапСибНефтехим».

Таблица 69 – Напряжения в узлах после реконструкции

Наименование ПС		Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %	№ отпайки РПН
1		2	3	4
ГПП	1Т	1СШ	10,55	10
		2СШ	10,56	
	2Т	1СШ	10,59	10

		1	2	3	4
ГПП1	2Т	2СШ	10,56	5,6	10
	3Т	1СШ	10,57	5,7	10
		2СШ	10,59	5,9	
ППВ1	1Т	1СШ	10,56	5,6	10
		2СШ	10,56	5,6	
	2Т	1СШ	10,56	5,6	10
		2СШ	10,56	5,6	
ППВ2	1Т	1СШ	10,51	5,1	10
		2СШ	10,51	5,1	
	2Т	1СШ	10,51	5,1	10
		2СШ	10,51	5,1	
ЗапСиб	1АТ	1С1СШ	116,82	6,2	9
	2АТ	2С1СШ	116,75	6,1	9
	3АТ	1С2СШ	116,82	6,2	9
	4АТ	2С2СШ	116,7	6,1	9

В данном режиме напряжение в центрах питания 10 кВ находится в допустимых пределах, согласно закона встречного регулирования [16]. Напряжения на секциях 110 кВ не превышают наибольших рабочих для нормальной работы электрооборудования и находятся в допустимых пределах.

Далее определяются потери электроэнергии в системе внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим» и проводится их анализ. Данные по потерям электроэнергии представлены в таблице 70. Расчет потерь проводился в RstrWin3, результат взят из таблицы «Районы».

Таблица 70 – Потери электроэнергии

Тип потерь	Активные, МВт	Реактивные, МВар
Нагрузочные потери в линиях	0,59	0,91
Нагрузочные потери в трансформаторах	0,57	14,57
Потери холостого хода трансформаторов	0,84	4,04
Генерация реактивной мощности в ЛЭП	-	14,36
Суммарные потери	2	5,21

Общее потребление «ЗапСибНефтехим» составляет 284,6 МВт, рассчитаем относительные потери активной мощности по следующей формуле:

$$\varepsilon_{\Delta} = 1 - \frac{P_{\text{НАГР}} - \Delta P}{P_{\text{НАГР}}} \cdot 100; \quad (197)$$

$$\varepsilon_{\Delta} = 1 - \frac{284,6 - 2}{284,6} \cdot 100 = 0,7\%;$$

Потери на уровне 10% считаются предельно допустимыми, согласно [11], следовательно, потери не превышают предельно допустимых. Также так как до реконструкции потери во внешней системе электроснабжения №ЗапСибНефтехим» составляли 3,05 МВт, то можно сказать, что после реконструкции увеличилась общая энергоэффективность предприятия.

10.4 Расчет минимального режима и его анализ

В данном пункте требуется произвести аналогичный анализ для режима минимальных нагрузок. Подробный расчет минимального режима представлен на листе 8 графической части. В минимальном режиме по принципу встречного регулирования следует держать напряжение на источниках питания близким к $U_{\text{НОМ}}$. В таблице 71 представлена токовая загрузка ЛЭП выбранного эквивалента сети

Таблица 71 – Токовая загрузка ЛЭП

Наименование ЛЭП	Ток по ЛЭП, А	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3
Демьянская-Нелым	28	1,5
Иртыш-Беркут	293	15,8
Тюмень-Беркут	352	19
Тюмень-Тобол	285	14
Тобол-Нелым	337	14,7
Тобол-Иртыш	345	18,6
Тобол-Демьянская	411	22,2
Тобол-ЗапСиб I	13	0,7

1	2	3
Тобол-ЗапСиб II	13	0,7
ТТЭЦ-ЗапСиб I	47	7,4
ТТЭЦ-ЗапСиб II	52	8,3
ТТЭЦ-ЗапСиб III	45	7,2
ТТЭЦ-ЗапСиб IV	51	8
ЗапСиб-ГПП I	28	3
ЗапСиб-ГПП II	23	2,4
ЗапСиб-ГПП III	22	2,3
ЗапСиб-ПГВ I	25	2,7
ЗапСиб-ПГВ II	25	2,7
ЗапСиб-ПГВ2 I	26	4,1
ЗапСиб-ПГВ2 II	26	4,1
Тобол-Иртыш I	113	17,2
Тобол-Иртыш II	155	23,5
Тобол-Иртыш III	113	17,2
Тобол-Иртыш IV	155	23,5

В данном режиме не выявлено превышения ДДТН ни одной из ЛЭП, максимальную загрузку имеет линия Тобол-Иртыш II с загрузкой 23,5 %.

Результат расчета по загрузке линий 500 кВ по активной мощности представлен в таблице 72.

Таблица 72 – Потоки активной мощности по линиям 500 кВ

Наименование ЛЭП	Активная мощность, МВт	Загрузка по предельной активной мощности, %
Демьянская-Нелым	23,8	1,8
Иртыш-Беркут	213,8	15,8
Тюмень-Беркут	298,2	22,1
Тюмень-Тобол	210,6	15,6
Тобол-Нелым	268,5	19,9
Тобол-Иртыш	296,5	22,0
Тобол-Демьянская	339,5	25,1

Как видно из таблицы 72 потоки активной мощности по линиям 500 кВ не превышают предельно допустимых по условиям статической устойчиво-

сти. Наиболее загруженной по активной мощности является линия Тюмень-Беркут с относительной загрузкой равной 38,7 %.

В таблице 73 представлена токовая загрузка трансформаторов.

Таблица 73 – Токовая загрузка трансформаторов и АТ

Наименование тр-ра	Ток на стороне ВН, А	Загрузка тр-ра, %
ПС ЗапСиб 1АТ	11	3,5
ПС ЗапСиб 2АТ	11	3,5
ПС ГПП1 1Т	28	5,6
ПС ГПП1 2Т	23	4,6
ПС ГПП1 3Т	22	4,3
ПС ПГВ1 1Т	25	5,1
ПС ПГВ1 2Т	25	5,1
ПС ПГВ2 1Т	26	8,1
ПС ПГВ2 2Т	26	8,1
ПС Иртыш 1АТ	58	20,1
ПС Иртыш 1АТ	58	20,1
ПС Тобол 1АТ	52	17,9
ПС Тобол 1АТ	71	24,5

В данном режиме все СТ и АТ работают с допустимым коэффициентом загрузки, максимальную загрузку имеют 1Т и 2Т установленные на ПГВ2, их загрузка соответственно равна 64,5 %.

В таблице 74 представлена информация по напряжениям в центрах питания потребителей «ЗапСибНефтехим».

Таблица 74 – Напряжения в узлах после реконструкции

Наименование ПС		Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %	№ отпайки РПН	
1		2	3	4	
ГПП1	1Т	1СШ	9,98	-0,2	10
		2СШ	9,98	-0,2	
	2Т	1СШ	9,99	-0,1	10
		2СШ	9,98	-0,2	
	3Т	1СШ	9,98	-0,2	10
		2СШ	9,99	-0,1	
ПГВ1	1Т	1СШ	9,98	-0,2	10
		2СШ	9,98	-0,2	
	2Т	1СШ	9,98	-0,2	10
		2СШ	9,98	-0,2	

1		2	3	4	
ПГВ2	1Т	1СШ	9,98	-0,2	10
		2СШ	9,98	-0,2	
	2Т	1СШ	9,98	-0,2	10
		2СШ	9,98	-0,2	
ЗапСиб	1АТ	1С1СШ	109,46	-0,5	12
	2АТ	2С1СШ	109,46	-0,5	12
	3АТ	1С2СШ	109,46	-0,5	12
	4АТ	2С2СШ	109,46	-0,5	12

В данном режиме напряжение в центрах питания 10 кВ находится в допустимых пределах, согласно закона встречного регулирования [16]. Напряжения на секциях 110 кВ не превышают наибольших рабочих для нормальной работы электрооборудования и находятся в допустимых пределах.

Далее определяются потери электроэнергии в системе внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим» и проводится их анализ. Данные по потерям электроэнергии представлены в таблице 75. Расчет потерь проводился в RstrWin3, результат взят из таблицы «Районы».

Таблица 75 – Потери электроэнергии

Тип потерь	Активные, МВт	Реактивные, МВар
Нагрузочные потери в линиях	0,01	0,02
Нагрузочные потери в трансформаторах	0,01	0,31
Потери холостого хода трансформаторов	0,77	3,76
Генерация реактивной мощности в ЛЭП	-	12,4
Суммарные потери	0,79	-8,31

Общее потребление «ЗапСибНефтехим» при плановом останове технологического процесса составляет 32 МВт, рассчитаем относительные потери активной мощности по следующей формуле:

$$\varepsilon_{\Delta} = 1 - \frac{32 - 0,79}{32} \cdot 100 = 2,47\%;$$

Потери на уровне 10% считаются предельно допустимыми, согласно [11], следовательно, потери не превышают предельно допустимых.

10.5 Расчет послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ

В данном пункте требуется проверить ДДТН ЛЭП, СТ и АТ в послеаварийных и ремонтных режимах.

Для начала проверим токовую загрузку АТ и СТ подстанций реконструируемого участка при выводе одного из них в ремонт или в случае аварийного отключения. На ПС Тобол на загрузку в ремонтном режиме нужно проверить каждый АТ т.к. они подключены к разным РУ и нагрузка на них не симметрична.

Для ГПП1, ПГВ1 и ПГВ2 достаточно проверить загрузку оставшихся в работе трансформаторов при отключении одного из них, т.к. это тупиковые ПС, то при отключении других СТ результат будет аналогичным. Результат представлен в таблице 76.

Таблица 76 – загрузка СТ и АТ в ремонтных режимах

Наименование ПС		Состояние	Ток на стороне ВН, А	Загрузка, %
ГПП1	1Т	Ремонт	-	-
	2Т	В работе	428	85,4
	3Т	В работе	178	35,5
ПГВ1	1Т	Ремонт	-	-
	2Т	В работе	424	84,5
ПГВ2	1Т	Ремонт	-	-
	2Т	В работе	431	136,4
Иртыш №1	1АТ	Ремонт	-	-
	2АТ	В работе	179	62,1
Тобол№1	1АТ	Ремонт	-	-
	2АТ	В работе	178	61,6
Тобол№2	1АТ	В работе	141	48,7
	2АТ	Ремонт	-	-

Как видно из результатов расчета ремонтных и аварийных режимов СТ и АТ, ДДТН не выходит за допустимые пределы. Наибольшую загрузку, равную 136,4 % в послеаварийном или ремонтном режиме имеет СТ установленный на ПГВ2.

В таблице 77 приведены напряжения на шинах 10 кВ ПГВ1 и ПГВ2 при выводе одного СТ из работы.

Таблица 77 – Напряжения на стороне НН ПГВ1 и ПГВ2

Наименование ПС		Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %	№ отпайки РПН
ПГВ1	1Т	1СШ	10,62	9
		2СШ	10,62	
ПГВ2	1Т	1СШ	10,61	8
		2СШ	10,61	

Как видно из таблицы 77 напряжения на ПГВ1 и ПГВ2 при аварийном отключении или выводе в ремонт одного из СТ, находятся в допустимых пределах, согласно закона встречного регулирования [16].

