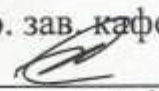


Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)


Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики  
Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы  
«Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
И.о. зав. кафедрой  
 Н.В. Савина  
«09» 06 2018 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**


на тему : Исследование возможности параллельной работы ОЭС Сибири и ОЭС Востока.

Исполнитель  
студент группы 6420м

  
06.06.18г.  
(подпись, дата)

Е.Э. Кобзева

Руководитель  
магистерской диссертации  
кандидат тех. наук,  
профессор, декан

  
06.06.18г.  
(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Руководитель  
научного содержания  
программы магистратуры

  
09.06.18  
(подпись, дата)

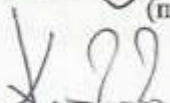
Н.В. Савина

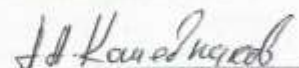
Нормоконтроль  
доцент, кандидат  
тех. наук

  
06.06.18  
(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Рецензент

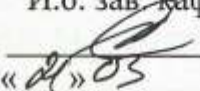
  
09.06.18  
(подпись, дата)



Благовещенск 2018 г.

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

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
И.о. зав. кафедрой  
 Н.В. Савина  
«21» 05 2018 г.

**ЗАДАНИЕ**

К магистерской диссертации студента Кобзевой Евгении Эдуардовны

1. Тема магистерской диссертации: Исследование возможности параллельной работы ОЭС Сибири и ОЭС Востока

(утверждено приказом от 17.10.18 № 1651-ч/з)

2. Срок сдачи студентом законченной диссертации \_\_\_\_\_

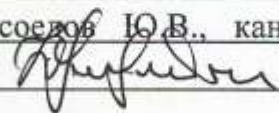
3. Исходные данные к магистерской диссертации: материалы преддипломной практики.

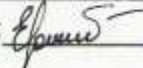
4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):

анализ электроэнергетических систем ОЭС Сибири и ОЭС Востока, повышение эффективности функционирования ЕЭС России при объединении ОЭС Сибири и ОЭС Востока, анализ технических средств для объединения. Определение вероятных ущербов при существующей схеме работы ОЭС и возможного ущерба от их параллельной несимметричной работы через ВТП и ЛС 110кВ Могоча.

В работе исследованы проблемы ОЭС из-за раздельной работы, формализована функция работы до и после их объединения, проведена оценка ущербов от объединения за счёт повышения надёжности работы таковы ЛС и возможной экономии топлива.

6. Консультанты по диссертации (с указанием относящихся к ним разделов):  
\_\_\_\_\_

7. Руководитель магистерской диссертации: Мясоедов Ю.В., кандидат технических наук, профессор 

Задание принял к исполнению (дата):  \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

ВКР содержит 101 с., 27 рисунков, 32 формулы, 25 таблиц, 28 использованных источников.

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

Целью настоящей магистерской диссертации является оценка эффектов от параллельной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири и определение оптимального режима их совместной работы.

В магистерской диссертации проанализированы способы объединения ОЭС Востока и ОЭС Сибири с применением различных технических устройств.

Определены вероятные ущербы при существующей схеме работы ОЭС и выполнена оценка эффектов от их параллельной несинхронной работы через ВПТ на ПС 220 кВ Могоча.

В работе исследованы проблемы ОЭС из-за раздельной работы, проанализированы режимы до и после объединения, проведена оценка эффектов от объединения за счёт повышения надёжности работы тяговых ПС и возможной экономии топлива на ГРЭС Забайкальского края.

В результате работы определена допустимая величина передачи активной мощности обеспечивающая максимальный эффект от объединения энергосистем.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Анализ электроэнергетических систем ОЭС Востока и ОЭС Сибири	9
1.1. Характеристика источников питания.	11
1.2 Структурный анализ электрических сетей	22
1.3 Анализ балансов мощности и энергии	30
1.4 Анализ электрических режимов существующей сети	37
2 Повышение эффективности функционирования ЕЭС России при объединении ОЭС Востока и ОЭС Сибири	50
2.1 Достоинства объединения энергосистем	50
2.2 Расчёт и анализ режимов после объединения ОЭС	51
2.3 Определение эффектов от объединения энергосистем	58
2.4 Расчёт изменения ожидаемых затрат на возмещение ущерба у потребителей от перерывов или ограничений электроснабжения	62
3 Анализ технических средств, необходимых для объединения	66
3.1 Вставка постоянного тока на базе установок СТАТКОМ	67
3.2 Использование асинхронизированного электромеханического преобразователя частоты (АС ЭМПЧ)	69
3.3 Традиционная вставка постоянного тока на преобразователях тока	70
3.4 Вращающийся трансформатор типа VFT	
4 Проверка существующего оборудования на ПС	70
4.1 Расчёт токов короткого замыкания	74
4.2 Проверка выключателей 220-10 кВ	81
4.3 Проверка разъединителей 220 кВ	86
4.4 Проверка трансформаторов тока 220-10 кВ	87
5 Технико-экономическое обоснование затрат	90
5.1 Капитальные вложения	90
5.2 Расчет амортизационных отчислений	91
5.3 Чистый доход за расчётный период	92

5.4 Чистый дисконтированный доход	92
5.5 Индекс дисконтированных инвестиций (ИДД)	93
5.6 Дисконтированный срок окупаемости	93
5.7 Коэффициент рентабельности инвестиций	95
Заключение	97
Библиографический список	98

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АСМ - асинхронизированная синхронная машина;

АС ЭМПЧ - асинхронизированный электромеханический преобразователь частоты;

БСК – батарея статических конденсаторов;

ВЛ – воздушная линия;

ДЭС – дизельная электростанция;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОЭС – объединённая энергосистема

ПК – программный комплекс;

ПС – подстанция;

СТАТКОМ – статическим компенсатор реактивной мощности

УШР – управляемый шунтирующий реактор;

ШР – шунтирующий реактор;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Связующими звеньями ОЭС Востока и ОЭС Сибири являются подстанции 220 кВ Могоча и Хани в Забайкальском крае. На сегодняшний день связь на участке ВЛ-220 Холбон-Ерофей Павлович не обладает требуемой пропускной способностью, а также не отвечает требованиям в части поддержания напряжения в диапазонах допустимых значений. Она работает в разомкнутом режиме. Невозможность параллельной работы ЕЭС России и ОЭС Востока приводит к возникновению убытков, как от простоя потребителей тягового подвижного состава в аварийных ситуациях, так и от необходимости использования дорогостоящей энергии тепловых станции в Забайкальском крае. В связи с этим необходим выбор и обоснование технических решений по обеспечению параллельного режима работы электропередачи 220 кВ Чита-Сковородино, питающей тяговые подстанции.

В данной магистерской диссертации исследуются возможные режимы работы электрической связи 220 кВ на участке Холбон-Ерофей Павлович и обосновывается оптимальный с точки зрения эффективности работы генерирующего оборудования и повышения надёжности электроснабжения потребителей.

Целью магистерской диссертации является оценка эффектов от параллельной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири и определение оптимального режима их совместной работы.

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

- Анализ балансов мощности связываемых энергосистем;
- Структурный анализ Амурской энергосистемы и Забайкальской энергосистемы в районе объединения;
- Характеристика источников питания энергосистемы Амурской области и Забайкальского края;

- Расчёты электрических режимов до и после объединения ОЭС Востока и ОЭС Сибири;
- Определение эффектов от объединения ОЭС Востока и ОЭС Сибири;
- Характеристика технических средств рассматриваемых для объединения ОЭС;
- Расчёт токов КЗ после объединения ОЭС и дано заключение о необходимости замены коммутационного оборудования.

Объект исследования. Объектами исследования в данной магистерской диссертации являются Амурская и Забайкальская энергосистемы.

Предмет исследования: Режимы работы электрических станций и сетей Амурской и Забайкальской энергосистем и надёжность электроснабжения потребителей на участке Могоча-Ерофей Павлович.

Научная новизна проводимых исследований заключается в том, что используется комплексный подход при выборе режима работы связи ОЭС Востока и ОЭС Сибири основанный на эффекте от экономии топлива на тепловых электрических станциях и повышения надёжности электроснабжения тяговых подстанций.

Магистерская диссертация разработана в операционной системе Windows 7 с использованием: Microsoft Office Word 2010г., Microsoft Office Visio 2010 г, Microsoft Office Excel 2010r, MathType 6.1 Equation, Mathcad 14.0, ПВК RastrWin 3.



## 1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ОЭС ВОСТОКА И ОЭС СИБИРИ

Объединенная энергетическая система Востока располагается на территории Дальневосточного Федерального округа и четырех субъектов Российской Федерации: Амурской области, Приморского и Хабаровского краев, Еврейской автономной области, а также южной части республики Саха (Якутии).

В ее состав входят три региональные энергетические системы: Амурская, Приморская, Хабаровская. При этом Хабаровская энергосистема объединяет Хабаровский край и Еврейскую автономную область.

Режимом работы энергообъединения управляет филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока. Оперативно-диспетчерское управление энергосистемами субъектов Российской Федерации, входящими в состав объединения, осуществляют три филиала АО «СО ЕЭС» региональных диспетчерских управления: Амурское, Приморское и Хабаровское.

Объединенную энергосистему Востока образуют 20 электростанций мощностью 5 МВт и выше, электрические подстанции класса напряжения 110–500 кВ общей мощностью 33,9 млн кВА и линии электропередачи 110–500 кВ общей протяженностью 25 203,8 км. Суммарная установленная мощность ОЭС Востока по данным на 01.01.2018 составляет 9501,5 МВт (без учета работающего изолированно Николаевского энергорайона).

По территориально-технологическим причинам энергосистемы пяти субъектов Российской Федерации, находящихся в регионе, работают изолированно от ЕЭС России. В их числе: республика Саха (Якутия), Камчатский край, Сахалинская область, Магаданская область и Чукотский автономный округ.

ОЭС Востока связана с ОЭС Сибири тремя высоковольтными линиями электропередачи 220 кВ и граничит с энергосистемой Китая.

В структуре генерирующих мощностей преобладают тепловые электростанции (более 63% от установленной мощности), имеющие ограниченный диапазон регулирования. Основные генерирующие источники размещены в се-

веро-западной части ОЭС Востока, а основные районы потребления – на юго-востоке, что обуславливает большую протяженность линий электропередачи. Еще одной особенностью ОЭС Востока является одна из самых высоких в ЕЭС России доля коммунально-бытовой нагрузки в электропотреблении – порядка 25%, [7].

Объединенная энергетическая система Сибири располагается на территории Сибирского Федерального округа и 12 субъектов Российской Федерации: республики Алтай, Бурятия, Тыва и Хакасия, Алтайский, Забайкальский и Красноярский края, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Томская и Омская области [6].

В ее состав входят 10 региональных энергетических систем: Алтайская, Бурятская, Читинская, Иркутская, Красноярская, Новосибирская, Омская, Томская, Хакасская, Кузбасская. При этом Алтайская энергосистема объединяет Республику Алтай и Алтайский край, Красноярская — Красноярский край и Республику Тыва [6].

Режимом работы энергообъединения управляет филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. Оперативно-диспетчерское управление энергосистемами субъектов Российской Федерации, входящих в состав объединения, осуществляют 9 филиалов АО «СО ЕЭС» региональных диспетчерских управлений: Алтайское, Бурятское, Забайкальское, Иркутское, Красноярское, Новосибирское, Омское, Хакаское, Кемеровское.

Площадь территории ОЭС Сибири — 4944,3 тыс. кв. км, в городах и населенных пунктах, расположенных на ней, проживает более 20 млн человек.

Электроэнергетический комплекс объединения образуют 105 электростанций суммарной установленной мощностью 51 911,19 МВт (по данным на 01.01.2018). Из них на долю гидроэлектростанций приходится 25 286,4 МВт (48,7%), на долю тепловых электростанций – 26 569,59 МВт (51,2%), солнечных электростанций – 55,2 МВт (0,1%). Основная электрическая сеть ОЭС Сибири сформирована на базе линий электропередачи в габаритах класса напря-

жения 110, 220, 500 и 1150 кВ. Общая протяженность линий электропередачи составляет 97 345 км (по данным на 01.01.2018).

ОЭС Сибири граничит с энергосистемами Урала, Востока, Казахстана, Монголии и Китая и является одним из самых крупных энергообъединений ЕЭС России. Около 50% структуры генерирующей мощности составляют гидроэлектростанции с водохранилищами многолетнего регулирования и запасами порядка 30 млрд кВт\*ч на период длительного маловодья. ГЭС Сибири производят почти 10% объема выработки всех электростанций ЕЭС России. Управление режимом ОЭС Сибири осложняют естественные колебания годового стока рек Ангаро-Енисейского бассейна, энергетический потенциал которого составляет от 70 до 120 млрд кВт\*ч, а также тот факт, что водность рек — стихийное природное явление, которое не прогнозируется даже в краткосрочном цикле.

Нормальный режим работы ОЭС Сибири в составе ЕЭС России достигается за счет перетоков мощности в размере до 2 млн кВт по транзиту Сибирь — Урал — Центр. Это обеспечивает компенсацию годовой неравномерности энергоотдачи гидроэлектростанций за счет резервов единой энергосистемы, а также делает возможным использование регулировочного диапазона гидроэлектростанций ОЭС Сибири для регулирования нагрузки в ЕЭС России, [6].

В составе ЕЭС России работает семь Объединенных энергосистем (ОЭС). Параллельно работают ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга и Сибири. Параллельно работающие в составе ОЭС Востока энергосистемы образуют отдельную синхронную зону, точки раздела которой по транзитам 220 кВ с ОЭС Сибири устанавливаются оперативно в зависимости от складывающегося баланса обоих энергообъединений.

### **1.1 Характеристика источников питания**

Так как рассматриваемые в магистерской диссертации связи 220 кВ позволяют передавать незначительный объем мощности из Амурской энергосистемы в энергосистему Забайкальского края, то анализ источников питания выполнен для этих двух частей объединяемых ОЭС.

### *Информация об электрических станциях Забайкальского края.*

Централизованное электроснабжение потребителей Забайкальского края осуществляется семью электростанциями, общей установленной мощностью 1593,8 МВт. В энергосистему Забайкальского края входят следующие объекты генерации:

- Харанорская ГРЭС установленной мощностью 665,0 МВт (Филиал «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»);
- Читинская ТЭЦ-1 установленной мощностью 452,8 МВт (ПАО «ТГК-14»);
- Приаргунская ТЭЦ установленной мощностью 24,0 МВт (ПАО «ТГК-14»);
- Читинская ТЭЦ-2 установленной мощностью 12,0 МВт (ПАО «ТГК-14»);
- Шерловогорская ТЭЦ установленной мощностью 12,0 МВт (ПАО «ТГК-14»);
- ТЭЦ ППГХО установленной мощностью 410,0 МВт (филиал АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске);
- Первомайская ТЭЦ установленной мощностью 18,0 МВт (ООО «Коммунальник»).

Две электростанции: Читинская ТЭЦ-1, Читинская ТЭЦ-2 – расположены в краевом центре г. Чите.

Структура установленной мощности ТЭС энергосистемы забайкальского края приведена на рисунке 1.1

Харанорская ГРЭС — крупнейшая тепловая электростанция Забайкальского края России, расположенная в посёлке Ясногорск Оловянинского района на реке Онон. В настоящий момент принадлежит Группе Интер РАО (ранее — ОАО «ОГК-3».

Является источником теплоснабжения посёлка Ясногорск. Рассматривается возможность снабжения тепловой энергией посёлка Ясная. Установленная электрическая мощность электростанции составляет 655 МВт (или 41,4 % от

общей установленной мощности электростанций Забайкальского края), тепловая мощность — 329,3 Гкал/час.

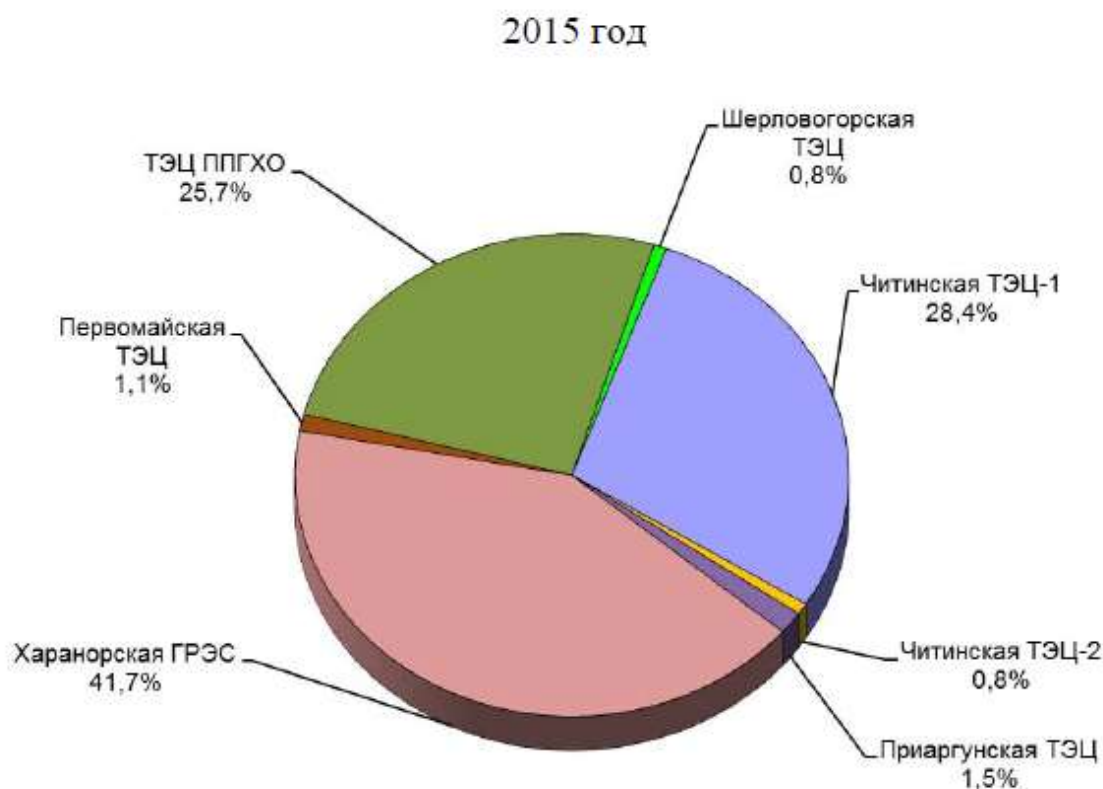


Рисунок 1.1 - Структура установленной мощности ТЭС энергосистемы Забайкальского края

К сооружению ГРЭС приступили в 1976 году. Место расположения электростанции определили три фактора: близость месторождений харанорских углей, наличие железнодорожной инфраструктуры, близость источника водоснабжения (река Онон), [8].

Технический проект на строительство Харанорской ГРЭС был утверждён Министерством энергетики и электрификации СССР 8 октября 1977 года. Разработкой всей детальной, сметной и технической документации занимался институт «Теплоэлектропроект» (Томский филиал), [8].

Строительно-монтажные работы проводились на станции в 1990-1995 годах, первый энергоблок сдан в эксплуатацию 11 октября 1995 года, второй — 10 октября 2001 года, [8].

В связи с развитием Забайкальского горно-металлургического комплекса в 2002 году было принято решение о сооружении третьего энергоблока. Строи-

тельные работы начались в 2008 году. С вводом энергоблока в 2012 году установленная мощность станции увеличилась с 430 МВт до 655 МВт, [8].

Мощность Харанорской ГРЭС выдаётся на напряжения 110 кВ и 220 кВ. РУ 220 кВ и РУ 110 кВ выполнено по схеме Одна рабочая и обходная система шин. Связь РУ осуществляется двумя автотрансформаторами по 125 МВА. Схема Харанорской ГРЭС приведена на рисунке 1.2

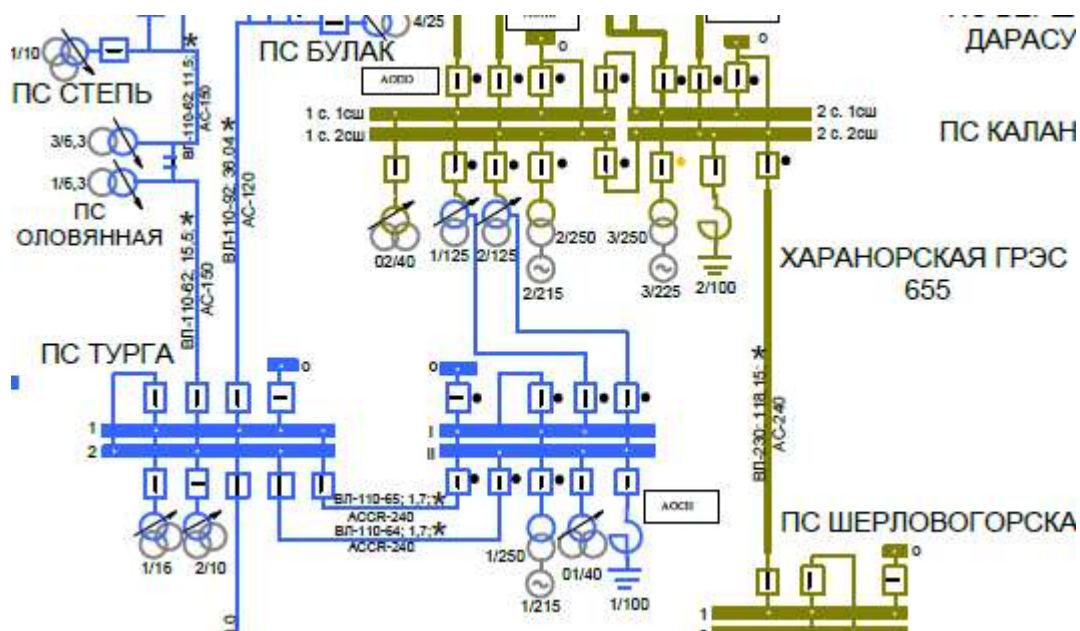


Рисунок 1.2 – Однолинейная схема Харанорской ГРЭС

Читинская ТЭЦ-1 (до 1982 года Читинская ГРЭС) — ТЭЦ в г. Чита, на берегу озера Кенон, служащего для неё водоёмом—охладителем. Входит в ТГК-14, являясь самой её большой и крупнейшей в Забайкалье электростанцией. ТЭЦ обеспечивает электроснабжение г. Чита и выдачу электроэнергии в общую сеть по линиям 220/110 кВ, централизованным теплоснабжением на 80 % потребности областного центра и пос. Энергетиков и КСК.

Схемы РУ 220 кВ и 110 кВ – Одна рабочая и обходная система шин. Связь РУ 110 кВ и 220 кВ на ТЭЦ осуществляется через два трансформатора 125 МВА.

Строительство электростанции велось в две очереди. В I очереди, строительство которой закончено в 1969 году, установлены 7 котлоагрегатов типа БКЗ-220-100 и 4 турбоагрегата: 2 турбоагрегата типа ПТ-60-90/13 и 2 турбоагрегата типа К-100-90. 30 сентября 1965 года были введены в эксплуатацию

первые котлоагрегат (БКЗ-220-100Ф) и турбоагрегат (ПТ-60-90/13). В 1966 году были введены следующие 3 котла и 2 турбины, в 1968 году — ещё 2 котла и одна турбина, в 1969 году — котёл № 7. С 1972 по 1978 год велось строительство второй очереди станции. Во II очереди установлено 2 турбоагрегата типа К-100-90 и 6 котлоагрегатов типа БКЗ-220-100Ф. в 1972 году — турбина № 5, в 1973 году — котел № 8 и турбина № 6. В 1974 году были введены два котла № 9 и № 10, в 1975 году — котел № 11, в 1977 году — котел № 12 и в 1978 году — последний на настоящий момент котёл № 13. ГРЭС вышла на проектную мощность 520 МВт. Средняя выработка в те годы составляла порядка 3,5 миллиардов кВт/час в год [26].

