

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 22 » 06 2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Обеспечение устойчивости и режимной надежности Западного района электроэнергетической системы Республика Саха (Якутия)

Исполнитель
студент группы 842-ом1


_____ 12.06.2020
подпись, дата

Е.В. Вотинцева

Руководитель
докт.техн.наук,
профессор


_____ 15.06.2020
подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель
магистерской
программы
докт.техн.наук,
профессор


_____ 15.06.2020
подпись, дата

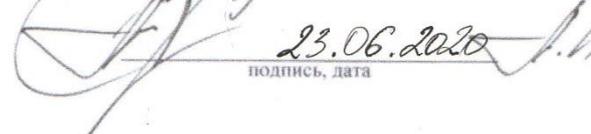
Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель


_____ 19.06.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент


_____ 23.06.2020
подпись, дата

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 06 » 04

2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Вотищевой Екатерины
Васильевны

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Обеспечение устойчивости и резервной надежности Западного
района электроэнергетической системы Республика Саха (Якутия)
(утверждено приказом от 10.01.2020 № 0548-у)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 12.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: результаты
летних и зимних контрольных замеров, информация об устрой-
ствах противоаварийной автоматики, нормальная схема и т.д.

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

1. Анализ схемы - резервной ситуации; 2. Исследование устойчивости и
резервной надежности ЭЭС. 3. Исследование установ. и перех. режимов

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) граф
распределения живаанта сети, схема потокораспределения и графика гра-
фика ПКК KactWin, нормальная схема электрических соединений и т.д.

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

7. Дата выдачи задания 25 марта 2020 г.

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

Задание принял к исполнению (дата): Вот (25.03.2020)
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 120 с., 27 рисунков, 23 таблицы, 35 источников, 4 приложения.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, РЕЖИМ, ПЕРЕТОК МОЩНОСТИ, УСТОЙЧИВОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ, СИНХРОНИЗАЦИЯ, АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ, УЛАВЛИВАНИЕ СИНХРОНИЗМА.

В магистерской диссертации произведена разработка мероприятий по повышению устойчивости и режимной надежности электроэнергетических систем.

Определён эквивалент рассматриваемого участка электрической сети, осуществлён анализ схемно-режимной ситуации в рассматриваемом районе. Изучены варианты повышения уровня устойчивости и режимной надежности электроэнергетических систем. Систематизирована информация о видах и режимах работы устройств автоматического повторного включения, проанализированные требования, предъявляемые к устройствам синхронизации. Рассчитаны допустимые параметры электроэнергетического режима при синхронизации. Представлен вариант модернизации существующих устройств синхронизации с целью обеспечения синхронного включения ЛЭП с двухсторонним питанием.

Разработаны указания по выбору режимов работы устройств автоматического повторного включения на транзитных, тупиковых ЛЭП и ЛЭП, отходящих от электростанций.

Произведена оптимизация режимов работы устройств АПВ в Западном районе ЭЭС Республики Саха (Якутия). Рассчитана устойчивость генерирующего оборудования электростанций после синхронизации до и после предложенных мероприятий по повышению устойчивости.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Анализ схемно-режимной ситуации в Западном районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)	10
1.1 Географическая, климатическая и экономическая характеристики рассматриваемого района	10
1.1.1 Географическая характеристика	10
1.1.2 Климатическая характеристика	11
1.1.3 Экономическая характеристика	12
1.2 Определение эквивалента электрической сети и его характеристика	14
1.3 Структурный анализ источников питания	16
1.4 Структурный анализ линий электропередачи	20
1.5 Структурный анализ подстанций	24
1.6 Анализ электропотребления и балансов электроэнергии	29
1.7 Анализ величин и критериев определения максимально и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях	33
1.8 Анализ режимов работы и параметров настройки устройств автоматического повторного включения	38
2 Исследование устойчивости и режимной надежности электроэнергетических систем при параллельной работе с объединенной энергосистемой	41
2.1 Характеристики средств и методов повышения устойчивости и надежности электроэнергетических систем	42
2.2 Оптимизация режимов работы АПВ как средство повышения устойчивости и надежности электроэнергетических систем	44
3 Исследование установившихся и переходных режимов Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)	57

3.1 Расчет и анализ установившихся режимов	57
3.2 Расчет и анализ переходных режимов	60
3.3 Расчет динамической устойчивости станций	62
4 Повышение устойчивости и режимной надежности Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)	65
4.1 Модернизация устройств синхронизации	
4.2 Расчет допустимых параметров электроэнергетического режима при синхронизации	65
4.3 Оптимизация режимов работы устройств автоматического повторного включения	71
4.4 Оценка устойчивости и режимной надежности электроэнергетических сетей до и после применения рассматриваемых мероприятий	85
Заключение	96
Библиографический список	97
Приложение А Схема сети из файла графики ПВК RastrWin	101
Приложение Б Перечень нормативных возмущений для расчета переходных режимов	102
Приложение В Перечень устройств АПВ и синхронизации на ЛЭП	109
Приложение Г Нормальные схемы электрических соединений станций	119

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ЛЭП – линия электропередачи;
- ПС – подстанция;
- ИП – источник питания;
- ПВК – программно–вычислительный комплекс;
- ЭЭС – электроэнергетическая система;
- МДП – максимально допустимый переток;
- АДП – аварийно допустимый переток;
- ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка;
- АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка;
- ПС – подстанция;
- ВН – высокое напряжение;
- СН – среднее напряжение;
- НН – низкое напряжение;
- ОЭС – объединенная энергетическая система;
- ЕЭС России – Единая энергетическая система России;
- ЗЭР – Западный район;
- ЦЭР – Центральный район;
- ЮЯЭР – Южно-Якутский район.

ВВЕДЕНИЕ

К современным электроэнергетическим системам предъявляются весьма жесткие требования в отношении обеспечения высокого уровня устойчивости, режимной надежности и экономичности энергосбережения потребителей. Во многом это связано с такими факторами, как непрерывный рост электропотребление, расширение электроэнергетических систем, все большее объединение отдельных энергосистем на параллельную работу, усложнение требований к уровню управляемости энергообъектов, рост многообразия электрических режимов и т.п.

Обеспечение требуемого уровня устойчивости и режимной надежности является актуальной темой на сегодняшний день, так как стремительное развитие и расширение электроэнергетических систем приводит к утяжелению условий устойчивой работы систем и требуют эффективных мероприятий по обеспечению её необходимых запасов

Автоматическое повторное включение (АПВ) является одним из эффективных средств повышения устойчивости и режимной надежности электроэнергетических систем. Оно позволяет в большинстве случаев аварийных отключений быстро восстанавливать первоначальное состояние электрической сети путем повторного включения отключившихся выключателей в случае, если отключения были вызваны самоустраняющимися (неустойчивыми) повреждениями, а также обеспечить синхронное включение энергорайона, выделившегося на изолированную работу в результате отключения сетевого элемента.

Объектом исследования выбран Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия).

Предметом магистерского исследования является устойчивость и режимная надежность электроэнергетических систем.

Данный район характеризуется протяженными и слабыми связями, а следовательно, возможностью возникновения режимов с низким уровнем

устойчивости и надежности. Системные аварии нередко приводят к возникновению асинхронных режимов.

На многих линиях 220 кВ Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) устройства АПВ находятся в выведенном состоянии. Причиной этого являются некорректные режимные параметры устройств синхронизации, которые не способны обеспечить надежную работу энергосистемы и успешную синхронизацию при выделении части энергосистемы на изолированную работу.

Целью магистерской диссертации является разработка эффективных мероприятий по повышению уровня устойчивости и режимной надежности Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия). В ходе магистерского исследования были поставлены и решены задачи:

1. Анализ схемно-режимной ситуации Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия).

2. Исследование устойчивости и режимной надежности электроэнергетических систем при параллельной работе с объединенной энергосистемой.

3. Исследование установившихся и переходных режимов Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия).

4. Модернизация устройств синхронизации и разработка подходов к оптимизации режимов работы устройств автоматического повторного включения.

5. Расчет допустимых параметров электроэнергетического режима при синхронизации.

Научная новизна работы заключается в следующем:

- 1) упорядочены методические подходы к выбору режимов работы устройств автоматического повторного включения на линиях с двухсторонним включением;

- 2) применена современная методика расчетов допустимых параметров электроэнергетического режима при синхронизации.

Практическая значимость работы заключается в разработке технических решений, необходимых для реализации поставленной цели.

Графическая часть работы содержит 1 лист формата А1.

При выполнении данной магистерской диссертации были использованы следующие лицензионные средства программного обеспечения:

Microsoft Office 2010;

ПВК RastrWin3;

ПВК RUStab.

1 АНАЛИЗ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ЗАПАДНОМ РАЙОНЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

1.1 Географическая, климатическая и экономическая характеристика рассматриваемого района

1.1.1 Географическая характеристика

Электроэнергетическая система Республики Саха (Якутия) территориально расположена на территории Республики Якутии, наиболее крупного субъекта Российской Федерации, и включает в себя Западный, Центральный и Южно-Якутский районы.

Связь Южно-Якутского и Западного районов проходит по двум одноцепным ВЛ 220 кВ Олёкминск - НПС 15 № 1 (2) с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243, Л-244), ПС 220 кВ НПС-15 включена в Южно-Якутский район. Связь Южно-Якутского и Центрального районов проходит по КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I, II цепь.

Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) включает в себя Айхало-Удачнинский, Мирнинский, Ленско-Олёкминский и Вилуйский энергорайоны.

Айхало – Удачнинский энергорайон расположен на территории Мирнинского административного района. Промышленные предприятия, расположенные на территории Мирнинского административного района, специализируются на добыче углеводородного сырья и алмазов. Основным добывающим предприятием является АК «АЛРОСА» (Айхальский и Удачнинский горно-обогатительные комбинаты), являющееся потребителем первой категории надежности электроснабжения. Численность населения пос. Айхал и пос. Удачный Мирнинского административного района составляет около 30 тыс. чел. Электроснабжение Айхало – Удачнинского энергорайона в нормальной схеме электрической сети осуществляется по ВЛ 220 кВ Л-203

(КВГЭС – Айхал), ВЛ 220 кВ Л-204 (КВГЭС – Айхал) и ВЛ 220 кВ Л-208 (КВГЭС – Айхал).

Виллюйский энергорайон расположен на территории четырех административных районов: Сунтарский, Нюрбинский, Верхневиллюйский, Виллюйский. В структуре потребления энергорайона преобладает сельскохозяйственная и коммунально-бытовая нагрузка. Общая численность населения четырех административных районов около 71,9 тыс. чел. Электроснабжение Виллюйского энергорайона осуществляется от ПС 220 кВ Сунтар по ВЛ 110 кВ Л-104 (Сунтар – Виллюйск).

Ленско – Олёкминский энергорайон расположен на территории Ленского и Олекминского административных районов. Промышленные предприятия, расположенные на территории Ленского и Олекминского административных районов, специализируются на транспорте углеводородного сырья. Наиболее крупным предприятием является ООО «Транснефть-Восток», обслуживающее трубопроводную систему «Восточная Сибирь – Тихий океан» (НПС-11, НПС-12, НПС-13, НПС-14) (потребители первой категории надежности электроснабжения). Численность населения двух административных районов составляет около 62,5 тыс. чел. Электроснабжение Ленско – Олёкминского энергорайона осуществляется по следующим линиям электропередачи: ВЛ 220 кВ Л-231 (Районная – Городская), ВЛ 220 кВ Л-232 (Районная – Городская), ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар).

1.1.2 Климатическая характеристика

Климат на территории Республики Саха (Якутия) суровый, резко-континентальный. Амплитуда колебаний температуры воздуха в отдельных районах республики достигает 90°C – летом температура может подниматься до +40°C, зимой опускаться до -50°C. Зимы на территории Якутии холодные, малоснежные и сухие. Лета, как правило, жаркие, засушливые и относительно короткие по длительности. Зима, помимо прочего, характеризуется тут коротким днем. Летом из-за большой высоты солнца, а также прозрачности

воздуха, наступает время белых ночей: продолжительность дня в Якутии летом достигает 21 час.

Наиболее холодным месяцем считается январь, средняя температура воздуха опускается до -45°C . Самый жаркий месяц – июль, средняя температура воздуха в это время составляет $+35^{\circ}\text{C}$. Практически вся территория Республики Саха (Якутии) расположена в зоне вечной мерзлоты.

Осадки на территории республики распределяются неравномерно. На зимний период приходится 20-25%, а на летний 75-80% годового уровня осадков.

Основные климатические характеристики приведены в Таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики

№ п/п	Наименование	Значение
1	Район по гололеду	III
2	Район по ветру	II
3	Нормативная величина стенки гололеда, мм	20
4	Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
5	Температура воздуха:	
6	Среднегодовая, $^{\circ}\text{C}$	-10
7	Максимальная, $^{\circ}\text{C}$	+39
8	Минимальная, $^{\circ}\text{C}$	-58

1.1.3 Экономическая характеристика

Основные отрасли промышленности, оказывающие влияние на развитие экономики Республики Саха (Якутии) - добыча полезных ископаемых (бурый и каменный уголь, сырая нефть и природный газ, металлические руды и т.п.), транспорт, строительство, сельское хозяйство.

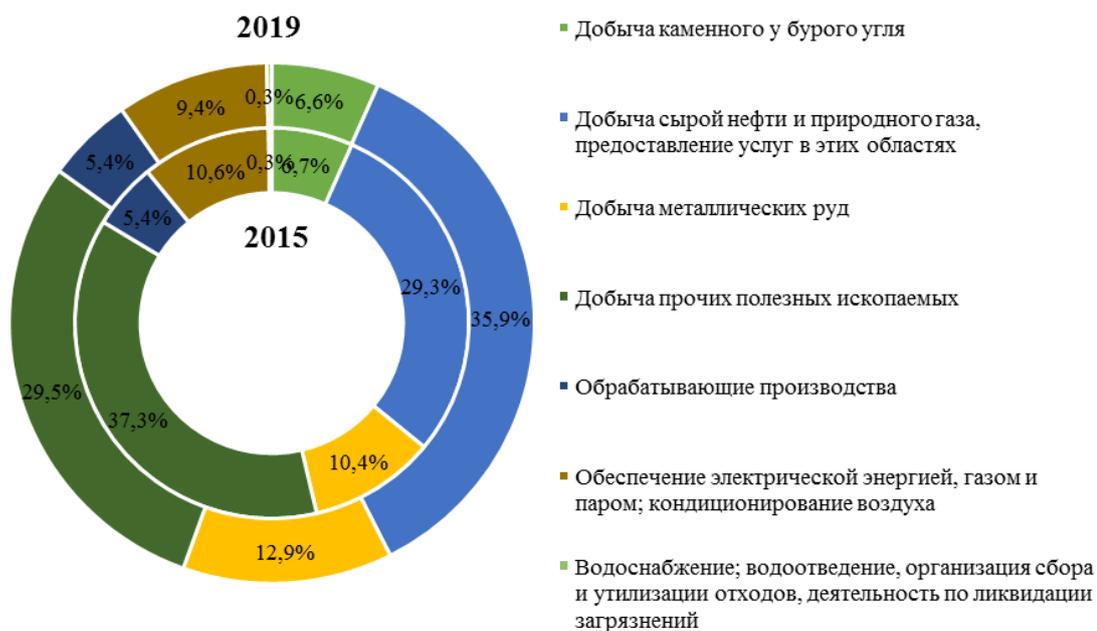


Рисунок 1 - Структура производства промышленной продукции в 2019 г. в сопоставимых ценах 2015 г.

Основную часть промышленного производства занимает добыча полезных ископаемых (84,9%) (рисунок 1). При этом наибольшая доля обеспечивается добычей нефти и природного газа (35,9%), прочими полезными ископаемыми и металлическими рудами – 29,5% и 12,9% соответственно. За период наблюдалась тенденция увеличения доли отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК). В 2019 г. доля ТЭК в общей структуре промпроизводства составила 51,9%, против 46,6% в 2015 г [1].

В связи со спросом на энергетические ресурсы со стороны стран АТР в республике неуклонно увеличивается их добыча. В 2019 г. объем добычи нефти составил 14,07 млн т, что на 48,9% больше, чем в 2015 г. Прирост обеспечили в основном ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» и ОАО «Сургутнефтегаз». Кроме того, в 2019 г. было добыто 153,6 тыс. т газового конденсата, что на 53,1 % больше по сравнению с 2015 г [1].

Добыча угля в 2019 г. по сравнению с 2018 г. выросла на 10,3 % и составила 19,2 млн т. Рост произошел за счет реализации инвестиционных проектов ГОК «Инаглинский», ГОК «Денисовский» и освоения Эльгинского угольного комплекса.

Изменения добычи природного газа до 2018 г. незначительны. В 2019 г. добыто 2,93 млрд. куб. м природного газа, что на 60% больше 2015 г. (рисунок 2) [1].

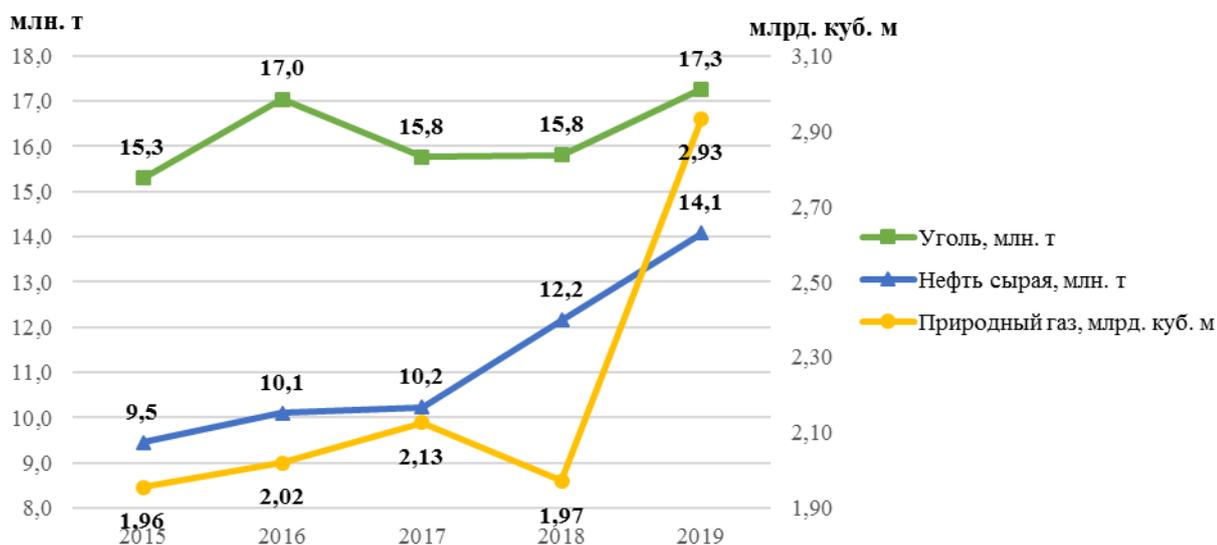


Рисунок 2 - Динамика добычи энергоресурсов

1.2 Определение эквивалента электрической сети и его характеристика

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбраны электростанции Каскад Виллюйских ГЭС 1,2, Светлинская ГЭС, Нерюнгринская ГРЭС, а также ПС 220 кВ: ГПП-6, Айхал, Районная, Чернышевская, Городская, Сунтар, НПС-11, НПС-12, НПС-13, Олекминск, НПС-14, НПС-15, НПС-16, Амга, Нижний Куранах, НПС-17, НПС-18, Томмот, Майя.

Граф рассматриваемого участка сети представлен на рисунке 3.

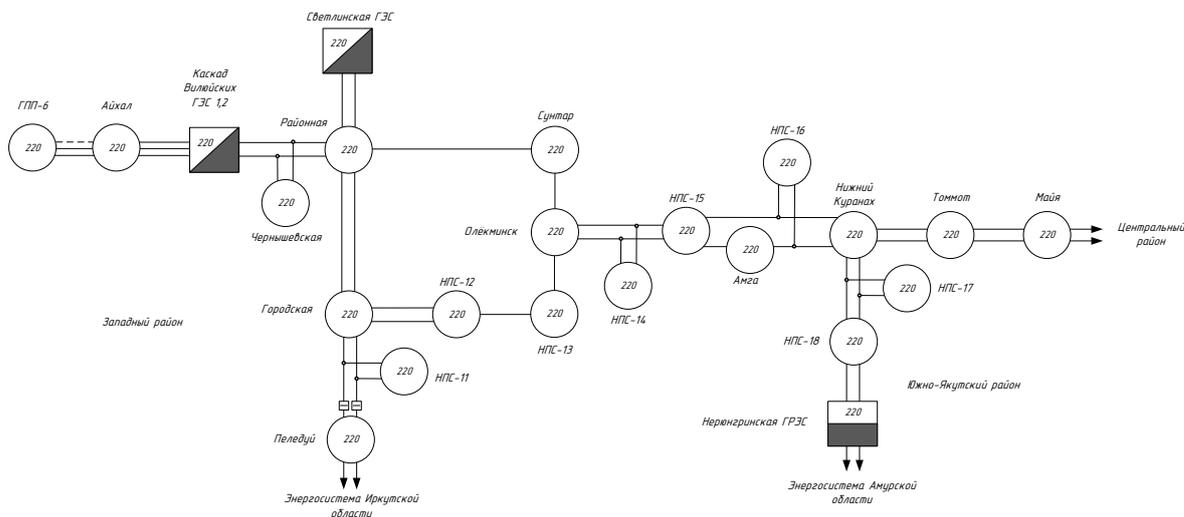


Рисунок 3 – Граф рассматриваемого участка сети

Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) граничит с энергосистемой Иркутской области и Южно-Якутским районом электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия).

Граница с энергосистемой Иркутской области проходит по ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1,2 и ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №1,2. Граница с Южно-Якутским районом проходит по ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1,2. Южно-Якутский район граничит с энергосистемой Амурской области по КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I,II цепь с отпайкой на ПС НПС-19.

Системообразующая сеть Западного района состоит из линий электропередачи и подстанций номинальным напряжением 220 кВ. Рассматриваемый эквивалент сети включает в себя участки радиальных, магистральных и кольцевых сетей.

Режимом работы Западного района управляет Филиал АО «СО ЕЭС» Региональное диспетчерское управление Республики Саха (Якутия) (далее – Якутское РДУ). Южно-Якутский район находится в ведении у Якутского РДУ [29].

Крупными электросетевыми компаниями, осуществляющими свою деятельность на территории Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) и являющимися собственниками электросетевого оборудования, являются:

1. Филиалы ПАО «Якутскэнерго» Западные электрические сети и Каскад Виллюйских ГЭС;
2. Филиал АО «Виллюйская ГЭС-3» Светлинская ГЭС;
3. Филиалы ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС и Забайкальское ПМЭС;
4. Филиалы ООО «Транснефть Восток» Нерюнгринское РНУ и Ленское РНУ;
5. ООО «Якутская электросетевая компания».

1.3 Структурный анализ ИП

Западный район включает в себя 2 гидроэлектростанции: Каскад Виллюйских ГЭС 1,2 и Светлинскую ГЭС, суммарной установленной мощностью 957,5 МВт. Выбранный эквивалент сети также включает в себя Нерюнгринскую ГРЭС – электростанцию Южно-Якутского района суммарной установленной мощностью генераторов 570 МВт. Подробная характеристика электроэнергетического оборудования электростанций приведена в таблицах 2-7.

1. Каскад Виллюйских ГЭС 1,2

Суммарная установленная мощность – 680 МВт.

Тип станции – пиковая гидроэлектростанция.

$U_{\text{ном}}$ ВН – 220 кВ.

Трансформаторы – 8x125 МВт марки ТДЦ-125000/220-У1.

Выдача мощности Каскада Виллюйских ГЭС 1,2 осуществляется в сеть 220 кВ по следующим ЛЭП:

- ВЛ 220 кВ Л-201 (КВГЭС – Районная);
- ВЛ 220 кВ Л-202 (КВГЭС – Районная);
- ВЛ 220 кВ Л-203 (КВГЭС – Айхал);
- ВЛ 220 кВ Л-204 (КВГЭС – Айхал);
- ВЛ 220 кВ Л-208 (КВГЭС – Айхал).

Таблица 2 - Характеристика электроэнергетического оборудования Каскада Виллойских ГЭС 1,2

№	Наименование параметра	Значение параметра	
		Г1-Г4	Г5-Г8
1	Тип (марка) генератора	СВВ 780/190-32	СВ 972/150-44 ХЛЧ
2	Завод изготовитель генератора	ЭЛСИБ	ЭЛСИБ
3	Год ввода	1971	1974
4	Генераторное напряжение, кВ	13,8	13,8
5	Тип системы возбуждения	тиристорная СТС	тиристорная СТС
6	Установленная мощность (P _{уст}), МВт	85	85
7	Номинальный коэффициент мощности	0,85	0,85
8	Технический минимум (P _{min}), МВт	35	60

Таблица 3 - Характеристика трансформаторов Каскада Виллойских ГЭС 1,2

№	Параметр	Величина параметра
		Т1 – Т8
1	Тип (марка) трансформатора	ТДЦ-125000/220-У1
2	Год ввода	1999
3	Номинальная мощность (полная), МВА	125
4	Напряжение ВН, номинальное, кВ	242
5	Напряжение НН, номинальное, кВ	13,8
6	Потери короткого замыкания, кВт	380
7	Потери активной мощности холостого хода, кВт	135
8	Потери реактивной мощности холостого хода, квар	625
9	Ток холостого хода	0,5
10	Способ регулирования напряжения	ПБВ

2. Светлинская ГЭС

Суммарная установленная мощность – 277,5 МВт.

Тип станции – контррегулирующая гидроэлектростанция.

