

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Институт энергетики  
Высшая школа высоковольтной энергетики

Работа допущена к защите

Директор ВШВЭ

\_\_\_\_\_ В.О. Белько

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

## **НАУЧНЫЙ ДОКЛАД**

# **РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ И ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ОБЪЕДИНЁННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические  
системы

Выполнил аспирант  
гр. 3261301/70601

\_\_\_\_\_ Д.Е. Петрушин

Руководитель  
профессор, д-р техн. наук

\_\_\_\_\_ М.Г. Попов

Санкт-Петербург

2021 г.

## СОДЕРЖАНИЕ

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ .....	4
Актуальность темы исследования и степень её разработанности .....	4
Цели и задачи исследования.....	5
Научная новизна работы.....	5
Теоретическая значимость работы .....	5
Практическая значимость работы.....	6
Внедрение результатов .....	6
Методология и методы диссертационного исследования .....	6
Основные положения, выносимые на защиту .....	7
Степень достоверности полученных результатов.....	7
Публикации и апробация результатов.....	7
Личный вклад автора в получении результатов диссертационной работы.....	10
Структура научного доклада .....	10
ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ .....	11
В первой главе .....	11
Краткая характеристика исследуемых энергосистем .....	11
Исследование характерного состава генераторов .....	12
Анализ фактов срабатывания устройств противоаварийной автоматики .....	13
Понятие аналитических сигналов .....	14
Выводы по первой главе .....	16
Во второй главе.....	17
Подготовка математической модели .....	17
Математическое моделирование нагрузки .....	18
Модель контролируемых сигналов.....	19
Выводы по второй главе .....	21
В третьей главе .....	22
Анализ осциллограмм аварийных процессов .....	22
Идентификация эквивалентных электромагнитных и электромеханических параметров в нестационарных режимах .....	25
Идентификация ограничивающего критерия в подсистеме КПОС.....	25
Система мониторинга запасов устойчивости .....	26
Выводы по третьей главе .....	27
В четвёртой главе .....	28

Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО) .....	28
Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) .....	33
Автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ) .....	35
Автоматика ограничения снижения и повышения напряжения (АОСН и АОПН) .....	36
Совершенствование алгоритмов автоматического регулирования частоты и мощности в энергосистемах .....	37
Выводы по четвёртой главе .....	37
В пятой главе .....	38
Предложения по увеличению допустимых токовых нагрузок ЛЭП и ЭЛТ .....	38
Замыкание нормально разомкнутых транзитов .....	41
Минимизация состава отключаемого оборудования в ремонтных схемах .....	45
Оптимизация режимов работы силовых автотрансформаторов .....	45
Исключение из контроля сечения «Сумма по сечениям Кола – Карелия и Онда – Кондопога» при управлении режимом энергосистемы Республики Карелия .....	56
Устранение выявленных в ходе исследования рисков выхода режима из допустимой области .....	57
Выводы по пятой главе .....	57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	58
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	59

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования и степень её разработанности

По мере изменения баланса электроэнергии в энергосистемах ЕЭС России, в условиях ограниченных объёмов сетевого строительства является актуальной задача наиболее полного использования пропускной способности существующих электропередач. Для повышения коэффициента использования электропередач необходимо обеспечить точность и сократить время расчёта предельных перетоков активной мощности по различным критериям на этапе планирования и при оперативном управлении режимом, в частности – по критерию динамической устойчивости. Разработка экспресс-алгоритмов определения предела динамической устойчивости, основанных на новых критериях, позволит обеспечить оптимальность настройки режимной и противоаварийной автоматики, минимизировать объёмы управляющих воздействий.

При укрупнении энергосистемы возникла острая необходимость в изучении вопросов устойчивой параллельной работы синхронных генераторов, расчётов динамической устойчивости при переходных процессах. Актуальность задачи обуславливалась нежелательными последствиями выхода генераторов из синхронизма при коротких замыканиях в сети. Этими вопросами активно занимались советские учёные – Н. Н. Боголюбов, А. А. Горев, П. С. Жданов, С. А. Лебедев, Л. Р. Нейман и др. Вопрос был особенно актуален в связи со значительным ростом потребления и развитием Единой энергетической системы СССР. Решались сложнейшие вопросы теории передачи электроэнергии на большие расстояния. В связи со строительством крупных электростанций в послевоенное время к работам подключались ведущие учёные страны – Г. М. Кржижановский, М. П. Костенко, В. И. Попков, Д. А. Завалишин.

В настоящее время политехники продолжают научные исследования в самых разных областях электротехники. Исследуются вопросы анализа устойчивости энергосистем, повышения эффективности средств релейной защиты и автоматики, моделирования элементов и оборудования энергосистем (В.К. Ванин, М.Г. Попов). Развиваются математические модели в области электромашиностроения (проф. В.В. Попов), известны работы в области электрофизики и высоковольтной импульсной техники (проф. Г.А. Шнеерсон), работы в области повышения надёжности систем электроснабжения АЭС (проф. Ю.Б. Гук, А.К. Черновец) [29].

Однако в ряде случаев недостатки функционирования энергосистем связываются с некорректной реализацией и параметрами настройки устройств противоаварийной автоматики и некорректным моделированием элементов энергосистем.

#### Цели и задачи исследования

**Целью** научной работы является выработка новых критериев и разработка методики оценки динамической устойчивости энергосистем, позволяющую решать задачу поиска устойчивых режимов энергосистемы в условиях ограниченной вычислительной мощности и высоким требованиям к скорости расчёта.

Выработать предложения по совершенствованию устройств противоаварийной и режимной автоматики энергосистем.

Для достижения целей были поставлены и решены следующие **задачи**:

1. Разработаны алгоритмы с возможностью реализации методики в комплексах противоаварийной автоматики.
2. Разработаны методы выбора параметров настройки противоаварийной автоматики объединённых энергосистем.
3. Выработаны предложения по совершенствованию информационно-управляющих систем (ИУС) в электроэнергетике.
4. Решены частные задачи математического моделирования элементов энергосистем.
5. Сформированы предложения по совершенствованию нормативной документации в отрасли.

#### Научная новизна работы

Обеспечена возможность анализа электрических сигналов тока и напряжения с использованием аналитических сигналов

Сформированы предложения по совершенствованию принципов настройки устройств противоаварийной автоматики.

Выявлены закономерности при определении границы области устойчивости во взаимосвязанных контролируемых сечениях.

#### Теоретическая значимость работы

Создано математическое описание аналитических сигналов токов и напряжений. Использование аналитических сигналов при применении в измерительной части устройств РЗА позволит в конечном итоге в режиме реального времени определять область устойчивых режимов.

Сформулированы предложения по алгоритмам расчёта и выбора параметров настройки противоаварийной автоматики.

### **Практическая значимость работы**

Представлены рекомендации по дальнейшему проведению натуральных испытаний в энергосистемах, направленных на актуализацию статических характеристик нагрузки по напряжению.

Предложены изменения в нормативную документацию по перспективному развитию энергосистем и требованиям к устройствам противоаварийной автоматики.

Разработан численный алгоритм выявления определяющего ограничения в подсистеме контроля перетоков и ограничений в сечениях.

Скорректированы алгоритмы работы действующих устройств противоаварийной автоматики.

### **Внедрение результатов**

Предложенные организационные и технические мероприятия по повышению пропускной способности сети приняты Карельским филиалом ПАО «Россети Северо-Запад», Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС, Филиалом «Карельский» ПАО «ТГК-1», АО «Кондопожский ЦБК», ООО «ЕвроСибЭнерго – тепловая энергия» и Филиалом ОАО «РЖД» «Трансэнерго» «Октябрьская дирекция по энергообеспечению» и используются при управлении режимом в РДУ ОЗ ОДУ Северо-Запада.

Скорректированы параметры настройки устройств противоаварийной автоматики на объектах Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС, Карельского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», Филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1», АО «Кондопожский ЦБК», АО «АЭМ-технологии» «Петрозаводскмаш», дирекций электроснабжению ОАО «РЖД».

Введён ряд контролируемых сечений в РДУ ОЗ Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада.

### **Методология и методы диссертационного исследования**

При реализации проекта проводилась систематизация знаний, обзор нормативных документов, математические методы исследования.

При проведении теоретических исследований использовались положения теории фильтрации сигналов, анализ и синтез цепей, методы теории электромеханических переходных процессов и устойчивости энергосистем. Использовались программы для просмотра и анализа осциллограмм аварийных режимов (ПАРМА, Waves).

При проведении экспериментальной части основным элементом явилось математическое моделирование установившихся режимов, статической и динамической

устойчивости. В качестве инструмента расчётов применялись программные комплексы «RastrWin3», «RUSTab», «Eurostag», «Matlab Simulink». В работе также использовались результаты расчётов ПАК «Система мониторинга запасов устойчивости».

Физические экспериментальные исследования проводились на действующих энергообъектах по разработанным и согласованным программам испытаний: автоматическое ограничение перетока в контролируемых сечениях и автоматическое ограничение токовой перегрузки уровня Карельского РДУ в АРЧМ ОЭС Северо-Запада, исследования статических характеристик нагрузки по напряжению АО «Карельский окатыш»

### **Основные положения, выносимые на защиту**

Использование аналитических сигналов тока и напряжения делает методически верным использование дифференциального и интегрального исчисления во временной области с целью анализа фактического состояния энергосистемы.

Смежные контролируемые сечения могут оказывать взаимное ограничивающее влияние на область устойчивости, требующее корректного учёта при планировании и управлении режимом.

Требуется модификация принятых подходов по ряду параметров настройки устройств противоаварийной автоматики.

### **Степень достоверности полученных результатов**

Достоверность результатов исследования области устойчивости подтверждается в совпадении результатов расчётных экспериментов с использованием нескольких различных программных комплексов, а также корреляции с архивными нормальными и аварийными режимов работы энергосистемы.

Теоретические результаты получены с использованием известных методов математического анализа.

### **Публикации и апробация результатов**

Опубликовано 30 работ, в том числе 3 статьи в изданиях, входящих в список рекомендуемых из перечня ВАК РФ. В наукометрических индексируемых базах РИНЦ размещено 14 публикаций, SCOPUS (WoS) – 8 Наиболее значимые (по мнению автора) публикации приведены в списке литературы.

Результаты диссертационной работы регулярно докладывались и обсуждались. За время обучения принял участие в более чем 40 мероприятиях по энергетической тематике.

Полный список конференций и докладов автора приведён в диссертации. В связи с ограничением по объёму автореферата ниже приведены наиболее значимые (по мнению автора).

#### **2017 год**

1. III место в конференции и публикация статьи: Петрушин Д. Е. Контроль сечения «Сумма по сечениям Кола – Карелия и Онда – Кондопога» при управлении режимом энергосистемы Республики Карелия. Самара: Самар. гос. техн. ун-т.