Однолинейная схема Читинской ТЭЦ-1 приведена на рисунке

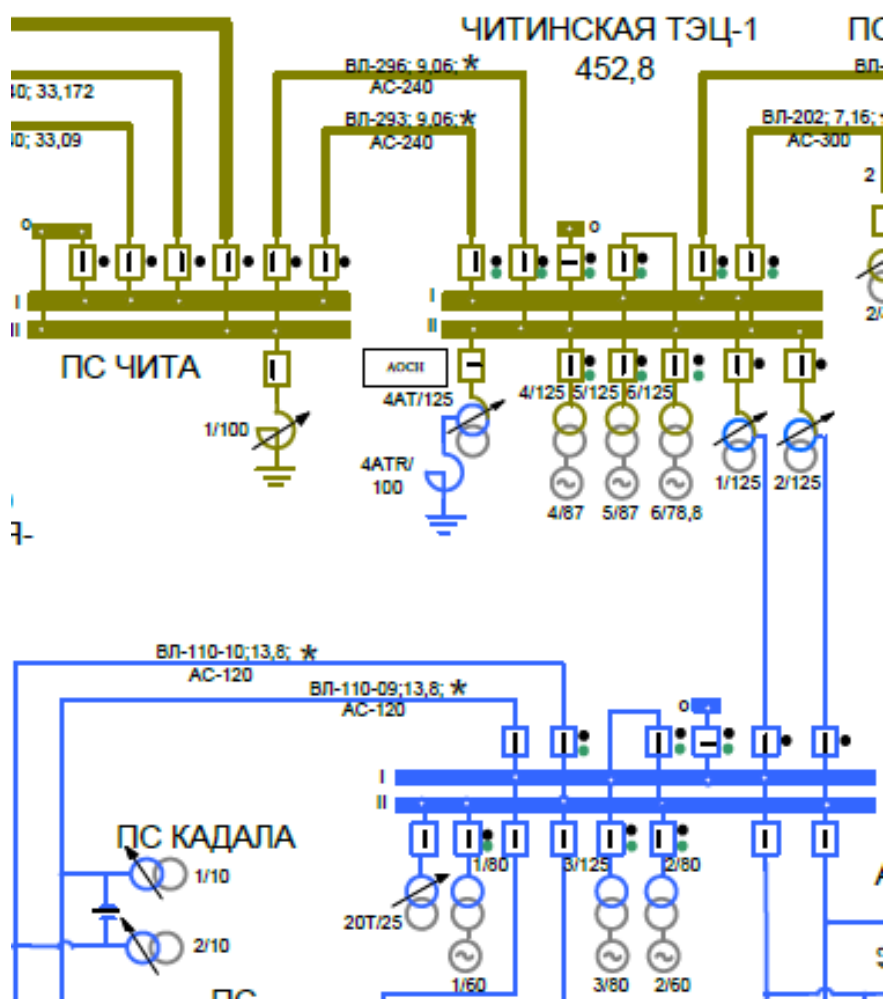


Рисунок 1.3 – Однолинейная схема Читинской ТЭЦ 1

В 1982 году была проведена реконструкция паровых турбин К-100-90. Реконструкция заключалась в устройстве регулируемого теплофикационного отбора на пароперепускных трубах из цилиндра высокого давления в цилиндры низкого давления. выходной ступени с целью организации теплофикационного отбора. Электростанция стала называться теплоэлектроцентралью, Читинская ГРЭС была переименована в Читинскую ТЭЦ-1 [26].

ТЭЦ ОАО "ППГХО" расположена в городе Краснокаменск, Забайкальского района. Является основным источником централизованного теплоснабжения производственных объектов горно-химического объединения, предприятий местной промышленности, соцкультбыта и районов города Краснокаменск. Установленная мощность ТЭЦ ППГХО 410 МВт. ОАО «ППГХО» Предприятие Уранового холдинга «АРМЗ» [27].

Выдача мощности осуществляется на напряжении 110 кВ по восьми ЛЭП 110 кВ. РУ 110 кВ выполнено по схеме одна рабочая секционированная и обходная система шин (рисунок 1.4).

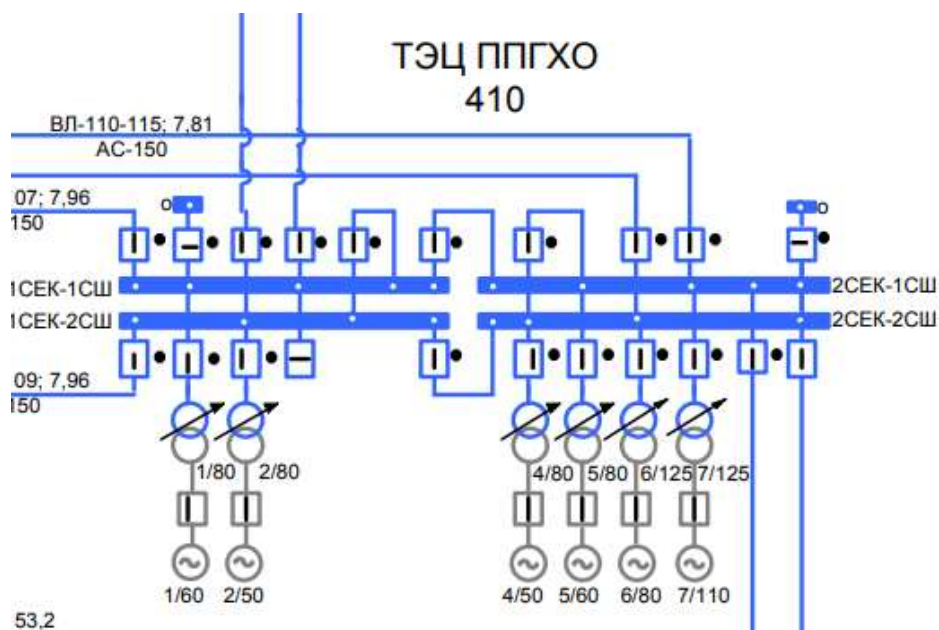


Рисунок 1.4 – Однолинейная схема ТЭЦ ППГХО

Период становления и развития Приаргунского горно-химического комбината 1968-1993 год. В состав предприятия входят более 20 подразделений, включающие рудники, гидрометаллургический завод, сернокислотный завод, ТЭЦ, РМЗ и другие структуры. Создана собственная энергетическая база



(предприятие полностью обеспечено тепловой и электрической энергией за счет ТЭЦ, работающей на угле с собственного Уртуйского бурого угольного месторождения, и топливными ресурсами за счет добываемого бурого угля), построен город Краснокаменск.

Проектная установленная электрическая мощность ТЭЦ составляет 470 МВт [27].

*Характеристика электрических станции Амурской области.*

В состав генерации энергосистемы Амурской области входят гидравлические и тепловые электростанции:

- на юго-востоке области расположен Филиал ПАО «РусГидро» «Бурейская ГЭС» (установленная электрическая мощность 2010 МВт);

- на севере области – Филиал ПАО «РусГидро» «Зейская ГЭС» (установленная электрическая мощность 1330 МВт);

- в г. Благовещенск – Филиал «Амурская генерация» АО «ДГК» СП «Благовещенская ТЭЦ» (установленная электрическая мощность 280 МВт);

- на юго-востоке области – Филиал «Амурская генерация» АО «ДГК» СП «Райчихинская ГРЭС» (установленная электрическая мощность 102 МВт).

- на юго-востоке области строится Нижне-Бурейская ГЭС (установленная мощность 320 МВт)

**Бурейская ГЭС** – гидроэлектростанция, основными функциями которой являются выдача мощности и выработка электроэнергии.

Бурейская ГЭС расположена на реке Бурей (левый приток реки Амур), в 174 км от устья. Плотина гравитационного типа, здание ГЭС–приплотинного типа.

На Бурейской ГЭС установлены 6 гидроагрегатов установленной мощностью 335 МВт каждый. Установленная мощность станции – 2010 МВт.

Для преобразования энергии потока воды в энергию вращения ротора генератора используются радиально-осевые турбины типа РО 140/0942-В-625.

Конструктивной особенностью радиально-осевых турбин (турбина Френсиса) является то, что в рабочем колесе турбин данного типа поток сначала

движется радиально (от периферии к центру), а затем в осевом направлении (на выход). Применяют при напорах до 600 м. Мощность до 640 МВт.

Бурейская ГЭС выдаёт мощность на напряжениях 220 кВ и 500 кВ.

РУ 500 кВ выполнено по схеме шестиугольник, РУ 220 кВ по схеме Одна рабочая и обходная система шин. На территории Бурейской ГЭС расположены ОРУ 220 и КРУЭ 500 кВ.

Бурейская ГЭС связана с Дальневосточной энергосистемой линией 500 кВ через ПС «Амурская». Связь с Хабаровской энергосистемой осуществляется двумя линиями 500 кВ через ПС Хабаровская. По четырем линиям 220 кВ связь с энергосистемой Дальнего Востока осуществляется через ПС Завитая и ПС Талакан, [13] .

Схема Бурейской ГЭС приведена на рисунке 1.5.

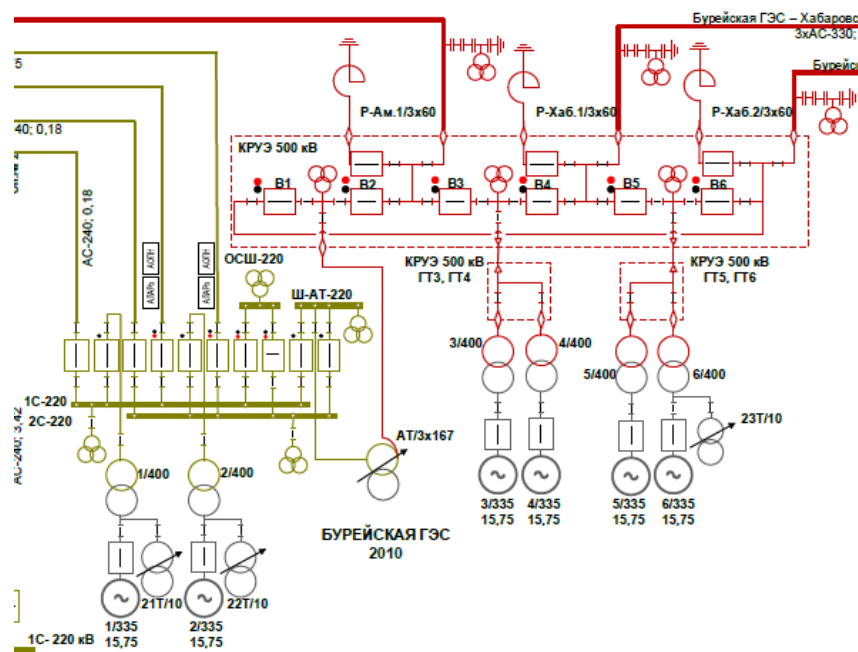


Рисунок 1.5 – Однолинейная схема Бурейской ГЭС

**Зейская ГЭС** – гидроэлектростанция, основными функциями которой являются выдача мощности и выработка электроэнергии.

Зейская ГЭС расположена на реке Зeya, в 660 км от устья, в 5 км выше г. Зеи. Плотина массивно-контрфорсного типа, здание ГЭС–приплотинного типа.

Водохранилище Зейской ГЭС многолетнего регулирования.

На Зейской ГЭС установлены 6 гидроагрегатов: 4 гидроагрегата установленной мощностью 225 МВт каждый и 2 гидроагрегата установленной мощностью 215 МВт каждый. Установленная мощность станции – 1330 МВт. Выработка электроэнергии осуществляется на генераторном напряжении 15,75 кВ.

На территории Зейской ГЭС расположены два ОРУ 220 и 500 кВ. ОРУ 220 кВ выполнено по схеме одна секционированная система шин с обходной. ОРУ 500 кВ выполнено по полупорной схеме. Связь между ОРУ осуществляется тремя автотрансформаторами мощностью по 167 МВА.

Однолинейная схема Зейской ГЭС приведена на рисунке 1.6.

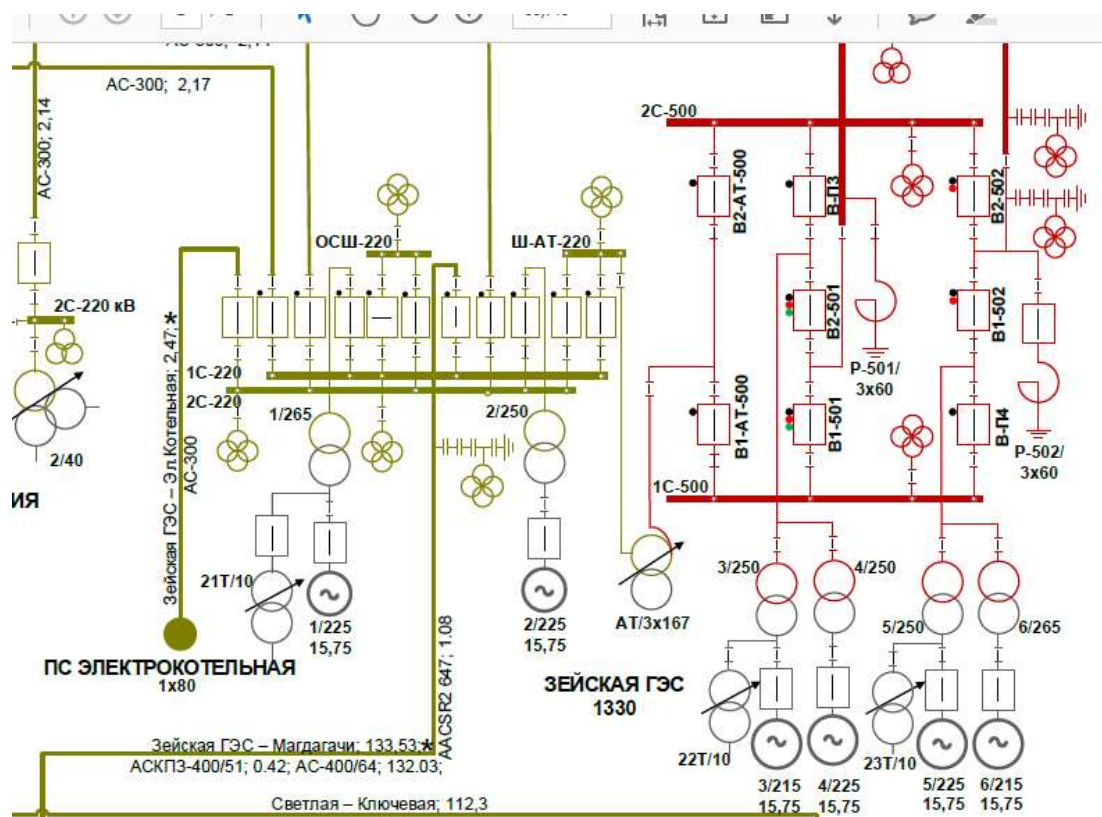


Рисунок 1.6 - Схема Зейской ГЭС

Для преобразования энергии потока воды в энергию вращения ротора генератора используются поворотно-лопастные турбины типа Д45-2556-В600.

Конструктивной особенностью поворотно-лопастных турбин (турбина Каплана) является то, что в турбинах данного типа лопасти могут поворачиваться вокруг своей оси одновременно, за счёт чего регулируется её мощность. Также мощность может регулироваться с помощью лопаток направляющего устройства. Лопасти гидротурбины могут быть расположены как перпендику-

лярно её оси, так и под углом. Последняя разновидность называется диагональной турбиной.

Диагональные турбины применяются на напорах от 30 до 200 метров, конкурируя на низких напорах с классическими поворотными лопастными турбинами, а на высоких — с радиально-осевыми турбинами. По сравнению с последними, диагональные турбины имеют несколько более высокий КПД, но конструктивно более сложны и более подвержены износу [13].

**Благовещенская ТЭЦ** – тепловая электрическая станция, является основным источником по обеспечению потребности предприятий промышленности и жилищно-коммунального хозяйства г. Благовещенска в тепле и электроэнергии.

На Благовещенской ТЭЦ установлено четыре турбоагрегата: ст. №1 типа ПТ-60-130/13, ст. №2,3 типа Т-110/120-130 и №4 типа Т-120/140-12,80-2; пять энергетических котлов типа БКЗ-420-140-7; два водогрейных котла типа КВГМ-100. Пиковая бойлерная состоит из пяти подогревателей типа ПСВ-500-14-23.

В качестве основного топлива на ТЭЦ используется бурый уголь Райчихинского месторождения, для хранения которого имеется открытый склад топлива емкостью 680 тыс.м<sup>3</sup>; для водогрейных котлов, и в качестве резервного топлива используется топочный мазут марки М-100.

Уголь на станцию поступает железнодорожным транспортом в полувагонах. Для выгрузки угля на станции установлено два вагоноопрокидывателя. По системе конвейеров уголь может подаваться на угольный склад, либо непосредственно к котлоагрегатам (через дробильный корпус, где осуществляется предварительных размол топлива размером от 400мм до размеров 20-25мм). При необходимости, подача угля к котлам может осуществляться с угольного склада [13].

**Райчихинская ГРЭС** – тепловая электрическая станция, основными функциями которой являются производство электроэнергии и осуществление теплоснабжения п.г.т. Прогресс. Райчихинская ГРЭС расположена в поселке

городского типа Прогресс в 190 км от города Благовещенск, ближайший районный центр п. Новобурейск находится на расстоянии 15 км.

На Райчихинской ГРЭС имеются две группы основного оборудования: очередь среднего давления 29 кгс/см<sup>2</sup> (первая очередь) и очередь высокого давления 90 кгс / см<sup>2</sup> (вторая очередь).

Очередь среднего и высокого давления имеют развитые поперечные связи по пару и питательной воде, что позволяет равномерно загружать оборудование очередей. Кроме того, для связи по пару между очередями установлена РОУ 100/33ата.

На очереди 29 кгс/ см<sup>2</sup> установлено:

- Два котлоагрегата типа ЦКТИ-75-39Ф. Каждый котёл оснащен тремя пылесистемами. Котлы ЦКТИ-75-39Ф вертикально-водотрубные, однобарабанные, с естественной циркуляцией, П-образной компоновки.

- Турбоагрегат типа К-12-29 ст. №4, установленная мощность 12 МВт.

- Турбоагрегат типа Р-7-29/7 ст. №5, установленная мощность 7 МВт.

Обе турбины одноцилиндровые, активного типа.

На очереди 90 кгс/см<sup>2</sup> установлено:

- Четыре котлоагрегата типа БКЗ-220-100Ф ст. № 6-9. Каждый котёл оснащен тремя пылесистемами. Котлы БКЗ-220-100Ф вертикально-водотрубные, однобарабанные, с естественной циркуляцией, П-образной компоновки, изготовлены Барнаульским котельным заводом.

- Турбоагрегат типа К-50-90 ст. №6, установленная мощность 50 МВт.

- Турбоагрегат типа П-33/50-90/8 ст. №7, установленная мощность 33МВт, максимальная 50МВт.

Проектным топливом для Райчихинской ГРЭС служит бурый уголь Райчихинского месторождения. В качестве растопочного топлива используется мазут марки М-100.

Топливо на ГРЭС поступает от Райчихинской центральной сортировки (РЦС), структурно независимой от топливно-транспортного цеха и станции.

Транспортировка угля осуществляется с помощью ленточных конвейеров. На склад и со склада топливо поступает по одной ленте. Остальные ленточные конвейеры выполнены в двухниточном исполнении.

Система технического водоснабжения Райчихинской ГРЭС оборотная с водохранилищем–охладителем, образованным на р. Кивда [13].

**Нижне-Бурейская ГЭС** – гидроэлектростанция, контррегулятор Бурейской ГЭС, вторая станция Бурейского гидроэнергетического комплекса. Станция введена в работу в 2017 году. На Нижне-Бурейской ГЭС установлены 4 гидроагрегата установленной мощностью 80 МВт каждый. Установленная электрическая мощность станции – 320 МВт. Помимо выдачи мощности и выработки электроэнергии важной функцией Нижне-Бурейской ГЭС является выравнивание неравномерных в течение суток сбросов с Бурейской ГЭС, тем самым обеспечивается защита от подтоплений населенных пунктов в нижнем бьефе Бурейской ГЭС [28].

РУ 220 кВ Нижнее-Бурейской ГЭС выполнено в КРУЭ по схеме две рабочие системы шин.

## **1.2 Структурный анализ электрических сетей**

Рассматриваемый район проектирования включает в себя магистральные сети 220 кВ, от Зейской ГЭС до ПС 220 кВ Холбон. Подстанции, подключенные к сети 220 кВ чаще всего являются транзитными, имеются ПС, подключенные к линиям при помощи отпаек.

ПС Холбон соединена тремя ВЛ 220 кВ с Харанорской ГРЭС одной ВЛ 220 кВ с ПС 220 кВ Шилка и ПС 220 кВ Урульга.

Рассматриваемый район сети ОЭС Востока относится к Западному энерго-району Амурской области

ЗЭР ЭС Амурской области включает в себя основные энергообъекты:

ПС 220 кВ Тында, ПС 220 кВ Сковородино, ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т.

В ЗЭР ЭС Амурской области отсутствует источник генерации. Питание района осуществляется от Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ, распо-

ложенных в Южно-Якутском энергорайоне и электростанций, расположенных в ВЭР ЭС Амурской области.

Выдача мощности Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ в ЗЭР ЭС Амурской области осуществляется по двум ЛЭП: КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС –Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19 и КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19, образующими контролируемое сечение «Южная Якутия-Амурэнерго», и ограничивается, в зависимости от состава оборудования на Нерюнгринской ГРЭС и схемы сети, пропускной способностью элементов сети, входящих в данное сечение.

Основным потребителем ЗЭР ЭС Амурской области является тяговая нагрузка, которая представлена Забайкальской железной дорогой и составляет около 50 % от потребления всего энергорайона. Дорога с электрической тягой является потребителем первой категории. Также к крупным потребителям электроэнергии, расположенным в ЗЭР ЭС Амурской области относятся предприятия добывающей промышленности: Березитовый рудник – 3 категория надежности и объекты трубопроводного транспорта (НПС-20, НПС-21) – 1 категория надежности. Характер нагрузок приведенных потребителей – промышленный.

Перечень подстанций рассматриваемой сети класса напряжения 220 кВ с указанием РУ ВН и способа подключения к сети представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Перечень подстанций рассматриваемого района ЭЭС

Наименование ПС	Класс напряжения	Схема РУ ВН	Тип ПС по способу присоединения к сети
1	2	3	4
Магдагачи	220	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	Узловая
Гонжа-тяга	220	Мостик (5АН)	Проходная
Талдан-тяга	220	Два блока линия-трансформатор (4Н)	Отпаечная
Ульручи-тяга	220	Мостик (5АН)	Проходная
Светлая	220	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)	Узловая
Энергия	220	Два блока линия-трансформатор	Отпаечная
Сковородино	220	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	Узловая
Сковородино-тяга	220	Два блока линия-трансформатор (4Н)	Тупиковая

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4
Уруша-тяга	220	Мостик (5АН)	Проходная
Ерофей Павлович-тяговая	220	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	Узловая
Аячи-тяговая	220	Мостик (5АН)	Проходная
Чичатка-тяговая	220	Мостик (5АН)	Проходная
Амазар	220	Мостик (5АН)	Проходная
Семиозёрный	220	Мостик (5АН)	Проходная
Могоча	220	Полуторная	Узловая
Пеньковская	220	Мостик (5АН)	Проходная
Ксеньевская	220	Мостик (5АН)	Проходная
Сбега	220	Мостик (5АН)	Проходная
Урюм	220	Мостик (5АН)	Проходная
Зилово	220	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	Узловая
Жиркен	220	Два блока линия-трансформатор	Отпаечная
Бушулей	220	Мостик (5АН)	Проходная
Чернышевск	220	Мостик (5АН)	Проходная
Приисквая	220	Мостик (5АН)	Проходная
Холбон	220	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	Узловая

Информация о типах трансформаторов, установленных на подстанциях рассматриваемого района проектирования, показана в таблице 1.2.

Наиболее типичным решением для ПС рассматриваемого района является установка трансформаторов ТДТНЖ мощностью 40 МВА.

Таблица 1.2 – Количество и марки установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
1	2
Светлая	2 х АДЦТН-63000/220/110/35, 2 х ТДТНГ-20000/220/35/10
Магдагачи	ТДНТЖ-40000/220/27,5/10 ТДНТЖ-40000/220/35/27,5 ТДТН-25000/220/35/10
Гонжа-тяга	2хТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Талдан-тяга	2хТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Ульручи-тяга	2хТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Энергия	2 х ТДТН-40000/220/35/10
Сковородино	2хАДЦТН 63000/220/110/35 2 х ТДТН 25000/110/35/10
Сковородино-тяга	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10



Продолжение таблицы 1.2

1	2
Уруша-тяга	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Ерофей Павлович-тяговая	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Б. Омутная-тяговая	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Аячи-тяговая	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Чичатка-тяговая	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Амазар	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Семиозёрный	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Могоча	4x ТДЦН 160000/220/35 2xАТДЦТН 125000/220
Пеньковская	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Ксеньевская	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Сбега	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Урюм	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Зилово	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Жиркен	2xАТДЦТН 63000/220/110/35
Бушулей	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Чернышевск	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Приисковая	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Холбон	2xАТДЦТН 125000/220/110/35
Куанда	2 x ТДТН 25000/220/35/10
Хани	2 x ТДТН 25000/220/35/10
Хорогочи	2 x ТДТН 25000/220/35/10
Лопча,	2 x ТДТН 25000/220/35/10
Олёкма	ТДТН 25000/220/35/10
Юктали	2 x ТДТН 25000/220/35/10
Дипкун	2 x ТДТН 25000/220/35/10
Чара	2xАТДЦТН 63000/220/110/35 2 x ТРДНС 25000/35/10
Таксимо	2xАТДЦТН 63000/220/110/35

На рассматриваемом участке энергосистемы проходные ПС в основном являются двух трансформаторными, с суммарной трансформаторной мощностью от 40 до 80 МВА и большинство РУ ВН выполнены по схеме 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

На крупных узловых подстанциях – Тында, Сквородино, Жиркен, установлено по два АТ марки АТДЦТН-63000/220.