U_{ном} ВН – 220 кВ.

Трансформаторы – 3х125 МВт марки ТДЦ-125000/220УХЛ1.

Выдача мощности Светлинской ГЭС осуществляется в сеть 220 кВ по следующим ЛЭП:

- ВЛ 220 кВ Л-221 (СГЭС – Районная);

- ВЛ 220 кВ Л-222 (СГЭС – Районная).

Таблица 4 - Характеристика генераторов Светлинской ГЭС

№	Наименование параметра	Значение параметра
1	Тип (марка) генератора	ТГВ-200-2МУЗ
2	Завод изготовитель генератора	ЭЛСИБ
3	Год ввода	Г1 – 2004 г Г2 – 2005 г Г3 – 2008 г
4	Генераторное напряжение, кВ	13,8
5	Тип системы возбуждения	Тиристорная
6	Установленная мощность (Руст), МВт	92,5
7	Номинальный коэффициент мощности	0,85
8	Технический минимум (Рmin), МВт	25

Таблица 5 – Характеристика трансформаторов Светлинской ГЭС

№	Параметр	Величина параметра
		Т-1 – Т-3
1	Тип (марка) трансформатора	ТДЦ-125000/220УХЛ1
2	Год ввода	Т-1 – 2004 Т-2 – 2005 Т-3 – 2008
3	Номинальная мощность (полная), МВА	125
4	Напряжение ВН, номинальное, кВ	242
5	Напряжение НН, номинальное, кВ	13,8
6	Потери короткого замыкани, кВт	380
7	Потери активной мощности холостого хода, кВт	135
8	Потери реактивной мощности холостого хода, квар	625
9	Ток холостого хода	0,5
10	Способ регулирования напряжения	ПБВ

3. Нерюнгринская ГРЭС

Суммарная установленная мощность – 570 МВт.

Тип станции – тепловая.

Вид топлива – уголь.

$U_{\text{ном}}$ ВН – 220 кВ.

Трансформаторы – 2х125 МВт марки АДЦТН-125000/220/ 110-68У1, 2х250 марки ТДЦ-250000/110-УХЛ1, 1х250 марки ТДЦ-250000/220-79У1.

Выдача мощности Нерюнгринской ГРЭС осуществляется в сеть 220 кВ по следующим ЛЭП:

- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь;
- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь;
- ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1;
- ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2.

В сеть 110 кВ по следующим ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь;
- ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь.

Таблица 6 – Характеристика генераторов Нерюнгринской ГРЭС

№	Наименование параметра	Значение параметра
1	Тип (марка) генератора	ТГВ-200-2МУЗ
2	Завод изготовитель генератора	ЭЛСИБ
3	Год ввода	ТГ1 – 1983 г ТГ2 – 1984 г ТГ3 – 1985 г
4	Генераторное напряжение, кВ	15,75
5	Тип системы возбуждения	Тиристорная
6	Установленная мощность (Руст), МВт	ТГ1 – 210 ТГ2, ТГ3 – 180
7	Номинальный коэффициент мощности	0,85
8	Технический минимум (Pmin), МВт	140

Таблица 7 – Характеристика трансформаторов Нерюнгринской ГРЭС

№	Параметр	Величина параметра		
		1АТ – 2АТ	1Т – 2Т	3Т
1	2	3	4	5
1	Тип (марка) трансформатора	АДЦТН-125000/220/110-68У1	ТДЦ-250000/110-УХЛ1	ТДЦ-250000/220-79У1
2	Год ввода	1АТ – 1981 2АТ – 1979	1Т – 2015 2Т – 1984	1985
3	Номинальная мощность (полная), МВА	125	250	250

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
4	Напряжение ВН, номинальное, кВ	230	121	242
5	Напряжение СН, номинальное, кВ	121	-	-
6	Напряжение НН, номинальное, кВ	38,5	15,75	15,75
7	Потери короткого замыкания, кВт	305	640	650
8	Потери активной мощности холостого хода, кВт	65	200	240
9	Потери реактивной мощности холостого хода, квар	625	1250	1125
10	Ток холостого хода	0,5	0,5	0,45
11	Способ регулирования напряжения	РПН	1Т - ПБВ	-

Нормальные схемы электрических соединений станций приведены в Приложении Г.

1.4 Структурный анализ ЛЭП

Системообразующими линиями Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) являются ЛЭП 220 кВ. Системообразующими линиями Южно-Якутского района являются ЛЭП 110 и 220 кВ, но в рамках данного проекта рассматриваются только ЛЭП 220 кВ.

Таблица 8 – Перечень ЛЭП 220 кВ рассматриваемого участка сети

№	Наименование	Марка и сечение провода (кабеля)	L, км	ДДТН*, А		АДТН*, А	
				-5 °С	+40 °С	-5 °С	+40 °С
1	2	3	4	5	6	7	8
Западный район							
1	ВЛ 220 кВ Л-205 (ГПП-6 – Айхал)	АС-300/51	76,2	630	559	756	671
2	ВЛ 220 кВ Л-206 (ГПП-6 – Айхал)	АС-300/51	76,2	630	559	756	671
3	ВЛ 220 кВ Л-207 (ГПП-6 – Айхал)	АС-300/51	76,4	630	559	756	671
4	ВЛ 220 кВ Л-203 (КВГЭС – Айхал)	АС-400/51, АС-240/39	355	630	490	756	588
5	ВЛ 220 кВ Л-204 (КВГЭС – Айхал)	АС-400/51, АС-240/39	355	630	490	756	588
6	ВЛ 220 кВ Л-208 (КВГЭС – Айхал)	АС-400/51	354	630	630	756	756
7	ВЛ 220 кВ Л-201 (КВГЭС – Районная)	АС-400/51	95	1064	668	1200	802
8	ВЛ 220 кВ Л-202 (КВГЭС – Районная)	АС-400/51	96	1064	668	1200	802
9	ВЛ 220 кВ Л-211 (Районная - Мирный)	АС-240/39	8,5	360	360	450	450
10	ВЛ 220 кВ Л-212 (Районная - Мирный)	АС-240/39	8,5	360	360	450	450
11	ВЛ 220 кВ Л-231 (Районная – Городская)	АС-400/51	238	630	630	756	630
12	ВЛ 220 кВ Л-232 (Районная – Городская)	АС-400/51	238	630	630	756	630
13	ВЛ 220 кВ Л-221 (СВГЭС – Районная)	АС-400/51	67,7	630	630	756	756
14	ВЛ 220 кВ Л-222 (СВГЭС – Районная)	АС-400/51	67,7	630	630	756	756
15	ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар)	АС-240/32	206,8	630	490	756	588
16	ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №1 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-233)	АС-400/51	217	630	630	756	630
17	ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №2 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-234)	АС-400/51	217	630	630	756	630
18	ВЛ 220 кВ Л-247 (Городская – НПС-12)	АС-400/51	28,3	630	630	756	630

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8
19	ВЛ 220 кВ Л-248 (Городская – НПС-12)	АС-400/51	28,3	630	630	756	630
20	ВЛ 220 кВ Л-246 (НПС-12 – НПС-13)	АС-400/51	170	630	630	756	630
21	ВЛ 220 кВ Л-245 (НПС-13 – Олекминск)	АС-400/51	176	630	534	756	730
22	ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар – Олекминск)	АС-240/32	271,8	630	490	756	588
23	ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	АС-240/39	148	630	512	756	689
24	ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	АС-240/39	148	630	512	756	689
Южно-Якутский район							
25	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-16	АС-240/32	524,9	630	527	756	721
26	ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга	АС-240/32	112,2	630	527	756	721
27	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16	АС-240/32	163,9	800	530	960	726
28	КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	АС-300/39, ПвПу2г 1х400 (гж)/70-127/220	47,45	1000	614	1000	842
29	КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот II цепь	АС-300/39, ПвПу2г 1х400 (гж)/70-127/220	47,45	1000	614	1000	842
30	КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I цепь	АС-300/39	434,6	992	614	1000	796
31	КВЛ 220 кВ Томмот – Майя II цепь	АС-300/39	434,6	992	614	1000	796
32	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1 с отпайкой на ПС НПС-17	АС-300/39	241,3	630	614	756	756

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8
33	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС НПС-17	АС-300/39	227,4	630	614	756	756
34	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1	АС-300/39	164,6	630	614	756	756
35	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №2	АС-300/39	168,2	630	614	756	756
36	КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС 19	АС-300/39, ПвПу2г 1х500г ж/95-127/220кВ	184	500	500	600	600
37	КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС 19	АС-300/39, ПвПу2г 1х500г ж/95-127/220кВ	184	500	500	600	600

*ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка – наибольшая токовая нагрузка линии электропередачи, работа с которой осуществляется без ограничения по времени (с учетом токовой нагрузки подстанционного оборудования);

АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка – наибольшая токовая нагрузка линии электропередачи с учетом допустимого превышения на время 20 минут (с учетом токовой нагрузки подстанционного оборудования).

На территории Западного района присутствуют линии, провода воздушной части которых размещены на одних опорах на протяжении более 50% длины более короткой ЛЭП:

- ВЛ 220 кВ Л-203 (КВГЭС – Айхал) и ВЛ 220 кВ Л-204 (КВГЭС – Айхал);
- ВЛ 220 кВ Л-247 (Городская – НПС-12) и ВЛ 220 кВ Л-248 (Городская – НПС-12);
- ВЛ 220 кВ Л-221 (СВГЭС – Районная) и ВЛ 220 кВ Л-222 (СВГЭС – Районная);
- ВЛ 220 кВ Томмот – Майя I цепь и ВЛ 220 кВ Томмот – Майя II цепь;
- КВЛ 220 кВ Нижний Куранах–Томмот I цепь и КВЛ 220 кВ Нижний Куранах–Томмот II цепь.

В результате структурного анализа ЛЭП можно сделать следующие выводы:

1. Суммарная длина ЛЭП 220 кВ Западного района ЭЭС Республики Саха (Якутия) составляет 3723 км. Суммарная длина ЛЭП 220 кВ Южно-Якутского района – 2935 км.

2. 84% ЛЭП Западного и Южно-Якутского районов являются воздушными и выполнены проводами марки АС и АСО. Примерно 16 % ЛЭП (6 линий) являются кабельно-воздушными с небольшими кабельными участками на вводах подстанций.

3. Порядка 27% рассматриваемых ЛЭП (10 линий) размещены на одних опорах на протяжении более 50% длины более короткой ЛЭП.

4. Большинство ЛЭП (84 %) выполнено проводами одной марки.

5. 12 линий, что составляет примерно 30% от общего числа ЛЭП 220 кВ, имеют отпайки.

1.5 Структурный анализ ПС

Выполнив анализ способов подключения существующих подстанций 220 кВ к сети и изучив схемы соединений, можно сделать вывод, что системообразующая сеть Западного района обладает высоким уровнем

надежности и обеспечивает резервирование в соответствии с категориями надежности потребителей.

Перечень и структурный анализ подстанций, расположенных на территории Западного и Южно-Якутского районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) и включенных в рассматриваемый в данном проекте участок сети, приведен в таблице 9.

Структурный анализ показал следующее процентное соотношение по типу подстанций [22]:

- Тупиковые – 5%;
- Узловые – 50%;
- Проходные – 20%;
- Отпаечные – 25%.

Все рассмотренные подстанции являются двухобмоточными, за исключением ПП 220 кВ ГПП-6, на которой установлено 3 трансформатора, и переключательного пункта ПП 220 кВ Амга, на котором в принципе отсутствуют трансформаторы.

Примерно на 60 % подстанций 220 кВ установлены трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы. На 3 подстанциях установлены трансформаторы с расщепленной обмоткой, 4 подстанции являются подстанциями с двухобмоточными трансформаторами. Помимо этого, в Южно-Якутском районе находится один переключательный пункт ПП 220 кВ Амга.

Наиболее распространенные схемы распределительных устройств подстанций (в порядке убывания процентного соотношения):

- 9 - Одна рабочая секционированная выключателем система шин (30%);
- 12 - Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин (30%);
- 4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий (15%);

- 5АН - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (10%);
- 5Н - Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (5%);
- 7 – Четырехугольник (5%);
- 13 - Две рабочие системы шин (5%).

Процентное соотношение мощностей трансформаторов, установленных на рассматриваемых подстанциях, представлено на рисунке 4.

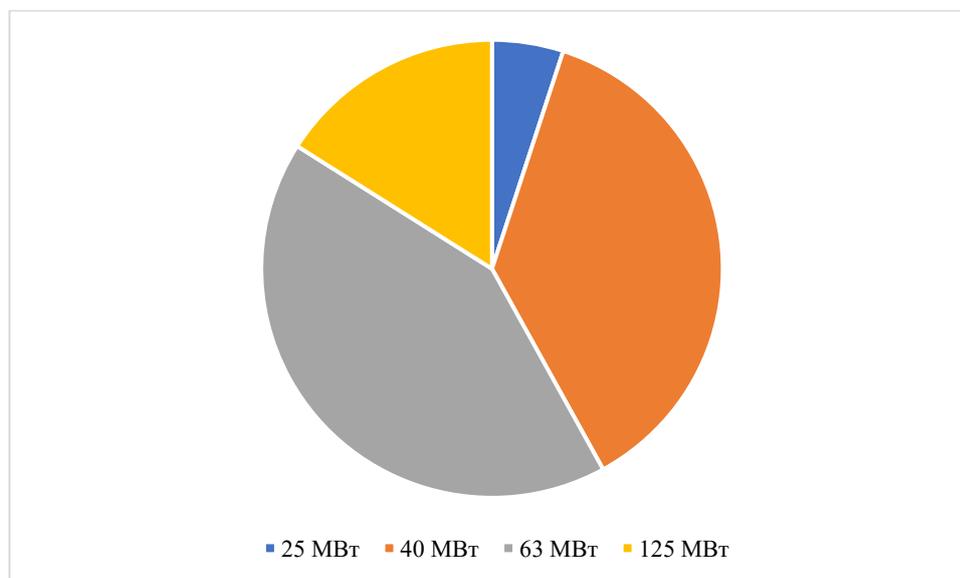


Рисунок 4 - Процентное соотношение мощностей трансформаторов

Таблица 9 – Перечень подстанций 220 кВ Западного и Южно-Якутского районов

№ п/п	Наименование	Число и мощность трансформаторов, МВт	Uвн/Uсн/Uнн, кВ	Тип подстанции по способу присоединения к сети	Схема соединений РУ ВН [33]
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220 кВ ГПП-6	3x125	220/110/6	Тупиковая	9 - Одна рабочая секционированная выключателем система шин
2	ПС 220 кВ Айхал	2x125	220/110/10	Проходная	12 - Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин
3	ПС 220 кВ Районная	2x63	220/110/10	Узловая	12 - Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин
4	ПС 220 кВ Чернышевская	2x40	220/35/6	Отпаечная	4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
5	ПС 220 кВ Городская	2x63	220/110/20	Узловая	12 - Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин
6	ПС 220 кВ Сунтар	2x63	220/110/35	Проходная	12 - Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин
7	ПС 220 кВ НПС-11	2x25	220/10	Отпаечная	4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
8	ПС 220 кВ Пеледуй	2x63	220/110/10	Узловая	9 - Одна рабочая секционированная выключателем система шин
9	ПС 220 кВ НПС-12	2x63	220/10	Узловая	12 - Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
10	ПС 220 кВ НПС-13	2x40	220/10	Проходная	5АН - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
11	ПС 220 кВ Олекминск	2x40	220/35/6	Узловая	12 - Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин
12	ПС 220 кВ НПС-14	2x40	220/10	Отпаечная	5Н - Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий
13	ПС 220 кВ НПС-15	2x40	220/10	Узловая	9 - Одна рабочая секционированная выключателем система шин
14	ПС 220 кВ НПС-16	2x40	220/10	Отпаечная	7 - Четырехугольник
15	ПС 220 кВ Нижний Куранах	2x63	220/110/35	Узловая	9 - Одна рабочая секционированная выключателем система шин
16	ПП 220 кВ Амга	-	-	Проходная	5АН - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
17	ПС 220 кВ Томмот	2x63	220/110/10	Узловая	9 - Одна рабочая секционированная выключателем система шин
18	ПС 220 кВ Майя	2x125	220/110/10	Узловая	9 - Одна рабочая секционированная выключателем система шин
19	ПС 220 кВ НПС-17	2x40	220/10	Отпаечная	4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
20	ПС 220 кВ НПС-18	2x63	220/110/10	Узловая	13 - Две рабочие системы шин

1.6 Анализ электропотребления и балансов электроэнергии

В период с 2015 по 2019 гг. на территории республики Саха (Якутия) наблюдается устойчивый рост производства и потребления электроэнергии. Прирост производства электроэнергии в республике за период составляет 1030,7 млн. кВт·ч и среднегодовой темп роста электропотребления составляет 2,8%. В 2014 г. объем электропотребления превысил показатель 1990 г. и составил 6333,4 млн. кВт·ч, а с 2015 г. уровень электропотребления превышает все предыдущие максимальные уровни достигнутые в электроэнергетике республики (Рисунок 5) [1].

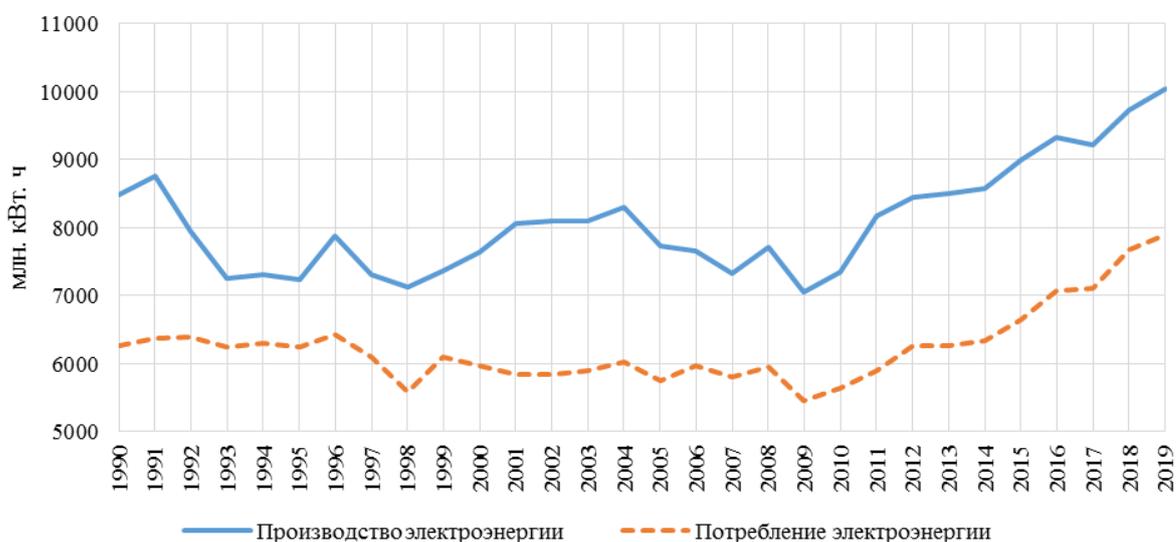


Рисунок 5 - Динамика производства и потребления электроэнергии за 1990-2019 гг., млн. кВт·ч

В современной структуре электропотребления наибольшую долю занимает добыча полезных ископаемых – 28,3%, производство и распределение электроэнергии, газа и воды – 18,6%, транспорт и связь – 15,8%. На население приходится 10,5% от потребляемой в республике электроэнергии. Доля потерь электроэнергии в сетях общего пользования стала больше, чем в предыдущих годах и составляет 12,2% (Рисунок 6).

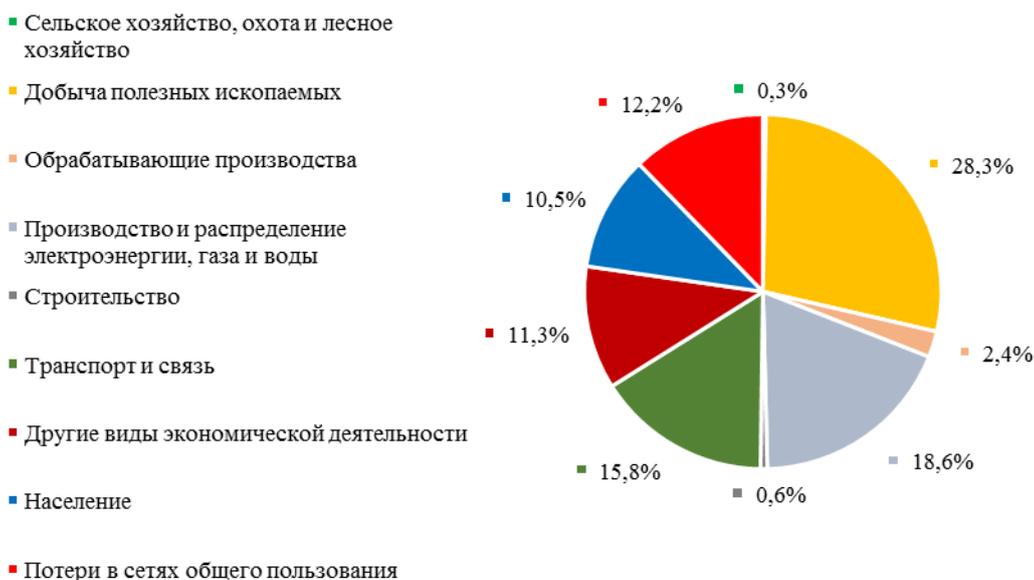


Рисунок 6 – Структура потребления электроэнергии (состояние на 2019 г.), %

Суммарное потребление Западного района в 2019 г. составило 3450,9 млн. кВт.*ч. Крупными потребителями Западного энергорайона, объемы потребления которых больше 30 млн. кВт*ч. в год, являются предприятия АК «АЛРОСА» (ПАО), ПАО «Транснефть», ООО «ПТВС», ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», АО «Теплоэнергосервис», АО «РНГ» [1].

С 2017 г. в связи с закрытием рудника «Мир» потребление электроэнергии АК «АЛРОСА» (ПАО) уменьшилось. Устойчивый рост у ПАО «Транснефть», АО «РНГ», ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» и ПАО «ЯТЭК» обусловлен ежегодным ростом добычи нефти и, соответственно, увеличением объемов ее транспортировки. Как упоминалось ранее, в предприятиях тепло- и водоснабжения происходит снижение электропотребления, в связи с установками приборов учета у потребителей [1].

Суммарное потребление электроэнергии в Южно-Якутском районе в 2019 г. составило 2409,0 млн. кВт. ч. Как отмечалось выше, неуклонный рост электропотребления в нефтепроводном транспорте связан с ростом добычи нефти и её транспортировки.

На предприятиях угледобычи и золотодобычи происходит рост потребления электроэнергии, связанный с приростом объемов добычи.

Тенденция снижения электропотребления на предприятиях тепло- и водоснабжения, связанная с установкой приборов учета потребления услуг, также сохраняется и в данном энергорайоне.

Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям электроэнергии по Западному району республики представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям электроэнергии [1]

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6	7
Западный энергорайон						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	363,1	303	168	167	177
ПАО «Транснефть», всего,	Транспортировка нефти					
в том числе:						
НПС-10		12,9	14,2	19,9	35,0	35,0
НПС-11		6,4	7,3	9,7	23,5	29,8
НПС-12		8,2	5,3	9,9	33,6	33,6
НПС-13		9	5,8	10,6	34,2	34,2
НПС-14		11,1	6,8	12,6	31,5	31,5
ООО «ПТВС»	Тепловодоснабжение	-	-	42,8	61,0	60,6
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»	Добыча нефти и газа	8,6	13	17,9	30,0	н/д
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	19,4	20,4	18,1	17,3	16,5
АО «РНГ»	Разведка и добыча нефти	-	-	0,5	3,3	5,1
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	5,5	5,5	5,6	6,0	5,9
ООО Ленское ПТЭС	Тепловодоснабжение	2,8	2,8	3,0	2,8	2,6
Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
АО ХК «Якутуголь» г. Нерюнгри"	Угольная промышленность	30	31,7	42,7	43,8	40,7
ПАО «Транснефть», всего,	Транспортировка нефти	45,5	50,4	80,3	126	137,5
в том числе:						
НПС-15		9,7	10,4	16,8	26,1	28,9

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7
НПС-16, НПС-18		17,8	19,6	33,2	51,7	56,3
НПС-17		11,3	13,5	17,3	24,3	26,0
НПС-19		6,7	6,9	13,0	23,9	26,3
АО «Алданзолото» ГРК»	Цветная металлургия	18,5	18,1	22,1	22,6	22,5
ОАО «УК Нерюнгриуголь»	Угольная промышленность	-	7,5	7,0	12,7	18,2
ОАО «Золото Селигдара»	Цветная металлургия	1,6	2,4	13,3	17,5	19,0
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	6,7	6,7	6,6	6,6	6,5
АО «Нерюнгринский городской водоканал»	Водоснабжение	10,2	9,6	9,1	8,4	8,1
ЗАО «Саха Голд Майнинг»	Цветная металлургия	0,7	1,5	3,1	3,6	3,8
ООО «УК «Колмар»	Угольная промышленность	-	-	2,3	3,1	7,11
АО «ДГК»	Генерирующая компания	3,4	3,3	10,4	3,4	3,6
АО «ГОК «Инаглинский»	Угольная промышленность	-	-	2,6	3,1	7,1
АО АК «Железные дороги Якутии»	Грузо- и пассажироперевозка	1,0	1,5	1,7	1,7	1,6
ООО "МЕЧЕЛ-РЕМСЕРВИС"	Техсервис	14,3	14,3	14,3	14,3	н/д
ООО «Айгуль»	Оптовая и розничная торговля	1,0	1,0	1,4	1,6	н/д

К 2024 г произойдет прирост потребления электроэнергии произойдет в Западном и Южно-Якутском районах электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) за счет реализации газотранспортной магистрали «Сила Сибири» ПАО «Газпром» и увеличения мощностей существующего нефтепровода «ВСТО» ПАО «Транснефть».

