

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы  
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
«16» 06 2021 г.

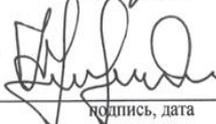
**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Инновационное развитие электрических сетей Амурской области напряжением 220 кВ в связи с установкой устройства продольной компенсации на подстанции 220 кВ Ядрин-тяга

Исполнитель  
студент группы 942-ом

  
15.06.2021  
подпись, дата А.С. Нестеров

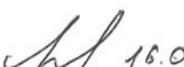
Руководитель  
доцент, канд. техн. наук

  
15.06.2021  
подпись, дата Ю.В. Мясоедов

Руководитель  
научного содержания  
программы магистратуры

  
16.06.2021  
подпись, дата Н.В. Савина

Нормоконтроль

  
16.06.21  
подпись, дата И.А. Лисогурский

Рецензент

  
17.06.2021  
подпись, дата Борзовский Н.А.

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
« 10 » 03 20 24 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Исторов Андрей Сергеевич

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Имплементация развития электрических сетей Амурской области на территории РЭОКА в связи с установкой мощностей комбината на территории РЭОК-1  
(утверждено приказом от 20.02.21 № 338.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Ссылка  
Электрические сети Амурского РАУ РЭОКА.  
55 листов.

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

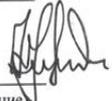
126 страниц, 38 рисунков, 13 формул, 21 таблица,  
55 листов.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) \_\_\_\_\_

План современного средства автоматизации управления  
ОЭС Востока работающего на территории РЭОКА.

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: К.Г.И. Мещеряков Ю.В.   
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

## РЕФЕРАТ

Диссертация содержит 126 с., 37 рисунков, 13 формул, 34 таблицы, 55 использованных источников.

ЭНЕРГОСИСТМА, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, УПРАВЛЯЕМЫЕ УСТРОЙСТВА ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО,

В диссертации проанализированы режимы работы и балансовые ситуации энергосистем Амурской области, Хабаровского края и ЕАО.

Цель работы – определение параметров устройств продольной компенсации ПС Ядрин-тяговая для повышения эффективности передачи мощности между энергосистемами ОЭС Востока.

Рассмотрены инновационные средства продольной компенсации и рекомендовано устройство наиболее перспективное для управления электроэнергетическим режимом. Подготовлена модель для расчёта электрических режимов в программе RastrWin. Проведён анализ режимов работы при транзите мощности из Амурской энергосистемы в Хабаровскую.

Выполнена оценка эффективности устройств продольной компенсации при различных режимах его работы.

## ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- БГЭС – Бурейская гидроэлектростанция;
- БТЭЦ – Благовещенская теплоэлектроцентраль;
- БСК – батарея статических компенсаторов;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- Еврейская АО – Еврейская автономная область;
- ЕАО - Еврейская автономная область;
- ЗГЭС – Зейская гидроэлектростанция;
- КБ – конденсаторная батарея;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КУ – компенсирующее устройство.
- ЛЭП – линия электропередачи;
- МУПК – малогабаритное устройство продольной компенсации;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ОЭС – объединённая энергосистема;
- ПС – подстанция;
- РУ – распределительное устройство;
- УПК – устройство продольной компенсации;
- ФПУ – фазоповоротное устройство.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Характеристика Амурской области, ЕАО и Хабаровского края	8
1.1 Общая характеристика Амурской области	8
1.2 Характеристика энергосистемы Амурской области	10
1.3 Характеристика энергосистемы ЕАО	19
1.4 Характеристика энергосистемы Хабаровского края	21
1.5 Выводы	29
2 Анализ режимной ситуации в районе ПС Ядрин-тяговая	30
3 Инновационные средства повышения пропускной способности системообразующей сети	55
4 Оценка влияния устройства продольной компенсации на режим работы системы	77
заключение	118
Библиографический список	119

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы диссертации.** ОЭС Востока состоит из энергосистем Хабаровского края, Амурской области, Приморья и республики Саха (Якутия). 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 четыре филиала АО «СО ЕЭС» региональных диспетчерских управления: Амурское, Приморское, Хабаровское и Якутское.

Объединенную энергосистему Востока образуют 28 (39 с учетом дизельных) электростанций мощностью 5 МВт и выше, 561 электрическая подстанция класса напряжения 110–500 кВ общей мощностью 39,7 млн. кВА и 649 линий электропередачи 110–500 кВ общей протяженностью 33 727 км. Суммарная установленная мощность электростанций ОЭС Востока по данным на 01.01.2021 составляет 11 116 МВт, в том числе гидроэлектростанции 4617,5 МВт (41,5 %) тепловые электростанции 6498,588 МВт (58,5 %)[25].

Электропотребление ОЭС Востока в 2020 году увеличилось по всем территориям, кроме Якутии. В Амурской области потребление электроэнергии в 2020 году составило 9 123,9 млн. кВт•ч, что на 2,9 % превышает показатель предыдущего года. В Приморской энергосистеме за 2020 год потребление составило 13 535,9 млн. кВт•ч, что на 1,4 % больше, чем годом ранее. В энергосистеме Хабаровского края и ЕАО потребление в 2020 году достигло отметки 10 541,1 млн. кВт•ч, что на 0,5 % больше показателя 2019 года. В энергосистеме Республики Саха (Якутия) потребление электрической энергии в 2020 году составило 7 493,8 млн. кВт•ч, что 1,6 % уступает показателю 2019 года. [25.

Основные генерирующие источники размещены в северо-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%. [25, 36].

С учётом того, что Амурская энергосистема единственная из ОЭС Востока, в которой электроэнергию вырабатывают три ГЭС суммарной мощностью 3660 МВт (88%), а большая часть мощности выдаётся в направлении Хабаровской и Приморский энергосистем целесообразно рассмотреть возможность повышения эффективности её передачи за счёт применения современных технологий активно-адаптивных сетей

Наличие межсистемных связей большой пропускной способности, объединяющих энергосистемы ОЭС Востока позволяет обеспечить рациональное использование различных энергетических ресурсов, географически и технологически неравномерно распределенных по территории Дальнего Востока для энергоснабжения его регионов [23].

**Объект исследования:** электрические сети 220-500 кВ в районе ПС Ядрин-тяговая.

**Предметом исследования:** управляемое устройство продольной компенсации.

**Целью диссертации является** поиск современного средства повышения эффективности ОЭС Востока работающего на принципе устройства продольной компенсации 220 кВ.

Для этого в диссертации поставлены и решены следующие задачи:

- Анализ источников электрической энергии Амурской энергосистемы и энергосистемы Хабаровского края
- Структурный анализ Амурской энергосистемы и энергосистемы Хабаровского края и ЕАО.
- Анализ балансов мощности рассматриваемых энергосистем.

- Характеристика инновационных устройств повышения пропускной способности электрических сетей.
- Моделирование установившихся режимов работы части ОЭС Востока в программе RastrWin.
- Определение параметров УПК 220 кВ;
- Оценка влияния предложенных устройств УПК на режим работы сетей ОЭС Востока.

**Научная новизна** работы заключается в проведении оценки повышения эффективности работы ОЭС Востока за счёт внедрения устройств продольной компенсации в сети 220 кВ.

**Практическая значимость работы** заключается в поиске средства повышения эффективности работы ОЭС Востока.

Диссертация подготовлена с использованием приложений: MicrosoftOffice 2010 г., MicrosoftOffice Visio 2010 г., RastrWin 3.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ, ЕАО И ХАБАРОВСКОГО КРАЯ

## 1.1 Общая характеристика Амурской области

Амурская область входит в состав Дальневосточного Федерального округа и располагается на юго-востоке Российской Федерации в азиатской ее части, между Становым хребтом на севере и рекой Амур на юге. На юге проходит государственная граница с Китайской Народной Республикой. На западе область граничит с Забайкальским краем, на севере - с Республикой Саха (Якутия) и на востоке - с Хабаровским краем и Еврейской автономной областью. Почти вся территория области расположена в бассейне реки Амур.

Площадь территории Амурской области — 361,9 тыс. км<sup>2</sup>, что составляет 2,1 % площади Российской Федерации.

Средняя температура воздуха в январе от -32,8°С до -27,6°С, в июле – от +17,6°С до +20,7°С [27].

В области открыты месторождения и проявления россыпного и рудного золота, серебра, титана, молибдена, вольфрама, меди, олова, полиметаллов, сурьмы, редких элементов, бурого и каменного угля, цеолитов, каолина, цементного сырья, апатитов, графита, талька, полудрагоценных, поделочных, облицовочных камней и других полезных ископаемых. Возможно выявление месторождений нефти и газа. Общий экономический потенциал Амурской области по минеральному сырью оценивается примерно в 20 трлн. рублей.

Амурская область относится к многолесным территориям. Площадь, покрытая лесами, составляет 23,5 млн. га, или 65% территории области. Общий запас деловой древесины в лесах - около 2 млрд. куб. м. Основными лесобразующими породами являются лиственница, ель, сосна, пихта, дуб, береза, на юге области встречаются амурский бархат, маньчжурский орех, ясень, липа и другие.

Амурская область занимает ключевое место в транспортной системе Дальнего Востока. Через нее проходят важнейшие транспортные коридоры, связывающие Россию со странами Азиатско-Тихоокеанского региона.

По территории области проходят крупнейшие железнодорожные магистрали (Транссибирская и Байкало-Амурская) с выходом на морские порты Приморского края (Находка, Восточный, Владивосток) и Хабаровского края (Ванино, Советская Гавань) общей протяженностью около 3 тыс. км.

Административным центром Амурской области является город Благовещенск.

В состав Амурской области входят 9 городских округов и 20 муниципальных районов. Численность населения на 1 января 2020 года составила 790 044 человека, в том числе [27].:

- городского населения — 535 151 человек;
- сельского населения — 254 893 человека.

Климатические показатели по территории Амурской области в районе ПС Ядрин/т приведены в таблице 1 [37].

Таблица 1 –Климатические показатели по территории Амурской области в районе ПС Ядрин/т

Параметр	Значение
Район по гололеду	III (20 мм)
Район по ветровому давлению	III-IV (650-800 Па)
Среднегодовая продолжительность гроз	От 60 до 80 часов
Средняя температура января.	-26,7 °С
Средняя температура июля	+20,7 °С.
Годовое количество осадков по данным метеостанции Архара	685 мм.

## 1.2 Характеристика энергосистемы Амурской области

Энергосистема Амурской области входит в состав ОЭС Востока и граничит с ОЭС Сибири, ЭС Хабаровского края и ЕАО, с ЭС Республики Саха (Якутия), с ЭС КНР.

с ОЭС Сибири электрические связи следующие:

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

С ЭС Хабаровского края и ЕАО электрические связи следующие:

- ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС-Хабаровская № 1;
- ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС-Хабаровская № 2;
- ВЛ 220 кВ Февральская- Этеркан;
- ВЛ 220 кВ Архара – Облучье с отпайкой на ПС Тарманчукан/т;
- ВЛ 220 кВ Ядрин/т-Облучье;

с ЭС Республики Саха (Якутия) электрические связи следующие:

- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19;

- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19.

с ЭС КНР электрические связи следующие:

- ВЛ 500 кВ Амурская-Хэйхэ;
- ВЛ 220 кВ Благовещенская-Айгунь I цепь;
- ВЛ 220 кВ Благовещенская-Айгунь II цепь;
- ВЛ 110 кВ Благовещенская-Хэйхэ;

В состав ЭС Амурской области входят 4 электростанции, общей установленной мощностью 4166 МВт, в том числе 3 гидроэлектростанции - 3660 МВт и 2 тепловые электростанции - 506 МВт [27].:

Зейская ГЭС с установленной мощностью 1330 МВт, Бурейская ГЭС с установленной мощностью 2010 МВт, Нижне-Бурейская ГЭС установленной мощностью 320 МВт.

Благовещенская ТЭЦ с установленной мощностью 404 МВт, Райчихинская ГРЭС с установленной мощностью 102 МВт.

В состав ЭС Амурской области входят сети напряжением 500 – 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС», 110 – 35 кВ АО «ДРСК» и 12-ти других сетевых организаций [51]. Структурная схема основной сети 110-500 кВ энергосистемы Амурской области приведена на рисунке 1.

Балансы мощности энергосистемы Амурской области за последние 5 лет, МВт по данным Схемы и программы развития электроэнергетики Амурской области приведены в таблице 2 [51].

Таблица 2 – Балансы мощности энергосистемы Амурской области за последние 5 лет, МВт

Мощность	2016	2017	2018	2019	2020
Дата, час максимума	11.12. 19-00	24.12. 11-00	18.12. 11-00	27.12. 19-00	22.01. 11-00
Установленная мощность	3846	4166	4166	4166	4166
Ограничения установленной мощности	0	185,9	180,5	0,6	0,8
Располагаемая мощность (2–3+11)	3846	3980,6	3985,5	4172	4165,2
Ремонтное снижение мощности: в соответствии с <i>плановыми и неплановыми</i> диспетчерскими заявками на КР, СР, ТР, РЕК, ВПр, ЗРР, ИСП	0	335	550	0	80
Ремонтное снижение мощности: в соответствии с <i>аварийными и неотложными</i> диспетчерскими заявками на АР, ЗРР, ВПр, ИСП	335	0	0	0	0
Мощность в консервации	0	0	0	0	0
Рабочая мощность (4 – (5 + 6 + 7))	3511	3645,6	3435,5	4172	4085,2
Мощность в резерве (8-10)	1096,8	1165,7	1234	1560,9	1571,4
Нагрузка электростанций	2414,2	2479,9	2201,4	2611	2513,8
В том числе превышение нагрузки над установленной мощностью на включенном оборудовании	0	0,5	0	6,6	0
Максимум потребления	1396,9	1376,7	1391	1466,9	1470,2
Сальдо перетоков (12–10)	-1017,3	-1103,2	-810,4	-1144,1	-1043,6
Дефицит (–) / избыток (+) (8–12)	2114,1	2268,9	2044,5	2705,1	2615

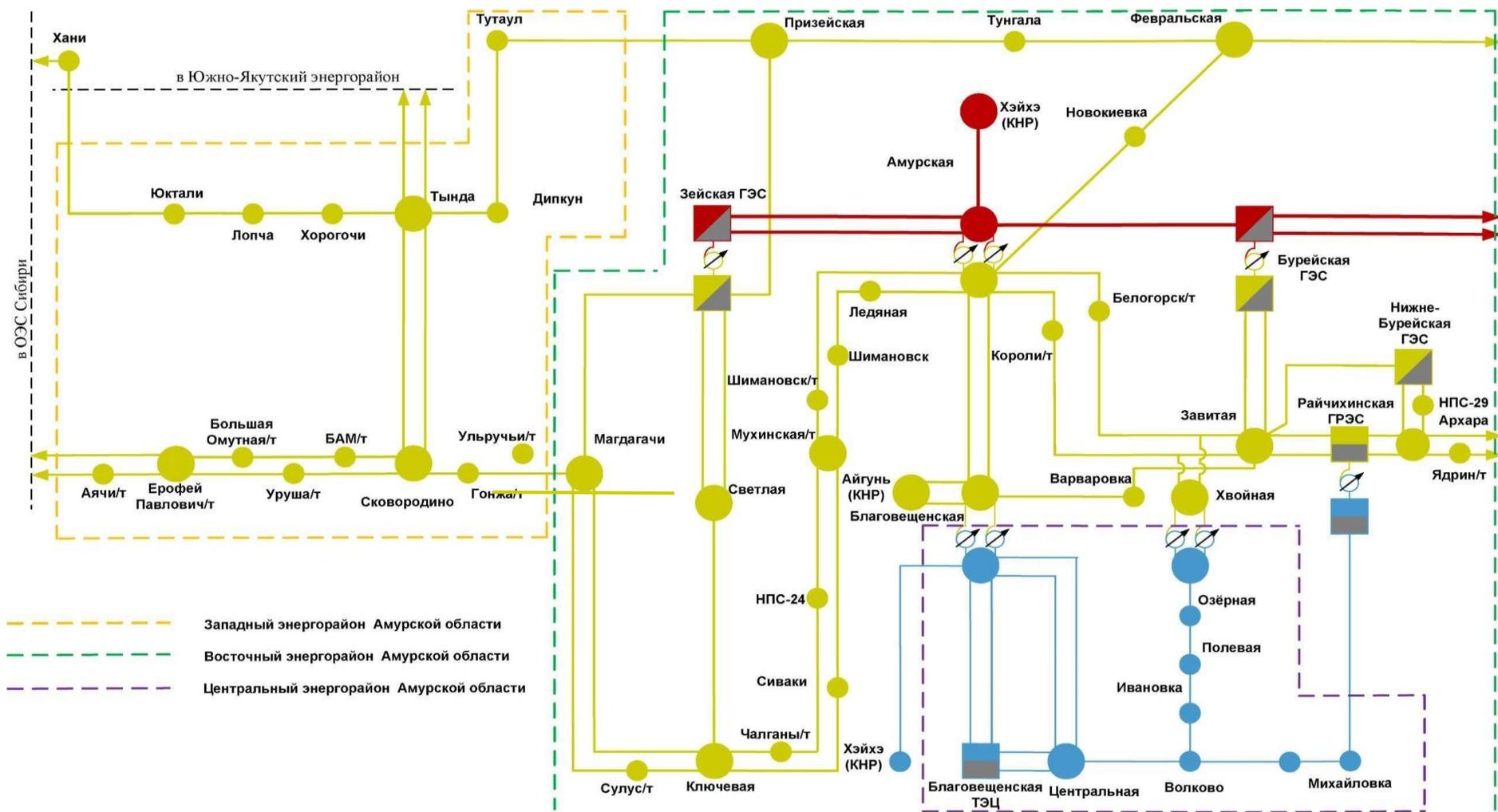


Рисунок 1 – Структурная схема основной сети 110-500 кВ энергосистемы Амурской области

По таблице видно, что Амурская область имеет избыток мощности 2615 МВт или 62 % от установленной мощности станций.

### *Электрические станции Амурской области*

Бурейская ГЭС – гидроэлектростанция, основными функциями которой являются выдача мощности и выработка электроэнергии. Установленная мощность станции – 2010 МВт. Станция расположена на реке Бурея, в 174 км от устья. Плотина гравитационного типа, здание ГЭС–приплотинного типа. Бурейская ГЭС входит в десятку крупнейших гидроэлектростанций России [3].

На Бурейской ГЭС установлены 6 гидроагрегатов установленной мощностью 335 МВт каждый. Выдаёт мощность по 4 линиям электропередач напряжением 220 кВ и по 3 ЛЭП 500 кВ:

КРУЭ 500 кВ выполнено по схеме шестиугольник, ОРУ 220 кВ по схеме Одна рабочая и обходная система шин.

Схемы РУ 500-220 кВ Бурейской ГЭС приведены на рисунках 2 и 3.

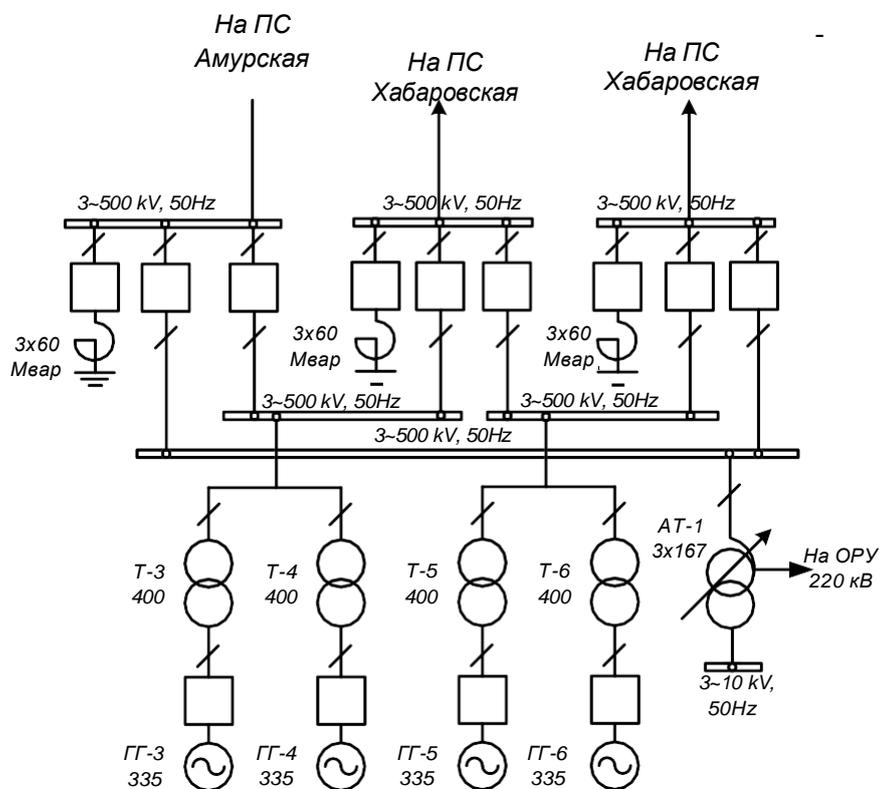


Рисунок 2 – Однолинейная схема КРУЭ 500 кВ Бурейской ГЭС

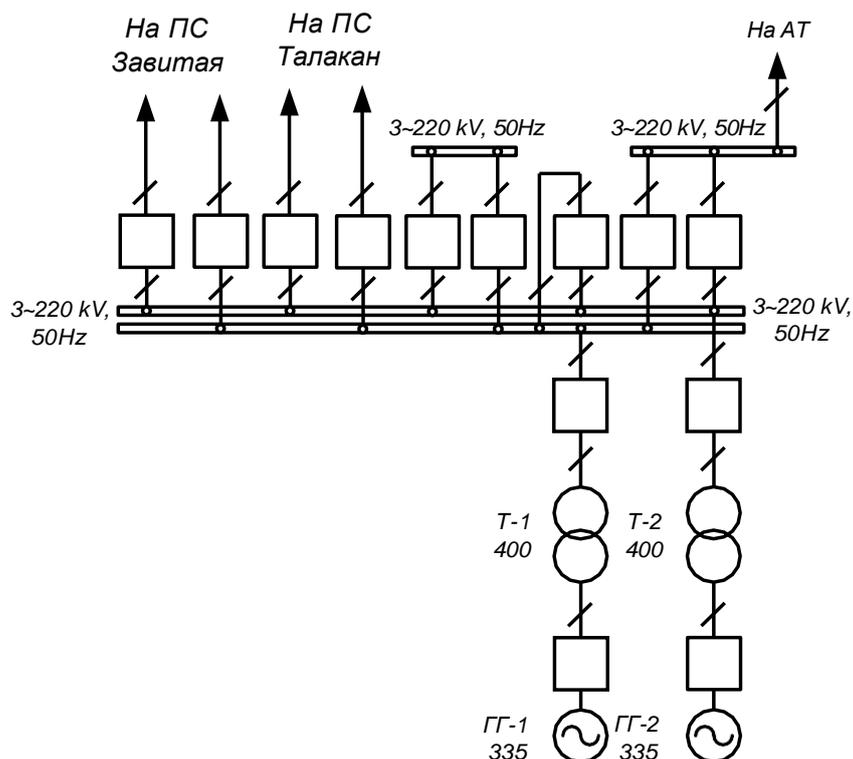


Рисунок 3 – Однолинейная схема ОРУ 220 кВ Бурейской ГЭС

Нижне-Бурейская ГЭС построена на реке Буре. Гидроагрегаты выдают электроэнергию на напряжении 13,8 кВ, каждый генератор подключён к трансформатору ТДЦ-125000/220-УХЛ1 мощностью по 125 МВА. С трансформаторов электроэнергия передаётся на КРУЭ 220 кВ. КРУЭ 220 кВ выполнено по схеме две рабочие системы шин [27, 51].

Выдача мощности энергосистему осуществляется по следующим ЛЭП:

- КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС — ПС Архара;
- КВЛ 220 кВ Нижнее-Бурейская ГЭС — ПС НПС-29;
- КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС — ПС Завитая.

Схема Нижне-Бурейской ГЭС показана на рисунке 4.

Зейская ГЭС расположена на реке Зея, в 660 км от устья, в 5 км выше г. Зеи. Плотина массивно-контрфорсного типа, здание ГЭС–приплотинного типа [51]. Установленная мощность станции – 1330 МВт.

На станции установлены шесть гидроагрегатов: четыре установленной мощностью 225 МВт каждый и два - установленной мощностью 215 МВт каждый.

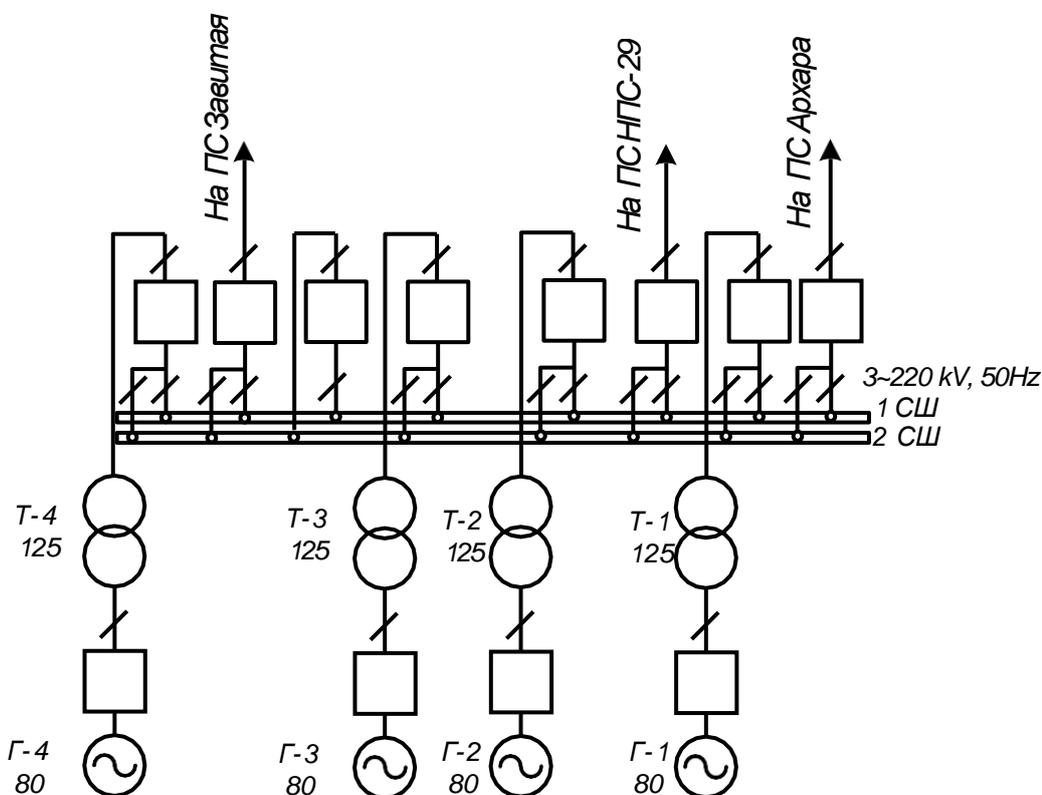


Рисунок 4 – Схема Нижне-Бурейской ГЭС

Выработка электроэнергии осуществляется на генераторном напряжении 15,75 кВ, а выдача её в энергосистему осуществляется через два РУ - ОРУ 220 и 500 кВ. ОРУ 220 кВ выполнено по схеме одна секционированная система шин с обходной. ОРУ 500 кВ выполнено по полуторной схеме. Связь между ОРУ осуществляется тремя однофазными автотрансформаторами мощностью по 167 МВА.

Однолинейные схемы РУ 220 кВ и 500 кВ Зейской ГЭС приведены на рисунках 5-6.

Благовещенская ТЭЦ – тепловая электрическая станция, расположенная в г. Благовещенске. Установленная электрическая мощность 404 МВт, тепловая - 1005,6 Гкал/час. На станции установлено 4 генератора:

один мощностью 60 МВт (введён в 1982 году), два генератора по 110 МВт (введены в 1983 и 1985 гг) и один генератор мощностью 124 МВт (введён в 2015 году). Мощность благовещенской ТЭЦ выдаётся по 6 ВЛ 110 кВ.

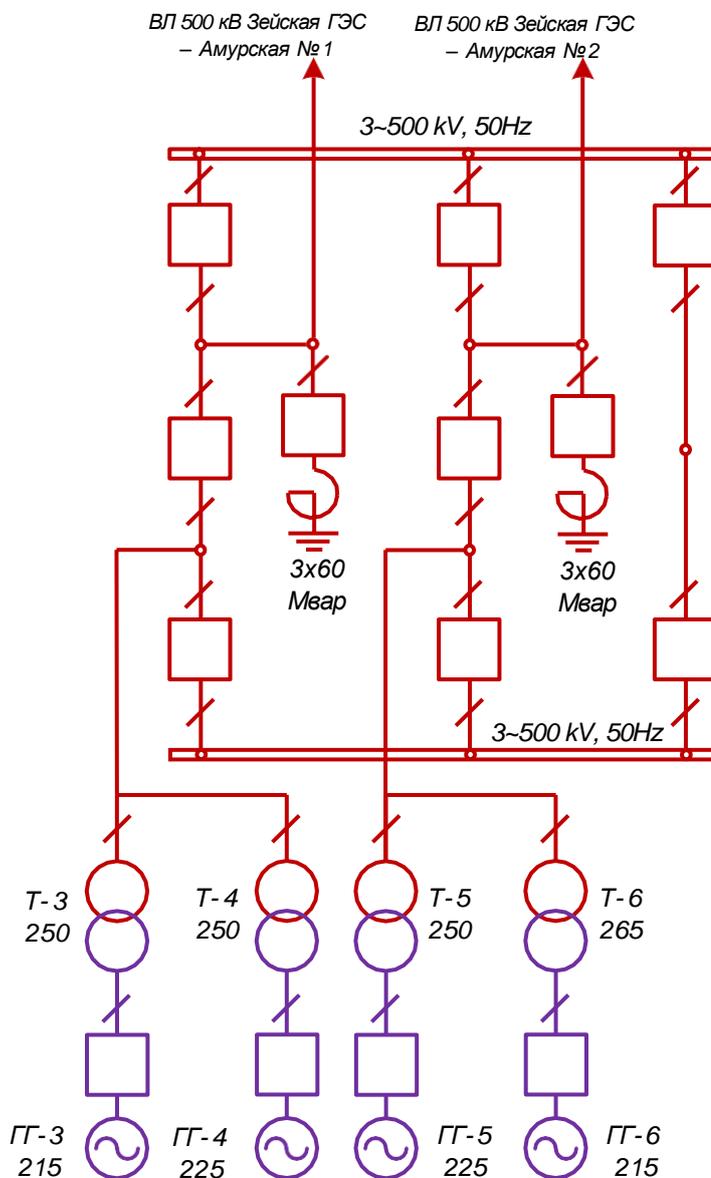


Рисунок 5 – Схема ОРУ 500 кВ Зейской ГЭС



Райчихинская ГРЭС – тепловая электрическая станция, обеспечивающая теплоснабжение п.г.т. Прогресс и выработку электроэнергии. Установленная мощность 102 МВт. Проектным топливом Райчихинской ГРЭС является бурый уголь Райчихинского месторождения (рисунок 8) [51].

Генераторы Райчихинской ГРЭС работают на напряжении 6 кВ и выдают мощности на РУ 35 кВ и на РУ 110 кВ. Кроме того, на станции имеется РУ 220 кВ.

Связь РУ 35 кВ и РУ 110 кВ обеспечивается двумя трансформаторами 110/35/6 мощностью 80 МВА, связь РУ 110 кВ и РУ 220 кВ осуществляется через автотрансформатор мощностью 125 МВА.

На шины 35 кВ выдают мощность два генератора мощностью 7 МВт и 12 МВт. На шины 110 кВ выдают мощность два генератора мощностью 50 МВт и 33 МВт (рисунок 8).

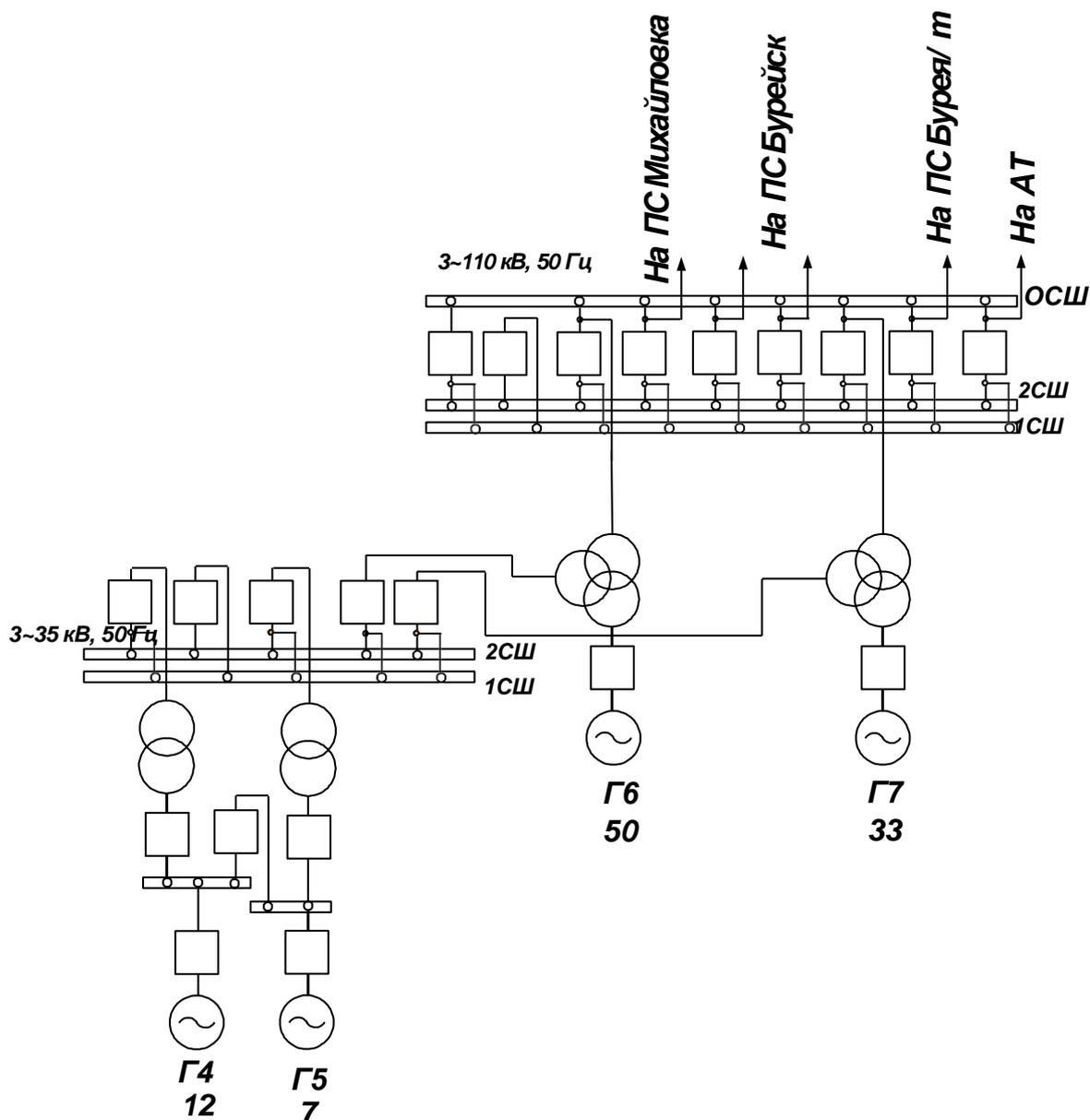


Рисунок 8 – Схема РУ 35 кВ и 110 кВ Райчихинской ГРЭС

### 1.3 Характеристика энергосистемы ЕАО

Расположенные на территории Еврейской АО объекты электроэнергетики составляют часть энергосистемы, обеспечивающей электроснабжение потребителей на территории Хабаровского края и Еврейской АО.