На ПС Могочардополнительно к двум АТ по 125 МВА установлено две группы трансформаторов для преобразовательного комплекса 4x160 МВА 220/35 кВ.

Через ЗЭР ЭС Амурской области проходит связь между ОЭС Востока и ОЭС Сибири, передача мощности по которой существенно влияет на режим сетей 220 кВ этого энергорайона. ЗЭР ЭС Амурской области граничит с ОЭС Сибири по:

- ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка;
- ВЛ 220 кВ Аячи/т – Амазар.

Основные характеристики электросетевого хозяйства рассматриваемого района с указанием сводных данных по ним приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Данные орпротяженности системообразующих воздушных линий электропередач классом напряжения 220 кВ

Диспетчерское наименование	Сечение провода	Длина, км
1	2	3
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	АС-300	72,2
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	АС-300	106,9
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	АС-300	23,9
ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т	АС-300	115,2
ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	АС-300	53,3
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	АС-300	26,5
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка	АС-300	52,7
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	АСКПЗ-400, АС-400, ААСР 647	133,5
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская	АС-300	187,4
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	АС-240, АС-300	12,3
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	АС-240, АС-300	12,5
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	АС-300	54,6
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сиваки	АСО-300	77,7
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	АСО-240, АС-300	22,6
ВЛ 220 кВ Ключевая – Чалганы/т	АС-240	24,1
ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная	АСО-300	51,8
ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали	АС-300	141,1
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	АС-300	36
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т	АС-240	125,8
КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19	АС-300	183,9

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3
КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19	АС-300	183,9
ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала	АС-300	147
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	АС-300, АС-500	93,1
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	АС-300	112,3
ВЛ 220 кВ Сиваки – Мухинская/т с отпайкой на ПС Си- ваки/т	АС-240	59,4
ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквородино/т I цепь	АС-300	5,3
ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквородино/т II цепь	АС-300	5,3
КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1(2)	АС-300	155,2
ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т	АС-300	75,5
ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи	АС-240, АСО-300	33,6
КВЛ 220 кВ Тында – БАМ/т с отпайкой на ПС Сквородино	АС-300, 3*АС-300	179,3
ВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	АС-300	149,3
ВЛ 220 кВ Тында – НПС-20 №1	АС-240	18
ВЛ 220 кВ Тында – НПС-20 №2	АС-240	18
ВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи	АС-300	74,6
ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино	АС-240, АС-300	28,9
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	АС-300	66,9
ВЛ 220 кВ Хани – Чара	АС-300	128,1
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча	АС-300	84,7
ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёкма	АС-300	133,4
ВЛ 220 кВ Могоча - Пеньковская	АС-300	
ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый ключ	АС-300	
ВЛ 220 кВ Могоча – Семиозерный	АС-300	
ВЛ 220 кВ Могоча – Амазар	АС-300	
ВЛ 220 кВ Пеньковская – Ксеньевская	АС-300	60,26
ВЛ 220 кВ Кислый ключ – Сбега	АС-300	68,4
ПС Таксимо – ПС Куанда	АС-300	89
ПС Куанда – ПС Чара	АС-300	149,1
ПС Чара – ПС Хани	АС-300	124,9
ПС Хани – ПС Олекма	АС-300	50
ПС Олекма - ПС Юктали	АС-300	83,4
ПС Юктали - ПС Лопча	АС-300	141,1
ПС Лопча - ПС Хорогочи	АС-300	84,7
ПС Хорогочи - ПС Тында	АС-300	74,6

Продолжение таблицы 1.3

1	1	1
ПС Тында - ПС Дипкун	АС-300	149,3
ПС Дипкун - ПС Тутаул	АС-300	53,3
ПС Тутаул - ПС Призейская	АС-300	93,3

Уровни электропотребления и распределение электрических нагрузок по ПС приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Уровни электропотребления и распределение электрических нагрузок по ПС

Наименование подстанции	Диспетчерское наименование АТ/Т	Напряжение, кВ	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Год ввода	Потребление мощности зима/лето*, МВт
1	2	3	4	5	6
ПС 220 кВ Аячи/т	Т-1	230/27,5/11	40	1989	12,5/9,9
	Т-2	230/27,5/11	40	1989	
ПС 220 кВ БАМ/т	Т-1	230/27,5/11	40	1987	13,2/8,7
	Т-2	230/27,5/11	40	1987	
ПС 220 кВ Большая Омутная/т	Т-1	230/27,5/11	40	1988	23,6/13,5
	Т-2	230/27,5/11	40	1988	
ПС 220 кВ Варваровка	Т-1	230/38,5/11	40	1996	11.4/8.2
	Т-2	230/38,5/11	40	1996	8.1/3.1
ПС 220 кВ Гонжа/т	Т-1	230/27,5/11	40	1986	16,6/8
	Т-2	230/27,5/11	40	2005	
ПС 220 кВ Дипкун	Т-1	242/38,5/11	25	1983	0.5/0.8
	Т-2	242/38,5/11	25	1983	1.0/0,9
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	Т-1	230/27,5/11	40	1987	11,6/7,5
	Т-2	230/27,5/11	40	1987	
ПС 220 кВ Ключевая	Т-1	230/38,5/105	20	2010	11.6/11.2
ПС 220 кВ Ледяная	Т-1	230/38,5/6	20	1968	6.1/4.1
	Т-2	230/38,5/6	20	1968	9.9/4.7
ПС 220 кВ Ледяная/т	Т-1	230/27,5/11	40	1988	6,7/2,7
	Т-2	230/27,5/11	40	1988	
ПС 220 кВ Лопча	Т-1	242/38,5/11	25	1985	0.5/-
	Т-2	242/38,5/11	25	1985	0.6/0,5
ПС 220 кВ Магдагачи	Т-1	230/38,5/11	25	1977	8.3/4.6
	Т-2	230/27,5/11	40	1988	12.5/14.7
	Т-3	230/38,5/27,5	40	1988	11.8/9.1
ПС 220 кВ Михайло Чесноковская/т	Т-1	230/27,5/11	40	1984	18,6/10
	Т-2	230/27,5/11	40	1984	
ПС 220 кВ Мухинская/т	Т-1	230/38,5/27,5	40	1985	6,5/3,9
	Т-2	230/27,5/11	40	1985	
ПС 220 кВ Новокиевка	Т-1	230/38,5/11	25	1994	0.7/0,99
	Т-2	230/38,5/11	25	1974	4.6/2.5
	Т-2	230/11	25	2012	-/0,2

Продолжение таблицы 1.4

1	2	3	4	5	6
ПС 220 кВ Олёкма	Т-1	230/38,5/6,6	25	2007	6,5/6,2
ПС 220 кВ Призейская	Т-1	242/38,5/11	25	1982	2,2/0,4
	Т-2	242/38,5/11	25	1985	1,5/0,7
ПС 220 кВ Светлая	АТ-1	230/121/38,5	63	1989	13,3/15
	АТ-2	230/121/38,5	63	1990	17,1/15,6
	Т-3	220/38,5/11	20	1970	5,2/1,2
	Т-4	220/38,5/11	20	1970	6,2/2,1
ПС 220 кВ Сковородино	АТ-1	230/121/38,5	63	1977	20,9/0,0
	АТ-2	230/121/38,5	63	1981	27,0/31,4
	Т-3	110/38,5/11	25	1978	2,4/6,4
	Т-4	110/38,5/11	25	1977	7,0/1,02
ПС 220 кВ Сковородино/т	Т-1	230/27,5/11	40	1987	19,1/13,5
	Т-2	230/27,5/11	40	1986	
ПС 220 кВ Сулус/т	Т-1	230/27,5/11	40	1985	7,4/12,4
	Т-2	230/27,5/11	40	1985	
ПС 220 кВ Талакан	Т-1	230/38,5/6,6	40	1997	7,1/1,6
	Т-2	230/38,5/6,6	40	2002	6,4/3,5
ПС 220 кВ Талдан/т	Т-1	230/27,5/11	40	1986	18,4/12,5
	Т-2	230/27,5/11	40	1986	
ПС 220 кВ Тарман- чукан/т	Т-1	230/27,5/11	40	1982	22,4/5,9
	Т-2	230/27,5/11	40	1982	22,4/5,9
ПС 220 кВ Тунгала	Т-1	230/38,5/11	25	1974	0,3/0,0
	Т-2	230/38,5/11	25	1994	0,56/0,5
ПС 220 кВ Тутаул	Т-1	242/38,5/11	25	1988	0,5/0,2
	Т-2	242/38,5/11	25	1985	0,6/0,5
ПС 220 кВ Тында	АТ-1	230/121/38,5	63	2009	20,2/7,4
	АТ-2	230/110/38,5	63	1981	16,4/7,4
	Т-3	115/38,5/11	40	2009	8,56/3,6
	Т-4	115/38,5/11	40	2009	8,77/1,5
ПС 220 кВ Улан- дочка	Т-1	250/38,5/11	20	1979	0,4/1,5
ПС 220 кВ Ульручы/т	Т-1	230/27,5/11	40	1999	12,8/12,6
	Т-2	230/27,5/11	40	2004	
ПС 220 кВ Уруша/т	Т-1	230/27,5/11	40	1987	9,8/9,8
	Т-2	230/27,5/11	40	1987	
ПС 220 кВ Хани	Т-1	242/38,5/11	25	1989	0,0/0,4
	Т-2	242/38,5/11	25	1989	2,0/1,0
ПС 220 кВ Хвойная	АТ-1	230/121/38,5	32	1976	14,6/13,4
	АТ-2	230/121/38,5	30	1980	13,4/12,4
	Т-3	38,5/11	4	1977	2,0/0,9
	Т-4	38,5/11	4	1978	2,0/0,9
ПС 220 кВ Хорогочи	Т-1	242/38,5/11	25	1985	0,84/5,4
	Т-2	242/38,5/11	25	1985	0/0
ПС 220 кВ Чалга- ны/т	Т-1	230/27,5/11	40	1987	6,8/6,3
	Т-2	230/27,5/11	40	1989	
ПС 220 кВ Шимановск	Т-1	230/38,5/11	25	1977	7,3/2,9
	Т-2	230/38,5/11	25	1989	4,6/4,6
ПС 220 кВ Шима- новск/т	Т-1	230/27,5/11	40	1984	7,9/3,8
	Т-2	230/27,5/11	40	1984	
ПС 220 кВ Энергия	Т-1	230/38,5/6,6	40	1983	11,3/3,1
	Т-2	230/38,5/6,6	40	1983	10,3/8,9

Продолжение таблицы 1.4

1	2	3	4	5	6
ПС 220 кВ Юктали	T-1	242/38,5/11	25	1985	1.4/0.4
	T-2	242/38,5/11	25	1984	2.0/0,8
ПС 220 кВ Ядрин/т	T-1	230/27,5/11	40	1983	25/24,4
	T-2	230/27,5/11	40	1983	
ПС 220 кВ Чичатка	T1, T2	230/27,5/11	80	1989	19/15
ПС 220 кВ Семизёрный	T1, T2	230/27,5/11	80	1989	13/8
ПС 220 кВ Амазар	T1, T2	230/27,5/11	80	1988	14/11,3
ПС 220 кВ Чернышевск	T1,T2	230/27,5/11	80	1989	15,5/8,6
ПС220 кВ Бушулей	T1,T2	230/38,5/27,5	80	1990	19/9,6
ПС 220 кВ Зилюво	T1,T2	230/27,5/11	80		13,8/4,9
ПС 220 кВ Сбега	T1,T2	230/27,5/11	80	1989	12/5,5
ПС 220 кВ Ксеньевская	T1,T2	230/27,5/11	80	1989	13,5/7

Схема электрической сети в районе объединения приведена на листе № 1 графической части.

### 1.3 Анализ балансов мощности и энергии

#### *Забайкальская энергосистема*

Забайкальская энергосистема (ЭС), обслуживающая потребителей Забайкальского края, по уровню электропотребления занимает девятое место из двенадцати энергосистем по ОЭС Сибири в целом.

Динамика электропотребления и среднегодовых темпов прироста электропотребления энергосистемы Забайкальского края за отчетный период 2012-2016 гг. и по отношению с прошлыми периодами представлена в таблице 1.5 и на рисунке 1.7.

Таблица 1.5– Динамика электропотребления Забайкальского края

Наименование	1989	1998	2000	2011	2012	2013	2014	2015	2016	сред за 5-лст
Электропотребление, млн. кВт.ч	7538,7	5895,4	6519,2	7562,6	7905,3	7972,9	7835,3	7753,5	7863,4	7866,1
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт.ч.	443,7	-1643,3	623,8	1043,4	342,7	67,6	-137,6	-81,8	109,9	60,2
Среднегодовые темпы прироста, %	6,3%	-21,8%	10,6%	16,0%	4,5%	0,9%	-1,7%	-1,0%	1,4%	0,8%

Спад электропотребления наблюдался в период 1991-1998 гг., далее следует устойчивая тенденция роста электропотребления до 2010 года. В 2011 году

уровень электропотребления превысил уровень 1989 года, отмечен рост электропотребления в 2011 году (+16,0%) по сравнению с 2010 годом [14].

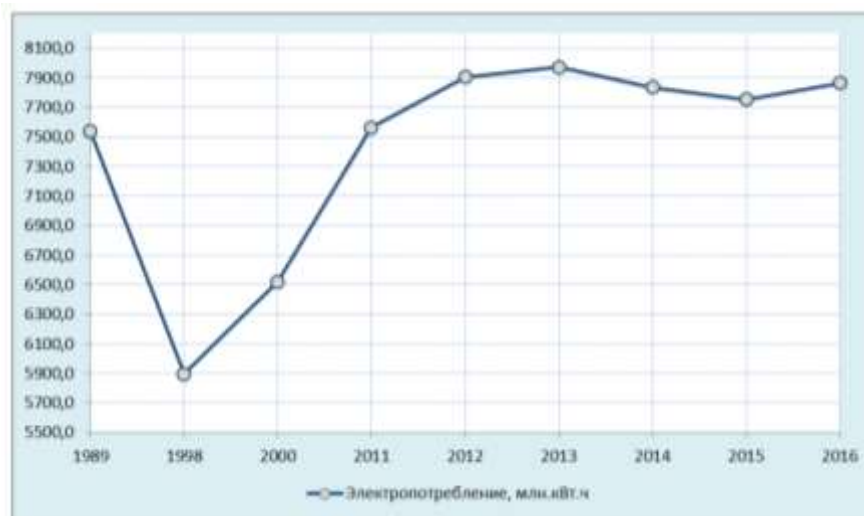


Рисунок 1.7 – Динамика электропотребления Забайкальского края по годам  
Наибольший рост электропотребления по отношению к прошлому году отмечается в 2012 году (+4,5%). В период 2011-2013 гг. сохранилась положительная динамика роста потребления электроэнергии по территории Забайкальского края. В 2014, 2015 годах наблюдается снижение потребления электроэнергии по сравнению с 2013 и 2014 соответственно (-1,7% и -1,0%). В 2016 году отмечается увеличение электропотребления к 2015 году, которое составило 109,9 млн. кВтч. (+1,4%), при этом не достигло уровня электропотребления 2012, 2013 годов. Среднегодовой темп прироста за пятилетний период с 2012 по 2016 гг. составил 0,8% [14]. .

Годовые графики электропотребления по территории Забайкальского края характеризуются ярко выраженным сезонным спадом электропотребления до величины 6,4-7,0% от величины годового электропотребления в июне, июле и августе. Максимальное электропотребление наблюдалось в декабре-январе и составляло 10,1- 10,8% от величины годового электропотребления. Наибольший уровень потребления в зимний период (январь, февраль, декабрь) отмечается в 2012, 2013, 2014 годах. В летний период с июня по август наибольший уровень потребления отмечен в 2014, 2015, 2016 годах [14].

Потребность энергосистемы Забайкальского края в электроэнергии покрывалась как за счёт выработки собственных электростанций, так и получения

со стороны смежных энергосистем: Амурской (ОЭС Востока) и республики Бурятия (ОЭС Сибири).

Структура производства и получения электроэнергии а 2015 и 2016 гг в Забайкальском крае приведена на рисунке 1.8.

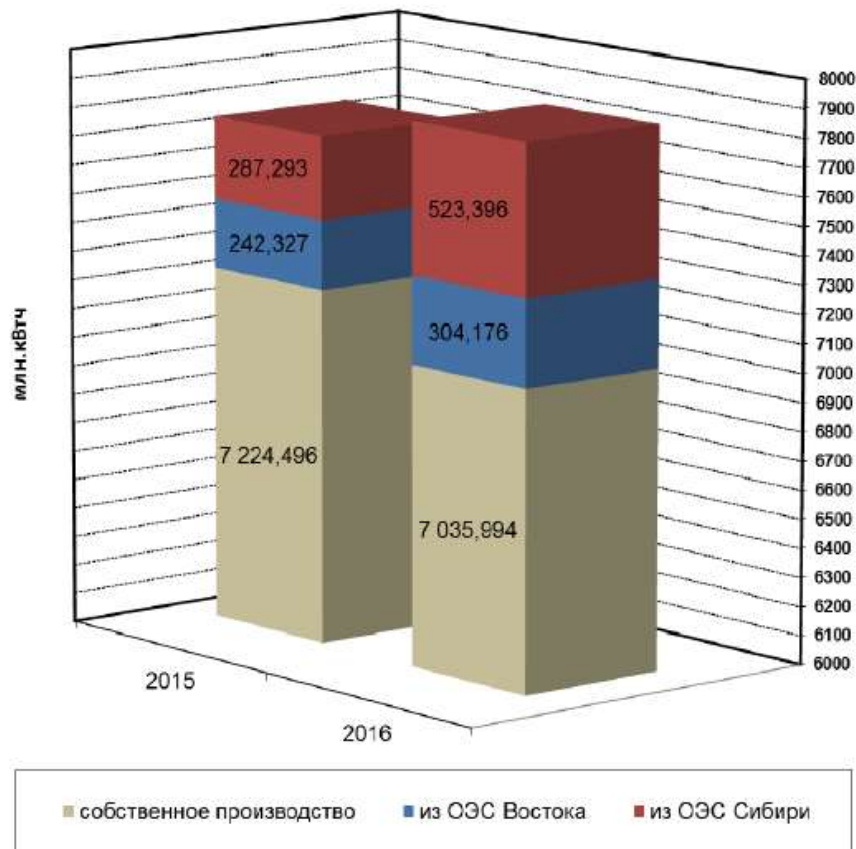


Рисунок 1.8 – Структура производства и получения электроэнергии а 2015 и 2016 гг в Забайкальском крае.

Отчётный баланс мощности при прохождении собственного максимума приведён в таблице 1.6.

Балансы мощности на день прохождения максимальных нагрузок электропотребления энергосистемы Забайкальского края на протяжении 2015-2016 годов складывались дефицитно. Величина дефицита мощности в 2015 г. составила 262,0 МВт, в 2016 г. снизилась на 50,7 МВт (-19,4 %) и составила 211,3 МВт. Такая динамика дефицита обусловлена изменением фактической нагрузки, участвующей в покрытии нагрузки потребления – увеличилась собственная генерация электростанций на час максимума потребления, покрытие потребления осуществлялось так же за счет внешних перетоков, [14].



Таблица 1.6 - Отчётный баланс мощности при прохождении собственного максимума Забайкальского края

показатели	2015	2016
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>		
Максимум нагрузки (22 декабря 2016 года 04-00 мск.вр.)	1258,3	1279,9
Передача мощности - ВСЕГО	0,0	0,0
Передача мощности в смежные энергосистемы	0,0	0,0
Экспорт	0,0	0,0
в ОЭС Востока	0,0	0,0
в ОЭС Сибири	0,0	0,0
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>1258,3</b>	<b>1279,9</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>		
Установленная мощность на конец года, в том числе:	1583,8	1593,8
Электростанции ОГК (Интер РАО)	655,0	665,0
Электростанции ТГК	500,8	500,8
ТЭС, из них	1583,8	1593,8
Электростанции промпредприятий	428,0	428,0
Первомайская ТЭЦ	18,0	18,0
ТЭЦ ППГХО	410,0	410,0
Ограничения мощности на час максимума нагрузки	15,5	25,4
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки	1569,3	1568,4
Рабочая мощность на час максимума нагрузки	1394,3	1366,4
Используемая в балансе мощность		
Получение мощности - ВСЕГО	262,0	211,3
из ОЭС Востока	68,5	100,0
из ОЭС Сибири	193,5	111,3
<b>ИТОГО покрытие максимума нагрузки</b>	<b>996,3</b>	<b>1068,6</b>
<b>ИЗБЫТОК*+&gt;ДЕФИЦИТ&lt;-)</b>	<b>-262,0</b>	<b>-211,3</b>
Фактический резерв	398,0	297,9
Расчетный резерв мощности (справочно)	151,0	153,6

Таким образом, баланс электрической энергии и мощности энергосистемы Забайкальского края в 2015-2016 гг является дефицитным, покрытие электропотребления при этом могло быть обеспечено за счёт собственной выработки электростанций на территории энергосистемы, то есть повышение надёжности электроснабжения со стороны амурской энергосистемы является для Забайкальского края актуальным.

### *Характеристика балансовой ситуации Амурской области*

Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Амурской области и электропотребления приведена на рисунке 1.9 и в таблице 1.7.

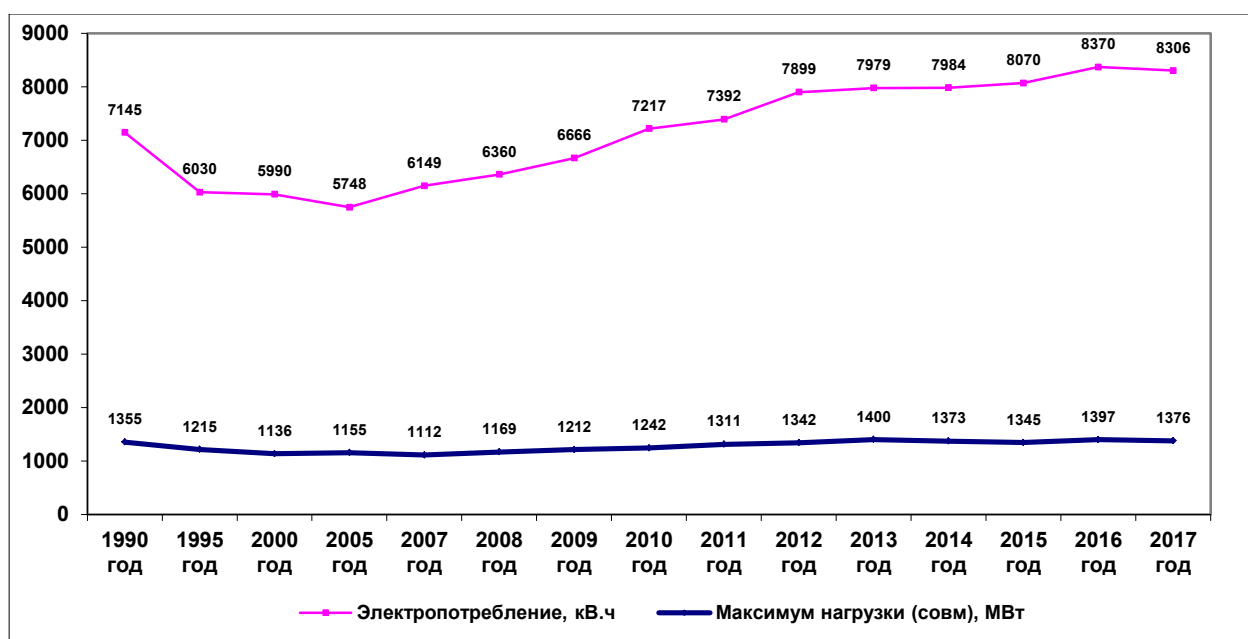


Рисунок 1.9 - Динамика изменения потребления мощности и электроэнергии ЭС Амурской области

Таблица 1.7 - Отчетная динамика потребления электроэнергии в Амурской области за 2013 - 2017 годы

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017
Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	7979,277	7983,909	8069,389	8370,459	8305,705

Из представленных данных видно, что показатели потребности в электроэнергии превысили максимальные величины 1990 года и, начиная с 2005 года, имели тенденцию к постоянному увеличению. В 2017 году наблюдается незна-

чительный спад, связанный с уменьшением объемов потребления электроэнергии ряда крупных потребителей.