Проверять токовые загрузки линий 500 кВ внешней ЭЭС не имеет смысла, так как по расчетам послеаварийных режимов (см. пункт 3.2) ни у одной линии не выявлено превышения ДДТН, а перетоки мощности в ЭЭС при изменении схемы выдачи ТТЭЦ практически не изменились. Также не будем проверять КЛ ЗапСиб-ГПП1 так как по результатам расчета послеаварийных режимов (см. пункт 3.2) не выявлено превышения ДДТН данных линий, а нагрузка ГПП1 после реконструкции не изменилась.

Поэтому в качестве послеаварийных режимов рассмотрим отключение наиболее загруженной линии ТТЭЦ-ЗапСиб и отключение КЛ питающих ПГВ1 и ПГВ2. Загрузку линий будем проверять в летний период при максимальной температуре воздуха при установившемся технологическом процессе. В таблице 78 представлена токовая загрузка цепей ТТЭЦ-ЗапСиб при аварийном отключении одной из них.

Таблица 78 – Токовая загрузка КЛ системы электроснабжения ЗапСибНефтехим

Наименование ЛЭП	Ток по ЛЭП, А	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3
ТТЭЦ-ЗапСиб I	463	79,1
ТТЭЦ-ЗапСиб II	-	-

1	2	3
ТТЭЦ-ЗапСиб III	459	78,4
ТТЭЦ-ЗапСиб IV	485	82,8
ЗапСиб-ПГВ1 I	-	-
ЗапСиб-ПГВ1 II	425	51,3
ЗапСиб-ПГВ2 I	-	-
ЗапСиб-ПГВ2 II	430	82,7

Как видно из таблицы 78 токовая нагрузка оставшихся в работе КЛ не превышает ДДТН.

В таблице 79 приведены напряжения в узлах системы электроснабжения «ЗапСибНефтехим» при аварийном отключении одной из КЛ ТТЭЦ-ЗапСиб. Проверять напряжения при отключении КЛ, питающих ПГВ1 и ПГВ2 не будем так как этот режим аналогичен отключению одного из трансформаторов.

Таблица 79 – Напряжения в узлах

Наименование ПС		Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %	№ отпайки РПН	
ГПП1	1Т	1СШ	10,54	5,4	10
		2СШ	10,55	5,5	
	2Т	1СШ	10,58	5,8	10
		2СШ	10,55	5,5	
	3Т	1СШ	10,56	5,6	10
		2СШ	10,58	5,8	
ПГВ1	1Т	1СШ	10,56	5,6	10
		2СШ	10,56	5,6	
	2Т	1СШ	10,56	5,6	10
		2СШ	10,56	5,6	
ПГВ2	1Т	1СШ	10,51	5,1	10
		2СШ	10,51	5,1	
	2Т	1СШ	10,51	5,1	10
		2СШ	10,51	5,1	
ЗапСиб	1АТ	1С1СШ	116,72	6,1	9
	2АТ	2С1СШ	116,72	6,1	9
	3АТ	1С2СШ	116,72	6,1	9
	4АТ	2С2СШ	116,72	6,1	9

Как видно из таблицы 79 напряжения в центрах питания «ЗапСибНетехим» при аварийном отключении одной из КЛ ТТЭЦ-ЗапСиб, находятся в допустимых пределах согласно закона встречного регулирования [16]. Напряжения на секциях 110 кВ не превышают наибольших рабочих для нормальной работы электрооборудования и находятся в допустимых пределах.

Также покажем токовую загрузку ВЛ Тобол-Иртыш при отключении одной из наиболее загруженных цепей, результат представлен в таблице 80.

Таблица 80 – Токовая загрузка цепей Тобол-ЗапСиб

Наименование ЛЭП	Ток по ЛЭП, А	Загрузка ЛЭП, %
Тобол-Иртыш I	252	29,3
Тобол-Иртыш II	257	29,8
Тобол-Иртыш III	431	50
Тобол-Иртыш IV	-	-

Как видно из таблицы 80 токовая загрузка оставшихся в работе ВЛ Тобол-Иртыш не превышает ДДТН.

На основании анализа послеаварийных и ремонтных режимов можно сделать вывод, что дополнительных мероприятий по усилению системы внешнего электроснабжения не требуется.

11 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данном разделе ВКР требуется рассчитать основные показатели инвестиционной привлекательности выбранного варианта реконструкции, такие как чистый дисконтированный доход, который показывает какую прибыль принесет проект к концу расчетного периода с учетом временной стоимости денег. Также необходимо определить дисконтированный срок окупаемости, который показывает через какой период ЧДД станет положительным и проект начнет приносить прибыль.

Чистый дисконтированный доход определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_{\text{расч}}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{\text{н.д}})^t}; \quad (199)$$

где \mathcal{E}_t – чистый поток платежей, выражается следующей формулой;

$$\mathcal{E}_t = D_t - K_t - I_t - K_d; \quad (200)$$

где K_t – величина капитальных вложений в год, тыс.руб;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год, тыс. руб;

D_t – суммарный доход от реализации проекта в год, тыс. руб;

K_d – затраты на демонтаж оборудования.

$E_{\text{н.д}}$ – норма дисконта, принимаем равной 10 %;

$T_{\text{РАСЧ}}$ – расчетный период, принимаем равным 10 годам;

Доход определяется как разница между покупкой электроэнергии из внешней энергосистемы и покупкой электроэнергии по себестоимости у ТТЭЦ, вычисляется по следующей формуле:

$$D_t = (C_{0(\text{СЕТЬ})} - C_{0(\text{ТТЭЦ})}) \cdot W_{\text{ГОД}}; \quad (201)$$

где $C_{0(\text{СЕТЬ})}$ – стоимость покупки одного $\text{кВт} \cdot \text{ч}$ из сети, для Тюменской области равна $3,46 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$;

$C_{0(\text{ТТЭЦ})}$ – себестоимость одного $\text{кВт} \cdot \text{ч}$ из сети, принимаем равной средней себестоимости электроэнергии для ТЭЦ равную $0,69 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$.

В качестве дохода принимаем разницу в стоимости покупки электроэнергии, потребляемой электроприемниками подключенными к ПГВ2, так как реконструкция проводилась только в части электроснабжения ПГВ2.

Годовое потребление на ПГВ2 определяется следующим образом:

$$W_{\text{ГОД}} = P_{\text{МАХ}} \cdot T_{\text{МАХ}}; \quad (202)$$

где $P_{\text{МАХ}}$ – максимальная установленная мощность электроприемников подключенных к ПГВ2, МВт. Определяется согласно таблице 8;

$T_{\text{МАХ}}$ – число часов использования максимума нагрузки, ч. Из пункта 4.3.6;

$$W_{\text{ГОД}} = 82,9 \cdot 7700 = 638,3 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч}$$

$$D_t = (3,46 - 0,69) \cdot 638,3 = 1770484 \text{ тыс.руб};$$

Капитальные затраты на оборудование, затраты на демонтаж и эксплуатационные издержки по выбранному варианту принимаем в соответствии с расчетами из пункта 4.3.6.

DPP определяется следующим образом:

$$DPP = \sum_{t=0}^{T_{расч}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{H.Д})^t} \geq K_t + K_{Д}; \quad (203)$$

Расчет производился в MS Excel, результат представлен в приложении Ж. На рисунке 40 представлен график ЧДД.

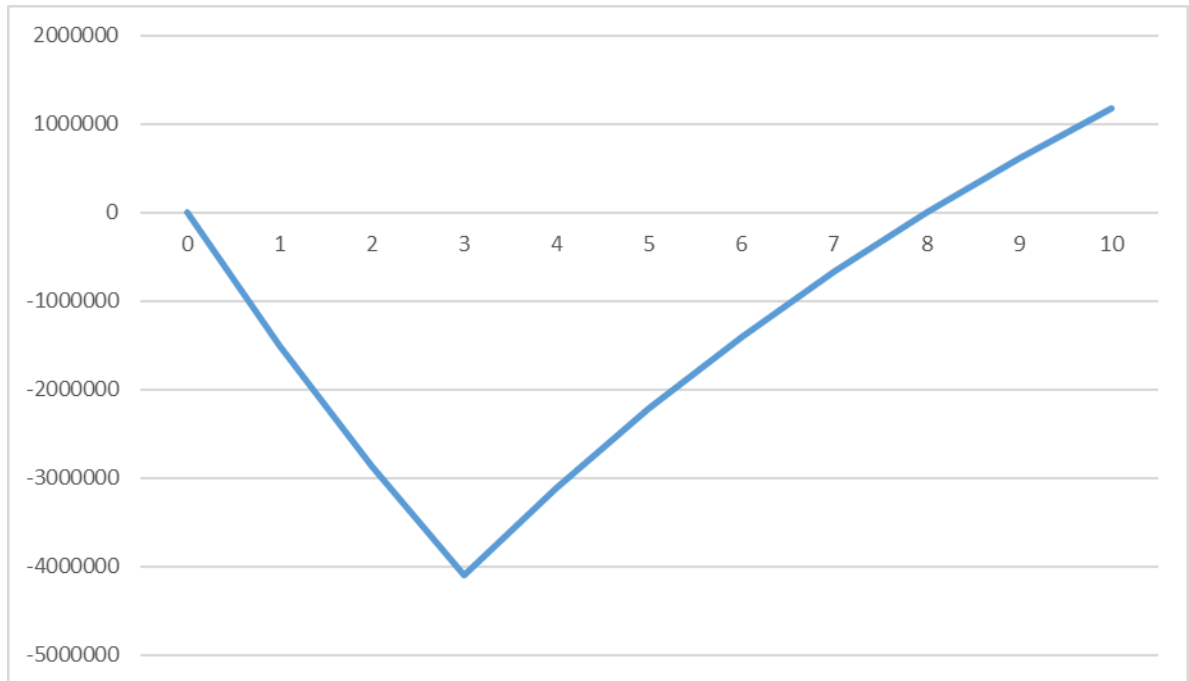


Рисунок 40 - График ЧДД по выбранному проекту

Как видно из графика DPP равняется 7,5 лет. В итоге так как проект окупается через 7,5 лет и его ЧДД к концу расчетного периода положителен, то данный проект реконструкции системы внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим» может быть рекомендован к реализации.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данном разделе рассматриваются вопросы безопасности работников, экологичности проекта и пожарной безопасности.

В подразделе безопасность рассмотрены требования, предъявляемые к работникам при монтаже и эксплуатации объектов реконструкции. В подразделе экологичность описаны факторы воздействия проектируемого оборудования на окружающую среду, здоровье и жизнедеятельность человека вне производства. В подразделе чрезвычайные ситуации рассмотрена наиболее вероятная и опасная для данного нефтехимического комбината ЧС, а именно пожар, на проектируемой подстанции был произведен расчёт маслоприемника под трансформатор.