#### **2018 год**

2. Научное руководство бакалавром IV курса Вершининым В.С. Выпускная квалификационная работа: «Исследование путей повышения надежности электроснабжения потребителей энергорайона Западной Карелии», II место в номинации «Электрические системы и сети», XIV Конкурса дипломных работ ПАО ТГК-1, 26.07.2018, финалист конкурса ПАО «Россети» лучших выпускных квалификационных работ среди бакалавров. Диплом.

3. I место в составе команды в Научно-практическом молодёжном форуме «Системная энергия», 17.09.2018-21.09.2018. Диплом.

4. Победитель прогноза технологического развития ТЭК России в контексте мировых трендов до 2030 года. В составе команды «Оператор будущего». АО «Системный оператор Единой энергетической системы». 2018 г, Москва. Диплом победителя.

#### **2019 год**

5. Участие в конференции. «2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineers (2019 ELConRus)». Доклад на тему: «Increasing the Emergency Control Systems Efficiency in Kola's and Karelia's Power Systems». 28.01.2019 – 31.01.2019. Saint Petersburg, Russia. Сертификат.

#### **2020 год**

6. Участие в конференции и публикация статьи в сборнике трудов: 2020 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineers (2020 ELConRus). Доклад на тему: «Analytical Signals Using for the Power Systems Non-Stationary Modes Analysis». 27.01.2020 – 29.01.2020. Saint Petersburg, Russia. Сертификат.

7. III место в XI международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи – 2020» с докладом теме: «Нормативно-правовые основы и особенности функционирования объектов распределённой генерации в России». 14.09.2020 – 18.09.2020. Ставрополь.

8. I место в II Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы энергетического комплекса: добыча, производство, передача, переработка и защита окружающей среды». 10.11.2020. Москва. Диплом.

9. 1 место в Молодёжном глобальном прогнозе развития энергетики (капитан команды «Системная энергия» [АО «СО ЕЭС»]) с темой «Тренд времени – распределённая генерация: как он реализуется в России, и как влияет на отрасль». 15.03.2020 – 16.10.2020. Москва. Диплом

10. Научное руководство тремя студентами на 72-й научной конференции обучающихся и молодых ученых ПетрГУ. 1, 2 и 3 место в секции электроэнергетики. По результатам направлены на публикацию две статьи в сборник материалов: Современное состояние и развитие малой гидроэнергетики в Карелии; Вопросы развития распределённой генерации в России. 24.11.2020. Программа.

11. Избрание Молодёжным Министром строительства, ЖКХ и энергетики Молодёжного Правительства Республики Карелия. 11.03.2020.

12. Награждён благодарственным письмом Росмолодёжи. 23.10.2020. Москва. Благодарственное письмо.

#### **2021 год**

13. Финалист Всероссийского инженерного конкурса. 12.03.2021 – 26.03.2021. Москва, НИЯУ МИФИ. Диплом.

14. 3 место на Молодёжном глобальном прогнозе развития энергетики с темой «Распределенная энергетика: новые возможности для потребителей. Потенциал развития и трансформация энергосистемы. Активные энергетические комплексы и микроэнергосистемы» в составе команды «Системная энергия». 12.05.2021 – 24.08.2021. Москва. Сертификат

15. Участие в конференции 2021 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineers (2021 ElConRus). 26.01.2021 – 29.01.2021. Saint Petersburg, Russia.

16. Наставник студенческой команды ПетрГУ на Case-In в лиге по электроэнергетике: этап в СПбПУ 1 место, выход из полуфинала и участие в финале чемпионата. 31.05.2021 – 01.06.2021. Москва. Благодарственное письмо Минэнерго РФ.

17. Научное руководство работами пяти студентов (в т.ч. работой победителя) и модерирование секции «Перспективные направления развития энергетики» в рамках 73-ей конференции ПетрГУ. 05.04.2021 – 25.04.2021. Программа

18. Избрание заместителем председателя Молодёжного Правительства Республики Карелия. 14.05.2021. Распоряжение.

19. Подписание соглашения о сотрудничестве между ПетрГУ и ООО «НТЦ «Механотроника». 05.02.2021 – 13.04.2021. Петрозаводск. Благодарственное письмо.

Исследования проводились при финансовой поддержке РФФИ № 19-38-90123\19.

#### **Личный вклад автора в получении результатов диссертационной работы**

Личный вклад заключался в постановке основных задач, разработке и создании математических моделей, проведении исследований и анализе полученных результатов. Основные результаты, выносимые на защиту, получены автором лично. Некоторый объём результатов получен совместно с коллегами и учениками, у которых автор являлся официальным наставником или научным руководителем: Вершинин Виктор Сергеевич, Носов Сергей Олегович, Пименов Сергей Валерьевич, Калинин Даниил Игоревич, Матросова Мэри Владимировна.

Автор выражает благодарность всем сотрудникам ВШВЭ ИЭ СПбПУ, КЭПиЭ и КЭЭ ФТИ ПетрГУ, Карельского РДУ, Кольского РДУ, Ленинградского РДУ, ОДУ Северо-Запада, Межвузовскому методическому совету по электроэнергетике, и в особенности научному руководителю, профессору М.Г. Попову за ценные и полезные замечания.

#### **Структура научного доклада**

Научный доклад состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы из 65 наименований. Основной текст доклада общим объёмом 64 страниц изложен на 48 страницах, содержит 22 рисунка и 5 таблиц.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

### **В первой главе**

Описаны выбранные в качестве объекта исследования энергосистемы.

Исследован характерный состав генерирующего оборудования для подготовки исходных моделей, используемых для поиска области устойчивости.

Выбраны наиболее актуальные приложения разрабатываемых алгоритмов измерения сигналов.

Вводится теоретическое описание обобщённых аналитических сигналов фазного напряжения, фазного тока и мгновенной частоты электромагнитных колебаний напряжения.

Рассмотрены отдельные вопросы математического моделирования нагрузки, а также эквивалентирования объёмных математических моделей энергосистемы.

### **Краткая характеристика исследуемых энергосистем**

Наличие протяженного одноцепного транзита 330 кВ, связывающего избыточную ЭС Мурманской области, дефицитную ЭС Республики Карелия с ЕЭС России. Как следствие – в результате единичных нормативных возмущений происходит отделение на изолированную от ЕЭС работу с действием устройств АОПЧ в ЭС Мурманской области (в некоторых схемах – с работой АОПЧ в северной части ЭС Республики Карелия). При этом существуют риски ввода графиков временного ограничения режима потребления в ЭС Республики Карелия в связи с недостаточной пропускной способностью линий, соединяющих энергорайоны ЭС Республики Карелия, а также ЭС Республики Карелия с ЭС г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области (фактически – ЕЭС России).

ЭС Республики Карелия фактически является продолжением схемы выдачи мощности Кольской АЭС и ГЭС ЭС Мурманской области и северной части ЭС Республики Карелия, в связи с чем присутствуют ограничения на выработку (невывускаемый резерв активной мощности). В большинстве других энергосистем в узлах размещения крупных электростанций (АЭС, ГРЭС, ГЭС) наиболее развитая сеть, позволяющая без ограничений осуществлять выдачу мощности в сеть.

Как следствие – сечения ЭС Республики Карелия характеризуются высокой загрузкой контролируемых сечений. Контролируемое сечение «Онда – Кондопога» является одним из наиболее загруженных сечений ОЭС Северо-Запада.

### Исследование характерного состава генераторов

Несмотря на слабое изменение потребления Каскада Выгских ГЭС и в энергорайоне Северной Карелии, каскады существенно изменяют свою генерацию в течение года. Для составления математических моделей необходимо было определить характерный состав генерирующего оборудования Кемского и Выгского каскадов ГЭС (далее ККГЭС и КВГЭС). Для этого был применен архив данных SCADA-системы «Оперативно-информационный комплекс СК-2007», благодаря которому был получен график суммарной загрузки каскадов по активной мощности 26 генераторов с февраля 2016 по май 2017 года (рисунок 1).

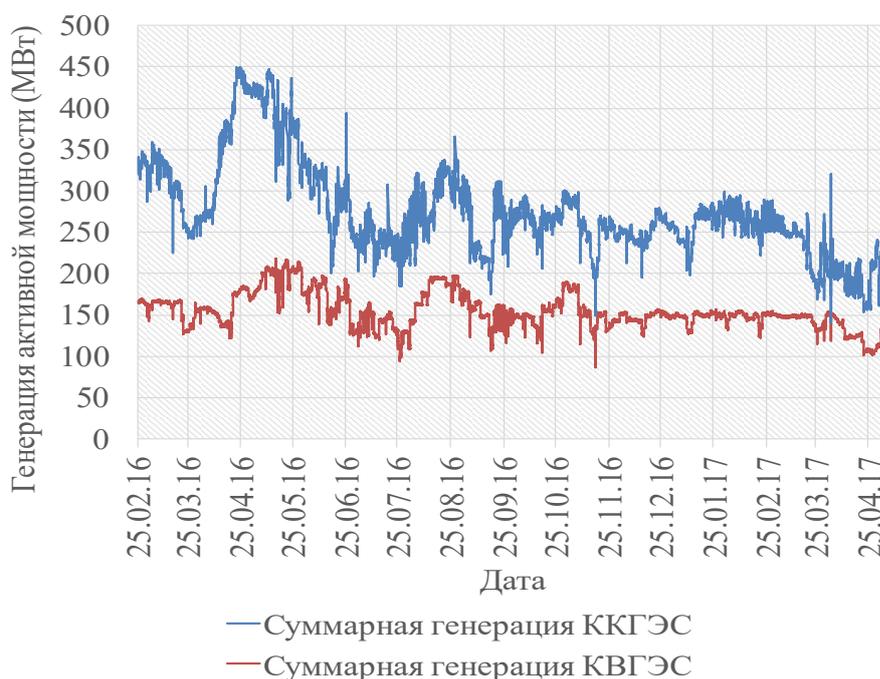


Рисунок 1 – Изменение суммарной генерации ККГЭС и КВГЭС с 25.02.2016 по 05.05.2017

В результате исследования была составлена сводная таблица (таблица 1).