Характеристика балансов электрической энергии Амурской области за последние 5 лет приведена в таблице 1.8

Таблица 1.8 - Характеристика балансов электрической энергии

Характеристика балансов электрической энергии Показатель (млн. кВт·ч)	2013	2014	2015	2016	2017
выработка электроэнергии, в том числе:	15148,8	14364,5	12081,2	15498,9	14604,3
Зейская ГЭС	6859,9	6427,8	4280,7	6407,5	5675,4
Бурейская ГЭС	6584,7	6065,9	5830,3	7052,7	6282,9
Нижне-Бурейская ГЭС					314,0
Благовещенская ТЭЦ	1411	1548,1	1494,2	1606,8	1863,1
Райчихинская ГРЭС	293,2	322,7	476,0	431,8	468,9
Потребление электроэнергии, в том числе:	7979,2	7983,9	8069,4	8370,5	8305,7
потери ЕНЭС	517,2	409,3	389,2	474,0	403,4
межсистемный переток, в том числе:	7169,6	6380,6	4011,8	7128,4	6298,6
экспорт в КНР	3495,3	3375,6	3299,4	3319,9	3319,2

Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Амурской области за 2013-2017 гг. приведена в таблице 1.9.

Таблица 1.9 - Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Амурской области за 2013-2017 гг.

показатель	ОЗП 13/14	ОЗП 14/15	ОЗП 15/16	ОЗП 16/17	ОЗП 17/18
1	2	3	4	5	6
Дата и время прохождения максимума ОЗП по энергосистеме Амурской области	15.01.2014 11:00	22.01.2015 10:00	31.12.2015 18:00	11.12.2016 18:00	24.01.2018 20:00
максимум нагрузки Амурской области, МВт	1336,17	1372,63	1344,54	1396,94	1388,11
максимум нагрузки ЗЭР** на дату прохождения максимума ОЗП по энергосистеме Амурской области, МВт	269,59	232,47	260,21	273,82	262,8
максимум нагрузки ВЭР на дату прохождения максимума ОЗП по энергосистеме Амурской области, МВт	1066,58	1140,16	1084,33	1122,18	1125,3

Продолжение таблицы 1.9

1	2	3	4	5	6
максимум нагрузки ЦЭР на дату прохождения максимума ОЗП по энергосистеме Амурской области, МВт	320,22	294,54	318,55	314,1	317,7
Нагрузка КНР	361,06	292,25	380,27	160,85	474,06
Состав оборудования на БТЭЦ	4 КА, ТГ № 1,2,3	4 КА, ТГ № 2,3	4 КА, ТГ № 1,2,3	4 КА ТГ № 2,3,4	4 КА ТГ № 1,2,3,4
Состав оборудования на РГРЭС	<b>КА № 6,7, ТГ № 6,7</b>	<b>КА № 6,7, ТГ № 6,7</b>	<b>КА № 6,7, ТГ № 6,7</b>	КА № 6,7, ТГ № 6,7	КА № 6,7 ТГ № 6,7
Оборудование в ремонте на БГЭС	-	-	-	ГГ- 2(ТР)	-
Оборудование в ремонте на ЗГЭС	-	Г3 (КР)	-	-	Г6 (КР)
Резерв мощности	+	+	+	+	+

Таблица 1.10 - Баланс электрической мощности энергосистемы Амурской области за 2013–2017 гг. на час максимума электропотребления

Показатель (МВт)	2013	2014	2015	2016	2017
Дата, час максимума (время Амурское)	14.01. 10:00	16.12. 18:00	22.01 10:00	11.12 18:00	24.12 10:00
Установленная мощность всего, в том числе:	3722	3722	3722	3846	4166
Зейская ГЭС	1330	1330	1330	1330	1330
Бурейская ГЭС	2010	2010	2010	2010	2010
Нижне-Бурейская ГЭС					320
Благовещенская ТЭЦ	280	280	280	404	404
Райчихинская ГРЭС	102	102	102	102	102
Располагаемая мощность всего, в том числе:	3722	3722,03	3722,47	3846	3980,59
Зейская ГЭС	1330	1330	1330	1330	1330
Бурейская ГЭС	2010	2010	2010	2010	2010
Нижне-Бурейская ГЭС					134,055
Благовещенская ТЭЦ	280	280	280	404	404
Райчихинская ГРЭС	102	102,03	102,47	102	102,529
Нагрузка всего, в том числе:	2412,94	2010,66	1587,81	2414,19	2479,905
Зейская ГЭС	1272,00	930,79	627,77	1135,48	658,026
Бурейская ГЭС	848,71	726,25	657,04	941,14	1319,093
Нижне-Бурейская ГЭС					134,055
Благовещенская ТЭЦ	245,77	270,59	219,53	271,69	308,71
Райчихинская ГРЭС	46,46	83,03	83,47	65,88	60,02
Максимум потребления, МВт	1400,21	1372,52	1372,63	1396,94	1376,66
Избыток, МВт	1986,79	2134,51	2074,84	2114,06	2268,93
Ремонтное снижение, МВт	335,00	215,00	275,00	335,00	335,00
Сальдо перетоков	-1012,73	-638,14	-215,18	-1017,23	-1103,2
Переток КНР	-380,58	-460,83	-292,25	-160,85	-665,6

Таким образом, в энергосистеме Амурской области балансы электропотребления и электрической мощности показывают, что энергосистема является избыточной как по энергии, так и по мощности и возможна передача этих мощностей в том числе и в Забайкальский край.

#### **1.4 Анализ электрических режимов существующей сети**

Для выполнения анализа режимов существующей сети на основании данных о схемах Амурской области и Забайкальского края подготовлена расчётная модель электрической сети 220 кВ от Зейской ГЭС до ПС 220 кВ Холбон в программе «RastrWin3».

Для расчёта режимов в программе «RastrWin3» [9] использовались следующие исходные данные:

- Однолинейная схема электрической сети Амурского ПМЭС;
- Однолинейная схема электрической сети Забайкальского ПМЭС;
- Электрические нагрузки ПС Амурской области и Забайкальского края размещённые в схемах и программах развития электроэнергетики этих регионов.
- Уровни напряжений на шинах станций и ПС взятые схем и программ развития электроэнергетики Амурской области и Забайкальского края.

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надёжности электроснабжения проведены расчеты нормальных и послеаварийных режимов.

Для расчёта режима необходимо найти активное и реактивное сопротивление, активную и ёмкостную проводимость трансформаторов и ЛЭП.

Активное сопротивление линии моделирует тепловые потери при протекании тока через проводник. Определяется по формуле, Ом[10]:

$$R_{л} = R_0 \cdot l, \quad (1.1)$$

где  $R_0$  – удельное сопротивление провода, Ом/км;

$l$  – длина линии, км.

Реактивное сопротивление линии моделирует электромагнитное взаимодействие между фазами линии. Определяется по формуле, Ом:

$$X_l = X_0 \cdot l, \quad (1.2)$$

где  $X_0$  – удельное реактивное сопротивление провода, Ом/км.

Активная проводимость линии моделирует потери на коронирование. Определяется по формуле, мкСм:

$$G_l = \frac{\Delta P_{кор}}{U_{ном}^2} \cdot l \cdot 10^3, \quad (1.3)$$

где  $\Delta P_{кор}$  - потери мощности на корону, кВт/км;

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

Ёмкостная проводимость линии моделирует реактивную мощность, возникающую между проводом и землёй. Определяется по формуле, мкСм:

$$B_l = B_0 \cdot l, \quad (1.4)$$

где  $B_0$  – удельная ёмкостная проводимость провода, мкСм/км;

Активное сопротивление для трёхобмоточного трансформатора и автотрансформатора рассчитывается по формуле, Ом:

$$R_{T(вн,сн,нн)} = \frac{\Delta P_{k(вн,сн,нн)} \cdot U_{вн}^2}{S_{тном}^2}, \quad (1.5)$$

где  $\Delta P_k$  - потери мощности короткого замыкания, кВт;

$U_{вн}^2$  – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ;

$S_{тном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Реактивное сопротивление для трёхобмоточного трансформатора и автотрансформатора рассчитывается по формуле, Ом:

$$X_{T(вн,сн,нн)} = \frac{u_{k(вн,сн,нн)} \cdot U_{вн}^2}{S_{тном}}, \quad (1.6)$$

где  $u_k$  – напряжение короткого замыкания, %;

$U_{вн}^2$  – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ;

$S_{тном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Активная проводимость трансформатора:

$$B_T = \frac{\Delta Q_x \cdot 10^3}{U_{вн}^2} \text{ Ом}, \quad (1.7)$$

где  $\Delta Q_x$  - реактивные потери мощности холостого хода, кВар;

$U_{вн}^2$  – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ.

Ёмкостная проводимость трансформатора, мкСм:

$$G_T = \frac{\Delta P_x \cdot 10^3}{U_{вн}^2}, \quad (1.8)$$

где  $\Delta P_x$  - активные потери мощности холостого хода, кВар;

$U_{вн}^2$  – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ.

Параметры ветвей ЛЭП подготовленной расчётной схемы приведены в таблице 1.11.

Таблица 1.11 - Параметры ЛЭП

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	468	601	УЛЬРУЧЬИ-Т - ТАЛДАН-Т	5,01	18,5		-111
ЛЭП	467	600	ГОНЖА-Т - ТАЛДАН-Т	3,57	13,5		-81,2
ЛЭП	213	214	ПРИИСКОВАЯ - ХОЛБОН	3	13,3		-82
ЛЭП	211	213	ЧЕРНЫШЕВСК - ПРИИСКОВАЯ	9,3	40,9		-251
ЛЭП	212	214	ШАПКА - ХОЛБОН	7,1	31,2		-192
ЛЭП	210	212	БУШУЛЕЙ - ШАПКА	7,9	34,7		-214
ЛЭП	657	457	ОЛЕКМА - ХАНИ	4,9	21,5		-132,5
ЛЭП	412	468	СКОВОРОДИНО - УЛЬРУЧЬИ-Т	2,71	10		-59,9
ЛЭП	447	657	ЮКТАЛИ - ОЛЕКМА	8,2	35,8		-221
ЛЭП	412	600	СКОВОРОДИНО - ТАЛДАН-Т	6,74	30,1		-187,2
ЛЭП	412	652	СКОВОРОДИНО - УРУША-Т.	7,21	32,56		-200,8
ЛЭП	413	311	ТЫНДА - НЕРЮНГРИНСКАЯ ГРЭС	20,02	78,98		-519
ЛЭП	445	447	ЛОПЧА - ЮКТАЛИ	13,54	55,88		-406,1
ЛЭП	444	445	ХОРОГОЧИ - ЛОПЧА	8,13	33,54		-243,8
ЛЭП	410	411	ЗЕЙСКАЯ ГЭС - МАГДАГАЧИ	9,38	53,97		-347,1
ЛЭП	411	409	МАГДАГАЧИ - КЛЮЧЕВАЯ	4,8	21,45		-132,3
ЛЭП	409	414	КЛЮЧЕВАЯ - СВЕТЛАЯ	12,02	47,84		-314,4
ЛЭП	409	498	КЛЮЧЕВАЯ - СУЛУС-Т	2,29	8,5		-51,5
ЛЭП	413	311	ТЫНДА - НЕРЮНГРИНСКАЯ ГРЭС	20,02	78,98		-519
ЛЭП	654	655	ЕР. ПАВЛОВИЧ - АЯЧИ	2,45	11,1		-68,2
ЛЭП	653	654	Б.ОМУТНАЯ-Т - ЕР. ПАВЛОВИЧ	2,38	10,77		-66,4
ЛЭП	652	654	УРУША-Т. - ЕР. ПАВЛОВИЧ	6,74	30,46		-187,8
ЛЭП	651	653	БАМ-Т. - Б.ОМУТНАЯ-Т	10,07	45,47		-280,4
ЛЭП	412	413	СКОВОРОДИНО - ТЫНДА	14,9	66,6		-410,5
ЛЭП	412	413	СКОВОРОДИНО - ТЫНДА	14,9	66,6		-410,5
ЛЭП	413	444	ТЫНДА - ХОРОГОЧИ	7,16	29,54		-214,7
ЛЭП	411	601	МАГДАГАЧИ - ТАЛДАН-Т	9,16	33,76		-201,8
ЛЭП	411	498	МАГДАГАЧИ - СУЛУС-Т	3,88	14,31		-85,7
ЛЭП	410	418	ЗЕЙСКАЯ ГЭС - ОТ.ЭНЕРГИЯ	0,22	0,83		-4,9
ЛЭП	419	414	ЭНЕРГИЯ - СВЕТЛАЯ	1,09	4,35		-28,6
ЛЭП	418	414	ОТ.ЭНЕРГИЯ - СВЕТЛАЯ	1,09	4,35		-28,6
ЛЭП	413	493	ТЫНДА - ДИПКУН	14,2	64,05		-394,9
ЛЭП	410	419	ЗЕЙСКАЯ ГЭС - ЭНЕРГИЯ	0,22	0,83		-4,9
ЛЭП	411	467	МАГДАГАЧИ - ГОНЖА-Т	3,24	9,77		-89,1
ЛЭП	654	555	ЕР. ПАВЛОВИЧ - ЧИЧАТКА	5	22,3		-137,5
ЛЭП	457	513	ХАНИ - ЧАРА	12,1	54,2		-332,6
ЛЭП	499	651	ОТП. ТЫНДА - БАМ-Т.	2,13	9,4		-57,7
ЛЭП	499	412	ОТП. ТЫНДА - СКОВОРОДИНО	0,3	1,7		-10,6
ЛЭП	495	496	ПРИЗЕЙСКАЯ - ТУТАУЛ	8,94	39,95		-246,3
ЛЭП	410	495	ЗЕЙСКАЯ ГЭС - ПРИЗЕЙСКАЯ	17,78	80,3		-495,1
ЛЭП	493	496	ДИПКУН - ТУТАУЛ	4,75	21,45		-132,3
ЛЭП	555	202	ЧИЧАТКА - СЕМИОЗЕРНЫЙ	8,5	37		-230



Продолжение таблицы 1.11

1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	201	202	МОГОЧА - СЕМИОЗЕРНЫЙ	4,4	19,3		-119
ЛЭП	655	200	АЯЧИ - АМАЗАР	7	29,3		-180
ЛЭП	200	201	АМАЗАР - МОГОЧА	8,4	36,6		-225
ЛЭП	201	203	МОГОЧА - ПЕНЬКОВСКАЯ	3,4	15		-92
ЛЭП	203	205	ПЕНЬКОВСКАЯ - КСЕНЬЕВСКАЯ	59	26		-159
ЛЭП	205	207	КСЕНЬЕВСКАЯ - УРЮМ	7	30,5		-188
ЛЭП	207	208	УРЮМ - ЗИЛОВО	4,6	19,9		-123
ЛЭП	206	208	СБЕГА - ЗИЛОВО	8	35		-215
ЛЭП	204	206	КИСЛЫЙ КЛЮЧ - СБЕГА	6,7	29,3		-180
ЛЭП	204	201	КИСЛЫЙ КЛЮЧ - МОГОЧА	6,2	27		-166,6
ЛЭП	208	209	ЗИЛОВО - ЖИРКЕН	2	8,5		-23
ЛЭП	208	209	ЗИЛОВО - ЖИРКЕН	2	8,5		-23
ЛЭП	209	210	ЖИРКЕН - БУШУЛЕЙ	2	8,8		-55
ЛЭП	209	211	ЖИРКЕН - ЧЕРНЫШЕВСК	5,2	22,6		-139

Параметры трансформаторов рассматриваемой части сети приведены в таблице 1.12.

Таблица 1.12 – Параметры трансформаторов

N нач	N кон	Название	R	X	G	B	Кт/г
457	464	ХАНИ - ХАНИ	10,07	408,4	0,9	3,5	0,047
414	514	СВЕТЛАЯ - Светлая	2,4	90		11,9	0,487
414	514	СВЕТЛАЯ - Светлая	2,4	90		11,9	0,487
450	410	ЗЕЙСКАЯ ГЭС - ЗЕЙСКАЯ ГЭС	0,97	53,4	1,1	4,6	0,479
447	448	ЮКТАЛИ - ЮКТАЛИ	5,52	137	1,6	6,4	0,167
412	463	СКОВОРОДИНО - СКОВОРОДИНО	7,85	291,4	0,8	3	0,166
445	446	ЛОПЧА - ЛОПЧА	11	269,8	0,9	4	0,172
444	459	ХОРОГОЧИ - ХОРОГОЧИ	10,7	268,7	1	4,2	0,166
412	712	СКОВОРОДИНО - Сквород.110 кВ	2,4	90		11,9	0,487
412	712	СКОВОРОДИНО - Сквород.110 кВ	2,4	90		11,9	0,487
409	452	КЛЮЧЕВАЯ - КЛЮЧЕВАЯ	16,9	325,3	0,8	4,9	0,156
413	453	ТЫНДА - ТЫНДА	11,34	332,51	0,6	2,1	0,167
413	453	ТЫНДА - ТЫНДА	8	288	0,8	3,5	0,167
414	454	СВЕТЛАЯ - СВЕТЛАЯ	16,72	302,5		8,4	0,167
493	456	ДИПКУН - ДИПКУН	10,75	266,6	1	3,9	0,166
496	494	ТУТАУЛ - ТУТАУЛ	9,56	268,7	0,8	3,7	0,164
495	458	ПРИЗЕЙСКАЯ - ПРИЗЕЙСКАЯ	5,5	134,4	2		0,164

Таким образом, сформирована сеть в программе RastrWin для расчёта режимов. Результаты расчёта нормального режима в существующей схеме сети приведены на рисунке 1.10.



Загрузка ЛЭП в нормальном режиме приведена в таблице 1.13.

Таблица 1.13 - Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

№ нач	№ кон	Название	Г нач	Гдоп	Гдоп расч	Г/Г_доп
1	2	3	4	5	6	7
410	411	ЗЕЙСКАЯ ГЭС - МАГДАГАЧИ	344	690	921,2	37,8
410	495	ЗЕЙСКАЯ ГЭС - ПРИЗЕЙСКАЯ	221	600	801	28,7
409	414	КЛЮЧЕВАЯ - СВЕТЛАЯ	337	885	1181,5	28,5
213	214	ПРИИСКОВАЯ - ХОЛБОН	265	710	947,9	27,9
411	467	МАГДАГАЧИ - ГОНЖА-Т	216	600	801	27
212	214	ШАПКА - ХОЛБОН	253	710	947,9	26,7
419	414	ЭНЕРГИЯ - СВЕТЛАЯ	205	610	814,4	25,2
418	414	ОТ.ЭНЕРГИЯ - СВЕТЛАЯ	201	605	807,7	25
467	600	ГОНЖА-Т - ТАЛДАН-Т	195	600	801	24,3
211	213	ЧЕРНЫШЕВСК - ПРИИСКОВАЯ	227	710	947,9	24
210	212	БУШУЛЕЙ - ШАПКА	221	710	947,9	23,4
410	418	ЗЕЙСКАЯ ГЭС - ОТ.ЭНЕРГИЯ	255	890	1188,2	21,5
412	600	СКОВОРОДИНО - ТАЛДАН-Т	171	600	801	21,3
411	601	МАГДАГАЧИ - ТАЛДАН-Т	165	600	801	20,6
468	601	УЛЬРУЧЬИ-Т - ТАЛДАН-Т	165	600	801	20,6
209	211	ЖИРКЕН - ЧЕРНЫШЕВСК	189	710	947,9	20,1
410	419	ЗЕЙСКАЯ ГЭС - ЭНЕРГИЯ	236	890	1188,2	19,8
208	209	ЗИЛОВО - ЖИРКЕН	182	710	947,9	19,2
208	209	ЗИЛОВО - ЖИРКЕН	182	710	947,9	19,2
206	208	СБЕГА - ЗИЛОВО	179	710	947,9	18,9
209	210	ЖИРКЕН - БУШУЛЕЙ	175	710	947,9	18,6
207	208	УРЮМ - ЗИЛОВО	153	710	947,9	16,7
412	468	СКОВОРОДИНО - УЛЬРУЧЬИ-Т	128	600	801	16
204	206	КИСЛЫЙ КЛЮЧ - СБЕГА	149	710	947,9	15,7
205	207	КСЕНЬЕВСКАЯ - УРЮМ	130	710	947,9	14,5
413	444	ТЫНДА - ХОРОГОЧИ	89	600	801	12,9
499	651	ОТП. ТЫНДА - БАМ-Т.	97	600	801	12,1
413	493	ТЫНДА - ДИПКУН	78	600	801	11,9
495	496	ПРИЗЕЙСКАЯ - ТУТАУЛ	89	600	801	11,6
203	205	ПЕНЬКОВСКАЯ - КСЕНЬЕВ- СКАЯ	99	710	947,9	11,4
493	496	ДИПКУН - ТУТАУЛ	88	600	801	11,2
412	652	СКОВОРОДИНО - УРУША-Т.	88	600	801	11
204	201	КИСЛЫЙ КЛЮЧ - МОГОЧА	100	710	947,9	10,6
444	445	ХОРОГОЧИ - ЛОПЧА	75	600	801	10,5
499	412	ОТП. ТЫНДА - СКОВОРОДИНО	97	710	947,9	10,3

Продолжение таблицы 1.13

1	2	3	4	5	6	7
409	498	КЛЮЧЕВАЯ - СУЛУС-Т	82	600	801	10,2
445	447	ЛОПЧА - ЮКТАЛИ	67	600	801	9,7
447	657	ЮКТАЛИ - ОЛЕКМА	78	600	801	9,7
413	311	ТЫНДА - НЕРЮНГРИНСКАЯ ГРЭС	77	600	801	9,6
413	311	ТЫНДА - НЕРЮНГРИНСКАЯ ГРЭС	77	600	801	9,6
201	203	МОГОЧА - ПЕНЬКОВСКАЯ	74	710	947,9	8,8
654	555	ЕР. ПАВЛОВИЧ - ЧИЧАТКА	51	600	801	7,4
411	409	МАГДАГАЧИ - КЛЮЧЕВАЯ	59	690	921,2	7
457	513	ХАНИ - ЧАРА	57	710	947,9	6
411	498	МАГДАГАЧИ - СУЛУС-Т	41	600	801	5,8
651	653	БАМ-Т. - Б.ОМУТНАЯ-Т	69	1000	1335	5,4
652	654	УРУША-Т. - ЕР. ПАВЛОВИЧ	58	890	1188,2	5,4
657	457	ОЛЕКМА - ХАНИ	48	710	947,9	5,1
200	201	АМАЗАР - МОГОЧА	44	710	947,9	4,6
201	202	МОГОЧА - СЕМИОЗЕРНЫЙ	34	710	947,9	4,3
412	413	СКОВОРОДИНО - ТЫНДА	33	600	801	4,1
412	413	СКОВОРОДИНО - ТЫНДА	33	600	801	4,1
653	654	Б.ОМУТНАЯ-Т - ЕР. ПАВЛОВИЧ	40	1000	1335	3,2
654	655	ЕР. ПАВЛОВИЧ - АЯЧИ	27	1000	1335	2,4
655	200	АЯЧИ - АМАЗАР		710	947,9	
555	202	ЧИЧАТКА - СЕМИОЗЕРНЫЙ		710	947,9	

По результатам расчёта наиболее загруженной ВЛ является ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Магдагачи. Отклонения напряжения в узлах нормальном режиме приведены в таблице 1.14.