Кроме этого, по Южно-Якутскому району электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) существенный прирост объема потребления электроэнергии будет обеспечиваться угольной промышленностью.

Производство электроэнергии в республике за период 2015-2019 гг. имеет положительную динамику и возросло на 13,9% – с 8,6 млрд кВт·ч в 2014 г. до 9,8 млрд. кВт·ч в 2018 г. (таблица 11).

Таблица 11 – Баланс электроэнергии в республике, млн. кВт·ч [1]

Статья баланса	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Производство электроэнергии, всего, в том числе:	9006	9327	9226	9780	9624
- ПАО «Якутскэнерго»	3899	3952	3921	4337	4624
- Нерюнгринская ГРЭС (ПАО «ДГК»)	3231	3280	3201	3305	3059
- ПАО «Виллюйская ГЭС-3»	754	750	732	743	859
- ООО «ЯГК»				64	126
- АО «Сахаэнерго»	270	278	281	281	282
- ПАО «Сургутнефтегаз»	528	603	628	649	665
- Прочие электростанции	324	464	463	400	9
Поступление электроэнергии, всего, в том числе:	163	163	195	194	202
- Магаданская область	147	149	181	180	188
- Чукотский АО	15	15	14	14	14
Отпуск за пределы республики, всего	1510	1470	1415	1274	929
- отпуск в ОЭС Востока	1510	1420	1362	1046	650
- отпуск в Иркутскую область		50	53	228	279
Потребление, всего, в том числе:	7659	8020	8006	8700	8897
- собственные нужды электростанций	481	496	499	540	525
- потери в электросетях	1001	1001	1029	1095	1074
- полезное потребление	6178	6523	6478	7065	7299

1.7 Анализ величин и критериев определения максимально и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях

Контролируемое сечение - совокупность линий электропередачи (ЛЭП) и других элементов электрической сети, определяемых диспетчерскими

центрами системного оператора, перетоки мощности, по которым контролируются в целях обеспечения устойчивой работы, надежности и живучести энергосистем.

Информация о контролируемых сечениях Западного района ЭЭС Республики Саха (Якутия) была получена в Филиале АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ ходе прохождения производственной и преддипломной практик.

В целях управления электроэнергетическим режимом в Западном районе диспетчерским центром установлены следующие контролируемые сечения:

- КС «КВГЭС – Районная»;
- КС «Районная – Олёкминск»;
- КС «Районная – Городская»;
- КС «Олёкминск – НПС-15»;
- КС «НПС-15 – Олёкминск».

Характеристика данных контролируемых сечений приведена в таблице 12.

Максимально допустимый переток – максимальное значение перетока активной мощности и в контролируемом сечении в нормальном режиме [2].

Аварийно допустимый переток – максимальное значение перетока активной мощности в контролируемом сечении в вынужденном и послеаварийном режимах.

Анализ максимально и аварийно допустимых перетоков (МДП и АДП) в контролируемых сечениях Западного района показал, что основными критериями определения МДП являются:

- Отсутствие превышения токовой нагрузки ЛЭП значения аварийно допустимого тока (АДТН) допустимого на время 20 минут в послеаварийных режимах после нормативных возмущений.

- Сохранение динамической устойчивости (ДУ) энергосистемы при различных нормативных возмущениях;

- Значение коэффициента запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийных режимах после нормативных возмущений – не менее 8%.

Критерием определения АДП является 8% коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме.

Таблица 12 – Контролируемые сечения Западного района ЭЭС Республики Саха (Якутия)

Наименование сечения	Состав сечения	Место контроля и прямое направление перетока активной мощности	Значение МДП в нормальной схеме	Значение АДП в нормальной схеме	Критерий определения МДП в нормальной схеме	Критерий определения АДП в нормальной схеме
1	2	3	4	5	6	7
КВГЭС – Районная	ВЛ 220 кВ Л-201 (КВГЭС - Районная), ВЛ 220 кВ Л-202 (КВГЭС - Районная)	Каскад Виллойских ГЭС 1, 2: – от шин 220 кВ	+5°C и ниже: 440 МВт +40°C: 305 МВт	690	АДТН ВЛ 220 кВ Л-201 (Л-202) ПАР ВЛ 220 кВ Л-202 (Л-201)	8% Р исходная схема
Районная – Олёкминск	ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная - Сунтар), ВЛ 220 кВ Л-245 (Олекминск – НПС-13)	ПС 220 кВ Районная: – от шин 220 кВ, ПС 220 кВ Олёкминск: – к шинам 220 кВ	Расчетная величина. Значение МДП зависит от состава, включенного ГО на КВГЭС и СВГЭС, от состояния ВС-220 на СВГЭС, а также от потребления различных территорий Западного района	300	ДУ ПАР ВЛ 220 кВ Л-232 с УРОВ на ПС 220 кВ Районная	8% Р исходная схема
Районная – Городская	ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная - Сунтар), ВЛ 220 кВ Л-231 (Районная - Городская), ВЛ 220 кВ Л-231 (Районная - Городская)	ПС 220 кВ Районная: – от шин 220 кВ	+15°C и ниже: 260 МВт +40°C: 220 МВт	420	АДТН ВЛ 220 кВ Л 231 ПАР 2СШ 220 ПС 220 кВ Районная	8% Р исходная схема

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7
Олёкминск – НПС-15	ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243); ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-244)	ПС 220 кВ Олекминск: – от шин 220 кВ	Минимальный из: 1) 165-Рнб; 2) 120	185	1) 8% Р ПАР при аварийном небалансе; 2) 8% Р ПАР 1 С 220 кВ ПС 220 кВ НПС-15	8% Р исходная схема
НПС-15 – Олёкминск	ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243); ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-244)	ПС 220 кВ Олекминск: – к шинам 220 кВ	165-Рнб	185	8% Р ПАР при аварийном небалансе	8% Р исходная схема

1.8 Анализ режимов работы и параметров настройки устройств автоматического повторного включения

Параметры устройств АПВ, установленных на объектах Западного района, приведены в таблице 13.

Анализ режимов работы и параметров настройки устройств АПВ показал, что на многих линиях 220 кВ Западного района энергосистемы Республики Саха (Якутия) устройства АПВ находятся в выведенном состоянии, а там, где устройства АПВ введены в работу, режимные параметры рассчитаны некорректно и не способны обеспечить надежную работу энергосистемы и успешную синхронизацию при выделении части энергосистемы на изолированную работу. Помимо этого, на некоторых выключателях не установлены реле контроля частоты или шкафы отбора напряжения, а значит отсутствует физическая возможность реализовать синхронное включение. Требуется выполнить оптимизацию режимов работы АПВ, пересчет допустимых параметров электроэнергетического режима при синхронизации и определить мероприятия по модернизации устройств синхронизации для обеспечения синхронного включения при выделении части энергосистемы на изолированную работу.

Типы устройств АПВ, установленных на объектах Западного района:

Ф – слепое АПВ;

КС – АПВ с контролем синхронизма;

КС (УС) – АПВ с контролем и улавливанием синхронизма;

КОНЛ+КННШ или КС (УС) – АПВ с контролем отсутствия напряжения на линии и контролем наличия напряжения на шинах или АПВ с контролем и улавливанием синхронизма.

Таблица 13 – Параметры устройств АПВ

№	Наименование ЛЭП	Объект электроэнергетики	Устройство АПВ	Параметры		
				Δf , Гц	$\delta_{вкл}$, град	ΔU , кВ
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Л-203 (КВГЭС – Айхал)	КВГЭС	Выведено	-	-	-
		ПС 220 кВ Айхал	Ф			
2	ВЛ 220 кВ Л-204 (КВГЭС – Айхал)	КВГЭС	Выведено	-	-	-
		ПС 220 кВ Айхал	Ф			
3	ВЛ 220 кВ Л-208 (КВГЭС – Айхал)	КВГЭС	Выведено	-	-	-
		ПС 220 кВ Айхал	Ф			
4	ВЛ 220 кВ Л-201 (КВГЭС – Районная)	КВГЭС	КС	0,3	70	40
		ПС 220 кВ Районная	КОНЛ+КННШ или КС (УС)	0,3	70	40
5	ВЛ 220 кВ Л-202 (КВГЭС – Районная)	КВГЭС	КС	0,3	70	40
		ПС 220 кВ Районная	КОНЛ+КННШ или КС (УС)	0,3	70	40
6	ВЛ 220 кВ Л-231 (Районная – Городская)	ПС 220 кВ Районная	КОНЛ+КННШ или КС	0,3	30	22
		ПС 220 кВ Городская	Выведено	0,4	75	40
7	ВЛ 220 кВ Л-232 (Районная – Городская)	ПС 220 кВ Районная	КОНЛ+КННШ или КС	0,3	30	22
		ПС 220 кВ Городская	Выведено	0,4	75	40
8	ВЛ 220 кВ Л-221 (СВГЭС – Районная)	СВГЭС	КС	0,4	80	40
		ПС 220 кВ Районная	КОНЛ+КННШ или КС	0,3	70	40
9	ВЛ 220 кВ Л-222 (СВГЭС – Районная)	СВГЭС	КС	0,4	80	40
		ПС 220 кВ Районная	КОНЛ+КННШ или КС	0,3	70	40

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7
10	ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар)	ПС 220 кВ Районная	КОНЛ+КННШ или КС	0,3	30	66
		ПС 220 кВ Сунтар	Выведено	0,4	15	11
11	ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №1 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-233)	ПС 220 кВ Городская	КОНЛ+КННШ или КС	-	75	40
		ПС 220 кВ Пеледуй	Выведено		40	33
12	ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №2 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-234)	ПС 220 кВ Городская	КОНЛ+КННШ или КС	-	75	40
		ПС 220 кВ Пеледуй	Выведено		40	33
13	ВЛ 220 кВ Л-247 (Городская – НПС-12)	ПС 220 кВ Городская	Выведено	0,4	40	33
		ПС 220 кВ НПС-12	Выведено	0,4	40	33
14	ВЛ 220 кВ Л-248 (Городская – НПС-12)	ПС 220 кВ Городская	Выведено	0,4	40	33
		ПС 220 кВ НПС-12	Выведено	0,4	40	33
15	ВЛ 220 кВ Л-246 (НПС-12 – НПС-13)	ПС 220 кВ НПС-12	Выведено	0,4	40	33
		ПС 220 кВ НПС-13	Выведено	0,4	40	33
16	ВЛ 220 кВ Л-245 (НПС-13 – Олекминск)	ПС 220 кВ НПС-13	Выведено	0,35	40	33
		ПС 220 кВ Олёкминск	Выведено	0,35	40	33
17	ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар – Олекминск)	ПС 220 кВ Сунтар	Выведено	0,3	15	11
		ПС 220 кВ Олёкминск	Выведено	0,3	40	33
18	ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	ПС 220 кВ Олёкминск	КОНЛ+КННШ или КС (УС)	0,1	30	70
		ПС 220 кВ НПС-15	КС (УС)	0,1	30	70
19	ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	ПС 220 кВ Олёкминск	КОНЛ+КННШ или КС (УС)	0,1	30	70
		ПС 220 кВ НПС-15	КС (УС)	0,1	30	70

2 ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ И РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЕ С ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

Вопросам устойчивости и повышения надежности работы силового электрооборудования энергосистем посвящено множество исследований и научных публикаций сотрудников ВНИИ Электромашиностроения, АО Ленгидропроект, НИУ МЭИ, НТЦ ЕЭС (НИИПТ), СПбПУ (ЛПИ им. М.И. Калинина), ВНИИЭ, СибНИИЭ и ряда других организаций. Особый вклад в создание и развитие теории устойчивости и надежности электрооборудования объединенных энергосистем внесли (в алфавитном порядке): Александров Г.Н., Ботвинник М.М., Важнов А.И., Герценберг Г.Р., Глебов И.А., Бессекерский В.А., Вольдек А.И., Веников В.А. [14], Горев А.А., Гуревич Ю.Е. [12], Жданов П.С. [15], Левинштейн М.Л. Благодаря исследованиям этих ученых были созданы перспективные средства управления возбуждением синхронных машин, научно-обоснованы технические возможности и условия передачи электроэнергии переменным током в протяженных объединенных энергосистемах. Последующее развитие методов исследования статической и динамической устойчивости энергосистем и синтеза устойчивых режимов ОЭС связано с научной деятельностью ученых (в алфавитном порядке): Беляева А.Н., Воропая Н.И., Груздева И.А., Илюшина В.С [8], Кощеева Л.А., Конторовича А.М., Крючкова И.В [18], Легкоконец, П.В [19] Лизалека Н.Н., Любарского Д.Р., Масленникова В.А., Малафеева А.В. [17], Меркурьева Г.В., Павлова Г.М., Попова М.Г. [10], Портного М.Г., Рагозина А.А., Смоловика С.В., Совалова С.А., Цукерника Л.В., Щербачева О.В., Варганова А.В. и других ученых.

Наиболее значимыми публикациями по теме магистерской диссертации являются:

1. Работа Попова М.Г. на тему «Современные средства противоаварийного управления объединенными энергосистемами» [20], в которой автор занимался исследованием и разработкой новых быстродействующих и высокочувствительных функциональных алгоритмов и опытных (лабораторных) образцов средств противоаварийного управления объединенными энергосистемами.

2. Диссертация Москвина И.А. на тему «Устойчивость электроэнергетической системы с регулируемой продольной компенсацией» [11], в которой рассматривается УУПК, ёмкостное сопротивление которого растет с увеличением передаваемой мощности (тока линии) и проводится анализ влияния регулируемого УПК на апериодическую и колебательную статическую устойчивость ЭЭС.

3. Статья на тему «Поиск ближайшего предельного режима электроэнергетической системы на основе обобщённого метода Ньютона» Паздерина А.В., Чусовитина П.В., Шабалина Г.С. [26], в которой представляется альтернативный подход для определения границ области существования режима. Определение границ области существования режима необходима для оценки минимального имеющегося запаса по устойчивости.

Тем не менее, несмотря на значительные достижения в области исследований статической и динамической устойчивости и разработки принципов противоаварийного управления объединенными энергосистемами до сих пор остро стоит вопрос обеспечения селективности и надежности функционирования средств защиты и автоматики в квазистационарных синхронных и несинхронных режимах, математическое описание которых имеет определенные особенности и трудности численной (программной) реализации. Использование идеализированного математического описания и линейных моделей силового оборудования приводят к недостоверным результатам численных исследований.

2.1 Характеристики средств и методов повышения устойчивости и надежности электроэнергетических систем

К современным энергетическим установкам предъявляются весьма жесткие требования в отношении обеспечения высокого уровня надежности, бесперебойности и экономичности энергосбережения потребителей.

Надежность — снабжение потребителей энергией без длительных перерывов и без снижения ее качества, причем длительность перерыва или вообще его отсутствие, возможность отклонения от заданного качества определяются соответствующими нормативами для данной системы и данного вида потребителей [7], [9].

Средства и методы повышения устойчивости и режимной надежности электроэнергетических систем можно разделить на четыре основные группы:

Во-первых, методы, основанные на улучшении технических характеристик основных элементов систем, участвующих в производстве и распределении электрической энергии, с помощью конструктивных изменений [13]. Сюда можно отнести снижение переходных и синхронного сопротивлений генераторов, увеличение их механической постоянной инерции, повышение быстродействия возбуждателей, снижение значения индуктивного сопротивления линий электропередачи путем расщепления проводов и т. п.

Во-вторых, методы, которые предусматривают использование средств автоматики для улучшения параметров и характеристик основных элементов систем электроэнергетики. К этим методам относится применение современных автоматических регуляторов возбуждения, в том числе регуляторов сильного действия, экстренной форсировки возбуждения, частоты вращения, автоматического повторного включения элементов системы, быстродействующих релейных защит и т.п [23].

В-третьих, дополнительные меры повышения устойчивости, такие как нагрузочные сопротивления для электрического торможения генераторов, емкостная продольная компенсация и переключательные пункты на линиях электропередачи, синхронные компенсаторы на промежуточных подстанциях и т. д [28].

В-четвертых, мероприятия эксплуатационного характера. К ним можно отнести выбор схемы соединений и режима системы, обеспечивающих их наибольшую устойчивость, отключение части генераторов при коротком замыкании в системе, применение кратковременных асинхронных режимов и др.

2.2 Оптимизация режимов работы АПВ как средство повышения устойчивости и надежности электроэнергетических систем

В рамках выполнения данной работы были рассмотрены настройка и оптимизация режимов работы устройств АПВ. Автоматическое повторное включение (АПВ) является одним из эффективных средств повышения надежности энергосистем. Оно позволяет в большинстве случаев аварийных отключений быстро восстанавливать первоначальное состояние электрической сети путем повторного включения отключившихся выключателей в случае, если отключения были вызваны самоустраняющимися (неустойчивыми) повреждениями.

С целью ликвидации различного рода неустойчивых повреждений на ЛЭП с двусторонним питанием, которые осуществляют связь двух источников (электростанций или энергосистем) необходимо выполнять отключение выключателей со обеих сторон линий. Этим объясняется одна из особенностей осуществления АПВ линий с двусторонним питанием – устройства АПВ необходимо устанавливать на выключателях обоих их концов и обеспечивать их взаимодействие между собой. Еще одна особенность осуществления АПВ линий с двусторонним питанием связана с тем, что при их отключении возможно нарушение синхронной работы связываемых ими источников питания. Нарушение синхронизма может иметь место вследствие того, что аварийное отключение линии с двусторонним питанием, если она является единственной линией связи, по которой осуществляется транзит мощности, или если имеющиеся, кроме нее, шунтирующие связи обладают малой пропускной способностью, может привести к тому, что в одной части системы возникает дефицит мощности и, следовательно, понижение частоты, а в

другой — избыток мощности и повышение частоты [4]. Поэтому при осуществлении АПВ в подобных случаях приходится считаться с возможностью несинхронных включений и производить проверку допустимости включения по условию синхронизма встречных напряжений. Она осуществляется с помощью специальных органов, обеспечивающих определенную последовательность действий устройств АПВ на разных концах линии и запрещающих АПВ в случаях, когда включение недопустимо. Эти органы, исключающие возможность несинхронных включений, состоят из реле, контролирующего наличие напряжения на линии, реле контроля частоты и реле контроля синхронизма, реагирующего на разность векторов напряжений на линиях и шинах. Благодаря этим реле после аварийного отключения линии с обеих сторон сначала производится АПВ выключателя на одном из концов линии при условии, что напряжение на линии отсутствует. Повторное включение выключателя на другом конце линии производится, если АПВ выключателя, включавшегося первым, было успешным и напряжения на линии и шинах синхронны или угол сдвига их фаз не превосходит допустимого [4].

Устройства АПВ, дополненные указанными выше органами контроля допустимости повторного включения, получили общее название устройств АПВ с контролем (проверкой) синхронизма и имеют две разновидности:

- устройства АПВ с контролем (ожиданием) синхронизма (АПВ КС);
- устройства АПВ с улавливанием синхронизма (АПВ УС).

Первые (АПВ КС) предназначаются для осуществления АПВ линий, имеющих несколько достаточно мощных шунтирующих связей. Они обеспечивают АПВ отключившейся линии лишь при сохранении в работе этих связей, т.е. при условиях, когда возможно сохранение синхронности работы источников питания [6]. Имеющиеся в них органы контроля запрещают АПВ при нарушениях синхронизма, неизбежных при отключении шунтирующих связей. Обеспечиваемое этими устройствами ожидание синхронизма

позволяет осуществить АПВ после затухания качаний, возможных вследствие резкого возмущения в системе, вызываемого КЗ и отключением линии [5].

Вторая разновидность рассматриваемых устройств (АПВ УС) предназначается для осуществления АПВ линий, при отключении которых вследствие отсутствия шунтирующих связей или малой пропускной способности последних происходит нарушение синхронной работы частей системы. Содержащиеся в них органы контроля разрешают подачу импульса на включение лишь в определенном диапазоне разности частот с опережением момента совпадения фаз. Благодаря такому выполнению органов контроля эти устройства при скольжении, неизбежном в случае размыкания транзита, обеспечивают «улавливание» момента для осуществления АПВ.

Таким образом, различие в действии устройств АПВ КС и АПВ УС заключается в том, что первое обеспечивает АПВ линии либо сразу по истечении выдержки времени устройства АПВ (при сохранении синхронизма), либо после «ожидания» таких условий, когда скольжение, вызванное возмущением в системе, уменьшится до допустимых значений, а второе обеспечивает АПВ линии при нарушении синхронизма путем улавливания наиболее благоприятного момента послышки импульса на включение в условиях не только значительного, но и не уменьшающегося скольжения.

При включении разделившихся частей энергосистемы на параллельную работу необходимо осуществлять контроль следующих параметров:

- разность углов векторов напряжения на полюсах коммутационного аппарата в месте синхронизации – угол включения ($\delta_{вкл}$);
- разность частот между разделившимися частями энергосистемы (Δf);
- разность напряжений при синхронизации (ΔU) (между разомкнутым концом линии после ее постановки под напряжение и системой (секцией) шин объекта электроэнергетики, на котором установлен выключатель, замыкающий ЛЭП в транзит).

Таким образом для выбора режимных параметров АПВ необходимо первоначально определить допустимые параметры электроэнергетического режима при синхронизации.

На многих линиях 220 кВ Западного района энергосистемы Республики Саха (Якутия) устройства АПВ находятся в выведенном состоянии. Причиной этого являются некорректные режимные параметры, которые не способны обеспечить надежную работу энергосистемы и успешную синхронизацию при выделении части энергосистемы на изолированную работу.

Для определения и обоснования режимных параметров АПВ используется методика расчета допустимых параметров электроэнергетического режима при синхронизации при восстановлении синхронной параллельной работы генерирующего оборудования электростанций после разделения энергосистемы.

Контролируемые параметры электроэнергетического режима при синхронизации

При включении разделившихся частей энергосистемы на параллельную работу необходимо осуществлять контроль следующих параметров:

- разность углов векторов напряжения на полюсах коммутационного аппарата в месте синхронизации – угол включения ($\delta_{вкл}$);
- разность частот между разделившимися частями энергосистемы (Δf);
- разность напряжений при синхронизации (ΔU) (между разомкнутым концом линии после ее постановки под напряжение и системой (секцией) шин объекта электроэнергетики, на котором установлен выключатель, замыкающий ЛЭП в транзит).

Параметры $\delta_{вкл}$, Δf и ΔU должны удовлетворять всем критериям, изложенным в разделе 5.

Определение допустимых параметров электроэнергетического режима при синхронизации

1. Общие положения

Расчеты необходимо выполнять с помощью программного комплекса, используемого для проведения расчетов электромеханических переходных процессов и динамической устойчивости электроэнергетических систем и генерирующего оборудования электростанций. Для определения допустимых $\delta_{вкл}$, Δf и ΔU необходимо моделировать включение в транзит связи (сетевого элемента), соединяющей несинхронно работающие части энергосистемы, при различных значениях и сочетаниях значений $\delta_{вкл}$, Δf и ΔU , с последующей оценкой допустимости параметров электроэнергетического режима.

Расчёты допустимых параметров электроэнергетического режима при синхронизации необходимо выполнять при двух направлениях перетока активной мощности по рассматриваемому сетевому элементу в доаварийном режиме для следующих режимно-балансовых условий:

- режим зимних максимальных нагрузок;
- режим летних максимальных нагрузок;
- режим летних минимальных нагрузок.

Расчёты допустимых параметров электроэнергетического режима при синхронизации по ЛЭП необходимо выполнять с двух сторон, отдельно для каждого линейного выключателя.

2. Подготовка исходных данных

Установившийся электроэнергетический режим необходимо подготовить следующим образом:

- определить сечение, в состав которого входит связь, для которой определяются параметры синхронизации. Разомкнуть все связи указанного сечения, за исключением рассматриваемой. При этом, значение предельного по статической аperiodической устойчивости перетока активной мощности по рассматриваемой связи в полученной схеме сети должно быть наименьшим.

- установить переток по рассматриваемой связи, соответствующий меньшей из величин:

- 20 %-ому запасу статической аperiodической устойчивости по активной мощности;

- 15 %-ому запасу статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки;
- длительно допустимой токовой нагрузке ЛЭП и электросетевого оборудования, расположенного на указанной связи.

При наличии обоснований, связанных с режимно-балансовыми особенностями энергосистемы (энергорайона), по решению главного диспетчера диспетчерского центра при выполнении расчётов допускается установить переток по рассматриваемой связи, соответствующий меньшей из величин:

- 8 %-ому запасу статической аperiodической устойчивости по активной мощности;
- 10 %-ому запасу статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки;
- аварийно допустимой токовой нагрузке ЛЭП и электросетевого оборудования, расположенного на указанной связи.

– установить напряжение в узле, соответствующему объекту, с которого подается напряжение на рассматриваемую связь при АПВ, на уровне наибольшего рабочего для реализации возможности моделирования максимального расчетного значения ΔU . Величина ΔU на первоначальном этапе может принимать исходя из рекомендованного значения производителем устройства АПВ $((0,1 - 0,4) * U_{ном})$. Для получения требуемой разности напряжений допускается моделирование СКРМ в узлах расчётной модели, моделирующих полюса выключателя, на котором осуществляется синхронизация. При этом после разделения энергосистемы напряжение в узле, соответствующем разомкнутому концу ЛЭП, не должно превышать уставку срабатывания чувствительной ступени АОПН (при отсутствии АОПН – напряжение, допустимое на время не более 20 минут), а напряжение в узле, соответствующем объекту, на котором ЛЭП замыкается в транзит, не должно быть ниже АДН.