Таблица 1 – Характерная загрузка генераторов ККГЭС и КВГЭС при различной суммарной генерации каскадов

Станция	Ген.	Уст. м., МВт	Суммарная генерация каскадов, МВт						
			150	200	250	300	350	400	450
ГЭС-3	ГГ-1	21	15	0	0	16	17	20	21
	ГГ-2	21	15	19	20	16	17	20	21
	ГГ-3	21	0	19	20	16	17	20	21
ГЭС-4	ГГ-1	20	0	0	15	17	11	11	13
	ГГ-2	20	0	13	15	17	11	11	13
	ГГ-3	20	14	13	15	17	11	11	0
	ГГ-4	20	14	13	0	0	11	11	13
ГЭС-5	ГГ-1	20	9	11	12	15	17	18	19
	ГГ-2	20	9	11	12	15	17	18	19
ГЭС-6	ГГ-1	9	6	5	6	6	7	7	8

	ГГ-2	9	0	5	6	6	7	7	8
	ГГ-3	9	6	5	6	6	7	7	8
ГЭС-7	ГГ-1	10	6	8	6	7	8	9	9
	ГГ-2	10	0	8	6	7	8	9	9
	ГГ-3	10	6	0	6	7	8	9	9
ГЭС-9	ГГ-1	28	17	21	18	22	20	25	28
	ГГ-2	28	0	0	18	0	20	25	28
	ГГ-3	28	0	0	0	22	20	25	28
ГЭС-10	ГГ-1	24	9	0	9	12	16	20	24
	ГГ-2	24	0	13	9	12	16	20	24
ГЭС-14	ГГ-1	45	20	0	22	27	37	31	41
	ГГ-2	45	0	0	0	0	0	0	0
	ГГ-3	45	0	0	0	0	0	31	41
	ГГ-4	45	0	31	22	27	37	31	41
ГЭС-16	ГГ-1	9	0	0	0	5	5	0	4
	ГГ-2	9	4	5	7	5	5	4	0

### Анализ фактов срабатывания устройств противоаварийной автоматики

В целях выбора устройств ПА, совершенствование которых является наиболее актуальной задачей проведён анализ эффективности системных средств противоаварийного управления в энергосистемах Мурманской области и Республики Карелия за некоторый отчетный период.

В период с 01.01.2016 по 01.04.2018 гг. в операционных зонах Кольского и Карельского РДУ зафиксировано 77 фактов работы устройств ПА (рисунок 2).

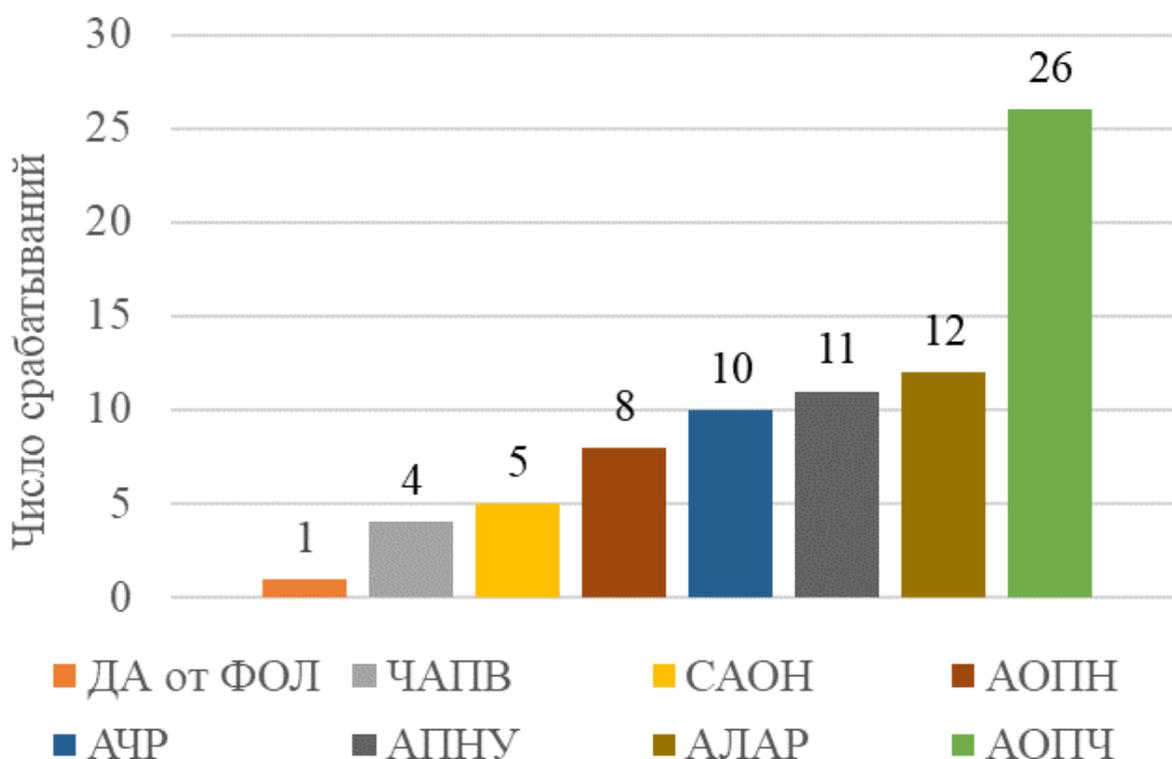


Рисунок 2 – Число срабатываний ПА в операционных зонах Кольского РДУ и Карельского РДУ по типам устройств

Значительное число срабатываний устройств АОПЧ (34 % от общего числа срабатываний) является следствием выделений избыточной ЭС Мурманской области с частью ЭС Республики Карелия на изолированную работу от ЕЭС России в результате единичных отключений в нормальной или единичных ремонтных схемах сети на участке от Кольской АЭС до ПС 330 кВ Сясь (протяжённость более 1000 км, включая участок одноцепного транзита 330 кВ более 270 км) и сравнительно низкой первой уставкой АОПЧ, ограниченной величиной 50,5 Гц по условиям работы Кольской АЭС (рисунок 2). Два случая работы АОПЧ квалифицируются как ложные срабатывания [6].

При этом также имели место частые срабатывания устройств АЛАР (около 16 %, 12 фактов срабатывания – шесть фактов работы устройств АЛАР-У и шесть – устройств АЛАР-Ц). Из них четыре (два случая работы АЛАР-У и два – АЛАР-Ц) квалифицируются как ложные срабатывания. В остальных восьми случаях установлена правильная работа АЛАР относительно заданных параметров срабатывания. Следует, однако, отметить, что несмотря на установленные факты верной работы устройств АЛАР, выбор параметров их срабатывания не в полной мере соответствует требованиям Стандарта ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2015 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования» (далее по тексту Стандарт АЛАР). С учетом этого замечания в настоящей публикации основное внимание уделено вопросам повышения эффективности этого вида противоаварийной автоматики.

### **Понятие аналитических сигналов**

Предлагается использовать преобразование Гильберта [30] для модулируемых сигналов и многочастотных процессов.

Уравнение гармонического колебания (3)

$$a(t) = A(t)\cos(\omega t) \quad (3)$$

Где  $\omega = \omega_0 + \Delta\omega$

$A(t)$  – огибающая, вычисляемая при помощи формул 4, 5

$$A(t) = \frac{A_0}{\cos\Delta\omega t - \sin\Delta\omega t \cdot \operatorname{tg}\omega_0 t} \quad (4)$$

$$A(t) = \sqrt{a^2(t) + a_1^2(t)}, \quad w(t) = \operatorname{arctg}\left[\frac{a_1(t)}{a(t)}\right] \quad (5, 6)$$

Где  $a_1(t)$  – новая функция (сопряжённая по Гильберту), связанная с исходной функцией  $a(t)$  соотношениями 7

$$a_1(t) = -\frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{a(\tau)}{\tau-t} d\tau, \quad a(t) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{a_1(\tau)}{\tau-t} d\tau \quad (7)$$

Понятие и свойства аналитического сигнала приводятся в [30]. История изучения вопроса приводится в [31, с. 7]. Также в [31] дано понятие изображающего вектора (вращается с переменной частотой и описывает ток и напряжение).

Описание узла при  $\omega = \omega_0$

$$U_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt}$$

$$U_R(t) = i_R(t)R$$

$$\dot{I}_L = \frac{\dot{U}}{j\omega L} = -\dot{U} \cdot jB_L$$

$$\dot{I}_R = \frac{\dot{U}}{R} = \dot{U} \cdot G$$

$$\dot{I} = \dot{I}_L + \dot{I}_R = \dot{U}(G - jB_L) = \dot{U} \cdot \dot{Y}$$

$$i = k \left( \frac{1}{R} + \frac{1}{pL} \right)$$

$y(p)$  – корни уравнения

Пусть имеются  $u(t)$ ;  $i(t)$ , полученные в результате преобразования Гильберта. Аналогично могут быть получены составляющие тока  $i_R(t)$  и  $i_L(t)$ .

Соответственно

$$\dot{z}_R(t) = \frac{\dot{U}(t)}{i_R(t)}; \quad \dot{z}_L(t) = \frac{\dot{U}(t)}{i_L(t)}$$

$$\dot{a}(t) = a^{\operatorname{Re}}(t) + ja^{\operatorname{Im}}(t)$$

$$\dot{z}(t) = \frac{\dot{U}(t)}{i(t)} = \frac{\dot{z}_R \times \dot{z}_L}{\dot{z}_R + \dot{z}_L}$$

Задача заключается в описании переходного процесса в форме дифференциальных уравнений и получении корней уравнений, как функциональных зависимостей времени (частоты)  $z(t, w)$ .

**Выводы по первой главе**

Определены наиболее характерные режимы генерации каскадов. На основе полученного распределения созданы csv-файлы.

Наиболее часто в исследуемых энергосистемах фиксировались срабатывания устройств АОПЧ и АЛАР, вследствие чего предложены решения по использованию аналитических сигналов тока и напряжения в целях совершенствования измерительной части указанных устройств противоаварийной автоматики.

## Во второй главе

Выработаны предложения по созданию и использованию в расчётах математических моделей.

Выполнены теоретические и экспериментальные исследования разработанных методов.

### Подготовка математической модели

Для апробации разработанной методики используется математическая модель исследуемой энергосистемы в среде Matlab Simulink.

В качестве исходной математической модели была использована верифицированная динамическая модель Объединённой энергосистемы Северо-Запада в формате программного комплекса RUSTab. Указанная модель в настоящее время используется в Филиале АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада при определении величин допустимых перетоков в контролируемых сечениях в режиме реального времени с использованием программно-аппаратного комплекса «Система мониторинга запасов устойчивости» (далее – ПАК СМЗУ), а также в целях противоаварийного управления в сложившейся схеме сети с использованием ПАК «Централизованная система противоаварийной автоматики» (далее – ПАК ЦСПА).

Использование столь подробной математической модели для моделирования аварийных возмущений и оценки состояния энергосистемы на отдельном участке сети нецелесообразно ввиду значительного увеличения длительности расчётного процесса при большом количестве узлов расчётной модели. В целях сокращения времени без снижения точности моделирования процессов ниже заданной для упрощения математической модели применялись методы эквивалентирования сети. Эквивалентирование основано на исключении промежуточных узлов ветвей путём переноса нагрузки из промежуточных точек, а также на преобразовании многолучевой звезды в многоугольник. Наиболее подробно методы эквивалентных преобразований электрической сети изложены в [34, 61-64].

Основной способ заключается в эквивалентировании в точках, при этом мощности узлов заменяются узловыми токами [34]:

$$I_i = \frac{S_i}{U_i} \quad (1)$$

Где  $I_i$  – узловой ток,  $S_i$  – узловая полная мощность,  $U_i$  – узловое напряжение.

Таким образом, в узлах примыкания восстанавливаются мощности с учётом мощностей исключённых узлов и потерь на её передачу. При этом потери на передачу учитывались в эквивалентной нагрузке.