Таблица 1.14 - Отклонения напряжения в нормальном режиме

Тип	Номер	Название	U_ном	В_ш	V	dV
1	2	3	4	5	6	7
Нагр	463	СКОВОРОДИНО	38	13500	33,35	-13,37
Нагр	448	ЮКТАЛИ	39	27000	33,93	-12,99
Нагр	464	ХАНИ	11	109092	9,58	-12,9
Нагр	453	ТЫНДА	38	13500	33,93	-11,87
Нагр	459	ХОРОГОЧИ	39	13500	34,41	-11,76
Нагр	446	ЛОПЧА	39	13500	35,17	-9,83
Нагр	456	ДИПКУН	38	13500	34,78	-9,66
Нагр	494	ТУТАУЛ	38	13500	34,8	-9,6
Нагр	458	ПРИЗЕЙСКАЯ	38	27000	34,96	-9,2

Продолжение таблицы 1.14

1	2	3	4	5	6	7
Нагр	452	КЛЮЧЕВАЯ	38		35,44	-7,95
Нагр	457	ХАНИ	240		228	-5
Нагр	655	АЯЧИ	240		230,91	-3,79
Нагр	654	ЕР. ПАВЛОВИЧ	240		231,29	-3,63
Нагр	653	Б.ОМУТНАЯ-Т	240		231,69	-3,46
Нагр	652	УРУША-Т.	240		232,73	-3,03
Нагр	651	БАМ-Т.	240		233,34	-2,78
Нагр	412	СКОВОРОДИНО	240		233,72	-2,62
Нагр	413	ТЫНДА	240		234,26	-2,39
Нагр	468	УЛЬРУЧЬИ-Т	240		234,31	-2,37
Нагр	447	ЮКТАЛИ	230		225,57	-1,93
Нагр	712	Сковород.110 кВ	115		113,61	-1,21
Нагр	467	ГОНЖА-Т	240		237,18	-1,18
Нагр	657	ОЛЕКМА	230		227,38	-1,14
Нагр	409	КЛЮЧЕВАЯ	240		238,31	-0,71
Нагр	445	ЛОПЧА	230		228,45	-0,67
Нагр	411	МАГДАГАЧИ	240		238,46	-0,64
Ген	311	НЕРЮНГРИНСКАЯ ГРЭС	240		239	-0,42
Нагр	555	ЧИЧАТКА	230		229,87	-0,06
Нагр	454	СВЕТЛАЯ	38			
Нагр	513	ЧАРА	230		230,19	0,08
Нагр	444	ХОРОГОЧИ	230		230,89	0,39
Нагр	493	ДИПКУН	230		232,93	1,28
Нагр	496	ТУТАУЛ	230		233,22	1,4
Нагр	499	ОТП. ТЫНДА	230		233,68	1,6
Нагр	410	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	242		246,64	1,92
Нагр	414	СВЕТЛАЯ	240		246,02	2,51
Нагр	600	ТАЛДАН-Т	230		235,86	2,55
Нагр	601	ТАЛДАН-Т	230		236,11	2,66
Нагр	418	ОТ.ЭНЕРГИЯ	240		246,5	2,71
Нагр	419	ЭНЕРГИЯ	240		246,52	2,72
Нагр	203	ПЕНЬКОВСКАЯ	220		226,59	3
База	450	ЗЕЙСКАЯ ГЭС	500		515,38	3,08
Нагр	200	АМАЗАР	220		226,79	3,09
Нагр	202	СЕМИОЗЕРНЫЙ	220		227,2	3,27
Нагр	498	СУЛУС-Т	230		238,22	3,57
Ген	201	МОГОЧА	220		228	3,64
Нагр	204	КИСЛЫЙ КЛЮЧ	220		228,41	3,82
Нагр	514	Светлая	115		119,52	3,93
Нагр	206	СБЕГА	220		230,32	4,69
Нагр	495	ПРИЗЕЙСКАЯ	223		235,31	5,52
Нагр	208	ЗИЛОВО	220		233,16	5,98
Нагр	207	УРЮМ	220		233,45	6,11
Нагр	209	ЖИРКЕН	220		233,57	6,17
Нагр	210	БУШУЛЕЙ	220		233,77	6,26
Нагр	205	КСЕНЬЕВСКАЯ	220		234,04	6,38
Нагр	211	ЧЕРНЫШЕВСК	220		234,77	6,71

Продолжение таблицы 1.14

1	2	3	4	5	6	7
Нагр	212	ШАПКА	220		236,59	7,54
Нагр	213	ПРИИСКОВАЯ	220		238,32	8,33
База	214	ХОЛБОН	220		240	9,09

Результаты расчёта режимов с отключением ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи приведены на рисунке 1.11 и в таблице 1.15. Перегрузки в этом режиме не наблюдается.

Таблица 1.15 - Загрузка ВЛ 220 кВ при отключении ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Магдагачи

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I/I_dop
1	2	3	4	5
409	414	КЛЮЧЕВАЯ - СВЕТЛАЯ	660	55,8
419	414	ЭНЕРГИЯ - СВЕТЛАЯ	366	45,1
418	414	ОТ.ЭНЕРГИЯ - СВЕТЛАЯ	363	45
410	495	ЗЕЙСКАЯ ГЭС - ПРИЗЕЙСКАЯ	301	38,7
410	418	ЗЕЙСКАЯ ГЭС - ОТ.ЭНЕРГИЯ	417	35,1
410	419	ЗЕЙСКАЯ ГЭС - ЭНЕРГИЯ	397	33,5
409	498	КЛЮЧЕВАЯ - СУЛУС-Т	231	28,8
213	214	ПРИИСКОВАЯ - ХОЛБОН	265	27,9
212	214	ШАПКА - ХОЛБОН	253	26,7
411	467	МАГДАГАЧИ - ГОНЖА-Т	194	24,2
211	213	ЧЕРНЫШЕВСК - ПРИИСКОВАЯ	227	24
411	409	МАГДАГАЧИ - КЛЮЧЕВАЯ	218	23,9
411	498	МАГДАГАЧИ - СУЛУС-Т	187	23,6
210	212	БУШУЛЕЙ - ШАПКА	221	23,4
467	600	ГОНЖА-Т - ТАЛДАН-Т	171	21,4
413	493	ТЫНДА - ДИПКУН	155	21,2
493	496	ДИПКУН - ТУТАУЛ	167	21,1
495	496	ПРИЗЕЙСКАЯ - ТУТАУЛ	168	21,1
209	211	ЖИРКЕН - ЧЕРНЫШЕВСК	189	20,1
208	209	ЗИЛОВО - ЖИРКЕН	182	19,2
208	209	ЗИЛОВО - ЖИРКЕН	182	19,2
206	208	СБЕГА - ЗИЛОВО	179	18,9
209	210	ЖИРКЕН - БУШУЛЕЙ	175	18,6
411	601	МАГДАГАЧИ - ТАЛДАН-Т	147	18,4
412	600	СКОВОРОДИНО - ТАЛДАН-Т	143	18,4
468	601	УЛЬРУЧЬИ-Т - ТАЛДАН-Т	141	17,7
207	208	УРЮМ - ЗИЛОВО	153	16,7

Продолжение таблицы 1.15

1	2	3	4	5
204	206	КИСЛЫЙ КЛЮЧ - СБЕГА	149	15,7
413	311	ТЫНДА - НЕРЮНГРИНСКАЯ ГРЭС	121	15,1
413	311	ТЫНДА - НЕРЮНГРИНСКАЯ ГРЭС	121	15,1
205	207	КСЕНЬЕВСКАЯ - УРЮМ	130	14,5
412	468	СКОВОРОДИНО - УЛЬРУЧЬИ-Т	104	13,3
413	444	ТЫНДА - ХОРОГОЧИ	92	13,1
499	651	ОТП. ТЫНДА - БАМ-Т.	103	12,9
412	652	СКОВОРОДИНО - УРУША-Т.	92	11,7
203	205	ПЕНЬКОВСКАЯ - КСЕНЬЕВСКАЯ	99	11,4
499	412	ОТП. ТЫНДА - СКОВОРОДИНО	103	10,9
444	445	ХОРОГОЧИ - ЛОПЧА	77	10,8
204	201	КИСЛЫЙ КЛЮЧ - МОГОЧА	100	10,6
445	447	ЛОПЧА - ЮКТАЛИ	69	9,9
412	413	СКОВОРОДИНО - ТЫНДА	78	9,7
412	413	СКОВОРОДИНО - ТЫНДА	78	9,7
447	657	ЮКТАЛИ - ОЛЕКМА	78	9,7
201	203	МОГОЧА - ПЕНЬКОВСКАЯ	74	8,8
654	555	ЕР. ПАВЛОВИЧ - ЧИЧАТКА	54	7,9
457	513	ХАНИ - ЧАРА	56	5,9
651	653	БАМ-Т. - Б.ОМУТНАЯ-Т	72	5,8
652	654	УРУША-Т. - ЕР. ПАВЛОВИЧ	62	5,8
657	457	ОЛЕКМА - ХАНИ	48	5,1
200	201	АМАЗАР - МОГОЧА	44	4,6
201	202	МОГОЧА - СЕМИОЗЕРНЫЙ	34	4,3
653	654	Б.ОМУТНАЯ-Т - ЕР. ПАВЛОВИЧ	43	3,4
654	655	ЕР. ПАВЛОВИЧ - АЯЧИ	29	2,5
655	200	АЯЧИ - АМАЗАР		
555	202	ЧИЧАТКА - СЕМИОЗЕРНЫЙ		
410	411	ЗЕЙСКАЯ ГЭС - МАГДАГАЧИ		

В существующей схеме сети ПС Чичатка, ПС Аячи, ПС Семизёрный, ПС Амазар фактически получают питание по одной цепи. При этом отключение единственной питающей ВЛ приводит к погашению этих ПС до перезапитки от соседней энергосистемы.





Вывод:

Таким образом, в данной главе выполнены анализ балансов мощности связываемых энергосистем, структурный анализ Амурской энергосистемы и Забайкальской энергосистемы, дана характеристика источников питания и выполнены расчёты электрических режимов в существующей сети – до параллельной работы.

Выполненная работа показала дефицит мощности в Забайкальской энергосистеме и наличие четырех ПС 220 кВ на участке Могоча – Ерофей Павлович, имеющих одностороннее питание.

## 2 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЕЭС РОССИИ ПРИ ОБЪЕДИНЕНИИ ОЭС ВОСТОКА И ОЭС СИБИРИ

### 2.1 Достоинства объединения энергосистем

Общее стремление к объединению энергетических систем вызвано огромными преимуществами по сравнению с отдельными станциями.

При создании объединенных энергетических систем можно уменьшить суммарную установленную мощность электростанций.

Большая совокупность потребителей электрической энергии характеризуется графиком нагрузки. Максимум суммарной нагрузки системы меньше, чем сумма максимумов нагрузок отдельных потребителей. Это объясняется несовпадением отдельных максимумов из-за различных условий работы потребителей. В энергетических системах, охватывающих обширные географические районы, несовпадение максимумов вызвано расположением потребителей в разных часовых поясах. Установленная мощность электростанций в системе должна быть достаточной для покрытия максимальных нагрузок потребителей. Кроме того, исходя из требований, предъявляемых к надежности работы систем, должна предусматриваться резервная мощность генераторов. При параллельной работе электрических станций резервная мощность может быть уменьшена [12].

При объединении разных типов электростанций можно более полно использовать гидроэнергетические ресурсы.

Расход воды в реке колеблется в больших пределах. Для надежного снабжения электроэнергией потребителей мощность ГЭС при изолированной ее работе нужно выбирать исходя из обеспеченного расхода воды. В случае

Объединение нескольких электростанций разных видов позволяет повысить экономичность выработки электроэнергии.

Энергетические системы дают возможность согласованно работать тепловым и гидроэлектростанциям. В самом деле, в период недостатка воды на ГЭС (зимой) выработка электроэнергии на них снижается и потребители обес-

печиваются электроэнергией в большей мере от ТЭС. Наоборот, летом при большом притоке воды ГЭС работают на полную мощность, а выработка электроэнергии ТЭС снижается. Это обеспечивает экономию топлива и, следовательно, уменьшает себестоимость электроэнергии.

В связи с тем, что в энергосистеме Забайкальского края имеются только тепловые электрические станции, то при объединении энергосистем ОЭС Сибири и ОЭС Востока можно снизить суммарную стоимость выработки электрической энергии за счёт снижения генерации на ТЭС Забайкальского края и увеличения выработки на Зейской ГЭС.

Создание объединенных энергосистем позволяет повысить надежность электроснабжения потребителей.

больших расходов часть воды пришлось бы сбрасывать мимо турбин.

При объединении энергосистем ОЭС Сибири и ОЭС Востока по линиям 220 кВ основной эффект связан с бесперебойностью электроснабжения железнодорожного транспорта.

Отдельные элементы системы (генераторы, трансформаторы, ЛЭП и др.) в результате аварий могут выходить из строя. В этих случаях часть потребителей может потерять питание.

## **2.2 Расчёт и анализ режимов после объединения ОЭС**

После объединения ОЭС Востока и ОЭС Сибири по рассматриваемой связи 220 кВ ПС 220 кВ Амазар, Чичатка, Аячи-тяговая и Семиозёрный будут обеспечиваться в нормальном режиме питанием с двух сторон.

При этом значительно уменьшится вероятность их полного погашения и появится возможность передавать мощность из Амурской энергосистеме в Забайкальскую и обратно.

На рисунке 2.1 показан режим при объединении энергосистем с отключением ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша-тяговая. При этом ВЛ 220 кВ Сквородино-Бам-тяга загружается на 185 А. Данный режим рассматривается, так как данный участок будет ограничивать выдачу мощности Зейской ГЭС в Забайкальский край именно в таком режиме.

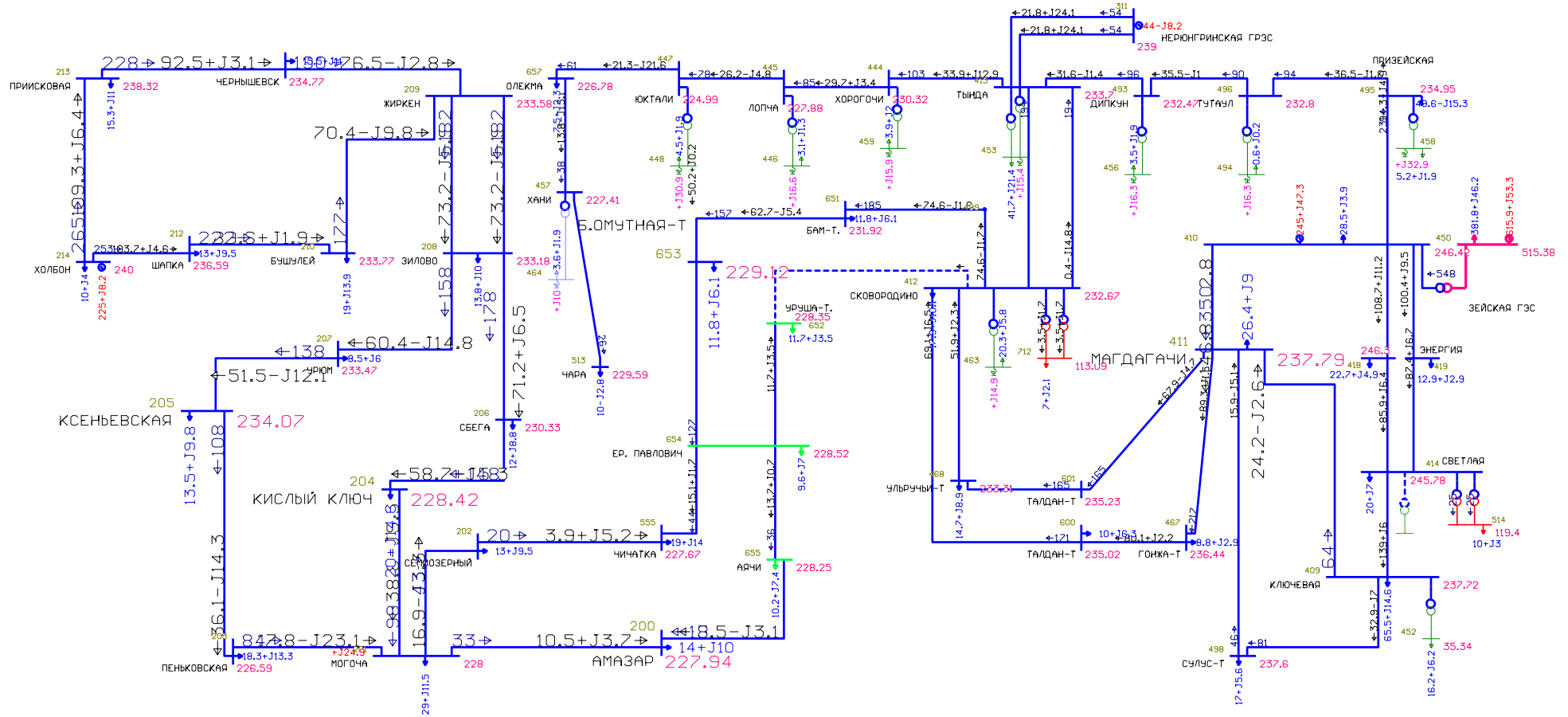


Рисунок 2.1 - Отключение ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша-тяговая( без изменения перетока мощности)

Далее проведены расчёты режимов на основании сделан вывод о возможности передачи мощности из Амурской области в Забайкальский край даже в послеаварийном режиме с отключением одной из ВЛ 220 кВ.

На рисунке 2.2 показан режим при объединении энергосистем с отключением ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша-тяговая при уменьшении выдачи Хараноской ГРЭС на 75 МВт.

На рисунке 2.3 показан режим при объединении энергосистем с отключением ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша-тяговая при уменьшении выдачи Хараноской ГРЭС на 125 МВт. Загрузка ВЛ 220 кВ Сквородино-Бам-тяговая в данном режиме составляет 531 А (58% с учётом отрицательной температуры). Так как длительно допустимый ток по данной ВЛ при +25 °С равняется 710 А то передача такой мощности в летний период вполне допустима.

На рисунке 2.4 показан режим при объединении энергосистем с отключением ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша-тяговая при уменьшении выдачи Хараноской ГРЭС на 175 МВт. Загрузка ВЛ 220 кВ Сквородино-Бам-тяговая в данном режиме составляет 763 А (84% с учётом отрицательной температуры). Так как длительно допустимый ток по данной ВЛ при +25 °С равняется 710 А, то уменьшение передаваемой мощности в летний период не должно быть больше 125 МВт.

На рисунке 2.5 показан нормальный режим при объединении энергосистем с отключением ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша-тяговая при уменьшении выдачи Хараноской ГРЭС на 175 МВт.

Сравнение потерь активной мощности в различных режимах работы приведено в таблице 2.1. Согласно результатам расчёта увеличение перетока мощности из Амурской области в Забайкальский край будет приводить к увеличению потерь электрической энергии. Однако, такие перетоки мощности позволят снизить выработку электрической энергии на Хараноской ГРЭС.

Итоговый эффект будет определён далее.



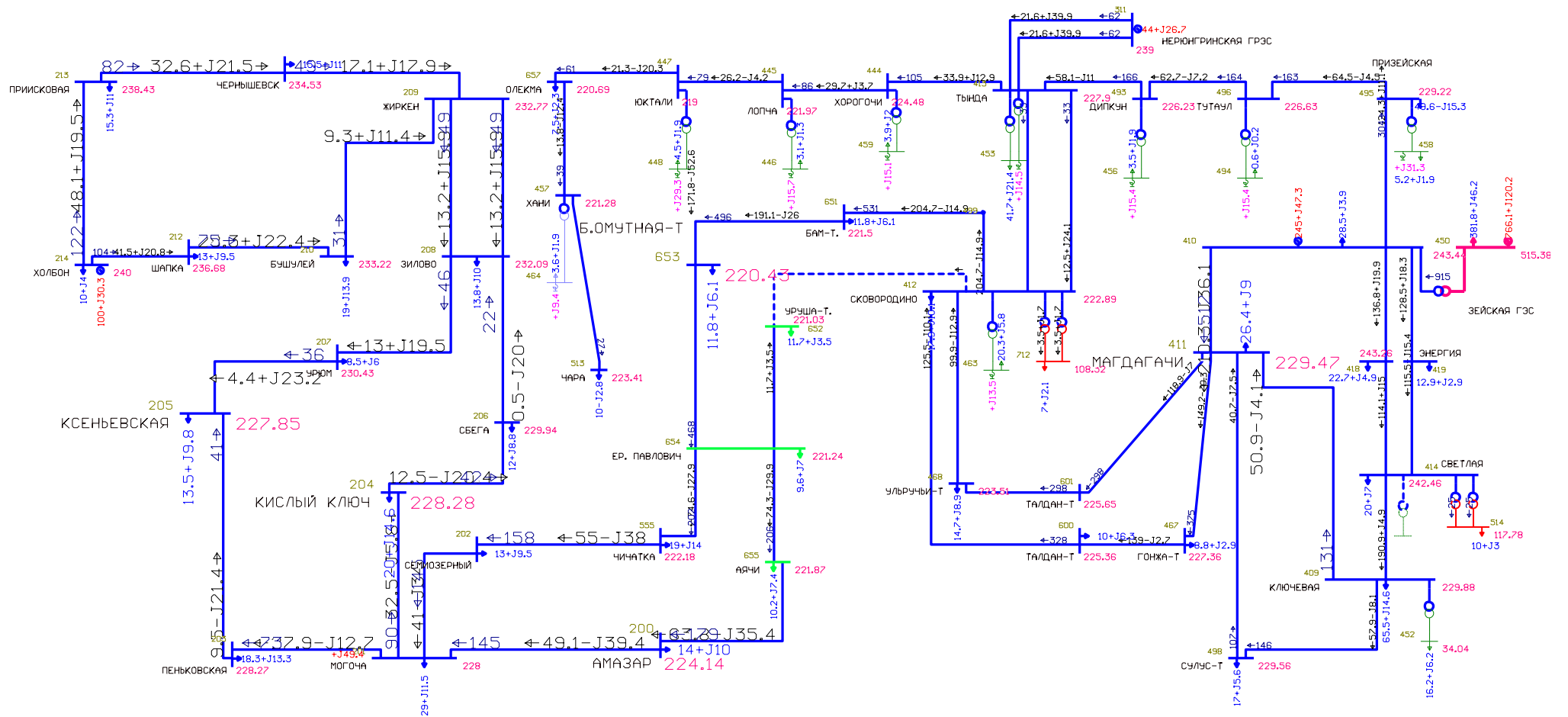


Рисунок 2.3- Отключение ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша-тяговая при уменьшении выдачи Хараноской ГРЭС на 125 МВт.

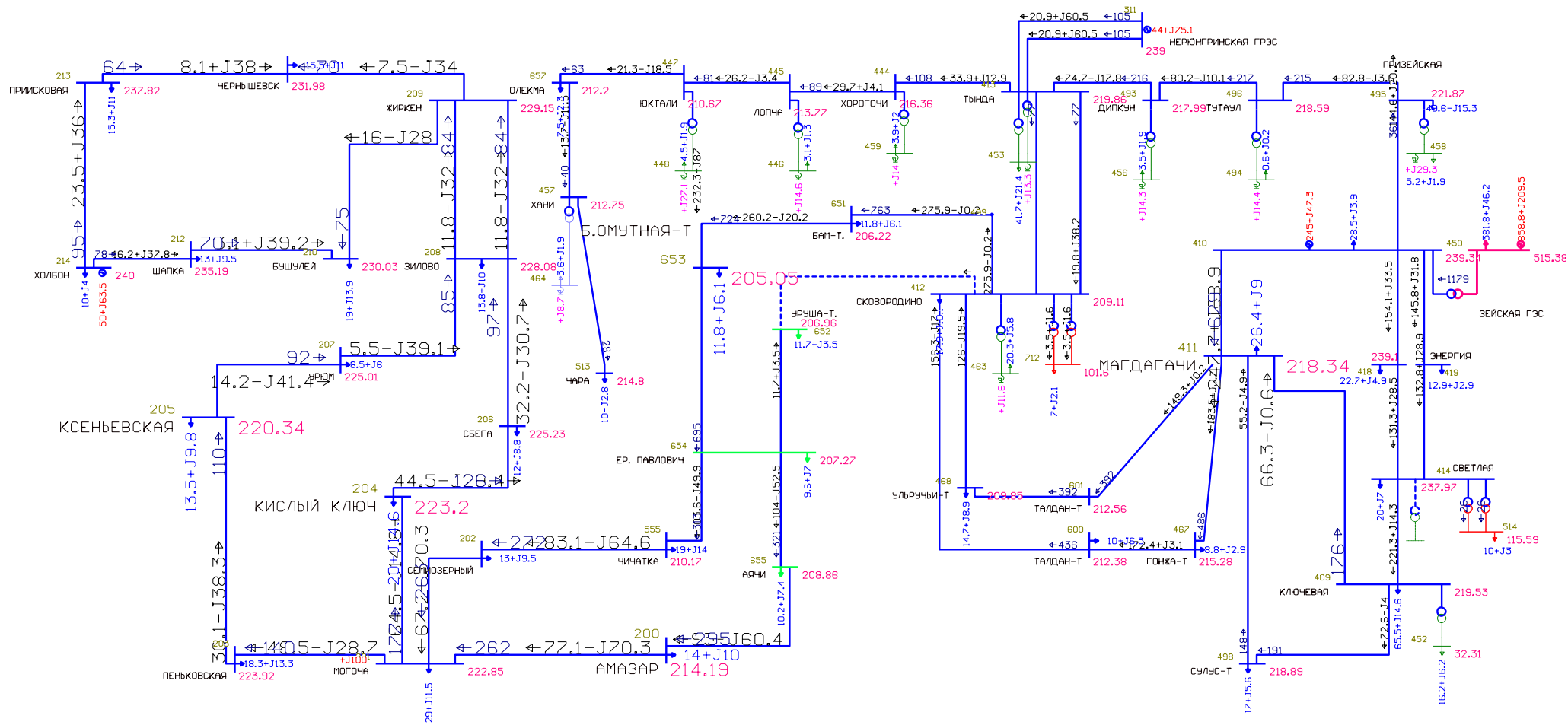


Рисунок 2.4 - Отключение ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша-тяговая при уменьшении выдачи Хараноской ГРЭС на 175 МВт.