12.1 Безопасность

В данной работе при реконструкции системы внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим» будут выполняться следующие работы:

- монтаж КЛ на кабельных эстакадах;
- подключение КЛ к сборным шинам действующего КРУЭ 110 кВ;
- работы по строповке и установке крупногабаритного оборудования при строительстве ПГВ2;
- приемосдаточные испытания установленного электрооборудования;

При выполнении этих видов работ необходимо выполнять следующие требования ТБ:

1) При монтаже КЛ:

- на трассах с поворотами рабочие не должны находиться внутри угла поворота кабеля, а также поддерживать или оттягивать кабель руками. Для этого на поворотах должны быть установлены угловые ролики;
- при условии прокладывания кабеля вручную, все рабочие должны находиться с одной стороны кабеля;

– тяговые механизмы, угловые и линейные ролики следует надежно закрепить;

– во время прокладки кабеля, рабочие должны находиться от угловых и линейных роликов на расстоянии не менее 1 м;

– при разматывании кабеля с помощью проводной лебедки рабочему, находящемуся возле нее, необходимо следить за работой лебедки и контролировать усилие натяжения. Если разматывание выполняется ручной лебедкой, то вращать ее и контролировать усилие должны двое рабочих;

– тянуть кабель по трассе следует только при условии надежной визуальной, телефонной или радиосвязи с руководителем работ;

– не разрешается переключать находящиеся под напряжением КЛ.

2) Перед началом работ по подключению КЛ к КРУЭ 110 кВ работники должны убедиться в том, что на секции шин отсутствует напряжение. Есть видимый разрыв, обеспеченный секционным разъединителем, и включены шинные заземляющие ножи;

3) При погрузочно-разгрузочных работах, выполняемых при установке крупногабаритного оборудования, а именно силовых трансформаторов, здания КРУ, ячеек КРУ и т.д., могут возникнуть следующие опасности:

– падение груза с высоты;

– разрушение металлоконструкции крана;

– потеря устойчивости и падение подъемного сооружения;

– спадание каната или цепи с груза при его подъеме;

– падение с высоты;

Для минимизации данных опасных ситуаций, нужно следовать следующим принципам:

– угол между стропами должен составлять меньше 90° ;

– длина стропа должна быть более $3/4$ длины груза;

– подъемные сооружения должны быть исправны и правильно установлены;

- грузоподъемность подъемного сооружения должна соответствовать весу груза;
- перед началом работ необходимо производить осмотр и проверку работоспособности механизмов подъемного сооружения;
- погрузочно-разгрузочная площадка, проходы и проезды освобождаются от посторонних предметов, ликвидируются ямы, рытвины, скользкие места посыпаются противоскользящими средствами;
- канаты или цепи должны накладываться без узлов, перекруток и петель. Под ребра груза следует подкладывать специальные подкладки, предохраняющие стропы от повреждения;
- строповку длинномерных грузов производить не менее чем в двух местах.

4) При проведении приемо-сдаточных испытаний установленного оборудования, требуется выполнение следующих норм ТБ:

- к проведению испытаний электрооборудования допускаются работники, прошедшие специальную подготовку и проверку знаний и требований, содержащихся в настоящем подразделе, комиссией, в состав которой включаются специалисты по испытаниям оборудования, имеющие группу V - в электроустановках напряжением выше 1000 В и группу IV - в электроустановках напряжением до 1000 В;
- испытания электрооборудования проводит бригада, в которой производитель работ должен иметь группу IV, член бригады - группу III, а член бригады, которому поручается охрана, - группу II;
- испытываемое оборудование, испытательная установка и соединительные провода между ними должны быть ограждены щитами, канатами с предупреждающим плакатом «Испытание», «Опасно для жизни», обращенным наружу. Ограждение должны устанавливать работники, проводящие испытание;

– при испытаниях КЛ, если ее противоположный конец расположен в запертой камере, отсеке КРУ или в помещении, на дверях или ограждении должен быть вывешен предупреждающий плакат «Испытание», «Опасно для жизни». Если двери и ограждения не заперты либо испытанию подвергается ремонтируемая линия с разделанными на трассе жилами кабеля, помимо вывешивания плакатов у дверей, ограждений и разделанных жил кабеля, должна быть выставлена охрана из членов бригады, имеющих группу II, из оперативного персонала, находящегося на дежурстве;

– снимать заземления, установленные при подготовке рабочего места и препятствующие проведению испытаний, а затем устанавливать их вновь разрешается только по указанию производителя работ, руководящего испытаниями, после заземления вывода высокого напряжения испытательной установки;

– при сборке испытательной схемы прежде всего должно быть выполнено защитное и рабочее заземление испытательной установки. Корпус передвижной испытательной установки должен быть заземлен отдельным заземляющим проводником из гибкого медного провода сечением не менее 10 мм². Перед испытанием следует проверить надежность заземления корпуса;

– измерение сопротивления изоляции мегаомметром должно осуществляться на отключенных токоведущих частях, с которых снят заряд путем предварительного их заземления. Заземление с токоведущих частей следует снимать только после подключения мегаомметра;

– при измерении мегаомметром сопротивления изоляции токоведущих частей соединительные провода следует присоединять к ним с помощью изолирующих держателей (штанг), при этом следует пользоваться диэлектрическими перчатками;

– при работе с мегаомметром прикасаться к токоведущим частям, к которым он присоединен, не разрешается. После окончания работы следует

снять с токоведущих частей остаточный заряд путем их кратковременного заземления;

В процессе эксплуатации ПГВ2 работники обслуживающие данную ПС должны иметь схемы и указания по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

Для предотвращения возможности ошибочных действий персонала, РУ ПГВ2 должны быть оборудованы блокировкой от ошибочных переключений.

12.2 Экологичность

К факторам воздействия электрических сетей на окружающую среду, здоровье и жизнедеятельность человека можно отнести следующее:

- электромагнитное поле промышленной частоты;
- акустический шум;
- радио- и телевизионные помехи;
- загрязнение окружающего воздуха озоном, образующимся при коронировании ЛЭП высокого напряжения;

Так как мероприятия по реконструкции в основном проходят на территории промышленной площадки, расположенной вдали от жилой застройки, то установленное оборудование не будет сказываться на окружающей среде, здоровье и жизнедеятельности населения, проживающего в расположенных рядом населенных пунктах.

При сооружении КЛ будут применяться кабели с изоляцией из СПЭ которые являются высоко экологичным оборудованием благодаря отсутствию утечки масла и загрязнения окружающей среды при повреждении по сравнению с кабелями с БПИ. Также КЛ не подвержены коронированию и для их сооружения нужно меньше отвода земли.

12.3 Чрезвычайные ситуации

Одной из возможных чрезвычайных ситуаций может быть пожар, который на нефтехимическом комбинате «Запсибнефтехим» является очень

опасным явлением, так как данный комбинат относится к объектам с высокой взрыво- и пожароопасностью.

Наиболее частыми причинами возникновения пожаров на электроустановках являются:

- короткие замыкания;
- перегрузка электропроводок и оборудования;
- нагрев контактных соединений из-за высокого переходного сопротивления, обусловленного износом соединения;
- возникновение электрической дуги в месте повреждения изоляции;
- искрение в местах контактных соединений;

Электрооборудование, расположенное во взрыво- или пожароопасных зонах должно быть выбрано в соответствии с требованиями, приведенными в главах 7.3 и 7.4 ПУЭ.

Для обеспечения пожарной безопасности на проектируемой ПГВ2 предусматривается установка стационарной системы автоматического пожаротушения распыленной водой. Данная система состоит из насосной станции, питающих и распределительных трубопроводов с установкой на последних оросителей.

Также для локализации пожара на данной ПС для установленных трансформаторов ТРДЦН-63000/110 требуется выполнить маслоприемник, исходные данные для расчета приведены в таблице 81. Расчет проведен согласно [2].

Таблица 81 – Исходные данные для расчета маслоприемника

Марка тр-ра	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
		Длина А, мм	Ширина В, мм	Высота Н, мм
ТРДЦН-63000/110	16700	6800	3810	6200

Расчет должен быть выполнен с учетом следующих требований, указанных в пункте 4.2.69 ПУЭ:

1) Так как масса трансформаторного масла у данной марки равна 16,7 тоннам, то габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на $\Delta = 1,5$ м;

2) Маслоприемник с массой масла меньше 20 тонн можно выполнять без отвода масла;

3) Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

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

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

Далее представлен алгоритм расчета габаритов маслоприемника для трансформатора ТРДЦН-63000/110.

Определяются габариты маслоприемника по следующим формулам:

$$A_{МП} = A_T + 2 \cdot \Delta; \quad (204)$$

$$B_{МП} = B_T + 2 \cdot \Delta; \quad (205)$$

где A_T – длина трансформатор, м;

B_T – ширина трансформатора, м.

$$A_{МП} = 6,8 + 2 \cdot 1,5 = 9,8 \text{ м};$$

$$B_{МП} = 3,810 + 2 \cdot 1,5 = 6,81 \text{ м};$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{МП} = A_{МП} \cdot B_{МП}; \quad (206)$$

$$S_{МП} = 9,8 \cdot 6,81 = 66,74 \text{ м}^2;$$

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}; \quad (207)$$

где M_{TM} – масса трансформаторного масла, кг;

ρ_{TM} – плотность трансформаторного масла, кг/м³ ($\rho_{TM} = (880 - 890)$ кг/м³).

$$V_{TM} = \frac{16700}{880} = 18,97 \text{ м}^3;$$

Объем воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{ВОДА} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}); \quad (208)$$

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

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

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

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H_T \cdot (A_T + B_T); \quad (209)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 6,2 \cdot (9,8 + 6,81) = 205,96;$$

$$V_{ВОДА} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot (66,74 + 205,96) = 78,53 \text{ м}^3;$$

Глубина маслоприемника равна:

$$h_{МП} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}} + \frac{V_{ВОДЫ}}{S_{МП}} + h_B + h_{ГР}; \quad (210)$$

Где h_B – глубина воздушного зазора между решеткой с гравием и смесью трансформаторного масла и воды в маслоприемнике, м (не менее 50 мм);

$h_{ГР}$ – толщина гравия (щебня), м (не менее 0,25 м).

$$h_{МП} = \frac{18,97}{66,74} + \frac{78,53}{66,74} + 0,05 + 0,25 = 1,761 \text{ м};$$

В итоге для трансформатора ТРДЦН-63000/110 с массой трансформаторного масла равной 16700 кг, габариты маслоприемника имеют следующие значения: длина – 9,8 м; ширина – 6,81; высота – 1,77 м. Конструкция маслоприемника, с учетом всех требований представлена на рисунке 41.

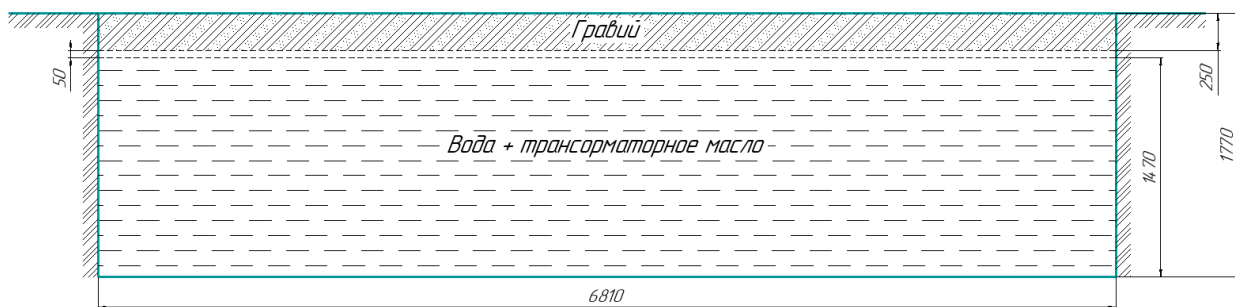


Рисунок 41 – Конструкция маслоприемника

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены задачи, поставленные в начале, в результате решена проблема перегрузки силового трансформатора, установленного на ГПП2, при наложении аварийного и ремонтного режимов.