Для упрощения схемы с учётом заданной точности в 5 МВА удалялись ветви классом напряжения 110 кВ с сопротивлением более 2,9 кОм с последующим учётом в нагрузках узлов начала и конца. В результате эквивалентирования на порядок снижено число узлов и ветвей модели энергосистемы (рисунок 3).

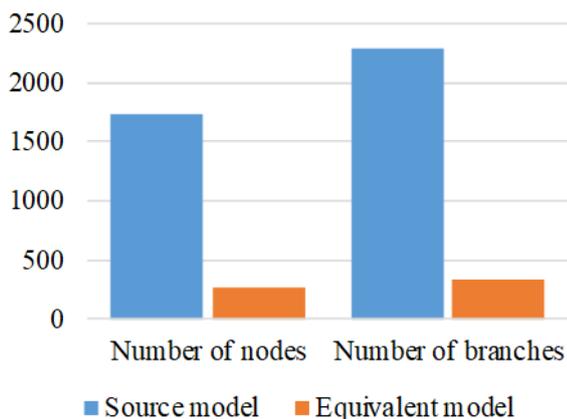


Рисунок 3 – Количественные показатели моделей энергосистемы

### Математическое моделирование нагрузки

При расчете статической устойчивости для описания зависимости активной и реактивной нагрузки от напряжения (статистические характеристики нагрузки по напряжению (далее – СХН) в математических моделях применяются обобщенные СХН, которые получены в советский период [32].

В 2017 году СамГТУ осуществлял работы по определению СХН на АО «Карельский окатыш» [33]. Далее представлены полиномы СХН обобщенной типовой нагрузки, приведенной к напряжению 110 кВ ПК «RastrWin3» (далее – СХН1 RastrWin) (рисунок 4) и СХН СамГТУ на диапазоне напряжений от 0 до  $2 \cdot U_{ном}$  (рисунок 5) [34].

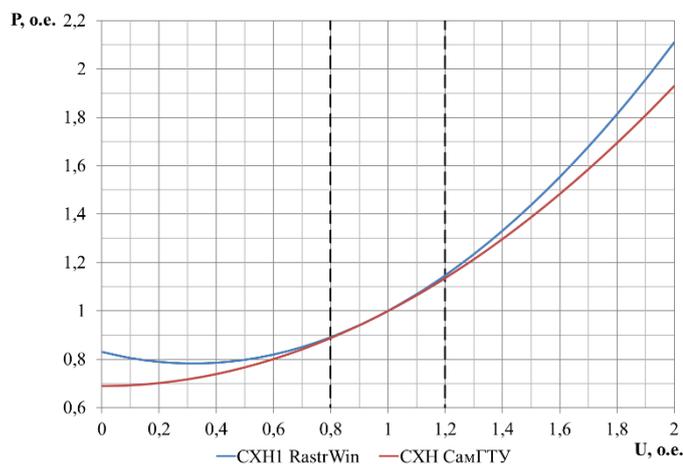


Рисунок 4 – CXH1 RastrWin и CXH СамГТУ для активной мощности

Полином CXH для реактивной мощности представлен кусочно-заданной функцией, которая состоит из трёх отдельных полиномов (рисунок 5).

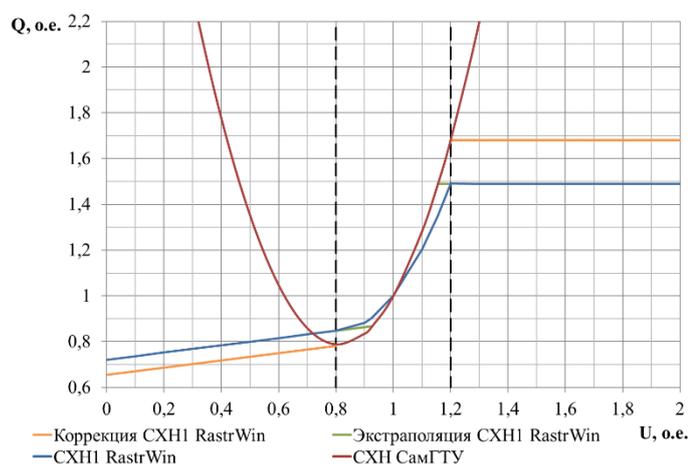


Рисунок 5 – CXH1 RastrWin и CXH СамГТУ для реактивной мощности

Разница величин реактивной мощности, которые определены при помощи стандартной и экспериментальной CXH при напряжении  $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$  составляет 7,4%, при напряжении  $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$  – 11,4%, т. е. выходит за указанную [33] точность 95%.

Несмотря на недостатки, метод позволяет повысить точность расчёта планирования электроэнергетических режимов в краткосрочной и в долгосрочной перспективе.

### Модель контролируемых сигналов

Для разработки новых, в перспективе более дешёвых в производстве и в то же время более эффективных устройств противоаварийной автоматики требуется совершенствовать

принципы их функционирования, а также их измерительные органы [35-39]. Одной из целей исследования является разработка математического аппарата, позволяющего устройству автоматики оценивать область устойчивости энергосистемы в режиме реального времени.

Традиционно, анализ нестационарных режимов работы электроэнергетических систем производят с помощью методов спектрального анализа. Результаты таких исследований, применяемые средства измерения и контроля, а также обоснование такого подхода подробно изложены в [38-42]. Однако из-за того, что квазиустановившиеся асинхронные режимы характеризуются несинхронными электромеханическими колебаниями, в которых некоторые электрические сигналы имеют разрывы 2-го рода применение спектральных методов и, в частности, интегрального преобразования Фурье недопустимо. Это теоретическое обоснование было выполнено в [22]. В связи с этим в настоящем исследовании для анализа электрических параметров автором применяется интегральное преобразование Гильберта, с использованием обобщённых аналитических сигналов напряжения и тока [13, 15, 36, 46].

Разработанный алгоритм основан на расчете электрических цепей методом «наложения» при совместном дополнительном использовании градиентного параметрического численного метода интегрирования [1]. Данная методика расчета режимов работы многомашинных электрических систем достаточно подробно изложена в публикациях [44, 45].

Синтез измерительных органов современных средств противоаварийного управления производится на основе контроля ортогональных составляющих комплексных аналитических сигналов мощности и сопротивления [1, 13, 15].

Ортогональные составляющие аналитического сигнала сопротивления и мощности определяются следующими выражениями [1, 15]:

$$\begin{aligned} P(t) &= \frac{3}{2} \cdot U_m(t) \cdot I_m(t) \cdot \cos \varphi(t) \\ Q(t) &= \frac{3}{2} \cdot U_m(t) \cdot I_m(t) \cdot \sin \varphi(t) \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \operatorname{Re}[\underline{z}(t)] &= R(t) = \frac{U_m(t)}{I_m(t)} \cdot \cos \varphi(t) \\ \operatorname{Im}[\underline{z}(t)] &= X(t) = \frac{U_m(t)}{I_m(t)} \cdot \sin \varphi(t) \end{aligned} \quad (3)$$

где  $\varphi(t) = \gamma_u(t) - \gamma_i(t)$  – угол нагрузки, градусы.

В следующем разделе приведён один из примеров такого анализа аварийного режима, обусловленного отключением ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога в августе 2019 года.

### **Выводы по второй главе**

Подготовлена исходная математическая модель энергосистемы Республики Карелия со внешними эквивалентами в среде RastrWin3. Для исследования разработанных алгоритмов и принципов противоаварийного управления квазиустановившимися асинхронными режимами силового оборудования энергосистем синтезирована математическая модель в среде Matlab Simulink, описываемая системой «жестких» нелинейных дифференциально-алгебраических уравнений.

Использование уточненных в ходе эксперимента СХН вместо типовых характеристик на диапазоне напряжений от 0,8 до 1,2 от номинального напряжения, позволяет повысить точность расчёта, как следствие – планирования электроэнергетических режимов как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе. В ходе анализа были отмечены недостатки применимости экспериментальных полиномов реактивной мощности, заключающиеся в сложности их корректного использования при отклонениях напряжения более  $\pm 20\%$  номинального, а также в скачкообразном переходе на стандартный полином при пограничных напряжениях ( $0,8 \cdot U_{ном}$  и  $1,2 \cdot U_{ном}$ ), предложены несколько вариантов нивелирования данного перехода. Вынесено предложение при дальнейших исследованиях совместно с проведением натурных испытаний проводить анализ аварийности с целью определения СХН в предельных режимах и расширения диапазона применимости экспериментальных полиномов. Необходимо обобщение проведенных исследований и создание общей актуальной базы СХН с указанием типов и процентного состава нагрузок.

Разработаны математические модели аналитических сигналов комплексного сопротивления, узловой и обменной мощностей, контролируемых в квазистационарных режимах работы многомашинных объединенных энергосистем. Математическое описание этих параметров является строгим и базируется на введенном ранее понятии обобщенных аналитических сигналов фазного напряжения и тока, являющихся функциями времени. Использование этих моделей позволяет выполнить качественный анализ квазистационарных синхронных и асинхронных режимов электросети и на его основе произвести синтез измерительной части современных средств противоаварийного управления.

### В третьей главе

Приведены результаты научных экспериментов и научных исследований по применению аналитических сигналов, идентификации эквивалентных параметров, а также определению ограничивающего критерия максимально допустимых перетоков.

#### Анализ осциллограмм аварийных процессов

В основе предлагаемого способа модернизации средств противоаварийного управления лежит применение теории нелинейной фильтрации с использованием аналитических сигналов и численных методов исследования области устойчивости энергосистем.

Разработана математическая модель фильтра в среде Matlab Simulink. В качестве входных сигналов используются фазные напряжения, которые поступают в фильтр обобщённого аналитического сигнала напряжения. На выходе формируются ортогональные составляющие обобщённого аналитического сигнала, которые объединяются в комплексный аналитический сигнал. После их обработки формируются аналитические сигналы мгновенной амплитуды и угла аналитического сигнала фазного напряжения. Имея параметры режима в аналитическом виде, появляется возможность дифференцирования сигнала и дальнейшего исследования состояния энергосистемы.

Оценка погрешности измерения мгновенных частот электромеханических колебаний проводилась на основе анализа результатов численных экспериментов по исследованию асинхронных режимов в двухмашинной схеме электропередачи. Один из эквивалентных генераторов представлял собой аналог ЕЭС, его частота принималась равной 50 Гц. Частота другого генератора варьировалась в диапазоне от 49 до 51 Гц (рисунок 6).