Необходимо иметь 2 файла событий со следующей последовательностью действий:

- одностороннее отключение рассматриваемой связи;
- одностороннее отключение и последующее замыкание в транзит рассматриваемой связи.

Момент времени, в который происходит одностороннее отключение рассматриваемой связи, в обоих файлах событий должно быть одинаковым.

Порядок выполнения расчётов

Для определения величины Δf необходимо провести расчеты ПП с файлом событий 1, моделирующим одностороннее отключение рассматриваемой связи.

По результатам расчета необходимо построить зависимость $\Delta f(t)$ (рисунок 7), определить графическим способом и зафиксировать установившееся значение Δf .

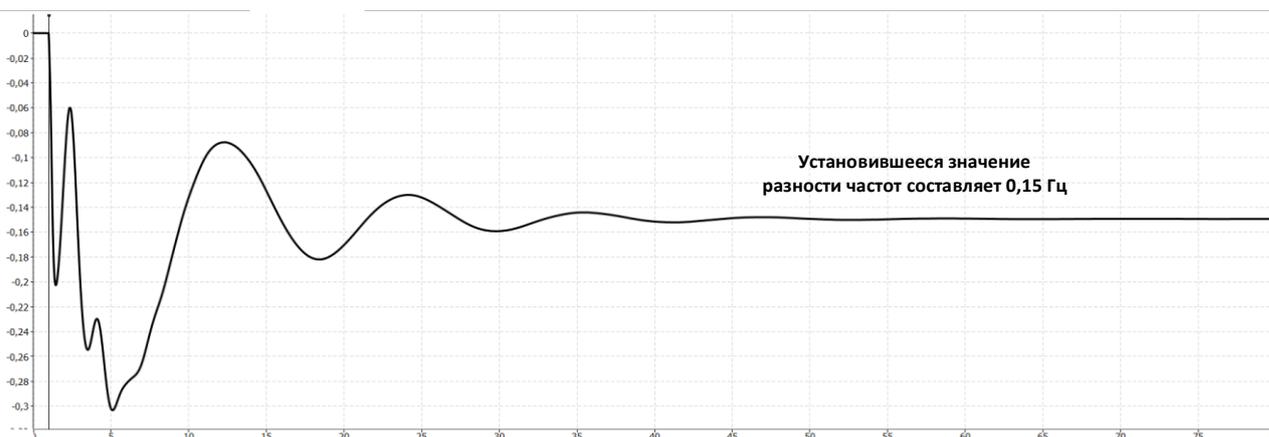


Рисунок 7 - Зависимость $\Delta f(t)$

В случае если установившееся значение Δf превышает максимальную величину уставки, которую возможно реализовать в устройстве АПВ, в качестве значения Δf , используемого в дальнейших расчетах, необходимо принять максимальную величину уставки, которую возможно реализовать в устройстве АПВ, с учётом 10 % запаса ($\Delta f = \frac{\Delta f_{max}}{0,9}$).

Не рекомендуется в качестве значения Δf принимать величину более 0,5 Гц.

Для получения результатов расчетов ПП с измененным значением Δf , необходимо откорректировать переток активной мощности в исходном установившемся режиме и повторить расчет ПП с файлом событий 1.

Для определения величины $\delta_{вкл}$ необходимо построить зависимость $\delta_{вкл}(t)$ (рисунок 8) по результатам расчета ПП с принятым установившимся значением Δf .

По полученному графику $\delta_{вкл}(t)$ необходимо определить момент времени ($t_{вкл}$), в котором значение $\delta_{вкл}$ достигает максимального значения, которое возможно реализовать в устройстве АПВ, при условии, что величина Δf достигла принятого для расчетов установившегося значения. При этом расчёты необходимо выполнять как для положительного значения $\delta_{вкл}$ на графике, так и для отрицательного (рисунок 8).

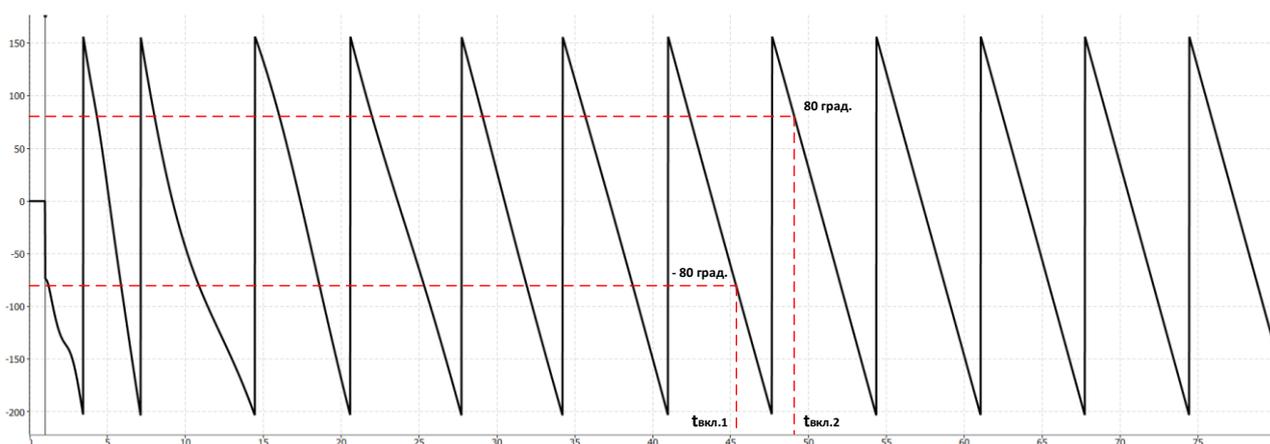


Рисунок 8 - Зависимость $\delta_{вкл}(t)$

В файле событий 2, моделирующем одностороннее отключение и последующее замыкание в транзит рассматриваемой связи, задать время замыкания в транзит рассматриваемой связи, равное $t_{вкл}$, и провести расчет ПП. По результатам расчета ПП необходимо выполнить проверку успешной синхронизации и оценку выполнения условий допустимости параметров электроэнергетического режима при синхронизации, указанных в разделе 5.

В случае неуспешной синхронизации (фиксации асинхронного режима) необходимо изменением в файле событий 2 времени замыкания рассматриваемой связи в транзит ($t_{вкл}$) подобрать такое значение $\delta_{вкл}$, при котором не будет возникать нарушение устойчивости. В случае, если

полученное значение $\delta_{вкл}$, при котором не будет возникать нарушение устойчивости, менее 30 град., необходимо определить значение $\delta_{вкл}$ с учетом снижения величины Δf . При наличии обоснований допускается принимать значение $\delta_{вкл}$ менее 30 град.

В случае если при максимальном значении $\delta_{вкл}$, которое возможно реализовать в устройстве АПВ, нарушения устойчивости нет, но параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений, то необходимо снижением величины $\delta_{вкл}$ определить значение, при котором параметры электроэнергетического режима будут находиться в области допустимых значений. В случае, если полученное значение $\delta_{вкл}$, при котором параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений, менее 30 град., необходимо определить значение $\delta_{вкл}$ с учетом снижения величины Δf . При наличии обоснований допускается принимать значение $\delta_{вкл}$ менее 30 град.

В случае, если по результатам анализа выявлено, что при синхронизации имеет место только превышение допустимых токовых нагрузок генерирующего или сетевого оборудования, обусловленного перетоком реактивной мощности, то для исключения токовых перегрузок в первую очередь необходимо снизить величину ΔU .

Условия допустимости параметров электроэнергетического режима при синхронизации

При анализе результатов расчетов ПП необходимо проверить выполнение следующих условий:

1. Отсутствие нарушения устойчивости генерирующего оборудования электростанций.
2. Отсутствие превышения 8%-го запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в переходном режиме и 20%-го запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в установившемся режиме.

3. Отсутствие превышения АДТН ЛЭП и электросетевого оборудования, расположенного на связи, по которой выполняется синхронизация, в переходном режиме (с учетом разрешенной собственником оборудования величины и длительности перегрузки свыше АДТН) и ДДТН в установившемся режиме.

Для режимов зимних максимальных и минимальных нагрузок принять величины ДДТН и АДТН для -5°C .

Для режимов летних максимальных и минимальных нагрузок принять величины ДДТН и АДТН для $+40^{\circ}\text{C}$.

4. Отсутствие превышения 10%-го запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в переходном режиме и 15%-го запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в установившемся режиме.

5. Отсутствие превышения мгновенным значением тока статора генераторов электростанций (I_{cm}) допустимой кратности перегрузки. Допустимая кратность перегрузки определяется следующими соотношениями:

– для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток и гидрогенераторов с успокоительными обмотками:

$$\frac{I_{\max}}{I_{\text{ном}}} \leq \frac{0,625}{x''_{d\Gamma}},$$

– для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток и гидрогенераторов без успокоительных обмоток:

$$\frac{I_{\max}}{I_{\text{ном}}} \leq 3;$$

– для синхронных компенсаторов:

$$\frac{I_{\max}}{I_{\text{ном}}} \leq \frac{0,84}{x''_{d\Gamma}},$$

где $x''_{d\Gamma}$ – сверхпереходное реактивное сопротивление цепи статора по продольной оси (см. Справочник генерирующего оборудования);

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток статора;

I_{\max} – максимальное значение тока статора при синхронизации.

В случае отсутствия возможности построения в программном комплексе графика тока статора генератора, допускается построить зависимость тока по блочным трансформаторам со стороны генераторного напряжения от времени, что равносильно зависимости $I_{cm}(t)$.

В случае если анализ показал, что при синхронизации имеет место только превышение допустимой кратности тока статора генераторов электростанций, то для исключения последнего в первую очередь необходимо снизить величину ΔU .

6. Отсутствие условий для срабатывания устройств ПА в ПП (отсутствие превышения уставок срабатывания устройств АОПО, АРПМ и т.д.). Необходимо рассматривать возможность превышения мгновенными значениями параметров электроэнергетического режима (переток активной мощности, ток, напряжение и т.д.) уставок устройств ПА с учетом длительности превышения.

7. Не должны создаваться условия для работы технологических автоматик генерирующего оборудования электростанций (при наличии параметров настройки).

Выбор допустимых параметров электроэнергетического режима при синхронизации

Наибольшие полученные значения $\delta_{вкл}$, Δf и ΔU , которые обеспечат выполнение всех условий синхронизации, необходимо выбирать в качестве допустимых параметров синхронизации.

Величины $\delta_{вкл}$ и Δf рекомендуется определять с кратностями 10° и $0,1$ Гц. Допускается определение параметров с меньшими кратностями при наличии обоснований.

Для ЛЭП и других электросетевых элементов, по которым осуществляется синхронизация, расположенных на одном транзите, рекомендуется выбирать одинаковые допустимые параметры синхронизации

($\delta_{вкл}$, Δf , ΔU). При этом выбранные параметры должны соответствовать критериям, описанным выше, для всех электросетевых элементов на транзите.

Рекомендации по выбору параметров настройки устройств автоматики управления выключателями:

1. АУВ на электромеханической (магнитной) базе:

- параметр Δf выбрать в диапазоне от минимально возможного в устройстве АУВ до 0,9 от предельного значения, определенного расчетным путем ($\Delta f_{min} \leq \Delta f_{уст} \leq 0,9 * \Delta f_{пред}$). Если физическая уставка Δf отсутствует, то выбранный параметр Δf необходимо перевести в секунды для корректного задания разности частот в АУВ;

- параметр $\delta_{вкл}$ выбрать в диапазоне от 30° до 0,9 от предельного значения, определенного расчетным путем, с учетом времени включения выключателя ($30^\circ \leq \delta_{вкл} \leq 0,9 * (\Delta \delta_{пред} - \Delta \delta_{выкл})$). Дополнительно необходимо проверить, что выбранный параметр $\delta_{вкл}$ не превышает максимально возможную разность углов напряжений при сохранении синхронной работы двух частей электроэнергетической системы;

- параметр ΔU не задается.

2. АУВ на микропроцессорной элементной базе.

2.1 Наличие только функции контроля синхронизма (КС):

- параметр Δf выбрать в диапазоне от минимально возможного в устройстве АУВ до 0,9 от предельного значения, определенного расчетным путем ($\Delta f_{min} \leq \Delta f_{уст} \leq 0,9 * \Delta f_{пред}$);

- параметр $\delta_{вкл}$ задать в диапазоне от 30° до 0,9 от предельного значения, определенного расчетным путем ($30^\circ \leq \delta_{вкл} \leq 0,9 * \Delta \delta_{пред}$). Дополнительно необходимо проверить, что выбранный параметр $\delta_{вкл}$ не превышает максимально возможную разность углов напряжений при сохранении синхронной работы двух частей электроэнергетической системы;

- параметр ΔU задать в диапазоне от 0,1 от номинального напряжения электрической сети до предельного значения, определенного расчетным путем ($0,1 * U_{ном} \leq \Delta U_{уст} \leq \Delta U_{пред}$).

2.2 Наличие функции контроля и улавливания синхронизма (КС, УС):

- параметр Δf для КС задать минимально возможным в устройстве ($\Delta f_{уст} = \Delta f_{min}$);

- параметр Δf для УС задать в диапазоне от минимально возможного в устройстве АУВ до 0,9 от предельного значения, определенного расчетным путем ($\Delta f_{min} \leq \Delta f_{уст} \leq 0,9 * \Delta f_{пред}$).

- параметр $\delta_{вкл}$ задать в диапазоне от 30° до 0,9 от предельного значения, определенного расчетным путем ($30^\circ \leq \delta_{вкл} \leq 0,9 * \Delta \delta_{пред}$). Дополнительно необходимо проверить, что выбранный параметр $\delta_{вкл}$ не превышает максимально возможную разность углов напряжений при сохранении синхронной работы двух частей электроэнергетической системы;

- параметр ΔU задать в диапазоне от 0,1 от номинального напряжения электрической сети до предельного значения, определенного расчетным путем ($0,1 * U_{ном} \leq \Delta U_{уст} \leq \Delta U_{пред}$).

3 ИССЛЕДОВАНИЕ УСТАНОВИВШИХСЯ И ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ ЗАПАДНОГО РАЙОНА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

3.1 Расчет и анализ установившихся режимов

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [24].

Для расчёта режимов использовался ПВК «RastrWin3». В качестве исходных данных использовались:

- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Якутского РДУ 25.12.2019 г;

- Материалы, собранные во время прохождения производственной и преддипломной практик в АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (результаты летних и зимних контрольных замеров, параметры схем замещения ЛЭП и трансформаторов, информация о длительно и аварийно допустимой токовой нагрузке ЛЭП).

На первом этапе был рассмотрен режим зимнего максимума нагрузок 2019-2020 гг. с целью выполнения анализа существующих установившихся режимов сети.

Схема потокораспределения из файла графики ПВК RastrWin приведена в Приложении А.

Анализ токовой нагрузки ЛЭП показал, что значения тока в нормальной схеме не превышают значений длительно допустимых токовых нагрузок. Результаты анализа токовой нагрузки ЛЭП показан в таблице 14.

Таблица 14 – Анализ токовой нагрузки ЛЭП Западного и Южно-Якутского районов в режиме зимнего максимума нагрузок

№	Наименование	ДДТН, А (-5 °С)	I _{max} , А
1	2	3	4
1	ВЛ 220 кВ Л-205 (ГПП-6 – Айхал)	630	157
2	ВЛ 220 кВ Л-206 (ГПП-6 – Айхал)	630	Норм. откл.
3	ВЛ 220 кВ Л-207 (ГПП-6 – Айхал)	630	157
4	ВЛ 220 кВ Л-203 (КВГЭС – Айхал)	630	212
5	ВЛ 220 кВ Л-204 (КВГЭС – Айхал)	630	212
6	ВЛ 220 кВ Л-208 (КВГЭС – Айхал)	630	204
7	ВЛ 220 кВ Л-201 (КВГЭС – Районная)	1064	268
8	ВЛ 220 кВ Л-202 (КВГЭС – Районная)	1064	244
9	ВЛ 220 кВ Л-231 (Районная – Городская)	630	161
10	ВЛ 220 кВ Л-232 (Районная – Городская)	630	161
11	ВЛ 220 кВ Л-221 (СВГЭС – Районная)	630	147
12	ВЛ 220 кВ Л-222 (СВГЭС – Районная)	630	147
13	ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар)	630	184
14	ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №1 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-233)	630	86
15	ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №2 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-234)	630	84
16	ВЛ 220 кВ Л-247 (Городская – НПС-12)	630	76
17	ВЛ 220 кВ Л-248 (Городская – НПС-12)	630	74
18	ВЛ 220 кВ Л-246 (НПС-12 – НПС-13)	630	45
19	ВЛ 220 кВ Л-245 (НПС-13 – Олекминск)	630	96
20	ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар – Олекминск)	630	61
21	ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	630	148
22	ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	630	147
23	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-16	630	214
24	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №2 с отпайкой на ПС НПС-16	630	208
25	КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	1000	81
26	КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот II цепь	1000	81

1	2	3	4
27	КВЛ 220 кВ Томмот – Мая I цепь	992	106
28	КВЛ 220 кВ Томмот – Мая II цепь	992	106
29	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1 с отпайкой на ПС НПС-17	630	182
30	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС НПС-17	630	192
31	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1	630	211
32	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №2	630	207

Определим уровень потерь в сетях Западного и Южно-Якутского районов:

Таблица 15 – Потери в сети

Район	dP, МВт	dP/Pпотр, %
ЗЭР	15,25	3,67
ЮЯЭР	10,25	4,07

Значения потерь не превышают допустимые 5%.

Проанализируем уровни напряжений и их отклонения в узлах рассматриваемой сети, сведя их в таблицу 16.

Как видно из таблицы 16, в следствие больших протяженностей линий наблюдаются заметные отклонения напряжения на шинах подстанций от номинальных значений по мере удаления от центра питания. Тем не менее, значения напряжений на шинах 220 кВ подстанций не превышают значения наибольшего рабочего напряжения – 252 кВ, установленного Правилами технологического функционирования энергосистем.

Таблица 16 – Уровни напряжений в сети

№ п/п	Наименование	$U_{ном}$, кВ	U , кВ	$d U$, %
1	ПС 220 кВ ГПП-6	220	222	0,9
2	ПС 220 кВ Айхал	220	227	3,2
3	ПС 220 кВ Районная	220	229	4,0
4	ПС 220 кВ Чернышевская	220	230	4,5
5	ПС 220 кВ Городская	220	232	5,4
6	ПС 220 кВ Сунтар	220	227	3,1
7	ПС 220 кВ НПС-11	220	237	7,7
8	ПС 220 кВ НПС-12	220	232	5,4
9	ПС 220 кВ НПС-13	220	231	5
10	ПС 220 кВ Олекминск	220	227	3,2
11	ПС 220 кВ НПС-14	220	226	2,7
12	ПС 220 кВ НПС-15	220	224	1,8
13	ПС 220 кВ НПС-16	220	223	1,3
14	ПС 220 кВ Нижний Куранах	220	221	0,4
15	ПС 220 кВ Томмот	220	220	0
16	ПС 220 кВ Майя	220	220	0
17	ПС 220 кВ НПС-17	220	223	1,3
18	ПС 220 кВ НПС-18	220	225	2,2
19	Каскад Вилуйских ГЭС 1,2	220	230	4,5
20	Светлинская ГЭС	220	228	3,6
21	Нерюнгринская ГРЭС	220	229	4,0

3.2 Расчет и анализ переходных режимов

Расчет и анализ переходных режимов в Западном районе ЭЭС Республики Саха (Якутия) был выполнен в ходе прохождения преддипломной практики в Филиале АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ.

Расчет переходных режимов был выполнен в ПВК RUSTab, разработанный для расчетов динамической устойчивости энергосистем.

Были рассмотрены основные нормативные возмущения в соответствии группами нормативных возмущений, связанные с:

- короткими замыканиями на сетевых элементах (кроме систем (секций) шин) переменного тока;

- короткими замыканиями на системах (секциях) шин электростанций и подстанций;

- аварийными небалансами активной мощности;

- отключением вставок постоянного тока и ЛЭП постоянного тока.

Для целей установления требований к устойчивости энергосистем нормативные возмущения подразделяются на три группы (I, II и III), в зависимости от тяжести последствий [3]:

Таблица 17 – Группы нормативных возмущений

№	Нормативные возмущения	Распределение нормативных возмущений по группам нормативных возмущений в электрической сети с номинальным напряжением, кВ
		110-220
1	Отключение сетевого элемента основной защитой при однофазном коротком замыкании (далее - КЗ) с неуспешным автоматическим повторным включением (далее - АПВ)	I
2	Отключение сетевого элемента резервной защитой (при невыполнении на сетевом элементе основной защиты) при однофазном КЗ с неуспешным АПВ	II
3	Отключение сетевого элемента основной защитой при трехфазном КЗ с неуспешным АПВ	II
4	Отключение сетевого элемента основной защитой при двухфазном КЗ на землю с - II III III неуспешным АПВ	-
5	Отключение сетевого элемента основной защитой при однофазном КЗ с отказом одного выключателя	III
6	Отключение в результате нормативного возмущения группы I двух воздушных линий электропередачи (далее - ВЛ) (кабельно-воздушных линий электропередачи (далее - КВЛ)), провода воздушной части которых размещены на одних опорах на протяжении более 50% длины более короткой ВЛ (воздушной части КВЛ)	III

Перечень основных нормативных возмущений, рассмотренных при расчете переходных процессов в Западном районе приведены в Приложении Б.

В результате расчета и анализа переходных режимов наиболее тяжелыми определены следующие возмущения:

- Отключение ВЛ 220 кВ Л-232 основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Городская с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Районная;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-202 основной защитой при трехфазном КЗ со стороны КВГЭС с неуспешным АПВ.

Сохранение динамической устойчивости при данных нормативных возмущениях является критерием определения МДП в нормальной и ремонтных схемах КС «Районная – Олёкминск».

Таким образом, при условии отсутствия превышения значений МДП в контролируемых сечениях в нормальной схеме, обеспечивается сохранение динамической устойчивости энергосистемы.

3.3 Расчет динамической устойчивости станций

Целью данного раздела является оценка динамической устойчивости генерирующего оборудования ДУ ГО Каскада Вилюйских ГЭС и Светлинской ГЭС при нормативных возмущениях II и III групп в нормальной схеме и при нормативных возмущениях II групп в ремонтных схемах при параллельной работе Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) с ОЭС Востока.

Для моделирования нормативных возмущений в соответствии с Методическими указаниями по надежности на основании параметров выключателей и данных о настройках защит на Каскаде Вилюйских ГЭС 1,2 и Светлинской ГЭС и смежных подстанциях были разработаны соответствующие сценарии моделирования нормативных возмущений.

Сопротивления шунтов однофазного короткого замыкания, принимаемые в расчетах, получены в ходе прохождения преддипломной практике, и уточнены при моделировании возмущения в ПК «RuStab» в зависимости от величины остаточного напряжения в месте КЗ.

Основные выводы:

1. Во всех режимах с нарушением ДУ ГО Каскада Вилюйских ГЭС 1,2 происходит нарушение ДУ ГО Светлинской ГЭС.

2. В режимах без нарушения ДУ ГО Каскад Вилюйских ГЭС 1,2 и Светлинская ГЭС синхронны с ОЭС Востока.

3. При параллельной работе ЗЭР ЯЭС с ОЭС Востока к нарушению ДУ ГО КВГЭС и СВГЭС приводят нормативные возмущения III группы в нормальной схеме, такие как:

- Отключение ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202) при однофазном КЗ у шин Каскада Вилюйских ГЭС 1,2 с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Районная и работой УРОВ;

- Отключение ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202) при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Районная с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Районная и работой УРОВ;

- Отключение ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203) при однофазном КЗ у шин Каскада Вилюйских ГЭС 1,2 с отказом выключателя со стороны Каскада Вилюйских ГЭС 1,2 и работой УРОВ (со сбросом нагрузки в АУЭ);

- Отключение ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная (Л-222) при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Районная с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Районная и работой УРОВ;

Наиболее тяжелым нормативным возмущением определено Отключение ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202) при однофазном КЗ у шин Каскада Вилюйских ГЭС 1,2 с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Районная и работой УРОВ с наименьшим предельным перетоком в КС «Районная – Городская», не приводящим к нарушению устойчивости - 184 МВт.

При параллельной работе ЗЭР ЯЭС с ОЭС Востока разгрузка КС «Районная – Городская», при неизменном составе и максимальной загрузке генераторов станций, приводит к обеспечению устойчивости, следовательно, устойчивость Каскада Вилуйских ГЭС 1,2 и Светлинской ГЭС зависит от перетоков в КС, а не от схемы выдачи мощности, поэтому нормативные возмущения, при которых нарушается устойчивость необходимо учитывать в «Районная – Городская», а не в ограничении станций.

При параллельной работе ограничение выдачи мощности станций по критерию обеспечения динамической устойчивости не требуется.

4 ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ И РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТИ ЗАПАДНОГО РАЙОНА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

4.1 Модернизация устройств синхронизации

Устройства синхронизации обеспечивают синхронное включение и восстановление синхронной работы изолированно работающего энергорайона с объединенной энергосистемой или двух изолированно работающих энергорайонов. На сегодняшний момент отсутствуют документы в полной мере регламентирующие требования к устройствам синхронизации.

В общем случае устройства синхронизации делятся на следующие виды:

- Колонка синхронизации;
- АПВ с контролем синхронизма;
- АПВ с улавливанием синхронизма.