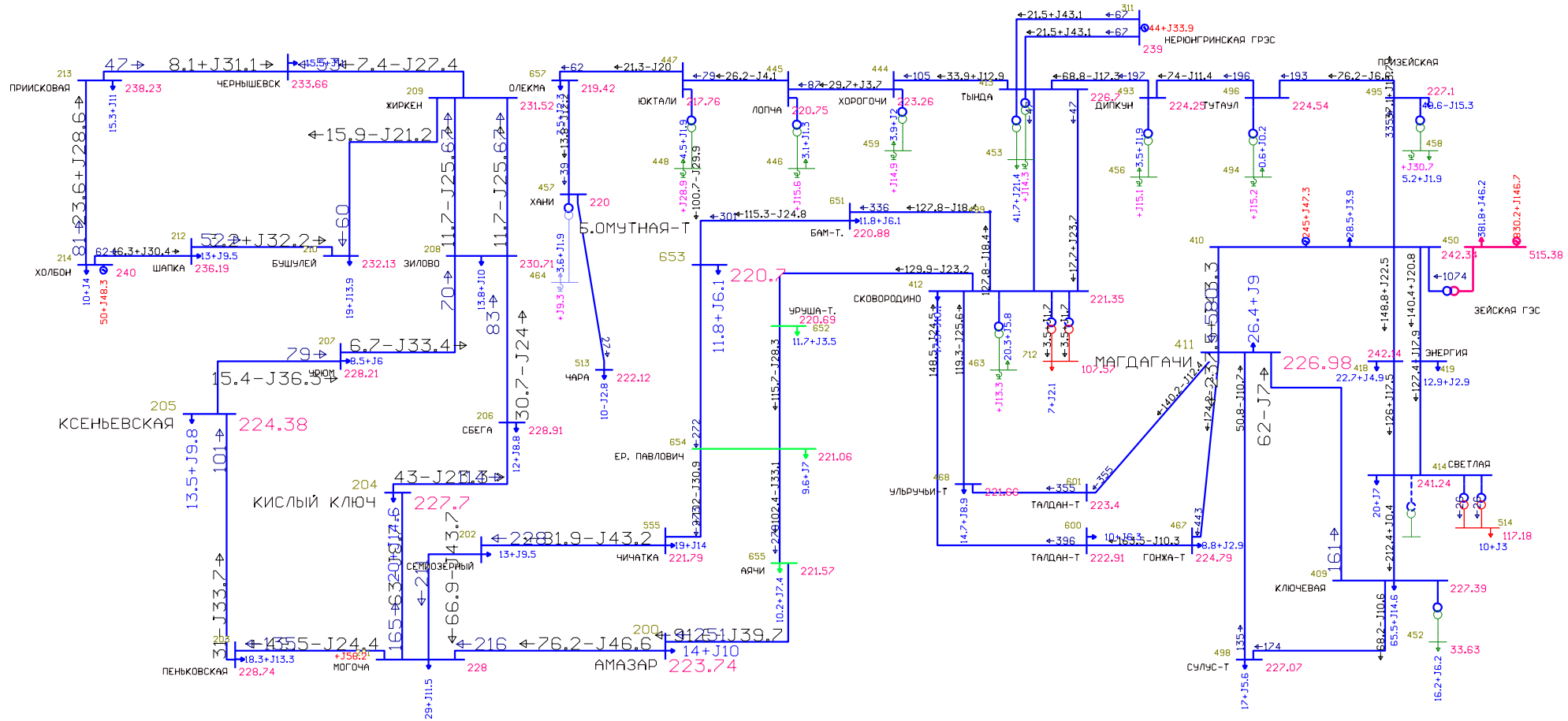


Рисунок 2.5 - Уменьшение выдачи Харановской ГРЭС на 175 МВт. Нормальный режим.

Таблица 2.1 - Сравнение потерь активной мощности в различных режимах работы

Характеристика режима	Рген, МВт	Рнаг, МВт	Др, МВт	Изменение (увеличение), МВт
Выдача ЗГЭС на 175 МВт больше и уменьшение генерации на Харанорской ГРЭС	1,169	1,102	67.67	39.85
Выдача ЗГЭС на 125 МВт больше и уменьшение генерации на Харанорской ГРЭС	1,146	1,102	44.14	16.32
Выдача ЗГЭС на 75 МВт больше и уменьшение генерации на Харанорской ГРЭС	1,134	1,102	31.97	4.15
Объединение без увеличения перетока мощности	1,129	1,102	27.91	0.09
Раздельная работа Амурской и Забайкальской ЭС (существующий режим)	1,129	1,102	27.82	-

### 2.3 Определение эффекта от объединения энергосистем

Величина системного экономического эффекта от объединения ОЭС Востока и ОЭС Сибири ( $\mathcal{E}_t$ ) согласно [12] может быть определена по следующему выражению:

$$\mathcal{E}_t = \Delta C p_t - \Delta C w_t + \Delta C o_t - \Delta C u_t + \Delta C d p_t, \quad (2.1)$$

где:  $\Delta C p_t$  - изменение выручки от реализации электроэнергии (не рассматривается, так как оценивается эффект от перераспределения мощности);

$\Delta C w_t$  - изменение издержек на покупку потерь электроэнергии;

$\Delta C o_t$  - эффект от перехода потребителей на систему электроснабжения с регионального рынка на ФОРЭМ (не учитывается);

$\Delta C u_t$  - изменение ожидаемых затрат на возмещение ущерба у потребителей от перерывов или ограничений электроснабжения;

$\Delta C d p_t$  - другие возможные виды эффекта (эффект от уменьшения расхода топлива за счёт замещения мощности ГРЭС мощностями ГЭС).

После объединения ОЭС Востока и ОЭС Сибири изменятся ожидаемые затраты на возмещение ущерба у потребителей от перерывов за счёт повышения

надёжности питания потребителей ОЭС Востока и ОЭС Сибири, изменятся потери активной энергии.

*Для примера рассмотрим случай выдачи ЗГЭС на 175 МВт больше и уменьшение генерации на Харанорской ГРЭС.*

Величина системного экономического эффекта от объединения определяется по следующему выражению, [12]:

$$\mathcal{E} = \Delta Cw_{\tau} + \Delta Cu_{\tau} + \Delta C\partial p_{\tau}. \quad (2.2)$$

Изменение издержек на покупку потерь электроэнергии определяется по выражению:

$$\Delta Cw_{\tau} = \Delta W_{\text{пок}_{\tau}} \cdot C_{\tau, \text{пок}}, \quad (2.3)$$

$$\Delta Cw_{\tau} = 39,85 \cdot 6150 \cdot 1750,97 = 429,12 \text{ млн.руб.}$$

где  $\Delta W_{\text{пок}_{\tau}}$  – расчетное изменение потерь электроэнергии в сети, вызванные реконструкцией сети объекта при  $T_{\text{макс}}=6150$  ч, [14];

$C_{\tau, \text{пок}}$ , - тариф покупки потерь, 1750,97 руб/МВт\*ч, [16].

Изменение издержек от повышения надёжности электроснабжения будет равно:

$$\Delta Cu_{\tau} = Y_{\text{нед}1} - Y_{\text{нед}2}, \quad (2.4)$$

где  $Y_{\text{нед}1}$  – ущерб от недоотпуска до объединения энергосистем, млн.руб.;

$Y_{\text{нед}2}$  – ущерб от недоотпуска после объединения энергосистем, млн.руб.

$$\Delta Cu_{\tau} = 67,22 - 10,06 = 57,16 \text{ млн. руб.}$$

Расчёт эффекта от повышения надёжности сети приведён далее в п. 2.4.

Данный эффект учитывается во всех вариантах.

Перетоки мощности по сети 220 кВ увеличиваются, что приведёт к росту потерь, но появится эффект от экономии топлива на электрической станции.

Будем считать, что увеличение выработки на ГЭС мощности приведёт к снижению затрат на производство электроэнергии на ГРЭС на стоимость сэкономленного топлива, тогда:

$$\Delta C \partial p_t = B_{\text{эк}} \cdot C_0 = 588491 \cdot 1217 = 716 \text{ млн.руб.}, \quad (2.5)$$

где  $B_{\text{эк}}$  - экономия натурального топлива на Харанорской ГРЭС за счёт уменьшения выработки мощности на 175 МВт (на 1 076 250 тыс. кВт\*ч);

$C_0$  - стоимость топлива на Харанорской ГРЭС, 1217 руб./т, [2].

$$B_{\text{эк}} = \frac{B_{\text{ум}}}{k}, \quad (2.6)$$

$$B_{\text{эк}} = \frac{370338}{0,6293} = 588491,$$

где  $k=0.6293$  переводной коэффициент для Харанорского угля, [17];

$B_{\text{ум}}$  - экономия условного топлива за счёт уменьшения выработки на Харанорской ГРЭС;

$$B_{\text{ум}} = \Delta W \cdot B_0 = 1076250 \cdot 344,1 = 3770338 \text{ т}, \quad (2.7)$$

где  $B_0 = 344,1$  г/кВт\*ч- удельный расход условного топлива на Харанорской ГРЭС, [17];

$\Delta W$  - уменьшение вырабатываемой электрической энергии за год на Харанорской ГРЭС (равно 1 076 250 тыс. кВт\*ч).

Для остальных расчётных случаев расчёт проведен аналогично, результаты приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Эффекты от объединения ОЭС Сибири и ОЭС Востока

Характеристика режима	$\Delta P$ , МВт	Изменение, МВт	$\Delta C_{wt}$ , млн.руб.	Вут, т	Вэк, т	$\Delta C_{др}$ , млн.руб.	$\Delta C_{ит}$ , млн.руб.	Э, млн.руб.
Выдача ЗГЭС на 175 МВт больше и уменьшение генерации на Харанорской ГРЭС	67,67	39,85	-429,12	370338	588491	716,19	57,16	344,23
Выдача ЗГЭС на 125 МВт больше и уменьшение генерации на Харанорской ГРЭС	44,14	16,32	-175,74	264527	420351	511,57	57,16	<b>392,98</b>
Выдача ЗГЭС на 75 МВт больше и уменьшение генерации на Харанорской ГРЭС	31,97	4,15	-44,69	158716	252211	306,94	57,16	319,41
Объединение без увеличения перетока мощности	27,91	0,09	-0,97	0	0	0	57,16	56,19
Раздельная работа Амурской и Забайкальской ЭС (существующий режим)	27,82	-					-67,22	-

## 2.4 Расчёт изменения ожидаемых затрат на возмещение ущерба у потребителей от перерывов или ограничений электроснабжения

В качестве показателя надежности используется вероятность отказов элементов сети 220 кВ. Расчет надежности произведем аналитическим методом [18]. Данный метод заключается в определении количественных вероятностных значений надежности, для случая полного погашения участка сети «Ерофей Павлович/т-Могоча» включающем ПС «Аячи/т», ПС «Амазар», ПС «Семиозерный», ПС «Чичатка».

Составляется расчетная схема (рисунок 2.7—2.8). В схему замещения (рисунок 2.6) входят те элементы, которые влияют на надежность системы электроснабжения, к таким элементам относятся: линии, выключатели ВН, трансформаторы.

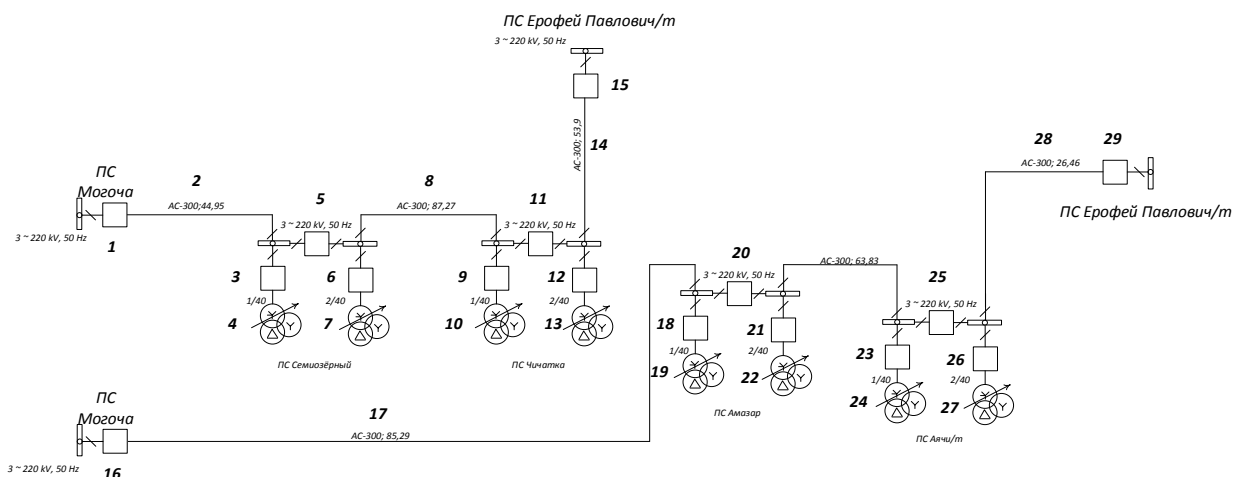


Рисунок 2.6 - Расчетная схема сети до объединения

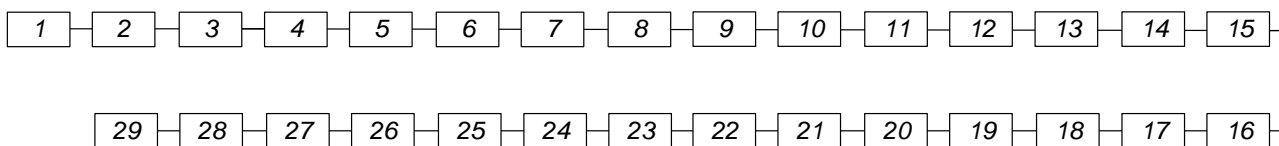


Рисунок 2.7 – Схема замещения сети 220 кВ до объединения

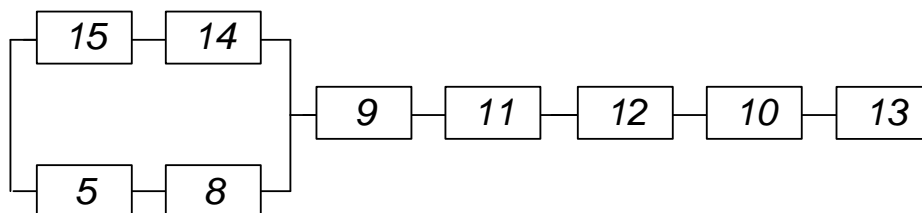


Рисунок 2.8 – Схема замещения сети 220 кВ после объединения

После объединения энергосистем рассматривается одновременное отключение линий связи «Ерофей Павлович/т-Могоча» и погашение ПС «Чичатка».

Справочные данные по элементам сети показаны в таблице 2.3, [19].

Таблица 2.3 – Параметры надежности элементов схемы

Элемент схемы	$\lambda$ , 1/год	$t_B$ , ч	q
до объединения			
Выключатели 220 кВ, (элегазовые)	0,02	55	0,000126
ВЛ 220 кВ (одноцепная L=361,7 км)	0,0034	14,3	0,002008
Трансформатор 220 кВ	0,035	70	0,000280
после объединения			
Выключатели 220 кВ, (элегазовые)	0,02	55	0,000126
ВЛ-8 220 кВ (одноцепная L=87,27 км)	0,0034	14,3	0,000484
ВЛ-14 220 кВ (одноцепная L=53,9 км)	0,0034	14,3	0,000299
Трансформатор 220 кВ	0,035	70	0,000280

Расчет производится по следующей методике:

1. Определяются вероятности отказа каждого элемента схемы замещения, на примере выключателя 220 кВ:

$$q = \frac{\lambda \cdot t_B}{8760}; \quad (2.8)$$

$$q = \frac{0,02 \cdot 55}{8760} = 0,000126.$$

2. Рассчитывается вероятность отказа схемы в целом. Схема замещения для каждого варианта эквивалентруется в смысле надёжности:

$$q_1 = q_l + 16 \cdot q_6 + q_{mp} \cdot 8;$$

$$q_1 = 0,002008 + 16 \cdot 0,000126 + 8 \cdot 0,00028 = 0,0062541;$$

$$q_2 = (q_{л8} + q_{65}) \cdot (q_{л14} + q_{615}) + q_{mp} \cdot 2 + 3 \cdot q_6;$$

$$q_2 = (0,000484 + 0,000126) \cdot (0,000299 + 0,000126) + 0,00028 \cdot 2 + 3 \cdot 0,000126 = 0,0009363;$$

3. Ущерб от недоотпуска до и после объединения ЭЭС можно определить по выражению, [20]:

$$Y_{нед} = \alpha \cdot P_{переток} \cdot q_c \cdot K_{инф}, \quad (2.9)$$

Для существующей схемы ущерб от перерывов энергоснабжения для 4 рассмотренных ПС равен:

$$Y_{нед1} = 7,5 \cdot 0,0062541 \cdot 56,2 \cdot 25,5 = 67,22 \text{ млн.руб.},$$

После объединения ОЭС Востока и Сибири ущерб от перерывов энергоснабжения для 4 рассмотренных ПС равен:

$$Y_{нед2} = 7,5 \cdot 0,0009363 \cdot 56,2 \cdot 25,5 = 10,06 \text{ млн.руб.},$$

$$P_{переток} = 19 + 10,2 + 13 + 14 = 56,2 \text{ МВт};$$

где  $\alpha$  - расчетный годовой ущерб от аварийных ограничений электроснабжения по рисунку 2.9 из [20] при величине бытовой нагрузки 50% (кривая 1 с наибольшем расчётном ущербе) и доле  $\varepsilon = 1$ , 7,5 тыс.руб./кВт;

$K_{инф}$  - коэффициент приведения к ценам 2002 года [9], 25,5;

$P_{переток}$  – переток мощности, принимается сумма нагрузок ПС «Аячи/т», ПС «Амазар», ПС «Семиозерный», ПС «Чичатка».

На основании расчёта электрических режимов и параметров надёжности наиболее эффективным при объединении ОЭС является вариант передачи мощности из ОЭС востока в ОЭС Сибири в объёме до **125 МВт**, что позволяет ежегодно сэкономить **393 млн. руб.**



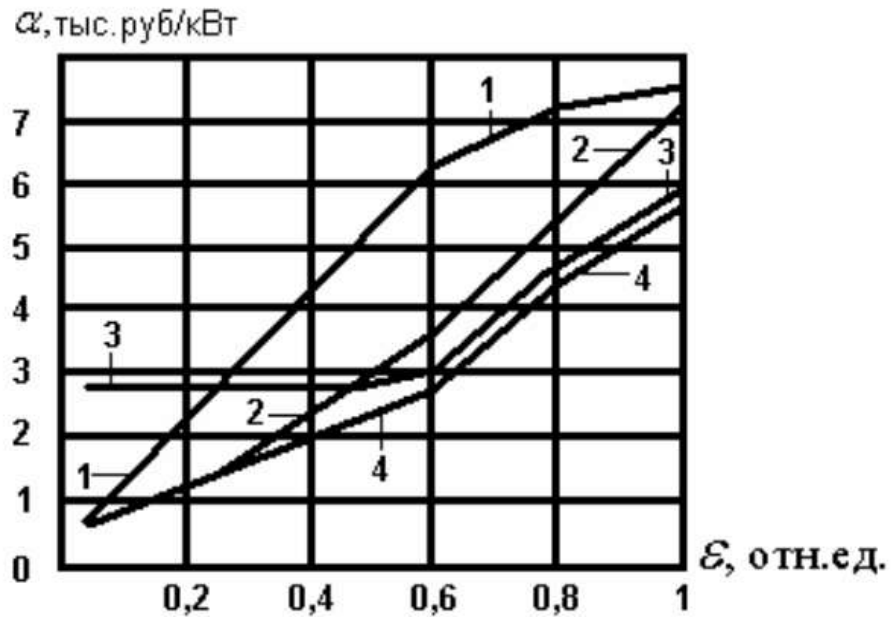


Рисунок 2.9 - Расчетный годовой ущерб от аварийных ограничений электропитания (номер кривой 1)

Далее рассмотрены технические средства позволяющие осуществить не-синхронную связь ОЭС.

Вывод:

В данной главе проведён расчёт и анализ электрических режимов после объединения ОЭС Востока и ОЭС Сибири, определены эффекты от объединения ОЭС Востока и ОЭС Сибири, связанные с экономией топлива на Харанорской ГЭС и повышения надёжности энергоснабжения тяговых ПС на участке Могоча-Ерофей Павлович.

### 3 АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЪЕДИНЕНИЯ

Подстанция Могоча размещается на стыке двух объединённых энергосистем: ОЭС Сибири и ОЭС Востока. В 80-е годы прошлого столетия исследовалась возможность организации параллельной работы энергосистем на данной подстанции, но в связи с отсутствием в то время технической возможности, данное решение не могло быть реализовано.

К проблеме объединения энергосистем на ПС Могоча вернулись в начале 2000-х годов. В 2005 году по заданию института "Энергосетьпроект", являющегося в то время генеральным проектировщиком данного объекта, было выполнено технико-экономическое сравнение объединения энергосистем на ПС 220 кВ "Могоча" по четырём вариантам [15]:

- вставка постоянного тока на базе установок СТАТКОМ (ВПТН);
- вставка несинхронной связи на базе АС ЭМПЧ;
- вставка постоянного тока традиционного типа (ВПТ);
- вставка несинхронной связи на базе вращающегося трансформатора VFT.

Характеристика наиболее конкурентно способных устройств приведена в таблице 3.1. На основании данной работы ОАО "ФСК ЕЭС" было принято решение об установке на подстанции преобразовательного комплекса на базе установок СТАТКОМ Российского производства, [15].

Таблица 3.1 – Характеристика конкурентно способных устройств

№	Название	Характеристика устройства	Область применения	Производство
1	2	3	4	5
1.	Вставка постоянного тока на обычном тиристоре (ВПТ)	Вставка на базе выпрямителя и инвертора, построена на базе однооперационных тиристоров. Требуются для работы источники реактивной мощности от 50 до 100% установочной мощности ВПТ.	ВПТ применяется для несинхронного объединения энергосистем. Не эффективна в электрических сетях, имеющих дефицит реактивной мощности. Не возможен автономный режим работы.	Освоено в России и за рубежом

1	2	3	4	5
2.	Вставка постоянного тока на основе СТАТКОМов (ВПТН)	Вставка на базе двух СТАТКОМов, объединенных общим звеном постоянного тока ирвключаемых в расщелку линий электропередачи, связывающих две электрические системы. Обеспечивает регулирование как активной, так и реактивной мощности в широких пределах.	ВПТН широко применяется для несинхронного объединения любых энергосистем, в том числе и по межсистемным связям, относящих к категории «слабых». Обеспечивается возможность работы в автономном режиме. Применяется в любых сетях.	Освоено за рубежом. В России ведутся проектные работы
3.	Электромашинные преобразователи частоты	Две асинхронизированные машины с жестко связанными валами, работающие в общем случае при различных частотах энергосистемы. Являются электромеханическим аналогом вставки постоянного тока, состоящей из двух СТАТКОМов. Обладают высокой перегрузочной способностью. В отличие от ВПТН обе части энергосистемы электрически не связаны	Область применения АС ЭМПЧ такая же, что и ВПТН. Особенно эффективен АС ЭМПЧ при питании нагрузок чувствительных к посадкам напряжения и потребителей с импульсной нагрузкой.	Производство отсутствует

### 3.1 Вставка постоянного тока на базе установок СТАТКОМ

Вставка постоянного тока на базе технологии СТАТКОМ предназначена для преобразования переменного тока в постоянный и последующего преобразования постоянного тока в переменный. Она состоит из четырех блоков, в каждый из которых входит преобразователь напряжения, конденсаторная батарея, трехфазные группы фазных реакторов, система охлаждения, шкафы управления и другое. Достоинством системы управления новым оборудованием является использование принципа «троирования» – трехкратного резервирования передачи сигналов, применяемого, например, в авиации и космонавтике. Это обеспечит высокую надежность защиты оборудования от повреждений. (рисунок 3.1, 3.2, 3.3) [4]

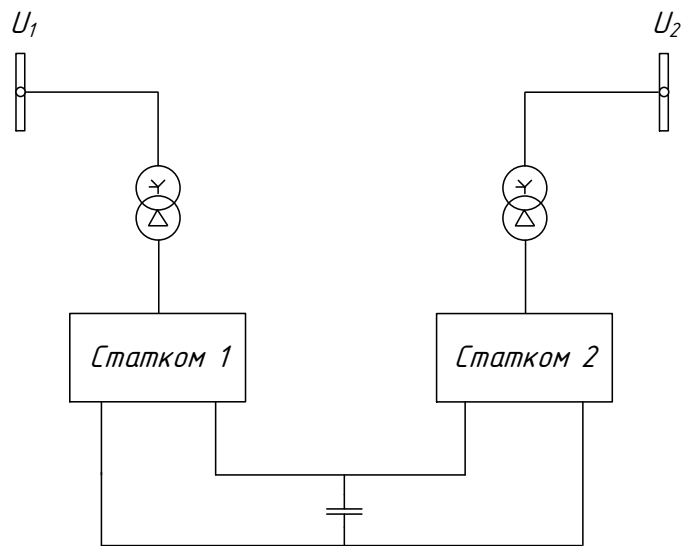


Рисунок 3.1 - Вставка постоянного тока на базе установок СТАТКОМ (ВПТН)

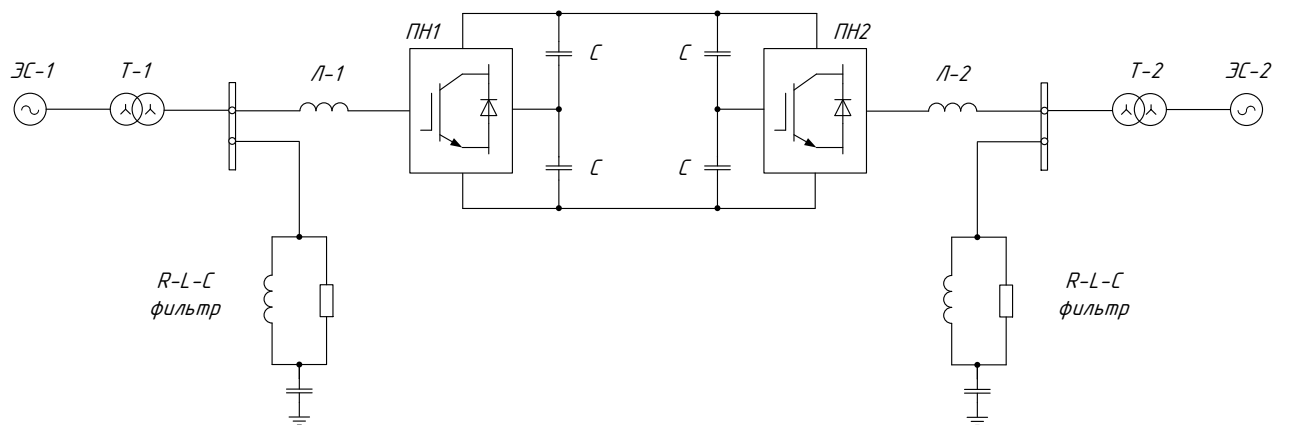


Рисунок 3.2 - Принципиальная схема ВПТН на ПС Могоча



Рисунок 3.3 – Фото СТАТКОМ на ПС Могоча

### 3.2 Использование асинхронизированного электромеханического преобразователя частоты (АС ЭМПЧ)

АС ЭМПЧ представляет собой агрегат из двух машин переменного тока одинаковой мощности с жестко соединенными валами, одна из которых выполнена как асинхронизированная синхронная машина (АСМ), а другая — как АСМ или как синхронная машина (АС ЭМПЧ типа АСМ+СМ). Последний вариант конструктивно проще, но синхронная машина подключается к энергосистеме с более жесткими требованиями к качеству электроэнергии. Первая по направлению передачи мощности через АС ЭМПЧ машина работает в режиме двигателя, вторая — в режиме генератора [5].