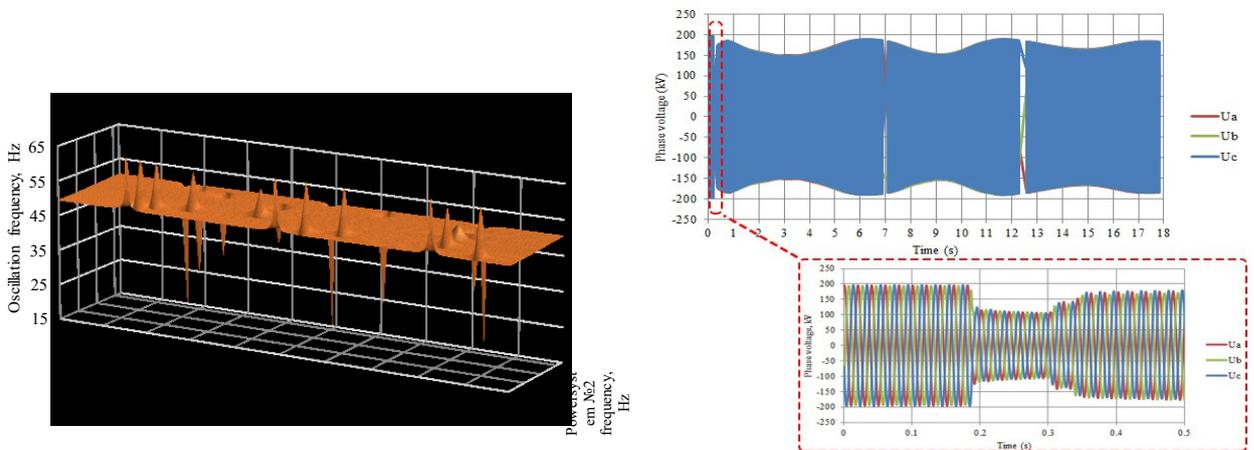


Рисунок 6 – Характеристики изменения мгновенной частоты обобщенного сигнала фазного напряжения при вариации частоты эквивалентных генераторов двухмашинной схемы

Погрешности обработки измерений в приведённом диапазоне частот характеризуются очень невысокими величинами (рисунок 7). Измеренная таким образом частота колебаний в дальнейшем может быть применена при выборе управляющих воздействий противоаварийной автоматики при приближении к границе области устойчивой работы.

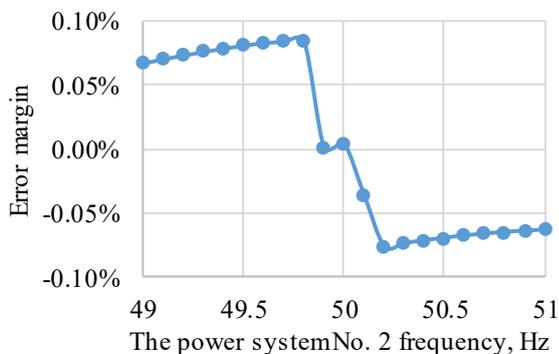


Рисунок 7 – Погрешность обработки измерений

Исследование оценки эффективности разработанного фильтра выполним в результате анализа наиболее характерных нестационарных режимов энергосистем Республики Карелия и Мурманской области.

При прохождении грозового фронта 14.08.2019 в 12:48 на Ондской ГЭС произошли отключения двух тупиковых ВЛ 110 кВ, в результате чего произошёл наброс активной мощности на сечение «Онда – Кондопога». В 12:54 произошло отключение ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога. В 12:55 произошло повторное отключение ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога. АПВ отсутствовало в результате снижения давления воздуха в системе управления воздушными выключателями из-за отказа компрессора при первом коротком замыкании. Отключение привело к возникновению затухающих синхронных качаний. Осциллограмма фазных напряжений на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Кондопога после второго отключения ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога приведена на рисунке 8.

#### *Осциллограмма аварийного процесса*

В начальный момент времени напряжение на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Кондопога уже снижено в результате отключения генераторов ГЭС в ЭС Республики Карелия действием АПНУ при первом отключении ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога и соответствует 195 кВ. В 0,2 с наблюдается снижение напряжения до 109 кВ в результате короткого замыкания вблизи шин 330 кВ Ондской ГЭС. После ликвидации которого замыкания действием защит на отключение ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога возникают синхронные качания, в ходе которых напряжение варьируется от 150 до 185 кВ. Разрывы в измерениях связаны с ограниченным временем записи осциллограмм. Менее,

чем через 18 с происходит достижение уставок срабатывания АОПО ВЛ 220 кВ Кондопога – Медвежьегорск, действием которого ЭС Мурманской области с частью ЭС Республики Карелия были отделены от ЕЭС России. Результаты обработки осциллограмм с использованием модели измерительного органа частоты приведены на рисунке 4.

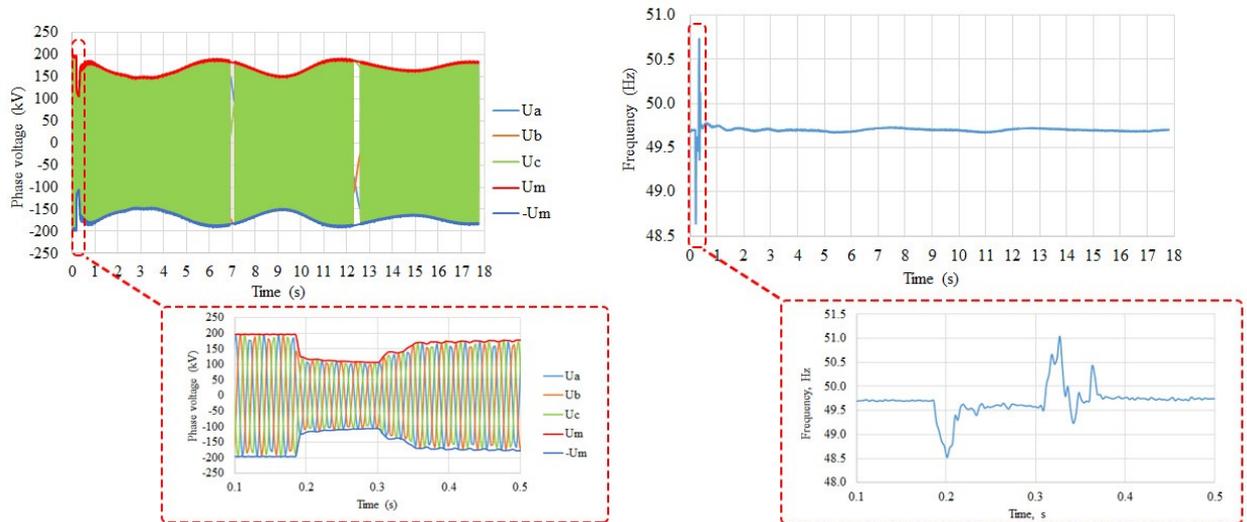


Рисунок 8 – Результаты обработки осциллограммы (аналитический сигнал напряжения и мгновенная частота)

Наихудшие показатели сходимости численного метода и, как следствие, быстродействия разработанного цифрового фильтра обобщенных аналитических сигналов выявлены при наибольшей скорости изменения обобщённого аналитического сигнала (например, в момент возникновения или устранения короткого замыкания). При этом сходимость решения системы нелинейных алгебраических уравнений осуществлялась за 7-10 итераций. В остальных случаях успешное численное решение производилось за 1-2 итерационных цикла, что подтверждает высокую эффективность разработанного фильтра.

Также необходимо отметить актуальность использования разработанного цифрового фильтра при разработке измерительных органов, функционально-логической части современных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, поскольку погрешность измерений электрических сигналов в нестационарных режимах работы электроэнергетических систем составляет не более 1 %. [16]

### **Идентификация эквивалентных электромагнитных и электромеханических параметров в нестационарных режимах**

В настоящее время актуальной задачей является повышение точности моделирования элементов энергосистем. Моделирование элементов в нестационарных режимах осложняется нелинейностью элементов. Разработан метод моделирования электромагнитного и электрического полей. Рассмотрены вопросы идентификации эквивалентной нагрузки, силовых трансформаторов, воздушных линий электропередачи. На основе разработанной методики предлагается одно из наиболее актуальных приложений. Это определение расстояния до места повреждения.

Цель – исследование влияния нелинейности параметров энергосистемы в нестационарных процессах, связанных, в том числе, с изменением частоты электрического тока. Основной задачей является получение эквивалента энергосистем для дальнейшего моделирования действия устройств противоаварийной автоматики.

Описание эквивалентных генераторов и эквивалентной нагрузки.

Решение задачи позволяет повысить чувствительности защит. Так, например, дифференциальные защиты имеют погрешность по току небаланса 10-20 %. Погрешность, вносимая нелинейностью параметров энергосистемы сопоставима с этими величинами. В результате появляется возможность значительно повысить корректность настройки средств противоаварийного управления.

При идентификации параметров цель не стоит в получении идеально точной модели элемента. При измерении параметров как минимум вносятся погрешности измерительных трансформаторов (ТН и ТТ), и иные погрешности, которые, в свою очередь, аналогичным образом влияют и на функционирование средств ПА, которые подключаются к тем же измерителям. Исследуется влияние параметров на работу автоматики. Реализация адаптивных измерений позволяет осуществлять адаптивную настройку устройств ПА. [26]

### **Идентификация ограничивающего критерия в подсистеме КПОС**

Общая формула для определения МДП в нормальной схеме сечения «Онда – Кондопога» на момент написания настоящего раздела состояла из пяти формул (1) – (5):

$MIN(645; \text{РАДП} - KS \cdot PS) - 0,9 \cdot P_{\text{неб Кол}} - \Delta \text{РНК (1)} - 8\% \text{ Р ПАР небаланс Колы};$

$MIN(645; \text{РАДП} - KS \cdot PS \text{ ПАР}) - 0,9 \cdot P_{\text{неб Кар}} - \Delta \text{РНК (2)} - 8\% \text{ Р ПАР небаланс активной Карелии};$

$335 - \Delta \text{РНК} + 0,9 \cdot \text{РОГ}_1 + \text{РОГ}_2 + \text{РОГ}_3 + \text{РОГ}_4 \text{ (3)} - \text{АДТН ПАР ВЛ 330 кВ};$

$335 - \Delta \text{РНК} + (0,9 \cdot \text{РОГ}_1 + \text{РОГ}_2 + \text{РОГ}_3 + \text{РОГ}_4) \text{ (4)} - 8\% \text{ Р ПАР двух ВЛ 330 кВ};$

$MIN(565; \text{РМДП} - KS \cdot PS) - \Delta \text{РНК (5)} - 20\% \text{ Р в исходной схеме},$

где РАДП и РМДП,  $K_S$  – коэффициенты линейного уравнения;

$P_{\text{неб Кол}}$  и  $P_{\text{неб Кар}}$  – значения небаланса Колы и Карелии;

PS и PS ПАР – сальдо энергорайонов в исходном режиме и после небаланса Карелии;

РОГ\_1, РОГ\_2, РОГ\_3, РОГ\_4 – отключение генераторов.

На рисунке 9 изображен совокупный эффект от актуализации расчётов.