Энергосистема Еврейской АО характеризуется отсутствием в её составе генерирующих источников электроэнергии. Электроснабжение

потребителей осуществляется отэлектростанций энергосистемы Амурской области и Хабаровского края.

Питающая сеть на территории ЕАО выполнена на напряжении 220 кВ и представляет из себя две параллельные линии от ПС 220 кВ Облучье до ПС 500 кВ Хабаровская. ПС питающими большую часть коммунально-бытовой нагрузки являются ПС 220 кВ Биробиджан и ПС 220 кВ Лондоко.

На территории ЕАО находится шесть тяговых ПС 220 кВ:

- ПС 220 кВ Кимкан-тяговая
- ПС 220 кВ Лондоко-тяговая
- ПС 220 кВ Бира – тяговая
- ПС 220 кВ Икрая-тяговая
- ПС 220 кВ Ин-тяговая
- ПС 220 кВ Волочаевка-тяговая

Линии электропередач 220 кВ, обеспечивающие транзит мощности по территории ЕАО выполнены проводом АС-300. Их протяжённость показана в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры ВЛ 220 обеспечивающих транзит мощности по ЕАО

№ пп	Наименование	Дисп. наименование	Сечение пров. АС	Длина, км
1	ВЛ 220 кВ Хабаровская-Биробиджан	Л-203	300	73,77
2	Хабаровская-Биробиджан	Л-204	300	73,63
3	Биробиджан-Лондоко	Л-205	300	88,1
4	Биробиджан-Лондоко	Л-206	300	88,33
5	Лондоко-Облучье	Л-207	300	66,4
6	Лондоко-Облучье	Л-208	300	65,9

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Еврейской АО приведена на рисунке 9.



Рисунок 9 – Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Еврейской АО.

Характеристики электропотребления ЕАО приведены в таблице 4 [53].

Таблица 4– Характеристики электропотребления ЕАО

Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020
$P_{max}$ , МВт	304	273	314	291	305	305
Электропотребление, млн. кВт*ч	1369	1489	1651	1652	1712	1763

Таким образом, энергосистема Еврейской АО является абсолютно зависимой в части электроснабжения от соседних энергосистем.

#### 1.4 Характеристика энергосистемы Хабаровского края

Хабаровский край входит в состав Дальневосточного федерального округа. Площадь территории – 787,6 тыс. кв.км. Численность постоянного населения региона на 01.01.2021 составила 1302,9 тыс. человек [52].

Энергосистема Хабаровского края входит в состав ОЭС Востока. На территории энергосистемы Хабаровского края основной генерирующей компанией является филиал АО «Дальневосточная генерирующая компания» «Хабаровская генерация». На территории края работают следующие электрические станции: Хабаровская ТЭЦ-1, Хабаровская ТЭЦ-3, Комсомольская ТЭЦ-2, Комсомольская ТЭЦ-1 (входит в состав Комсомольской ТЭЦ-2 на правах подразделения), Комсомольская ТЭЦ-3, Амурская ТЭЦ-1, Майская ГРЭС и Совгаванская ТЭЦ (введена в эксплуатацию в 2020 году) [52]. Установленные мощности электрических станций Хабаровского края приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Установленные мощности электрических станций Хабаровского края.

Наименование станции	Установленная мощность на 01.01.2021, МВт
Хабаровская ТЭЦ-1	435
Хабаровская ТЭЦ-3	720
Комсомольская ТЭЦ-1, 2	222,5
Комсомольская ТЭЦ-3	360
Амурская ТЭЦ	285
Майская ГРЭС	30,2
Совгаванская ТЭЦ	126
СУММА	2178,7

Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Хабаровского края показана на рисунке 10.

Хабаровская ТЭЦ-1 — теплоэлектроцентраль в городе Хабаровске. Входит в состав АО «ДГК», филиал «Хабаровская генерация». Установленная электрическая мощность станции 435 МВт, Тепловая мощность – 1200 Гкал/час. Основное топливо - Природный газ, уголь. Станция выдаёт мощность на напряжениях 35-110 кВ. Схема РУ 110 кВ – две рабочие секционированные системы шин с обходной. Схема РУ 110 кВ Хабаровской ТЭЦ-1 представлена на рисунке 11.

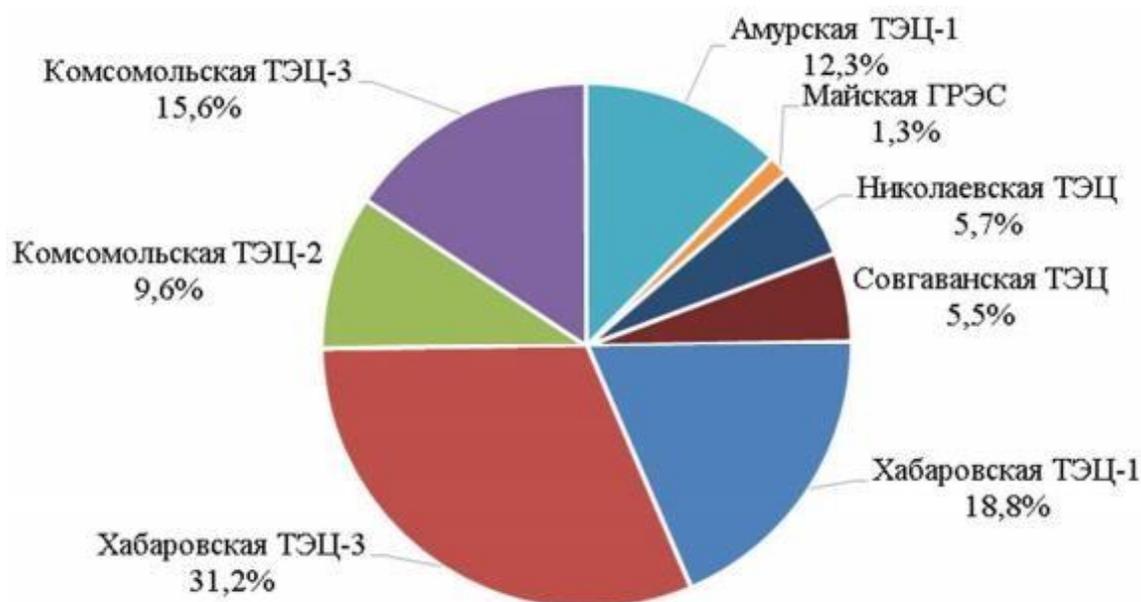


Рисунок 10 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Хабаровского края на 01.01.2021

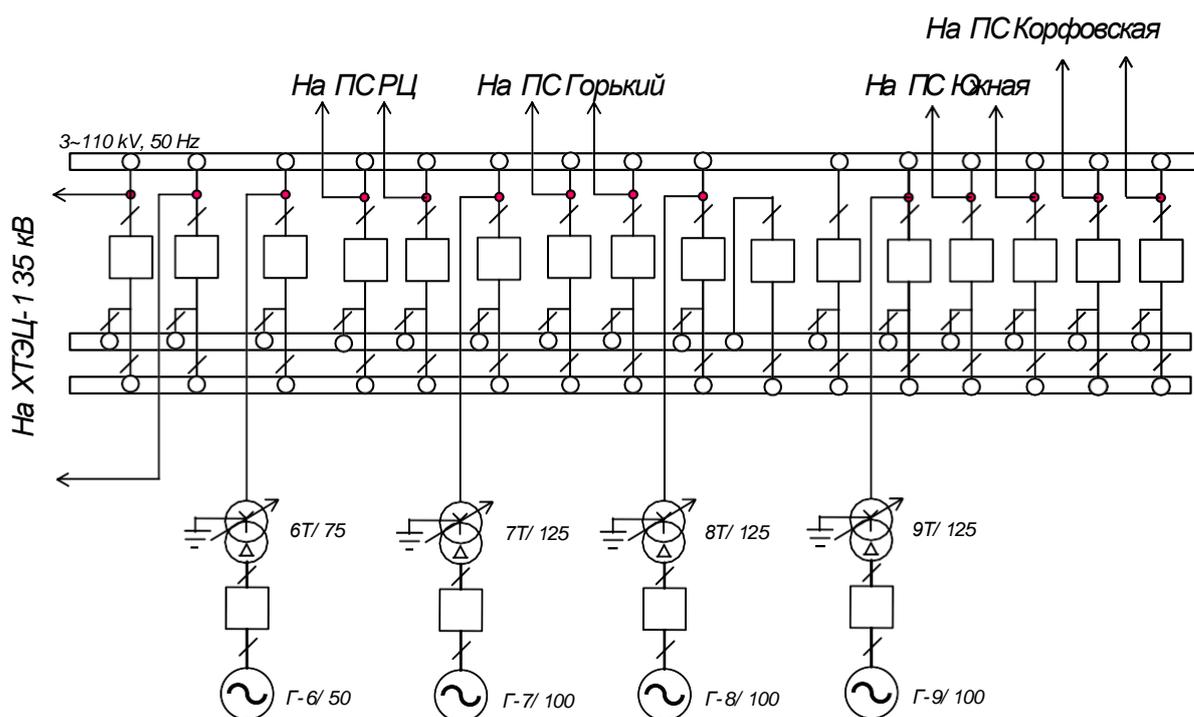


Рисунок 11 – Схема РУ 110 кВ Хабаровской ТЭЦ-1

Хабаровская ТЭЦ-3 - теплоэлектростанция в городе Хабаровске. Входит в состав АО «ДГК». Введена в эксплуатацию в 1985 г. Установленная электрическая мощность - 720 МВт, тепловая мощность - 1 640 Гкал/ч [52]. Основное топливо - Природный газ, уголь. Снабжает горячей водой

Северный, часть Железнодорожного и Центральных районов города Хабаровска наряду с ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 (которая в летнее время отключена, поэтому нагрузка делится на две остальные ТЭЦ). На станции установлено три генератора по 180 МВт. Станция обеспечивает выдачу электрической мощности в сети напряжением 110-220 кВ (7 ЛЭП 110 кВ и 4 ЛЭП 220 кВ). Распределительные устройства 110 кВ и 220 кВ станции выполнены по схеме две рабочие системы шин с обходной. Схема Хабаровской ТЭЦ-3 представлена на рисунке 12.

Комсомольская ТЭЦ-1 выдаёт мощность в сеть 35-110 кВ. РУ 35 кВ и 110 кВ, которые выполнены по схеме две рабочие системы шин. На станции установлено два генератора суммарной мощностью 25 МВт. Станция отапливает три городских микрорайона и один пригородный. Главный потребитель среди промышленных предприятий – находящийся по соседству завод «Амурметалл». [16]. Схемы РУ 35-110 кВ – две рабочие системы шин. Схема РУ 35 кВ и 110 кВ Комсомольской ТЭЦ-1 приведена на рисунке 13.

Комсомольская ТЭЦ -2 – установленная электрическая мощность 197,5 МВт (четыре генератора). Станция выдаёт мощность в сеть на напряжениях 35 кВ и 110 кВ. РУ 110 кВ выполнено по схеме одна рабочая секционированная система шин с обходной. РУ 35 кВ выполнено представляет собой одну секцию шин с двумя отходящим ВЛ 35 кВ. Введена в работу в 1935 году. В настоящее время СП "Комсомольская ТЭЦ-2" - это производственное объединение, в которое входят две теплоэлектроцентрали Комсомольская ТЭЦ-1 и Комсомольская ТЭЦ-2. Станция работает на двух видах топлива: газе и угле. Общая электрическая мощность объединения СП «Комсомольская ТЭЦ-2» - 222,5 МВт, тепловая - 786 Гкал/час. [17]

Выдача мощности в энергосистему производится через ЗРУ 110 кВ и ОРУ напряжением 35 кВ по следующим ЛЭП: ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — Комсомольская ТЭЦ-1, 2 цепи (С-83, С-84); ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — ПС Т (С-85); ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — ПС Т с отпайкой

на ПС Парус (С-86); ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — ПС Багерная — ЭТЗ (Т-160); ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — ПС ТН — ЭТЗ (Т-167)[52]

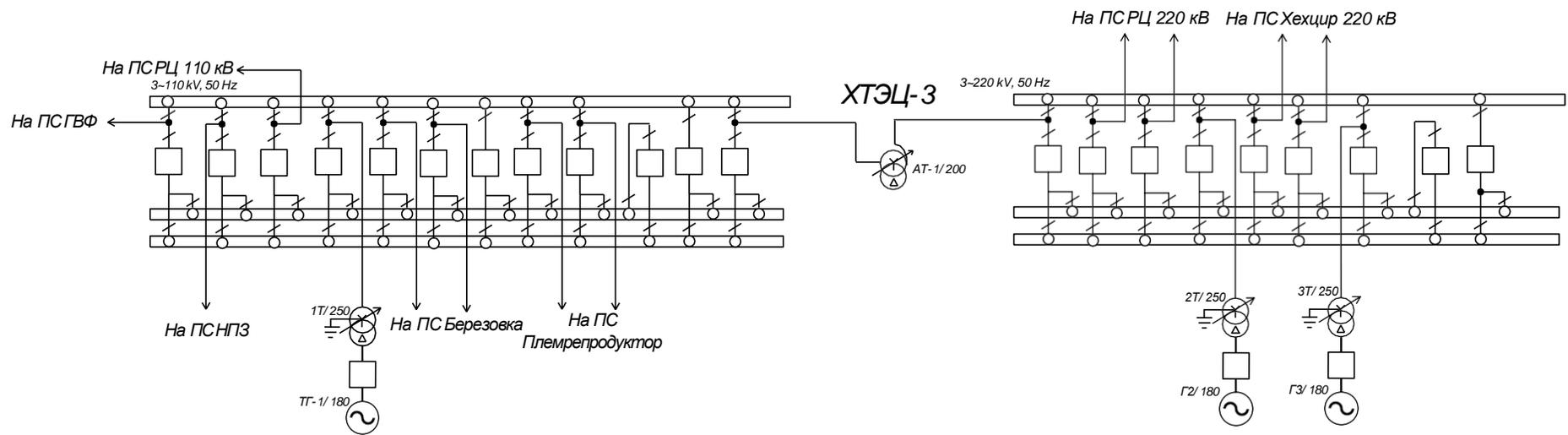


Рисунок 12 – Схема Хабаровской ТЭЦ-3

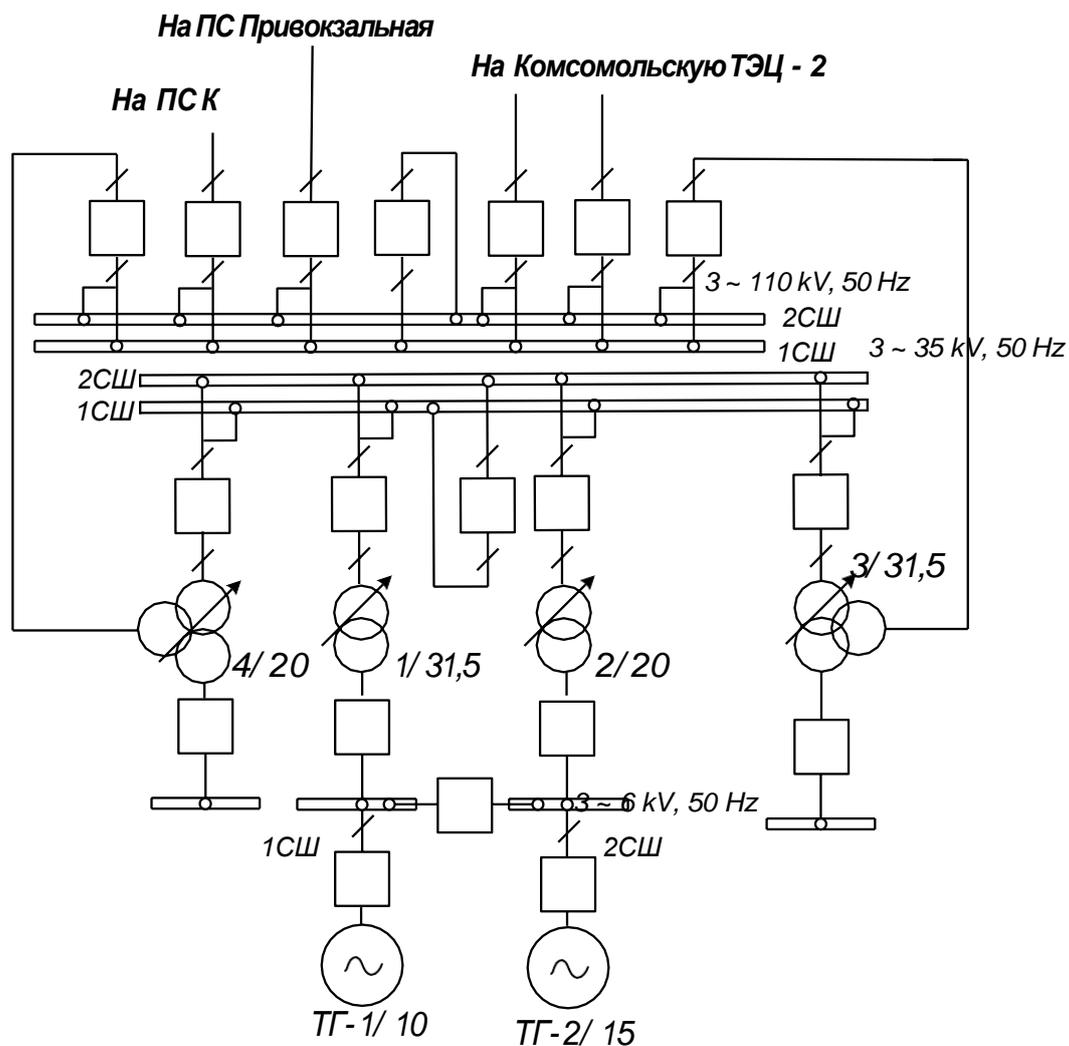


Рисунок 13 – Схема Комсомольской ТЭЦ-1

Комсомольская ТЭЦ-3 – тепловая электрическая станция с установленной электрической мощностью 360 МВт и тепловой - 540 Гкал/час. Выдаёт мощность в сеть 110 кВ. В составе Комсомольской ТЭЦ-3 находится два энергоблока. РУ 110 кВ станции выполнено по схеме две рабочие системы шин с обходной. На сегодняшний день Комсомольская ТЭЦ-3 является самой мощной электростанцией в городе Комсомольск-на-Амуре, самой молодой в крае и единственной на Дальнем Востоке электростанцией, работающей полностью на газе. [18].

Майская ГРЭС тепловая электростанция, расположенная в поселке Майский Хабаровского края. Обеспечивает энергоснабжение Советско-Гаванского района и теплоснабжение поселка Майский. Одна из старейших

электростанций на Дальнем Востоке России (введена в эксплуатацию в 1938 году). Установленная электрическая мощность 30,2 МВт. Тепловая мощность 15,4 Гкал/час. Выдача электрической мощности осуществляется в сеть 35 кВ Совгаванского энергорайона. РУ 35 кВ станции выполнено по схеме одна рабочая система шин с обходной.

После ввода в эксплуатацию новой Совгаванской ТЭЦ планируется вывести Майскую ГРЭС из эксплуатации. На первом этапе в 2020 году было выведено из эксплуатации газотурбинное оборудование — четыре газовые турбины ГТГ-1А с генераторами Т2-12-2, введённые в 1978—1989 годах. Для обеспечения теплоснабжения поселка Майский будет построена котельная[24, 52].

Совгаванская ТЭЦ — тепловая электрическая станция в г. Советская Гавань Советско-Гаванского района Хабаровского края. Одна из самых современных электростанций России, введена в эксплуатацию ПАО «РусГидро» в 2020 году[52].

Совгаванская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная электрическая мощность электростанции - 126 МВт, тепловая мощность - 200 Гкал/час. Проектное топливо — каменный уголь марки Г Ургальского месторождения. Основное оборудование станции включает в себя два турбоагрегата мощностью по 63 МВт. Выдача электрической мощности в энергосистему осуществляется на напряжении 110 кВ. Распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме две рабочие системы шин с обходной.

Основные показатели работы энергосистемы Хабаровского края (Баланс мощности Хабаровского края) приведены в таблице 6 [52].

Таблица 6 – Основные показатели работы энергосистемы Хабаровского края за 2016-2020 гг

Параметр/год	2016	2017	2018	2019	2020
P <sub>max</sub> , МВт (Хабаровский край)	1411	1457	1461	1488	1654
Электропортебление, млн. кВтч (Хабаровский край)	8296	8245	8529	8775	8778
Установленная мощность станций, МВт	2101,33	2105,7	2100,7	2100,7	2178.7
Резерв мощности, МВт	690.33	648.7	639.7	612.7	524.7

### 1.5 Выводы

Амурская энергосистема является избыточной по мощности и имеет в своём составе значительную долю дешёвой электроэнергии, вырабатываемой гидрогенерации.

Генерация электрической энергии в Хабаровской энергосистеме осуществляется только тепловыми электрическими станциями.

В ЭС ЕАО собственные источники электрической энергии отсутствуют.

С учётом данных фактов целесообразно реализовать такое управление режимами, которое позволило бы максимально загрузить ГЭС и повысить эффективность передачи электрической энергии из Амурской энергосистемы в Хабаровский край и ЕАО.

Всё это создаёт предпосылки для повышения эффективности передачи электрической мощности из Амурской энергосистемы в Хабаровскую за счёт внедрения инновационного оборудования.

## 2АНАЛИЗ РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В РАЙОНЕ ПС ЯДРИН-ТЯГОВАЯ

Мощность из Амурской энергосистемы в энергосистему Хабаровского края и ЕАО передаётся по 3 линиям 220 кВ и двум ВЛ 500 кВ.

Основная часть мощности из Амурской области в Хабаровский край и ЕАО передаётся по линиям 500 кВ. По замерам 2020 года по ним передавалось 79% мощности.

Перетоки мощности по ВЛ 220-500 кВ по результатам зимних замеров 2020 года приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Мощность, передаваемая из Амурской в Хабаровскую энергосистему в день контрольного замера 2020 года

№	Наименование ВЛ	Переток активной мощности в Хабаровскую энергосистему, МВт	Переток активной мощности в Хабаровскую энергосистему, %
1	ВЛ 500 кВ БГЭС – Хабаровская № 1	332	38.2
2	ВЛ 500 кВ БГЭС – Хабаровская № 2	337	38.7
3	ВЛ 220 кВ Архара – Ядрин/т*	0	0
4	ВЛ 220 кВ Архара – Облучье с отпайкой на Трамангчукан/т	177	20,3
5	ВЛ 220 кВ Февральск - Этеркан	24,2	2,78
	ВСЕГО	870.2	100

Примечание: \* в период замера 2020 года ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Архара – Ядрин/т была отключена.

В нормальной схеме ПС 220 кВ Ядрин-тяговая является транзитной ПС через шины которой передаётся мощность из Амурской энергосистемы в энергосистему Хабаровского края

Карта схема участка сети приведена на рисунке 14 и на листе графической части.



Для оценки эффективности предлагаемых мероприятий по повышению пропускной способности смоделирован участок сети 220-500 кВ от Бурейской ГЭС до ПС 500 кВ Хабаровская. В качестве исходных данных использованы схемы электрических сетей 110 кВ и выше Амурской области, ЕАО и Хабаровского края. Справочные данные по проводникам и трансформаторам взяты в [1, 47].

Для расчёта режимов определено активное и реактивное сопротивление, активная и реактивная проводимости трансформаторов и ЛЭП [1, 32, 47].

Активное сопротивление ЛЭП определяется по формуле, Ом:

$$R_l = R_0 \cdot l, \quad (1)$$

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

$l$  – длина линии, км.

Реактивное сопротивление линии определяется по формуле, Ом:

$$X_l = X_0 \cdot l, \quad (2)$$

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

Активная проводимость линии определяется по формуле (моделирует потери на корону), мкСм:

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

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

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

Ёмкостная проводимость линии определяется по формуле, мкСм:

$$B_l = B_0 \cdot l, \quad (4)$$

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

Активное сопротивление трансформаторов рассчитывается по формуле, Ом:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{вн}^2}{2 S_{тном}}, \quad (5)$$

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

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

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

Реактивное сопротивление трансформатора рассчитывается по формуле, Ом:

$$X_T = \frac{u_k \cdot U_{вн}^2}{S_{тном}}, \quad (6)$$

где  $u_k$  – напряжение короткого замыкания, %;

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

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

Активная проводимость трансформатора определяется по выражению:

$$G_T = \frac{\Delta P_x \cdot 10^3}{U_{вн}^2}, \quad (7)$$

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

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

Рективная проводимость трансформатора определяется по выражению

$$\frac{B}{T} = \frac{\Delta Q_x \cdot 10^3}{U_{вн}^2} \text{ Ом}, \quad (8)$$

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

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

Расчёты режимов в диссертации выполнены в программном комплексе RastrWin 3. Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin используется более чем в 150 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Беларуси, Молдовы, Монголии, Сербии [32]

Основными расчетными модулями программы являются:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ).
- расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;

- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование генераторов и возможность задания их PQ-диаграмм;
- моделирование зависимостей  $Q_{\max}(V)$  генератора с учетом ограничений по токам ротора и статора;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров;
- расчет агрегатной информации (потребление, генерация, внешние перетоки) по различным территориальным и ведомственным подразделениям;
- сравнение различных режимов по заданному списку параметров [32].

Результаты расчёта нормального режима по зимним максимальным нагрузкам приведены в графическом виде на рисунке 15, а так же в таблицах 8-10.

Информация об уровнях напряжений приведена в таблице 8.

Информация по расчётной величине потерь активной мощности приведена в таблице 9.

Информация по перетокам мощности по ветвям и параметрам ветвей приведена в таблице 10.

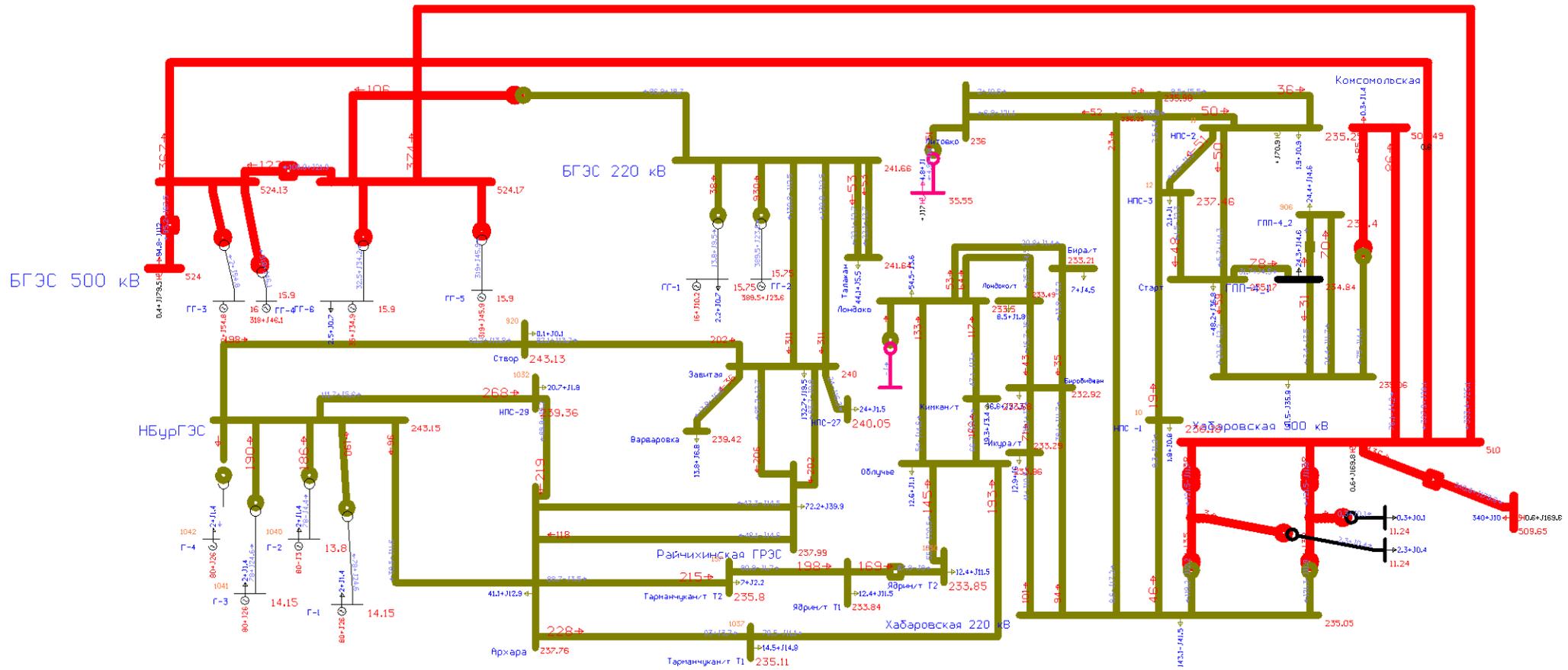


Рисунок 15 – Нормальный режим зима 2020.

Таблица 8 – Узлы. Нормальный режим

Тип	Номер	Название	U <sub>ном</sub> , кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , Мвар	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , Мвар	B <sub>ш</sub> , мкСм	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
База	164	ГГ-2	15.75	0	0	389.5	23.56	0	15.8
Ген	1040	Г-2	13.8	2	1.4	80	-2.96	0	13.8
Ген	163	ГГ-1	15.75	2.19	0.69	16	10.17	0	15.8
Ген	131	ГГ-3	15.75	0	0	2	54.83	0	16.0
Ген	132	ГГ-4	15.75	0	0	318	46.07	0	15.9
Ген	134	ГГ-6	15.75	2.47	0.69	35	34.88	0	15.9
Ген	133	ГГ-5	15.75	0	0	319	45.91	0	15.9
Нагр	1036	Г-1	13.8	2	1.4	80	26.01	0	14.1
Нагр	1042	Г-4	13.8	2	1.4	80	26.01	0	0.0
Нагр	1041	Г-3	13.8	2	1.4	80	26.00	0	14.1
Нагр	911	Комсомольская	500	0.27	1.37	0	0	0	509.5
Нагр	904		220	81.53	-35.76	0	0	0	235.1
Нагр	906	ГПП-4_2	220	24.4	14.6	0	0	0	234.4
Нагр	905	ГПП-4_1	220	24.3	14.6	0	0	0	234.8
Нагр	18	БГЭС 500 кВ	500	94.8	-112	0	0	653.6	524.0
Нагр	1020	НПС-27	220	24	1.5	0	0	0	240.1
Нагр	119	Старт	220	-48.23	36.75	0	0	0	235.2
Нагр	1010		500	340	10	0	0	652.8	509.6
Нагр	120		220	0	0	0	0	0	236.0
Нагр	122		220	0	0	0	0	0	236.2
Нагр	123	Литовко	220	0	0	0	0	0	236.0
Нагр	124	Литовко 35	35	4.8	0.96	0	0	13493	35.5
Нагр	55	Завитая	220	132.7	19.5	0	0	0	240.0
Нагр	58	Варваровка	220	13.84	6.85	0	0	0	239.4
Нагр	1032	НПС-29	220	20.7	1.8	0	0	0	239.4
Нагр	1034	НБурГЭС	220	0	0	0	0	0	243.2
Нагр	1037	Тарманчукан/т Т1	220	14.5	14.8	0	0	0	235.1
Нагр	125	Хабаровская 220 кВ	220	143.05	-41.52	0	-45	0	235.0
Нагр	126		500	0	0	0	0	0	524.1
Нагр	165	Талакан	220	44.12	5.48	0	0	0	241.6
Нагр	159	Райчихинская ГРЭС	220	72.2	39.9	0	0	0	238.0
Нагр	158	Архара	220	41.11	12.88	0	0	0	237.8
Нагр	157	Тарманчукан/т Т2	220	6.99	2.19	0	0	0	235.8
Нагр	156	Ядрин/т Т1	220	12.4	11.5	0	0	0	233.8
Нагр	155	Облучье	220	12.61	1.1	0	0	0	234.0
Нагр	154	Кимкан/т	220	19.32	3.43	0	0	0	233.7
Нагр	153		35	0	0	0	0	0	39.1
Нагр	149	Лондоко/т	220	8.5	1.78	0	0	0	233.5
Нагр	150	Лондоко	220	54.5	-3.6	0	0	0	233.5
Нагр	148	Бира/т	220	6.99	4.52	0	0	0	233.2

## Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	147	Биробиджан	220	96.6	27.27	0	0	0	232.9
Нагр	146	Икура/т	220	12.88	6.03	0	0	0	233.3
Нагр	140		500	0	0	0	0	0	511.1
Нагр	144		10	2.33	0.41	0	0	0	11.2
Нагр	145		10	0.27	0.14	0	0	0	11.2
Нагр	139		500	0	0	0	0	0	511.1
Нагр	138	Хабаровская 500 кВ	500	0	0	0	288.44	652.8	510.0
Нагр	135	БГЭС 220 кВ	220	0	0	0	0	0	241.7
Нагр	128		500	0	0	0	0	0	524.2
Нагр	920	Створ	220	0.1	0.1	0	0	0	243.1
Нагр	1050	Ядрин/т Т2	220	12.4	11.5	0	0	0	233.9
Нагр	10	НПС -1	220	1.8	0.8	0	0	0	236.2
Нагр	11	НПС-2	220	1.9	0.9	0	0	1281	235.2
Нагр	12	НПС-3	220	2.1	1	0	0	0	237.5

Таблица 9– Потери

№р-н	Район	№об	Рген	Рнаг	Др	Рпотр
1	Вся схема	0	1319.51	1290.44	29.08	1319.52

По результатам расчёта нормального режима видно, что параметры режима находятся в допустимых пределах. Значения параметров режима не превышают величины для оборудования указанные в ПУЭ[19], на напряжения соответствуют ГОСТ [5].