1. Колонка синхронизации – устройство, предназначенное для включения в сеть генератора. Обычно состоит из вольтметра контроля напряжения в сети, вольтметра контроля напряжения на генераторе, частотомера сети, частотомера генератора и синхроскопа. Колонка синхронизации устанавливается рядом с пультом управления генератором.

2. АПВ с контролем синхронизма (АПВ КС) – устройства автоматического повторного включения, включающие в себя органы определения допустимости повторного включения [21]. АПВ КС предназначается для осуществления АПВ линий, шин и другого оборудования с двухсторонним питанием в том случае, если сохранена синхронная работа генераторов. Если синхронизм нарушен, то органы контроля АПВ запрещают включение. Включение происходит лишь после затухания качаний, возникших в энергосистеме в результате возмущения., когда напряжения на концах отключившейся линии синхронны, а угол между напряжениями не превышает некоего заданного значения. Таким образом данный тип

синхронизации выполняет как бы «ожидание» синхронизма, отчего и получил свое второе название АПВ с ожиданием синхронизма (АПВ ОС).

Если напряжения по концам линии будут несинхронными и разность частот недопустимо велика, схема будет ожидать, когда восстановится синхронный режим между разделившимися частями энергосистемы, или когда существующая разность частот при включении выключателя не приведет к тяжелым последствиям (асинхронный ход, длительные качания, большой толчок тока).

3. АПВ с улавливанием синхронизма (АПВ УС) – устройства автоматического повторного включения, предназначенное для включения в работу линий, шин и других элементов с двухсторонним, при отключении которых происходит нарушение синхронизма. Органы контроля, которые обеспечивают успешную синхронизацию, подают команду на включение выключателя лишь в том случае, если разность частот находится в заданном диапазоне, с опережением момента совпадения фаз. Благодаря этому, устройство АПВ УС обеспечивает улавливание момента для подачи команды на включение выключателя.

На рисунке 9 представлена схема Западного района ЭЭС Саха (Якутия) с нанесенными на нее режимами АПВ на основных системообразующих линиях 220 кВ. Описание существующих устройств АПВ Западного района приведено в Приложении В.

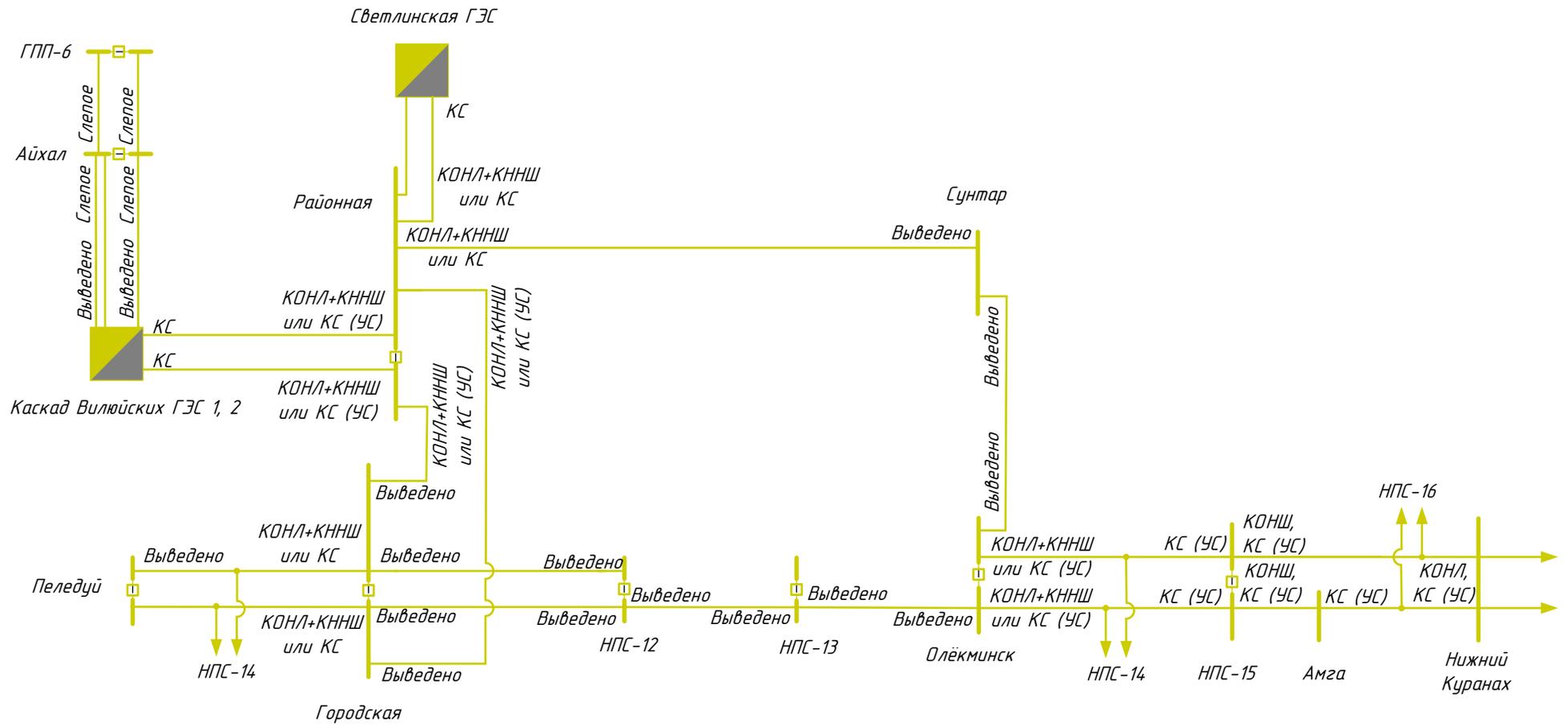


Рисунок 9 - Схема Западного района ЭЭС Саха (Якутия) с нанесенными на нее режимами АПВ до модернизации

Анализ установленных устройств АПВ показал, что необходимо выполнить модернизацию устройств синхронизации, а именно:

1. Выполнить замену терминала на выключателях ВЛ-201, ВЛ-202, ВЛ-203, ВЛ-204, ВЛ-208 Каскада Вилюйских ГЭС 1,2; ВЛ-221, ВЛ-222 Светлинской ГЭС; В-231, В-232 ПС 220 кВ Городская; МВ-221, МВ-221, ЭВ-241 ПС 220 кВ Районная; В-246, В-247, В-248 ПС 220 кВ НПС-12; В-242, В-245 ПС 220 кВ Олекминск для обеспечения включения выключателей с улавливанием синхронизма.

В Таблице 18 представлены характеристики устройства АПВ, выполненного на базе микропроцессорного цифрового терминала защит серии БЭ2704 от ООО НПП «ЭКРА» (Рисунок 10), предназначенного для реализации функции релейной защиты и автоматики энергетических объектов напряжением от 110 до 1150 кВ. Данный терминал обеспечивает АПВ с возможностью контроля наличия напряжения на шинах и линии, синхронизма между этими напряжениями, АПВ шин при наличии напряжения на линии и отсутствия напряжения на шинах, АПВ линии при наличии напряжения на шинах и отсутствия напряжения на линии, “слепое” АПВ - без контроля напряжений.

3. Выполнить установку шкафов отбора напряжения (ШОН) на Л-241, Л-242 на ПС 220 кВ Сунтар для возможности реализации АПВ с контролем отсутствия напряжения на линии (КОНЛ).

АПВ с контролем синхронизма предусматривает наличие напряжения на двух объединяемых элементах: на линии и на шинах. Если этот режим будет введен на обоих концах линии, условия для АПВ никогда не создадутся. Для обеспечения АПВ на одном из концов линии в дополнение к АПВ КС должно быть введено АПВ с контролем отсутствия напряжения на линии. Аналогично выполняется АПВ шин. На одной или нескольких отходящих линиях выполняются АПВ с контролем отсутствия напряжения на шинах.

Помимо этого, чтобы появилась возможность ввести в работу АПВ на транзите «Городская – Олекминск» и «Районная – Сунтар», необходимо

выполнить расчет допустимых параметров электроэнергетического режима при синхронизации, так как действующие параметры не способны обеспечить синхронное включение.



Рисунок 10 – Микропроцессорный цифровой терминал защит серии БЭ2704 от ООО НПП «ЭКРА»

Таблица 18 – Характеристика устройства АПВ на базе микропроцессорного цифрового терминала защит серии БЭ2704 от ООО НПП «ЭКРА»

Тип устройства	Элементная база устройства АПВ	Изготовитель	Возможные режимы АПВ (с учетом действующей схемы синхронизации)	Возможность ручного включения с контролем (улавливанием) синхронизма	Диапазон уставок по углу включения, град	Диапазон уставок по разности частот, Гц	Диапазон уставок по разности напряжений, кВ
БЭ2704	МП	ООО НПП «ЭКРА»	КС (УС); КОНЛ+КННШ или КС(УС); КОНШ+КННЛ или КС(УС); КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС(УС).	есть	5 – 85	0,05-0,4	11,0-110

4.2 Расчет допустимых параметров электроэнергетического режима при синхронизации

Расчет допустимых параметров электроэнергетического режима выполнен в соответствии с методикой, приведенной во 2 главе.

Рассмотрим подробно расчет для ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13). Подробно представлен расчет для периода зимних максимальных нагрузок 2019-2020 годов. Исходные данные для определения параметров синхронизации приведены в таблице 19.

Таблица 19 - Исходные данные для определения параметров синхронизации

Параметр	Характеристика
1	2
ЛЭП	ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13)
Рассматриваемый период	Зимний максимум 2019/2020
Переток активной мощности по ЛЭП	5,4 МВт
Направление перетока активной мощности	Из Западного района в ОЭС Востока
Потребление Западного района	660 МВт
Потребление Южно-Якутского района	252 МВт
Отключены:	ВЛ 220 кВ Л-202 (КВГЭС – Районная), ВЛ 220 кВ Л-221 (СВГЭС – Районная), ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар – Олёкминск), ВЛ 220 кВ Л-232 (Районная – Городская), ВЛ 220 кВ Л-247 (Городская – НПС-12), ВЛ 220 кВ Олёкминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-244), ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №2 с отпайкой на НПС-16.
ПС, на которой ЛЭП включается в транзит	ПС 220 кВ НПС-13
8% запас статической апериодической устойчивости в сечении в рассматриваемой схеме, МВт	140 МВт

1	2
20 % запас статической аperiodической устойчивости в сечении в рассматриваемой схеме, МВт	120 МВт
ДДТН, А	630 А / 534 А*
АДТН, А	756 А / 730 А*
Диапазоны уставок	Допустимая разность частот при синхронизации (Δf), Гц: 0.05-0.4; Допустимая разность напряжений при синхронизации (ΔU), кВ: 11-110; Допустимая разность углов напряжения (фаз) при синхронизации ($\Delta \delta$), град: 5 – 85; Минимальная уставка перехода из КС в УС, Гц: 0,05.

*- в числителе – значение для температуры окружающей среды -5 °С и ниже, в знаменателе – значение для температуры 40 °С

Схема сети:

С целью получения предельного по статической аperiodической устойчивости перетока активной мощности по рассматриваемой связи отключены ЛЭП:

- ВЛ 220 кВ Л-202 (КВГЭС – Районная);
- ВЛ 220 кВ Л-221 (СВГЭС – Районная);
- ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар – Олёкминск);
- ВЛ 220 кВ Л-232 (Районная – Городская);
- ВЛ 220 кВ Л-247 (Городская – НПС-12);
- ВЛ 220 кВ Олёкминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-244);
- ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №2 с отпайкой на НПС-16.

Расчёты по определению допустимых параметров синхронизации по ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13) выполнены при перетоке активной мощности из ЗЭР в ОЭС Востока. Параметры синхронизации при перетоке из

ОЭС Востока в ЗЭР, а также при синхронизации со стороны ПС 220 кВ Олёкминск не превышают значений, приведенным ниже.

Параметры синхронизации определялись с помощью ПК RUSstab.

Определение параметров АПВ УС ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13):

По результатам расчётов оптимальными параметрами АПВ УС ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13) являются следующие значения:

1) $df_{уст} = 0,1$ Гц (данная разница частот соответствует величине перетока активной мощности по рассматриваемой ЛЭП, равной 5,4 МВт); **$dU = 70$ кВ; разность углов = 0 град.**

1. Проверка по критерию отсутствия нарушения устойчивости генерирующего оборудования электростанций, в том числе колебательной устойчивости:

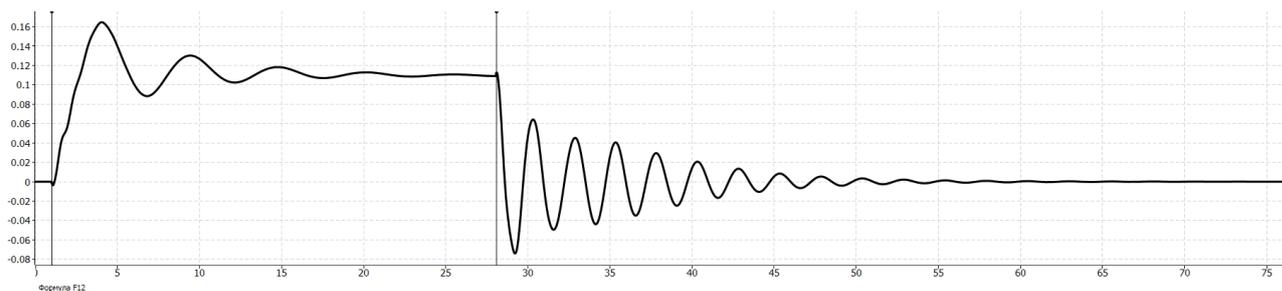


Рисунок 11 – Разница частот между ЗЭР и ОЭС Востока до и после синхронизации

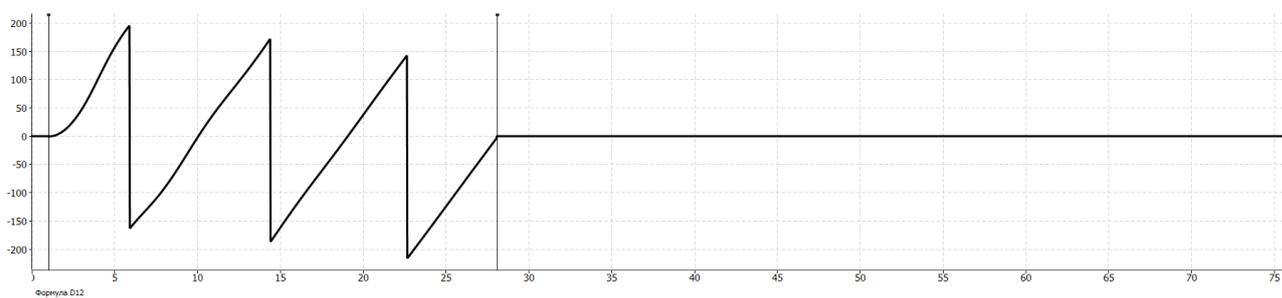


Рисунок 12 – Взаимный угол между напряжениями на ПС 220 кВ НПС-13 и ПС 220 кВ Олекминск до и после синхронизации

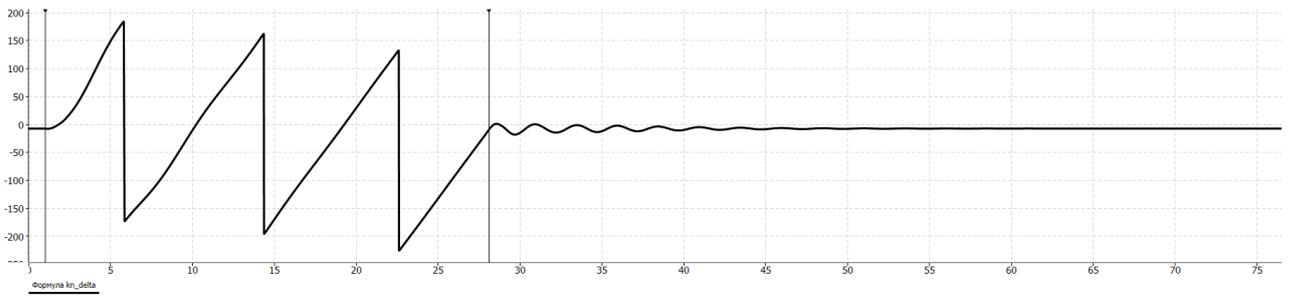


Рисунок 13 – Взаимный угол между роторами 1Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2 и ТГ-3 Нерюнгринской ГРЭС до и после синхронизации

2. Проверка по критерию отсутствия превышения мгновенным значением тока статора генераторов электростанций допустимой кратности перегрузки:

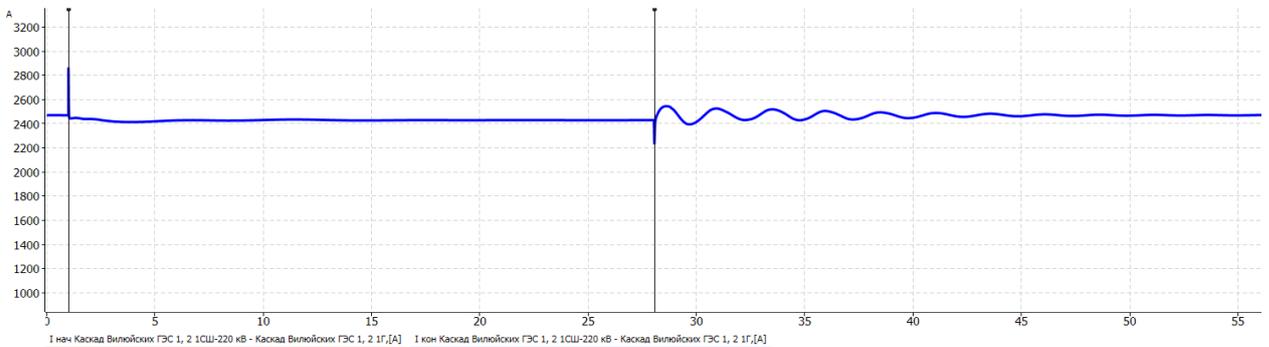


Рисунок 14 - Ток статора генератора Каскада Вилюйских ГЭС

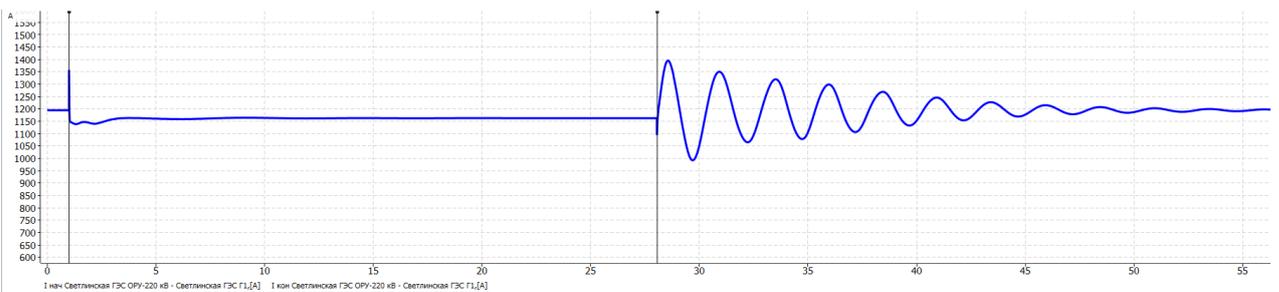


Рисунок 15 - Ток статора генератора Светлинской ГЭС

Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2:

$$\frac{I_{\max}}{I_{\text{ном}}} \leq \frac{0,625}{x''_{\text{дГ}}}$$

$$\frac{2544}{3951} \leq \frac{0,625}{0,139}$$

$$0,64 \leq 4,496$$

Светлинская ГЭС:

$$\frac{1395}{5271} \leq \frac{0,625}{0,27}$$

$$0,26 \leq 2,31$$

Условие отсутствия превышения мгновенным значением тока статора генераторов электростанций допустимой кратности перегрузки выполняется.

3. Проверка по критериям нормального режима:

3.1 Отсутствует превышение аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13) в переходном режиме и длительно допустимой токовой нагрузки в установившемся режиме:

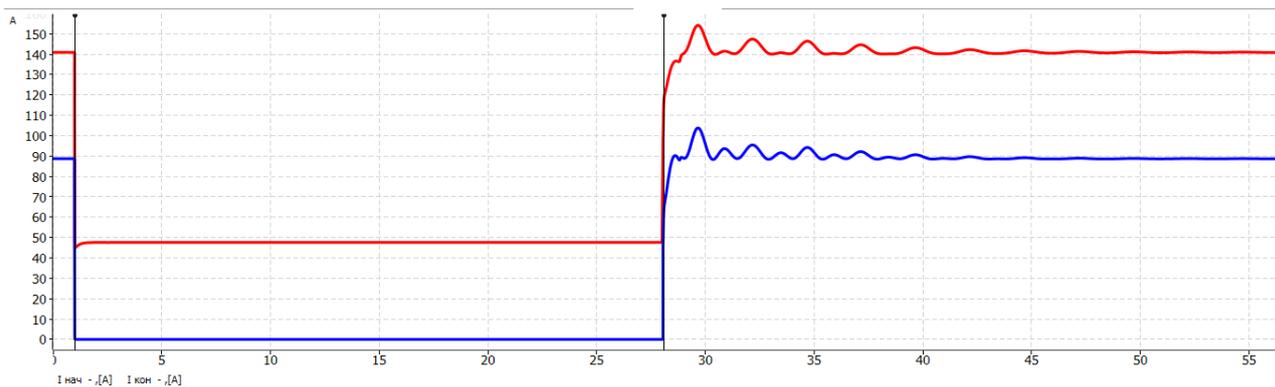


Рисунок 16 - Токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13)
ДДТН = 534 А, АДТН = 730 А.

Величина токовой загрузки ЛЭП в переходном режиме не превышает АДТН.

Величина токовой загрузки ЛЭП в установившемся режиме не превышает ДДТН.

Условие отсутствия превышения аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13) в переходном режиме и длительно допустимой токовой нагрузки в установившемся режиме выполняется.

3.2 Отсутствует превышение 8%-го запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в переходном режиме и 20%-го запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в установившемся режиме:

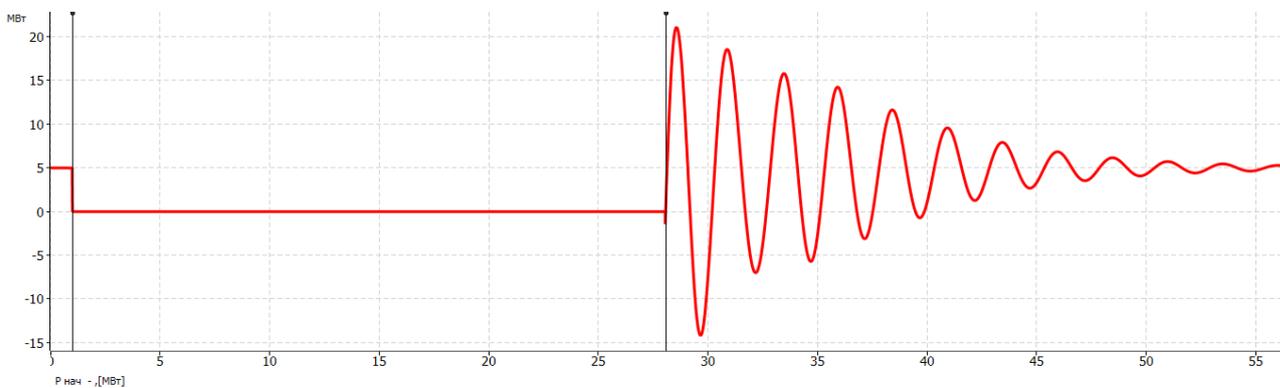


Рисунок 17 - Переток активной мощности по ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13) до и после включения на параллельную работу ЗЭР и ОЭС Востока

Значение перетока активной мощности по ЛЭП в переходном режиме не превышает 8%-й запас статической аperiodической устойчивости (140 МВт).

Установившееся значение перетока активной мощности по ЛЭП не превышает 20%-й запас статической аperiodической устойчивости (100 МВт).

Условие отсутствия превышения 8%-го запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в переходном режиме и 20%-го запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в установившемся режиме выполняется.

При замыкании в транзит ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13) разность напряжений между холостым концом ЛЭП и шинами 220 кВ ПС 220 кВ НПС-13 составляет 70 кВ (рисунок 18).

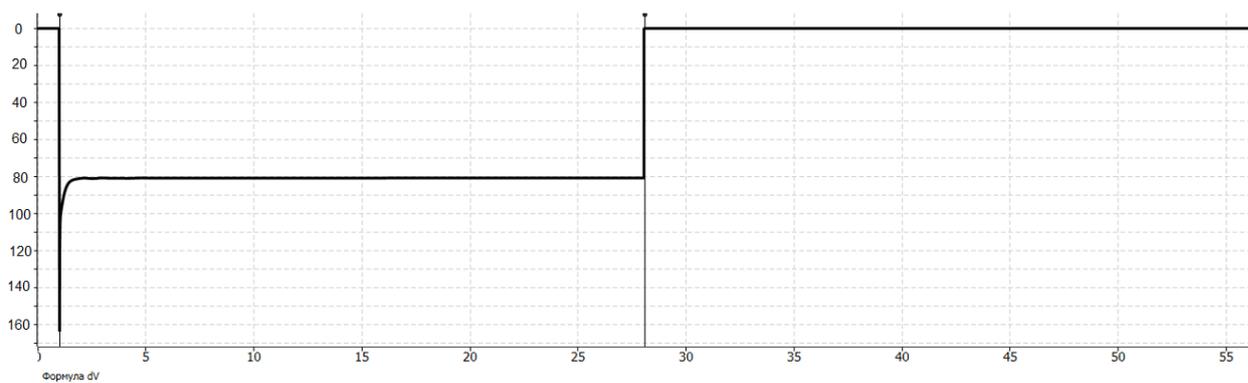


Рисунок 18 - Разность напряжений между холостым концом ЛЭП и шинами 220 кВ ПС 220 кВ НПС-13

Определение параметров АПВ КС ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13):

По результатам расчётов оптимальными параметрами АПВ КС ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13) являются следующие значения:

$df_{уст} = 0,05$ Гц (данная разница частот соответствует величине перетока активной мощности по рассматриваемой ЛЭП, равной 15,3 МВт);
 $dU = 70$ кВ; разность углов = 30 град.