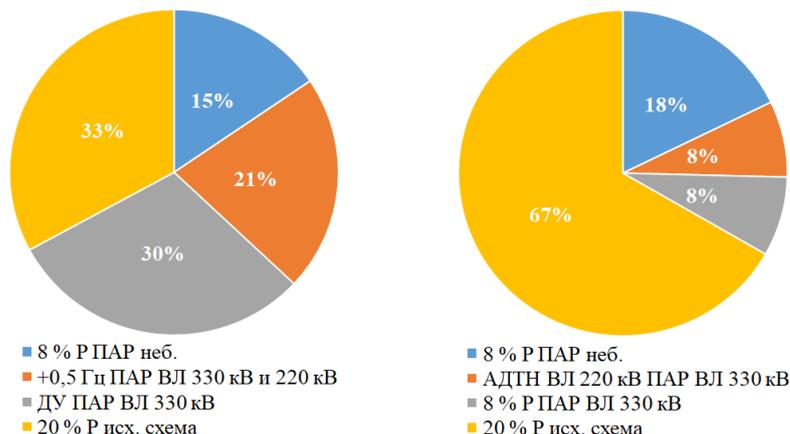


Рисунок 9 – Критерий определения МДП до актуализации (слева) и после актуализации (справа)

Для хранения информации и последующем ее анализе об ограничивающем критерии и времени, которое было затрачено на его определение, был создан оперативный журнал для диспетчерского персонала. Результаты анализа показали необходимость затрачивания большого количества времени на поиск критерия.

В связи с отсутствием возможности определения корректного и своевременного ограничивающего критерия был разработан изложенный ниже способ.

Была выполнена начальная подготовка программного комплекса, повышена программная точность определения параметров (увеличено число знаков после запятой от 0,1 до 0,001).

Каждый из критериев формулы МДП округляется вниз до целых значений, после к каждому значению прибавляются дробные значения – определители ограничивающего критерия. [14]

### Система мониторинга запасов устойчивости

«В ходе работы была проанализирована величина отклонений расчёта ДП СМЗУ от ДП ПУР по шести контролируемым сечениям в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС»

Карельское РДУ, которая в 75-85% оказывается выше величин, приведённых в Положении по управлению режимами работы энергосистемы.

Благодаря СМЗУ в заданных сечениях определение величин максимально допустимого перетока и аварийно-допустимого перетока производится автоматически и в режиме реального времени. Система позволяет наиболее полно использовать пропускную способность сети. При этом обеспечивается устойчивая и надежная работа электроэнергетического оборудования, а также эффективное и безопасное управление энергосистемой.» [18].

### **Выводы по третьей главе**

Синтезированные аналитические сигналы показывают высокую чувствительность и низкую погрешность измерений электрических сигналов.

Предложенный метод позволяет однозначно определить наиболее ограничивающий из всех критериев определения области допустимых режимов. Методика дает возможность разработать дополнительные формы для диспетчерского персонала, где отражались бы все эффективные мероприятия по введению режима в допустимую область в текущей схемно-балансовой ситуации.

Система мониторинга запасов устойчивости даже с учётом дополнительно выявляемых в процессе эксплуатации ограничений области допустимых перетоков в целом способствует наиболее полному использованию пропускной способности сети.

## **В четвёртой главе**

Изложены предложения по совершенствованию устройств противоаварийной и режимной автоматики

### **Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО)**

С учётом действующей программы импортозамещения на рынок выходят новые производители устройств РЗА. При этом по мере повышения требований к функционалу и алгоритмам настройки устройства РЗА, а также постепенного замещения электромеханических устройств в сети 110 кВ и выше микропроцессорными устройствами вместе с повышением сложности их алгоритмов – повышается вероятность ошибок в этих алгоритмах.

Так, в 2018 году в системе добровольной сертификации АО «СО ЕЭС» первым сертифицированным устройством АОПО стало устройство ТЕКОН 300 с функциональным типом исполнения ТЕКОН 3ХХЕА производства АО «ТеконГруп». [47]

Несмотря на наличие сертификата соответствия были выявлены следующие недостатки устройства:

- Максимальная точность параметрирования (задания уставок) в терминале ограничивается сотыми значениями, что, например, при коэффициенте трансформации 2000/1 А в первичных величинах приводит к шагу формирования уставок до 20 А. В ОЗ Карельского РДУ такими устройствами стали АОПО АТ-3, АТ-4, ОВ-1 и ОВ-2 Путкинской ГЭС (ГЭС-9). Шаг в 20 А соответствует 5% номинальной токовой нагрузки защищаемых автотрансформаторов. В настоящее время уставки округлены по правилам математического округления, а производителю направлена рекомендация повысить точность задания уставок во вторичных величинах с сотых как минимум до тысячных.

- Несмотря на необходимость пофазной фиксации токовой нагрузки в соответствии с п. 5.3 [48] в устройствах ТЕКОН по умолчанию выполнен контроль только одной фазы. Для приведения устройства к требованиям стандарта при формировании задания потребовалось кратно увеличивать логическую схему устройства путём задания дополнительных блоков АТОС. Необходимо отметить, что несимметрия токов трёхфазной сети в настоящее время никак регламентируется, а в районах преобладающей нагрузки тягового электротранспорта (ОАО «РЖД») загрузка наиболее загруженной фазы может превышать токовую загрузку остальных фаз на 60-100% и более.

- В соответствии с п. 5.6 [48] оговаривается требование о наличии возможности автоматического изменения групп уставок по фактору изменения температуры окружающей среды, а в п. 5.5 оговаривается наличие не менее трёх групп уставок по току.

При этом допустимые токовые нагрузки по защищаемым элементам чаще всего приводятся с шагом 5-10 °С в температурном диапазоне от –25 °С до +40 °С (т.е. до 13 групп уставок). При этом в логическом узле, формирующем команды на переключение группы уставок в зависимости от температуры ASSGT\_TTMP предусмотрено только 5 температурных зон. Таким образом, для наиболее чувствительной настройки устройства потребовалось увеличивать число логических блоков.

- В ходе реализации задания производителем было выявлено, что при ступенях с одинаковой уставкой по току – ступень с меньшим порядковым номером блокируется. Для АОПО ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Сулажгора (Л-118) в целях наиболее чувствительной защиты транзита 110 кВ по току заданы 3 группы уставок: нормальный режим, паводок на каскаде Сунских ГЭС, включение РП-110 на ПС 110 кВ Суна. При этом для 1 и 3 группы уставок значения уставки 2 (с действием на ОГ) и 4 ступени (с действием на отключение ЛЭП с большей выдержкой времени) устройства отличаются, а уставки 2 группы уставок для 2 и 4 ступени – совпадают. Связано это с тем, что для 1 и 3 группы уставок происходит либо смена косвенно защищаемого элемента, либо изменение балансов между этим элементом и местом замера токовой нагрузки, а для второй группы уставок эти элементы остаются неизменными. Особенность выполнения функционально-логической схемы, заключающаяся в блокировке ступени с меньшим порядковым номером привела бы к тому, что при 2 группе уставок при одновременном достижении 2 и 4 ступени устройства 2 ступень с действием на ОГ была бы заблокирована, что могло бы привести выделению района на изолированную работу со значительным избытком в результате срабатывания 4 ступени устройства на отключение ЛЭП (вследствие того, что режим вёлся бы с учётом УВ на ОГ при фактической их блокировке). Недостаток реализации заключается в том, что отсутствует возможность вывода рассматриваемой блокировки. Для исключения блокировки при выполнении задания производителю потребовалось целиком описывать часть функционала с использованием свободно-программируемой логики.

- Аналогичным образом, в устройстве была задана блокировка срабатывания всех ступеней с меньшими уставками по току при пуске ступеней с большими уставками по току, что во-первых приводило бы к опережающему действию на отключение ЛЭП перед реализацией УВ на ОГ по 1 и 3 группе уставок (2 и 4 ступени, описанные выше – уставка на ОГ выбрана для «наихудших» режимно-балансовых условий, а на деление сети (далее – ДС) – для наилучших, т.к. на косвенно защищаемом элементе имеется собственное устройство АОПО с действием на ДС, от которого отсутствует УВ на ОГ по причине отсутствия каналов УПАСК). Более того, при формировании признака блокировки происходил сброс счётчиков времени всех ступеней с меньшим током, что при флуктуациях

режима между уставками срабатывания устройства могло приводить к регулярному сбросу счётчика меньшей ступени устройства и, как следствие, превышению допустимой длительности перегрузки. Недостаток был устранён путём ввода программного ключа FctMod2, снимающего рассматриваемую блокировку.

***Совершенствование методики выбора параметров настройки (уставок) устройств АОПО в целях организации более гибкой настройки устройств***

В настоящее время нормативными документами предусмотрено наличие, как правило, двух ступеней устройства АОПО при одном направлении перетока, соответствующим, в общем случае, длительно допустимой токовой нагрузке (ДДТН) ЛЭП и аварийно допустимой токовой нагрузке (АДТН) ЛЭП.

При этом возможности по селективной реализации УВ ограничиваются выдержками времени: с одной стороны, необходимостью обеспечения отстройки от цикла АПВ, с другой стороны – обеспечения селективности со смежными устройствами АОПО, а также максимальными временами существования перегрузки.

Рекомендуется в методику включить оценку необходимости реализации дополнительных ступеней устройства АОПО, превышающих АДТН, но с меньшими временами реализации УВ.

Пример: Уставка срабатывания устройства АОПО соответствует АДТН ЛЭП 110 кВ и составляет 630 А. К реализации от устройства АОПО доступны два объёма УВ на ОН – ОН-2-1 и ОН-2-2 мощностью 80 МВт и 40 МВт соответственно. Коэффициент эффективности реализации УВ на ОН составляет  $\sim 5 \text{ А} / \text{МВт}$

В случае реализации подведения ОН-2-1 с первой выдержкой времени (например, 10 с), а ОН-2-2 со второй выдержкой времени (например, 15 с) при возникновении токовой нагрузки 631 А будет реализован объём ОН-2-1 80 МВт, в то время как для ликвидации перегрузки достаточно реализовать ОН-2-2 40 МВт.

В случае изменения порядка реализации УВ ОН-2-2 с первой выдержкой времени, УВ ОН 2-1 со второй выдержкой в рассматриваем случае будут отключены 40 МВт (на 40 МВт меньше, чем в первом варианте). Однако, при возникновении перегрузки 831 А реализации УВ на ОН-2-2 объёмом 40 МВт ( $\sim 200 \text{ А}$ ) окажется недостаточно для снижения токовой нагрузки ниже уставки срабатывания устройства, а значит дополнительно будет реализован объём ОН-2-1 80 МВт (суммарно –  $40+80 = 120 \text{ МВт}$ ).

Для снижения рисков избыточной работы рекомендуется задание дополнительных ступеней устройства с уставками, превышающими значения АДТН на величину минимального объёма УВ. Т.е. в рассматриваемом примере рекомендуется задать

дополнительную ступень с уставкой 830 А, к которой с меньшей выдержкой времени подвести больший объём УВ (например, УВ ОН-2-1 с выдержкой времени 9 секунд). В таком случае при возникновении перегрузки 831 А был бы реализован УВ ОН-2-1 80 МВт, что привело бы к снижению токовой нагрузки до 431 А и отсутствию дальнейшей реализации УВ.