Величина потерь мощности составляет 2,2 %.

С учётом роста электрических нагрузок по всем энергосистемам ОЭС Востока на 1173 МВт (на 17%) до 2026 в соответствии со Схемой и программой развития Единой энергетической системы России [43] применение средств повышения передачи мощности является одной из актуальных и инновационных задач.

Кроме того рассмотрены послеаварийные режимы для рассматриваемого участка сети, влияющие на эффективность и величину передаваемой мощности из Амурской энергосистемы в энергосистему Хабаровского края.

Таблица 10 – Ветви. Нормальный режим

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЛЭП	150	148	Лондоко - Бира/т	4.64	17.50	-113.52	0.00	-20.85	4.67	52.83
ЛЭП	1020	55	НПС-27 - Завитая	3.54	13.05	-312.00	0.00	24.00	1.50	69.91
ЛЭП	150	149	Лондоко - Лондоко/т	0.65	2.44	-15.84	0.00	-25.19	5.35	63.67
ЛЭП	146	147	Икура/т - Биробиджан	1.69	6.35	-41.18	0.00	-28.08	-4.89	71.70
ЛЭП	128	138	- Хабаровская 500 кВ	12.29	130.52	-1525.61	0.00	-338.69	-22.20	378.54
ЛЭП	126	138	- Хабаровская 500 кВ	12.47	132.41	-1547.64	0.00	-333.04	-18.21	372.54
ЛЭП	1034	158	НБурГЭС - Архара	3.80	121.60	-139.00	0.00	-39.60	-7.04	99.95
Тр-р	1034	1036	НБурГЭС - Г-1	1.40	51.50	10.67	0.06	77.85	18.38	189.93
Тр-р	1034	1041	НБурГЭС - Г-3	1.40	51.50	10.67	0.06	77.85	18.38	189.93
Тр-р	1034	1042	НБурГЭС - Г-4	1.40	51.50	10.67	0.06	0.00	0.00	0.00
Тр-р	1034	1040	НБурГЭС - Г-2	1.40	51.50	10.67	0.06	77.85	-10.35	186.49
ЛЭП	1032	1034	НПС-29 - НБурГЭС	5.80	32.00	-209.80	0.00	110.51	11.00	267.86
ЛЭП	158	1032	Архара - НПС-29	2.50	14.50	-93.00	0.00	89.45	12.42	219.29
Тр-р	150	153	Лондоко -	0.50	22.00	0.00	0.17	0.00	0.00	0.00
ЛЭП	150	155	Лондоко - Облучье	7.36	27.72	-179.78	0.00	53.61	-6.27	138.05
ЛЭП	55	58	Завитая - Варваровка	7.75	33.94	-208.86	0.00	-13.98	5.04	37.24
ЛЭП	11	120	НПС-2 -	3.79	16.13	-106.70	0.00	9.44	11.43	36.38
Выкл	138	1010	Хабаровская 500 кВ -	0.00	0.00	0.00	0.00	-340.62	-180.13	436.20
ЛЭП	11	122	НПС-2 -	27.32	102.97	-667.92	0.00	1.72	20.28	49.95
ЛЭП	122	125	- Хабаровская 220 кВ	13.00	56.50	-373.70	0.00	8.60	3.43	47.26
ЛЭП	10	120	НПС -1 -	3.90	16.57	-109.60	0.00	-7.48	1.99	20.86
ЛЭП	120	123	- Литовко	0.67	2.48	-14.82	0.00	1.98	1.44	6.00
ЛЭП	122	123	- Литовко	0.67	2.48	-14.82	0.00	-6.88	-20.26	54.20
ЛЭП	911	138	Комсомольская - Хабаровская 500 кВ	10.56	112.15	-1310.87	0.00	75.90	-5.47	86.33

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Тр-р	911	904	Комсомольская -	0.97	61.10	24.05	0.46	-75.01	6.84	85.35
ЛЭП	906	904	ГПП-4_2 -	1.62	8.73	-55.68	0.00	24.40	14.60	70.04
ЛЭП	905	904	ГПП-4_1 -	1.28	6.92	-47.80	0.00	-7.36	10.10	30.74
Выкл	905	906	ГПП-4_1 - ГПП-4_2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ЛЭП	119	905	Старт - ГПП-4_1	1.80	5.85	-38.70	0.00	-31.70	-2.47	78.63
ЛЭП	119	904	Старт -	2.66	9.80	-58.80	0.00	-23.63	5.33	59.47
Тр-р	123	124	Литовко - Литовко 35	11.40	275.00	5.67	0.17	-4.89	-20.44	51.42
Выкл	18	126	БГЭС 500 кВ -	0.00	0.00	0.00	0.00	95.22	67.46	128.58
Тр-р	126	131	- ГГ-3	1.40	89.50	5.81	0.03	1.99	52.29	57.65
Тр-р	126	132	- ГГ-4	1.40	89.50	5.81	0.03	317.49	11.58	349.96
Тр-р	128	133	- ГГ-5	1.40	89.50	5.81	0.03	318.48	11.22	351.01
Тр-р	138	139	Хабаровская 500 кВ -	0.58	61.10	24.05	1.00	-121.97	2.01	138.09
Тр-р	138	140	Хабаровская 500 кВ -	0.58	61.10	24.05	1.00	-121.97	2.02	138.09
Тр-р	128	134	- ГГ-6	1.40	89.50	5.81	0.03	32.52	31.89	50.17
Тр-р	128	135	- БГЭС 220 кВ	0.97	61.10	24.05	0.46	96.48	0.99	106.28
Тр-р	139	144	-	2.90	113.50	0.00	0.02	-2.33	-0.41	2.67
Тр-р	139	125	- Хабаровская 220 кВ	0.39	0.00	0.00	0.46	-119.21	12.16	135.38
Тр-р	140	125	- Хабаровская 220 кВ	0.39	0.00	0.00	0.46	-121.28	11.90	137.66
Тр-р	140	145	-	2.90	113.50	0.00	0.02	-0.27	-0.14	0.34
ЛЭП	125	147	Хабаровская 220 кВ - Биробиджан	7.69	28.98	-187.97	0.00	-38.31	-2.20	98.79
ЛЭП	125	146	Хабаровская 220 кВ - Икура/т	6.01	22.63	-146.78	0.00	-41.15	-3.59	104.91
ЛЭП	147	148	Биробиджан - Бира/т	4.86	18.32	-118.80	0.00	13.80	3.24	35.14
ЛЭП	147	149	Биробиджан - Лондоко/т	8.86	33.37	-216.48	0.00	16.64	5.31	44.09
ЛЭП	156	157	Ядрин/т Т1 - Тарманчукан/т Т2	5.60	20.10	-119.60	0.00	80.29	2.48	198.31
Тр-р	135	164	БГЭС 220 кВ - ГГ-2	0.29	16.10	27.32	0.07	388.75	-19.79	929.97
Тр-р	135	163	БГЭС 220 кВ - ГГ-1	0.29	16.10	27.32	0.07	13.81	7.81	37.91

## Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0.22	0.78	-18.72	0.00	-22.06	-1.65	53.11
ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0.22	0.78	-18.72	0.00	-22.06	-1.65	53.11
ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5.91	33.10	-212.79	0.00	129.02	-9.86	313.81
ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5.91	33.10	-212.79	0.00	129.02	-9.86	313.81
ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	4.53	19.55	-120.10	0.00	84.65	7.10	206.07
ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	5.43	19.75	-118.25	0.00	83.02	3.59	201.60
ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6.70	24.00	-144.80	0.00	47.06	-7.36	120.15
ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6.60	23.60	-141.40	0.00	47.85	-7.67	122.06
ЛЭП	158	1037	Архара - Тарманчукан/т Т1	6.30	22.00	-134.70	0.00	-94.03	0.37	228.67
ЛЭП	157	158	Тарманчукан/т Т2 - Архара	5.60	20.14	-120.40	0.00	87.93	0.44	215.58
ЛЭП	155	1037	Облучье - Тарманчукан/т Т1	5.80	21.00	-125.80	0.00	77.90	-6.52	194.79
ЛЭП	155	1050	Облучье - Ядрин/т Т2	1.45	5.35	-31.98	0.00	55.39	-19.12	146.05
ЛЭП	150	154	Лондоко - Кимкан/т	4.81	18.11	-117.48	0.00	46.93	-7.35	120.79
ЛЭП	154	155	Кимкан/т - Облучье	2.55	9.61	-62.30	0.00	66.45	-9.56	167.23
ЛЭП	1034	920	НБурГЭС - Створ	0.03	0.17	-1.00	0.00	-82.20	-13.75	197.92
ЛЭП	55	920	Завитая - Створ	4.30	24.00	-154.00	0.00	81.58	19.80	201.96
Выкл	156	1050	Ядрин/т Т1 - Ядрин/т Т2	0.00	0.00	0.00	0.00	-67.88	9.02	169.07
Выкл	126	128	-	0.00	0.00	0.00	0.00	108.79	21.85	122.23
ЛЭП	125	10	Хабаровская 220 кВ - НПС -1	9.65	41.00	-271.40	0.00	-9.30	16.13	45.75
ЛЭП	11	12	НПС-2 - НПС-3	12.25	52.00	-344.30	0.00	-3.59	20.36	50.75
ЛЭП	11	119	НПС-2 - Старт	21.89	39.10	-615.50	0.00	-5.67	19.72	50.36
ЛЭП	119	12	Старт - НПС-3	13.96	59.36	-392.60	0.00	1.44	19.59	48.22

Результаты расчёта послеаварийного режима с отключением одной из ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская по зимним максимальным нагрузкам приведены в графическом виде на рисунке 16, а так же в таблицах 11-12.

Информация об уровнях напряжений приведена в таблице 11.

Информация по перетокам мощности по ветвям и параметрам ветвей приведена в таблице 12.

Результаты расчёта послеаварийного режима с отключением одной из ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская по зимним максимальным нагрузкам приведены в графическом виде на рисунке 17, а так же в таблицах 13-14.

Информация об уровнях напряжений приведена в таблице 13.

Информация по перетокам мощности по ветвям и параметрам ветвей приведена в таблице 14.

Из результатов расчётов послеаварийных режимов перегрузка оборудования не выявлена.

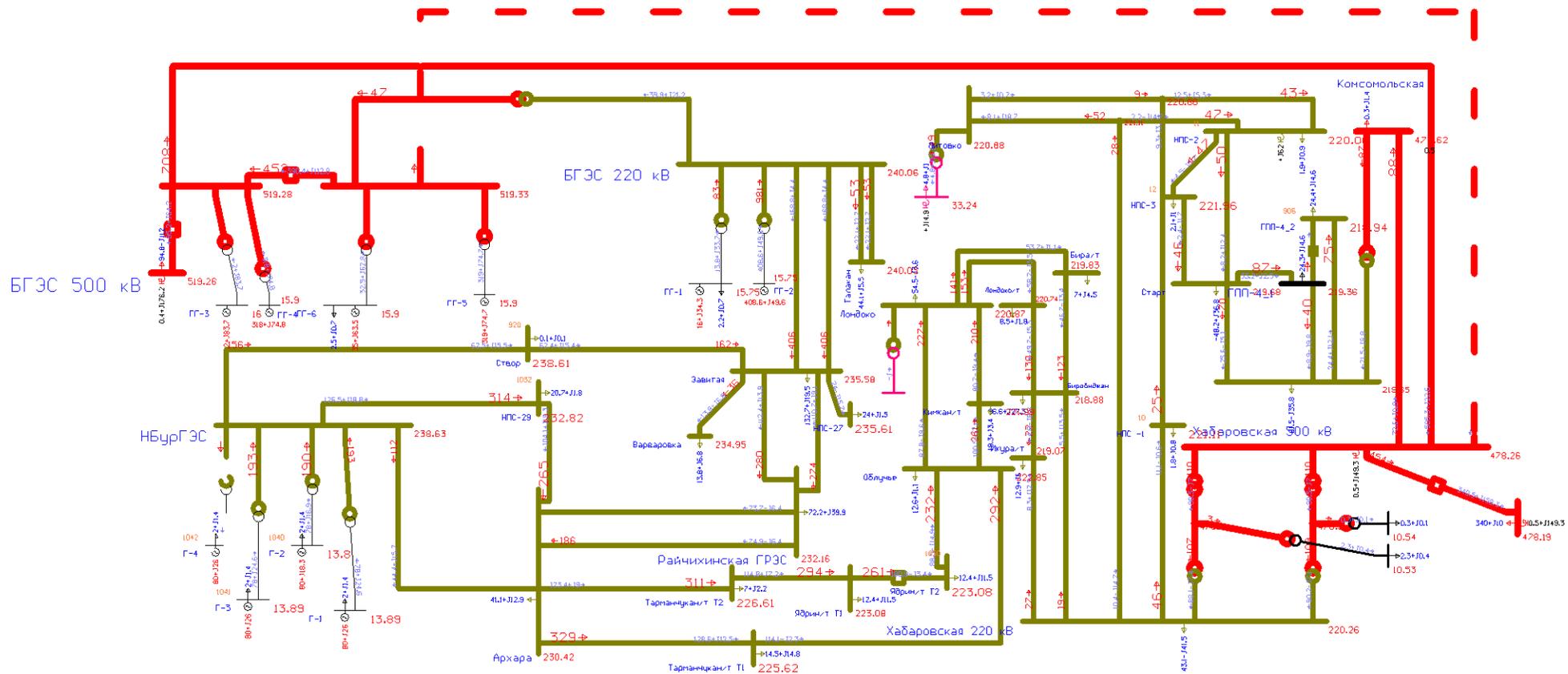


Рисунок 16 - Отключение одной ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская

Таблица 11 – Узлы. Послеаварийный режим. Отключение ВЛ 500 кВ  
Бурейская ГЭС – Хабаровская.

Тип	Номер	Название	U_ном, кВ	P_н, МВт	Q_н, Мвар	P_г, МВт	Q_г, Мвар	B_ш, мкСм	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
База	164	ГГ-2	15,75	0	0	408,62	49,59	0	15,8
Ген	1040	Г-2	13,8	2	1,4	80	18,29	0	13,8
Ген	163	ГГ-1	15,75	2,19	0,69	16	34,34	0	15,8
Ген	131	ГГ-3	15,75	0	0	2	83,68	0	16,0
Ген	132	ГГ-4	15,75	0	0	318	74,84	0	15,9
Ген	134	ГГ-6	15,75	2,47	0,69	35	63,51	0	15,9
Ген	133	ГГ-5	15,75	0	0	319	74,65	0	15,9
Нагр	1036	Г-1	13,8	2	1,4	80	26,0	0	13,9
Нагр	1042	Г-4	13,8	2	1,4	80	26,00	0	0,0
Нагр	1041	Г-3	13,8	2	1,4	80	26,00	0	13,9
Нагр	911	Комсомольская	500	0,27	1,37	0	0	0	476,6
Нагр	904		220	81,53	35,76	0	0	0	219,7
Нагр	906	ГПП-4_2	220	24,4	14,6	0	0	0	218,9
Нагр	905	ГПП-4_1	220	24,3	14,6	0	0	0	219,4
Нагр	18	БГЭС 500 кВ	500	94,8	-112	0	0	653,6	519,3
Нагр	1020	НПС-27	220	24	1,5	0	0	0	235,6
Нагр	119	Старт	220	-48,23	36,75	0	0	0	219,7
Нагр	1010		500	340	10	0	0	652,8	478,2
Нагр	120		220	0	0	0	0	0	220,9
Нагр	122		220	0	0	0	0	0	221,1
Нагр	123	Литовко	220	0	0	0	0	0	220,9
Нагр	124	Литовко 35	35	4,8	0,96	0	0	13493	33,2
Нагр	55	Завитая	220	132,7	19,5	0	0	0	235,6
Нагр	58	Варваровка	220	13,84	6,85	0	0	0	235,0
Нагр	1032	НПС-29	220	20,7	1,8	0	0	0	232,8
Нагр	1034	НБурГЭС	220	0	0	0	0	0	238,6
Нагр	1037	Тарманчукан/т Т1	220	14,5	14,8	0	0	0	225,6
Нагр	125	Хабаровская 220 кВ	220	143,05	41,52	0	-45	0	220,3

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	126		500	0	0	0	0	0	519,3
Нагр	165	Талакан	220	44,12	5,48	0	0	0	240,0
Нагр	159	Райчихинская ГРЭС	220	72,2	39,9	0	0	0	232,2
Нагр	158	Архара	220	41,11	12,88	0	0	0	230,4
Нагр	157	Тарманчукан/т Т2	220	6,99	2,19	0	0	0	226,6
Нагр	156	Ядрин/т Т1	220	12,4	11,5	0	0	0	223,1
Нагр	155	Облучье	220	12,61	1,1	0	0	0	222,9
Нагр	154	Кимкан/т	220	19,32	3,43	0	0	0	222,0
Нагр	153		35	0	0	0	0	0	37,0
Нагр	149	Лондоко/т	220	8,5	1,78	0	0	0	220,7
Нагр	150	Лондоко	220	54,5	-3,6	0	0	0	220,9
Нагр	148	Бира/т	220	6,99	4,52	0	0	0	219,8
Нагр	147	Биробиджан	220	96,6	27,27	0	0	0	218,9
Нагр	146	Икура/т	220	12,88	6,03	0	0	0	219,1
Нагр	140		500	0	0	0	0	0	478,9
Нагр	144		10	2,33	0,41	0	0	0	10,5
Нагр	145		10	0,27	0,14	0	0	0	10,5
Нагр	139		500	0	0	0	0	0	478,9
Нагр	138	Хабаровская 500 кВ	500	0	0	0	288,4	652,8	478,3
Нагр	135	БГЭС 220 кВ	220	0	0	0	0	0	240,1
Нагр	128		500	0	0	0	0	0	519,3
Нагр	920	Створ	220	0,1	0,1	0	0	0	238,6
Нагр	1050	Ядрин/т Т2	220	12,4	11,5	0	0	0	223,1
Нагр	10	НПС -1	220	1,8	0,8	0	0	0	221,1
Нагр	11	НПС-2	220	1,9	0,9	0	0	1281	220,1
Нагр	12	НПС-3	220	2,1	1	0	0	0	222,0

Таблица 12 – Ветви. Послеаварийный режим. Отключение ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская.

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	P нач	Q нач	I max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	150	148	Лондоко - Бира/т	4,64	17,5	0	-113,52	0	-53,9	3,4	141,3
ЛЭП	1020	55	НПС-27 - Завитая	3,54	13,05	0	-312	0	24,0	1,5	70,3
ЛЭП	150	149	Лондоко - Лондоко/т	0,648	2,442	0	-15,84	0	-58,3	4,1	152,7
ЛЭП	146	147	Икура/т - Биробиджан	1,685	6,349	0	-41,184	0	4,6	-6,8	26,2
ЛЭП	128	138	- Хабаровская 500 кВ	12,29	130,524	0	-1525,6	0	0,0	0,0	0,0
ЛЭП	126	138	- Хабаровская 500 кВ	12,467	132,409	0	-1547,6	0	-614,7	-167,6	719,2
ЛЭП	1034	158	НБурГЭС - Архара	3,8	121,6	0	-139	0	-44,5	-12,9	117,9
Тр-р	1034	1036	НБурГЭС - Г-1	1,4	51,5	0	10,672	0,057	77,8	18,2	193,4
Тр-р	1034	1041	НБурГЭС - Г-3	1,4	51,5	0	10,672	0,057	77,8	18,2	193,4
Тр-р	1034	1042	НБурГЭС - Г-4	1,4	51,5	0	10,672	0,057	0,0	0,0	0,0
Тр-р	1034	1040	НБурГЭС - Г-2	1,4	51,5	0	10,672	0,057	77,8	10,7	190,1
ЛЭП	1032	1034	НПС-29 - НБурГЭС	5,8	32	0	-209,8	0	124,8	21,1	313,9
ЛЭП	158	1032	Архара - НПС-29	2,5	14,5	0	-93	0	103,6	21,3	264,9
Тр-р	150	153	Лондоко -	0,5	22	0	0	0,16739	0,0	0,0	0,0
ЛЭП	150	155	Лондоко - Облучье	7,355	27,717	0	-179,78	0	86,7	-5,1	228,9
ЛЭП	55	58	Завитая - Варваровка	7,75	33,939	2,03	-208,85	0	-14,0	4,6	37,9
ЛЭП	11	120	НПС-2 -	3,79	16,13	0	-106,7	0	12,5	10,4	42,6
Выкл	138	1010	Хабаровская 500 кВ -	0	0	0	0	0	-340,5	-159,4	453,9
ЛЭП	11	122	НПС-2 -	27,32	102,97	0	-667,92	0	2,2	17,8	47,1
ЛЭП	122	125	- Хабаровская 220 кВ	13	56,5	0	-373,7	0	10,3	3,4	47,1
ЛЭП	10	120	НПС -1 -	3,9	16,57	0	-109,6	0	-9,3	1,4	26,3
ЛЭП	120	123	- Литовко	0,673	2,48	0	-14,82	0	3,2	1,4	9,1
ЛЭП	122	123	- Литовко	0,673	2,48	0	-14,82	0	-8,1	-18,0	53,4
ЛЭП	911	138	Комсомольская - Хабаровская 500 кВ	10,5	112,1	0	-1310,8	0	72,3	-0,6	87,6
Тр-р	911	904	Комсомольская -	0,97	61,1	0	24,048	0,46	-71,5	1,9	86,6

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	906	904	ГПП-4_2 -	1,62	8,725	0	-55,677	0	24,4	14,6	75,0
ЛЭП	905	904	ГПП-4_1 -	1,28	6,92	0	-47,8	0	-8,9	12,1	39,6
Выкл	905	906	ГПП-4_1 - ГПП-4_2	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
ЛЭП	119	905	Старт - ГПП-4_1	1,8	5,85	0	-38,7	0	-33,3	-0,8	87,7
ЛЭП	119	904	Старт -	2,6575	9,804	0	-58,799	0	-25,6	7,8	70,3
Тр-р	123	124	Литовко - Литовко 35	11,4	275	0	5,671	0,167	-4,9	-18,1	48,9
Выкл	18	126	БГЭС 500 кВ -	0	0	0	0	0	95,2	64,2	127,7
Тр-р	126	131	- ГГ-3	1,4	89,5	0	5,805	0,03	2,0	79,9	88,9
Тр-р	126	132	- ГГ-4	1,4	89,5	0	5,805	0,03	317,5	39,3	355,7
Тр-р	128	133	- ГГ-5	1,4	89,5	0	5,805	0,03	318,5	38,9	356,7
Тр-р	138	139	Хабаровская 500 кВ -	0,58	61,1	1,5	24,048	1	-90,8	-0,7	109,7
Тр-р	138	140	Хабаровская 500 кВ -	0,58	61,1	1,5	24,048	1	-90,8	-0,7	109,7
Тр-р	128	134	- ГГ-6	1,4	89,5	0	5,805	0,03	32,5	59,7	75,5
Тр-р	128	135	- БГЭС 220 кВ	0,97	61,1	1,5	24,048	0,46	39,5	14,2	46,6
Тр-р	139	144	-	2,9	113,5	0	0	0,022	-2,3	-0,4	2,9
Тр-р	139	125	- Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,46	-88,2	7,4	106,6
Тр-р	140	125	- Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,46	-90,2	7,1	109,1
Тр-р	140	145	-	2,9	113,5	0	0	0,022	-0,3	-0,1	0,4
ЛЭП	125	147	Хабаровская 220 кВ - Биробиджан	7,69	28,978	0	-	0	-5,5	-4,5	38,5
ЛЭП	125	146	Хабаровская 220 кВ - Икура/т	6,005	22,629	0	-	0	-8,3	-5,9	40,4
ЛЭП	147	148	Биробиджан - Бира/т	4,86	18,315	0	-118,8	0	46,5	1,5	122,9
ЛЭП	147	149	Биробиджан - Лондоко/т	8,855833	33,374	0	-216,48	0	49,3	3,5	130,8
ЛЭП	156	157	Ядрин/т Т1 - Гарманчукан/т Т2	5,6	20,1	0	-119,6	0	113,3	8,1	294,0
Тр-р	135	164	БГЭС 220 кВ - ГГ-2	0,29	16,1	0	27,321	0,065	407,8	1,6	980,7
Тр-р	135	163	БГЭС 220 кВ - ГГ-1	0,29	16,1	0	27,321	0,065	13,8	31,7	83,2
ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0,21775	0,783	0	-18,72	0	-22,1	-1,7	53,5

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0,21775	0,783	0	-18,72	0	-22,1	-1,7	53,5	
ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5,91	33,1	0	-212,7	0	165,9	0,0	406,5	
ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5,91	33,1	0	-212,78	0	165,9	0,0	406,5	
ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	4,529	19,5	0	-	120,096	0	111,3	15,9	279,6
ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	5,43	19,748	0	-	118,249	0	109,5	11,1	273,7
ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6,7	24	0	-144,8	0	73,0	-1,1	183,9	
ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6,6	23,6	0	-141,4	0	74,2	-1,3	187,0	
ЛЭП	158	1037	Архара - Тарманчукан/т Т1	6,3	22	0	-134,7	0	-130,7	-12,7	330,7	
ЛЭП	157	158	Тарманчукан/т Т2 - Архара	5,6	20,14	0	-120,4	0	121,8	9,4	311,2	
ЛЭП	155	1037	Облучье - Тарманчукан/т Т1	5,8	21	0	-125,8	0	112,7	-1,3	292,1	
ЛЭП	155	1050	Облучье - Ядрин/т Т2	1,451	5,351	0	-31,98	0	88,3	-14,2	232,4	
ЛЭП	150	154	Лондоко - Кимкан/т	4,806	18,111	0	-117,48	0	80,0	-6,0	211,2	
ЛЭП	154	155	Кимкан/т - Облучье	2,549	9,605	0	-62,304	0	100,0	-5,9	261,0	
ЛЭП	1034	920	НБурГЭС - Створ	0,03	0,168	0	-1	0	-62,5	-15,4	155,8	
ЛЭП	55	920	Завитая - Створ	4,3	24	0	-154	0	62,1	22,2	161,6	
Выкл	156	1050	Ядрин/т Т1 - Ядрин/т Т2	0	0	0	0	0	-100,9	3,4	261,4	
Выкл	126	128	-	0	0	0	0	0	390,4	112,6	451,8	
ЛЭП	125	10	Хабаровская 220 кВ - НПС -1	9,65	41	0	-271,4	0	-11,1	13,7	46,3	
ЛЭП	11	12	НПС-2 - НПС-3	12,25	52	0	-344,3	0	-4,5	17,4	47,2	
ЛЭП	11	119	НПС-2 - Старт	21,89	39,1	0	-615,5	0	-8,3	17,3	50,3	
ЛЭП	119	12	Старт - НПС-3	13,96	59,36	0	-392,6	0	2,4	17,4	46,1	

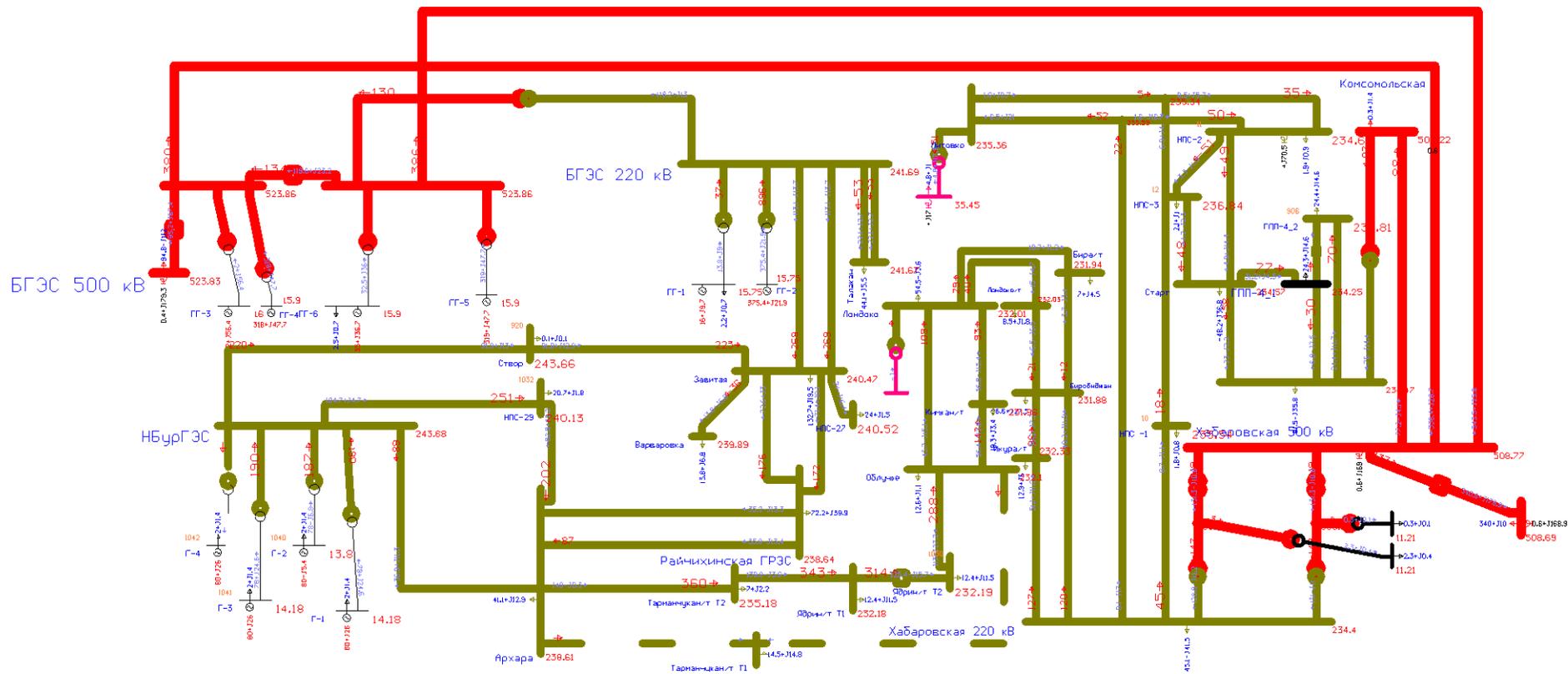


Рисунок 17 - Отключение ВЛ 220 кВ Архара – Облучье с отп на ПС Тарманчукант тяга

Таблица 13 – Узлы. Послеаварийный режим. Отключение ВЛ 220кВ Архара – Облучье с отп. на ПС Тарманчукан-тяги

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	B_ш	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
База	164	ГГ-2	15,75	0	0	375,3968	21,86896	0	15,8
Ген	1040	Г-2	13,8	2	1,4	80	-5,43597	0	13,8
Ген	163	ГГ-1	15,75	2,19	0,69	16	9,715907	0	15,8
Ген	131	ГГ-3	15,75	0	0	2	56,4496	0	16,0
Ген	132	ГГ-4	15,75	0	0	318	47,67933	0	15,9
Ген	134	ГГ-6	15,75	2,47	0,69	35	36,67655	0	15,9
Ген	133	ГГ-5	15,75	0	0	319	47,70861	0	15,9
Нагр	1036	Г-1	13,8	2	1,4	80	26,00642	0	14,2
Нагр	1042	Г-4	13,8	2	1,4	80	26,00642	0	0,0
Нагр	1041	Г-3	13,8	2	1,4	80	26,00642	0	14,2
Нагр	911	Комсомольская	500	0,27	1,37	0	0	0	508,2
Нагр	904		220	81,53	-35,76	0	0	0	234,5
Нагр	906	ГПП-4_2	220	24,4	14,6	0	0	0	233,8
Нагр	905	ГПП-4_1	220	24,3	14,6	0	0	0	234,2
Нагр	18	БГЭС 500 кВ	500	94,8	-112	0	0	653,6	523,8
Нагр	1020	НПС-27	220	24	1,5	0	0	0	240,5
Нагр	119	Старт	220	-48,23	36,75	0	0	0	234,6
Нагр	1010		500	340	10	0	0	652,8	508,7
Нагр	120		220	0	0	0	0	0	235,3
Нагр	122		220	0	0	0	0	0	235,6
Нагр	123	Литовко	220	0	0	0	0	0	235,4
Нагр	124	Литовко 35	35	4,8	0,96	0	0	13493	35,4
Нагр	55	Завитая	220	132,7	19,5	0	0	0	240,5
Нагр	58	Варваровка	220	13,84	6,85	0	0	0	239,9
Нагр	1032	НПС-29	220	20,7	1,8	0	0	0	240,1
Нагр	1034	НБурГЭС	220	0	0	0	0	0	243,7
Нагр	1037	Тарманчукан/т Т1	220	14,5	14,8	0	0	0	0,0
Нагр	125	Хабаровская 220 кВ	220	143,05	-41,52	0	-45	0	234,4
Нагр	126		500	0	0	0	0	0	523,9

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	165	Талакан	220	44,12	5,48	0	0	0	241,7
Нагр	159	Райчихинская ГРЭС	220	72,2	39,9	0	0	0	238,6
Нагр	158	Архара	220	41,11	12,88	0	0	0	238,6
Нагр	157	Тарманчукан/т Т2	220	6,99	2,19	0	0	0	235,2
Нагр	156	Ядрин/т Т1	220	12,4	11,5	0	0	0	232,2
Нагр	155	Облучье	220	12,61	1,1	0	0	0	232,1
Нагр	154	Кимкан/т	220	19,32	3,43	0	0	0	232,0
Нагр	153		35	0	0	0	0	0	38,8
Нагр	149	Лондоко/т	220	8,5	1,78	0	0	0	232,0
Нагр	150	Лондоко	220	54,5	-3,6	0	0	0	232,0
Нагр	148	Бира/т	220	6,99	4,52	0	0	0	231,9
Нагр	147	Биробиджан	220	96,6	27,27	0	0	0	231,9
Нагр	146	Икура/т	220	12,88	6,03	0	0	0	232,3
Нагр	140		500	0	0	0	0	0	509,7
Нагр	144		10	2,33	0,41	0	0	0	11,2
Нагр	145		10	0,27	0,14	0	0	0	11,2
Нагр	139		500	0	0	0	0	0	509,7
Нагр	138	Хабаровская 500 кВ	500	0	0	0	288,4421	652,8	508,8
Нагр	135	БГЭС 220 кВ	220	0	0	0	0	0	241,7
Нагр	128		500	0	0	0	0	0	523,9
Нагр	920	Створ	220	0,1	0,1	0	0	0	243,7
Нагр	1050	Ядрин/т Т2	220	12,4	11,5	0	0	0	232,2
Нагр	10	НПС -1	220	1,8	0,8	0	0	0	235,5
Нагр	11	НПС-2	220	1,9	0,9	0	0	1281	234,6
Нагр	12	НПС-3	220	2,1	1	0	0	0	236,8