1. Проверка по критерию отсутствия нарушения устойчивости генерирующего оборудования электростанций, в том числе колебательной устойчивости:

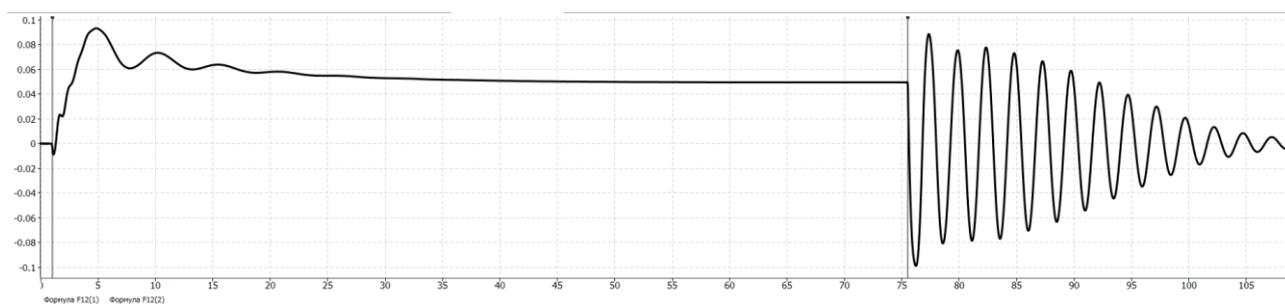


Рисунок 19 – Разница частот между ЗЭР и ОЭС Востока до и после синхронизации

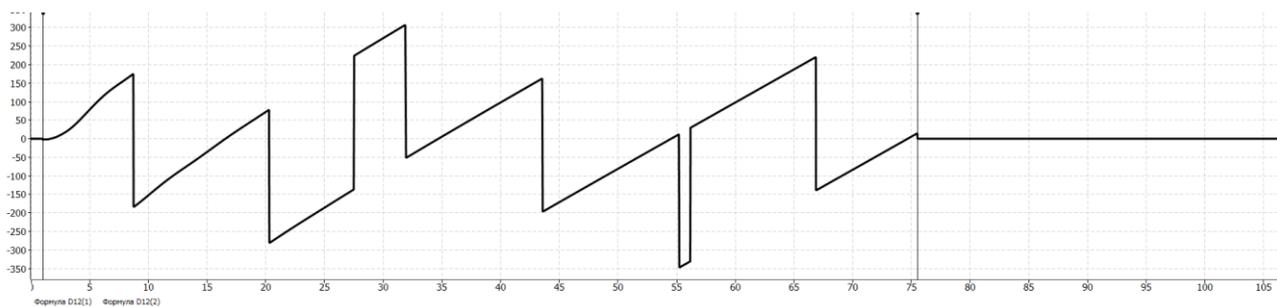


Рисунок 20 – Взаимный угол между напряжениями на ПС 220 кВ НПС-13 и ПС 220 кВ Олекминск до и после синхронизации

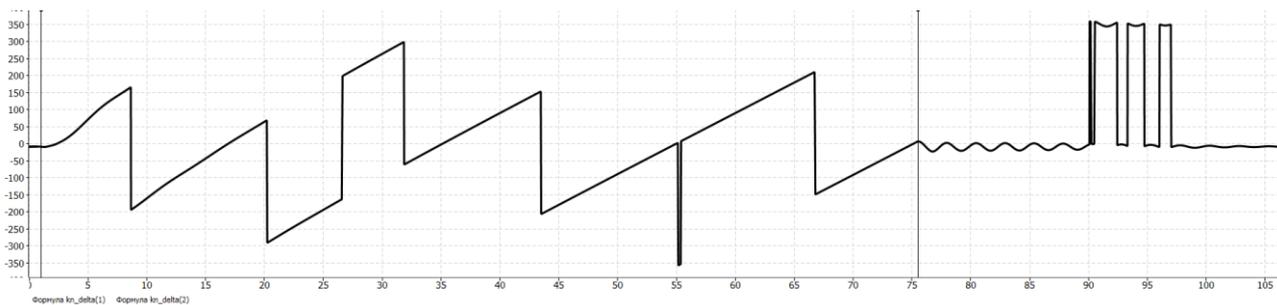


Рисунок 21 – Взаимный угол между роторами 1Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2 и ТГ-3 Нерюнгринской ГРЭС до и после синхронизации

2. Проверка по критерию отсутствия превышения мгновенным значением тока статора генераторов электростанций допустимой кратности перегрузки:

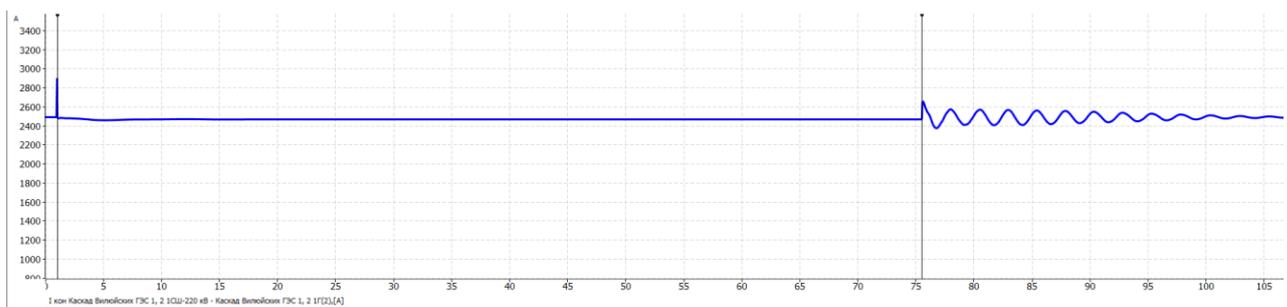


Рисунок 22 - Ток статора генератора Каскада Вилюйских ГЭС

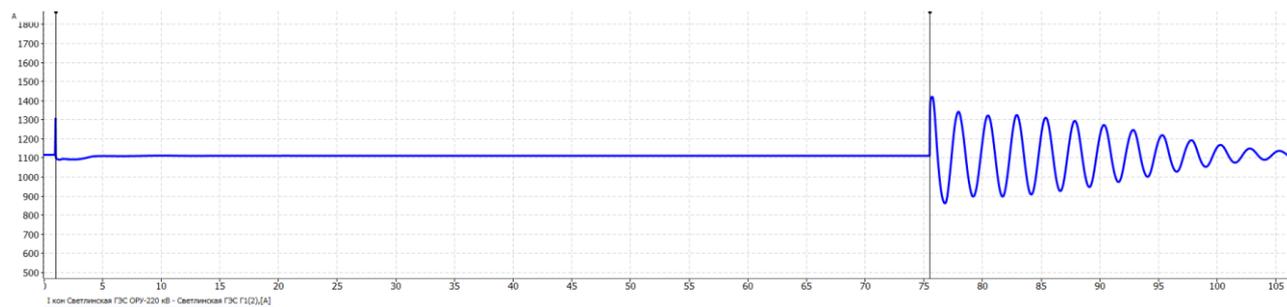


Рисунок 23 - Ток статора генератора Светлинской ГЭС

Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2:

$$\frac{I_{\max}}{I_{\text{ном}}} \leq \frac{0,625}{x'' d_{\Gamma}}$$

$$\frac{2660}{3951} \leq \frac{0,625}{0,139}$$

$$0,67 \leq 4,496$$

Светлинская ГЭС:

$$\frac{2082}{5271} \leq \frac{0,625}{0,27}$$

$$0,27 \leq 2,31$$

Условие отсутствия превышения мгновенным значением тока статора генераторов электростанций допустимой кратности перегрузки выполняется.

3. Проверка по критериям нормального режима:

3.1 Отсутствует превышение аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13) в переходном режиме и длительно допустимой токовой нагрузки в установившемся режиме:

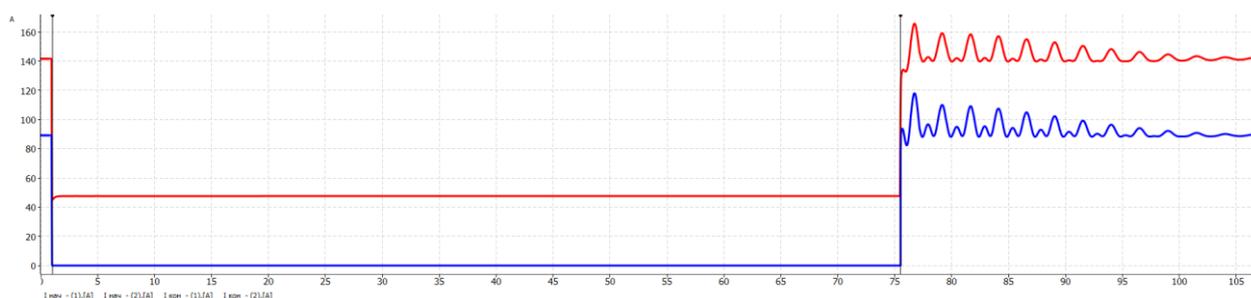


Рисунок 24 - Токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13)
ДДТН = 534 А, АДТН = 730 А.

Величина токовой загрузки ЛЭП в переходном режиме не превышает АДТН.

Величина токовой загрузки ЛЭП в установившемся режиме не превышает ДДТН.

Условие отсутствия превышения аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13) в переходном режиме и длительно допустимой токовой нагрузки в установившемся режиме выполняется.

3.2 Отсутствует превышение 8%-го запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в переходном режиме и 20%-го запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в установившемся режиме:

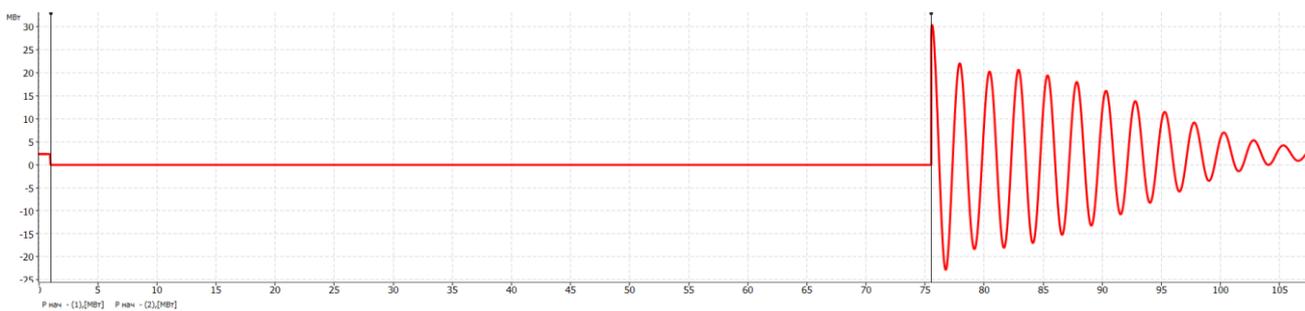


Рисунок 25 - Переток активной мощности по ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13) до и после включения на параллельную работу ЗЭР и ОЭС Востока

Значение перетока активной мощности по ЛЭП в переходном режиме не превышает 8%-й запас статической аperiodической устойчивости (140 МВт).

Установившееся значение перетока активной мощности по ЛЭП не превышает 20%-й запас статической аperiodической устойчивости (100 МВт).

Условие отсутствия превышения 8%-го запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в переходном режиме и 20%-го запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в установившемся режиме выполняется.

При замыкании в транзит ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13) разность напряжений между холостым концом ЛЭП и шинами 220 кВ ПС 220 кВ НПС-13 составляет 70 кВ (рисунок 26).

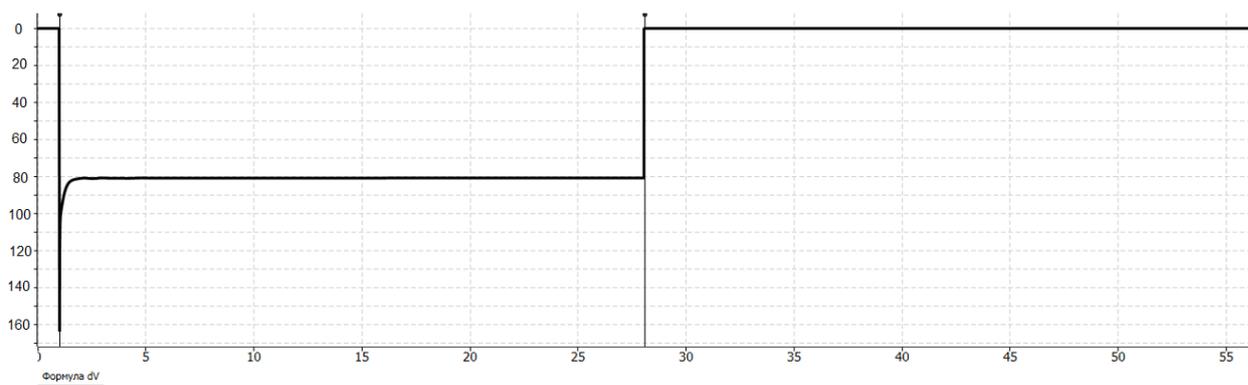


Рисунок 26 - Разность напряжений между холостым концом ЛЭП и шинами 220 кВ ПС 220 кВ НПС-13

Результаты расчетов для ВЛ 220 кВ Олёкминск – НПС-13 сведены в Таблицу 20.

Как можно увидеть из таблицы, наименьшие предельные параметры электроэнергетического режима при синхронизации были получены на модели зимнего максимума нагрузок, при перетоке из ЗЭР в ОЭС Востока. Чтобы сократить объем расчетов, для остальных ЛЭП выполним расчеты при данных условиях.

Результаты расчетов параметров электроэнергетического режима при синхронизации для ЛЭП 220 кВ Западного района сведены в Таблицу 21.

Таблица 20 – Результаты расчетов допустимых параметров электроэнергетического режима при синхронизации для ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13)

Наименование ЛЭП	Энергообъект	Модель	Направление перетока	Допустимые параметры ЭЭ режима при синхронизации				
				УС		КС		ΔU (используется для КС и УС), кВ
				Разность частот, Гц	Разность частот (при наличии УС – уставка перехода из КС в УС), Гц	$\delta_{вкл}$, град		
ВЛ 220 кВ Л-245 (Олёкминск – НПС-13)	ПС 220 кВ Олёкминск	Зима макс	из ЗЭР в ОЭС	0,1	0,05	30	70	
			из ОЭС в ЗЭР	0,1	0,05	30	70	
		Лето макс	из ЗЭР в ОЭС	0,1	0,05	30	70	
			из ОЭС в ЗЭР	0,15	0,05	30	70	
		Лето мин	из ЗЭР в ОЭС	0,15	0,05	30	70	
			из ОЭС в ЗЭР	0,15	0,05	30	70	
	ПС 220 кВ НПС-13	Зима макс	из ЗЭР в ОЭС	0,1	0,05	30	70	
			из ОЭС в ЗЭР	0,1	0,05	30	70	
		Лето макс	из ЗЭР в ОЭС	0,1	0,05	30	70	
			из ОЭС в ЗЭР	0,15	0,05	30	70	
		Лето мин	из ЗЭР в ОЭС	0,15	0,05	30	70	
			из ОЭС в ЗЭР	0,15	0,05	30	70	

Таблица 21 - Результаты расчетов допустимых параметров электроэнергетического режима при синхронизации

№	Наименование ЛЭП	Энергообъект	Допустимые параметры ЭЭ режима при синхронизации			
			УС	КС		ΔU (используется для КС и УС), кВ
			Разность частот, Гц	Разность частот (при наличии УС – уставка перехода из КС в УС), Гц	$\delta_{вкл}$, град	
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Л-201 (КВГЭС – Районная)	КВГЭС	0,1	0,05	30	70
		Районная	0,1	0,05	30	70
2	ВЛ 220 кВ Л-202 (КВГЭС – Районная)	КВГЭС	0,1	0,05	30	70
		Районная	0,1	0,05	30	70
3	ВЛ 220 кВ Л-231 (Районная – Городская)	Районная	0,1	0,05	30	70
		Городская	0,1	0,05	30	70
4	ВЛ 220 кВ Л-232 (Районная – Городская)	Районная	0,1	0,05	30	70
		Городская	0,1	0,05	30	70
5	ВЛ 220 кВ Л-221 (СВГЭС – Районная)	СВГЭС	0,1	0,05	30	70
		Районная	0,1	0,05	30	70
6	ВЛ 220 кВ Л-222 (СВГЭС – Районная)	СВГЭС	0,1	0,05	30	70
		Районная	0,1	0,05	30	70
7	ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар)	Районная	0,1	0,05	30	70
		Сунтар	0,1	0,05	30	70
8	ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №1 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-233)	Городская	0,1	0,05	30	70
		Пеледуй	0,1	0,05	30	70

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7
9	ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №2 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-234)	Городская	0,1	0,05	30	70
		Пеледуй	0,1	0,05	30	70
10	ВЛ 220 кВ Л-247 (Городская – НПС-12)	Городская	0,1	0,05	30	70
		НПС-12	0,1	0,05	30	70
11	ВЛ 220 кВ Л-248 (Городская – НПС-12)	Городская	0,1	0,05	30	70
		НПС-12	0,1	0,05	30	70
12	ВЛ 220 кВ Л-246 (НПС-12 – НПС-13)	НПС-12	0,1	0,05	30	70
		НПС-13	0,1	0,05	30	70
13	ВЛ 220 кВ Л-245 (НПС-13 – Олекминск)	НПС-13	0,1	0,05	30	70
		Олекминск	0,1	0,05	30	70
14	ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар – Олекминск)	Сунтар	0,1	0,05	30	70
		Олекминск	0,1	0,05	30	70
15	ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	Олекминск	0,1	0,05	30	70
		НПС-15	0,1	0,05	30	70
16	ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	Олекминск	0,1	0,05	30	70
		НПС-15	0,1	0,05	30	70

4.3 Оптимизация режимов устройств автоматического повторного включения

Устройства автоматического повторного включения классифицируются по следующим признакам:

1. По кратности действия:

- однократного действия;
- многократного действия (двух- и трехкратные АПВ).

Вероятность успешного действия при аварийных отключениях ЛЭП устройств АПВ однократного действия – 70 – 80 %. У устройств АПВ двукратного действия эта вероятность составляет 20 – 30 % вероятности успешного действия однократных. Для трехкратного АПВ вероятность успешного действия примерно 3-5 % вероятности успешного действия однократных АПВ. Именно поэтому наиболее широкое распространение получили АПВ однократного действия. АПВ двух- и трехкратного действия применяются в основном в системообразующих сетях.

2. По числу включаемых фаз:

- трехфазные;
- однофазные.

Трехфазные применяются в сетях как с изолированной, так и с эффективно-заземленной нейтралью. Однофазные АПВ применяются в сетях с эффективно заземленной нейтралью на системообразующих линиях и линиях, связывающих энергосистемы между собой. Для реализации однофазных устройств автоматического повторного включения на линиях должны быть установлены пофазно управляемые выключатели.

3. По виду оборудования АПВ:

- АПВ линий;
- АПВ трансформаторов;
- АПВ шин;
- АПВ электродвигателей.

4. По типу привода выключателя:

- механические;
- электрические.

Механические устройства автоматического повторного включения практически не применяются, так как обладают рядом недостатков - из-за отсутствия времени срабатывания эти устройства снижается вероятность успешных действий АПВ даже при неустойчивых повреждениях. Кроме того, быстрее изнашиваются приводы выключателей, что требует выполнения более частых капитальных ремонтов.

5. По способу проверки синхронизации линий с двухсторонним питанием:

- несинхронные или «слепое» АПВ;
- АПВ с контролем синхронизма;
- АПВ с улавливанием синхронизма.

К несинхронным устройствам автоматического повторного включения относятся несинхронные и быстродействующие АПВ. Этими терминами обозначается АПВ без элементов контроля. Применяется на тупиковых линиях, при наличии достаточного количества параллельных связей и в других случаях, когда несинхронное включение исключено или не представляет опасности для оборудования и системы [34].

АПВ с контролем отсутствия напряжения на одном из элементов.

6. По способу проверки напряжения при действии АПВ:

- устройства АПВ с контролем отсутствия напряжения;
- устройства АПВ с контролем наличия напряжения.

7. По способу пуска устройства АПВ:

- с пуском от устройств релейной защиты;
- с пуском при несоответствии положения выключателя (отключен)

к положению ключа управления (включено).

На сегодняшний день отсутствуют единые рекомендации по выбору режимов работы устройств АПВ на объектах.

В большинстве случаев, диспетчерские центры при выборе режимов работы АПВ руководствуются собственным опытом, а также отдельными указаниями из различной нормативной документации.

Так, в Инструкции по переключениям в электроустановках указано, что «при отключении воздушных и кабельных линий тупикового питания первым рекомендуется отключать выключатель со стороны нагрузки, вторым - со стороны питания. Включение осуществляется в обратной последовательности. При отключении линий, отходящих от электростанций, первым, как правило, отключается выключатель со стороны электростанции, вторым - выключатель со стороны энергосистемы. Подача напряжения на линию при ее включении производится, как правило, со стороны энергосистемы».

Так как АПВ с контролем синхронизма предусматривает наличия напряжения на двух объединяемых элементах: на линии и на шинах, если этот режим будет введен на обоих концах линии, условия для АПВ никогда не создадутся. Для обеспечения АПВ на одном из концов линии в дополнение к АПВ КС должно быть введено АПВ с контролем отсутствия напряжения на линии (КОНЛ) (со стороны ПС, со стороны которой подается напряжение на ЛЭП). Аналогично выполняется АПВ шин. На одной или нескольких отходящих линиях выполняются АПВ с контролем отсутствия напряжения на шинах (КОНШ) [35].

Для транзитных ЛЭП с двухсторонним питанием, для которых трудно однозначно определить с какой стороны находится энергосистема, а с какой нагрузка, режимы работы АПВ выбираются исходя из возможности реализации того или иного режима на конкретной подстанции, а также возможности успешной синхронизации.

Для примера рассмотрим логику выбора режимов АПВ для каждого вида ЛЭП.

1. ВЛ 220 кВ Л-201 (КВГЭС – Районная). Данная ЛЭП отходит от электростанции, следовательно, постановку ЛЭП под напряжение необходимо выполнять со стороны энергосистемы, т.е. со стороны ПС 220 кВ Районная, а

включать в транзит на Каскаде Виллойских ГЭС 1,2. В соответствии с этим, с учетом возможных режимов АПВ, реализуемых в терминале РЗА, на выключателе со стороны ПС 220 кВ Районная необходимо выставить режим «КОНЛ+КННШ или КС (УС)», а на выключателе со стороны электростанции – «КС (УС)».

2. ВЛ 220 кВ Л-207 (Айхал – ГПП-6). Данная ЛЭП питает тупиковую подстанцию 220 кВ ГПП-6. При срабатывании АПВ несинхронное включение невозможно, следовательно допускается установить несинхронное АПВ с режимом «Слепое», при этом первым должен будет включиться выключатель со стороны ПС 220 кВ Айхал, а затем выключатель со стороны ПС 220 кВ ГПП-6.

3. ВЛ 220 кВ Л-231 (Районная - Городская) - транзитная ЛЭП. Выбор режимов АПВ необходимо осуществлять в соответствии с порядком включения ЛЭП. Постановка ВЛ 220 кВ Л-231 (Районная – Городская) под напряжение нормально производится со стороны ПС 220 кВ Городская, с включением в транзит с контролем синхронизма со стороны ПС 220 кВ Районная. Таким образом со стороны ПС 220 кВ Городская выставим режим АПВ «КОНЛ+КННШ или КС (УС)», со стороны ПС 220 кВ Районная целесообразно будет установить режим «КОНШ+КННЛ или КС (УС)» с целью обеспечения АПВ шин на данной подстанции.

Практика подтверждает довольно высокую эффективность применения АПВ системы шин после действия ДЗШ. Быстрое восстановление исходной схемы питания систем шин узловых подстанций восстанавливает не только питание потребителей по тупиковым линиям и трансформаторам, подключенным к данной системе шин, но и прерванные транзитные связи.

После действия ДЗШ на отключение системы шин данная система должна быть поставлена под напряжение от одного из присоединений (опробование системы шин). Для этой цели АПВ такого присоединения должно быть выполнено без контроля синхронизма и без контроля наличия напряжения на шинах, а при необходимости выполнения АПВ с контролем

указанных параметров дополняется еще контролем отсутствия напряжения на шинах.

Режимы АПВ, выставленные на ЛЭП 220 кВ Западного района ЭЭС Республики Саха (Якутия) после выполнения мероприятий по модернизации устройств синхронизации и расчета допустимых параметров электроэнергетического режима, изображены на Рисунке 27 и приведены в Таблице 22.