Использование такого подхода позволяет максимально селективно реализовывать управляющие воздействия в ограниченном диапазоне выдержек времени при наличии ступеней УВ с различными доступными объёмами.

### ***Обеспечение селективности устройств АОПО***

В ЕЭС России существуют энергорайоны (объединения, обладающие общностью электроэнергетического режима), в которых выполнены несколько устройств АОПО. В ЭС Республики Карелия существует энергорайон с наличием 10 устройств АОПО. В работе приведён алгоритм и пример методики выбора уставок и обеспечения селективности устройств АОПО с указанием рассматриваемых возмущений. Предложены соответствующие изменения в [49, 65] в части необходимости обеспечения селективной работы устройств АОПО.

В ходе исследований разработаны организационные мероприятия по снижению рисков избыточной работы устройств АОПО без контроля направления мощности.

В общей сложности в ходе анализа были изменены или доработаны параметры срабатывания следующих устройств АОПО:

ПАО «ФСК ЕЭС». ПС 330 кВ Кондопога: АТ-1 ПС 330 кВ Кондопога. ПС 220 кВ Древлянка: ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древлянка, ВЛ 110 кВ Древлянка – Станкозавод (Л-184). ПС 220 кВ Сортавальская: ВЛ 110 кВ Сортавальская – Хаапалампи (Л-194)

ПАО «Россети Северо-Запад». ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39): ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Суоярви (Л-124). ПС 110 кВ Беломорск (ПС 12): ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115).

ПАО «ТГК-1». Кондопожская ГЭС (ГЭС-1): ВЛ 110 кВ Кондопожская ГЭС – КОЗ (Л 121), АОПО ВЛ 110 кВ Кондопожская ГЭС –Березовка (Л-168), ВЛ 110 кВ Кондопожская ГЭС – КЦБК (Л-123). Петрозаводская ТЭЦ: ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Сулажгора (Л-118), ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л 173)

АО «Кондопожский ЦБК». ПС 220 кВ Кондопога (ПС 16): ВЛ 220 кВ Кондопога – Медвежьегорск

АО «АЭМ-технологии». ПС 220 кВ Петрозаводскмаш: ВС-220, ВТ-2-220

ОАО «РЖД». ПС 110 кВ Лоухи-тяговая (ПС 47): ВЛ 110 кВ Кереть – Лоухи-тяговая (Л-153), ВЛ 110 кВ Лоухи-тяговая – Энгозеро (Л-154)

Внесён ряд предложений [49]. На этапе рассмотрения проекта стандарта в январе 2018 года и в июне 2019 года:

Предложено дополнение к пункту, содержащему требование о недопустимости реализации управляющих воздействий на деление сети, если их реализация усугубляет развитие аварии (приводит к токовой перегрузке других элементов или перегрузке сечений). В пункте требуется исключить упоминание конкретного УВ – деление сети, т.к. реализация других управляющих воздействий также может приводить к недопустимой токовой нагрузке других элементов и перегрузке КС. К примеру, может быть ослаблено одно контролируемое сечение и реализация УВ на ОГ (ОН) в текущей ремонтной схеме снизит перегрузку защищаемого элемента, но приведет к перегрузке ЛЭП и электросетевого оборудования в другой части энергосистемы (другом сечении). В таком случае также требуется вывод указанных УВ от АОПО.

Внесено предложение включить в состав СТО пункт, оговаривающий ситуацию, при которой в нормальных (ремонтных) схемах, а также в послеаварийных режимах после нормативных возмущений (в т.ч. группы III) возможно одновременное достижение уставок нескольких устройств АОПО, логика действия и настройки указанных устройств АОПО должны быть согласованы между собой.

В качестве одного из примеров рассматриваемых энергосистемах – в целях обеспечения селективности работы устройств АОПО Филиалу АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ было рекомендовано рассмотреть возможность изменения выдержки срабатывания устройств АОПО с действием на отключение защищаемого элемента:

- АОПО ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Нижне-Свирская ГЭС №1 с отпайками и АОПО ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Нижне-Свирская ГЭС № 2 с отпайкой на ПС Подпорожская на Верхне-Свирской ГЭС (ГЭС 12) с 19 до 18 секунд;
- АОПО ВЛ 220 кВ Нижне-Свирская ГЭС – Заостровье с отпайкой на ПС Лодейнопольская и АОПО ВЛ 220 кВ Нижне-Свирская ГЭС – Сясь с отпайками на Нижне-Свирской ГЭС (ГЭС-9) с 17 до 16 секунд.

Внесено изменение в пункт, оговаривающий логику выбора уставок сигнальной в случае, если АДТН превышает ДДТН. Пункт дополнен указанием на то, что в качестве АДТН рассматривается возможность превышения ДДТН с разрешённым временем работы более 20 секунд. Т.к. в случае, если субъект согласовал превышение ДДТН на время менее 20 секунд, то данная длительность не должна подпадать под рассматриваемый пункт. При

этом в случае, если субъект согласовал превышение ДДТН на время более 20 секунд (в т. ч. менее 20 минут), то её необходимо использовать в качестве уставки для следующей ступени.

Внесены предложения по дополнительным условиям, при наступлении которых должно проводиться изменение настройки устройства АОПО:

– если в результате изменения топологии сети для рассматриваемого устройства АОПО необходимо избрать иной защищаемый элемент (например, в случае если АОПО настроено согласно стандарта по принципу «косвенной защиты» и в результате сетевого строительства или реконструкции было изменено или исключено «узкое место» защищаемого транзита).

– при вводе в работу (выводе из работы) устройства АОПО, которое должно быть настроено с учётом требований вновь предложенного пункта (об обеспечении селективности);

– при необходимости корректировки состава и объемов управляющих воздействий (подведение новых станций под ОГ, потребителей под ОН, установка СКРМ), а также при значительном изменении фактических объёмов управляющих воздействий.

#### **Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ)**

Предложены принципы учёта объёма управляющих воздействий от устройств автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), которые в настоящее время применяются при определении максимально допустимых перетоков (МДП).

Выбраны параметры настроек устройств АДВ ПС 330 кВ Петрозаводск, 1 ст. АЛАР резервный ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи №1 с функцией АПНУ на Путкинской ГЭС (ГЭС-9), ЛАДВ РП 330 кВ Борей и ЛАДВ РП 330 кВ Каменный Бор.

Основные изменения в части АДВ ПС 330 кВ Петрозаводск:

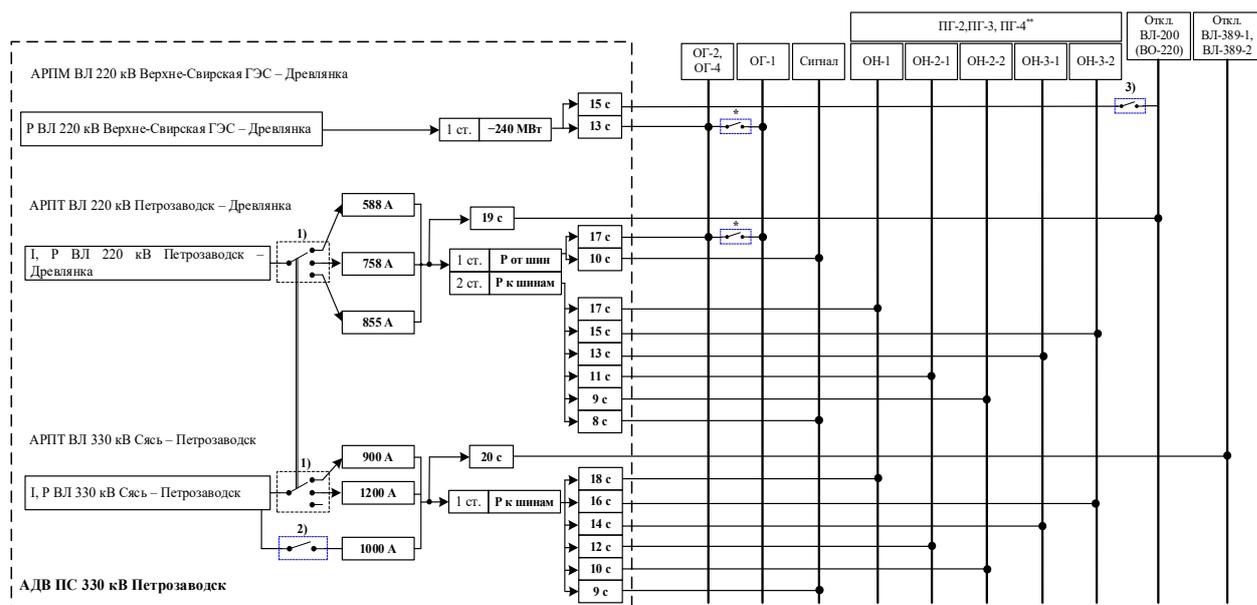
1. Для пускового органа ФОЛ ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск предусмотрена дополнительная группа уставок для схем ремонта ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога или ВЛ 330 кВ Кондопога – Петрозаводск.

2. Предусмотрена возможность оперативного подведения дополнительных управляющих воздействий под 1 ступень КПП для каждого пускового органа.

3. Рассмотрена возможность реализации в АДВ ПС 330 кВ Петрозаводск функции АРОЛ ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск с контролем предшествующей мощности по ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск и ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древлянка и формированием УВ на ОГ-2,4, а также возможность реализации в АДВ ПС 330 кВ Петрозаводск функции АРПМ контролируемого сечения «Карелия – Ленинград» с контролем перетока мощности

по ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск и ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древянка с формированием УВ на ОГ-2,4 при фиксации ремонтного состояния ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск.

4. По результатам рассмотрения в целях обеспечения замера активной мощности и/или токовой нагрузки защищаемого элемента, а также более селективного формирования УВ предусмотрен вариант реализации АРПМ и/или АРПТ для ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск, ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древянка, ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Древянка (рисунок 10).



Указания по подключению и использованию ключей, отображённых на функциональной схеме:

\*) – Ключи используются для дополнительного подведения УВ на «ОГ-1» к алгоритму в режиме отсутствия штатного воздействия на «ОГ-2» и/или «ОГ-4» или нехватки фактических объёмов УВ на «ОГ-2» и «ОГ-4».

\*\*) – Управляющее воздействие на «ПГ-2, ПГ-3 и ПГ-4» формируется совместно с реализацией любого из УВ на ОН.

1) – Ключ выбора сезонной группы уставок АРПТ: лето/межсезонье/зима.

2) – Ключ ввода/вывода дополнительной уставки по току в АРПТ ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск. Используется в ремонтных схемах при работе ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск через один выключатель на ПС 330 кВ Петрозаводск и/или ПС 330 кВ Сясь.

3) – Ключ ввода/вывода дополнительных воздействий на отключение ВЛ-200 (ВО-220 при замене) на ПС 330 кВ Петрозаводск. Используются при работе в ВР в сечении «Ленинград – Карелия» или «Карелия – Ленинград».