Был определен наиболее оптимальный вариант реконструкции системы внешнего электроснабжения «ЗапСибНефтехим» при росте нагрузок с учетом требований экономичности и надежности.

Был произведен расчет токов короткого замыкания в узлах системы внешнего электроснабжения комбината с последующей проверкой установленного оборудования на действие возросших токов короткого замыкания и выбрано основное электротехническое оборудование на проектируемой подстанции ПГВ2.

Были рассчитаны защитное заземление и молниезащита с указанием зон молниезащиты на плане подстанции. По результатам проверки надежности молниезащиты можно сделать вывод что она обеспечивает требуемый уровень надежности.

Был описан способ подключения кабельной линии к проектируемой ПГВ2.

Были выбраны уставки основных и резервных защит силового трансформатора, установленного на ПГВ2 и защита от потери синхронизма высоковольтного синхронного двигателя, подключенного к ПГВ2.

По результатам расчета максимальных, минимальных и послеаварийных режимов можно сделать вывод что длительно допустимая токовая нагрузка силовых трансформаторов, автотрансформаторов и линий электропередач находится в допустимых пределах. Напряжения в центрах питания потребителей «ЗапСибНефтехим» также находятся в допустимых пределах.

По результатам расчета инвестиционной привлекательности проекта можно сделать вывод что выбранный вариант реконструкции приносит прибыль и окупается в короткий срок за счет большого экономического эффекта и малых капитальных вложений.

В разделе безопасность и экологичность были описаны основные требования при монтажных работах по реконструкции системы внешнего электроснабжения, а также для выполнения требований по пожарной безопасности был рассчитан маслоприемник по силовой трансформатор.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. – Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. 52 с
- 2 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М. : АмГУ, 2014. – 91 с.
- 3 Басманов, В.Г. Заземление и молниезащита: учеб. Пособие для вузов в двух частях. Часть 2 Молниезащита/ В.Г. Басманов – Киров: ПРИП ФГБОУ ВПО «ВятГАУ», 2012. – 246 с.
- 4 Блок микропроцессорный релейной защиты БИРЗ-ТД. Руководство по эксплуатации, ДИВГ. 648228.070-20 РЭ, НТЦ Мехатроника, 2016 г.
- 5 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. Профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
- 6 ГОСТ 1516.3-96. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Введен впервые ; введ. 1999-01-01. – Москва : Государственный комитет Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации ; М. : Изд-во стандартов, 1999. – 54 с.
- 7 ГОСТ 9920-89. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Взамен ГОСТ 9920-75 ; введ. 1990-01-07. – Москва : Министерство электротехнической промышленности СССР ; М. : Изд-во стандартов, 1990. – 54 с.
- 8 ГОСТ 32144-2013. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Введен впервые ; введ. 2014-01-07. – Москва : федеральное агенство по техническому регулированию и метрологии ; М. : Изд-во стандартов, 2014. – 20 с.

9 ГОСТ 1516.3-96. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Введен впервые ; введ. 1996-04-12. – Минск : межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации ; М. : Изд-во стандартов, 1996. – 54 с.

10 Ерошенко, С.А. Расчет токов короткого замыкания в энергосистемах: Учебное пособие / С. А. Ерошенко, и др. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2019. – 104 с.

11 Железко, Ю.С. Расчет и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. – М. : ЭНАС, 2008. – 280 с.

12 Карякин, Р.Н. Нормы устройства сетей заземления – Москва. : ЗАО «Энергосервис», 2002. – 121 с.

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

14 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.rastrwin.ru/> - 02.06.2021.

15 Понижающие трансформаторы 35 - 220 кВ. Резервные защиты. Расчет уставок. Методические указания, СТО ДИВГ-056-2015, НТЦ Мехатроника, 2015 г.

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

17 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» // Зарегистрирован в Минюсте России 22 июля 2015 г. №38151.

18 Проектирование систем противопожарной защиты на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Общие технические требования, СТО 56947007-33.040.10.139-2012, ФСК ЕЭС, 2012 г.

19 РД 153-34.3-35.125-99 Руководство по защите электрических сетей 6- 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений (Части 1-3. Приложения к частям 1, 2, 3) / РАО «ЕЭС России». – 2-ое издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999 год, 194 с

20 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.30.047-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г.

21 Руководство по защите электрических сетей напряжением 110 – 750 кВ от грозových и внутренних перенапряжений, СТО 29.240.01.221-2016, ФСК ЕЭС, 2016 г.

22 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети. Методические указания к курсовому проектированию – Благовещенск. : АмГУ, 2013. – 59 с.

23 Савина Н.В., Проценко П.П. Т38 Техника высоких напряжений. Методические указания к практическим занятиям / сост.: Савина Н.В., Проценко П.П.. – Благовещенск: изд-во АмГУ, 2015. – 106 с.

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

25 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026. – 272 с.

26 Схема и программа развития электроэнергетики Тюменской области на период 2021 – 2025 годов. 2020. – 66 с.

27 Тимофеев, С.А. Основы выбора нелинейных ограничителей. Методические указания – Красноярск. : КГТУ, 2003. – 49 с.

28 Трансформаторы и автотрансформаторы 35 -220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания, СТО ДИВГ-055-2013, НТИЦ Мехатроника, 2013 г.

29 Устойчивость энергосистем // Динамическая устойчивость мощных электродвигателей / Г. А. Мелешкин, Г. В. Меркурьев. – М., 2006. – Гл. 10. – С. 290–313.

30 Халилов, Ф.Х. Классификация перенапряжений. Внутренние перенапряжения: учеб.пособие / Ф.Х. Халилов. – Спб. : НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2013. – 78 с.

31 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://уровень-инфляции.рф/таблицы-инфляции-> 28.05.2021.

32 Sepam серии 80. Руководство по эксплуатации, SEPED303001RU/Schneider Electric. – 2006. – 247 с.

33 Дмитриев М.В. Методика выбора ОПН для защиты оборудования сетей 110-750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений : дис. канд. техн. наук : 05.11.06 / М.В. Дмитриев ; СПбГУ. – Спб, 2006. – 250 с. : рис.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Параметры схемы замещения для расчета и анализа существующих режимов

Таблица – «Узлы»

Тип	№	Название	Uном, кВ	Pн, МВт	Qн, МВар	Pг, МВт	Qг, МВар	Uзд, кВ	Qmin, МВар	Qmax, МВар
Ген	1	ППТ Тобол РУ№1	500	0	0	0	-173,2	500	-1000	1000
Ген	2	ППТ Тобол РУ№2	500	0	0	0	-52,1	500	-1000	1000
Нагр	3	ЗапСиб Ввод №1	500	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	4	ЗапСиб Ввод №2	500	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	5	ЗапСиб Ввод №3	500	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	6	ЗапСиб Ввод №4	500	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	7	–	500	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	8	–	500	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	9	–	500	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	10	–	500	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	11	КРУЭ 110 кВ Секция №1	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	12	КРУЭ 110 кВ Секция №2	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	13	КРУЭ 110 кВ Секция №3	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	14	КРУЭ 110 кВ Секция №4	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	15	КРУЭ 35 кВ ввод №1	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	16	КРУЭ 35 кВ ввод №2	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	17	КРУЭ 35 кВ ввод №3	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	18	КРУЭ 35 кВ ввод №4	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	19	–	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	20	–	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	21	ВН Т1 ГПП1	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	22	ВН Т2 ГПП1	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	23	ВН Т3 ГПП1	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	24	ВН Т1 ГПП2	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	25	ВН Т2 ГПП2	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	26	ВН Т3 ГПП2	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	27	–	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	28	–	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	29	–	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	30	–	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	31	–	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	32	–	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	33	Ввод1 Т1 ГПП1	10	25,08	4,9	0	0	0	0	0
Нагр	34	Ввод2 Т1 ГПП1	10	19,9	-0,33	0	0	0	0	0
Нагр	35	Ввод1 Т2 ГПП1	10	7,91	1,65	0	0	0	0	0
Нагр	36	Ввод2 Т2 ГПП1	10	18,39	3,13	0	0	0	0	0
Нагр	37	Ввод1 Т3 ГПП1	10	25,78	1,02	0	0	0	0	0
Нагр	38	Ввод2 Т3 ГПП1	10	10,26	2,43	0	0	0	0	0

Продолжение Приложения А

Таблица – «Узлы»

Тип	№	Название	Uном, кВ	Pн, МВт	Qн, МВар	Pг, МВт	Qг, МВар	Uзд, кВ	Qmin, МВар	Qmax, МВар
Нагр	39	Ввод1 Т1 ГПП2	10	11,7	-4,73	0	0	0	0	0
Нагр	40	Ввод2 Т1 ГПП2	10	19,18	-6,96	0	0	0	0	0
Нагр	41	Ввод1 Т2 ГПП2	10	21,09	-6,75	0	0	0	0	0
Нагр	42	Ввод2 Т2 ГПП2	10	14,06	0,94	0	0	0	0	0
Нагр	43	Ввод1 Т3 ГПП2	10	2,02	1,44	0	0	0	0	0
Нагр	44	Ввод2 Т3 ГПП2	10	14,03	-5,46	0	0	0	0	0
Ген	45	ПС Демьянская	500	521,04	260,52	650	189,7	500	-1000	1000
Ген	46	ПП Нелым	500	0	0	250	-106,3	500	-1000	1000
База	47	ПС Тюмень	500	0	0	462,4	-186	500	-1000	1000
Ген	48	ПП Беркут	500	502	100	0	-1,8	500	-1000	1000
Ген	49	ПС Иртыш РУ 500 кВ	500	0	0	0	-53,1	500	-1000	1000
Ген	50	РУ 110 кВ ТТЭЦ	110	0	0	80	65	113	- 277,8	555,6
Ген	51	РУ 220 кВ ТТЭЦ	220	0	0	62,5	42,9	223	- 54,35	108,7
Нагр	52	–	500	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	53	–	500	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	54	–	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	55	–	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	56	Иртыш РУ 110 кВ	110	122,5	61,3	0	0	0	0	0
Нагр	57	Иртыш РУ 110 кВ	110	122,5	61,3	0	0	0	0	0
Нагр	58	–	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	59	–	10	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	60	Иртыш 220 РУ кВ	220	0	0	0	0	0	0	0

Таблица – «Ветви»