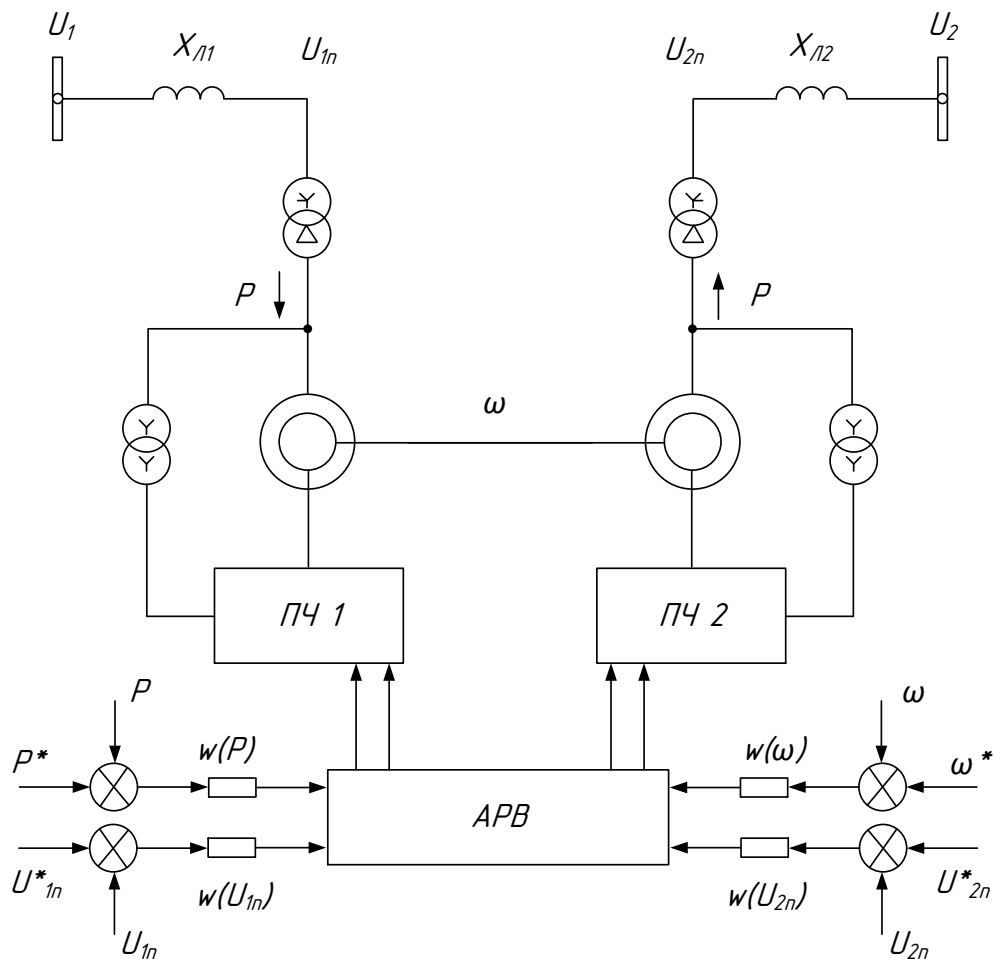


Рисунок 3.4 - Структурная схема агрегата, состоящего из двух асинхронизированных машин

Система возбуждения каждой АСМ содержит преобразователь частоты с непосредственной связью, питающий трехфазную обмотку возбуждения на шихтованном роторе. У преобразователя из двух АСМ четыре степени свобо-

ды, то есть одновременно и независимо могут регулироваться четыре параметра режима агрегата. Однако, как показали теоретические и экспериментальные исследования, на АС ЭМПЧ типа АСМ+СМ реализуемы все режимы, возможные на АС ЭМПЧ типа АСМ+АСМ, в том числе и режимы потребления реактивной мощности со стороны обеих машин. Допустимая разность частот объединяемых энергосистем, а также управляемость АС ЭМПЧ определяются «потолочной» величиной напряжения возбуждения машин, [5].

### 3.3 Традиционная вставка постоянного тока на преобразователях тока

Достоинство данной технологии - относительная низкая стоимость, хорошо изученная и надежная технология

Основным недостатком данного решения является необходимость установки дополнительных мощных источников реактивной мощности

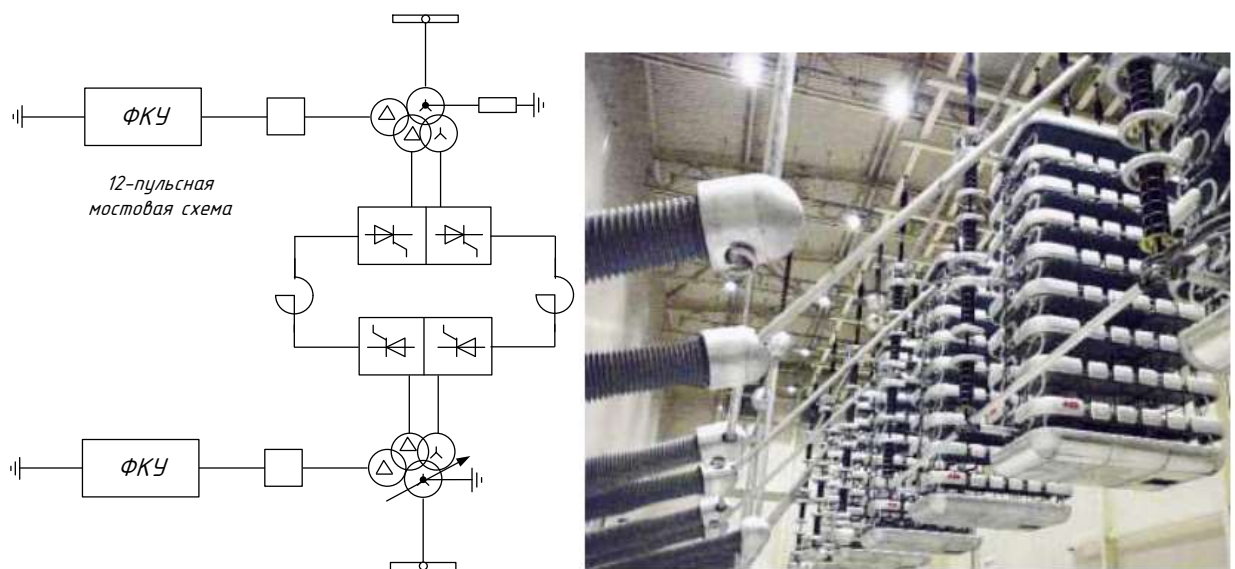


Рисунок 3.5 - Вставка постоянного тока на преобразователях тока

### 3.4 Вращающийся трансформатор типа VFT

Компанией General Electric разработан вращающийся трансформатор с изменяемой частотой вращения (VFT) для управляемой двунаправленной передачи мощности между несинхронно работающими сетями [1].

Функционально VFT подобен преобразовательной вставке постоянного тока. VFT разрабатывался General Electric с 1995 г. С 1999 г. началась совместная работа с Hydro-Quebec TransEnergie по созданию практической межсистем-

ной связи. О приемке и испытаниях VFT сообщалось на конференции Canada Power, Toronto, 28-30.09.2004. VFT установлен, испытан и принят компанией Hydro-Quebec на подстанции Langlois для обмена мощностью 100 МВт между электрическими сетями Квебека и Нью-Йорка.

Система VFT (Variable Frequency Transformer), рассчитанная на передачу мощности 100 МВт, представляет собой вертикальный вращающийся трансформатор, конструкцией подобный гидрогенератору. Обмотка ротора такой машины вращается относительно статора с регулируемой частотой скольжения. Вращение производится двигателем постоянного тока мощностью 3750 л.с. (на 48/93 об/мин).

Угол положения ротора системы VFT может непрерывно управляться с помощью приводного устройства и системы управления, регулирующей поток мощности через систему VFT. Плавное управление передаваемой VFT мощностью осуществляется регулированием вращающего момента электродвигателя. Скорость вращения ротора выбирается в зависимости от

возможной разницы в частотах сетей, частота вращения может достигать величины около 3 об/мин.

Кольца, подводящие ток к обмотке ротора, рассчитаны на 4 кА переменного тока в каждой фазе с номинальным напряжением 17,5 кВ. Щетки — графитовые, кольца — медные, конструкция — общепринятая в электрических машинах. Применена специальная схема обдува щеток, устраняющая появление продуктов износа.

Инерция вращающейся системы достаточно высокая. При передаваемой мощности 100 МВА она соответствует инерционной постоянной  $H$ , равной 26 отн. ед.\*сек. Такая большая инерция поддерживает стабильность во время возмущений в сети сетями [1].

Основные задачи VFT сетями [1]:

- Минимизация отклонений от графика при оптимальном КПД гидроагрегатов ГЭС

- Почасовые изменения потока мощности по графику вместо коммутационных переключений, которых требуется немало
- Поддержание режима в период максимума нагрузки с возможностью использования большего числа блоков в Hydro-Quebec.

#### *Управление режимом VFT.*

С точки зрения управления режимом, VFT полностью подобен вставке постоянного тока. Возбуждение, пуск и остановка — автоматически выполняемая последовательность. При пуске VFT фазовый угол автоматически устанавливается на нуль с помощью синхронизирующего ключа, включается выключатель, и регулятор мощности устанавливается на нулевую мощность передачи. Оператор устанавливает нужную величину мощности МВт и скорость набора нагрузки МВт/мин. Регулятор мощности с обратной связью поддерживает величину мощности на постоянном уровне, установленном оператором. Уставка мощности может меняться при выполнении других функций управления: стабилизации частоты в сети (регулирование потока мощности, когда частота одной из сетей выходит за пределы мертвой зоны регулирования таким образом, что при снижении частоты VFT увеличивает импорт в эту сеть), демпфирования колебаний мощности (гашение электромеханических колебаний в области 0,2-1,0 Гц, для подстанции Langlois это не актуально, поэтому пока система не действует), реакции на сброс мощности. VFT имеет также изохронный регулятор, устанавливающий в сети, если она изолирована, частоту 60 Гц.

Контроллер управления реактивной мощностью выполняет следующие функции:

- работа по заданному графику выдачи мощности (управление батареями конденсаторов в зависимости от передаваемой мощности),
- регулирование напряжения (включение и отключение конденсаторов при выходе за заданную уставку),
- ручное управление оператором.



Система управления, выполненная на цифровых процессорах, имеет блок управления VFT, охватывающий пуск и остановку агрегата, регулирование мощности, режима в сети, реактивной мощности, работу при сбросе нагрузки и функции контроля работы всей схемы и ее частей сетями [1].

Резервированная защита включает типичные для подстанционных и станционных защит: от замыкания на землю, обратной последовательности, дифференциальную, от сверхтоков, от перенапряжений, от отказа выключателя, защита конденсаторов и синхронизатор.

Система управления связана с системой телеизмерений SCADA, она обрабатывает и передает данные на цифровые реле, процессор VFT и разные интеллектуальные устройства.

Характеристика технических средств рассматриваемых в качестве альтернативы для объединения ОЭС Востока и ОЭС Сибири приведена на листе № 2 графической части.

Вывод:

Таким образом, выполнен анализ технических средств, обеспечивающих параллельную несинхронную работу ОЭС Востока и ОЭС Сибири. По результатам сравнения показано, что целесообразно остановиться на связи с помощью двух групп СТАТКОМов.

## 4 ПРОВЕРКА СУЩЕСТВУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС

### 4.1 Расчёт токов короткого замыкания

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток к.з.

Расчет тока к.з. аналитическим способом включает:

1. составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;

2. преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;

3. определение искомого тока к.з.

Расчетный ток к.з. определяют в зависимости от назначения расчета: проверку на электродинамическую стойкость производят по току трехфазного к.з.; на термическую стойкость по току трехфазного или двухфазного к.з.; на отключающую способность выключателей - по току трехфазного к.з., а для сетей 110 кВ и выше - дополнительно по току однофазного к.з.

Расчет токов к.з. с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие, [22]:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;

– считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток к.з. учитывают приближенно;

– не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

– принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;

– не учитывают влияние нагрузки;

– при вычислении тока к.з. обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной затухания апериодической составляющей тока к.з. –  $T_a$ . В нашем случае  $T_a$  будем определять приближенно.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов к.з. (погрешность практических методов расчета не превышает 10 %, что принято считать допустимым).

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания в рассматриваемом участке сети между ПС «Ерофей Павлович/т» и ПС «Могоча» построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки, система – сопротивлениями и ЭДС. Рассматриваются электрически ближайшие и удаленные ПС к ПС «Ерофей Павлович/т» и ПС «Могоча» - ПС «Аячи» и ПС «Семиозерный».

Схема замещения для определения токов КЗ на ПС «Аячи» представлена на рисунке 4.1. ПС «Семиозерный» рассчитывается аналогично.

Расчёт выполняем в относительных единицах.

Примем базисную мощность, равную  $S_{\delta} = 100$  МВА.

За базисное напряжение примем:

$$U_{\delta 1} = 230 \text{ кВ},$$

$$U_{\delta 2} = 10 \text{ кВ}.$$

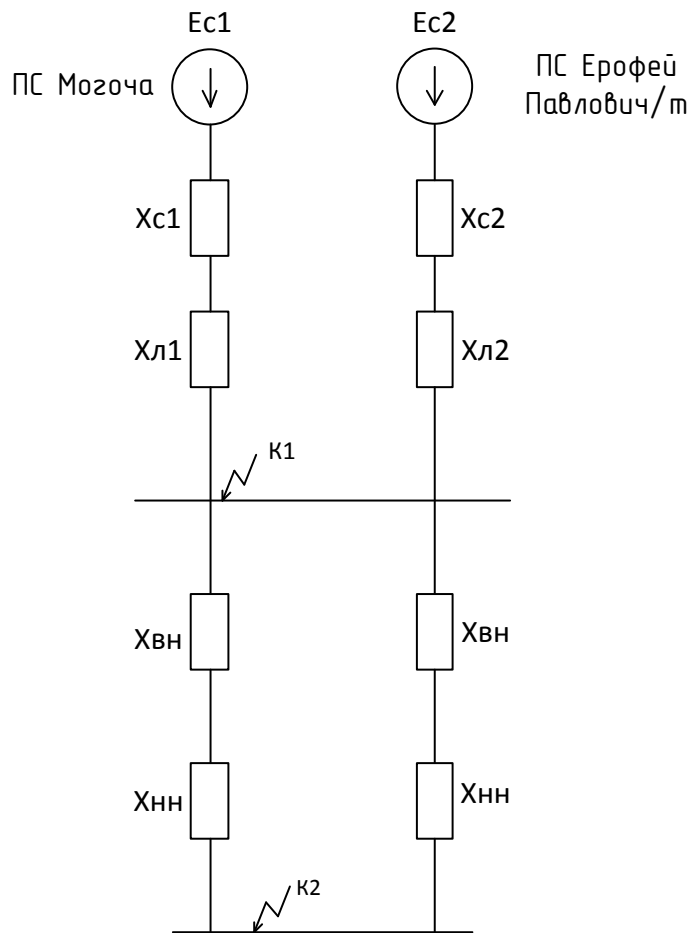


Рисунок 4.1 – Схема замещения для расчета токов к.з.

Базисный ток рассчитаем по следующей формуле:

$$I_{Б1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б1}} ; \quad (4.1)$$

$$I_{Б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,25 \text{ кА};$$

$$I_{Б2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,77 \text{ кА}.$$

Определение параметров схемы замещения.

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{но}^{(3)} \cdot U_{Б1}} ; \quad (4.2)$$

где  $I_{кз}$  - значение тока трёхфазного КЗ на шинах 220 кВ ПС «Ерофей Павлович», 3,7 кА и отключающая способность выключателя на ПС «Могоча», 40 кА;

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 3,7 \cdot 230} = 0,068 \text{ о.е.};$$

$$X_{C2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 40 \cdot 230} = 0,006 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформаторов:

$$X_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном.тр}} ; \quad (4.3)$$

$$X_{BH} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,3125 \text{ о.е.};$$

$$X_{HH} = \frac{9,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,2375 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_{Л} = X_{y\partial} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_B^2} ; \quad (4.4)$$

$$X_{Л1} = 0,429 \cdot 26,46 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,021 \text{ о.е.};$$

$$X_{Л2} = 0,429 \cdot (85,29 + 63,83) \cdot \frac{100}{230^2} = 0,121 \text{ о.е.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{к}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{экв}} \cdot I_{\sigma} . \quad (4.5)$$

где  $X_{э\kappa\beta}$  - эквивалентное сопротивление до точки к.з.

$I_{\delta}$  - базисный ток.

Ударный ток определяется по формуле:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (4.6)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (4.7)$$

где  $T_a$  - постоянная времени затухания, равная 0,03.

Произведем расчет тока к.з. в т. К1. Схема замещения представлена на рисунке 4.2.

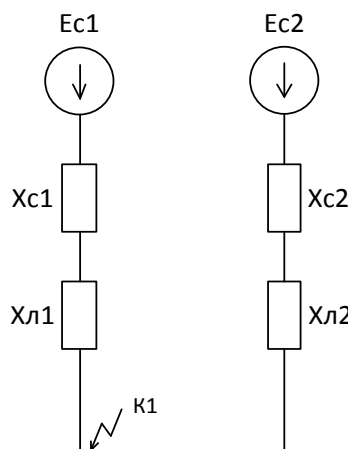


Рисунок 4.2 – Схема замещения для расчета тока к.з. в т. К1

Преобразуем схему замещения:

$$X_1 = X_{c1} + X_{л2}; \quad (4.8)$$

$$X_1 = 0,006 + 0,121 = 0,127 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = X_{c2} + X_{л1}; \quad (4.9)$$

$$X_2 = 0,068 + 0,021 = 0,089 \text{ о.е.};$$

$$X_{экв} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}; \quad (4.10)$$

$$X_{экв} = \frac{0,127 \cdot 0,089}{0,127 + 0,089} = 0,052 \text{ о.е.}$$

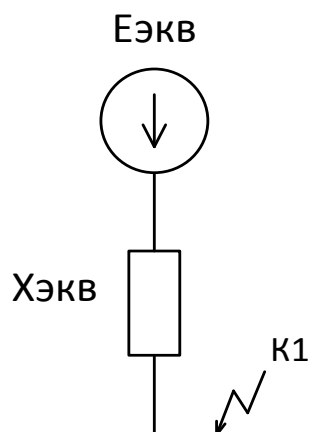


Рисунок 4.3 – Схема замещения после эквивалентирования

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{1}{0,052} \cdot 0,25 = 4,78 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,72$$

Ударный ток:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 4,78 = 11,6 \text{ кА.}$$

Произведем расчет тока короткого замыкания в точке К2.

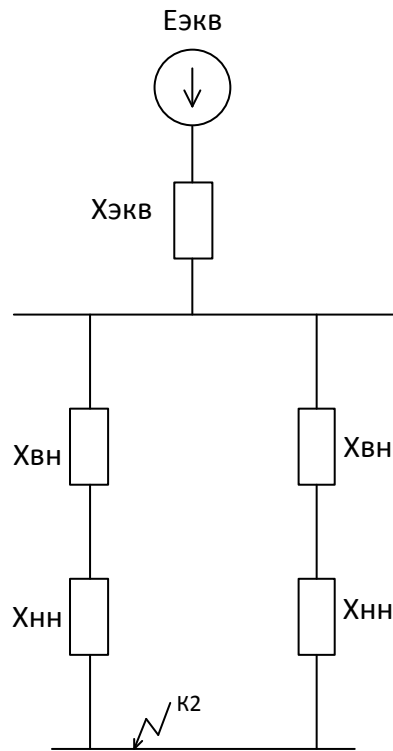


Рисунок 4.4 – Схема замещения для токов к.з. в точке К2

$$X_{\text{экв}2} = X_{\text{экв}} + \frac{(X_{\text{ВН}} + X_{\text{НН}}) \cdot (X_{\text{ВН}} + X_{\text{НН}})}{2 \cdot (X_{\text{ВН}} + X_{\text{НН}})} ; \quad (4.11)$$

$$X_{\text{экв}2} = 0,052 + \frac{(0,3125 + 0,2375) \cdot (0,3125 + 0,2375)}{2 \cdot (0,3125 + 0,2375)} = 0,327 \text{ Ом.}$$

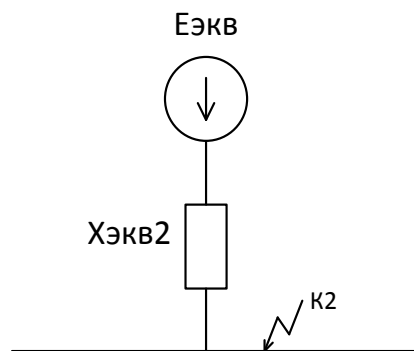


Рисунок 4.5 – Схема замещения после эквивалентирования  
Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{1}{0,327} \cdot 5,78 = 17,65 \text{ кА.}$$



Ударный коэффициент:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,72$$

Ударный ток:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 17,65 = 42,8 \text{ кА.}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

точка КЗ	Хс1, оe	Хс2, оe	Хл1, оe	Хл2, оe	Х1, оe	Х2, оe	Хэkv, оe	I(3)кз, кА	Iуд кз, кА
ПС Аячи 220 кВ	0,006	0,068	0,021	0,121	0,127	0,089	0,052	4,78	11,60
ПС Аячи 10 кВ							0,327	17,65	42,80
ПС Семиозерный 220 кВ	0,006	0,068	0,114	0,036	0,043	0,182	0,035	7,25	17,58
ПС Семиозерный 10 кВ							0,310	18,67	45,27

#### 4.2 Проверка выключателей 220-10 кВ

В РУ 220-10 кВ ПС «Аячи» и ПС «Семизёрный» применяются элегазовые выключатели ВГТ-220/2500 наружной установки и вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ-10/4000.

Необходимые для выбора оборудования максимальные рабочие токи находятся по формулам:

$$I_{\text{max.тр}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (4.12)$$

$$I_{\text{max.ВЛ}} = \frac{S_{\text{ВЛ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} , \quad (4.13)$$

где  $I_{\text{max.тр}}$  – максимальный рабочий ток в цепи трансформатора;

$I_{\max.ВЛ}$  – максимальный рабочий ток, текущий по ВЛ;

$S_{ВЛ}$  – максимальная мощность, текущая по ВЛ, МВА.