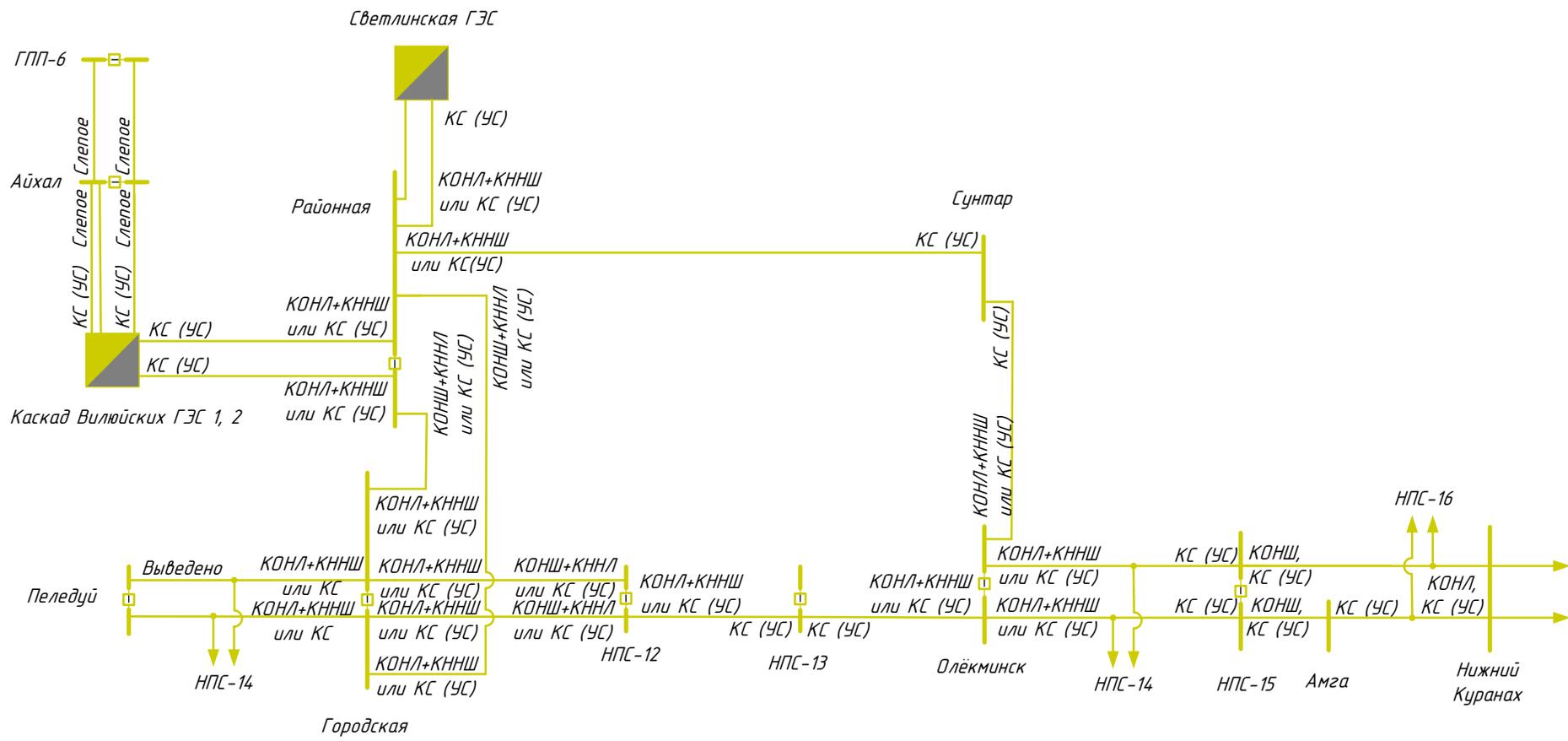


Рисунок 27 – Режимы АПВ на ЛЭП 220 кВ после модернизации

Таблица 22 – Режимы устройств АПВ Западного района ЭЭС Республики Саха (Якутия) после оптимизации

№	Наименование ЛЭП	Объект электроэнергетики	Устройство ТАПВ
1	2	3	4
1	ВЛ 220 кВ Л-203 (КВГЭС – Айхал)	КВГЭС	КС (УС)
		ПС 220 кВ Айхал	Ф
2	ВЛ 220 кВ Л-204 (КВГЭС – Айхал)	КВГЭС	КС (УС)
		ПС 220 кВ Айхал	Ф
3	ВЛ 220 кВ Л-208 (КВГЭС – Айхал)	КВГЭС	КС (УС)
		ПС 220 кВ Айхал	Ф
4	ВЛ 220 кВ Л-201 (КВГЭС – Районная)	КВГЭС	КС (УС)
		ПС 220 кВ Районная	КОНЛ+КННШ или КС (УС)
5	ВЛ 220 кВ Л-202 (КВГЭС – Районная)	КВГЭС	КС (УС)
		ПС 220 кВ Районная	КОНЛ+КННШ или КС (УС)
6	ВЛ 220 кВ Л-231 (Районная – Городская)	ПС 220 кВ Районная	КОНШ+КННЛ или КС (УС)
		ПС 220 кВ Городская	КОНЛ+КННШ или КС (УС)
7	ВЛ 220 кВ Л-232 (Районная – Городская)	ПС 220 кВ Районная	КОНШ+КННЛ или КС (УС)
		ПС 220 кВ Городская	КОНЛ+КННШ или КС (УС)
8	ВЛ 220 кВ Л-221 (СВГЭС – Районная)	СВГЭС	КС (УС)
		ПС 220 кВ Районная	КОНЛ+КННШ или КС (УС)
9	ВЛ 220 кВ Л-222 (СВГЭС – Районная)	СВГЭС	КС (УС)
		ПС 220 кВ Районная	КОНЛ+КННШ или КС (УС)

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4
10	ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар)	ПС 220 кВ Районная	КОНЛ+КННШ или КС (УС)
		ПС 220 кВ Сунтар	КС (УС)
11	ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №1 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-233)	ПС 220 кВ Городская	КОНЛ+КННШ или КС
		ПС 220 кВ Пеледуй	Выведено
12	ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №2 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-234)	ПС 220 кВ Городская	КОНЛ+КННШ или КС
		ПС 220 кВ Пеледуй	Выведено
13	ВЛ 220 кВ Л-247 (Городская – НПС-12)	ПС 220 кВ Городская	КОНЛ+КННШ или КС (УС)
		ПС 220 кВ НПС-12	КОНШ+КННЛ или КС (УС)
14	ВЛ 220 кВ Л-248 (Городская – НПС-12)	ПС 220 кВ Городская	КОНЛ+КННШ или КС (УС)
		ПС 220 кВ НПС-12	КОНШ+КННЛ или КС (УС)
15	ВЛ 220 кВ Л-246 (НПС-12 – НПС-13)	ПС 220 кВ НПС-12	КОНЛ+КННШ или КС (УС)
		ПС 220 кВ НПС-13	КС (УС)
16	ВЛ 220 кВ Л-245 (НПС-13 – Олекминск)	ПС 220 кВ НПС-13	КС (УС)
		ПС 220 кВ Олёмминск	КОНЛ+КННШ или КС (УС)
17	ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар – Олекминск)	ПС 220 кВ Сунтар	КС (УС)
		ПС 220 кВ Олёмминск	КОНЛ+КННШ или КС (УС)
18	ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	ПС 220 кВ Олёмминск	КОНЛ+КННШ или КС (УС)
		ПС 220 кВ НПС-15	КС (УС)
19	ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	ПС 220 кВ Олёмминск	КОНЛ+КННШ или КС (УС)
		ПС 220 кВ НПС-15	КС (УС)

4.4 Оценка устойчивости и режимной надежности электроэнергетических сетей до и после применения рассматриваемых мероприятий

Оптимизация режимов работы устройств АПВ и модернизация устройств синхронизация является одним из способов повышения уровня устойчивости и режимной надежности электроэнергетических систем. Корректно настроенные устройства АПВ обеспечивают повторное включение линий, шин и других элементов после отключения в результате неустойчивых повреждений, а также способствуют синхронному включению изолированно работающих частей энергосистемы с объединенной энергосистемой.

Существующие режимные параметры АПВ на ЛЭП Западного района ЭЭС Республики Саха (Якутия) не способны обеспечить требований к устойчивости. На некоторых ЛЭП устройства АПВ находятся в выведенном состоянии, так как выставленные режимные параметры не способны обеспечить синхронное включение ЛЭП после выделения энергорайона на изолированную работу.

Проверочные расчеты существующих уставок АПВ показали, что при синхронизации с выставленными параметрами происходит нарушение динамической устойчивости генерирующего оборудования станций, возникает асинхронный режим.

В результате пересчета параметров электроэнергетического режима при синхронизации, замене уставок устройств АПВ, модернизации устройств синхронизации и оптимизации режимов АПВ, режимные параметры устройств автоматического повторного включения соответствуют требованиям, предъявляемым к устойчивости и режимной надежности электроэнергетических систем, описанным в:

1. Методических указаниях по устойчивости энергосистем, утвержденных Приказом Минэнерго Российской Федерации от 03.08.2019 № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности

электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок»;

2. Правилах технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2019 № 937 [31];

3. Правилах устройства электроустановок [30];

4. Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных Приказом Минэнерго Российской Федерации от 19.06.2003 № 229 (с изменениями от 13.02.2020) [32].

Оценка сохранения устойчивости генерирующего оборудования электростанций после синхронизации приведена в таблице 23.

В качестве параметров ЭЭ при синхронизации до и после модернизации устройств автоматического повторного включения использовались параметры, приведенные в таблицах 13 и 21 соответственно.

Таблица 23 – Оценка сохранения устойчивости генерирующего оборудования электростанций после синхронизации

№	Наименование ЛЭП	Сохранение устойчивости генерирующего оборудования электростанций после синхронизации	
		До модернизации	После модернизации
1	2	3	4
1	ВЛ 220 кВ Л-201 (КВГЭС – Районная)	Не устойчиво	Устойчиво
2	ВЛ 220 кВ Л-202 (КВГЭС – Районная)	Не устойчиво	Устойчиво
3	ВЛ 220 кВ Л-231 (Районная – Городская)	Устойчиво	Устойчиво
4	ВЛ 220 кВ Л-232 (Районная – Городская)	Устойчиво	Устойчиво
5	ВЛ 220 кВ Л-221 (СВГЭС – Районная)	Не устойчиво	Устойчиво
6	ВЛ 220 кВ Л-222 (СВГЭС – Районная)	Не устойчиво	Устойчиво

1	2	3	4
7	ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар)	Не устойчиво	Устойчиво
8	ВЛ 220 кВ Л-247 (Городская – НПС-12)	Не устойчиво	Устойчиво
9	ВЛ 220 кВ Л-248 (Городская – НПС-12)	Не устойчиво	Устойчиво
10	ВЛ 220 кВ Л-246 (НПС-12 – НПС-13)	Не устойчиво	Устойчиво
11	ВЛ 220 кВ Л-245 (НПС-13 – Олекминск)	Не устойчиво	Устойчиво
12	ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар – Олекминск)	Не устойчиво	Устойчиво
13	ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	Устойчиво	Устойчиво
14	ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	Устойчиво	Устойчиво

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной магистерской диссертации были разработаны мероприятия по повышению уровня устойчивости и режимной надежности Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), а именно модернизация устройств синхронизации и оптимизация режимов работы устройств автоматического повторного включения.

В ходе выполнения работы были использованы и применены полученные в ходе обучения знания и навыки. Были изучены способы повышения устойчивости и режимной надежности, систематизирована информация о видах и режимах работы устройств автоматического повторного включения, проанализированные требования, предъявляемые к устройствам синхронизации.

Были рассчитаны допустимые параметры электроэнергетического режима при восстановлении синхронной параллельной работы генерирующего оборудования электростанций Западного района с ОЭС Востока после разделения электроэнергетической системы. Представлен вариант модернизации существующих устройств синхронизации с целью обеспечения синхронного включения ЛЭП с двухсторонним питанием.

Разработаны указания по выбору режимов работы устройств автоматического повторного включения на транзитных, тупиковых ЛЭП и ЛЭП, отходящих от электростанций.

Произведена оптимизация режимов работы устройств АПВ в Западном районе ЭЭС Республики Саха (Якутия). Рассчитана устойчивость генерирующего оборудования электростанций после синхронизации до и после предложенных мероприятий по повышению устойчивости.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2020-2024 годы. – Министерство жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия). – Якутск, 2020. – 210 с.;

2 ГОСТ Р 57114-2016 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения. – Введ. 01.03.17. – М.: Стандартиформ, 2016. – 19 с.;

3 Методические указания по устойчивости энергосистем. утв. Приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630;

4 Богорад, А.М., Назаров Ю.Г. Автоматическое повторное включение в энергосистемах. – М.: Энергия, 1969 – 180 с.;

5 Микропроцессорное устройство защиты линий 110-220 кВ «Сириус-3-ЛВ-03». Техническое описание и руководство по эксплуатации. – М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2007 – 45 с.;

6 Бобров, С.Е. Исследование алгоритма улавливания синхронизма в микропроцессорном устройстве «СИРИУС-3-ЛВ-03» для линий 110-220 кВ / С.Е. Бобров // Вестник ИГЭУ, 2015 – 35-40 с.;

7 Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учебник для электроэнергетических спец. вузов. – М.: Высш. шк., 1985.

8 Илюшин, В.С., Чумаков, А.В. О некоторых вопросах оценки устойчивости в предельных режимах электроэнергетических систем / В.С. Илюшин, А.В.Чумаков // Известия Тульского государственного университета. Технические науки, 2016 – 15-20 с.

9 Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электрических системах: Учеб пособие. – Новосибирск: НГТУ, М.: Мир: ООО «Издательство АСТ», 2003. – 283 с.

10 Попов, М. Г. Современные средства противоаварийного управления объединенными энергосистемами: дис. канд. техн. наук. Санкт-Петербургский политехнический университет, Санкт-Петербург, 2018.

11 Москвитин, И.А. Устойчивость электроэнергетической системы с регулируемой продольной компенсацией: дис. ... канд. техн. наук. Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина, Иваново, 2014;

12 Гуревич, Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. - М.: Энергоатомиздат, 1990.

13 Колесников, Д.Г. Единое управление электроэнергетической отраслью – условие устойчивой работы энергосистем и надежного электроснабжения потребителей / Д.Г. Колесников // Вестник Адыгейского государственного университета, 2018 – 65-69 с.

14 Веников В.А., Анисимова Н.Д., Долгинов А.И. Самовозбуждение и самораскачивание в электрических системах. - М.: Высш. шк., 1964.

15 Жданов П.С. Вопросы устойчивости энергетических систем / под ред. Л.А. Жукова. М.: Энергия, 1979. 456 с.

16 Варганова А.В. О методах оптимизации режимов работы электроэнергетических систем и сетей // Вестник ЮжноУральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2017. Т. 17. № 3. С. 76-85.

17 Малафеев А.В., Буланова О.В., Ротанова Ю.Н. Исследование динамической устойчивости систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями при отделении от энергосистемы в результате короткого замыкания // Вестник ЮжноУральского государственного университета. Серия: Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника. 2014. №17(117). С. 72-74.

18 Крючков, И.В. Определение управляющих воздействий для обеспечения устойчивости электроэнергетических систем в послеаварийных режимах: дис. ... канд. техн. наук. Московский энергетический институт, Москва, 1984.

19 Легкоконец, П.В. Разработка методов и алгоритмов расчёта статической устойчивости электроэнергетических систем с гибкими электропередачами: дис. ... канд. техн. наук. Московский энергетический институт, Москва, 2003.

20 Попов, М.Г. Развитие методов и программного обеспечения исследований динамических свойств электроэнергетических систем: дис. ... канд. техн. наук. СПбПУ, Санкт-Петербург, 2001.

21 Особенности автоматического повторного включения с контролем синхронизма [Электронный ресурс]. URL: <https://eenergy.media/2017/02/27/osobennosti-avtomaticheskogo-povtornogo-vklyucheniya-s-kontrolem-sinhronizma/> (дата обращения: 29.05.2020).

22 Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции: учебное пособие для высшего профессионального образования/ Ю.Д. Сибикин. – М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.

23 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. - М.: Высш. шк., 2012. - 256 с.

24 Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем: моногр. / В. И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский. - Новосибирск: Наука, 2002. - 344 с.

25 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. /Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

26 Паздерин А.В. Поиск ближайшего предельного режима электроэнергетической системы на основе обобщённого метода Ньютона / Паздерин А.В., Чусовитин П.В., Шабалин Г.С. // Электротехнические системы и комплексы, 2019 – 29-35 с.

27 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012– 376 с.

28 Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. - М.: Энергоатомиздат, 1984. - 200 с.

29 Системный оператор Единой энергетической системы [Электронный ресурс]. URL: <http://so-ups.ru/index.php?id=about> (дата обращения: 05.06.2020).

30 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

31 Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2019 № 937.

32 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утв. Приказом Минэнерго Российской Федерации от 19.06.2003 № 229 (с изменениями от 13.02.2020).

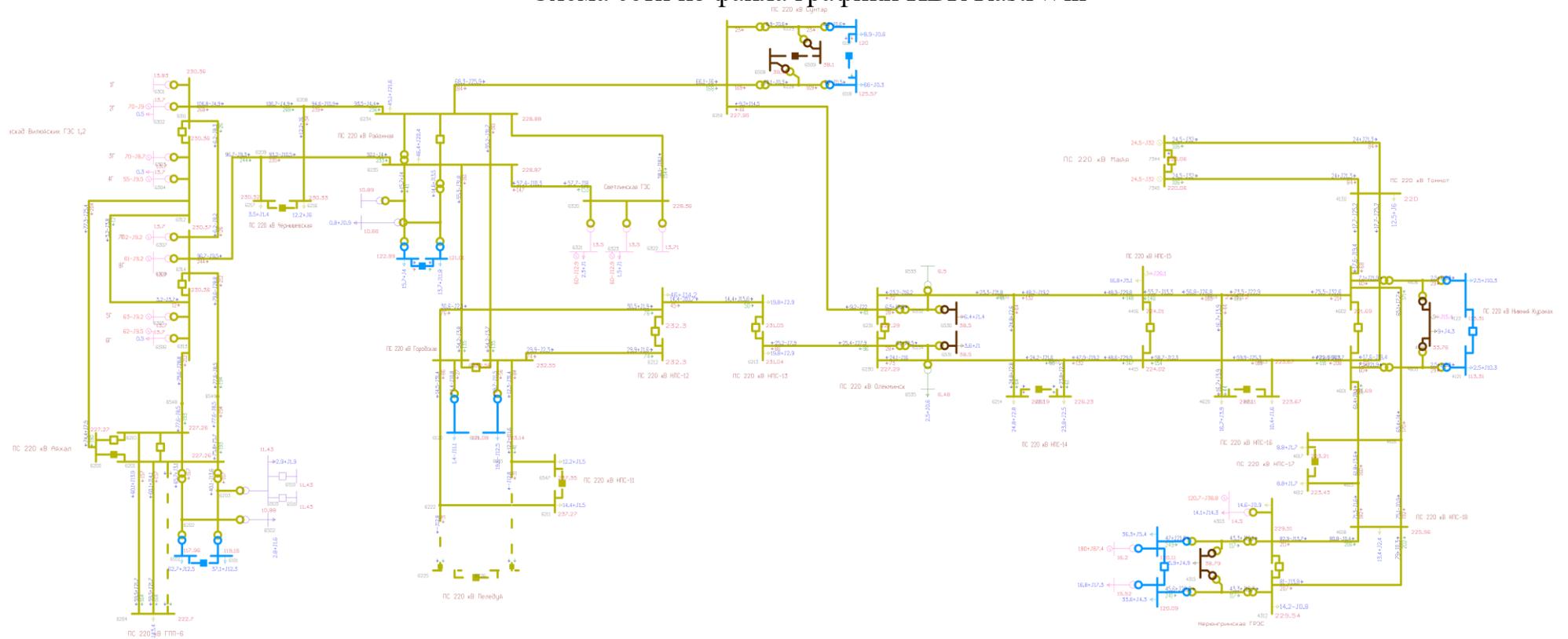
33 СТО 59012820-29.240.30.003-2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения - М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 132 с.

34 Как работают устройства АПВ [Электронный ресурс]. URL: <https://www.asutpp.ru/avtomaticheskoe-povtornoie-vklyuchenie.html> (дата обращения: 15.05.2020).

35 Защита и автоматика электрических сетей агропромышленных комплексов [Электронный ресурс]. URL: <https://leg.co.ua/knigi/rzia/zaschita-i-avtomatika-elektricheskikh-setey-agropromyshlennyh-kompleksov-15.html> (дата обращения: 20.05.2020).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Схема сети из файла графики ПВК RastrWin



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень нормативных возмущений для расчета переходных режимов

- Отключение ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202) при однофазном КЗ у шин Каскада Вилюйских ГЭС 1,2 с отказом выключателя со стороны Каскада Вилюйских ГЭС 1,2 и работой УРОВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202) при однофазном КЗ у шин Каскада Вилюйских ГЭС 1,2 с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Районная и работой УРОВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202) при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Районная с отказом выключателя со стороны Каскада Вилюйских ГЭС 1,2 и работой УРОВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202) при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Районная с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Районная и работой УРОВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203) при однофазном КЗ у шин Каскада Вилюйских ГЭС 1,2 с отказом выключателя со стороны Каскада Вилюйских ГЭС 1,2 и работой УРОВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203) при однофазном КЗ у шин Каскада Вилюйских ГЭС 1,2 с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Айхал и работой УРОВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203) при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Айхал с отказом выключателя со стороны Каскада Вилюйских ГЭС 1,2 и работой УРОВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203) при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Айхал с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Айхал и работой УРОВ;

- Отключение ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная (Л-222) при однофазном КЗ у шин Светлинской ГЭС с отказом выключателя со стороны Светлинской ГЭС и работой УРОВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная (Л-222) при однофазном КЗ у шин Светлинской ГЭС с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Районная и работой УРОВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная (Л-222) при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Районная с отказом выключателя со стороны Светлинской ГЭС и работой УРОВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная (Л-222) при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Районная с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Районная и работой УРОВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-241 основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Районная с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Районная;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-241 основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Районная с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Сунтар;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-241 основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Сунтар с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Сунтар;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-241 основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Сунтар с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Районная;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-242 основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Сунтар с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Сунтар;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-242 основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Сунтар с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Олекминск;

- Отключение ВЛ 220 кВ Л-242 основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Олекминск с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Олекминск;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-242 основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Олекминск с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Сунтар;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-231 (Л-232) основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Районная с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Районная;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-231 (Л-232) основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Районная с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Городская;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-231 (Л-232) основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Городская с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Городская;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-231 (Л-232) основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Городская с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Районная;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-247 (Л-248) основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Городская с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Городская;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-247 (Л-248) основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Городская с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ НПС-12;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-247 (Л-248) основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ НПС-12 с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ НПС-12;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-247 (Л-248) основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ НПС-12 с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Городская;

- Отключение ВЛ 220 кВ Л-246 основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ НПС-12 с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ НПС-12;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-246 основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ НПС-12 с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ НПС-13;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-246 основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ НПС-13 с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ НПС-13;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-246 основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ НПС-13 с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ НПС-12;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-245 основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ НПС-13 с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ НПС-13;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-245 основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ НПС-13 с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Олекминск;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-245 основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Олекминск с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Олекминск;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-245 основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Олекминск с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ НПС-13;
- Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1 (№2) с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243 (Л-244)) основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Олекминск с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Олекминск;
- Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1 (№2) с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243 (Л-244)) основной защитой при однофазном КЗ у

- шин ПС 220 кВ Олекминск с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ НПС-15;
- Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1 (№2) с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243 (Л-244)) основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ НПС-15 с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ НПС-15;
 - Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1 (№2) с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243 (Л-244)) основной защитой при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ НПС-15 с отказом выключателя со стороны ПС 220 кВ Олекминск;
 - Отключение ВЛ 220 кВ Л-201 (Л-202) основной защитой при трехфазном КЗ со стороны КВГЭС с неуспешным АПВ;
 - Отключение ВЛ 220 кВ Л-201 (Л-202) основной защитой при трехфазном КЗ со стороны ПС 220 кВ Районная с неуспешным АПВ;
 - Отключение ВЛ 220 кВ Л-221 (Л-222) основной защитой при трехфазном КЗ со стороны СГЭС с неуспешным АПВ;
 - Отключение ВЛ 220 кВ Л-221 (Л-222) основной защитой при трехфазном КЗ со стороны ПС 220 кВ Районная с неуспешным АПВ;
 - Отключение ВЛ 220 кВ Л-241 основной защитой при трехфазном КЗ со стороны ПС 220 кВ Районная с неуспешным АПВ;
 - Отключение ВЛ 220 кВ Л-241 основной защитой при трехфазном КЗ со стороны ПС 220 кВ Сунтар с неуспешным АПВ;
 - Отключение ВЛ 220 кВ Л-242 основной защитой при трехфазном КЗ со стороны ПС 220 кВ Сунтар с неуспешным АПВ;
 - Отключение ВЛ 220 кВ Л-242 основной защитой при трехфазном КЗ со стороны ПС 220 кВ Олекминск с неуспешным АПВ;
 - Отключение ВЛ 220 кВ Л-231 (Л-232) основной защитой при трехфазном КЗ со стороны ПС 220 кВ Районная с неуспешным АПВ;
 - Отключение ВЛ 220 кВ Л-231 (Л-232) основной защитой при трехфазном КЗ со стороны ПС 220 кВ Городская с неуспешным АПВ;