Таблица 14 – Ветви. Послеаварийный режим. Отключение ВЛ 220кВ Архара – Облучье с отп. На ПС Тарманчукан-тяга

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	P нач	Q нач	I max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	150	148	Лондоко - Бира/т	4,644167	17,501	0	-113,52	0	-11	5	29
ЛЭП	1020	55	НПС-27 - Завитая	3,54	13,05	0	-312	0	24	2	70
ЛЭП	150	149	Лондоко - Лондоко/т	0,648	2,442	0	-15,84	0	-15	6	40
ЛЭП	146	147	Икура/т - Биробиджан	1,685	6,349	0	-41,184	0	-38	-5	97
ЛЭП	128	138	- Хабаровская 500 кВ	12,29	130,524	0	-1525,61	0	-349	-27	391
ЛЭП	126	138	- Хабаровская 500 кВ	12,467	132,409	0	-1547,64	0	-344	-23	385
ЛЭП	1034	158	НБурГЭС - Архара	3,8	121,6	0	-139	0	-37	-6	93
Тр-р	1034	1036	НБурГЭС - Г-1	1,4	51,5	0	10,672	0,057	78	18	190
Тр-р	1034	1041	НБурГЭС - Г-3	1,4	51,5	0	10,672	0,057	78	18	190
Тр-р	1034	1042	НБурГЭС - Г-4	1,4	51,5	0	10,672	0,057	0	0	0
Тр-р	1034	1040	НБурГЭС - Г-2	1,4	51,5	0	10,672	0,057	78	-13	187
ЛЭП	1032	1034	НПС-29 - НБурГЭС	5,8	32	0	-209,8	0	104	11	251
ЛЭП	158	1032	Архара - НПС-29	2,5	14,5	0	-93	0	83	13	202
Тр-р	150	153	Лондоко -	0,5	22	0	0	0,16739	0	0	0
ЛЭП	150	155	Лондоко - Облучье	7,355	27,717	0	-179,784	0	43	-6	115
ЛЭП	55	58	Завитая - Варваровка	7,7525	33,939	2,03	-208,858	0	-14	5	37
ЛЭП	11	120	НПС-2 -	3,79	16,13	0	-106,7	0	9	12	35
Выкл	138	1010	Хабаровская 500 кВ -	0	0	0	0	0	-341	-179	437
ЛЭП	11	122	НПС-2 -	27,32	102,971	0	-667,92	0	2	20	50
ЛЭП	122	125	- Хабаровская 220 кВ	13	56,5	0	-373,7	0	8	4	46
ЛЭП	10	120	НПС -1 -	3,9	16,57	0	-109,6	0	-7	2	20
ЛЭП	120	123	- Литовко	0,673	2,48	0	-14,82	0	2	1	5
ЛЭП	122	123	- Литовко	0,673	2,48	0	-14,82	0	-7	-20	54
ЛЭП	911	138	Комсомольская - Хабаровская 500 кВ	10,55975	112,152	0	-1310,87	0	77	-5	88
Тр-р	911	904	Комсомольская -	0,97	61,1	0	24,048	0,46	-76	7	87

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	906	904	ГПП-4_2 -	1,62	8,725	0	-55,677	0	24	15	70
ЛЭП	905	904	ГПП-4_1 -	1,28	6,92	0	-47,8	0	-7	10	30
Выкл	905	906	ГПП-4_1 - ГПП-4_2	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	119	905	Старт - ГПП-4_1	1,8	5,85	0	-38,7	0	-31	-2	78
ЛЭП	119	904	Старт -	2,6575	9,804	0	-58,799	0	-23	5	58
Тр-р	123	124	Литовко - Литовко 35	11,4	275	0	5,671	0,16739	-5	-20	51
Выкл	18	126	БГЭС 500 кВ -	0	0	0	0	0	95	67	129
Тр-р	126	131	- ГГ-3	1,4	89,5	0	5,805	0,03	2	54	59
Тр-р	126	132	- ГГ-4	1,4	89,5	0	5,805	0,03	317	13	350
Тр-р	128	133	- ГГ-5	1,4	89,5	0	5,805	0,03	318	13	351
Тр-р	138	139	Хабаровская 500 кВ -	0,58	61,1	1,5	24,048	1	-132	1	149
Тр-р	138	140	Хабаровская 500 кВ -	0,58	61,1	1,5	24,048	1	-132	1	149
Тр-р	128	134	- ГГ-6	1,4	89,5	0	5,805	0,03	33	34	52
Тр-р	128	135	- БГЭС 220 кВ	0,97	61,1	1,5	24,048	0,46	118	3	130
Тр-р	139	144	-	2,9	113,5	0	0	0,022	-2	0	3
Тр-р	139	125	- Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,46	-129	11	147
Тр-р	140	125	- Хабаровская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,46	-131	11	149
Тр-р	140	145	-	2,9	113,5	0	0	0,022	0	0	0
ЛЭП	125	147	Хабаровская 220 кВ - Биробиджан	7,69	28,978	0	-187,968	0	-49	-3	124
ЛЭП	125	146	Хабаровская 220 кВ - Икура/т	6,005	22,629	0	-146,784	0	-51	-4	130
ЛЭП	147	148	Биробиджан - Бира/т	4,86	18,315	0	-118,8	0	4	3	12
ЛЭП	147	149	Биробиджан - Лондоко/т	8,855833	33,374	0	-216,48	0	7	5	23
ЛЭП	156	157	Ядрин/т Т1 - Тарманчукан/т Т2	5,6	20,1	0	-119,6	0	138	-4	343
Тр-р	135	164	БГЭС 220 кВ - ГГ-2	0,29	16,1	0	27,321	0,065	375	-19	896
Тр-р	135	163	БГЭС 220 кВ - ГГ-1	0,29	16,1	0	27,321	0,065	14	7	37
ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0,21775	0,783	0	-18,72	0	-22	-2	53
ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0,21775	0,783	0	-18,72	0	-22	-2	53

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5,910833	33,1	0	-212,787	0	112	-9	272
ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5,910833	33,1	0	-212,787	0	112	-9	272
ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	4,529167	19,552	0	-120,096	0	72	8	176
ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	5,4325	19,748	0	-118,249	0	71	5	172
ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6,7	24	0	-144,8	0	35	-6	91
ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6,6	23,6	0	-141,4	0	36	-6	92
ЛЭП	158	1037	Архара - Тарманчукан/т Т1	6,3	22	0	-134,7	0	0	0	0
ЛЭП	157	158	Тарманчукан/т Т2 - Архара	5,6	20,14	0	-120,4	0	147	-1	361
ЛЭП	155	1037	Облучье - Тарманчукан/т Т1	5,8	21	0	-125,8	0	0	0	0
ЛЭП	155	1050	Облучье - Ядрин/т Т2	1,451	5,351	0	-31,98	0	113	-27	289
ЛЭП	150	154	Лондоко - Кимкан/т	4,806	18,111	0	-117,48	0	37	-8	98
ЛЭП	154	155	Кимкан/т - Облучье	2,549	9,605	0	-62,304	0	56	-10	144
ЛЭП	1034	920	НБурГЭС - Створ	0,03	0,168	0	-1	0	-92	-13	220
ЛЭП	55	920	Завитая - Створ	4,3	24	0	-154	0	91	18	223
Выкл	156	1050	Ядрин/т Т1 - Ядрин/т Т2	0	0	0	0	0	-125	16	314
Выкл	126	128	-	0	0	0	0	0	120	23	134
ЛЭП	125	10	Хабаровская 220 кВ - НПС -1	9,65	41	0	-271,4	0	-9	16	45
ЛЭП	11	12	НПС-2 - НПС-3	12,25	52	0	-344,3	0	-3	20	51
ЛЭП	11	119	НПС-2 - Старт	21,89	39,1	0	-615,5	0	-5	19	49
ЛЭП	119	12	Старт - НПС-3	13,96	59,36	0	-392,6	0	1	19	48

### 3 ИННОВАЦИОННЫЕ СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СОПОСОБНОСТИ СИСТЕМООБРАЗУЮЩЕЙ СЕТИ

Технические средства активно-адаптивной сети, обеспечивающие ее управляемость, разделяются на следующие основные группы:

- устройства регулирования (компенсации) реактивной мощности и напряжения, подключаемые к сетям параллельно.
- устройства регулирования параметров сети (изменения сопротивления сети), подключаемые к сети последовательно.
- устройства, сочетающие функции первых двух групп – устройства продольно-поперечного включения.

Согласно доклада «Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью» [31] для обеспечения управляемости активно-адаптивной сети России могут быть использованы следующие средства:

- Устройства регулирования (компенсации) реактивной мощности и напряжения, подключаемые к сетям параллельно.
- Устройства регулирования параметров сети (сопротивление сети), подключаемые к сети последовательно.
- Устройства, сочетающие функции первых двух групп – устройства продольно-поперечного включения.
- Устройства ограничения токов короткого замыкания.
- Накопители электрической энергии.
- Преобразователи рода тока (переменный ток в постоянный и постоянный ток в переменный).

В зарубежной терминологии эти устройства называются устройства FACTS.

Устройства, реализующие технологию FACTS позволяют решать широкий спектр задач:

- увеличение пропускной способности ЛЭП переменного тока;
- поддержание требуемых напряжений в узлах потребления;
- управление перетоками мощности;
- снижение потерь мощности;
- повышение надежности и устойчивости энергосистем.

Управляемые устройства компенсации реактивной мощности предназначены для выполнения задачи обеспечения качества электрической энергии по напряжению путем поддержания заданных уровней напряжения в контрольных пунктах сети. В определенных случаях, особенно для межсистемных и системообразующих связей, при дальнем транспорте электроэнергии эти устройства вносят вклад в повышение статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем, устойчивости нагрузки [31].

К таким устройствам относятся батареи статических компенсаторов (БСК), шунтирующие реакторы (ШР), реакторные группы, коммутируемые вакуумными выключателями (ВРГ), управляемые шунтирующие реакторы (УШР), статические тиристорные компенсаторы (СТК), статические компенсаторы реактивной мощности, выполненные на базе современной силовой электроники (мощные IGBT транзисторы) – СТАТКОМ, синхронные (СК) и асинхронизированные (АСК) компенсаторы, Реакторные группы, коммутируемые выключателями (ВРГ), ступенчато-регулируемые реакторы, подключаемые к третичной обмотке автотрансформаторов (трансформаторов) посредством вакуумных контакторов [31].

Управляемый шунтирующий реактор с подмагничиванием постоянным током. Выполняется на основе специального трансформатора в составе УШР. На общем сердечнике содержится сетевая обмотка реактора, компенсирующая обмотка, обмотка управления, и вне бака с УШР – тиристорное выпрямительное устройство и фильтр. УШР предназначены для плавного регулирования напряжения (реактивной мощности). УШР

могут устанавливаться как на линиях электропередачи (линейные УШР), так и на шинах подстанции. Предпочтительная область применения – распределительные сети [15, 54].

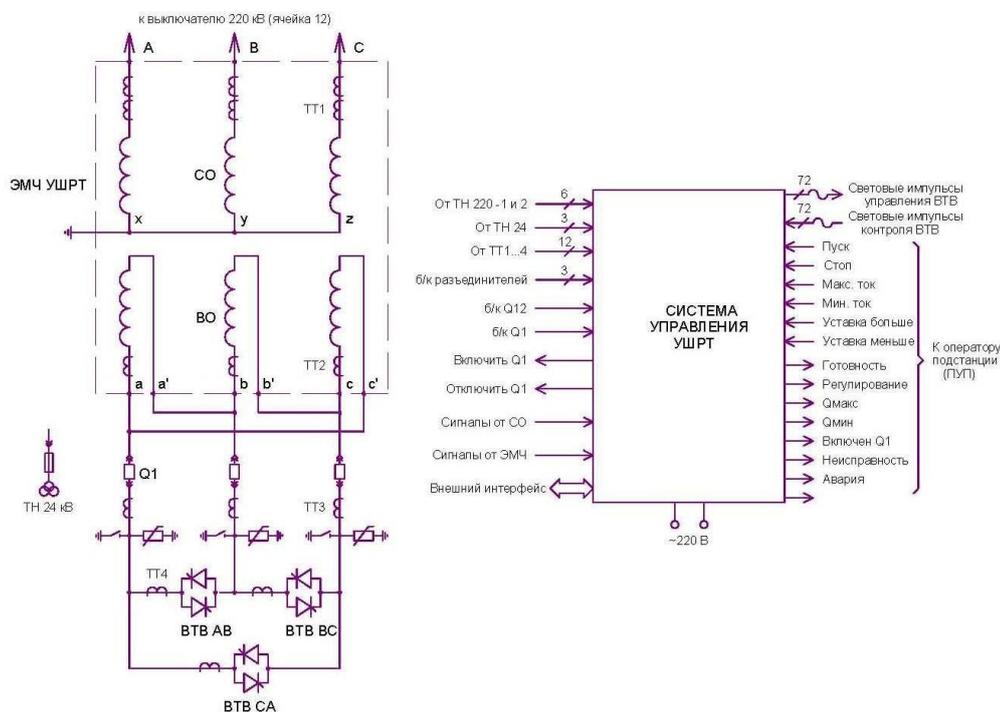


Рисунок 18 - Однолинейная схема УШРТ



Рисунок 19 - Электромагнитная часть УШРТ

Статические тиристорные компенсаторы (СТК). В состав СТК входит реактор с воздушным охлаждением и тиристорный вентиль с воздушным или

водяным охлаждением, образующие тиристорные группы (ТРГ) с плавным регулированием угла зажигания тиристоров. Параллельно с ТРГ подключена конденсаторная батарея (КБ), а иногда и фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ) [31]. Подключается к сети ВН через третичную обмотку НН автотрансформатора или через блочный повышающий трансформатор. СТК применяются для регулирования напряжения, а также для повышения пределов передаваемой мощности по линиям электропередачи [40].

Отечественной промышленностью освоено производство СТК мощностью 50, 100, 160 МВА 11-15,75 кВ. Мировые производители (Siemens, ABB, Areva и др.) выпускают СТК единичной мощностью 50-500 МВА, напряжением до 35 кВ. В мировой практике СТК нашли широкое применение [31].

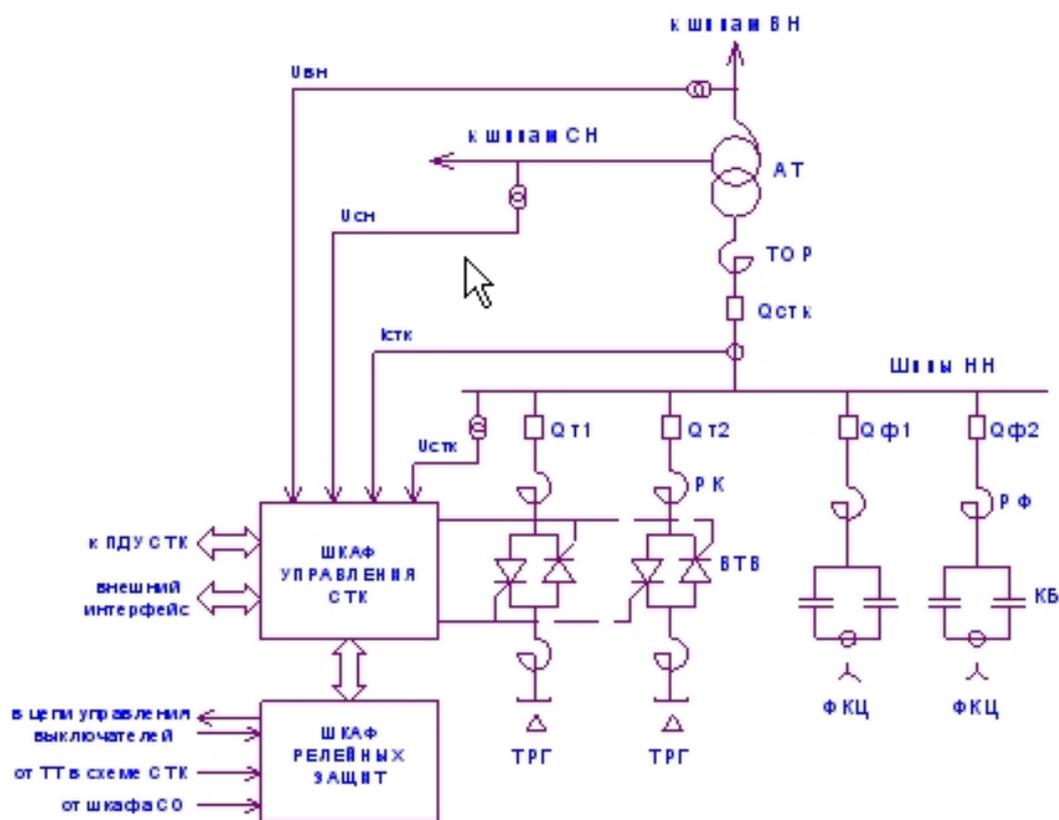


Рисунок 20 - Типовая схема СТК для ЛЭП

СТК применяются как на крупных предприятиях [28] так и в электрических сетях. [49]

Наибольший эффект имеет место при подключении СТК непосредственно к линии электропередачи или шинам ВН подстанции - при этом он может реализовывать ряд системных функций, связанных с режимами работы линии электропередачи [50].

Статический компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения (СТАТКОМ). Состоит из выполненного на силовых транзисторах преобразователя напряжения, обеспечивающего генерацию и потребление реактивной мощности в диапазоне  $\pm 100\%$  установленной мощности устройства, без дополнительных силовых реакторов и конденсаторных батарей. Подключение к сети ВН - через третичную обмотку НН автотрансформатора или через отдельный повышающий трансформатор НН/ВН.

Применяются для динамической стабилизации напряжения, увеличения пропускной способности электропередачи, уменьшения колебаний напряжения, повышения устойчивости при электромеханических переходных процессах, улучшения демпфирования колебаний в энергосистеме.

Принцип работы СТАТКОМ идентичен принципу работы агрегатов бесперебойного питания: из напряжения источника постоянного тока за счет широтно-импульсной модуляции и использования фильтра гармоник формируется синусоидальное напряжение частотой  $50 \text{ Гц} \pm 3 \text{ Гц}$ . В энергетике используется трехуровневая схема преобразователя. Три уровня напряжения (ноль, половина и полное) позволяют задать двухступенчатую основу синусоиды, что позволяет снизить мощность фильтров (рисунок 21).

Применяется в любых электрических сетях, особенно эффективен в «слабых» сетях.

Разработан и создан первый в России образец мощностью 50 МВар, 15,75 кВ, Пилотный образец СТАТКОМ мощностью  $\pm 50$  Мвар на напряжение 15,75 кВ прошел стендовые испытания на номинальные параметры и будет введен в эксплуатацию в 2010 году на подстанции 330/400

кВ Выборгская в Ленинградской области. Это позволит повысить надежность работы существующей вставки постоянного тока, обеспечивающей экспорт электроэнергии в Финляндию. [39]

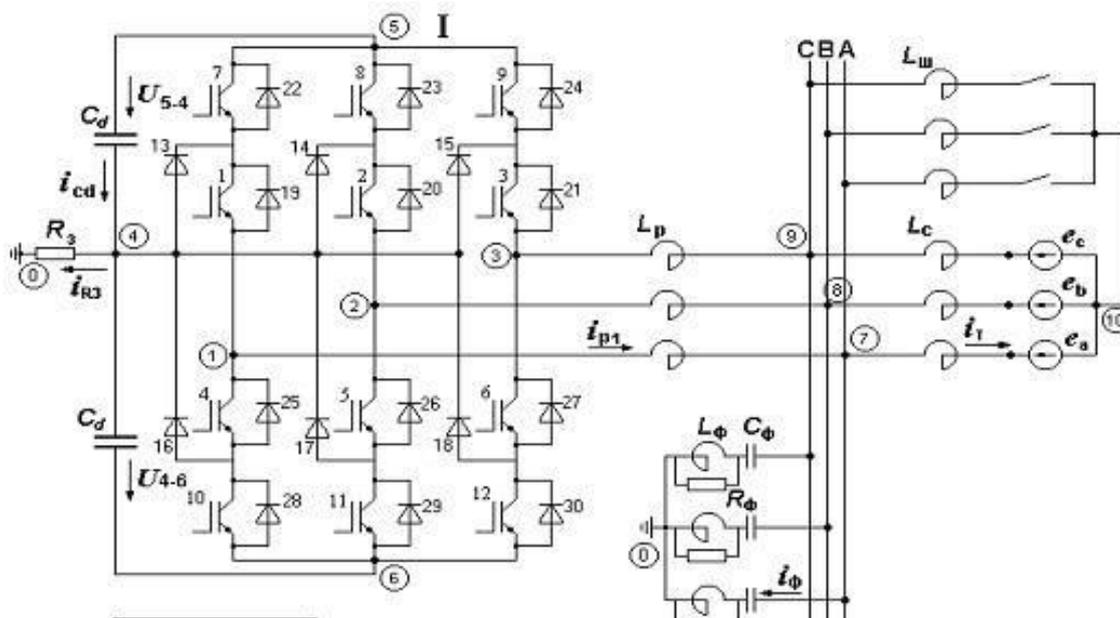


Рисунок 21 - Схема 3-уровневого СТАТКОМ

ABB выпустила СТАТКОМ мощностью до 150 МВар, напряжением до 35 кВ. В мировой практике наблюдается тенденция увеличения масштабов практического применения СТАТКОМ. [31]

Электромашинные устройства, асинхронизированные компенсаторы (АСК). Является комплексом состоящим из асинхронизированных электрических машин переменного тока и статических преобразователей частоты. Содержит на роторе две и более обмоток возбуждения, благодаря чему обеспечивается возможность регулирования реактивной мощности в пределах  $\pm 100\%$ . Обеспечивается также возможность регулирования не только величины, но и фазы вектора напряжения в энергосистеме. Возможна работа с переменной частотой вращения с маховиком на валу с целью повышения пределов динамических характеристик энергосистем. Применяется для регулирования напряжения и повышения пределов

статической и динамической устойчивости, увеличения пропускной способности электропередачи, улучшения демпфирования энергосистемы.

Отечественной промышленностью освоено производство компенсаторов 100 МВА 11кВ. Фирмой «Hitachi» изготовлен АСК мощностью 60 МВА с маховиком на валу [31].

Функциональная структура регулирования асинхронизированной машины приведена на рисунке 22.

Преобразователи вида тока. Преобразователи вида тока (переменный ток в постоянный и постоянный в переменный) предназначены:

- для согласованной работы электрических сетей переменного и постоянного тока в случаях их совместного использования, когда применение фрагмента постоянного тока в конкретном сечении (линии) электропередачи являются экономически и технически целесообразным;

- для согласования работы сетей с различной частотой электрического тока, в том числе при возникновении аварийных ситуаций и восстановления электроснабжения после ликвидации нарушений;

- для повышения пропускной способности элементов сети, содержащих «слабые» связи. Технические устройства для решения этих задач выполняются на основе традиционных вставок постоянного тока (вставки на тиристорах), вставок на базе СТАТКОМов, вставок на базе асинхронизированных машин. Вставки на основе тиристоров и СТАТКОМов выпускаются ведущими мировыми производителями (ABB, Siemens, Areva и др.).

В России существует производство вставок на тиристорах, в настоящее время реализуются проекты вставки на СТАТКОМах. [31 ]

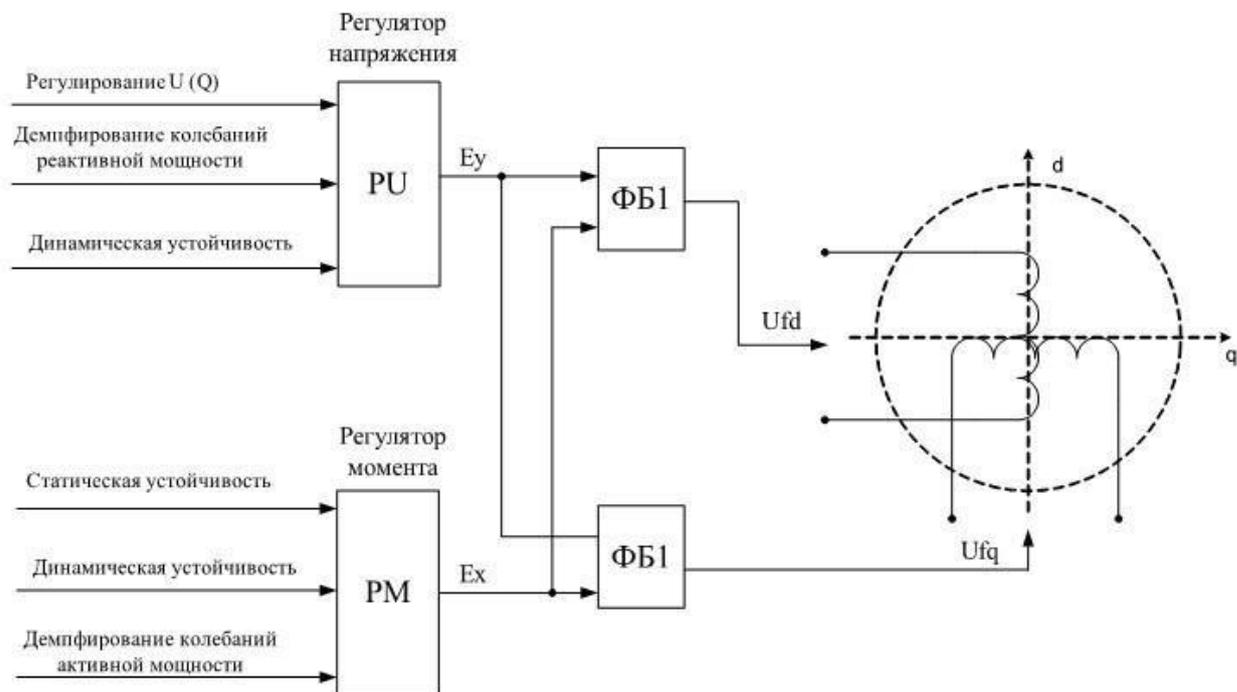


Рисунок 22 - Функциональная структура регулирования асинхронизированной машины

Устройства продольно-поперечного включения.

Обеспечивают заданное регулирование величины и фазы вектора напряжения в местах их подключения (векторное регулирование) изменяя (оптимизируя) за счет этого управление потоками мощности, как в статических, так и в динамических режимах. Эти устройства создаются либо на базе двух СТАТКОМов, либо двух АСК, соединенных параллельнопоследовательно. Отечественное производство отсутствует. Объединённый (параллельно-последовательный) регулятор потоков мощности (ОРПМ), на базе двух САТТКОМ показан на рисунке 23.[12]

Устройства ограничения токов к.з. Устройства предназначены для ограничения уровней токов к.з. в ЭЭС. В схемах электроснабжения мегаполисов эта функция особо актуальна в связи с высокой плотностью нагрузки, из-за чего значение токов к.з. часто превышают коммутационную

способность существующих выключателей. К первой группе устройств относятся стандартные токоограничивающие реакторы, включаемые в электрическую сеть последовательно, обеспечивающие сравнительно небольшую степень токоограничения, обладающие сравнительно низкой стоимостью и нашедшие в настоящее время широкое практическое применение в сетях НН и СН.

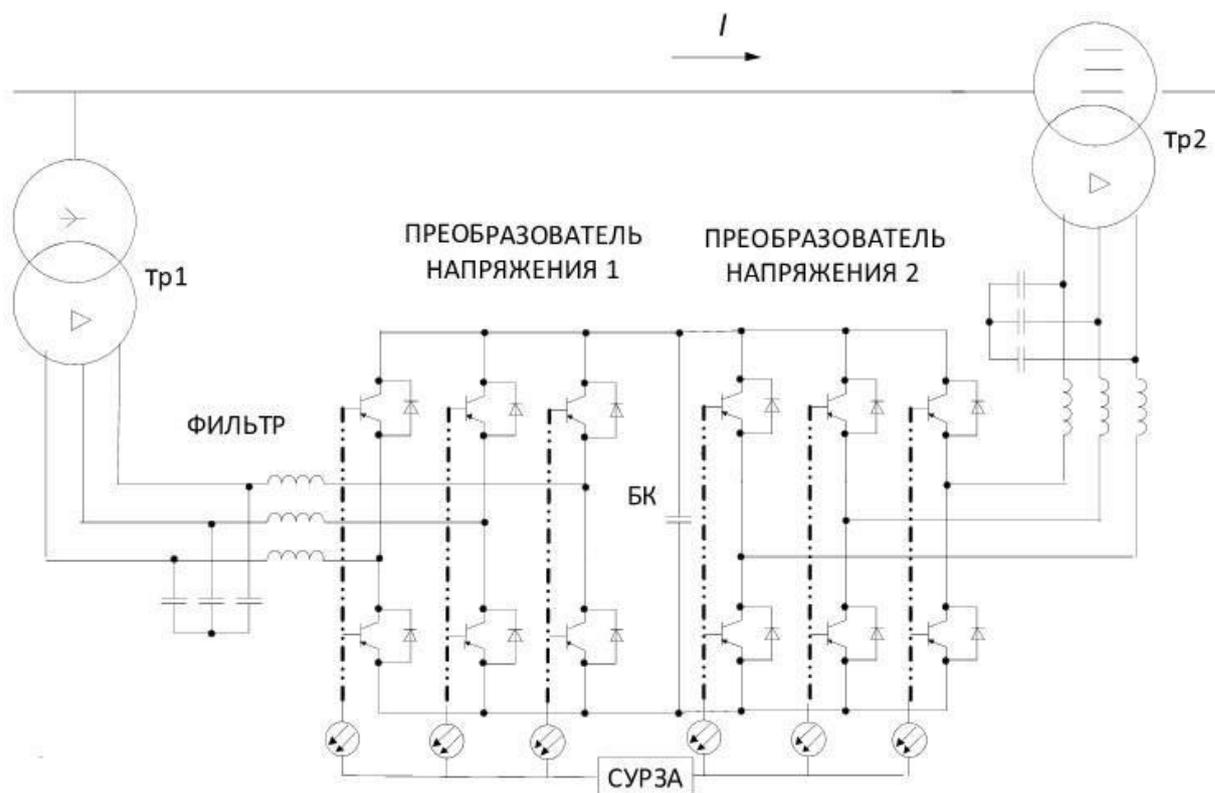


Рисунок 23 - Объединённый (параллельно-последовательный) регулятор потоков мощности (ОРПМ).

Вторая группа – автоматические устройства на основе силовой электроники, быстродействующих коммутационных элементов взрывного действия, использования высокотемпературных сверхпроводников, которые обладают в нормальных режимах малым (в идеале нулевым) сопротивлением, а при к.з. – требуемым. Основу токоограничителя на базе коммутационных элементов составляет быстродействующий коммутатор, состоящий из трех основных элементов: быстродействующее разъединительное устройство; плавкий предохранитель, включенный

параллельно; блок логических схем с трансформатором тока. В нормальном режиме элемент с практически нулевым сопротивлением включается в сеть последовательно. При КЗ коммутирующий элемент разрывает связь, и в сети оказывается включенной индуктивность, которая в нормальном режиме была зашунтирована элементом. В России ведутся работы по созданию и освоению подобного рода устройств для сети 110 – 220 кВ.

#### Накопители электрической энергии.

Накопители электрической энергии являются важнейшим элементом активно-адаптивных сетей. Накопители энергии выполняют ряд функций: выравнивание графиков нагрузки в сети (накопление электрической энергии в периоды наличия избыточной энергии и выдачу в сеть в периоды дефицита), повышение устойчивости нагрузки, обеспечение бесперебойного питания особо важных объектов, собственных нужд электростанций и подстанций, демпфирование колебаний мощности, стабилизация работы малоинерционных децентрализованных источников электрической энергии. Накопители энергии делятся на электростатические и электромашинные. К первым относятся аккумуляторные батареи большой энергоёмкости (АББЭ), накопители энергии на основе молекулярных конденсаторов, накопители энергии на основе низкотемпературных (охлаждение жидким гелием) сверхпроводников. Все типы электростатических накопителей связываются с сетью через устройства силовой электроники – преобразователи тока или напряжения. В настоящее время рядом зарубежных фирм начат выпуск и осуществляется довольно масштабное практическое применение АББЭ. Молекулярные накопители проходят стадию создания и испытания опытных образцов. Ожидаемое применение сверхпроводниковых накопителей 2015-2020гг. К электромашинным накопителям электроэнергии относятся два вида комплексов:

- синхронные машины с преобразователями частоты в первичной цепи с маховиками на валу;
- асинхронизированные машины с маховиками на валу.

В настоящее время нет практических ограничений по созданию агрегатов первого типа мощностью до 30 – 40 МВт и второго типа мощностью до 800 МВт.

#### Сверхпроводящие силовые кабели

Сверхпроводящие кабели позволяют увеличить объем передаваемой энергии за счет увеличения токовой нагрузки. Так на базе доступных сегодня высокотемпературных сверхпроводящих материалов могут быть созданы кабели (ВТСПК) на передаваемую мощность 50 -100 МВА при напряжении 10кВ и 100 -200 МВА при напряжении 20 кВ. Основные преимущества сверхпроводящих кабелей по сравнению с традиционными:

- Увеличение единичной передаваемой мощности в тех же габаритах.
- Повышение эффективности передачи в связи с малыми потерями энергии и повышение качества электроэнергии.
- Увеличение срока жизни кабеля.
- Увеличение критической длины кабеля.
- Экологическая чистота и пожаробезопасность.
- Возможность передачи большей мощности при пониженном напряжении [31].