Тип	№нач	№кон	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	Kт, о.е.
ЛЭП	1	3	0,078	0,765	0,2219	-9,72	0
ЛЭП	1	4	0,078	0,765	0,2219	-9,72	0
ЛЭП	2	5	0,078	0,765	0,2219	-9,72	0
ЛЭП	2	6	0,078	0,765	0,2219	-9,72	0
Тр-р	3	7	1,28	137,49	0,92	4,40	1
Тр-р	4	8	1,28	137,49	0,92	4,40	1
Тр-р	5	9	1,28	137,49	0,92	4,40	1
Тр-р	6	10	1,28	137,49	0,92	4,40	1
Тр-р	7	11	1,28	-7,38	0	0	0,227
Тр-р	8	12	1,28	-7,38	0	0	0,227
Тр-р	9	13	1,28	-7,38	0	0	0,227
Тр-р	10	14	1,28	-7,38	0	0	0,227
Тр-р	7	15	1,28	192,49	0	0	0,077
Тр-р	8	16	1,28	192,49	0	0	0,077
Тр-р	9	17	1,28	192,49	0	0	0,077
Тр-р	10	18	1,28	192,49	0	0	0,077
ЛЭП	11	21	0,00708	0,019	0	-11,24	0
ЛЭП	19	22	0,00708	0,019	0	-11,24	0

Продолжение Приложения А

Таблица – «Ветви»

Тип	№нач	№кон	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	Kт, о.е.
ЛЭП	12	23	0,00708	0,019	0	-11,24	0
ЛЭП	13	24	0,08621	0,238	0	-112,46	0
ЛЭП	20	25	0,08621	0,238	0	-112,46	0
ЛЭП	14	26	0,08621	0,238	0	-112,46	0
Тр-р	21	27	0,23	1,72	6,29	41,10	1
Тр-р	22	28	0,23	1,72	6,29	41,10	1
Тр-р	23	29	0,23	1,72	6,29	41,10	1
Тр-р	24	30	0,23	1,72	6,29	41,10	1
Тр-р	25	31	0,23	1,72	6,29	41,10	1
Тр-р	26	32	0,23	1,72	6,29	41,10	1
Тр-р	27	33	0,46	24,29	0	0	0,094
Тр-р	27	34	0,46	24,29	0	0	0,094
Тр-р	28	35	0,46	24,29	0	0	0,094
Тр-р	28	36	0,46	24,29	0	0	0,094
Тр-р	29	37	0,46	24,29	0	0	0,094
Тр-р	29	38	0,46	24,29	0	0	0,094
Тр-р	30	39	0,46	24,29	0	0	0,094
Тр-р	30	40	0,46	24,29	0	0	0,094
Тр-р	31	41	0,46	24,29	0	0	0,094
Тр-р	31	42	0,46	24,29	0	0	0,094
Тр-р	32	43	0,46	24,29	0	0	0,094
Тр-р	32	44	0,46	24,29	0	0	0,094
Тр-р	49	52	1,28	137,49	0,92	4,40	1
Тр-р	49	53	1,28	137,49	0,92	4,40	1
Тр-р	52	54	1,28	192,49	0	0	0,077
Тр-р	53	55	1,28	192,49	0	0	0,077
Тр-р	52	57	1,28	192,49	0	0	0,077
Тр-р	53	56	1,28	192,49	0	0	0,077
Тр-р	60	58	0,49	48,66	1,60	11,70	1
Тр-р	58	59	0,49	82,52	0	0	0,047
Тр-р	58	56	0,49	-2,058	0	0	0,52
ЛЭП	45	46	0,103	0,942	0,26	-11,41	0
ЛЭП	49	48	9	90	23,24	-983,3	0
ЛЭП	47	48	2,486	26,449	7,098	-309,8	0
ЛЭП	1	47	7,9	71,962	21,23	-903	0
ЛЭП	1	46	5,55	50,55	14,7	-634,3	0
ЛЭП	2	49	0,327	2,974	0,87	-33,93	0
ЛЭП	2	45	5,4	48,767	12,78	-492,1	0
ЛЭП	51	60	0,931	4,075	0	-25,08	0
ЛЭП	51	60	0,931	4,075	0	-25,08	0
ЛЭП	56	50	0,833	3,264	0	-25,16	0
ЛЭП	57	50	0,833	3,264	0	-25,16	0
ЛЭП	56	50	0,833	3,264	0	-25,16	0
ЛЭП	1	3	0,078	0,765	0,2219	-9,72	0

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет приведенных дисконтированных затрат

Приведенные дисконтированные затраты по варианту №3

Вариант №4																					
Затраты на демонтаж оборудования, тыс.руб		Капитальные вложения на строительство ЛЭП, тыс.руб		Капитальные вложения в РУ, тыс.руб		Капитальные вложения в тр-ры, тыс.руб		Капитальные вложения в КУ, тыс.руб		Постоянная часть затрат на строительство и реконструкцию ПС, тыс.руб			Капитальные вложения в строительство и реконструкцию ПС, тыс.руб			Амортизационные отчисления в год, тыс.руб		Эксплуатационные издержки в год, тыс.руб		Расходы на оплату потерь в сети в год, тыс.руб	
2898,16353		822467,5731		2282264,7		729944,1		0		536243,85			3548452,65			210797,3895		226881,2184		10094,7	
Год	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Коэф. диск-ия	1	0,9090909	0,826446281	0,751314801	0,683013455	0,620921323	0,56447393	0,51315812	0,46650738	0,42409762	0,38554329	0,350493899	0,31863082	0,28966438	0,2633313	0,23939205	0,21762914	0,19784467	0,17985879	0,16350799	0,1486436
Капитальные вложения, тыс.руб	1457939,462	1457939,5	1457939,462	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Годовые издержки, тыс.руб	0	0	0	447773,3078	447773,3078	447773,3078	447773,3078	447773,308	447773,308	447773,308	447773,308	447773,3078	447773,308	447773,308	447773,31	447773,308	447773,308	447773,308	447773,308	447773,308	447773,31
Дисконтированные денежные потоки, тыс.руб	1457939,462	1325399,5	1204908,646	336418,7136	305835,1942	278031,9947	252756,3588	229778,508	208889,553	189899,593	172635,994	156941,8127	142674,375	129703,977	117912,71	107193,37	97448,518	88589,5618	80535,9653	73214,5139	66558,649
Дисконтированные затраты, тыс.руб.	1457939,462	2783339,0	3988247,6	4324666,3	4630501,5	4908533,5	5161289,9	5391068,4	5599957,9	5789857,5	5962493,5	6119435,3	6262109,7	6391813,7	6509726,4	6616919,8	6714368,3	6802957,9	6883493,8	6956708,3	7023266,98

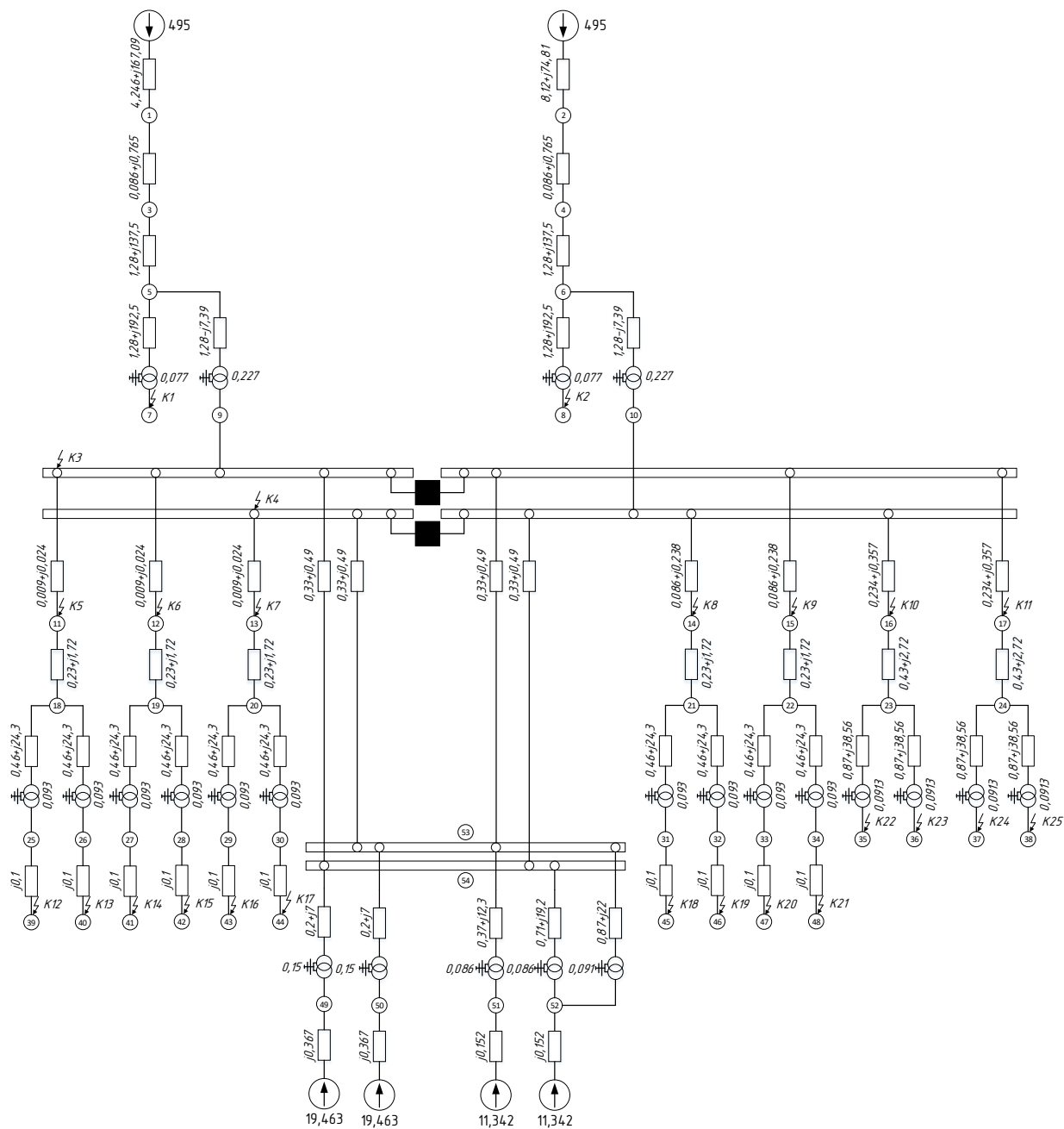
Приведенные дисконтированные затраты по варианту №6