- Отключение ВЛ 220 кВ Л-247 (Л-248) основной защитой при трехфазном КЗ со стороны ПС 220 кВ Городская с неуспешным АПВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-247 (Л-248) основной защитой при трехфазном КЗ со стороны ПС 220 кВ НПС-12 с неуспешным АПВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-246 основной защитой при трехфазном КЗ со стороны ПС 220 кВ НПС-12 с неуспешным АПВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-246 основной защитой при трехфазном КЗ со стороны ПС 220 кВ НПС-13 с неуспешным АПВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-245 основной защитой при трехфазном КЗ со стороны ПС 220 кВ НПС-12 с неуспешным АПВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-245 основной защитой при трехфазном КЗ со стороны ПС 220 кВ Олекминск с неуспешным АПВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1 (№2) с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243 (Л-244)) основной защитой при трехфазном КЗ у шин ПС 220 кВ Олекминск с неуспешным АПВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1 (№2) с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243 (Л-244)) основной защитой при трехфазном КЗ у шин ПС 220 кВ НПС-15 с неуспешным АПВ;
- Отключение 1СШ-220 (2СШ-220) ПС 220 кВ Районная при однофазном КЗ на системе (секции) шин;
- Отключение 1СШ-220 Каскада Вилюйских ГЭС 1,2 при выводе основных защит шин при однофазном КЗ на системе (секции) шин;
- Отключение 1С 220 Светлинской ГЭС при выводе основных защит шин при однофазном КЗ на системе (секции) шин;
- Отключение 1СШ-220 ПС 220 кВ Айхал при однофазном КЗ на системе (секции) шин. (с учетом сброса нагрузки и двумя линиями);
- Отключение 1СШ-220 (2СШ-220) ПС 220 кВ Городская при однофазном КЗ на системе (секции) шин;
- Отключение 1СШ-220 (2СШ-220) ПС 220 кВ Сунтар при однофазном КЗ на системе (секции) шин;

- Отключение 1СШ-220 (2СШ-220) ПС 220 кВ Олекминск при однофазном КЗ на системе (секции) шин;
- Отключение 1СШ-220 (2СШ-220) ПС 220 кВ НПС-12 при однофазном КЗ на системе (секции) шин;
- Отключение 1СШ-220 (2СШ-220) ПС 220 кВ НПС-13 при однофазном КЗ на системе (секции) шин;
- Отключение 1СШ-220 (2СШ-220) ПС 220 кВ НПС-15 при однофазном КЗ на системе (секции) шин;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-203, Л-204 (КВГЭС - Айхал) основными защитами при однофазном КЗ у шин Каскада Вилюйских ГЭС 1,2 с неуспешным АПВ (с учетом сброса нагрузки);
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-247, Л-248 (Городская - НПС-12) основными защитами при однофазном КЗ у шин Городская с неуспешным АПВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-247, Л-248 (Городская - НПС-12) основными защитами при однофазном КЗ у шин НПС-12 с неуспешным АПВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-221, Л-222 (Светлинская ГЭС - Районная) основными защитами при однофазном КЗ у шин ПС 220 кВ Районная с неуспешным АПВ;
- Отключение ВЛ 220 кВ Л-221, Л-222 (Светлинская ГЭС - Районная) основными защитами при однофазном КЗ у шин Светлинской ГЭС с неуспешным АПВ.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Перечень устройств АПВ и синхронизации на ЛЭП

Диспетчерское наименование ЛЭП	Энергообъект	Элементная база устройства АПВ	Тип устройства (для электромеханических устройств не заполнять)	Возможные режимы АПВ (с учетом действующей схемы синхронизации)	Возможность ручного включения с контролем (улавливанием) синхронизма	Наличие колонки синхронизации	Диапазон уставок по углу включения, град	Диапазон уставок по разности частот, Гц	Диапазон уставок по разности напряжений, кВ
ВЛ 220 кВ КВГЭС - Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201)	Каскад Виллойских ГЭС 1,2	МП	REL511	Слепое; КС	Есть через колонку	есть	5 – 75	0,05 – 0,3	11,0-110
	ПС 220 кВ Районная	МП	REL670	КС (УС); КОНЛ+КННШ или КС(УС); КОНШ+КННЛ или КС(УС); КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС(УС).	есть	нет	5 – 90	0,003-1,0	4,4-110
ВЛ 220 кВ КВГЭС - Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202)	Каскад Виллойских ГЭС 1,2	МП	REL511	Слепое; КС	Есть через колонку	есть	5 – 75	0,05 – 0,3	11,0-110
	ПС 220 кВ Районная	МП	REL670	КС (УС); КОНЛ+КННШ или КС(УС); КОНШ+КННЛ или КС(УС); КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС(УС).	есть	нет	5 – 90	0,003-1,0	4,4-110
ВЛ 220 кВ КВГЭС - Айхал (Л-203)	Каскад Виллойских ГЭС 1,2	ЭМ	-	Слепое; КС; КННШ; КОНЛ	нет	нет	20-40	-	-
	ПС 220 кВ Айхал	МП	Сириус-3-ЛВ-03	Слепое	нет	нет	-	-	-

Диспетчерское наименование ЛЭП	Энергообъект	Элементная база устройства АПВ	Тип устройства (для электромеханических устройств не заполнять)	Возможные режимы АПВ (с учетом действующей схемы синхронизации)	Возможность ручного включения с контролем (улавливанием) синхронизма	Наличие колонки синхронизации	Диапазон уставок по углу включения, град	Диапазон уставок по разности частот, Гц	Диапазон уставок по разности напряжений, кВ
ВЛ 220 кВ КВГЭС - Айхал (Л-204)	Каскад Виллойских ГЭС 1,2	ЭМ	-	Слепое; КС; КННШ; КОНЛ;	нет	нет	20-40	-	-
	ПС 220 кВ Айхал	МП	Сириус-3-ЛВ-03	Слепое	нет	нет	-	-	-
ВЛ 220 кВ Айхал - ГПП-6 (Л-205)	ПС 220 кВ Айхал	ЭМ	-	Слепое	нет	нет	-	-	-
	ПС 220 кВ ГПП-6	ЭМ	-	Слепое	нет	нет	-	-	-
ВЛ 220 кВ Айхал - ГПП-6 (Л-206)	ПС 220 кВ Айхал	ЭМ	-	Слепое	нет	нет	-	-	-
	ПС 220 кВ ГПП-6	ЭМ	-	Слепое	нет	нет	-	-	-
ВЛ 220 кВ Айхал - ГПП-6 (Л-207)	ПС 220 кВ Айхал	ЭМ	-	Слепое	нет	нет	-	-	-
	ПС 220 кВ ГПП-6	ЭМ	-	Слепое	нет	нет	-	-	-
ВЛ 220 кВ КВГЭС - Айхал (Л-208)	Каскад Виллойских ГЭС 1,2	ЭМ	-	Слепое; КС; КННШ; КОНЛ;	нет	нет	20-40	-	-
	ПС 220 кВ Айхал	ЭМ	-	Слепое; КННШ	нет	нет	-	-	-
ВЛ 220 кВ Л-211 (Районная – Мирный)	ПС 220 кВ Районная	МП	REL670 (v2.1)	КС (УС); КОНЛ+КННШ или КС(УС); КОНШ+КННЛ или КС(УС); КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС(УС).	есть	нет	5 – 90	0,003-1,0	4,4-110

Диспетчерское наименование ЛЭП	Энергообъект	Элементная база устройства АПВ	Тип устройства (для электромеханических устройств не заполнять)	Возможные режимы АПВ (с учетом действующей схемы синхронизации)	Возможность ручного включения с контролем (улавливанием) синхронизма	Наличие колонки синхронизации	Диапазон уставок по углу включения, град	Диапазон уставок по разности частот, Гц	Диапазон уставок по разности напряжений, кВ
	ПС 220 кВ Мирный	ЭМ	-	Слепое	нет	нет	-	-	-
ВЛ 220 кВ Л-212 (Районная – Мирный)	ПС 220 кВ Районная	МП	REL511	КС; КОНЛ+КННШ или КС; КОНШ+КННЛ или КС; КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС.	есть	нет	5 – 75	0,05 – 0,3	11,0-110
	ПС 220 кВ Мирный	ЭМ	-	Слепое	нет	нет	-	-	-
ВЛ 220 кВ Л-221 (СВГЭС – Районная)	Светлинская ГЭС	МП	БЭ2704v016	КС; КОНЛ+КННШ или КС; КОНШ+КННЛ или КС; КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС.	есть	есть	5-85	0,05-0,4	11,0-110
	ПС 220 кВ Районная	МП	REL511	КС; КОНЛ+КННШ или КС; КОНШ+КННЛ или КС; КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС.	есть	нет	5 – 75	0,05 – 0,3	11,0-110
ВЛ 220 кВ Л-222 (СВГЭС – Районная)	Светлинская ГЭС	МП	БЭ2704v016	КС; КОНЛ+КННШ или КС; КОНШ+КННЛ или КС;	есть	есть	5-85	0,05-0,4	11,0-110

Диспетчерское наименование ЛЭП	Энергообъект	Элементная база устройства АПВ	Тип устройства (для электромеханических устройств не заполнять)	Возможные режимы АПВ (с учетом действующей схемы синхронизации)	Возможность ручного включения с контролем (улавливанием) синхронизма	Наличие колонки синхронизации	Диапазон уставок по углу включения, град	Диапазон уставок по разности частот, Гц	Диапазон уставок по разности напряжений, кВ
				КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС.					
	ПС 220 кВ Районная	МП	REL511	КС; КОНЛ+КННШ или КС; КОНШ+КННЛ или КС; КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС.	есть	нет	5 – 75	0,05 – 0,3	11,0-110
ВЛ 220 кВ Л-231 (Районная – Городская)	ПС 220 кВ Районная	МП	REL670	КС (УС); КОНЛ+КННШ или КС (УС); КОНШ+КННЛ или КС (УС); КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС (УС).	есть	нет	5 – 90	0,003-1,0	4,4-110
	ПС 220 кВ Городская	МП	БЭ2704v011	КС; КОНЛ+КННШ или КС; КОНШ+КННЛ или КС; КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС.	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110
ВЛ 220 кВ Л-232 (Районная – Городская)	ПС 220 кВ Районная	МП	REL670	КС (УС); КОНЛ+КННШ или КС (УС); КОНШ+КННЛ или КС (УС); КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС (УС).	есть	нет	5 – 90	0,003-1,0	4,4-110

Диспетчерское наименование ЛЭП	Энергообъект	Элементная база устройства АПВ	Тип устройства (для электромеханических устройств не заполнять)	Возможные режимы АПВ (с учетом действующей схемы синхронизации)	Возможность ручного включения с контролем (улавливанием) синхронизма	Наличие колонки синхронизации	Диапазон уставок по углу включения, град	Диапазон уставок по разности частот, Гц	Диапазон уставок по разности напряжений, кВ
	ПС 220 кВ Городская	МП	БЭ2704v011	КС; КОНЛ+КННШ или КС; КОНШ+КННЛ или КС; КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС.	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110
ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №2 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-233)	ПС 220 кВ Городская	МП	БЭ2704v011	КС; КОНЛ+КННШ или КС; КОНШ+КННЛ или КС; КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС.	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110
	ПС 220 кВ Пеледуй	МП	БЭ2704v019	КС; КОНЛ+КННШ или КС; КОНШ+КННЛ или КС; КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС.	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110
ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №1 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-234)	ПС 220 кВ Городская	МП	БЭ2704v011	КС; КОНЛ+КННШ или КС; КОНШ+КННЛ или КС; КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС.	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110
	ПС 220 кВ Пеледуй	МП	БЭ2704v019	КС; КОНЛ+КННШ или КС;	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110

Диспетчерское наименование ЛЭП	Энергообъект	Элементная база устройства АПВ	Тип устройства (для электромеханических устройств не заполнять)	Возможные режимы АПВ (с учетом действующей схемы синхронизации)	Возможность ручного включения с контролем (улавливанием) синхронизма	Наличие колонки синхронизации	Диапазон уставок по углу включения, град	Диапазон уставок по разности частот, Гц	Диапазон уставок по разности напряжений, кВ
				КОНШ+КННЛ или КС; КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС.					
ВЛ 220 кВ Районная - Сунтар (Л-241)	ПС 220 кВ Районная	МП	REL511	КС; КОНЛ+КННШ или КС; КОНШ+КННЛ или КС; КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС.	есть	нет	5 – 75	0,05 – 0,3	11,0-110
	ПС 220 кВ Сунтар	МП	БЭ2704v011	Слепое;	нет	нет	-	-	-
ВЛ 220 кВ Сунтар - Олёкминск (Л-242)	ПС 220 кВ Сунтар	МП	БЭ2704v011	Слепое;	нет	нет	-	-	-
	ПС 220 кВ Олёкминск	МП	БЭ2704v012	КС; КОНЛ+КННШ или КС; КОНШ+КННЛ или КС; КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС.	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110
ВЛ 220 кВ Олёкминск - НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	ПС 220 кВ Олёкминск	МП	БЭ2704v012	КС (УС); КОНЛ+КННШ или КС (УС); КОНШ+КННЛ или КС (УС); КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС (УС)..	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110

Диспетчерское наименование ЛЭП	Энергообъект	Элементная база устройства АПВ	Тип устройства (для электромеханических устройств не заполнять)	Возможные режимы АПВ (с учетом действующей схемы синхронизации)	Возможность ручного включения с контролем (улавливанием) синхронизма	Наличие колонки синхронизации	Диапазон уставок по углу включения, град	Диапазон уставок по разности частот, Гц	Диапазон уставок по разности напряжений, кВ
	ПС 220 кВ НПС-15	МП	6MD664	Слепое; КС (УС); КОНЛ+КННШ или КС (УС); КОНШ+КННЛ или КС (УС); КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС (УС).	есть	нет	2-90	0-2	11,0-110
ВЛ 220 кВ Олёкминск - НПС-15 №2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-244)	ПС 220 кВ Олёкминск	МП	БЭ2704v012	КС (УС); КОНЛ+КННШ или КС (УС); КОНШ+КННЛ или КС (УС); КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС (УС)..	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110
	ПС 220 кВ НПС-15	МП	6MD664	Слепое; КС (УС); КОНЛ+КННШ или КС (УС); КОНШ+КННЛ или КС (УС); КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС (УС).	есть	нет	2-90	0-2	11,0-110
ВЛ 220 кВ Олёкминск - НПС-13 (Л-245)	ПС 220 кВ Олёкминск	МП	БЭ2704v012	КС; КОНЛ+КННШ или КС; КОНШ+КННЛ или КС; КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС.	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110

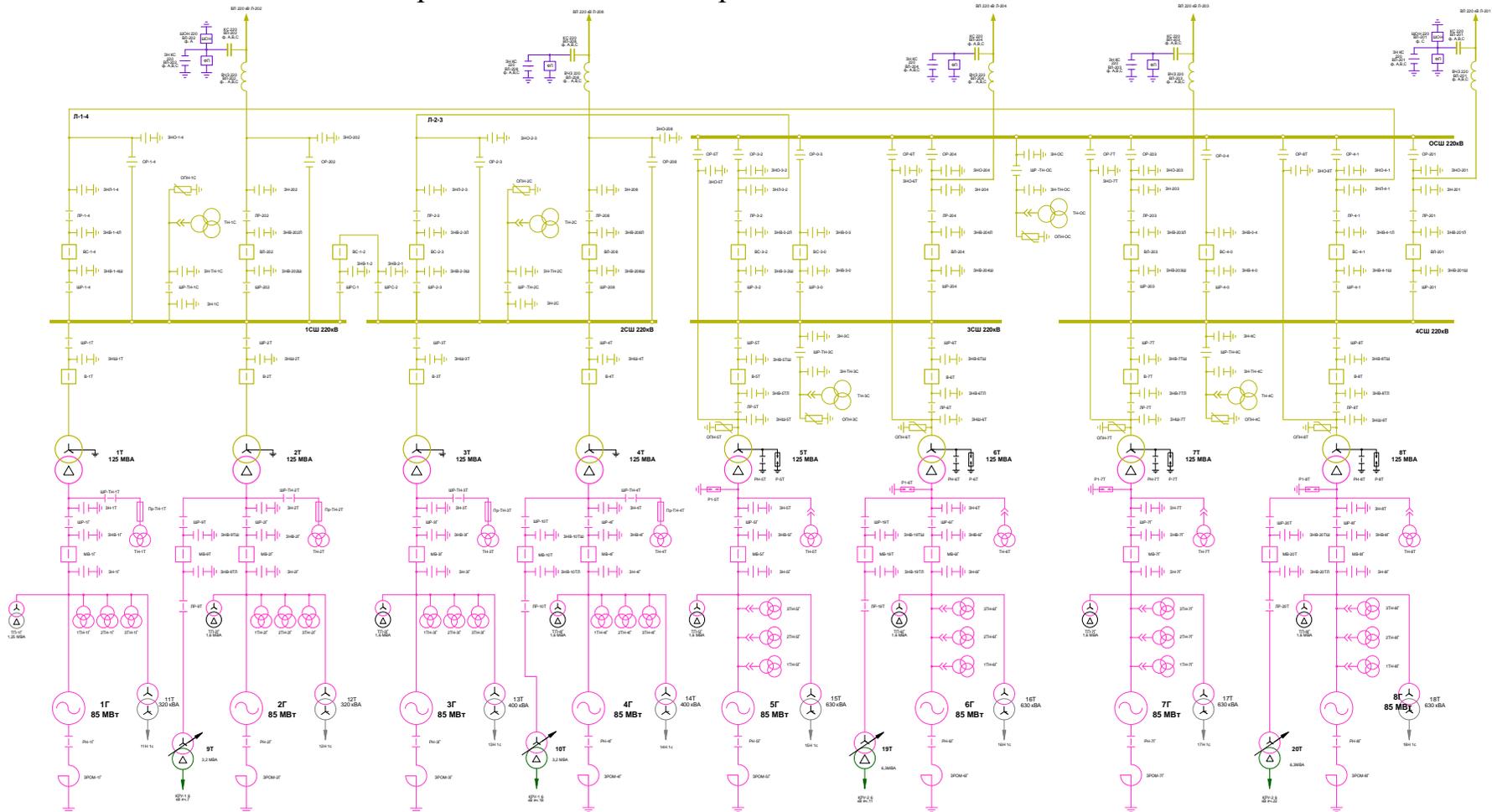
Диспетчерское наименование ЛЭП	Энергообъект	Элементная база устройства АПВ	Тип устройства (для электромеханических устройств не заполнять)	Возможные режимы АПВ (с учетом действующей схемы синхронизации)	Возможность ручного включения с контролем (улавливанием) синхронизма	Наличие колонки синхронизации	Диапазон уставок по углу включения, град	Диапазон уставок по разности частот, Гц	Диапазон уставок по разности напряжений, кВ
	ПС 220 кВ НПС-13	МП	БЭ2704v015 (СВ-220)	КС(УС); КННШ 1С+КОНШ 2С или КС(УС); КННШ 2С+КОНШ 1С или КС(УС); КННШ 1С+КОНШ 2С или КННШ 2С+КОНШ 1С или КС(УС).	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110
		МП	БЭ2704v019 (В-220-1Т)	КС(УС); КННШ 1С+КОНШ 2С или КС(УС); КННШ 2С + КОНШ 1С или КС(УС); КННШ 1С+КОНШ 1С или КННШ 1С + КОНШ 2С или КС(УС).	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110
ВЛ 220 кВ НПС-12 - НПС-13 (Л-246)	ПС 220 кВ НПС-13	МП	БЭ2704v015 (СВ-220)	КС(УС); КННШ 1С+КОНШ 2С или КС(УС); КННШ 2С+КОНШ 1С или КС(УС); КННШ 1С+КОНШ 2С или КННШ 2С+КОНШ 1С или КС(УС).	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110
		МП	БЭ2704v019 (В-220-2Т)	КС(УС); КННШ 2С+КОНШ 1С или КС(УС);	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110

Диспетчерское наименование ЛЭП	Энергообъект	Элементная база устройства АПВ	Тип устройства (для электромеханических устройств не заполнять)	Возможные режимы АПВ (с учетом действующей схемы синхронизации)	Возможность ручного включения с контролем (улавливанием) синхронизма	Наличие колонки синхронизации	Диапазон уставок по углу включения, град	Диапазон уставок по разности частот, Гц	Диапазон уставок по разности напряжений, кВ
				КННШ 1С+КОНШ 2С или КС(УС); КННШ 2С+КОНШ 1С или КННШ 1С + КОНШ 2С или КС(УС).					
	ПС 220 кВ НПС-12	МП	БЭ2704v011	КС; КОНЛ+КННШ или КС; КОНШ+КННЛ или КС; КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС.	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110
ВЛ 220 кВ Городская - НПС-12 (Л-247)	ПС 220 кВ Городская	МП	БЭ2704v011	КС(УС); КОНЛ+КННШ или КС(УС); КОНШ+КННЛ или КС(УС); КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС(УС).	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110
	ПС 220 кВ НПС-12	МП	БЭ2704v011	КС; КОНЛ+КННШ или КС; КОНШ+КННЛ или КС; КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС.	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110
	ПС 220 кВ Городская	МП	БЭ2704v011	КС(УС); КОНЛ+КННШ или КС(УС);	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110

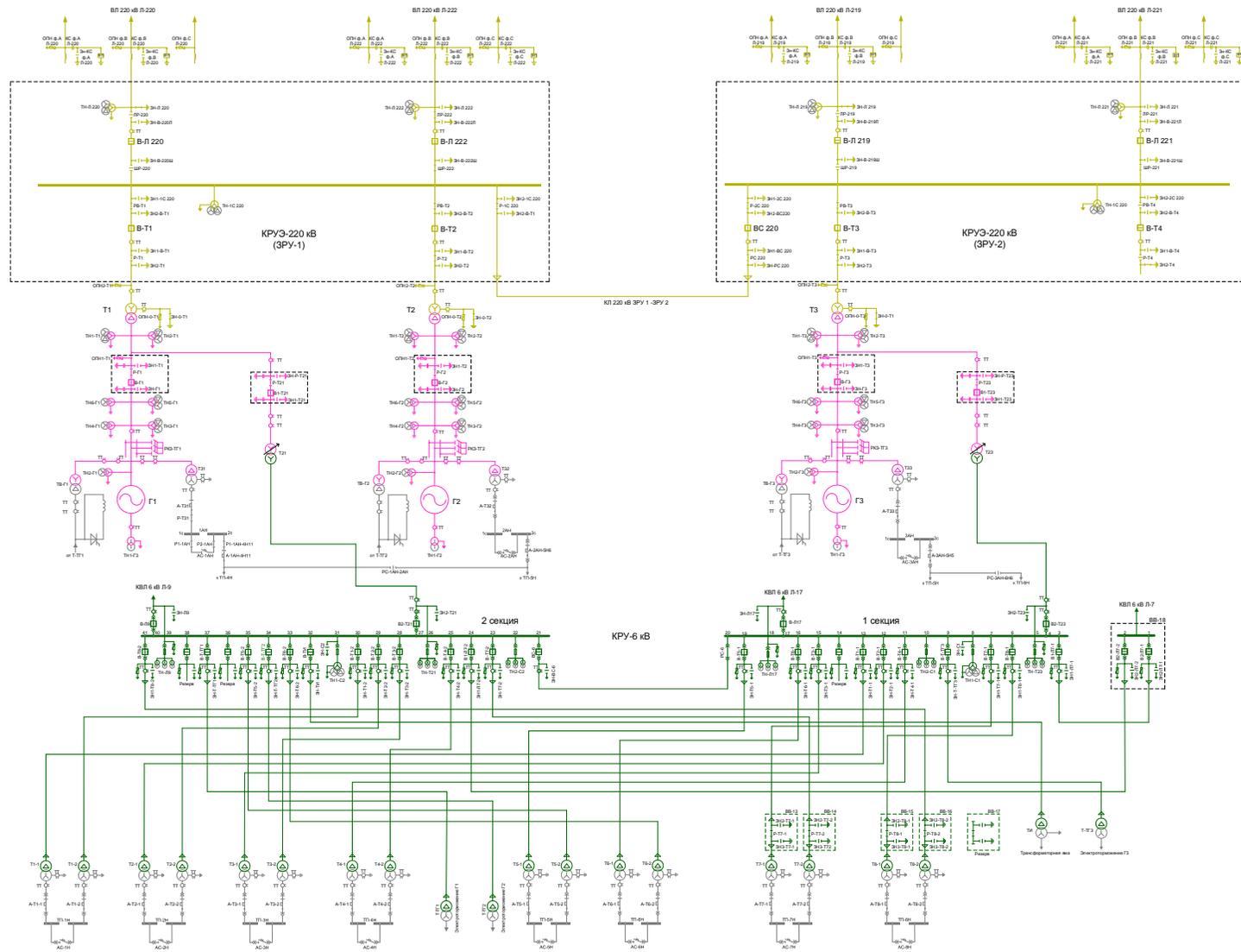
Диспетчерское наименование ЛЭП	Энергообъект	Элементная база устройства АПВ	Тип устройства (для электромеханических устройств не заполнять)	Возможные режимы АПВ (с учетом действующей схемы синхронизации)	Возможность ручного включения с контролем (улавливанием) синхронизма	Наличие колонки синхронизации	Диапазон уставок по углу включения, град	Диапазон уставок по разности частот, Гц	Диапазон уставок по разности напряжений, кВ
ВЛ 220 кВ Городская - НПС-12 (Л-248)				КОНШ+КННЛ или КС(УС); КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС(УС).					
	ПС 220 кВ НПС-12	МП	БЭ2704v011	КС; КОНЛ+КННШ или КС; КОНШ+КННЛ или КС; КОНШ+КННЛ или КОНЛ+КННШ или КС.	есть	нет	5-85	0,05-0,4	11,0-110

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Нормальные схемы электрических соединений станций



Нормальная схема электрических соединений ОРУ 220 кВ Каскада Вилуйских ГЭС 1,2



Нормальная схема электрических соединений ОРУ 220 кВ Светлинской ГЭС