Передаваемая мощность эксплуатируемых в настоящее время ВТСПК колеблется от 10 МВА до 675 МВА при классах напряжений 10-138 кВ. В России созданы и прошли испытания две кабельные трехфазные линии длинами 30 и 200 метров на напряжение 20 кВ и рабочий ток 1.5-2.5 кА. В США, Японии, Европе и Ю. Корею рассматриваются проекты создания магистральных и распределительных ВТСП линий длинами в несколько километров. При использовании ВТСП КЛ постоянного тока приобретает новое качество передачи, которая становится управляемым элементом сети, регулирующим потокораспределение, а также элементом, обладающим функцией токоограничения, что является особенно важным для энергосистем мегаполисов. В России по инициативе ОАО «ФСК ЕЭС» в конце 2010 года

начаты работы, целью которых является создание ВТСП кабельной линии постоянного тока на напряжение 20 кВ с током 2500 А с системой криогенного обеспечения, включая преобразователи, концевые и соединительные муфты. Пилотный проект подобной кабельной линии предполагается осуществить в одном из районов г. Санкт-Петербурга, где остро стоит проблема повышения надежности электроснабжения в совокупности с решением проблемы ограничения токов к.з. [31]

В рамках настоящей диссертации рассмотрим подробнее устройства регулирования параметров сети. Эти устройства предназначены для изменения сопротивления элементов сети, изменения пропускной способности сети, в том числе увеличения вплоть до ограничения по нагреву без нарушения условий устойчивости, перераспределения потоков мощности по параллельным линиям при изменении режимной ситуации. К ним относятся:

- устройства продольной компенсации (УПК);
- управляемые устройства продольной компенсации (УУПК);
- фазопоротные устройства (ФПУ);
- малогабаритные устройства продольной компенсации (МУПК).

Устройства продольной компенсации (УПК) применяются для увеличения пропускной способности воздушных линий и представляют собой батареи конденсаторов, включаемые последовательно в линии электропередачи для компенсации части продольного индуктивного сопротивления [19,41].

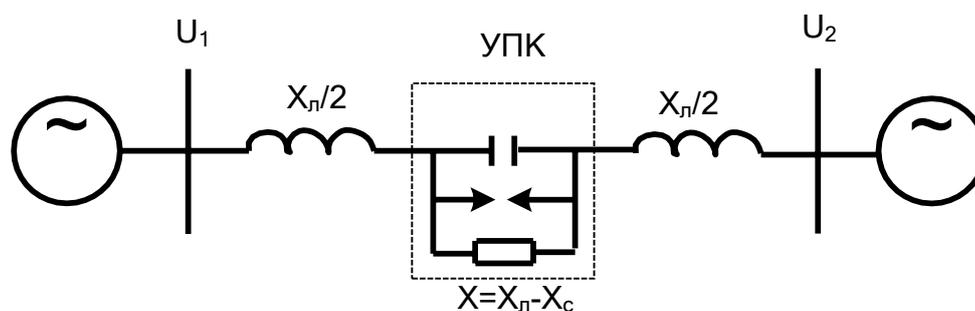


Рисунок24 – Упрощённая схема ЭЭС с продольной компенсацией

С этой целью в линию последовательно включается конденсатор с сопротивлением  $X_c$ , которое, имея обратный знак по отношению к индуктивному сопротивлению линии, вычитается из последнего, в результате чего эквивалентное сопротивление линии уменьшается, что равноценно уменьшению длины линии.

$$X_{\text{экв}} = X_l - X_c \quad (9)$$

На практике этот конденсатор представляет собой конденсаторную батарею (КБ), включенную последовательно в каждую фазу линии и изолированную от земли. Обычно сопротивление КБ выбирается так, чтобы компенсировалось не все индуктивное сопротивление линии, а лишь какая-то ее часть. Эта компенсированная часть общего сопротивления линии, отнесенная к общему сопротивлению, называется степенью компенсации линии.

В рабочих режимах линии, особенно при ее малых нагрузках, напряжение на конденсаторных батареях может повышаться и существенно превосходить допустимые пределы. Для исключения этих проблем к конденсаторным батареям подключаются шунтирующие реакторы [19].

К преимуществам применения установок продольной компенсации в целом относятся:

- увеличение передаваемой по линии мощности;
- повышение стабильности работы энергосистем при пиковых нагрузках;
- значительное снижение потерь активной мощности;
- повышение качества электроэнергии в сетях;
- высокая экономичность распределения мощности в параллельных линиях;
- исчезает необходимость возведения генерирующих источников на удаленных территориях;

- межсистемные сечения и технические параметры линий не нуждаются в увеличении.

Главное экономическое достоинство применения устройств продольной компенсации заключается в энергосбережении. Мало того, что повышается качество электроэнергии, так еще и количество линий электропередач может быть снижено, если применяется продольная компенсация реактивной мощности. Защита окружающей среды становится естественным следствием внедрения данной технологии, особенно в крупных масштабах.

Стоимостные показатели установок таковы, что новая линия электропередач обходится в 10 раз дороже, чем устройство продольной компенсации, дающее ту же пропускную способность [55].

УПК в мире широко применяются в районах, в которых источники энергии удалены от потребителей, например в Швеции. В России данные устройства планируется применить на воздушных линиях электропередачи 220 кВ Ухта - Микунь, 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС - Новокузнецкая и других объектах [17]

Для перераспределения потоков мощности между линиями сложной сети требуется *регулируемая продольная компенсация*, причем управление сопротивлением линии должно осуществляться в темпе процессов, происходящих в электроэнергетической системе. Разработанные к настоящему времени приборы силовой электроники позволяют по-иному подойти к созданию быстродействующих устройств, предназначенных для регулирования режимов электрических сетей [20].

Конфигурации УУПК включают в себя реакторы и тиристоры, соединенные параллельно с секциями батареи конденсаторов, включенных в линию электропередачи последовательно.

Такая комбинация позволяет обеспечивать плавное управление емкостным сопротивлением и тем самым плавное изменение реактивного

сопротивления линии. Массово производятся зарубежными фирмами. В мировой практике нашли широкое применение.

Управляемые устройства компенсации реактивной мощности предназначены для выполнения задачи обеспечения качества электрической энергии по напряжению путем поддержания заданных уровней напряжения в контрольных пунктах сети. В определенных случаях, особенно для межсистемных и системообразующих связей, при дальнем транспорте электроэнергии эти устройства вносят вклад в повышение статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем, устойчивости нагрузки.

Особое значение приобретает использование управляемых УПК (УУПК), в которых часть конденсаторной батареи шунтируется тиристорным регулятором, позволяющим плавно изменять ее эквивалентную емкость в зависимости от режима работы линии. При этом появляется возможность не только гибкого изменения сопротивления линии, но и демпфирования переходных процессов в энергосистемах, в том числе подавление субсинхронного резонанса, возникающего при взаимодействии электрических колебаний в сети с механическими колебаниями вращающихся частей турбогенераторов электрических станций.

Управляемую продольную компенсацию линии можно осуществить, если изменить сопротивление конденсатора, включенного в линию.

При изменении степени компенсации линии любым способом будут изменяться и напряжения на выводах КБ, оставаясь практически всегда выше допустимых значений. Поэтому на выводах КБ необходимо включить шунтирующие реакторы для снижения этих напряжений до допустимых значений. Эти реакторы также должны быть регулируемы [31].

На рисунке 25 приведена функциональная схема УУПК.

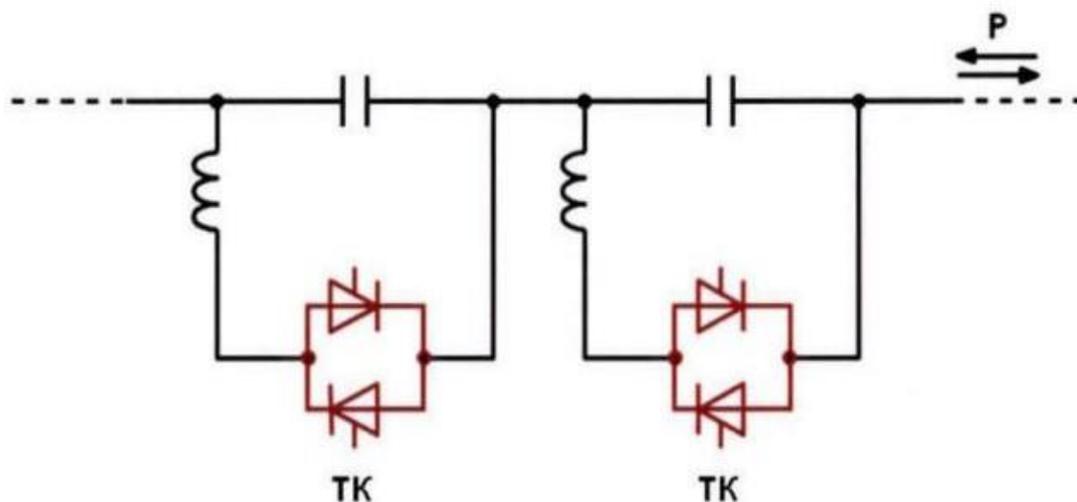


Рисунок 25– Функциональная схема УУПК

К устройствам, позволяющим управлять мощностью, передаваемой по линии, относятся устройства, способные изменять фазный угол между напряжениями на концах линии - *фазопоротные устройства (ФПУ)*. Такие устройства включаются в начале линии последовательно в каждую фазу.

ФПУ - устройство, переключающее посредством выключателей или тиристорных ключей отпайки трансформатора, обеспечивающие регулирование фазы напряжения. Применяется для регулирования потоков мощности по параллельным ЛЭП, повышения пропускной способности. Отечественное производство отсутствует. В мировой практике нашли широкое применение. Мощность ФПУ достигла 2000 МВт [13].

Для создания ФПУ используется то обстоятельство, что напряжение каждой фазы сдвинуто по отношению к междуфазному напряжению двух других фаз на  $90^\circ$ . Схема ФПУ состоит из двух трансформаторов. Один из них представляет собой возбуждающий трансформатор, первичные обмотки которого соединены в треугольник и включены на междуфазные напряжения линии. К его вторичным обмоткам при соответствующих сочетаниях фаз подключаются с помощью тиристорных ключей первичные обмотки второго трансформатора, который и является собственно фазосдвигающим. Вторичные обмотки последнего включены последовательно в каждую фазу

линии. Соединения обмоток этих двух трансформаторов предусматривают сдвиг на электрический угол  $90^\circ$  между напряжением трансформатора, который и является собственно фазосдвигающим. Вторичные обмотки последнего включены последовательно в каждую фазу линии. Соединения обмоток этих двух трансформаторов предусматривают сдвиг на электрический угол  $90^\circ$  между напряжением данной фазы и напряжением последовательной обмотки.

В результате напряжение в начале линии представляет сумму двух напряжений: напряжения фазы и напряжения последовательной обмотки, сдвинутого по отношению к напряжению фазы на электрический угол  $90^\circ$ .

Угол  $\delta'$  между напряжениями на концах линии равен  $\delta' = \delta + \Delta\delta$ .

Угол  $\Delta\delta$  может регулироваться как по значению, так и по знаку. Поэтому угол  $\delta'$  может изменяться в желаемых пределах в сторону как увеличения, так и уменьшения, а значит, будет изменяться и передаваемая по линии мощность. При увеличении угла  $\delta'$  мощность будет увеличиваться, при уменьшении - уменьшаться. В то же время угол  $\delta$  между напряжениями  $U_1$  и  $U_2$  будет оставаться неизменным.

Изменение угла  $\Delta\delta$  производится средствами силовой электроники. Вторичная обмотка возбуждающего трансформатора состоит из нескольких отдельных секций, каждая из которых имеет разное количество витков и, следовательно, разное напряжение. Каждая из этих секций подключена к двум тиристорным ключам, один из которых работает при одной полярности секции, другой - при ее противоположной полярности. Через тиристорные ключи каждая из секций связана с первичной обмоткой трансформатора, включенного последовательно в линию [20]. На рисунке 26 приведена функциональная схема ФПУ

Одной из последних разработок ОАО «ЭНИН» совместно с АО «НТЦ ФСК ЕЭС» является технология малогабаритных устройств продольной компенсации (МУПК) для воздушных линий электропередачи, которая в настоящее время получила активное развитие в США и России [44].

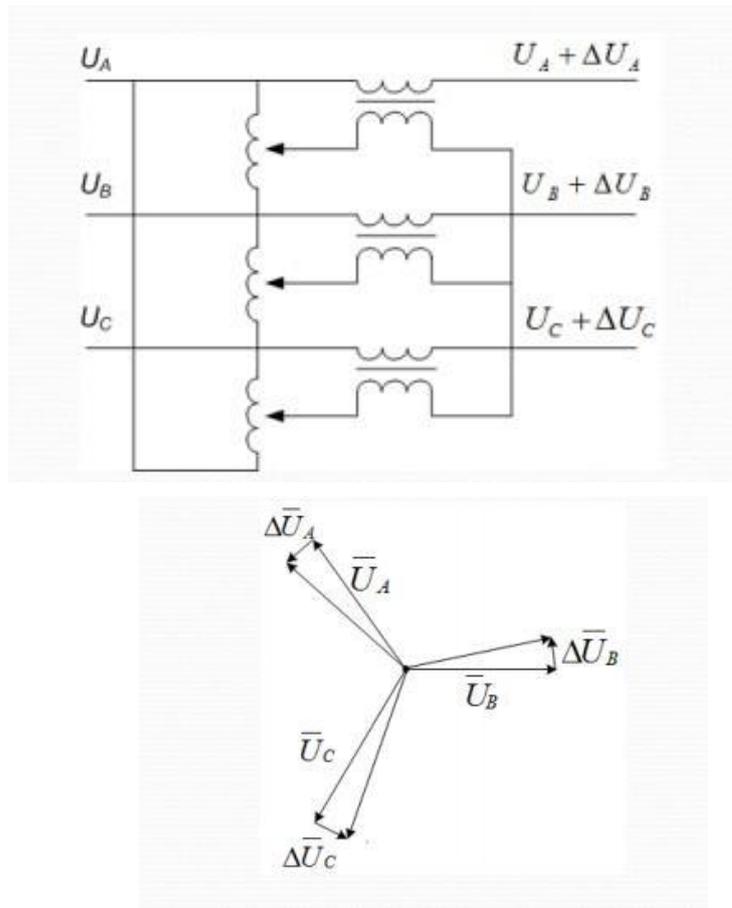


Рисунок 26– Схема фазоповоротного устройства

МУПК являются устройствами силовой электроники, обеспечивающими управляемое воздействие на реактивную составляющую сопротивления ЛЭП. Ввиду малых габаритов и веса влияние одного устройства на реактивную составляющую сопротивления ЛЭП незначительно и необходимый эффект достигается за счет применения большого количества устройств на линии электропередачи, где они устанавливаются. Концепция применения МУПК активно разрабатывается и применяется за рубежом в последнее десятилетие. Основными эффектами от применения этих устройств в энергосистеме являются перераспределение потоков мощности между отдельными параллельно работающими линиями или сечениями; симметрирование нагрузок по фазам; повышение пропускной способности, коэффициентов запаса по устойчивости, надежности работы, а в ряде случаев уменьшение потерь энергии. К основным достоинствам

МУПК относится простота их монтажа на ВЛ, что определяет их мобильность, и позволяет рассматривать их не только в качестве стационарных устройств, но и допускает использование их для устранения локальных узких мест электроэнергетической системы в среднесрочной перспективе с последующим демонтажем и переносом на другие объекты.

Фотографии прототипа устройства приведены на рисунках 27-28



Рисунок 27 – Внешний вид МУПК

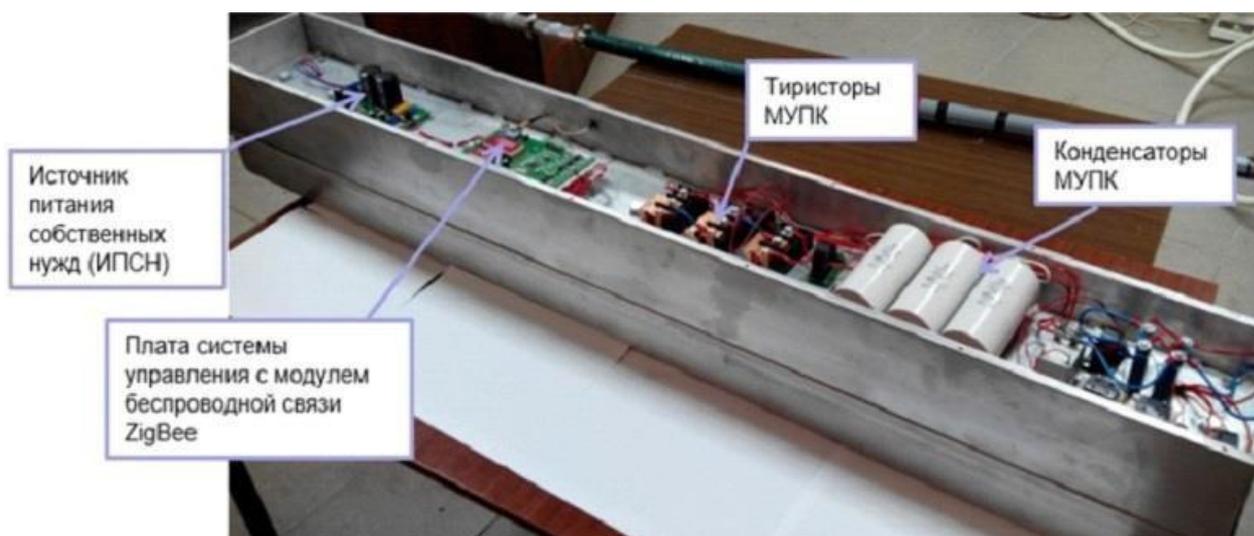


Рисунок 28 – Конструктивные элементы МУПК

Временные затраты на монтаж МУПК значительно сокращаются по сравнению с длительностью сооружения традиционных устройств FACTS стационарного исполнения. МУПК устанавливаются непосредственно на проводах ЛЭП не нарушая при этом целостности проводов. Способность МУПК влиять на перераспределение потоков мощности и режимов работы линий электропередачи за счет управления их состоянием в режиме

реального времени позволяет рассматривать их в качестве эффективного инструмента для активно-адаптивных электрических сетей [44,45].

Схема размещения и фотография МУПК на ВЛ показаны на рисунках 29-30.

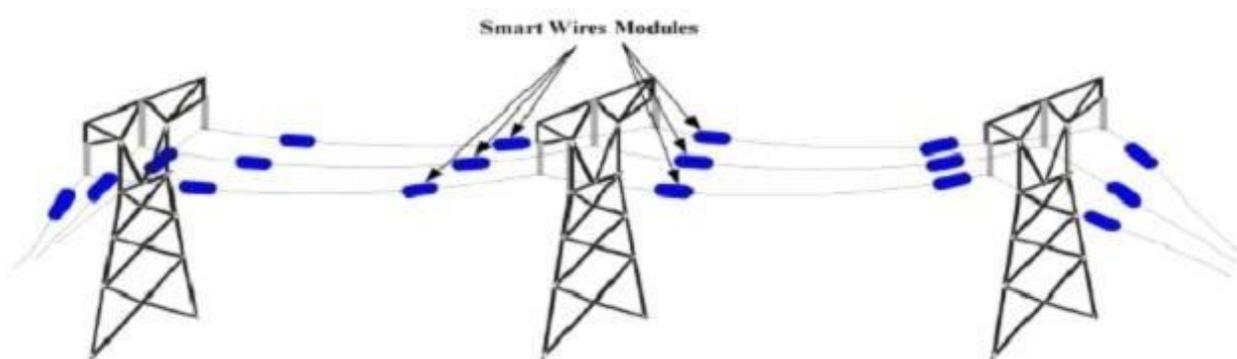


Рисунок 29- Принцип размещения МУПК на ВЛ



Рисунок 30 – Фото размещения МУПК на проводах ВЛ.

Структурная схема МУПК с мостовым преобразователем изображена на рисунке 31.

Принцип работы следующий. На провод линии последовательно в линию устанавливается трансформатор. Энергия отбирается от линии и запасается в источнике питания. Преобразователь формирует на первичной обмотке трансформатора регулируемое напряжение, смещенное на заданный

преобразователем напряжения угол, относительно тока в линии в сторону отставания или опережения.

Наличие такого напряжения на участке ВЛ, на котором установлено УПК, эквивалентно включению реактивного элемента (индуктивного или емкостного характера) в рассечку линии. Сигнал с датчика тока линии используется системой управления для задания состояния преобразователя при работе в автономном режиме. Возможность установки коммуникационного модуля обеспечивает двунаправленный обмен данными по беспроводному каналу связи с удаленным диспетчерским пунктом.

Используя беспроводной канал связи, можно дистанционно управлять режимом работы преобразователя, а также получать оперативную информацию о режиме работы отдельных блоков и устройства в целом, осуществлять диагностику и настройку режимов работы УПК [54]

К достоинствам такого способа управления реактивным сопротивлением УПК можно отнести простоту его реализации, отсутствие высших гармоник в кривой напряжения на первичной обмотке трансформатора. Данное устройство может работать в нескольких режимах:

- Режим байпаса. В этом режиме вторичная обмотка трансформатора УПК закорочена коммутатором  $S$  и УПК не будет оказывать прямого воздействия на параметры ВЛЭП;
- Режим холостого хода. В нем вторичная обмотка трансформатора УПК разомкнута, конденсаторы не подключены, коммутатор  $S$  разомкнут, а угол между напряжениями первичной и вторичной обмотки равен нулю. В линию вводится индуктивность намагничивающая  $L_m$ ;
- Режим введения индуктивного сопротивления в ВЛЭП. Коммутатор  $S$  разомкнут, преобразователем напряжения выдается напряжение, отстающее по фазе от напряжения в линии.
- Режим введения емкостного сопротивления в ВЛЭП. Коммутатор  $S$  разомкнут, преобразователем напряжения выдается напряжение, опережающее по фазе напряжение в линии [45].

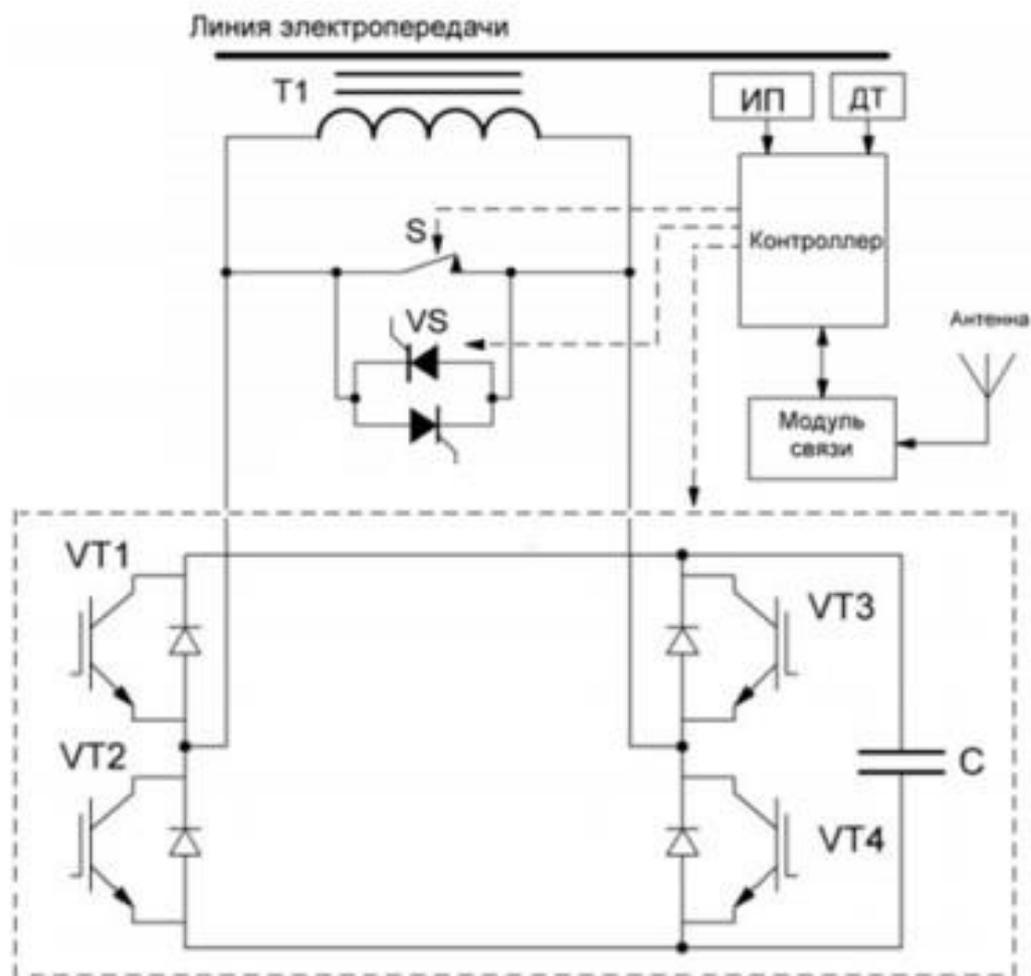


Рисунок 31– Структурная схема МУПК

S – механический контактор, служащий для продолжительной работы в режиме байпас; VS – управляемый полупроводниковый ключ, служащий для плавного перевода в режим байпас; VT1, VT2, VT3, VT4, C – элементы мостового преобразователя; ДТ – датчик тока линии; ИП – источник питания собственных нужд УПК.

МУПК включены в Реестр внедренного инновационного оборудования и технологий, полученных в результате НИОКР ПАО «Россети» [45].

Исходя из представленных характеристик устройств для обеспечения инновационного адаптивного управления электрическими режимами между энергосистемами Амурской области и Хабаровского края предлагается использовать МУПК.

Оценка влияния данных устройств показана далее в работе.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ УСТРОЙСТВА ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ НА РЕЖИМ РАБОТЫ СИСТЕМЫ

Для оценки эффективности предлагаемого решения по повышению эффективности управления электрическими режимами в ОЭС Востока за счёт установки УПК на ПС Ядрин-тяговая проведён ряд расчётов режимов с установкой УПК различной мощности. Параметры режимов до и после установки УПК сравнены. Моделирование МУПК выполнялось путём изменения сопротивления секционного выключателя на ПС Ядрин-тяговая. В исходном режиме сопротивление равно нулю.

Величина продольной компенсации принята на уровне 20%, 40% и 50 % от индуктивного сопротивления электропередачи на участке от ПС 220 кВ Архара до ПС 220 кВ Облучье.

Результаты расчёта режимов с МУПК с различным сопротивлением приведены в таблицах 14-31 на рисунках 32-37.

Таблица 14 – Узлы. Режим с УПК «-9» Ом

Тип	Номер	Название	U <sub>ном</sub> , кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , Мвар	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , Мвар	B <sub>ш</sub> , мкСм	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	10	НПС -1	220	1.8	0.8	0	0	0	236.15
Нагр	11	НПС-2	220	1.9	0.9	0	0	1281	235.23
Нагр	12	НПС-3	220	2.1	1	0	0	0	237.44
Нагр	18	БГЭС 500 кВ	500	94.8	-112	0	0	653.6	524.01
Нагр	55	Завитая	220	132.7	19.5	0	0	0	240.04
Нагр	58	Варваровка	220	13.84	6.85	0	0	0	239.46
Нагр	119	Старт	220	-48.23	36.75	0	0	0	235.15
Нагр	120		220	0	0	0	0	0	235.96
Нагр	122		220	0	0	0	0	0	236.21
Нагр	123	Литовко	220	0	0	0	0	0	235.97
Нагр	124	Литовко 35	35	4.8	0.96	0	0	13493	35.54
Нагр	125	Хабаровская 220 кВ	220	143.05	-41.52	0	-45	0	235.02
Нагр	126		500	0	0	0	0	0	524.14
Нагр	128		500	0	0	0	0	0	524.18
Ген	131	ГГ-3	15.75	0	0	2	54.77911	0	16.00
Ген	132	ГГ-4	15.75	0	0	318	46.01321	0	15.90
Ген	133	ГГ-5	15.75	0	0	319	45.85083	0	15.90

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ген	134	ГГ-6	15.75	2.47	0.69	35	34.82579	0	15.90
Нагр	135	БГЭС 220 кВ	220	0	0	0	0	0	241.68
Нагр	138	Хабаровская 500 кВ	500	0	0	0	288.4421	652.8	509.99
Нагр	139		500	0	0	0	0	0	511.00
Нагр	140		500	0	0	0	0	0	511.00
Нагр	144		10	2.33	0.41	0	0	0	11.24
Нагр	145		10	0.27	0.14	0	0	0	11.24
Нагр	146	Икура/т	220	12.88	6.03	0	0	0	233.24
Нагр	147	Биробиджан	220	96.6	27.27	0	0	0	232.87
Нагр	148	Бира/т	220	6.99	4.52	0	0	0	233.15
Нагр	149	Лондоко/т	220	8.5	1.78	0	0	0	233.41
Нагр	150	Лондоко	220	54.5	-3.6	0	0	0	233.43
Нагр	153		35	0	0	0	0	0	39.07
Нагр	154	Кимкан/т	220	19.32	3.43	0	0	0	233.60
Нагр	155	Облучье	220	12.61	1.1	0	0	0	233.87
Нагр	156	Ядрин/т Т1	220	12.4	11.5	0	0	0	234.23
Нагр	157	Тарманчукан/т Т2	220	6.99	2.19	0	0	0	236.01
Нагр	158	Архара	220	41.11	12.88	0	0	0	237.84
Нагр	159	Райчихинская ГРЭС	220	72.2	39.9	0	0	0	238.04
Ген	163	ГГ-1	15.75	2.19	0.69	16	9.969682	0	15.75
База	164	ГГ-2	15.75	0	0	389.7058	23.37523	0	15.75
Нагр	165	Талакан	220	44.12	5.48	0	0	0	241.65
Нагр	904		220	81.53	-35.76	0	0	0	235.04
Нагр	905	ГПП-4_1	220	24.3	14.6	0	0	0	234.82
Нагр	906	ГПП-4_2	220	24.4	14.6	0	0	0	234.39
Нагр	911	Комсомольская	500	0.27	1.37	0	0	0	509.47
Нагр	920	Створ	220	0.1	0.1	0	0	0	243.17
Нагр	1010		500	340	10	0	0	652.8	509.63
Нагр	1020	НПС-27	220	24	1.5	0	0	0	240.09
Нагр	1032	НПС-29	220	20.7	1.8	0	0	0	239.42
Нагр	1034	НБурГЭС	220	0	0	0	0	0	243.19
Нагр	1036	Г-1	13.8	2	1.4	80	26.00642	0	14.15
Нагр	1037	Тарманчукан/т Т1	220	14.5	14.8	0	0	0	235.12
Ген	1040	Г-2	13.8	2	1.4	80	-3.13759	0	13.80
Нагр	1041	Г-3	13.8	2	1.4	80	26.00642	0	14.15
Нагр	1042	Г-4	13.8	2	1.4	80	26.00642	0	0.00
Нагр	1050	Ядрин/т Т2	220	12.4	11.5	0	0	0	233.73

Таблица 15 – Потери. Режим с УПК «-9» Ом

№-н	Район	№об	Рген	Рнаг	Др	Рпотр
1	Вся схема	0	1319.706	1290.44	29.26594	1319.706

Таблица 16 – Ветви. Режим с УПК «-9» Ом

Тип	N_нач	N_кон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Кт/г	P_нач, МВт	Q_нач, МВАр	I max, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЛЭП	150	148	Лондоко - Бира/т	4.644167	17.501	-113.52	0	-22.0	5.1	55.9
ЛЭП	1020	55	НПС-27 - Завитая	3.54	13.05	-312	0	24.0	1.5	69.9
ЛЭП	150	149	Лондоко - Лондоко/т	0.648	2.442	-15.84	0	-26.4	5.8	66.8
ЛЭП	146	147	Икура/т - Биробиджан	1.685	6.349	-41.184	0	-26.9	-5.4	69.3
ЛЭП	128	138	- Хабаровская 500 кВ	12.29	130.524	-1525.61	0	-337.5	-22.2	377.3
ЛЭП	126	138	- Хабаровская 500 кВ	12.467	132.409	-1547.64	0	-331.8	-18.2	371.3
ЛЭП	1034	158	НБурГЭС - Архара	3.8	121.6	-139	0	-39.8	-7.0	100.4
Тр-р	1034	1036	НБурГЭС - Г-1	1.4	51.5	10.672	0.057	77.8	18.4	189.9
Тр-р	1034	1041	НБурГЭС - Г-3	1.4	51.5	10.672	0.057	77.8	18.4	189.9
Тр-р	1034	1042	НБурГЭС - Г-4	1.4	51.5	10.672	0.057	0.0	0.0	0.0
Тр-р	1034	1040	НБурГЭС - Г-2	1.4	51.5	10.672	0.057	77.9	-10.5	186.5
ЛЭП	1032	1034	НПС-29 - НБурГЭС	5.8	32	-209.8	0	111.0	10.7	269.0
ЛЭП	158	1032	Архара - НПС-29	2.5	14.5	-93	0	90.0	12.1	220.3
Тр-р	150	153	Лондоко -	0.5	22	0	0.16739	0.0	0.0	0.0
ЛЭП	150	155	Лондоко - Облучье	7.355	27.717	-179.784	0	54.8	-6.7	141.2
ЛЭП	55	58	Завитая - Варваровка	7.7525	33.939	-208.858	0	-14.0	5.0	37.2
ЛЭП	11	120	НПС-2 -	3.79	16.13	-106.7	0	9.5	11.4	36.4
Выкл	138	1010	Хабаровская 500 кВ -	0	0	0	0	-340.6	-180.1	436.2
ЛЭП	11	122	НПС-2 -	27.32	102.971	-667.92	0	1.7	20.3	49.9
ЛЭП	122	125	- Хабаровская 220 кВ	13	56.5	-373.7	0	8.7	3.4	47.4
ЛЭП	10	120	НПС -1 -	3.9	16.57	-109.6	0	-7.5	2.0	20.9
ЛЭП	120	123	- Литовко	0.673	2.48	-14.82	0	2.0	1.4	6.0
ЛЭП	122	123	- Литовко	0.673	2.48	-14.82	0	-6.9	-20.2	54.2
ЛЭП	911	138	Комсомольская - Хабаровская 500 кВ	10.55975	112.152	-1310.87	0	75.8	-5.4	86.2