Вариант №4																					
Затраты на демонтаж оборудования, тыс.руб		Капитальные вложения на строительство ЛЭП, тыс.руб		Капитальные вложения в РУ, тыс.руб		Капитальные вложения в тр-ры, тыс.руб		Капитальные вложения в КУ, тыс.руб		Постоянная часть затрат на строительство и реконструкцию ПС, тыс.руб			Капитальные вложения в строительство и реконструкцию ПС, тыс.руб			Амортизационные отчисления в год, тыс.руб		Эксплуатационные издержки в год, тыс.руб		Расходы на оплату потерь в сети в год, тыс.руб	
3039,53073		875068,4052		2276827,5		803346,3		0		537942,975			3618116,775			216033,9568		232306,4225		9457,14	
Год	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Коэф. диск-ия	1	0,90909091	0,82644628	0,751314801	0,68301346	0,620921323	0,56447393	0,513158118	0,46650738	0,424097618	0,38554329	0,3504939	0,31863082	0,28966438	0,26333125	0,239392049	0,21762914	0,19784467	0,17985879	0,16350799	0,14864363
Капитальные вложения, тыс.руб	1498741,57	1498741,57	1498741,57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Годовые издержки, тыс.руб	0	0	0	457797,5193	457797,519	457797,5193	457797,5193	457797,5193	457797,5193	457797,5193	457797,519	457797,519	457797,519	457797,519	457797,519	457797,5193	457797,519	457797,519	457797,519	457797,519	457797,519
Дисконтированные денежные потоки, тыс.руб	1498741,57	1362492,34	1238629,4	343950,0521	312681,866	284256,2414	258414,7649	234922,5136	213565,9214	194150,8376	176500,761	160455,238	145868,398	132607,634	120552,395	109593,0863	99630,0785	90572,7986	82338,9079	74853,5526	68048,6842
Дисконтированные затраты, тыс.руб.	1498741,57	2861233,9	4099863,3	4443813,4	4756495,2	5040751,5	5299166,2	5534088,7	5747654,7	5941805,5	6118306,3	6278761,5	6424629,9	6557237,5	6677789,9	6787383,0	6887013,1	6977585,9	7059924,8	7134778,4	7202827,04

ПРИЛОЖЕНИЕ В

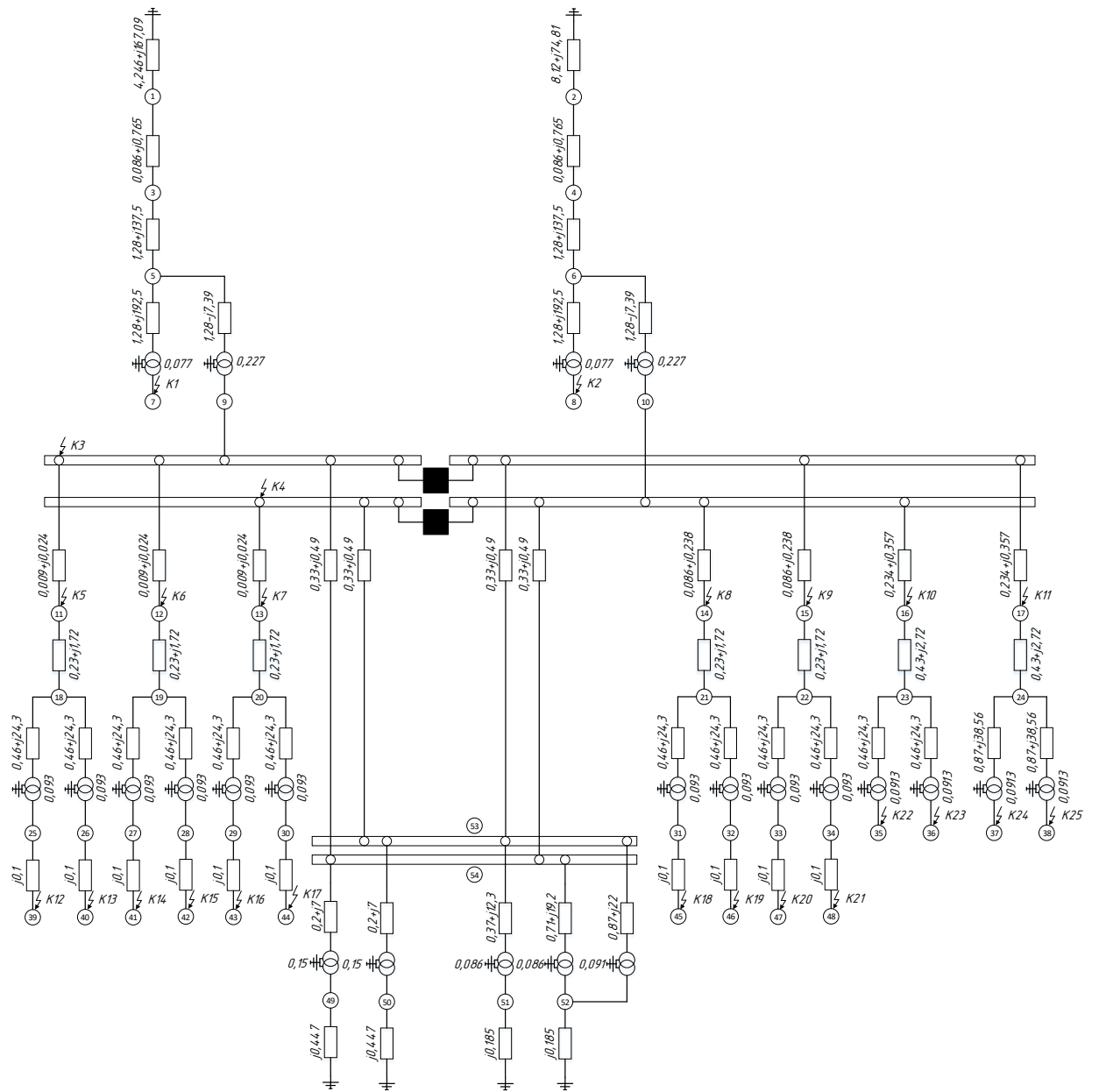
Схемы замещения для расчёта токов короткого замыкания в минимальном режиме

Схема замещения прямой последовательности



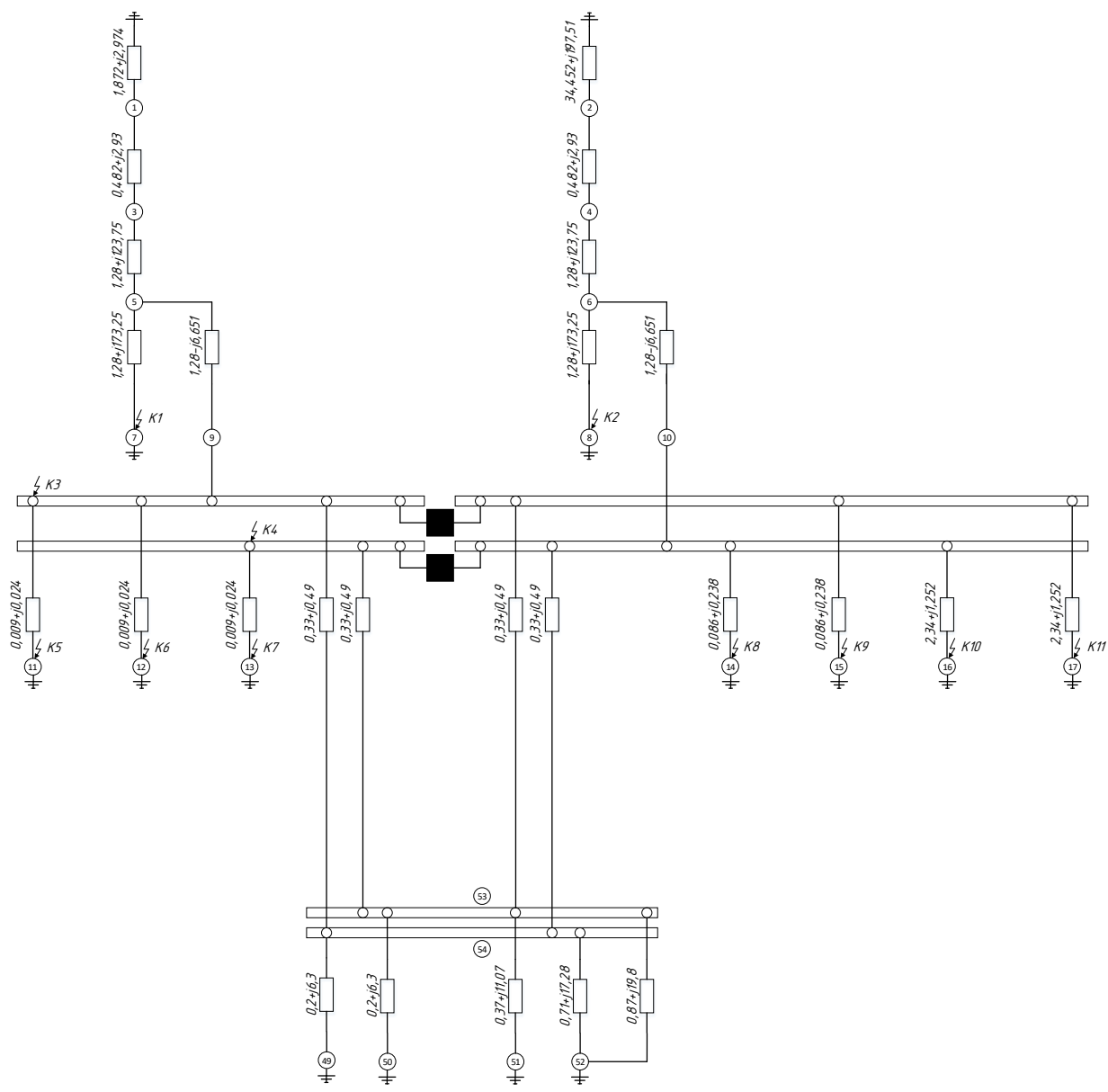
Продолжение Приложения В

Схема замещения обратной последовательности



Продолжение Приложения В

Схема замещения нулевой последовательности



ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Результат расчета токов короткого замыкания

Результат расчета ТКЗ в максимальном режиме

Точка КЗ		$I_{(K1)}, кА$	$I_{(K)}, кА$
К1	3-х фазное	15,31	15,31
	2-х фазное	7,61	13,18
К2	3-х фазное	15,82	15,82
	2-х фазное	7,86	13,61
К3	3-х фазное	20,09	20,09
	2-х фазное	9,84	17,04
	1-но фазное	10,09	30,27
К4	3-х фазное	21,74	21,74
	2-х фазное	10,60	18,36
	1-но фазное	10,89	32,67
К5	3-х фазное	19,95	19,95
	2-х фазное	9,77	16,92
	1-но фазное	9,89	29,67
К6	3-х фазное	19,95	19,95
	2-х фазное	9,77	16,92
	1-но фазное	9,89	29,67
К7	3-х фазное	21,58	21,58
	2-х фазное	10,52	18,22
	1-но фазное	10,66	31,98
К8	3-х фазное	20,20	20,20
	2-х фазное	9,87	17,10
	1-но фазное	8,90	26,70
К9	3-х фазное	18,75	18,75
	2-х фазное	9,19	15,92
	1-но фазное	8,34	25,02
К12	3-х фазное	17,90	17,90
	2-х фазное	8,93	15,47
К13	3-х фазное	21,58	21,58
	2-х фазное	10,54	18,26
К14	3-х фазное	17,88	17,88
	2-х фазное	8,93	15,47
К15	3-х фазное	17,88	17,88
	2-х фазное	8,93	15,47
К16	3-х фазное	21,95	21,95
	2-х фазное	10,72	18,57
К17	3-х фазное	18,27	18,27
	2-х фазное	9,11	15,78
К18	3-х фазное	18,15	18,15
	2-х фазное	9,06	15,69
К19	3-х фазное	18,15	18,15
	2-х фазное	9,06	15,69