Максимальные рабочие токи на стороне 220 кВ:

$$I_{\max.гр.220} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 147 \text{ А};$$

$$I_{\max.ВЛ} = \frac{\sqrt{100^2 + 40^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 283 \text{ А}.$$

Проверку выключателей производят по следующим параметрам:

по длительному току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{НОМ}};$$

$$283 \text{ А} \leq 2500 \text{ А};$$

по отключающей способности:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}};$$

$$4,78 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

Проверка выключателя 220 кВ:

1. По термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{\text{н.о.К1}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}), \quad (4.14)$$

$$B_K = 4,78^2 \cdot (0,07 + 0,01 + 1) = 24,7 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $t_{\text{отк}}$  – собственное время отключения выключателя, принимаем  $t_{\text{отк}} = 0,08 \text{ с}$ ,  
из которых  $0,07 \text{ с}$  – собственное время отключения,  $0,01 \text{ с}$  – время срабатывания  
защиты;

$t_{\text{сел}}$  – ступень селективности РЗ, принимается  $0,5 \text{ с}$  от времени срабатыва-  
ния вводных выключателей  $10 \text{ кВ}$  принимается  $1 \text{ с}$ .

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}},$$

$$B_{\text{кном}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $I_{\text{терм}}$  - ток термической стойкости (справочная величина);

$t_{\text{терм}}$  - время протекания КЗ (справочная величина).

2. Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $t$ :

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{откл. ном}}, \quad (4.15)$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0.40 \cdot 40 = 22,56 \text{ кА},$$

где  $\beta_{\text{н}}$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_{\text{н}}=40\%$ ;

$I_{\text{откл. ном}}$  – номинальный ток отключения.

3. Проверим по отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{откл. ном}}. \quad (4.16)$$

б) на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но.к1}}^{(3)} + i_{\text{атк1}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right); \quad (4.17)$$

$$\sqrt{2} \cdot 4,78 + 4,78 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$11,5 \leq 57 \text{ кА}.$$

$$\sqrt{2} \cdot 7,25 + 7,25 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$17,5 \leq 57 \text{ кА}.$$

4. По динамической стойкости:

$$i_{y\partial} \leq i_{скв} \cdot \quad (4.18)$$

$$11,6 \leq 102 \text{ кА}.$$

Ударный ток берётся на основании расчетов короткого замыкания для точки К1. Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Сопоставление приведено в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Проверка выключателей 220 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
ПС Аячи		
220 кВ 2500 А 102 кА 4800 кА <sup>2</sup> с 40 кА 40 кА 22,56 кА	220 кВ 283 А 11,6 кА 24,6 кА <sup>2</sup> с 4,78 кА 4,78 кА 4,78 кА	$U_{ном} \leq U_{уст}$ $I_{ном} \leq I_{мах}$ $i_{y\partial} \leq i_{скв}$ $I^2_{терм} \cdot t_{терм} \leq B_{к.ном}$ $I_{по} \leq I_{вкл}$ $I_{по} \leq I_{откл}$ $i_{а.т} \leq i_{а.ном}$
ПС Семиозерск		
220 кВ 2500 А 102 кА 4800 кА <sup>2</sup> с 40 кА 40 кА 22,56 кА	220 кВ 283 А 17,58 кА 57 кА <sup>2</sup> с 7,25 кА 7,25 кА 7,25 кА	$U_{ном} \leq U_{уст}$ $I_{ном} \leq I_{мах}$ $i_{y\partial} \leq i_{скв}$ $I^2_{терм} \cdot t_{терм} \leq B_{к.ном}$ $I_{по} \leq I_{вкл}$ $I_{по} \leq I_{откл}$ $i_{а.т} \leq i_{а.ном}$

По данным проверки установленная марка выключателя в замене не нуждается.

Проверку выключателей 10 кВ производят по следующим параметрам:

по длительному току:

$$I_{\max.тр.10} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3237 \text{ A};$$

$$I_{\max} \leq I_{\text{НОМ}};$$

$$3237 \text{ A} \leq 4000 \text{ A};$$

по отключающей способности:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}};$$

$$17,65 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}.$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{\text{по К2}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a),$$

$$B_K = 17,65^2 \cdot (0,03 + 1,0 + 0,01) = 324 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $t_{\text{отк}}$  - собственное время отключения выключателя, принимаем  $t_{\text{отк}} = 0,03\text{с}$ , с учётом ступени селективности 1 с и времени срабатывания РЗ 0,01 с, [25]..

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} ;$$

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

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{откл ном}},$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 50 = 28,2 \text{ кА},$$

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

$I_{\text{ном откл}}$  – номинальный ток отключения.

Полный ток КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{по К2}}^{(3)} + i_{\text{ат К2}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left( 1 + \frac{\beta_H}{100} \right),$$

$$\sqrt{2} \cdot 17,65 + 17,65 \leq \sqrt{2} \cdot 50 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right),$$

$$42,5 \leq 98,7 \text{ кА},$$

$$\sqrt{2} \cdot 18,67 + 18,67 \leq \sqrt{2} \cdot 50 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right),$$

$$45 \leq 98,7 \text{ кА},$$

Сопоставление приведено в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Проверка выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
ПС Аячи		
10 кВ 4000 А 125 кА 7500 кА <sup>2</sup> с 50 кА 50 кА 28,2 кА	10 кВ 3237 А 42,8 кА 324 кА <sup>2</sup> с 17,65 кА 17,65 кА 17,65 кА	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \leq I_{\text{мах}}$ $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$ $I^2_{\text{терм}} \cdot t_{\text{терм}} \leq B_{\text{к.ном}}$ $I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$ $I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл}}$ $i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$
ПС Семиозерск		
10 кВ 4000 А 125 кА 7500 кА <sup>2</sup> с 50 кА 50 кА 28,2 кА	10 кВ 3237 А 45,27 кА 362 кА <sup>2</sup> с 18,67 кА 18,67 кА 18,67 кА	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \leq I_{\text{мах}}$ $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$ $I^2_{\text{терм}} \cdot t_{\text{терм}} \leq B_{\text{к.ном}}$ $I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$ $I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл}}$ $i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$

По данным проверки установленная марка выключателя в замене не нуждается.

### 4.3 Проверка разъединителей 220 кВ

Проверку разъединителей РДЗ.1(2)-220/1000 УХЛ1 производят аналогично выключателям.

По термической устойчивости:

$$B_{\text{к}} = I^2_{\text{н.о.к1}} \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}),$$

$$B_{\text{к}} = 4,78^2 \cdot (0,07 + 0,01 + 1) = 24,7 \text{ кА}^2\text{с},$$

По динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{скв}.$$

$$11,6 \leq 102 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Проверка разъединителей 220 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
ПС Аячи		
220 кВ 1000 А 102 кА 4800 кА <sup>2</sup> с	220 кВ 283 А 11,6 кА 24,6 кА <sup>2</sup> с	$U_{ном} \leq U_{уст}$ $I_{ном} \leq I_{мах}$ $i_{уд} \leq i_{скв}$ $I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \leq B_{к.ном}$
ПС Семиозерск		
220 кВ 1000 А 102 кА 4800 кА <sup>2</sup> с	220 кВ 283 А 17,58 кА 57 кА <sup>2</sup> с	$U_{ном} \leq U_{уст}$ $I_{ном} \leq I_{мах}$ $i_{уд} \leq i_{скв}$ $I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \leq B_{к.ном}$

По данным проверки установленная марка разъединителей в замене не нуждается.

#### 4.4 Проверка трансформаторов тока 220-10 кВ

Трансформаторы тока ТГФМ-220, установленные на ПС «Аячи» и ПС «Семиозерск» проверяются:

по току

$$I_{норм} (I_{мах}) \leq I_{1ном}.$$

по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = K_{эд} \sqrt{2} I_{1ном},$$

где  $K_{эд}$  – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{1ном}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока.

по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} .$$

Проверка по вторичной нагрузке не проводится, так как состав измерительной аппаратуры не меняется. Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ на шинах 220 кВ ПС. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Проверка трансформаторов тока 220 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
ПС Аячи		
220 кВ 400 А 63 кА 4800 кА <sup>2</sup> с	220 кВ 283 А 11,6 кА 24,6 кА <sup>2</sup> с	$U_{ном} \leq U_{уст}$ $I_{ном} \leq I_{мах}$ $i_{уд} \leq i_{скв}$ $I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \leq B_{к.ном}$
ПС Семиозерск		
220 кВ 400 А 63 кА 4800 кА <sup>2</sup> с	220 кВ 283 А 17,58 кА 57 кА <sup>2</sup> с	$U_{ном} \leq U_{уст}$ $I_{ном} \leq I_{мах}$ $i_{уд} \leq i_{скв}$ $I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \leq B_{к.ном}$

По данным проверки установленная марка трансформаторов тока в замене не нуждается.

Проверяем трансформаторы тока 10 кВ марки ТПЛ-10М, [25]. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Проверка трансформаторов тока 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
ПС Аячи		
10 кВ 4000 А 125 кА 7500 кА <sup>2</sup> с	10 кВ 3237 А 42,8 кА 324 кА <sup>2</sup> с	$U_{ном} \leq U_{уст}$ $I_{ном} \leq I_{мах}$ $i_{уд} \leq i_{скв}$ $I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \leq B_{к.ном}$
ПС Семиозерск		
10 кВ 4000 А 125 кА 7500 кА <sup>2</sup> с	10 кВ 3237 А 45,27 кА 362 кА <sup>2</sup> с	$U_{ном} \leq U_{уст}$ $I_{ном} \leq I_{мах}$ $i_{уд} \leq i_{скв}$ $I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \leq B_{к.ном}$



По данным проверки установленная марка трансформаторов тока в замене не нуждается.

Вывод:

В результате расчётов токов короткого замыкания на стороне 220 кВ линий связи ОЭС Востока и ОЭС Сибири существенного увеличения токов КЗ не выявлено. Дополнительно проведены проверки выключателей 220-10 кВ, разъединителей 220 кВ и трансформаторов тока 220 кВ подстанций на линиях связи ОЭС Востока и ОЭС Сибири по различным условиям. Замена оборудования на проверяемых ПС не требуется.

## 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЗАТРАТ

### 5.1 Капитальные вложения

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ» [12].

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

При определении фактических цен электросетевого строительства необходимо опираться на коэффициенты перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 2018 г. Рекомендуется принимать  $k_{инф} = 4,43$ , [23]. Стоимость СТАТКОМов приведена в ценах 2005 г, для приведения их стоимости к текущему периоду использован коэффициент  $k_{инф} = 3,26$ , [24].

В капитальные вложения на установку СТАТКОМ входят затраты на приобретение трансформаторов, приобретение СТАТКОМ, затраты на монтаж и наладку.

Суммарные капиталовложения вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{СТК}, \quad (5.1)$$

где  $K_{ТР}$  - капитальные затраты на покупку и монтаж трансформаторов;

$K_{СТК}$  - постоянная часть затрат на ПС в зависимости от типа ОРУ и  $U_{ном}$ .

В таблице 13 представлены типы трансформаторов, выбранных для вариантов сети и их базовая стоимость на период 2000 г. Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения [14].

Вычислим суммарные капиталовложения в установку СТАТКОМ, млн.руб.:

$$K_{mp}=4 \cdot 19,375=77,5 \text{ млн.руб.};$$

$$K_{СТК}=200 \text{ млн.руб.};$$

Суммарные капитальные вложения приводятся к текущему году с помощью коэффициента инфляции с 2000 года с учётом повышающего коэффициента, [12]:

$$K_{nc}=77,5 \cdot 1,3 \cdot 4,43+200 \cdot 1,3 \cdot 3,26=1294,18 \text{ млн.руб.}$$

## 5.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле [12]:

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (5.2)$$

$$I_{ам}=1294,18/20=64,71 \text{ млн.руб.};$$

где  $T_{сл}$  - рассматриваемый срок службы оборудования, принимаем 20 лет, [12].

Издержки на эксплуатацию:

$$I_{э,р} = \alpha_{э,рПС} \cdot K_{ПС}, \quad (5.3)$$

$$I_{экс\ nc}=1294,18 \cdot 0,049=63,41 \text{ млн.руб.};$$

где  $\alpha_{э,рПС}$  – норма ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС:

$$\alpha_{э,рПС} = 0,049, [12]).$$

Издержки потерь электроэнергии определены ранее в таблице 2.2 и для случая выдачи ЗГЭС на 125 МВт больше и уменьшение генерации на Харанорской ГРЭС составляют 175,74 млн.руб.

Суммарные издержки составляют:

$$И=63,41+175,74+64,71=303,87 \text{ млн.руб.}$$

### 5.3 Чистый доход за расчётный период

Выручка от реализации проекта (эффект) определяется по таблице 2.2 без учета затрат на потери электроэнергии:

$$Q_{pt} = \Delta C u_t + \Delta C \partial p_t, \quad (4.4)$$

$$Q_{pt} = 511,57 + 57,16 = 568,72 \text{ млн.руб.}$$

Для первого года реализации проекта при условии разделения капиталовложений на 3 года равными частями (по  $1294,18/3=431$  млн.руб.) величина результирующих затрат  $\Phi_m$  составит:

$$\Phi_m = \Delta t - (Kt + It), \quad (5.5)$$

$$\Phi_m = 0 - 431 = -431 \text{ млн.руб.}$$

### 5.4 Чистый дисконтированный доход

Определяется по формуле:

$$ЧДД = \sum_m \Phi_m (1 + E_{H.П.})^{T_0 - \tau}, \quad (5.6)$$

где  $T_0$  – год, к которому приводятся разновременные затраты;

$\tau$  – текущий год строительства и эксплуатации.

$E_{ни}$  - ставка дисконтирования, % (определяется исходя из данных Центрального Банка Российской Федерации, 8%, [21]);

Для первого года реализации проекта:

$$\text{ЧДД} = -431 \cdot (1 + 8/100)^{0-1} = -399 \text{ млн.руб.}$$

### 5.5 Индекс дисконтированных инвестиций (ИДД)

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

Суммарный ЧДД за весь период эксплуатации по данным таблицы 4.1 составляет 8754,3 млн.руб., тогда

$$\text{ИДД} = 1 + \text{ЧДД}/K; \tag{5.7}$$

$$\text{ИДД} = 1 + 8754,3/1294,18 = 7,8, \text{ проект эффективен.}$$

### 5.6 Дисконтированный срок окупаемости

Для определения дисконтированного срока окупаемости используется таблица 5.1 с результатами расчёта ЧДД нарастающим итогом, по которой строится график ЧДД для определения дисконтированного срока окупаемости.

Таблица 5.1 - Расчёт результирующих затрат

год	К, млн. руб	И, млн. руб	$Q_{pi}$ , млн. руб.	Фм, млн. руб.	Фм, накопи- тельный, млн. руб.	ЧД, млн.руб.	ЧДД, млн.руб.	ЧДД накопи- тельный, млн. руб..
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	-431			-431,4	-431,4	-1398,5	-399,4	-399,4
2	-431			-431,4	-862,8	-2796,9	-739,7	-1139,1
3	-431			-431,4	-1294,2	-4195,4	-1027,4	-2166,5
4		-304	569	264,9	-1029,3	-3260,2	-756,6	-2923,1
5		-304	569	264,9	-764,5	-2325,1	-520,3	-3443,4
6		-304	569	264,9	-499,6	-1389,9	-314,8	-3758,2
7		-304	569	264,9	-234,7	-454,7	-137,0	-3895,2
8		-304	569	264,9	30,1	480,5	16,3	-3878,9

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9		-304	569	264,9	295,0	1415,6	147,6	-3731,4
10		-304	569	264,9	559,8	2350,8	259,3	-3472,1
11		-304	569	264,9	824,7	3286,0	353,7	-3118,4
12		-304	569	264,9	1089,5	4221,1	432,7	-2685,7
13		-304	569	264,9	1354,4	5156,3	498,0	-2187,7
14		-304	569	264,9	1619,3	6091,5	551,3	-1636,4
15		-304	569	264,9	1884,1	7026,7	594,0	-1042,4
16		-304	569	264,9	2149,0	7961,8	627,3	-415,2
17		-304	569	264,9	2413,8	8897,0	652,4	237,2
18		-304	569	264,9	2678,7	9832,2	670,3	907,6
19		-304	569	264,9	2943,6	10767,4	682,1	1589,6
20		-304	569	264,9	3208,4	11702,5	688,4	2278,0
21		-304	569	264,9	3473,3	12637,7	690,0	2968,0
22		-304	569	264,9	3738,1	13572,9	687,6	3655,6
23		-304	569	264,9	4003,0	14508,1	681,8	4337,3
24		-304	569	264,9	4267,8	15443,2	673,0	5010,4
25		-304	569	264,9	4532,7	16378,4	661,9	5672,2
26		-304	569	264,9	4797,6	17313,6	648,6	6320,9
27		-304	569	264,9	5062,4	18248,8	633,7	6954,6
28		-304	569	264,9	5327,3	19183,9	617,5	7572,1
29		-304	569	264,9	5592,1	20119,1	600,2	8172,3
30		-304	569	264,9	5857,0	21054,3	582,1	8754,3
всего				5857,0	62585,2	231828,6	8754,3	24537,1

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

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

На рисунках 5.1-5.2 покажем график ЧДД без дисконта и с его учётом для определения срока окупаемости проекта.

Согласно рисункам 5.1-5.2, срок окупаемости составляет 7,5 лет без дисконта и 17 лет с учётом дисконтирования.

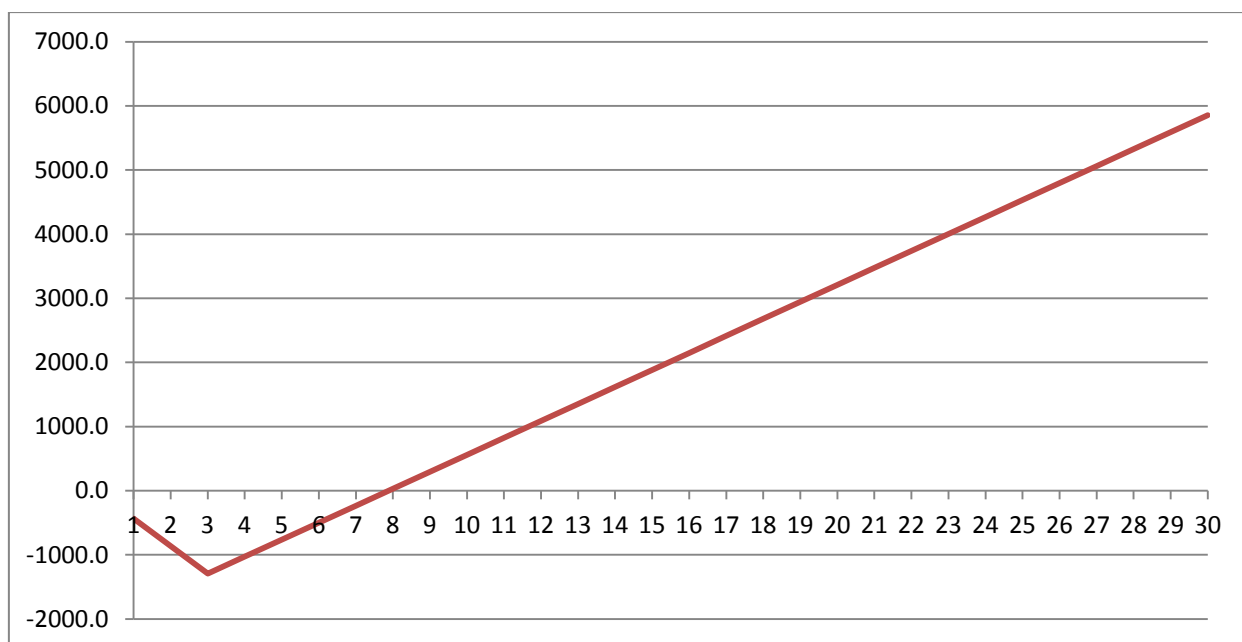


Рисунок 5.1 – Срок окупаемости без учёта дисконта

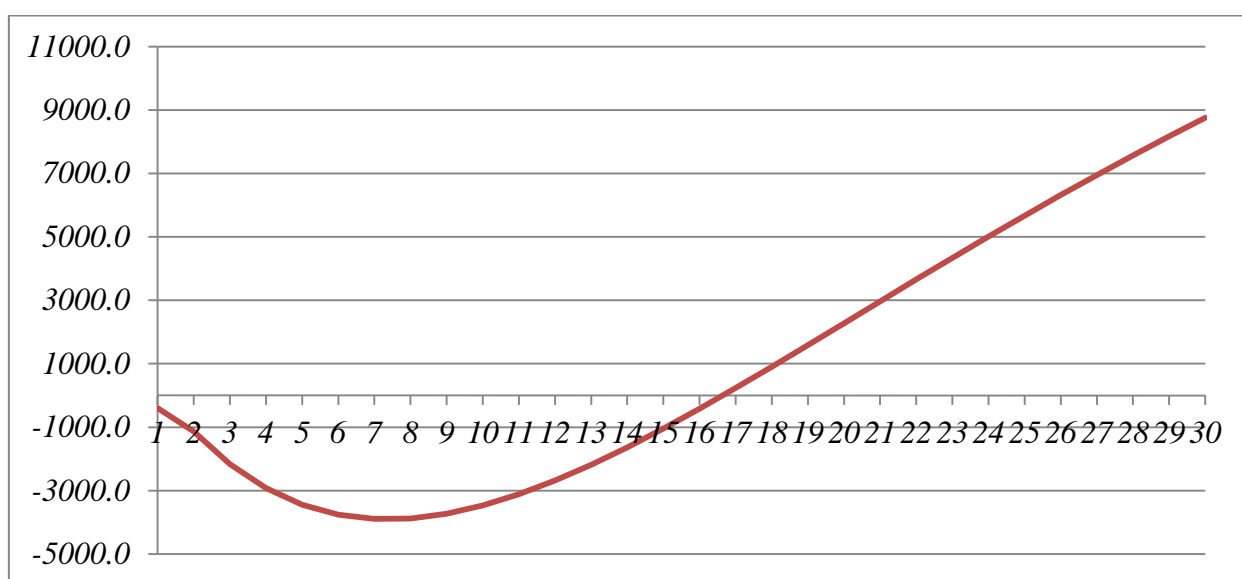


Рисунок 5.2 – Дисконтированный срок окупаемости

### 5.7 Коэффициент рентабельности инвестиций

Рентабельность инвестиций (коммерческий показатель, интересующий владельца сети) рассчитывается поркаждому году расчетного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерныхрассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансо-

выми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов.

Рентабельность инвестиций оценивается по формуле:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I'_t - H_t}{K} \quad (5.8)$$

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

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

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

$K$  - капитальные затраты (инвестиции).

Полученные значения рентабельности должны превышать величину среднего норматива дисконтирования.

$$R_t = \frac{568,72 - 303,87 - 0,2 \cdot 568,72}{1294,18} \cdot 100\% = 12\% \geq 8\% \text{ , проект считается рента-}$$

бельными.

Вывод:

Для реализации следует использовать предложенный вариант выдачи ЗГЭС на 125 МВт больше и уменьшение генерации на Харанорской ГРЭС как наиболее экономичный и быстро окупаемый (17 лет) с высокой рентабельностью (12%).

Дополнительно в магистерской диссертации проведена оценка необходимости замены оборудования на ПС после объединения ОЭС, так как такая замена может негативно повлиять на экономические показатели проекта.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненных расчётов были получены оптимальные параметры для объединения ОЭС Востока и ОЭС Сибири. Для этого:

- Проанализированы балансы мощности связываемых энергосистем, показано, что Забайкальская энергосистема является дефицитной, а амурская – избыточной.
- Проведён структурный анализ Амурской энергосистемы и Забайкальской энергосистемы в районе объединения;
- Приведена характеристика источников питания энергосистемы Амурской области и Забайкальского края;
- Выполнены расчёты электрических режимов до и после объединения ОЭС Востока и ОЭС Сибири;
- Проведён анализ технических средств рассматриваемых для объединения ОЭС Востока и ОЭС Сибири, который показал, что применение САТКОМов на ПС Могоча наиболее целесообразно.
- Выполнен расчёт токов КЗ после объединения ОЭС Востока и ОЭС Сибири по результатам которого необходимости замены выключателей, разъединителей и трансформаторов тока на ПС «Аячи/т», «Семиозёрск», «Амазар», «Чичатка» не выявлено.

Наибольший эффект от объединения ОЭС Востока и ОЭС Сибири – режим увеличения выдачи мощности Зейской ГЭС на 125 МВт с уменьшением генерации на Харанорской ГРЭС, что позволяет сэкономить в год **392,98 млн. руб.** на покупке топлива для Харанорской ГРЭС. При таком режиме работы проект объединения с установкой САТКОМов окупается за 17 лет с высокой рентабельностью (12%).