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Тр-р	911	904	Комсомольская -	0.97	61.1	24.048	0.46	-74.9	6.8	85.2
ЛЭП	906	904	ГПП-4_2 -	1.62	8.725	-55.677	0	24.4	14.6	70.0
ЛЭП	905	904	ГПП-4_1 -	1.28	6.92	-47.8	0	-7.4	10.1	30.9
Выкл	905	906	ГПП-4_1 - ГПП-4_2	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
ЛЭП	119	905	Старт - ГПП-4_1	1.8	5.85	-38.7	0	-31.7	-2.4	78.7
ЛЭП	119	904	Старт -	2.6575	9.804	-58.799	0	-23.7	5.4	59.6
Тр-р	123	124	Литовко - Литовко 35	11.4	275	5.671	0.16739	-4.9	-20.4	51.4
Выкл	18	126	БГЭС 500 кВ -	0	0	0	0	95.2	67.5	128.6
Тр-р	126	131	- ГГ-3	1.4	89.5	5.805	0.03	2.0	52.2	57.6
Тр-р	126	132	- ГГ-4	1.4	89.5	5.805	0.03	317.5	11.5	349.9
Тр-р	128	133	- ГГ-5	1.4	89.5	5.805	0.03	318.5	11.2	351.0
Тр-р	138	139	Хабаровская 500 кВ -	0.58	61.1	24.048	1	-120.9	1.6	136.8
Тр-р	138	140	Хабаровская 500 кВ -	0.58	61.1	24.048	1	-120.9	1.6	136.8
Тр-р	128	134	- ГГ-6	1.4	89.5	5.805	0.03	32.5	31.8	50.1
Тр-р	128	135	- БГЭС 220 кВ	0.97	61.1	24.048	0.46	94.1	1.2	103.6
Тр-р	139	144	-	2.9	113.5	0	0.022	-2.3	-0.4	2.7
Тр-р	139	125	- Хабаровская 220 кВ	0.39	0	0	0.46	-118.1	11.7	134.1
Тр-р	140	125	- Хабаровская 220 кВ	0.39	0	0	0.46	-120.2	11.5	136.4
Тр-р	140	145	-	2.9	113.5	0	0.022	-0.3	-0.1	0.3
ЛЭП	125	147	Хабаровская 220 кВ - Биробиджан	7.69	28.978	-187.968	0	-37.1	-2.7	96.5
ЛЭП	125	146	Хабаровская 220 кВ - Икура/т	6.005	22.629	-146.784	0	-40.0	-4.1	102.5
ЛЭП	147	148	Биробиджан - Бира/т	4.86	18.315	-118.8	0	15.0	2.7	38.2
ЛЭП	147	149	Биробиджан - Лондоко/т	8.855833	33.374	-216.48	0	17.8	4.8	47.2
ЛЭП	156	157	Ядрин/т Т1 - Тарманчукан/т Т2	5.6	20.1	-119.6	0	88.5	-2.1	218.8
Тр-р	135	164	БГЭС 220 кВ - ГГ-2	0.29	16.1	27.321	0.065	389.0	-20.0	930.4
Тр-р	135	163	БГЭС 220 кВ - ГГ-1	0.29	16.1	27.321	0.065	13.8	7.6	37.7

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0.21775	0.783	-18.72	0	-22.1	-1.7	53.1
ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0.21775	0.783	-18.72	0	-22.1	-1.7	53.1
ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5.910833	33.1	-212.787	0	130.3	-10.3	317.0
ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5.910833	33.1	-212.787	0	130.3	-10.3	317.0
ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	4.529167	19.552	-120.096	0	85.6	6.7	208.1
ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	5.4325	19.748	-118.249	0	83.9	3.1	203.6
ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6.7	24	-144.8	0	47.9	-7.8	122.5
ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6.6	23.6	-141.4	0	48.7	-8.2	124.4
ЛЭП	158	1037	Архара - Тарманчукан/т Т1	6.3	22	-134.7	0	-88.1	-1.8	214.6
ЛЭП	157	158	Тарманчукан/т Т2 - Архара	5.6	20.14	-120.4	0	96.2	-3.7	236.5
ЛЭП	155	1037	Облучье - Тарманчукан/т Т1	5.8	21	-125.8	0	72.1	-3.6	179.7
ЛЭП	155	1050	Облучье - Ядрин/т Т2	1.451	5.351	-31.98	0	63.5	-22.9	168.2
ЛЭП	150	154	Лондоко - Кимкан/т	4.806	18.111	-117.48	0	48.1	-7.8	123.9
ЛЭП	154	155	Кимкан/т - Облучье	2.549	9.605	-62.304	0	67.6	-10.0	170.3
ЛЭП	1034	920	НБурГЭС - Створ	0.03	0.168	-1	0	-81.5	-13.9	196.2
ЛЭП	55	920	Завитая - Створ	4.3	24	-154	0	80.8	20.0	200.3
ЛЭП	156	1050	Ядрин/т Т1 - Ядрин/т Т2	0	-9	0	0	-76.1	13.6	190.4
Выкл	126	128	-	0	0	0	0	107.6	22.0	121.0
ЛЭП	125	10	Хабаровская 220 кВ - НПС -1	9.65	41	-271.4	0	-9.4	16.2	45.9
ЛЭП	11	12	НПС-2 - НПС-3	12.25	52	-344.3	0	-3.6	20.4	50.8
ЛЭП	11	119	НПС-2 - Старт	21.89	39.1	-615.5	0	-5.7	19.8	50.5
ЛЭП	119	12	Старт - НПС-3	13.96	59.36	-392.6	0	1.5	19.6	48.2

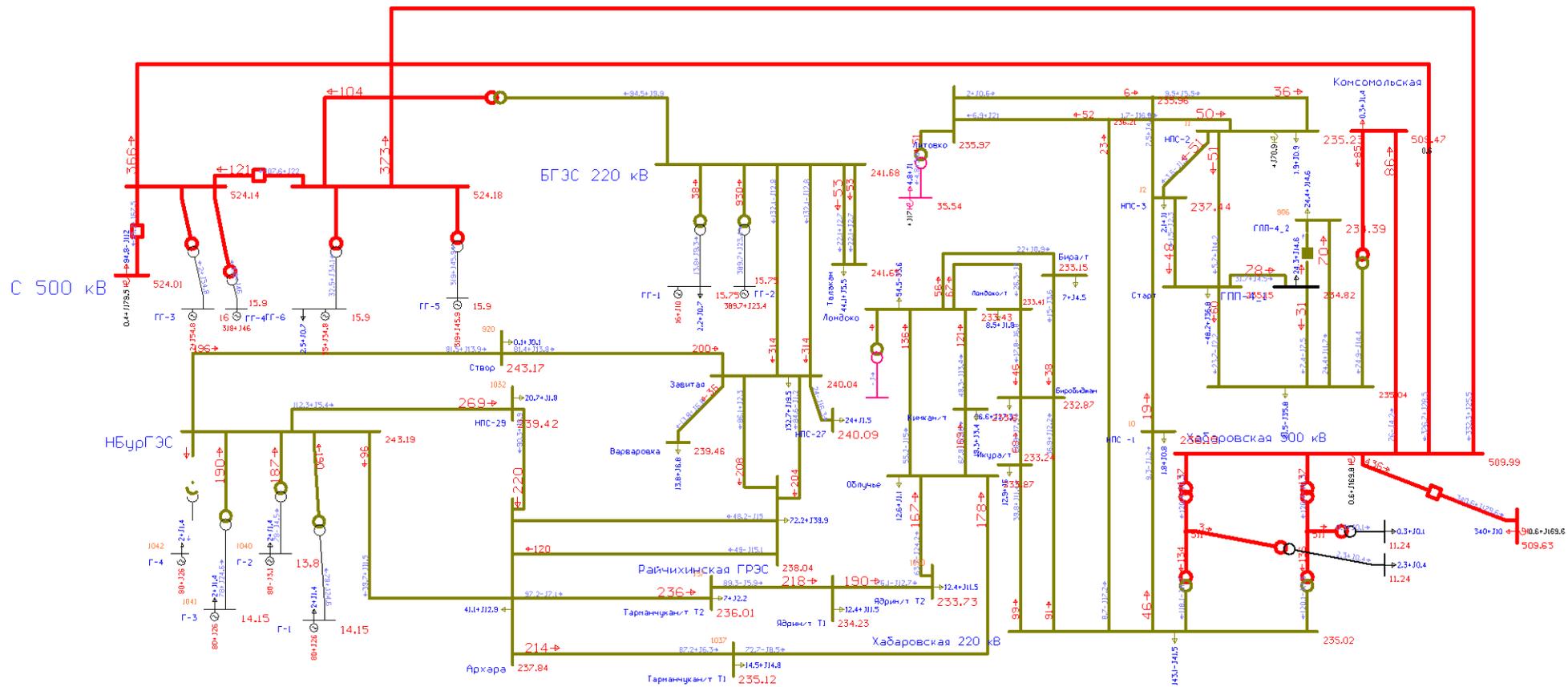


Рисунок 32 – Графика. Режим с УПК «-9» Ом

Таблица 17 - Узлы. Режим с УПК «-18» Ом

Тип	Номер	Название	U_ном, кВ	P_н, МВт	Q_н, Мвар	P_г, МВт	Q_г, Мвар	B_ш, мкСм	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	10	НПС -1	220	1.8	0.8	0	0	0	236.10
Нагр	11	НПС-2	220	1.9	0.9	0	0	1281	235.18
Нагр	12	НПС-3	220	2.1	1	0	0	0	237.39
Нагр	18	БГЭС 500 кВ	500	94.8	-112	0	0	653.6	524.01
Нагр	55	Завитая	220	132.7	19.5	0	0	0	240.11
Нагр	58	Варваровка	220	13.84	6.85	0	0	0	239.53
Нагр	119	Старт	220	-48.23	36.75	0	0	0	235.11
Нагр	120		220	0	0	0	0	0	235.90
Нагр	122		220	0	0	0	0	0	236.15
Нагр	123	Литовко	220	0	0	0	0	0	235.92
Нагр	124	Литовко 35	35	4.8	0.96	0	0	13493	35.53
Нагр	125	Хабаровская 220 кВ	220	143.05	-41.52	0	-45	0	234.96
Нагр	126		500	0	0	0	0	0	524.14
Нагр	128		500	0	0	0	0	0	524.18
Ген	131	ГГ-3	15.75	0	0	2	54.7	0	16.00
Ген	132	ГГ-4	15.75	0	0	318	45.9	0	15.90
Ген	133	ГГ-5	15.75	0	0	319	45.8	0	15.90
Ген	134	ГГ-6	15.75	2.47	0.69	35	34.7	0	15.90
Нагр	135	БГЭС 220 кВ	220	0	0	0	0	0	241.70
Нагр	138	Хабаровская 500 кВ	500	0	0	0	288.4	652.8	509.93
Нагр	139		500	0	0	0	0	0	510.86
Нагр	140		500	0	0	0	0	0	510.86
Нагр	144		10	2.33	0.41	0	0	0	11.24
Нагр	145		10	0.27	0.14	0	0	0	11.24
Нагр	146	Икура/т	220	12.88	6.03	0	0	0	233.14
Нагр	147	Биробиджан	220	96.6	27.27	0	0	0	232.76
Нагр	148	Бира/т	220	6.99	4.52	0	0	0	233.01
Нагр	149	Лондоко/т	220	8.5	1.78	0	0	0	233.25
Нагр	150	Лондоко	220	54.5	-3.6	0	0	0	233.26

## Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	153		35	0	0	0	0	0	39.05
Нагр	154	Кимкан/т	220	19.32	3.43	0	0	0	233.41
Нагр	155	Облучье	220	12.61	1.1	0	0	0	233.67
Нагр	156	Ядрин/т Т1	220	12.4	11.5	0	0	0	234.94
Нагр	157	Тарманчукан/т Т2	220	6.99	2.19	0	0	0	236.40
Нагр	158	Архара	220	41.11	12.88	0	0	0	237.97
Нагр	159	Райчихинская ГРЭС	220	72.2	39.9	0	0	0	238.14
Ген	163	ГГ-1	15.75	2.19	0.69	16	9.6	0	15.75
База	164	ГГ-2	15.75	0	0	390.0302	23.	0	15.75
Нагр	165	Талакан	220	44.12	5.48	0	0	0	241.67
Нагр	904		220	81.53	-35.76	0	0	0	235.00
Нагр	905	ГПП-4_1	220	24.3	14.6	0	0	0	234.78
Нагр	906	ГПП-4_2	220	24.4	14.6	0	0	0	234.34
Нагр	911	Комсомольская	500	0.27	1.37	0	0	0	509.38
Нагр	920	Створ	220	0.1	0.1	0	0	0	243.24
Нагр	1010		500	340	10	0	0	652.8	509.57
Нагр	1020	НПС-27	220	24	1.5	0	0	0	240.16
Нагр	1032	НПС-29	220	20.7	1.8	0	0	0	239.54
Нагр	1034	НБурГЭС	220	0	0	0	0	0	243.26
Нагр	1036	Г-1	13.8	2	1.4	80	26	0	14.15
Нагр	1037	Тарманчукан/т Т1	220	14.5	14.8	0	0	0	235.11
Ген	1040	Г-2	13.8	2	1.4	80	-3.4	0	13.80
Нагр	1041	Г-3	13.8	2	1.4	80	26.0	0	14.15
Нагр	1042	Г-4	13.8	2	1.4	80	26.00642	0	0.00
Нагр	1050	Ядрин/т Т2	220	12.4	11.5	0	0	0	233.47

Таблица 18 - Потери. Режим с УПК «-18» Ом

№-н	Район	№об	Рген	Рнаг	Др	Рпотр
1	Вся схема	0	1320.03	1290.44	29.59083	1320.031

Таблица 19 - Ветви. Режим с УПК «-18» Ом

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	ЛЭП	150	148	Лондоко - Бира/т	4.644167	17.501	-113.52	0	-23.4	5.9	59.8
0	ЛЭП	1020	55	НПС-27 - Завитая	3.54	13.05	-312	0	24.0	1.5	69.9
0	ЛЭП	150	149	Лондоко - Лондоко/т	0.648	2.442	-15.84	0	-27.8	6.5	70.6
0	ЛЭП	146	147	Икура/т - Биробиджан	1.685	6.349	-41.184	0	-25.5	-6.1	66.5
0	ЛЭП	128	138	- Хабаровская 500 кВ	12.29	130.524	1525.61	0	-336.0	-22.4	375.7
0	ЛЭП	126	138	- Хабаровская 500 кВ	12.467	132.409	1547.64	0	-330.4	-18.4	369.8
0	ЛЭП	1034	158	НБурГЭС - Архара	3.8	121.6	-139	0	-40.1	-6.9	100.8
0	Тр-р	1034	1036	НБурГЭС - Г-1	1.4	51.5	10.672	0.057	77.8	18.4	189.8
0	Тр-р	1034	1041	НБурГЭС - Г-3	1.4	51.5	10.672	0.057	77.8	18.4	189.8
1	Тр-р	1034	1042	НБурГЭС - Г-4	1.4	51.5	10.672	0.057	0.0	0.0	0.0
0	Тр-р	1034	1040	НБурГЭС - Г-2	1.4	51.5	10.672	0.057	77.9	-10.9	186.6
0	ЛЭП	1032	1034	НПС-29 - НБурГЭС	5.8	32	-209.8	0	111.7	10.3	270.3
0	ЛЭП	158	1032	Архара - НПС-29	2.5	14.5	-93	0	90.6	11.6	221.6
0	Тр-р	150	153	Лондоко -	0.5	22	0	0.16739	0.0	0.0	0.0
0	ЛЭП	150	155	Лондоко - Облучье	7.355	27.717	179.784	0	56.2	-7.5	145.1
0	ЛЭП	55	58	Завитая - Варваровка	7.7525	33.939	208.858	0	-14.0	5.0	37.2
0	ЛЭП	11	120	НПС-2 -	3.79	16.13	-106.7	0	9.6	11.3	36.4

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	Выкл	138	1010	Хабаровская 500 кВ -	0	0	0	0	-340.6	-180.1	436.2
0	ЛЭП	11	122	НПС-2 -	27.32	102.971	-667.92	0	1.8	20.2	49.9
0	ЛЭП	122	125	- Хабаровская 220 кВ	13	56.5	-373.7	0	8.7	3.3	47.5
0	ЛЭП	10	120	НПС -1 -	3.9	16.57	-109.6	0	-7.6	2.1	21.0
0	ЛЭП	120	123	- Литовко	0.673	2.48	-14.82	0	2.1	1.4	6.1
0	ЛЭП	122	123	- Литовко	0.673	2.48	-14.82	0	-7.0	-20.2	54.1
									75.7	-5.3	86.1
									-74.8	6.7	85.1
0	ЛЭП	911	138	Комсомольская - Хабаровская 500 кВ	10.55975	112.152	1310.87	0	24.4	14.6	70.1
0	Тр-р	911	904	Комсомольская -	0.97	61.1	24.048	0.46	-7.5	10.2	31.1
0	ЛЭП	906	904	ГПП-4_2 -	1.62	8.725	-55.677	0	0.0	0.0	0.0
0	ЛЭП	905	904	ГПП-4_1 -	1.28	6.92	-47.8	0	-31.8	-2.4	78.9
1	Выкл	905	906	ГПП-4_1 - ГПП-4_2	0	0	0	0	-23.8	5.4	59.9
0	ЛЭП	119	905	Старт - ГПП-4_1	1.8	5.85	-38.7	0	-4.9	-20.4	51.4
0	ЛЭП	119	904	Старт -	2.6575	9.804	-58.799	0	95.2	67.5	128.6
0	Тр-р	123	124	Литовко - Литовко 35	11.4	275	5.671	0.16739	2.0	52.2	57.6
0	Выкл	18	126	БГЭС 500 кВ -	0	0	0	0	317.5	11.5	349.9
0	Тр-р	126	131	- ГГ-3	1.4	89.5	5.805	0.03	318.5	11.1	351.0

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	Тр-р	126	132	- ГГ-4	1.4	89.5	5.805	0.03	-119.5	1.0	135.3
0	Тр-р	128	133	- ГГ-5	1.4	89.5	5.805	0.03	-119.5	1.0	135.3
0	Тр-р	138	139	Хабаровская 500 кВ -	0.58	61.1	24.048	1	32.5	31.8	50.1
0	Тр-р	138	140	Хабаровская 500 кВ -	0.58	61.1	24.048	1	91.2	1.7	100.4
0	Тр-р	128	134	- ГГ-6	1.4	89.5	5.805	0.03	-2.3	-0.4	2.7
0	Тр-р	128	135	- БГЭС 220 кВ	0.97	61.1	24.048	0.46	-116.8	11.0	132.5
0	Тр-р	139	144	-	2.9	113.5	0	0.022	-118.8	10.8	134.8
0	Тр-р	139	125	- Хабаровская 220 кВ	0.39	0	0	0.46	-0.3	-0.1	0.3
0	Тр-р	140	125	- Хабаровская 220 кВ	0.39	0	0	0.46	-35.7	-3.4	93.9
0	Тр-р	140	145	-	2.9	113.5	0	0.022	-38.6	-4.8	99.8
0	ЛЭП	125	147	Хабаровская 220 кВ - Биробиджан	7.69	28.978	187.968	0	16.4	2.0	42.0
0	ЛЭП	125	146	Хабаровская 220 кВ - Икура/т	6.005	22.629	146.784	0	19.2	4.0	51.1
0	ЛЭП	147	148	Биробиджан - Бира/т	4.86	18.315	-118.8	0	98.3	-9.0	244.3
0	ЛЭП	147	149	Биробиджан - Лондоко/т	8.855833	33.374	-216.48	0	389.3	-20.4	931.1
0	ЛЭП	156	157	Ядрин/т Т1 - Тарманчукан/т Т2	5.6	20.1	-119.6	0	13.8	7.3	37.3
0	Тр-р	135	164	БГЭС 220 кВ - ГГ-2	0.29	16.1	27.321	0.065	-22.1	-1.7	53.1
0	Тр-р	135	163	БГЭС 220 кВ - ГГ-1	0.29	16.1	27.321	0.065	-22.1	-1.7	53.1
0	ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0.21775	0.783	-18.72	0	131.9	-11.1	320.9

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0.21775	0.783	-18.72	0	131.9	-11.1	320.9
0	ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5.910833	33.1	212.787	0	86.7	6.0	210.6
0	ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5.910833	33.1	212.787	0	85.0	2.5	206.1
0	ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	4.529167	19.552	120.096	0	49.0	-8.5	125.4
0	ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	5.4325	19.748	118.249	0	49.8	-8.9	127.4
0	ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6.7	24	-144.8	0	-80.8	-5.2	198.3
0	ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6.6	23.6	-141.4	0	106.3	-9.8	262.5
0	ЛЭП	158	1037	Архара - Тарманчукан/т Т1	6.3	22	-134.7	0	65.2	0.6	161.5
0	ЛЭП	157	158	Тарманчукан/т Т2 - Архара	5.6	20.14	-120.4	0	73.4	-28.3	195.8
0	ЛЭП	155	1037	Облучье - Тарманчукан/т Т1	5.8	21	-125.8	0	49.5	-8.5	127.8
0	ЛЭП	155	1050	Облучье - Ядрин/т Т2	1.451	5.351	-31.98	0	69.0	-10.6	174.2
0	ЛЭП	150	154	Лондоко - Кимкан/т	4.806	18.111	-117.48	0	-80.5	-14.0	194.0
0	ЛЭП	154	155	Кимкан/т - Облучье	2.549	9.605	-62.304	0	79.9	20.2	198.2
0	ЛЭП	1034	920	НБурГЭС - Створ	0.03	0.168	-1	0	-85.9	20.5	217.1
0	ЛЭП	55	920	Завитая - Створ	4.3	24	-154	0	106.2	22.2	119.5
0	ЛЭП	156	1050	Ядрин/т Т1 - Ядрин/т Т2	0	-18	0	0	-9.4	16.2	46.1
0	Выкл	126	128	-	0	0	0	0	-3.7	20.4	50.8

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	ЛЭП	125	10	Хабаровская 220 кВ - НПС -1	9.65	41	-271.4	0	-5.8	19.8	50.8
0	ЛЭП	11	12	НПС-2 - НПС-3	12.25	52	-344.3	0	1.5	19.5	48.1
0	ЛЭП	11	119	НПС-2 - Старт	21.89	39.1	-615.5	0	-23.4	5.9	59.8
0	ЛЭП	119	12	Старт - НПС-3	13.96	59.36	-392.6	0	24.0	1.5	69.9



Таблица 20 – Узлы. Режим с УПК «-23» Ом

Тип	Номер	Название	U_ном, кВ	P_н, МВт	Q_н, Мвар	P_г, МВт	Q_г, Мвар	B_ш, мкСм	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	10	НПС -1	220	1.8	0.8	0	0	0	236.0
Нагр	11	НПС-2	220	1.9	0.9	0	0	1281	235.1
Нагр	12	НПС-3	220	2.1	1	0	0	0	237.3
Нагр	18	БГЭС 500 кВ	500	94.8	-112	0	0	653.6	524.0
Нагр	55	Завитая	220	132.7	19.5	0	0	0	240.2
Нагр	58	Варваровка	220	13.84	6.85	0	0	0	239.6
Нагр	119	Старт	220	-48.23	36.75	0	0	0	235.1
Нагр	120		220	0	0	0	0	0	235.8
Нагр	122		220	0	0	0	0	0	236.1
Нагр	123	Литовко	220	0	0	0	0	0	235.9
Нагр	124	Литовко 35	35	4.8	0.96	0	0	13493	35.5
Нагр	125	Хабаровская 220 кВ	220	143.05	-41.52	0	-45	0	234.9
Нагр	126		500	0	0	0	0	0	524.1
Нагр	128		500	0	0	0	0	0	524.2
Ген	131	ГГ-3	15.75	0	0	2	54.76522	0	16.0
Ген	132	ГГ-4	15.75	0	0	318	45.99935	0	15.9
Ген	133	ГГ-5	15.75	0	0	319	45.83237	0	15.9
Ген	134	ГГ-6	15.75	2.47	0.69	35	34.8074	0	15.9
Нагр	135	БГЭС 220 кВ	220	0	0	0	0	0	241.7
Нагр	138	Хабаровская 500 кВ	500	0	0	0	288.4421	652.8	509.9
Нагр	139		500	0	0	0	0	0	510.7
Нагр	140		500	0	0	0	0	0	510.7
Нагр	144		10	2.33	0.41	0	0	0	11.2
Нагр	145		10	0.27	0.14	0	0	0	11.2
Нагр	146	Икура/т	220	12.88	6.03	0	0	0	233.0
Нагр	147	Биробиджан	220	96.6	27.27	0	0	0	232.7
Нагр	148	Бира/т	220	6.99	4.52	0	0	0	232.9
Нагр	149	Лондоко/т	220	8.5	1.78	0	0	0	233.1
Нагр	150	Лондоко	220	54.5	-3.6	0	0	0	233.1

## Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	153		35	0	0	0	0	0	39.0
Нагр	154	Кимкан/т	220	19.32	3.43	0	0	0	233.2
Нагр	155	Облучье	220	12.61	1.1	0	0	0	233.5
Нагр	156	Ядрин/т Т1	220	12.4	11.5	0	0	0	235.6
Нагр	157	Тарманчукан/т Т2	220	6.99	2.19	0	0	0	236.7
Нагр	158	Архара	220	41.11	12.88	0	0	0	238.1
Нагр	159	Райчихинская ГРЭС	220	72.2	39.9	0	0	0	238.2
Ген	163	ГГ-1	15.75	2.19	0.69	16	9.4233	0	15.8
База	164	ГГ-2	15.75	0	0	390.3075	22.88059	0	15.8
Нагр	165	Талакан	220	44.12	5.48	0	0	0	241.7
Нагр	904		220	81.53	-35.76	0	0	0	235.0
Нагр	905	ГПП-4_1	220	24.3	14.6	0	0	0	234.7
Нагр	906	ГПП-4_2	220	24.4	14.6	0	0	0	234.3
Нагр	911	Комсомольская	500	0.27	1.37	0	0	0	509.3
Нагр	920	Створ	220	0.1	0.1	0	0	0	243.3
Нагр	1010		500	340	10	0	0	652.8	509.5
Нагр	1020	НПС-27	220	24	1.5	0	0	0	240.2
Нагр	1032	НПС-29	220	20.7	1.8	0	0	0	239.6
Нагр	1034	НБурГЭС	220	0	0	0	0	0	243.3
Нагр	1036	Г-1	13.8	2	1.4	80	26.00642	0	14.2
Нагр	1037	Тарманчукан/т Т1	220	14.5	14.8	0	0	0	235.1
Ген	1040	Г-2	13.8	2	1.4	80	-3.74873	0	13.8
Нагр	1041	Г-3	13.8	2	1.4	80	26.00642	0	14.2
Нагр	1042	Г-4	13.8	2	1.4	80	26.00642	0	0.0
Нагр	1050	Ядрин/т Т2	220	12.4	11.5	0	0	0	233.2

Таблица 21 – Потери. Режим с УПК «-23» Ом

№-н	Район	№об	Рген	Рнаг	Др	Рпотр
1	Вся схема	0	1320.308	1290.44	29.86867	1320.309

Таблица 22– Ветви. Режим с УПК «-23» Ом

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЛЭП	150	148	Лондоко - Бира/т	4.644167	17.501	-113.52	0	-24.34	6.42	62.36
ЛЭП	1020	55	НПС-27 - Завитая	3.54	13.05	-312	0	24.00	1.50	69.90
ЛЭП	150	149	Лондоко - Лондоко/т	0.648	2.442	-15.84	0	-28.69	7.10	73.19
ЛЭП	146	147	Икура/т - Биробиджан	1.685	6.349	-41.184	0	-24.61	-6.75	64.89
ЛЭП	128	138	- Хабаровская 500 кВ	12.29	130.524	-1525.61	0	-335.04	-22.60	374.79
ЛЭП	126	138	- Хабаровская 500 кВ	12.467	132.409	-1547.64	0	-329.46	-18.61	368.89
ЛЭП	1034	158	НБурГЭС - Архара	3.8	121.6	-139	0	-40.28	-6.77	101.16
Тр-р	1034	1036	НБурГЭС - Г-1	1.4	51.5	10.672	0.057	77.85	18.39	189.80
Тр-р	1034	1041	НБурГЭС - Г-3	1.4	51.5	10.672	0.057	77.85	18.39	189.80
Тр-р	1034	1042	НБурГЭС - Г-4	1.4	51.5	10.672	0.057	0.00	0.00	0.00
Тр-р	1034	1040	НБурГЭС - Г-2	1.4	51.5	10.672	0.057	77.85	-11.15	186.62
ЛЭП	1032	1034	НПС-29 - НБурГЭС	5.8	32	-209.8	0	112.10	9.90	271.15
ЛЭП	158	1032	Архара - НПС-29	2.5	14.5	-93	0	91.04	11.26	222.44
Тр-р	150	153	Лондоко -	0.5	22	0	0.16739	0.00	0.00	0.00
ЛЭП	150	155	Лондоко - Облучье	7.355	27.717	-179.784	0	57.10	-8.02	147.79
ЛЭП	55	58	Завитая - Варваровка	7.7525	33.939	-208.858	0	-13.98	5.05	37.21
ЛЭП	11	120	НПС-2 -	3.79	16.13	-106.7	0	9.72	11.21	36.43
Выкл	138	1010	Хабаровская 500 кВ -	0	0	0	0	-340.62	-180.03	436.28
ЛЭП	11	122	НПС-2 -	27.32	102.971	-667.92	0	1.76	20.22	49.84
ЛЭП	122	125	- Хабаровская 220 кВ	13	56.5	-373.7	0	8.75	3.31	47.66
ЛЭП	10	120	НПС -1 -	3.9	16.57	-109.6	0	-7.64	2.11	21.07
ЛЭП	120	123	- Литовко	0.673	2.48	-14.82	0	2.09	1.36	6.11
ЛЭП	122	123	- Литовко	0.673	2.48	-14.82	0	-6.99	-20.16	54.08
ЛЭП	911	138	Комсомольская - Хабаровская 500 кВ	10.55975	112.152	-1310.87	0	75.59	-5.19	85.98
Тр-р	911	904	Комсомольская -	0.97	61.1	24.048	0.46	-74.70	6.56	85.00

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЛЭП	906	904	ГПП-4_2 -	1.62	8.725	-55.677	0	24.40	14.60	70.07
ЛЭП	905	904	ГПП-4_1 -	1.28	6.92	-47.8	0	-7.50	10.23	31.19
Выкл	905	906	ГПП-4_1 - ГПП-4_2	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
ЛЭП	119	905	Старт - ГПП-4_1	1.8	5.85	-38.7	0	-31.84	-2.35	78.96
ЛЭП	119	904	Старт -	2.6575	9.804	-58.799	0	-23.81	5.49	60.01
Тр-р	123	124	Литовко - Литовко 35	11.4	275	5.671	0.16739	-4.89	-20.42	51.40
Выкл	18	126	БГЭС 500 кВ -	0	0	0	0	95.22	67.47	128.58
Тр-р	126	131	- ГГ-3	1.4	89.5	5.805	0.03	1.99	52.23	57.57
Тр-р	126	132	- ГГ-4	1.4	89.5	5.805	0.03	317.49	11.51	349.95
Тр-р	128	133	- ГГ-5	1.4	89.5	5.805	0.03	318.48	11.15	351.00
Тр-р	138	139	Хабаровская 500 кВ -	0.58	61.1	24.048	1	-118.62	0.52	134.33
Тр-р	138	140	Хабаровская 500 кВ -	0.58	61.1	24.048	1	-118.62	0.53	134.33
Тр-р	128	134	- ГГ-6	1.4	89.5	5.805	0.03	32.52	31.81	50.11
Тр-р	128	135	- БГЭС 220 кВ	0.97	61.1	24.048	0.46	89.26	2.07	98.34
Тр-р	139	144	-	2.9	113.5	0	0.022	-2.33	-0.41	2.67
Тр-р	139	125	- Хабаровская 220 кВ	0.39	0	0	0.46	-115.87	10.48	131.52
Тр-р	140	125	- Хабаровская 220 кВ	0.39	0	0	0.46	-117.93	10.22	133.82
Тр-р	140	145	-	2.9	113.5	0	0.022	-0.27	-0.14	0.34
ЛЭП	125	147	Хабаровская 220 кВ - Биробиджан	7.69	28.978	-187.968	0	-34.81	-3.98	92.30
ЛЭП	125	146	Хабаровская 220 кВ - Икура/т	6.005	22.629	-146.784	0	-37.65	-5.36	98.12
Тр-р	135	163	БГЭС 220 кВ - ГГ-1	0.29	16.1	27.321	0.065	13.81	7.06	37.05
ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0.21775	0.783	-18.72	0	-22.06	-1.65	53.10
ЛЭП	147	148	Биробиджан - Бира/т	4.86	18.315	-118.8	0	17.28	1.36	44.63
ЛЭП	147	149	Биробиджан - Лондоко/т	8.855833	33.374	-216.48	0	20.11	3.43	53.81
ЛЭП	156	157	Ядрин/т Т1 - Тарманчукан/т Т2	5.6	20.1	-119.6	0	104.81	-14.28	261.64
Тр-р	135	164	БГЭС 220 кВ - ГГ-2	0.29	16.1	27.321	0.065	389.55	-20.63	931.78

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0.21775	0.783	-18.72	0	-22.06	-1.65	53.10
ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5.910833	33.1	-212.787	0	132.93	-11.65	323.56
ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5.910833	33.1	-212.787	0	132.93	-11.65	323.56
ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	4.529167	19.552	-120.096	0	87.43	5.52	212.32
ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	5.4325	19.748	-118.249	0	85.69	1.93	207.75
ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6.7	24	-144.8	0	49.73	-9.06	127.45
ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6.6	23.6	-141.4	0	50.56	-9.41	129.47
ЛЭП	158	1037	Архара - Тарманчукан/т Т1	6.3	22	-134.7	0	-76.14	-7.91	188.16
ЛЭП	157	158	Тарманчукан/т Т2 - Архара	5.6	20.14	-120.4	0	112.94	-14.67	280.01
ЛЭП	155	1037	Облучье - Тарманчукан/т Т1	5.8	21	-125.8	0	60.59	3.84	150.12
ЛЭП	155	1050	Облучье - Ядрин/т Т2	1.451	5.351	-31.98	0	79.81	-32.45	214.69
ЛЭП	150	154	Лондоко - Кимкан/т	4.806	18.111	-117.48	0	50.42	-9.09	130.51
ЛЭП	154	155	Кимкан/т - Облучье	2.549	9.605	-62.304	0	69.98	-11.15	176.89
ЛЭП	1034	920	НБурГЭС - Створ	0.03	0.168	-1	0	-79.89	-14.18	192.56
ЛЭП	55	920	Завитая - Створ	4.3	24	-154	0	79.30	20.40	196.85
ЛЭП	156	1050	Ядрин/т Т1 - Ядрин/т Т2	0	-23	0	0	-92.41	25.78	235.13
Выкл	126	128	-	0	0	0	0	105.21	22.39	118.49
ЛЭП	125	10	Хабаровская 220 кВ - НПС -1	9.65	41	-271.4	0	-9.47	16.23	46.18
ЛЭП	11	12	НПС-2 - НПС-3	12.25	52	-344.3	0	-3.69	20.39	50.89
ЛЭП	11	119	НПС-2 - Старт	21.89	39.1	-615.5	0	-5.88	19.89	50.94
ЛЭП	119	12	Старт - НПС-3	13.96	59.36	-392.6	0	1.55	19.52	48.09