Продолжение Приложения Г

Результат расчета ТКЗ в максимальном режиме

Точка КЗ		$I_{(КА)}, кА$	$I_{(К)}, кА$
К20	3-х фазное	17,79	17,79
	2-х фазное	8,88	15,38
К21	3-х фазное	17,79	17,79
	2-х фазное	8,88	15,38

Результат расчета ТКЗ в минимальном режиме

Точка КЗ		$I_{(КА)}, кА$	$I_{(К)}, кА$
К1	3-х фазное	1,09	1,09
	2-х фазное	0,54	0,94
К2	3-х фазное	1,09	1,09
	2-х фазное	0,54	0,94
К3	3-х фазное	10,05	10,05
	2-х фазное	5,02	8,69
	1-но фазное	5,16	15,48
К4	3-х фазное	10,20	10,20
	2-х фазное	5,10	8,83
	1-но фазное	5,24	15,72
К5	3-х фазное	10,01	10,01
	2-х фазное	5	8,66
	1-но фазное	5,11	15,33
К6	3-х фазное	10,01	10,01
	2-х фазное	5	8,66
	1-но фазное	5,11	15,33
К7	3-х фазное	10,16	10,16
	2-х фазное	5,08	8,80
	1-но фазное	5,18	15,54
К8	3-х фазное	9,82	9,82
	2-х фазное	4,91	8,50
	1-но фазное	4,71	14,13
К9	3-х фазное	9,68	9,68
	2-х фазное	4,84	8,38
	1-но фазное	4,64	13,92
К12	3-х фазное	12,53	12,53
	2-х фазное	6,27	10,86
К13	3-х фазное	12,53	12,53
	2-х фазное	6,27	10,86

Продолжение Приложения Г

Результат расчета ТКЗ в минимальном режиме

Точка КЗ		$I_{(КЛ)}, кА$	$I_{(К)}, кА$
К14	3-х фазное	12,53	12,53
	2-х фазное	6,27	10,86
К15	3-х фазное	12,53	12,53
	2-х фазное	6,27	10,86
К16	3-х фазное	12,56	12,56
	2-х фазное	6,29	10,89
К17	3-х фазное	12,56	12,56
	2-х фазное	6,29	10,89
К18	3-х фазное	12,51	12,51
	2-х фазное	6,25	10,83
К19	3-х фазное	12,51	12,51
	2-х фазное	6,25	10,83
К20	3-х фазное	12,48	12,48
	2-х фазное	6,24	10,81
К21	3-х фазное	12,48	12,48
	2-х фазное	6,24	10,81

Результат расчета постоянных времени затухания апериодической составляющей

Точка КЗ	$R_{ЭК}, Ом$	$X_{ЭК}, Ом$	$T_{a.ЭК}, с$	$K_{уд}$
К1	0,028	1,513	0,172	1,944
К2	0,028	1,487	0,169	1,943
К3	0,152	3,391	0,071	1,869
К4	0,148	3,181	0,068	1,864
К5	0,16	3,414	0,068	1,863
К6	0,161	3,415	0,068	1,862
К7	0,156	3,205	0,065	1,858
К8	0,234	3,419	0,047	1,807
К9	0,238	3,629	0,049	1,814
К12	0,007	0,354	0,161	1,940
К13	0,006	0,29	0,154	1,937
К14	0,007	0,355	0,162	1,940
К15	0,007	0,355	0,162	1,940
К16	0,006	0,289	0,153	1,937
К17	0,007	0,352	0,160	1,939
К18	0,008	0,355	0,141	1,932
К19	0,008	0,355	0,141	1,932
К20	0,008	0,356	0,142	1,932
К21	0,008	0,356	0,142	1,932

Продолжение Приложения Г
Результат расчета ударных токов

Точка КЗ	$i_{уд}, кА$
К1	42,08
К2	43,46
К3	53,09
К4	57,31
К5	52,57
К6	52,54
К7	56,71
К8	51,61
К9	48,10
К12	49,10
К13	59,12
К14	49,05
К15	49,05
К16	60,12
К17	50,11
К18	49,58
К19	49,58
К20	48,60
К21	48,60

Результат расчета аperiodических токов

Точка КЗ	$i_a, кА$
К1	21,652
К2	22,373
К3	28,412
К4	30,745
К5	28,214
К6	28,214
К7	30,519
К8	28,567
К9	26,517
К12	25,314
К13	30,519
К14	25,286
К15	25,286
К16	31,042
К17	25,838
К18	25,668
К19	25,668
К20	25,159
К21	25,159

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Выбор основного электротехнического оборудования

Выбор выключателей

Ячейка вводного выключателя 1.1 СШ		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{\max} = 2546 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 20,1 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 20,1 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{Д.С.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 54,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$В_{К.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} = 259,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} \leq В_{К.НОМ}$
$i_{аНОМ} = 25,45 \text{ кА}$	$i_{at} = 20,56 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{аНОМ}$
Ячейка вводного выключателя 1.2 СШ		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{\max} = 2546 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 20,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 20,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{Д.С.} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 54,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$В_{К.НОМ} = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} = 261,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} \leq В_{К.НОМ}$
$i_{аНОМ} = 20,04 \text{ кА}$	$i_{at} = 19,38 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{аНОМ}$
Ячейка вводного выключателя 2.1 СШ		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{\max} = 2546 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 21,02 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 21,02 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{Д.С.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 57 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$В_{К.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} = 286,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} \leq В_{К.НОМ}$
$i_{аНОМ} = 22,62 \text{ кА}$	$i_{at} = 21,87 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{аНОМ}$
Ячейка фидера 1,2		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1250 \text{ А}$	$I_{\max} = 575 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 20,1 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 20,1 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$

Продолжение приложения Д

Выбор выключателей

Ячейка фидера 1,2		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{д.с.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 54,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{д.с.}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 259,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$i_{аном} = 22,62 \text{ кА}$	$i_{ат} = 20,56 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аном}$
Ячейка фидера 3		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{max} = 1151 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 20,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{отклном}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 20,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{д.с.} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 54,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{д.с.}$
$B_{к.ном} = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 261,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$i_{аном} = 20,04 \text{ кА}$	$i_{ат} = 19,38 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аном}$
Ячейка фидера 4,5		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{max} = 575 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 21,02 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{отклном}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт} = 21,02 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{д.с.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 57 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{д.с.}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 286,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$i_{аном} = 22,62 \text{ кА}$	$i_{ат} = 21,87 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аном}$
Ячейка фидера 6		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{max} = 1151 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 23,68 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{отклном}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт} = 23,68 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{д.с.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 62,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{д.с.}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 341,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$i_{аном} = 22,62 \text{ кА}$	$i_{ат} = 20,87 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аном}$

Продолжение приложения Д

Выбор выключателей

Ячейка секционного выключателя 1.1 СШ – 2.1 СШ		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{\max} = 2546 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 21,02 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 21,02 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{Д.С.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 57 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$B_{К.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 286,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
$i_{аНОМ} = 22,62 \text{ кА}$	$i_{at} = 21,87 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{аНОМ}$
Ячейка секционного выключателя 2.1 СШ – 2.2 СШ		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{\max} = 2546 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 23,68 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 23,68 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{Д.С.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 62,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$B_{К.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 341,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
$i_{аНОМ} = 22,62 \text{ кА}$	$i_{at} = 20,87 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{аНОМ}$
Ячейка ТСН1		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1250 \text{ А}$	$I_{\max} = 7,7 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 20,1 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 20,1 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{Д.С.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 54,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$B_{К.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 259,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
$i_{аНОМ} = 22,62 \text{ кА}$	$i_{at} = 20,56 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{аНОМ}$
Ячейка ТСН2		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1250 \text{ А}$	$I_{\max} = 7,7 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 21,02 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 21,02 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{Д.С.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 57 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$B_{К.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 286,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
$i_{аНОМ} = 22,62 \text{ кА}$	$i_{at} = 21,87 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{аНОМ}$

Продолжение приложения Д
Выбор трансформаторов тока

Вводная ячейка 1.2 СШ		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3000 \text{ А}$	$I_{\max} = 2546 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 54,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$Z_{НОМ} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,443 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$V_{КНОМ} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 261,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{КНОМ}$
Вводная ячейка 2.1 СШ		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3000 \text{ А}$	$I_{\max} = 2546 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 57 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$Z_{НОМ} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,443 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$V_{КНОМ} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 286,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{КНОМ}$
Вводная ячейка 2.2 СШ		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3000 \text{ А}$	$I_{\max} = 2546 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 62,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$Z_{НОМ} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,443 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$V_{КНОМ} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 341,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{КНОМ}$
Ячейка фидера 1,2		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 600 \text{ А}$	$I_{\max} = 575 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 54,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$Z_{НОМ} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,443 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$V_{КНОМ} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 259,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{КНОМ}$
Ячейка фидера 3		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1200 \text{ А}$	$I_{\max} = 1151 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 54,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$Z_{НОМ} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,443 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$V_{КНОМ} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 261,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{КНОМ}$
Ячейка фидера 4,5		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$

Продолжение приложения Д
Выбор трансформаторов тока

Ячейка фидера 4,5		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{НОМ} = 600 \text{ А}$	$I_{\max} = 575 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 57 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$Z_{НОМ} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,443 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$V_{КНОМ} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 286,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{КНОМ}$
Ячейка фидера 6		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1200 \text{ А}$	$I_{\max} = 1151 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 62,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$Z_{НОМ} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,443 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$V_{КНОМ} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 341,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{КНОМ}$
Ячейка секционного выключателя 1.1 СШ – 2.1 СШ		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3000 \text{ А}$	$I_{\max} = 2546 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 57 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$Z_{НОМ} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,443 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$V_{КНОМ} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 286,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{КНОМ}$
Ячейка секционного выключателя 2.1 СШ – 2.2 СШ		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3000 \text{ А}$	$I_{\max} = 2546 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 62,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$Z_{НОМ} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,443 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$V_{КНОМ} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 341,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{КНОМ}$
Ячейка ТСН1		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 80 \text{ А}$	$I_{\max} = 7,7 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 78,8 \text{ кА}$	$i_{уд} = 54,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$Z_{НОМ} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,924 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$V_{КНОМ} = 992 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 259,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{КНОМ}$
Ячейка ТСН2		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 80 \text{ А}$	$I_{\max} = 7,7 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$

Продолжение приложения Д
Выбор трансформаторов тока

Ячейка ТСН2		
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{д.с.} = 78,8 \text{ кА}$	$i_{уд} = 57 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{д.с.}$
$Z_{НОМ} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,924 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$B_{КНОМ} = 992 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 286,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{КНОМ}$

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Параметры схемы замещения для расчета и анализа установившихся режимов после реконструкции сети

Таблица – «Узлы»

Тип	№	Название	U _{но} , кВ	Район	P _н , МВт	Q _н , МВар	P _г , МВт	Q _г , МВар	U _{зд} , кВ	Q _{min} , МВар	Q _{max} , МВар
Ген	1	ПП Тобол РУ1	500	1	0	0	0	0	500	-1000	1000
Ген	2	ПП Тобол РУ2	500	1	0	0	0	0	500	-1000	1000
Нагр	3	ВН ЗапСиб1	500	1	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	4	ВН ЗапСиб2	500	1	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	5	ВН ЗапСиб3	500	1	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	6	ВН ЗапСиб4	500	1	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	7	N AT1	500	1	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	8	N AT2	500	1	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	9	N AT3	500	1	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	10	N AT4	500	1	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	11	СН AT1	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	12	СН AT2	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	13	СН AT3	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	14	СН AT4	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	15		110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	16	ВН Т1 ГПП1	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	17	ВН Т2 ГПП1	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	18	ВН Т3 ГПП1	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	19	ВН Т1 ПГВ1	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	20	ВН Т2 ПГВ1	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	21	ВН Т1 ПГВ2	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	22	ВН Т2 ПГВ2	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	23	N Т1 ГПП1	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	24	N Т2 ГПП1	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	25	N Т3 ГПП1	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	26	N Т1 ПГВ1	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	27	N Т2 ПГВ1	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	28	N Т1 ПГВ2	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	29	N Т2 ПГВ2	110	2	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	30	1.1 СШ Т1 ГПП1	10	2	24,2	3,63	0	0	0	0	0
Нагр	31	1.2 СШ Т1 ГПП1	10	2	22,0	3,39	0	0	0	0	0
Нагр	32	2.1 СШ Т2 ГПП1	10	2	13,1	2,57	0	0	0	0	0
Нагр	33	2.2 СШ Т2 ГПП1	10	2	24,2	3,64	0	0	0	0	0
Нагр	34	3.1 СШ Т3 ГПП1	10	2	22,0	3,39	0	0	0	0	0
Нагр	35	3.2 СШ Т3 ГПП1	10	2	13,0	2,57	0	0	0	0	0

Продолжение Приложения Е

Таблица – «Узлы»

Тип	№	Название	U _{но} , кВ	Район	P _н , МВт	Q _н , МВар	P _г , МВт	Q _г , МВар	U _{зд} , кВ	Q _{min} , МВар	Q _{max} , МВар
Нагр	36	1.1 СШ Т1 ПГВ1	10	2	20,7	3,16	0	0	0	0	0
Нагр	37	1.2 СШ Т1 ПГВ1	10	2	20,7	3,16	0	0	0	0	0
Нагр	38	2.1 СШ Т2 ПГВ1	10	2	20,	3,16	0	0	0	0	0
Нагр	39	2.2 СШ Т2 ПГВ1	10	2	20,7	3,16	0	0	0	0	0
Нагр	40	1.1 СШ Т1 ПГВ2	10	2	30,9	4,665	0	0	0	0	0
Нагр	41	1.2 СШ Т1 ПГВ2	10	2	11,9	1,905	0	0	0	0	0
Нагр	42	2.1 СШ Т2 ПГВ2	10	2	13,3	2,765	0	0	0	0	0
Нагр	43	2.2 СШ Т2 ПГВ2	10	2	26,5	3,31	0	0	0	0	0
Ген	44	ТТЭЦ	110	1	0	0	284,65	0	115	-185	370
Нагр	45	N AT1 Тобол	500	1	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	46	N AT2 Тобол	500	1	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	47	СН AT1 То- бол	110	1	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	48	СН AT2 То- бол	110	1	0	0	0	0	0	0	0
Ген	49	ВН Иртыш	500	1	0	0	0	0	500	-1000	1000
Нагр	50	N AT1 Ир- тыш	500	1	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	51	N AT2 Ир- тыш	500	1	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	52	СН AT1 Ир- тыш	110	1	179,6	89,8	0	0	0	0	0
Нагр	53	СН AT2 Ир- тыш	110	1	179,6	89,8	0	0	0	0	0
База	54	Тюмень	500	1	0	0	0	0	500	-1000	1000
Ген	55	Беркут	500	1	502	100	0	0	500	-1000	1000
Ген	56	Демьянская	500	1	624,08	312,04	650	0	500	-1000	1000
Ген	57	Нелым	500	1	0	0	0	0	500	-1000	1000

Таблица – «Ветви»

Тип	№нач	№кон	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	Kт, о.е.
ЛЭП	1	3	0,078	0,765	0,2	-9,72	0
ЛЭП	1	4	0,078	0,765	0,22	-9,72	0
ЛЭП	2	5	0,078	0,765	0,22	-9,72	0
ЛЭП	2	6	0,078	0,765	0,22	-9,72	0
Тр-р	3	7	1,28	137,4	0,92	4,4	1
Тр-р	4	8	1,28	137,4	0,92	4,4	1
Тр-р	5	9	1,28	137,4	0,92	4,4	1
Тр-р	6	10	1,28	137,4	0,92	4,4	1

Продолжение Приложения Е

Таблица – «Ветви»

Тип	№нач	№кон	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	Кт, о.е.
Тр-р	7	11	1,28	-7,3	0	0	0,22
Тр-р	8	12	1,28	-7,3	0	0	0,22
Тр-р	9	13	1,28	-7,3	0	0	0,22
Тр-р	10	14	1,28	-7,3	0	0	0,22
Выкл	11	12	0	0	0	0	0
Выкл	13	14	0	0	0	0	0
Выкл	12	13	0	0	0	0	0
Выкл	11	14	0	0	0	0	0
Выкл	11	15	0	0	0	0	0
Выкл	12	15	0	0	0	0	0
ЛЭП	11	16	0,007	0,019	0	-11,24	0
ЛЭП	15	17	0,007	0,019	0	-11,24	0
ЛЭП	12	18	0,007	0,019	0	-11,24	0
ЛЭП	13	19	0,086	0,23	0	-112,46	0
ЛЭП	14	20	0,086	0,23	0	-112,46	0
ЛЭП	13	21	0,234	0,357	0	-105,36	0
ЛЭП	14	22	0,234	0,357	0	-105,36	0
Тр-р	16	23	0,27	1,71	3,4	14,7	1
Тр-р	17	24	0,27	1,7	3,4	14,7	1
Тр-р	18	25	0,27	1,7	3,4	14,7	1
Тр-р	19	26	0,27	1,7	3,4	14,7	1
Тр-р	20	27	0,27	1,7	3,4	14,7	1
Тр-р	23	30	0,5	24,2	0	0	0,09
Тр-р	23	31	0,5	24,2	0	0	0,09
Тр-р	24	32	0,5	24,2	0	0	0,09
Тр-р	24	33	0,5	24,2	0	0	0,09
Тр-р	25	34	0,5	24,2	0	0	0,09
Тр-р	25	35	0,5	24,2	0	0	0,09
Тр-р	26	36	0,5	24,2	0	0	0,09
Тр-р	26	37	0,5	24,2	0	0	0,09
Тр-р	27	38	0,5	24,2	0	0	0,09
Тр-р	27	39	0,5	24,2	0	0	0,09
Тр-р	21	28	0,43	2,7	4,4	28,2	1
Тр-р	22	29	0,43	2,7	4,4	28,2	1
Тр-р	28	40	0,86	38,56	0	0	0,09
Тр-р	28	41	0,86	38,56	0	0	0,09
Тр-р	29	42	0,86	38,56	0	0	0,09
Тр-р	29	43	0,86	38,56	0	0	0,09
ЛЭП	44	12	0,33	0,49	0	-141,34	0
ЛЭП	44	13	0,33	0,49	0	-141,34	0
ЛЭП	44	14	0,33	0,49	0	-141,34	0
ЛЭП	44	15	0,33	0,49	0	-141,34	0
Тр-р	1	45	1,28	137,4	0,92	4,4	1
Тр-р	2	46	1,28	137,4	0,92	4,4	1
Тр-р	45	47	1,28	-7,3	0	0	0,227
Тр-р	46	48	1,28	-7,3	0	0	0,227
Тр-р	49	50	1,28	137,4	0,92	4,4	1
Тр-р	49	51	1,28	137,4	0,92	4,4	1

Продолжение Приложения Е

Таблица – «Ветви»

Тип	№нач	№кон	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	Kт, о.е.
Тр-р	50	52	1,28	-7,38	0	0	0,227
Тр-р	51	53	1,28	-7,38	0	0	0,227
Выкл	47	48	0	0	0	0	0
Выкл	52	53	0	0	0	0	0
ЛЭП	52	47	0,986	3,329	0	-23	0
ЛЭП	52	48	0,986	3,329	0	-23	0
ЛЭП	53	47	0,986	3,329	0	-23	0
ЛЭП	53	48	0,986	3,329	0	-23	0
ЛЭП	49	2	0,327	2,974	0,87	-33,93	0
ЛЭП	49	55	9	90	23,24	-983,3	0
ЛЭП	54	55	2,486	26,449	7,098	-309,8	0
ЛЭП	54	1	7,9	71,962	21,23	-903	0
ЛЭП	1	57	5,55	50,55	14,7	-634,3	0
ЛЭП	2	56	5,4	48,767	12,78	-492,1	0
ЛЭП	56	57	0,103	0,942	0,26	-11,41	0
Выкл	30	32	0	0	0	0	0
Выкл	32	34	0	0	0	0	0
Выкл	31	33	0	0	0	0	0
Выкл	33	35	0	0	0	0	0
Выкл	36	38	0	0	0	0	0
Выкл	37	39	0	0	0	0	0
Выкл	40	42	0	0	0	0	0

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
Результат расчета ЧДД

Вариант №7											
Затраты на демонтаж оборудования, тыс.руб		Капитальные вложения на строительство ЛЭП, тыс.руб		Капитальные вложения в РУ, тыс.руб	Капитальные вложения в тр-ры, тыс.руб	Капитальные вложения в КУ, тыс.руб	Постоянная часть затрат на строительство и реконструкцию ПС, тыс.руб	Капитальные вложения в строительство и реконструкцию ПС, тыс.руб	Амортизационные отчисления в год, тыс.руб	Эксплуатационные издержки в год, тыс.руб	Расходы на оплату потерь в сети в год, тыс.руб
3322,26513		938781,5148		2276827,5	961025,1	0	537942,975	3775795,575	226041,6671	243202,2995	9457,14
Год	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Коэф. диск-ия	1	0,909091	0,826446	0,751314801	0,683013455	0,620921323	0,56447393	0,513158118	0,46650738	0,424097618	0,385543289
Капитальные вложения, тыс.руб	1572633,118	1572633	1572633	0	0	0	0	0	0	0	0
Годовые издержки, тыс.руб	0	0	0	478701,1066	478701,1066	478701,1066	478701,1066	478701,1066	478701,1066	478701,1066	478701,1066
Доход, тыс.руб	0	0	0	6079505,25	6079505,25	6079505,25	6079505,25	6079505,25	6079505,25	6079505,25	6079505,25
Дисконтированные денежные потоки, тыс.руб	-1572633,118	-1429666	-1299697	4207967,05	3825424,591	3477658,719	3161507,926	2874098,115	2612816,468	2375287,698	2159352,453
ЧДД, тыс.руб	-1572633,118	-3002300	-4301996	-94029,3316	3731395,259	7209053,978	10370561,9	13244660,02	15857476,49	18232764,19	20392116,64