Таблица 23 – Узлы. Режим с УПК «+9» Ом

Тип	Номер	Название	U_ном, кВ	P_н, МВт	Q_н, Мвар	P_г, МВт	Q_г, Мвар	V_ш, мкСм	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	10	НПС -1	220	1.8	0.8	0	0	0	236.19
Нагр	11	НПС-2	220	1.9	0.9	0	0	1281	235.25
Нагр	12	НПС-3	220	2.1	1	0	0	0	237.47
Нагр	18	БГЭС 500 кВ	500	94.8	-112	0	0	653.6	523.99
Нагр	55	Завитая	220	132.7	19.5	0	0	0	239.99
Нагр	58	Варваровка	220	13.84	6.85	0	0	0	239.41
Нагр	119	Старт	220	-48.23	36.75	0	0	0	235.18
Нагр	120		220	0	0	0	0	0	235.99
Нагр	122		220	0	0	0	0	0	236.24
Нагр	123	Литовко	220	0	0	0	0	0	236.01
Нагр	124	Литовко 35	35	4.8	0.96	0	0	13493	35.55
Нагр	125	Хабаровская 220 кВ	220	143.05	-41.52	0	-45	0	235.06
Нагр	126		500	0	0	0	0	0	524.12
Нагр	128		500	0	0	0	0	0	524.16
Ген	131	ГГ-3	15.75	0	0	2	54.88999	0	16.00
Ген	132	ГГ-4	15.75	0	0	318	46.1238	0	15.90
Ген	133	ГГ-5	15.75	0	0	319	45.96367	0	15.90
Ген	134	ГГ-6	15.75	2.47	0.69	35	34.9382	0	15.90
Нагр	135	БГЭС 220 кВ	220	0	0	0	0	0	241.65
Нагр	138	Хабаровская 500 кВ	500	0	0	0	288.4421	652.8	510.00
Нагр	139		500	0	0	0	0	0	511.09
Нагр	140		500	0	0	0	0	0	511.09
Нагр	144		10	2.33	0.41	0	0	0	11.24
Нагр	145		10	0.27	0.14	0	0	0	11.24
Нагр	146	Икура/т	220	12.88	6.03	0	0	0	233.31
Нагр	147	Биробиджан	220	96.6	27.27	0	0	0	232.95
Нагр	148	Бира/т	220	6.99	4.52	0	0	0	233.24
Нагр	149	Лондоко/т	220	8.5	1.78	0	0	0	233.52
Нагр	150	Лондоко	220	54.5	-3.6	0	0	0	233.54

## Продолжение таблицы 23

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	153		35	0	0	0	0	0	39.09
Нагр	154	Кимкан/т	220	19.32	3.43	0	0	0	233.72
Нагр	155	Облучье	220	12.61	1.1	0	0	0	234.00
Нагр	156	Ядрин/т Т1	220	12.4	11.5	0	0	0	233.67
Нагр	157	Тарманчукан/т Т2	220	6.99	2.19	0	0	0	235.72
Нагр	158	Архара	220	41.11	12.88	0	0	0	237.73
Нагр	159	Райчихинская ГРЭС	220	72.2	39.9	0	0	0	237.97
Ген	163	ГГ-1	15.75	2.19	0.69	16	10.29158	0	15.75
База	164	ГГ-2	15.75	0	0	389.378	23.66906	0	15.75
Нагр	165	Талакан	220	44.12	5.48	0	0	0	241.63
Нагр	904		220	81.53	-35.76	0	0	0	235.06
Нагр	905	ГПП-4_1	220	24.3	14.6	0	0	0	234.85
Нагр	906	ГПП-4_2	220	24.4	14.6	0	0	0	234.41
Нагр	911	Комсомольская	500	0.27	1.37	0	0	0	509.50
Нагр	920	Створ	220	0.1	0.1	0	0	0	243.12
Нагр	1010		500	340	10	0	0	652.8	509.65
Нагр	1020	НПС-27	220	24	1.5	0	0	0	240.04
Нагр	1032	НПС-29	220	20.7	1.8	0	0	0	239.34
Нагр	1034	НБурГЭС	220	0	0	0	0	0	243.14
Нагр	1036	Г-1	13.8	2	1.4	80	26.00642	0	14.14
Нагр	1037	Тарманчукан/т Т1	220	14.5	14.8	0	0	0	235.10
Ген	1040	Г-2	13.8	2	1.4	80	-2.89482	0	13.80
Нагр	1041	Г-3	13.8	2	1.4	80	26.00642	0	14.14
Нагр	1042	Г-4	13.8	2	1.4	80	26.00642	0	0.00
Нагр	1050	Ядрин/т Т2	220	12.4	11.5	0	0	0	233.91

Таблица 24– Потери. Режим с УПК «+9» Ом

№-н	Район	№об	Рген	Рнаг	Др	Рпотр
1	Вся схема	0	1319.378	1290.44	28.97052	1319.411

Таблица 25 – Ветви. Режим с УПК «+9» Ом

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЛЭП	150	148	Лондоко - Бира/т	4.644167	17.501	-113.52	0	0	0	-19.9	4.4	50.4
ЛЭП	1020	55	НПС-27 - Завитая	3.54	13.05	-312	0	0	0	24.0	1.5	69.9
ЛЭП	150	149	Лондоко - Лондоко/т	0.648	2.442	-15.84	0	0	0	-24.3	5.0	61.3
ЛЭП	146	147	Икура/т - Биробиджан	1.685	6.349	-41.184	0	0	0	-29.0	-4.6	73.7
ЛЭП	128	138	- Хабаровская 500 кВ	12.29	130.524	1525.61	0	0	0	-339.7	-22.3	379.6
ЛЭП	126	138	- Хабаровская 500 кВ	12.467	132.409	1547.64	0	0	0	-334.0	-18.3	373.5
ЛЭП	1034	158	НБурГЭС - Архара	3.8	121.6	-139	0	0	0	-39.4	-7.1	99.6
Тр-р	1034	1036	НБурГЭС - Г-1	1.4	51.5	10.672	0.057	0	0	77.8	18.4	189.9
Тр-р	1034	1041	НБурГЭС - Г-3	1.4	51.5	10.672	0.057	0	0	77.8	18.4	189.9
Тр-р	1034	1042	НБурГЭС - Г-4	1.4	51.5	10.672	0.057	0	0	0.0	0.0	0.0
Тр-р	1034	1040	НБурГЭС - Г-2	1.4	51.5	10.672	0.057	0	0	77.9	-10.3	186.5
ЛЭП	1032	1034	НПС-29 - НБурГЭС	5.8	32	-209.8	0	0	0	110.1	11.2	267.0
ЛЭП	158	1032	Архара - НПС-29	2.5	14.5	-93	0	0	0	89.1	12.6	218.4
Тр-р	150	153	Лондоко -	0.5	22	0	0.16739	0	0	0.0	0.0	0.0
ЛЭП	150	155	Лондоко - Облучье	7.355	27.717	179.784	0	0	0	52.7	-6.0	135.7
ЛЭП	55	58	Завитая - Варваровка	7.7525	33.939	208.858	0	0	0	-14.0	5.0	37.2
ЛЭП	11	120	НПС-2 -	3.79	16.13	-106.7	0	0	0	9.4	11.5	36.3
Выкл	138	1010	Хабаровская 500 кВ -	0	0	0	0	0	0	-340.6	-180.1	436.2
ЛЭП	11	122	НПС-2 -	27.32	102.971	-667.92	0	0	0	1.7	20.3	50.0
ЛЭП	122	125	- Хабаровская 220 кВ	13	56.5	-373.7	0	0	0	8.6	3.5	47.2
ЛЭП	10	120	НПС -1 -	3.9	16.57	-109.6	0	0	0	-7.4	2.0	20.8
ЛЭП	120	123	- Литовко	0.673	2.48	-14.82	0	0	0	2.0	1.5	6.0

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЛЭП	122	123	- Литовко	0.673	2.48	-14.82	0	0	0	-6.8	-20.3	54.2
ЛЭП	911	138	Комсомольская - Хабаровская 500 кВ	10.55975	112.152	1310.87	0	0	0	76.0	-5.5	86.4
Тр-р	911	904	Комсомольская -	0.97	61.1	24.048	0.46	0	0	-75.1	6.9	85.5
ЛЭП	906	904	ГПП-4_2 -	1.62	8.725	-55.677	0	0	0	24.4	14.6	70.0
ЛЭП	905	904	ГПП-4_1 -	1.28	6.92	-47.8	0	0	0	-7.3	10.1	30.6
Выкл	905	906	ГПП-4_1 - ГПП-4_2	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
ЛЭП	119	905	Старт - ГПП-4_1	1.8	5.85	-38.7	0	0	0	-31.7	-2.5	78.5
ЛЭП	119	904	Старт -	2.6575	9.804	-58.799	0	0	0	-23.6	5.3	59.3
Тр-р	123	124	Литовко - Литовко 35	11.4	275	5.671	0.16739	0	0	-4.9	-20.4	51.4
Выкл	18	126	БГЭС 500 кВ -	0	0	0	0	0	0	95.2	67.5	128.6
Тр-р	126	131	- ГГ-3	1.4	89.5	5.805	0.03	0	0	2.0	52.3	57.7
Тр-р	126	132	- ГГ-4	1.4	89.5	5.805	0.03	0	0	317.5	11.6	350.0
Тр-р	128	133	- ГГ-5	1.4	89.5	5.805	0.03	0	0	318.5	11.3	351.0
Тр-р	138	139	Хабаровская 500 кВ -	0.58	61.1	24.048	1	0	0	-122.8	2.2	139.1
Тр-р	138	140	Хабаровская 500 кВ -	0.58	61.1	24.048	1	0	0	-122.8	2.3	139.1
Тр-р	128	134	- ГГ-6	1.4	89.5	5.805	0.03	0	0	32.5	31.9	50.2
Тр-р	128	135	- БГЭС 220 кВ	0.97	61.1	24.048	0.46	0	0	98.4	0.9	108.4
Тр-р	139	144	-	2.9	113.5	0	0.022	0	0	-2.3	-0.4	2.7
Тр-р	139	125	- Хабаровская 220 кВ	0.39	0	0	0.46	0	0	-120.1	12.4	136.4
Тр-р	140	125	- Хабаровская 220 кВ	0.39	0	0	0.46	0	0	-122.2	12.2	138.7
Тр-р	140	145	-	2.9	113.5	0	0.022	0	0	-0.3	-0.1	0.3
ЛЭП	125	147	Хабаровская 220 кВ - Биробиджан	7.69	28.978	187.968	0	0	0	-39.2	-1.9	100.7
ЛЭП	125	146	Хабаровская 220 кВ - Икура/т	6.005	22.629	146.784	0	0	0	-42.1	-3.3	106.9
ЛЭП	147	148	Биробиджан - Бира/т	4.86	18.315	-118.8	0	0	0	12.9	3.6	33.2

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЛЭП	147	149	Биробиджан - Лондоко/т	8.855833	33.374	-216.48	0	0	0	15.7	5.6	41.7
ЛЭП	156	157	Ядрин/т Т1 - Тарманчукан/т Т2	5.6	20.1	-119.6	0	0	0	73.9	5.5	183.0
Тр-р	135	164	БГЭС 220 кВ - ГГ-2	0.29	16.1	27.321	0.065	0	0	388.6	-19.7	929.7
Тр-р	135	163	БГЭС 220 кВ - ГГ-1	0.29	16.1	27.321	0.065	0	0	13.8	7.9	38.0
ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0.21775	0.783	-18.72	0	0	0	-22.1	-1.7	53.1
ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0.21775	0.783	-18.72	0	0	0	-22.1	-1.7	53.1
ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5.910833	33.1	212.787	0	0	0	128.0	-9.6	311.4
ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5.910833	33.1	212.787	0	0	0	128.0	-9.6	311.4
ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	4.529167	19.552	120.096	0	0	0	83.9	7.4	204.4
ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	5.4325	19.748	118.249	0	0	0	82.3	3.9	200.0
ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6.7	24	-144.8	0	0	0	46.4	-7.0	118.4
ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6.6	23.6	-141.4	0	0	0	47.2	-7.3	120.2
ЛЭП	158	1037	Архара - Тарманчукан/т Т1	6.3	22	-134.7	0	0	0	-98.8	1.7	239.9
ЛЭП	157	158	Тарманчукан/т Т2 - Архара	5.6	20.14	-120.4	0	0	0	81.4	3.1	199.5
ЛЭП	155	1037	Облучье - Тарманчукан/т Т1	5.8	21	-125.8	0	0	0	82.4	-8.5	206.7
ЛЭП	155	1050	Облучье - Ядрин/т Т2	1.451	5.351	-31.98	0	0	0	49.0	-16.6	129.1
ЛЭП	150	154	Лондоко - Кимкан/т	4.806	18.111	-117.48	0	0	0	46.0	-7.0	118.4
ЛЭП	154	155	Кимкан/т - Облучье	2.549	9.605	-62.304	0	0	0	65.5	-9.3	164.8
ЛЭП	1034	920	НБурГЭС - Створ	0.03	0.168	-1	0	0	0	-82.8	-13.7	199.3
ЛЭП	55	920	Завитая - Створ	4.3	24	-154	0	0	0	82.1	19.7	203.2
ЛЭП	156	1050	Ядрин/т Т1 - Ядрин/т Т2	0	9	0	0	0	0	-61.5	6.0	152.6
Выкл	126	128	-	0	0	0	0	0	0	109.7	21.8	123.2
ЛЭП	125	10	Хабаровская 220 кВ - НПС -1	9.65	41	-271.4	0	0	0	-9.3	16.1	45.6
ЛЭП	11	12	НПС-2 - НПС-3	12.25	52	-344.3	0	0	0	-3.6	20.4	50.7

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЛЭП	11	119	НПС-2 - Старт	21.89	39.1	-615.5	0	0	0	-5.6	19.7	50.2
ЛЭП	119	12	Старт - НПС-3	13.96	59.36	-392.6	0	0	0	1.4	19.6	48.2

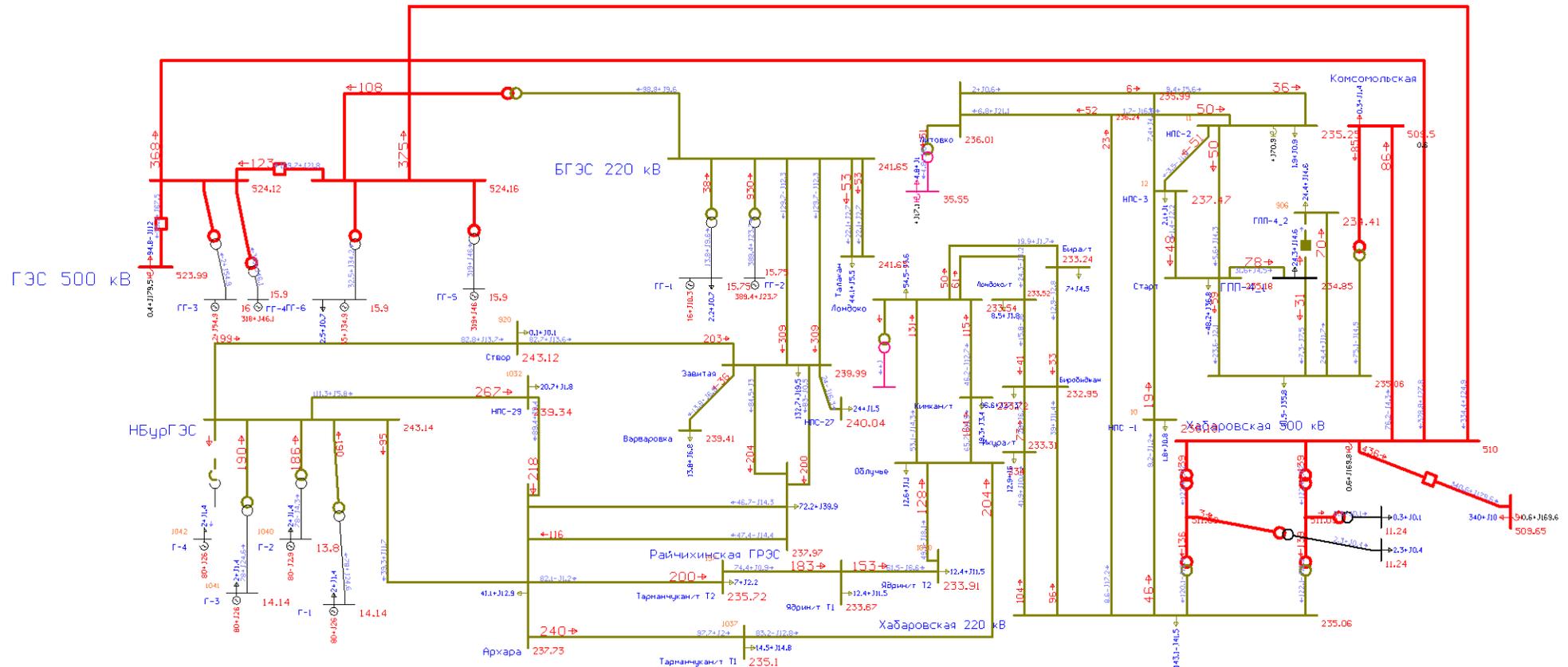


Рисунок 35 - Графика. Режим с УПК «+9» Ом

Таблица 26 – Узлы. Режим с УПК «+18» Ом

Тип	Номер	Название	U_ном, кВ	P_н, МВт	Q_н, Мвар	P_г, МВт	Q_г, Мвар	B_ш, мкСм	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	10	НПС -1	220	1.8	0.8	0	0	0	236.2
Нагр	11	НПС-2	220	1.9	0.9	0	0	1281	235.2
Нагр	12	НПС-3	220	2.1	1	0	0	0	237.5
Нагр	18	БГЭС 500 кВ	500	94.8	-112	0	0	653.6	524.0
Нагр	55	Завитая	220	132.7	19.5	0	0	0	240.0
Нагр	58	Варваровка	220	13.84	6.85	0	0	0	239.4
Нагр	119	Старт	220	-48.23	36.75	0	0	0	235.2
Нагр	120		220	0	0	0	0	0	236.0
Нагр	122		220	0	0	0	0	0	236.2
Нагр	123	Литовко	220	0	0	0	0	0	236.0
Нагр	124	Литовко 35	35	4.8	0.96	0	0	13493	35.5
Нагр	125	Хабаровская 220 кВ	220	143.05	-41.52	0	-45	0	235.0
Нагр	126		500	0	0	0	0	0	524.1
Нагр	128		500	0	0	0	0	0	524.1
Ген	131	ГГ-3	15.75	0	0	2	54.99086	0	16.0
Ген	132	ГГ-4	15.75	0	0	318	46.22441	0	15.9
Ген	133	ГГ-5	15.75	0	0	319	46.06495	0	15.9
Ген	134	ГГ-6	15.75	2.47	0.69	35	35.0391	0	15.9
Нагр	135	БГЭС 220 кВ	220	0	0	0	0	0	241.6
Нагр	138	Хабаровская 500 кВ	500	0	0	0	288.4421	652.8	510.0
Нагр	139		500	0	0	0	0	0	511.1
Нагр	140		500	0	0	0	0	0	511.1
Нагр	144		10	2.33	0.41	0	0	0	11.2
Нагр	145		10	0.27	0.14	0	0	0	11.2
Нагр	146	Икура/т	220	12.88	6.03	0	0	0	233.3
Нагр	147	Биробиджан	220	96.6	27.27	0	0	0	232.9
Нагр	148	Бира/т	220	6.99	4.52	0	0	0	233.2
Нагр	149	Лондоко/т	220	8.5	1.78	0	0	0	233.5
Нагр	150	Лондоко	220	54.5	-3.6	0	0	0	233.5

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	153		35	0	0	0	0	0	39.1
Нагр	154	Кимкан/т	220	19.32	3.43	0	0	0	233.7
Нагр	155	Облучье	220	12.61	1.1	0	0	0	234.0
Нагр	156	Ядрин/т Т1	220	12.4	11.5	0	0	0	233.6
Нагр	157	Тарманчукан/т Т2	220	6.99	2.19	0	0	0	235.7
Нагр	158	Архара	220	41.11	12.88	0	0	0	237.7
Нагр	159	Райчихинская ГРЭС	220	72.2	39.9	0	0	0	237.9
Ген	163	ГГ-1	15.75	2.19	0.69	16	10.44083	0	15.8
База	164	ГГ-2	15.75	0	0	389.354	23.81675	0	15.8
Нагр	165	Талакан	220	44.12	5.48	0	0	0	241.6
Нагр	904		220	81.53	-35.76	0	0	0	235.1
Нагр	905	ГПП-4_1	220	24.3	14.6	0	0	0	234.8
Нагр	906	ГПП-4_2	220	24.4	14.6	0	0	0	234.4
Нагр	911	Комсомольская	500	0.27	1.37	0	0	0	509.5
Нагр	920	Створ	220	0.1	0.1	0	0	0	243.1
Нагр	1010		500	340	10	0	0	652.8	509.6
Нагр	1020	НПС-27	220	24	1.5	0	0	0	240.0
Нагр	1032	НПС-29	220	20.7	1.8	0	0	0	239.3
Нагр	1034	НБурГЭС	220	0	0	0	0	0	243.1
Нагр	1036	Г-1	13.8	2	1.4	80	26.00642	0	14.1
Нагр	1037	Тарманчукан/т Т1	220	14.5	14.8	0	0	0	235.1
Ген	1040	Г-2	13.8	2	1.4	80	-2.79714	0	13.8
Нагр	1041	Г-3	13.8	2	1.4	80	26.00642	0	14.1
Нагр	1042	Г-4	13.8	2	1.4	80	26.00642	0	0.0
Нагр	1050	Ядрин/т Т2	220	12.4	11.5	0	0	0	233.9

Таблица 27 – Потери. Режим с УПК «+18» Ом

№-н	Район	№об	Рген	Рнаг	Др	Рпотр
1	Вся схема	0	1319.354	1290.44	28.91486	1319.355

Таблица 28 – Ветви. Режим с УПК «+18» Ом

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	P нач	Q нач	I max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЛЭП	150	148	Лондоко - Бира/т	4.644167	17.501	-113.52	0	-19.1	4.2	48.4
ЛЭП	1020	55	НПС-27 - Завитая	3.54	13.05	-312	0	24.0	1.5	69.9
ЛЭП	150	149	Лондоко - Лондоко/т	0.648	2.442	-15.84	0	-23.5	4.8	59.3
ЛЭП	146	147	Икура/т - Биробиджан	1.685	6.349	-41.184	0	-29.8	-4.4	75.5
ЛЭП	128	138	- Хабаровская 500 кВ	12.29	130.524	1525.61	0	-340.5	-22.4	380.5
ЛЭП	126	138	- Хабаровская 500 кВ	12.467	132.409	1547.64	0	-334.8	-18.4	374.4
ЛЭП	1034	158	НБурГЭС - Архара	3.8	121.6	-139	0	-39.3	-7.1	99.4
Тр-р	1034	1036	НБурГЭС - Г-1	1.4	51.5	10.672	0.057	77.8	18.4	190.0
Тр-р	1034	1041	НБурГЭС - Г-3	1.4	51.5	10.672	0.057	77.8	18.4	190.0
Тр-р	1034	1042	НБурГЭС - Г-4	1.4	51.5	10.672	0.057	0.0	0.0	0.0
Тр-р	1034	1040	НБурГЭС - Г-2	1.4	51.5	10.672	0.057	77.9	-10.2	186.5
ЛЭП	1032	1034	НПС-29 - НБурГЭС	5.8	32	-209.8	0	109.8	11.3	266.3
ЛЭП	158	1032	Архара - НПС-29	2.5	14.5	-93	0	88.7	12.8	217.7
Тр-р	150	153	Лондоко -	0.5	22	0	0.16739	0.0	0.0	0.0
ЛЭП	150	155	Лондоко - Облучье	7.355	27.717	179.784	0	51.9	-5.8	133.7
ЛЭП	55	58	Завитая - Варваровка	7.7525	33.939	208.858	0	-14.0	5.0	37.2
ЛЭП	11	120	НПС-2 -	3.79	16.13	-106.7	0	9.3	11.5	36.3
Выкл	138	1010	Хабаровская 500 кВ -	0	0	0	0	-340.6	-180.1	436.2
ЛЭП	11	122	НПС-2 -	27.32	102.971	-667.92	0	1.7	20.3	50.0
ЛЭП	122	125	- Хабаровская 220 кВ	13	56.5	-373.7	0	8.5	3.5	47.1
ЛЭП	10	120	НПС -1 -	3.9	16.57	-109.6	0	-7.4	1.9	20.7
ЛЭП	120	123	- Литовко	0.673	2.48	-14.82	0	1.9	1.5	5.9

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЛЭП	122	123	- Литовко	0.673	2.48	-14.82	0	-6.8	-20.3	54.2
ЛЭП	911	138	Комсомольская - Хабаровская 500 кВ	10.55975	112.152	1310.87	0	76.1	-5.5	86.5
Тр-р	911	904	Комсомольская -	0.97	61.1	24.048	0.46	-75.2	6.9	85.5
ЛЭП	906	904	ГПП-4_2 -	1.62	8.725	-55.677	0	24.4	14.6	70.0
ЛЭП	905	904	ГПП-4_1 -	1.28	6.92	-47.8	0	-7.3	10.1	30.6
Выкл	905	906	ГПП-4_1 - ГПП-4_2	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
ЛЭП	119	905	Старт - ГПП-4_1	1.8	5.85	-38.7	0	-31.6	-2.5	78.5
ЛЭП	119	904	Старт -	2.6575	9.804	-58.799	0	-23.5	5.3	59.2
Тр-р	123	124	Литовко - Литовко 35	11.4	275	5.671	0.16739	-4.9	-20.4	51.4
Выкл	18	126	БГЭС 500 кВ -	0	0	0	0	95.2	67.4	128.6
Тр-р	126	131	- ГГ-3	1.4	89.5	5.805	0.03	2.0	52.4	57.8
Тр-р	126	132	- ГГ-4	1.4	89.5	5.805	0.03	317.5	11.7	350.0
Тр-р	128	133	- ГГ-5	1.4	89.5	5.805	0.03	318.5	11.4	351.0
Тр-р	138	139	Хабаровская 500 кВ -	0.58	61.1	24.048	1	-123.6	2.3	140.0
Тр-р	138	140	Хабаровская 500 кВ -	0.58	61.1	24.048	1	-123.6	2.4	140.0
Тр-р	128	134	- ГГ-6	1.4	89.5	5.805	0.03	32.5	32.0	50.3
Тр-р	128	135	- БГЭС 220 кВ	0.97	61.1	24.048	0.46	100.0	0.8	110.2
Тр-р	139	144	-	2.9	113.5	0	0.022	-2.3	-0.4	2.7
Тр-р	139	125	- Хабаровская 220 кВ	0.39	0	0	0.46	-120.8	12.6	137.3
Тр-р	140	125	- Хабаровская 220 кВ	0.39	0	0	0.46	-122.9	12.3	139.5
Тр-р	140	145	-	2.9	113.5	0	0.022	-0.3	-0.1	0.3
ЛЭП	125	147	Хабаровская 220 кВ - Биробиджан	7.69	28.978	187.968	0	-40.0	-1.7	102.4
ЛЭП	125	146	Хабаровская 220 кВ - Икура/т	6.005	22.629	146.784	0	-42.9	-3.1	108.7
ЛЭП	147	148	Биробиджан - Бира/т	4.86	18.315	-118.8	0	12.1	3.8	31.4

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЛЭП	147	149	Биробиджан - Лондоко/т	8.855833	33.374	-216.48	0	14.9	5.9	39.8
ЛЭП	156	157	Ядрин/т Т1 - Тарманчукан/т Т2	5.6	20.1	-119.6	0	68.4	7.7	170.1
Тр-р	135	164	БГЭС 220 кВ - ГГ-2	0.29	16.1	27.321	0.065	388.6	-19.5	929.6
Тр-р	135	163	БГЭС 220 кВ - ГГ-1	0.29	16.1	27.321	0.065	13.8	8.1	38.2
ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0.21775	0.783	-18.72	0	-22.1	-1.7	53.1
ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0.21775	0.783	-18.72	0	-22.1	-1.7	53.1
ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5.910833	33.1	212.787	0	127.2	-9.3	309.4
ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5.910833	33.1	212.787	0	127.2	-9.3	309.4
ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	4.529167	19.552	120.096	0	83.4	7.6	203.1
ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	5.4325	19.748	118.249	0	81.8	4.1	198.7
ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6.7	24	-144.8	0	45.8	-6.8	116.9
ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6.6	23.6	-141.4	0	46.6	-7.1	118.7
ЛЭП	158	1037	Архара - Тарманчукан/т Т1	6.3	22	-134.7	0	-102.8	2.6	249.8
ЛЭП	157	158	Тарманчукан/т Т2 - Архара	5.6	20.14	-120.4	0	75.8	5.0	186.2
ЛЭП	155	1037	Облучье - Тарманчукан/т Т1	5.8	21	-125.8	0	86.3	-10.0	216.7
ЛЭП	155	1050	Облучье - Ядрин/т Т2	1.451	5.351	-31.98	0	43.5	-14.8	114.9
ЛЭП	150	154	Лондоко - Кимкан/т	4.806	18.111	-117.48	0	45.2	-6.8	116.4
ЛЭП	154	155	Кимкан/т - Облучье	2.549	9.605	-62.304	0	64.7	-9.1	162.8
ЛЭП	1034	920	НБурГЭС - Створ	0.03	0.168	-1	0	-83.2	-13.6	200.3
ЛЭП	55	920	Завитая - Створ	4.3	24	-154	0	82.6	19.6	204.3
ЛЭП	156	1050	Ядрин/т Т1 - Ядрин/т Т2	0	18	0	0	-56.0	3.8	138.7
Выкл	126	128	-	0	0	0	0	110.5	21.7	124.1
ЛЭП	125	10	Хабаровская 220 кВ - НПС -1	9.65	41	-271.4	0	-9.2	16.1	45.6
ЛЭП	11	12	НПС-2 - НПС-3	12.25	52	-344.3	0	-3.5	20.3	50.7

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЛЭП	11	119	НПС-2 - Старт	21.89	39.1	-615.5	0	-5.6	19.7	50.1
ЛЭП	119	12	Старт - НПС-3	13.96	59.36	-392.6	0	1.4	19.6	48.2

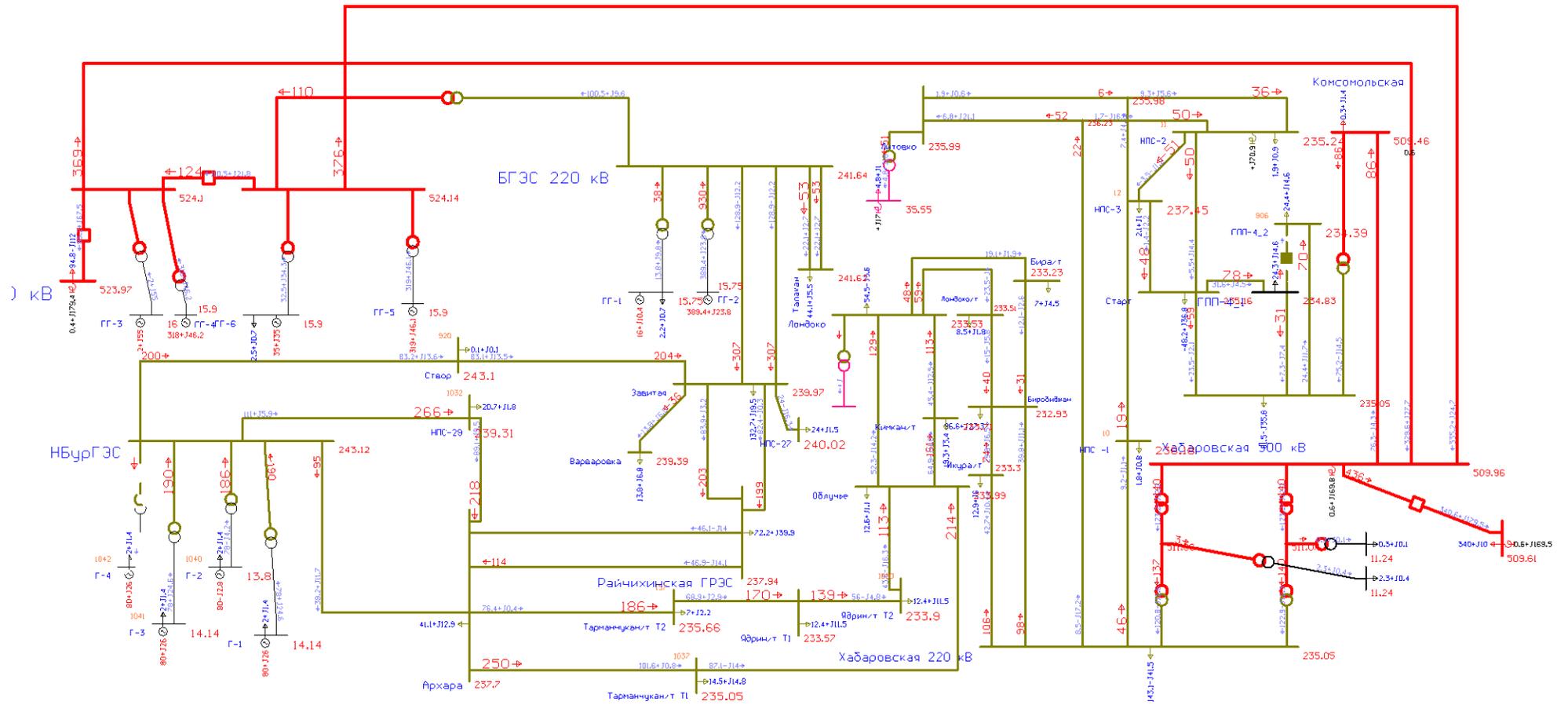


Рисунок 36– Графика. Режим с УПК «+18» Ом

Таблица 29 – Узлы. Режим с УПК «+23» Ом

Тип	Номер	Название	U_ном, кВ	P_н, МВт	Q_н, Мвар	P_г, МВт	Q_г, Мвар	B_ш, мкСм	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	10	НПС -1	220	1.8	0.8	0	0	0	236.2
Нагр	11	НПС-2	220	1.9	0.9	0	0	1281	235.2
Нагр	12	НПС-3	220	2.1	1	0	0	0	237.4
Нагр	18	БГЭС 500 кВ	500	94.8	-112	0	0	653.6	524.0
Нагр	55	Завитая	220	132.7	19.5	0	0	0	240.0
Нагр	58	Варваровка	220	13.84	6.85	0	0	0	239.4
Нагр	119	Старт	220	-48.23	36.75	0	0	0	235.2
Нагр	120		220	0	0	0	0	0	236.0
Нагр	122		220	0	0	0	0	0	236.2
Нагр	123	Литовко	220	0	0	0	0	0	236.0
Нагр	124	Литовко 35	35	4.8	0.96	0	0	13493	35.5
Нагр	125	Хабаровская 220 кВ	220	143.05	-41.52	0	-45	0	235.0
Нагр	126		500	0	0	0	0	0	524.1
Нагр	128		500	0	0	0	0	0	524.1
Ген	131	ГГ-3	15.75	0	0	2	55.02916	0	16.0
Ген	132	ГГ-4	15.75	0	0	318	46.2626	0	15.9
Ген	133	ГГ-5	15.75	0	0	319	46.10331	0	15.9
Ген	134	ГГ-6	15.75	2.47	0.69	35	35.07732	0	15.9
Нагр	135	БГЭС 220 кВ	220	0	0	0	0	0	241.6
Нагр	138	Хабаровская 500 кВ	500	0	0	0	288.4421	652.8	509.9
Нагр	139		500	0	0	0	0	0	511.1
Нагр	140		500	0	0	0	0	0	511.1
Нагр	144		10	2.33	0.41	0	0	0	11.2
Нагр	145		10	0.27	0.14	0	0	0	11.2
Нагр	146	Икура/т	220	12.88	6.03	0	0	0	233.3
Нагр	147	Биробиджан	220	96.6	27.27	0	0	0	232.9
Нагр	148	Бира/т	220	6.99	4.52	0	0	0	233.2
Нагр	149	Лондоко/т	220	8.5	1.78	0	0	0	233.5
Нагр	150	Лондоко	220	54.5	-3.6	0	0	0	233.5
Нагр	153		35	0	0	0	0	0	39.1

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	154	Кимкан/т	220	19.32	3.43	0	0	0	233.7
Нагр	155	Облучье	220	12.61	1.1	0	0	0	234.0
Нагр	156	Ядрин/т Т1	220	12.4	11.5	0	0	0	233.6
Нагр	157	Тарманчукан/т Т2	220	6.99	2.19	0	0	0	235.7
Нагр	158	Архара	220	41.11	12.88	0	0	0	237.7
Нагр	159	Райчихинская ГРЭС	220	72.2	39.9	0	0	0	237.9
Ген	163	ГГ-1	15.75	2.19	0.69	16	10.48246	0	15.8
База	164	ГГ-2	15.75	0	0	389.3296	23.85635	0	15.8
Нагр	165	Талакан	220	44.12	5.48	0	0	0	241.6
Нагр	904		220	81.53	-35.76	0	0	0	235.0
Нагр	905	ГПП-4_1	220	24.3	14.6	0	0	0	234.8
Нагр	906	ГПП-4_2	220	24.4	14.6	0	0	0	234.4
Нагр	911	Комсомольская	500	0.27	1.37	0	0	0	509.5
Нагр	920	Створ	220	0.1	0.1	0	0	0	243.1
Нагр	1010		500	340	10	0	0	652.8	509.6
Нагр	1020	НПС-27	220	24	1.5	0	0	0	240.0
Нагр	1032	НПС-29	220	20.7	1.8	0	0	0	239.3
Нагр	1034	НБурГЭС	220	0	0	0	0	0	243.1
Нагр	1036	Г-1	13.8	2	1.4	80	26.00642	0	14.1
Нагр	1037	Тарманчукан/т Т1	220	14.5	14.8	0	0	0	235.0
Ген	1040	Г-2	13.8	2	1.4	80	-2.78857	0	13.8
Нагр	1041	Г-3	13.8	2	1.4	80	26.00642	0	14.1
Нагр	1042	Г-4	13.8	2	1.4	80	26.00642	0	0.0
Нагр	1050	Ядрин/т Т2	220	12.4	11.5	0	0	0	233.9

Таблица 30 – Потери. Режим с УПК «+23» Ом

№-н	Район	№об	Рген	Рнаг	Др	Рпотр
1	Вся схема	0	1319.33	1290.44	28.89555	1319.336

Таблица 31 – Ветви. Режим с УПК «+23» Ом

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	P нач	Q нач	I max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЛЭП	150	148	Лондоко - Бира/т	4.644167	17.501	-113.52	0	-18.77	4.08	47.48
ЛЭП	1020	55	НПС-27 - Завитая	3.54	13.05	-312	0	24.00	1.50	69.91
ЛЭП	150	149	Лондоко - Лондоко/т	0.648	2.442	-15.84	0	-23.11	4.75	58.32
ЛЭП	146	147	Икура/т - Биробиджан	1.685	6.349	-41.184	0	-30.16	-4.26	76.34
ЛЭП	128	138	- Хабаровская 500 кВ	12.29	130.524	-1525.61	0	-340.88	-22.46	380.93
ЛЭП	126	138	- Хабаровская 500 кВ	12.467	132.409	-1547.64	0	-335.17	-18.47	374.88
ЛЭП	1034	158	НБурГЭС - Архара	3.8	121.6	-139	0	-39.24	-7.10	99.21
Тр-р	1034	1036	НБурГЭС - Г-1	1.4	51.5	10.672	0.057	77.85	18.38	189.96
Тр-р	1034	1041	НБурГЭС - Г-3	1.4	51.5	10.672	0.057	77.85	18.38	189.96
Тр-р	1034	1042	НБурГЭС - Г-4	1.4	51.5	10.672	0.057	0.00	0.00	0.00
Тр-р	1034	1040	НБурГЭС - Г-2	1.4	51.5	10.672	0.057	77.85	-10.18	186.46
ЛЭП	1032	1034	НПС-29 - НБурГЭС	5.8	32	-209.8	0	109.62	11.39	265.89
ЛЭП	158	1032	Архара - НПС-29	2.5	14.5	-93	0	88.57	12.84	217.38
Тр-р	150	153	Лондоко -	0.5	22	0	0.16739	0.00	0.00	0.00
ЛЭП	150	155	Лондоко - Облучье	7.355	27.717	-179.784	0	51.53	-5.68	132.70
ЛЭП	55	58	Завитая - Варваровка	7.7525	33.939	-208.858	0	-13.98	5.03	37.24
ЛЭП	11	120	НПС-2 -	3.79	16.13	-106.7	0	9.27	11.51	36.28
Выкл	138	1010	Хабаровская 500 кВ -	0	0	0	0	-340.62	-180.09	436.23
ЛЭП	11	122	НПС-2 -	27.32	102.971	-667.92	0	1.69	20.29	49.98
ЛЭП	122	125	- Хабаровская 220 кВ	13	56.5	-373.7	0	8.50	3.48	47.05
ЛЭП	10	120	НПС -1 -	3.9	16.57	-109.6	0	-7.37	1.94	20.70
ЛЭП	120	123	- Литовко	0.673	2.48	-14.82	0	1.92	1.48	5.92
ЛЭП	122	123	- Литовко	0.673	2.48	-14.82	0	-6.81	-20.29	54.23
ЛЭП	911	138	Комсомольская - Хабаровская 500 кВ	10.55975	112.152	-1310.87	0	76.10	-5.56	86.57
Тр-р	911	904	Комсомольская -	0.97	61.1	24.048	0.46	-75.21	6.93	85.59

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЛЭП	906	904	ГПП-4_2 -	1.62	8.725	-55.677	0	24.40	14.60	70.04
ЛЭП	905	904	ГПП-4_1 -	1.28	6.92	-47.8	0	-7.28	10.06	30.53
Выкл	905	906	ГПП-4_1 - ГПП-4_2	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
ЛЭП	119	905	Старт - ГПП-4_1	1.8	5.85	-38.7	0	-31.61	-2.51	78.43
ЛЭП	119	904	Старт -	2.6575	9.804	-58.799	0	-23.52	5.27	59.18
Тр-р	123	124	Литовко - Литовко 35	11.4	275	5.671	0.16739	-4.89	-20.44	51.42
Выкл	18	126	БГЭС 500 кВ -	0	0	0	0	95.22	67.44	128.57
Тр-р	126	131	- ГГ-3	1.4	89.5	5.805	0.03	1.99	52.48	57.85
Тр-р	126	132	- ГГ-4	1.4	89.5	5.805	0.03	317.49	11.77	349.99
Тр-р	128	133	- ГГ-5	1.4	89.5	5.805	0.03	318.48	11.41	351.04
Тр-р	138	139	Хабаровская 500 кВ -	0.58	61.1	24.048	1	-123.96	2.40	140.37
Тр-р	138	140	Хабаровская 500 кВ -	0.58	61.1	24.048	1	-123.96	2.41	140.38
Тр-р	128	134	- ГГ-6	1.4	89.5	5.805	0.03	32.52	32.08	50.32
Тр-р	128	135	- БГЭС 220 кВ	0.97	61.1	24.048	0.46	100.80	0.72	111.04
Тр-р	139	144	-	2.9	113.5	0	0.022	-2.33	-0.41	2.67
Тр-р	139	125	- Хабаровская 220 кВ	0.39	0	0	0.46	-121.21	12.67	137.68
Тр-р	140	125	- Хабаровская 220 кВ	0.39	0	0	0.46	-123.27	12.41	139.96
Тр-р	140	145	-	2.9	113.5	0	0.022	-0.27	-0.14	0.34
ЛЭП	125	147	Хабаровская 220 кВ - Биробиджан	7.69	28.978	-187.968	0	-40.41	-1.64	103.28
ЛЭП	125	146	Хабаровская 220 кВ - Икура/т	6.005	22.629	-146.784	0	-43.25	-3.03	109.51
ЛЭП	147	148	Биробиджан - Бира/т	4.86	18.315	-118.8	0	11.73	3.88	30.63
ЛЭП	147	149	Биробиджан - Лондоко/т	8.855833	33.374	-216.48	0	14.57	5.95	39.00
ЛЭП	156	157	Ядрин/т Т1 - Тарманчукан/т Т2	5.6	20.1	-119.6	0	65.72	8.64	163.85
Тр-р	135	164	БГЭС 220 кВ - ГГ-2	0.29	16.1	27.321	0.065	388.58	-19.46	929.58
Тр-р	135	163	БГЭС 220 кВ - ГГ-1	0.29	16.1	27.321	0.065	13.81	8.12	38.27
ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0.21775	0.783	-18.72	0	-22.06	-1.65	53.12

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЛЭП	135	165	БГЭС 220 кВ - Талакан	0.21775	0.783	-18.72	0	-22.06	-1.65	53.12
ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5.910833	33.1	-212.787	0	126.83	-9.18	308.40
ЛЭП	55	135	Завитая - БГЭС 220 кВ	5.910833	33.1	-212.787	0	126.83	-9.18	308.40
ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	4.529167	19.552	-120.096	0	83.08	7.71	202.45
ЛЭП	159	55	Райчихинская ГРЭС - Завитая	5.4325	19.748	-118.249	0	81.51	4.24	198.05
ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6.7	24	-144.8	0	45.55	-6.67	116.19
ЛЭП	158	159	Архара - Райчихинская ГРЭС	6.6	23.6	-141.4	0	46.31	-6.97	118.03
ЛЭП	158	1037	Архара - Тарманчукан/т Т1	6.3	22	-134.7	0	-104.76	3.01	254.56
ЛЭП	157	158	Тарманчукан/т Т2 - Архара	5.6	20.14	-120.4	0	73.15	5.85	179.80
ЛЭП	155	1037	Облучье - Тарманчукан/т Т1	5.8	21	-125.8	0	88.19	-10.70	221.61
ЛЭП	155	1050	Облучье - Ядрин/т Т2	1.451	5.351	-31.98	0	40.87	-13.99	108.06
ЛЭП	150	154	Лондоко - Кимкан/т	4.806	18.111	-117.48	0	44.85	-6.76	115.44
ЛЭП	154	155	Кимкан/т - Облучье	2.549	9.605	-62.304	0	64.35	-9.04	161.87
ЛЭП	1034	920	НБурГЭС - Створ	0.03	0.168	-1	0	-83.48	-13.56	200.86
ЛЭП	55	920	Завитая - Створ	4.3	24	-154	0	82.84	19.53	204.78
ЛЭП	156	1050	Ядрин/т Т1 - Ядрин/т Т2	0	23	0	0	-53.32	2.86	131.99
Выкл	126	128	-	0	0	0	0	110.93	21.71	124.52
ЛЭП	125	10	Хабаровская 220 кВ - НПС -1	9.65	41	-271.4	0	-9.20	16.08	45.52
ЛЭП	11	12	НПС-2 - НПС-3	12.25	52	-344.3	0	-3.53	20.35	50.68
ЛЭП	11	119	НПС-2 - Старт	21.89	39.1	-615.5	0	-5.53	19.64	50.07
ЛЭП	119	12	Старт - НПС-3	13.96	59.36	-392.6	0	1.38	19.60	48.25

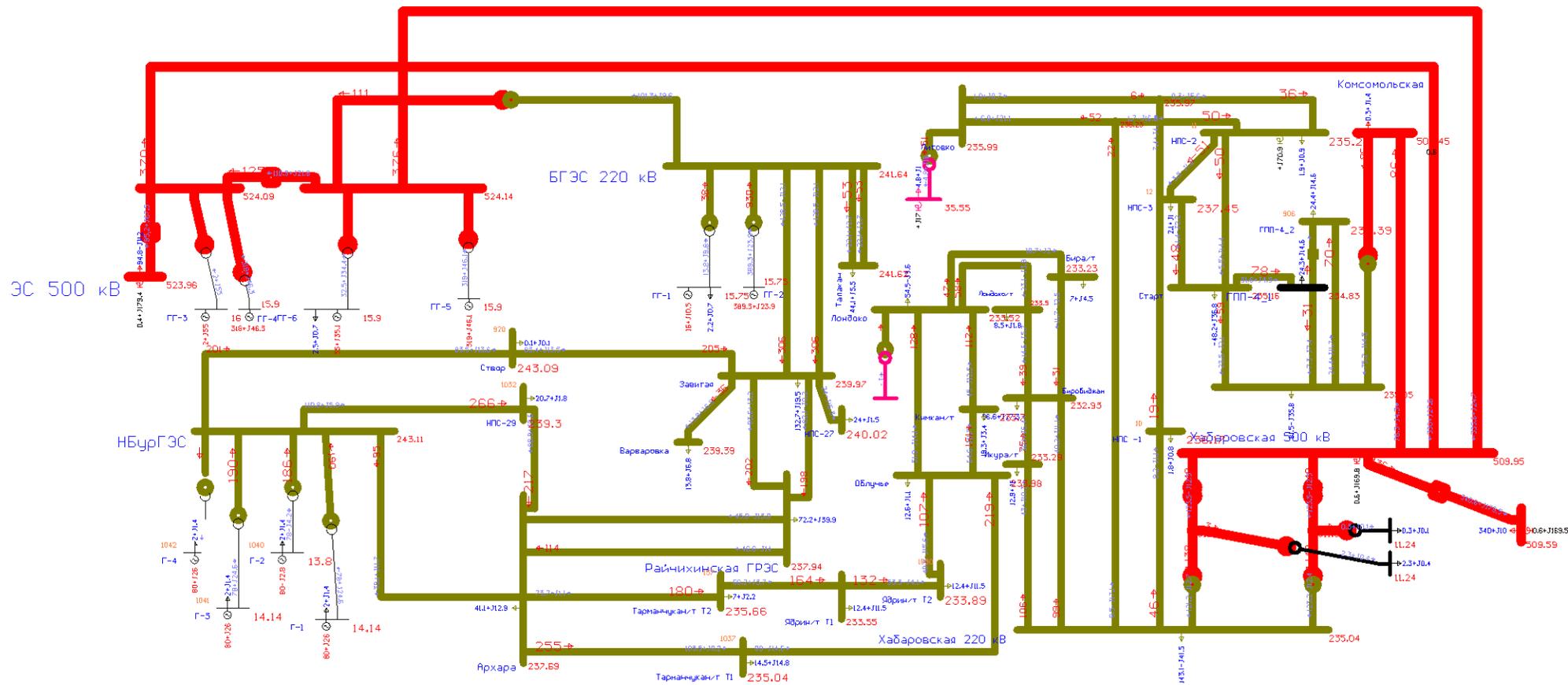


Рисунок 37– Графика. Режим с УПК «+23» Ом

Результаты расчёта потерь мощности при включении УПК на ПС Ядрин-тяговая приведены в таблице 32.

Таблица 32– Результаты расчёта потерь мощности при включении УПК на ПС Ядрин-тяговая

Сопротивление УПК, Ом	Потери активной мощности в нормальном режиме, МВт
Без УПК	29,08
-9	29,27
-18	29,59
-23	29,87
+9	28,97
+18	28,91
+23	28,9

Результаты расчёта режимов рассматриваемого участка сети показали, что установка УПК с отрицательным сопротивлением на транзите 220 кВ Архара – Ядрин-тяговая – Облучье в нормальном режиме приводят к увеличению потерь активной мощности (из-за снижения перетока по сети 500 кВ).

Изменение потерь мощности в МВт определялось по выражению[25]:

$$\Delta\Pi = \Delta P_{\text{УПК}} - \Delta P_0, \quad (10)$$

Где  $\Delta P_{\text{УПК}}$ – потери мощности после установки УПК;

$\Delta P_0$  - потери мощности в исходном режиме.

Изменение потерь мощности в процентах определялось по выражению:

$$\Delta\Pi = \frac{(\Delta P_{\text{УПК}} - \Delta P_0)}{\Delta P_0} * 100. \quad (11)$$

Изменение потерь электрической энергии после установки УПК определялось по выражению:

$$W = \Delta P * T_{max}, \quad (12)$$

где  $T_{max}$  – время использования максимальной нагрузки (6000 ч). Взято из Схемы и программы развития ЕЭС России [43] для ОЭС Востока.

Стоимостная оценка изменения потерь электрической энергии:

$$Ц = W * c_0, \quad (13)$$

где  $c_0$  – стоимость потерь электрической энергии в сетях ЕНЭС по ОЭС Востока [30]

Стоимостная оценка эффективности работы МУПК в нормальном режиме приведена в таблице 33.

Таблица 33 - Оценка работы МУПК в нормальном режиме

$X_{УПК}$ , Ом	Потери активной мощности в нормальном режиме, МВт	Изменение потерь мощности («+» увеличение, «-» уменьшение), %	Изменение потерь мощности, МВт	кВт*ч в год	Стоимостная оценка, руб. в год*
0 (Без УПК)	29.08	-	-	-	-
-9	29.27	0.65	0.19	1140000	+1322400
-18	29.59	1.75	0.51	3060000	+3549600
-23	29.87	2.72	0.79	4740000.	+5498400
9	28.97	-0.38	-0.11	-660000	-765600
18	28.91	-0.58	-0.17	-1020000	-1183200
23	28.9	-0.62	-0.18	-1080000	-1252800

Примечание: \* значения с «+» показывают увеличение затрат на оплату потерь электрической энергии; значения с «-» показывают снижение затрат на оплату потерь электрической энергии

Оценка эффективности МУПК в нормальном режиме показывает, что для снижения потерь в сети 220-500 кВ необходимо настройка МУПК на увеличение сопротивления транзита 220 кВ Архара – Ядрин-тяговая – Облучье в нормальном режиме.

Расчёт удельной эффективности МУПК с различным сопротивлением приведён в таблице 34.

Таблица 34 – Расчёт эффективности МУПК с различным сопротивлением

X <sub>УПК</sub> , Ом	Удельный эффект		
	кВт/Ом	кВт*ч/Ом	тыс. руб./Ом
9	42.22	73333.3	85066.67
18	32.22	56666.7	65733.33
23	26.96	46956.5	54469.57

Анализ эффективности предложенных параметров МУПК показывает, что установка МУПК сопротивлением 9 Ом имеет максимальный удельный эффект среди рассмотренных вариантов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы проведён анализ энергосистем Амурской области, Хабаровского края и Еврейской автономной области.

Статистические данные подтверждают рост электропотребления в ОЭС Востока и в энергосистеме Хабаровского края, что является основанием для поиска решений по повышению эффективности передачи электрической энергии в эту энергосистему.

Дана характеристика технологий повышения пропускной способности и управления электроэнергетическими режимами основанных на изменении параметров ЛЭП в электрических сетях. Рекомендовано применение малогабаритных устройств продольной компенсации реактивной мощности.

Проведены расчёты электрических режимов с установкой МУПК различного емкостного и индуктивного сопротивления. Доказано, что установка УПК с емкостным сопротивлением увеличивает потери электрической энергии в сети 220-500 кВ рассматриваемого энергорайона, поэтому не является эффективным решением.

По результатам расчётов определено, что для повышения эффективности работы сетей 220-500 кВ рекомендуется установка МУПК с положительным индуктивным сопротивлением для снижения потерь мощности в нормальных режимах.

Наибольшая эффективность МУПК с сопротивлением +9 Ом

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. - Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. - 52 с.
2. Благовещенская ТЭЦ. [Электронный ресурс] Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D0%BB%D0%B0%D0%B3%D0%BE%D0%B2%D0%B5%D1%89%D0%B5%D0%BD%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F\\_%D0%A2%D0%AD%D0%A6](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D0%BB%D0%B0%D0%B3%D0%BE%D0%B2%D0%B5%D1%89%D0%B5%D0%BD%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%A2%D0%AD%D0%A6). (дата обращения: 21.03.2021).
3. Бурейская ГЭС.[Электронный ресурс] Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D1%83%D1%80%D0%B5%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F\\_%D0%93%D0%AD%D0%A1](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D1%83%D1%80%D0%B5%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%93%D0%AD%D0%A1) (дата обращения: 21.03.2021).
4. Борисов, Р. И. Размещение источников реактивной мощности на основе многоцелевой оптимизации [Текст] / Р. И. Борисов, Л. Ф. Песиголовец // Известия академии наук. – 1986. – №4 С. 155-160.
5. Брянцев, Б. И. Автоматические системы компенсации реактивной мощности и стабилизации напряжения электрической сети на базе УШР и БСК [Текст] / Б. И. Брянцев, Б. И. Базылев, С. В. Дягилева, Р. Р. Карымов, А. А. Негрышев // Электроэнергетика: сегодня и завтра. – 2010. - №3. – С. 47-50.
6. Бурман, А. П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем [Текст] / А.П. Бурман, Ю.К. Розанов, Ю.Г. Шакарян. – М. : Издательский дом МЭИ, 2012. – 336 с.
7. Бушуева, О. А. Применение статических тиристорных компенсаторов в системах электроснабжения промышленных предприятий [Текст] / О. А. Бушуева, А. С. Новиков // Электрика. – 2007. - №8. – С. 8-13.

8. Веников, В. А. Статические источники реактивной мощности в электрических сетях [Текст] / В. А. Веников, Л. А. Жуков, И. И. Карташев, Ю. П. Рыжов. – М.: Энергия, 1975. – 136 с.
9. Голов В.П., Мартиросян А.А. Влияние законов регулирования устройств продольной компенсации на устойчивость электроэнергетической системы // Вестник Ивановского государственного энергетического университета.2003.Выпуск 5.С.41-44.
10. Голов В.П., Мартиросян А.А., Москвин И.А. Расчет характеристик установившихся режимов электроэнергетической системы с регулируемым устройством продольной компенсации // Вестник ИГЭУ. – 2012. – Вып. 6. – С. 18–22.
11. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200104301>.
12. Гусев С.И., Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л., Развитие устройств FACTS [Электронный ресурс] Режим доступа: [https://www.ruscable.ru/article/Razvitie\\_ustrojstv\\_FACTS](https://www.ruscable.ru/article/Razvitie_ustrojstv_FACTS)
13. Дьяков, А. Ф. Статические компенсаторы реактивной мощности прямого регулирования и их режимы [Текст] / А. Ф. Дьяков, Л. А. Никонец. – М. : МЭИ, 1991. – 172 с.
14. Зейская ГЭС. Материал из Википедии — свободной энциклопедии. [Электронный ресурс] Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%97%D0%B5%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F\\_%D0%93%D0%AD%D0%A1](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%97%D0%B5%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%93%D0%AD%D0%A1)(дата обращения: 21.04.2021).
15. Кондратенко, Д. В. Статический компенсатор реактивной мощности на базе УШР как необходимое средство повышения энергоэффективности в электроэнергетике [Текст] / Д. В. Кондратенко, Т. А. Шиваева, А. В. Виштибеев // Электро. – 2010. - №2. – С. 43-48.

16. Комсомольской ТЭЦ-1 – 60 лет. Интерэнерго. [Электронный ресурс] Режим доступа <http://ieport.ru/news/23289-komsomolskoj-tyec-1-60-let.html>(дата обращения: 21.04.2021).

17. Комсомольская ТЭЦ-2. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D1%81%D0%BE%D0%BC%D0%BE%D0%BB%D1%8C%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F\\_%D0%A2%D0%AD%D0%A6-2](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D1%81%D0%BE%D0%BC%D0%BE%D0%BB%D1%8C%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%A2%D0%AD%D0%A6-2)(дата обращения: 21.04.2021).

18. Комсомольская ТЭЦ-3 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D1%81%D0%BE%D0%BC%D0%BE%D0%BB%D1%8C%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F\\_%D0%A2%D0%AD%D0%A6-3](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D1%81%D0%BE%D0%BC%D0%BE%D0%BB%D1%8C%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%A2%D0%AD%D0%A6-3)(дата обращения: 21.04.2021).

19. Комухов А.А., Кустикова М.С., Мартиросян А.А., Москвин. И.А. Применение управляемого устройства продольной компенсации с целью повышения выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС // ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ. -Материалы VIII Международной научно-технической конференции. Издательство: Самарский государственный технический университет (Самара). – 2017 С. 200-203

20. Комухов А.А., Фирстов П.Е., Нечаев Е.В, Мартиросян А.А., Москвин И.А. Устройство продольной компенсации с тиристорным управлением // ВЕСТНИК РНК СИГРЭ. – 2014. – Вып.4. – С. 110 – 115.

21. Кочкин, В. И. Новые технологии повышения пропускной способности ЛЭП. Управляемая передача мощности [Текст] В. И. Кочкин// Новости электротехники. – 2007. - № 4. – С. 2-5.

22. Кочкин, В.Н. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий / В.Н. Кочкин, О.П. Нечаев. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС,2002. – 248 с.

23. Кочкин В.И. Реактивная мощность в электрических сетях. Технологии управляемой компенсации [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://enercomserv.ru/?issue\\_id=6&id=15](http://enercomserv.ru/?issue_id=6&id=15)

24. Майская ГРЭС [Электронный ресурс] Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9C%D0%B0%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F\\_%D0%93%D0%A0%D0%AD%D0%A1](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9C%D0%B0%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%93%D0%A0%D0%AD%D0%A1) (дата обращения: 25.04.2021).

25. Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО "ФСК ЕЭС" СТО 56947007-29.240.019-2009 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200088414>

26. Мисриханов М.Ш., Ситникова В.Ф. Опыт внедрения технологии FACTS за рубежом // Энергохозяйство за рубежом, 2007. № 3.

27. Нижне-Бурейская ГЭС. [Электронный ресурс] Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9D%D0%B8%D0%B6%D0%BD%D0%B5-%D0%91%D1%83%D1%80%D0%B5%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F\\_%D0%93%D0%AD%D0%A1](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9D%D0%B8%D0%B6%D0%BD%D0%B5-%D0%91%D1%83%D1%80%D0%B5%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%93%D0%AD%D0%A1) (дата обращения: 25.04.2021).

28. Николаев А.А., Корнилов Г.П., Анохин В.В., Сравнительный Анализ режимов регулирования статического тиристорного компенсатора в системе электроснабжения дуговой сталеплавильной печи высокой мощности [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/sravnitelnyy-analiz-rezhimov-regulirovaniya-staticheskogo-tiristornogo-kompensatora-v-sisteme-elektrosnabzheniya-dugovoy/viewer>. Дата обращения: 03.06.2021

29. Никонов А.В. Улучшение эксплуатационных показателей систем тягового энергоснабжения за счёт совершенствования работы регулируемых устройств поперечной компенсации реактивной мощности [Электронный ресурс]: Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук / А.В. Никонов . – Омск, 2019. Режим доступа: [https://www.omgups.ru/science/diss/soiskateli/nikonov-andrey-viktorovich/dis\\_nikonov.pdf](https://www.omgups.ru/science/diss/soiskateli/nikonov-andrey-viktorovich/dis_nikonov.pdf)

30. О закупке ПАО «ФСК ЕЭС» электрической энергии для компенсации потерь в сетях и её стоимости за 2020 год <https://www.fsk->

[ees.ru/upload/docs/2020\\_o\\_zakupke\\_elenergy\\_dlya\\_kompensacii\\_poter\\_v\\_setyah\\_i\\_ee\\_stoimost.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/2020_o_zakupke_elenergy_dlya_kompensacii_poter_v_setyah_i_ee_stoimost.pdf)

31. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью [Электронный ресурс]– Режим доступа :[https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies\\_aas.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies_aas.pdf)

32. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.rastrwin.ru>. (дата обращения: 5.04.2021).

33. Официальный сайт АО «СО ЕЭС». ОЭС Востока. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [https://www.so-ups.ru/?id=oes\\_east](https://www.so-ups.ru/?id=oes_east)(дата обращения: 5.04.2021).

34. Официальный сайт АО «Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского». Лаборатория преобразовательной техники им. К. А. Круга [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://enin.su/activity/energy-tech/laboratory-conversion-tech/> дата обращения: 15.05.2021).

35. Официальный сайт ПАО «ФСК ЕЭС» Устройства продольной компенсации [Электронный ресурс]. режим доступа: [https://www.fsk-ees.ru/innovation/intelligent\\_network/new\\_types\\_of\\_power\\_equipment\\_of\\_substations\\_and\\_overhead\\_power\\_lines/series\\_compensation\\_device/](https://www.fsk-ees.ru/innovation/intelligent_network/new_types_of_power_equipment_of_substations_and_overhead_power_lines/series_compensation_device/)

36. Потребление электроэнергии в ОЭС Востока в 2020 году увеличилось на 1,0 % по сравнению с 2019 годом[Электронный ресурс]. режим доступа: <https://www.so-ups.ru/odu-east/news/odu-east-news-view/news/15622/>

37. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. [Электронный ресурс]. Режим доступа:<https://www.elec.ru/library/direction/pue/razdel-2-5-6.html>

38. Современные тенденции развития техники и технологий электро-энергетических систем: учебник / под ред. Ю.В. Шарова. - М.: Издательство МЭИ, 2018. - 408 с.

39. СТАТКОМ. Официальный сайт ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.fsk->

[ees.ru/innovation/intelligent\\_network/new\\_types\\_of\\_power\\_equipment\\_of\\_substations\\_and\\_overhead\\_power\\_lines/static\\_compensator\\_statcom/](https://ees.ru/innovation/intelligent_network/new_types_of_power_equipment_of_substations_and_overhead_power_lines/static_compensator_statcom/)

40. Суд, Виджей К. HDVC and FACTS Controllers : применение статических преобразователей в энергетических системах [Текст] : [пер. с англ.] / Виджей К. Суд. – НП НИИА, 2009. – 344 с.

41. Панфилов Д.И., Шакарян Ю.Г., Асташев М.Г., Рашитов П.А., Антонов А.В. Малогабаритные устройства продольной компенсации для воздушных линий электропередачи // Электротехника. – 2017. – №7. – С. 78-82

42. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.

43. Приказ Минэнерго России от 30.06.2020 № 508 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы» [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/19166>(дата обращения: 25.04.2021).

44. Разработка распределенных полупроводниковых устройств продольной компенсации для магистральных электрических сетей [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://eee-science.ru/wp-content/uploads/2020/04/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D1%82%D1%8C%D1%8F-%D0%92%D0%B5%D1%80%D1%88%D0%B0%D0%BD%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9%D0%95%D0%90.pdf>

45. Реестр внедренного инновационного оборудования и технологий, полученных в результате НИОКР по состоянию на 24.06.2019 [Электронный ресурс]. – Режим доступа [http://www.rosseti.ru/investment/introduction\\_niokr/reestr/index.php?ELEMENT\\_ID=30165](http://www.rosseti.ru/investment/introduction_niokr/reestr/index.php?ELEMENT_ID=30165) (дата обращения: 15.05.2021).

46. Рыжов Ю.П Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: Учебник для вузов. М.: Издат. дом МЭИ, 2007.
47. Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. Электрические сети в примерах и расчетах: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 1999. – 238 с.
48. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича и др.-3-е изд., перераб. и доп.-М.: ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2012.
49. Статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности. Сайт ОООМаткик электро. Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.matic.ru/clients/articles/static-thyristor-controlled-compensators-of-reactive-power-25-12-08/>
50. Статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности. Усть каменогорский конденсаторный завод [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ukkz.com/ru/catalog/sticheskie-tiristornye-kompensatory-reaktivnoj-moshchnosti.html>
51. Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2021-2025 годов [Электронный ресурс]. – Режим доступа :<https://www.amurobl.ru/pages/ekonomika/ekonomika-promyshlennoe-proizvodstvo/toplivno-energeticheskij-kompleks/skhema-i-programma-razvitiya-elektroenergetiki-amurskoy-oblasti/skhema-i-programma-razvitiya-elektroenergetiki-amurskoy-oblasti-na-period-2021-2025-godov/> (дата обращения: 02.05.2021).
52. Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на период 2020-2024 годов [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://tek.khabkrai.ru/Programmy/454/O-programme> (дата обращения: 2.04.2021).
53. Схема и программа развития электроэнергетики энергосистемы ЕАО на период 2021-2025 годов [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<https://www.eao.ru/isp-vlast/departament-zhilishchno-kommunalnogo->

[khozyaystva-i-energetiki-pravitelstva-evreyskoy-avtonomnoy-oblasti/toplivno-energeticheskiy-kompleks-evreyskoy-avtonomnoy-oblasti/?print=Y](http://khozyaystva-i-energetiki-pravitelstva-evreyskoy-avtonomnoy-oblasti/toplivno-energeticheskiy-kompleks-evreyskoy-avtonomnoy-oblasti/?print=Y) (дата обращения: 2.04.2021).

54. Управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа. Сайт Компании АО "Нидек АСИ ВЭИ". [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://nidec-asi-vei.ru/produktsiya/upravlyaemiy-shuntiruyuschiy-reaktor-transformatornogo-tipa/>

55. Школа Электрика. Продольная компенсация реактивной мощности – физический смысл и техническая реализация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electricalschool.info/sety/1809-prodolnaja-kompensacija-reaktivnoj.html>