Рисунок 10 – Функциональная схема АРПМ ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древянка, АРПТ ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Древянка, АРПТ ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск

5. В связи с отсутствием полноценного ФОЛ ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Древянка и наличием рисков избыточного формирования УВ в случае использования токового ФОЛ ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Древянка, принято решение о нецелесообразности его реализации. Помимо этого, по причине отсутствия ограничений

фактических перетоков активной мощности по критерию ПАР ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древянка в нормальной и единичных ремонтных схемах сети при работе в области МДП при текущих объёмах УВ на ОН при отключении ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск, в целях снижения вероятности избыточного формирования УВ на ОН устройством АДВ ПС 330 кВ Петрозаводск, а также сокращения задействованных в устройстве ключей, выведена логическая цепочка по ФОЛ ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древянка для нормальной схемы сети.

Основные изменения в части 1 ст. АЛАР резервный ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи №1 с функцией АПНУ на Путкинской ГЭС (ГЭС-9)

По результатам расчётов выявлена невозможность учета срабатывания устройства при достижении значений АДП в контролируемом сечении «Онда – Кондопога» при существующих параметрах настройки первой ступени устройства АЛАР резервный ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи №1 на Путкинской ГЭС (ГЭС 9) с действием на ОГ-1 ( $\varphi_{ср} = 50^\circ$ ). В связи с вышеизложенным в целях учёта УВ от устройства при расчете значений допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении «Онда – Кондопога» по критерию аварийного небаланса активной мощности в энергосистеме Мурманской области (учёт объёма УВ на ОГ-1 от АЛАР) было предложено скорректировать настройки устройства невозможно.

#### **Автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ)**

Выбор объёма УВ на ОГ, подведённого под АОПЧ в ЭС Мурманской области и ЭС Республики Карелия

В большинстве энергосистем ЕЭС России у диспетчерского персонала отсутствует необходимость контроля подведённых объёмов АОПЧ. Необходимость контроля объёмов связана с малым числом используемых уставок и выдержек времени на устройствах АОПЧ в связи с их техническими ограничениями. Предоставлены предложения по доработке существующих подходов.

Участвовал в проведении анализа и формировании предложения по совершенствованию применяемого в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ алгоритма определения объёма реализуемых от АОПЧ управляющих воздействий на отключение генерирующего оборудования. Результаты анализа направлены в АО «СО ЕЭС» и применяются в настоящее время при управлении режимом.

### **Автоматика ограничения снижения и повышения напряжения (АОСН и АОПН)**

Предложены параметры функционирования устройств АОСН и АОПН БСК-1 (БСК-2) ПС 220 кВ Сортавальская.

В соответствии с метод указаниями по устойчивости критический уровень напряжения при отсутствии иных данных принимается как  $0,7 U$  номинального. При этом можно считать, что энергорайон может "погаснуть" при снижении ниже  $U$  критического (хотя при наличии в районе значительной доли современной двигательной нагрузки часть нагрузки, скорее всего, будет отключена действием ЗМН и район удержится)

В соответствии с [43] допускается реализация УВ от АОСН с выдержкой до 20 с. Требуется определить – удержится ли район 20 с при снижении напряжения ниже  $U$  критического.

«Рассмотрены основные проблемы электроснабжения потребителей энергорайона Западной Карелии и пути их решения, такие как установка батареи статических конденсаторов и строительство новых линий электропередачи 220 кВ. Произведено экономическое сравнение данных путей решения поставленной проблемы.

В двойных ремонтных схемах возможно увеличение перетока активной мощности по связям 110 кВ и недопустимое снижение напряжений. Поднять напряжение до допустимых значений позволяет установка на ПС Сортавальская по стороне 110 кВ БСК мощностью  $2 \times 17$  Мвар». [9]

### **Определён необходимый состав передаваемых сигналов устройствами передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)**

На участке ПС 330 кВ Петрозаводск – Ондская ГЭС (ГЭС-4)

Для реализации УВ на ОГ-2,4 от устройств ПА ПС 330 кВ Петрозаводск в существующей схеме сети в условиях ограниченного числа каналов передачи (до строительства второй цепи 330 кВ на участке РП 330 кВ Каменный Бор – Петрозаводск) предложено запустить новую команду вместо 8к ПРД ETL 212 кГц «ПГ-2, ПГ-3, ПГ-4» на ПС 330 кВ Петрозаводск. А для сохранения ПГ от ПА на ПС 330 кВ Кондопога при получении любой команды ОН на ПРМ ETL 212 кГц дополнительно осуществлять с пуском ОН и пуск всех ПГ (8к) в ПРД ETL 164 кГц. Дополнительно предложено на ПС 330 кВ Кондопога предусмотреть возможность пуска команды 12к ПРД ETL 164 кГц «ОГ-1» при получении новой команды ОГ-2,4 на ПРМ ETL 212 кГц (подведение по средствам оперативного ключа/накладки).

А также предложены корректировки для УПАСК и на участке Путкинская ГЭС (ГЭС-9) – ПС 220 кВ Костомукша (ПС 52).

### **Совершенствование алгоритмов автоматического регулирования частоты и мощности в энергосистемах**

В настоящее время всё более широкое применение находят системы автоматического регулирования частоты и мощности (далее – АРЧМ) в энергосистемах. Автоматическое регулирование перетока позволяет повысить максимально допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях, а также снизить время ликвидации аварийных режимов. Вместе с тем существует перечень нерешённых вопросов и возможностей совершенствования принципов применения АРЧМ. В статье рассматриваются аспекты применения и предложения по доработке подходов к автоматическому ограничению перетоков в контролируемых сечениях с использованием АРЧМ в региональных и объединённых энергосистемах.

Система АРЧМ зарекомендовала себя как незаменимый «помощник» диспетчерского персонала, позволяющий оперативно вводить режим в допустимую область. При этом всё ещё достаточно часто фиксируются случаи некорректной работы. В иных случаях АРЧМ остаётся заблокированной несмотря на то, что могла использоваться для ввода режима в допустимую область. В целях минимизации указанных нежелательных событий предложены способы повышения эффективности системы.

### **Выводы по четвёртой главе**

Предложенные оригинальные пути совершенствования схем и параметров функционирования устройств и комплексов противоаварийной и режимной автоматики имеют большой практический эффект.

В результате исследований приведены рекомендации по решению некоторых вопросов управления режимами при использовании АРЧМ.

### **В пятой главе**

Выработаны предложения по повышению пропускной способности сети и повышения эффективности функционирования её элементов за счёт организационных и технических мероприятий.

### **Предложения по увеличению допустимых токовых нагрузок ЛЭП и ЭЛТ**

В текущих условиях существования нормативных ограничений организации новых устройств противоаварийной автоматики и нового сетевого строительства в целях сокращения необоснованного расходования средств субъектами электроэнергетики [50] наиболее актуальной является задача корректной настройки существующих средств ПА, а также наиболее полного использования пропускной способности существующих ЛЭП.

В целях разработки организационных мероприятий по повышению пропускной способности электрических сетей 110-330 кВ на территории ЭС Республики Карелия был проведён анализ допустимых токовых нагрузок ЛЭП и ЭЛТ, в результате которого выявлены основные ограничивающие элементы:

- Провода ЛЭП
- Ошиновка ЛЭП
- Силовые выключатели
- Разъединители
- ВЧ-заградители
- Трансформаторы тока

В соответствии с п. 125 [51] подстанционное оборудование не должно ограничивать пропускную способность ЛЭП. То есть допустимую токовую нагрузку ЛЭП во всём рассматриваемом диапазоне температур наружного воздуха должен определять провод линии.

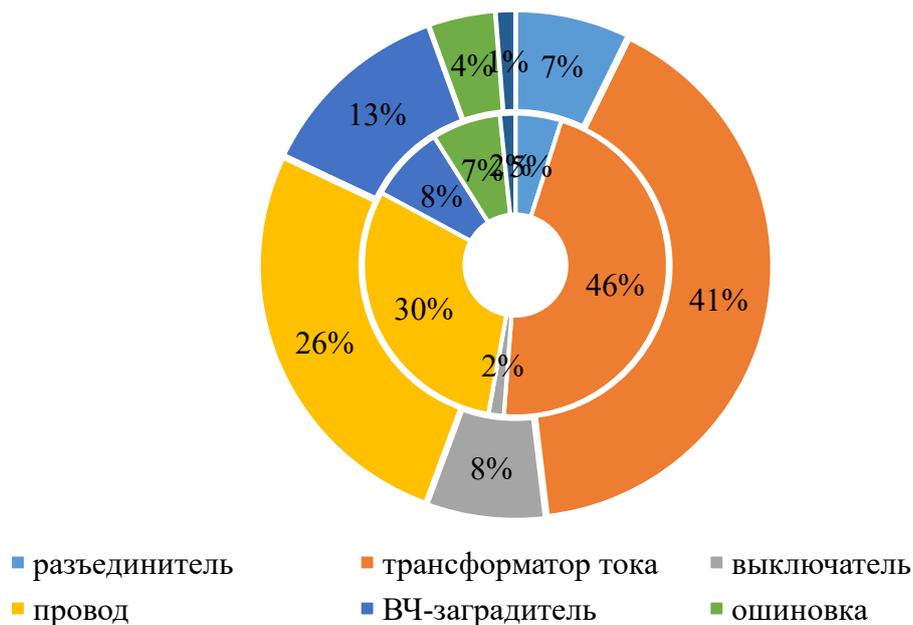


Рисунок 11 – Распределение ограничивающих элементов по типам до проведения мероприятий (внутреннее кольцо) и после проведения мероприятий (внешнее кольцо)

По результатам анализа выявлено наличие значительных ограничений пропускной способности по трансформаторам тока и ВЧ-заградителям при отсутствии согласованных собственниками объектов аварийно-допустимых значений токовой нагрузки.

Проработаны стандарты и технические требования к трансформаторам тока и ВЧ-заградителям ЛЭП, а также стандарт по допустимым токовым нагрузкам проводов:

Стандарт [52] устанавливает соответствие между наибольшим рабочим и номинальным первичными токами ТТ. Фактически, длительно допустимая токовая нагрузка ТТ соответствует наибольшему рабочему первичному току, который в ряде случаев на 6,7 % больше номинального. При этом увеличенные значения ДДТН ранее не учитывались ни одним субъектом электроэнергетики.

Дополнительно, по согласованию допускается кратковременное (не более 2 ч в неделю) повышение первичного тока на 20% по отношению к наибольшему рабочему первичному току, что соответствует АДТН. Часто субъектами игнорировалась возможность аварийной перегрузки ТТ, а в ряде случаев – предоставлялись значения перегрузки относительно номинального тока, а не наибольшего рабочего.

Помимо этого, в ТТ используются обмотки для целей коммерческого учёта (АСКУЭ), которые в целях соблюдения требований к точности выполняются на меньший номинал. Например, в ТТ номинальным первичным током 600 А обмотка АСКУЭ может быть выполнена на номинал 300 А. В результате взаимодействия с заводами-

изготовителями определена возможность длительной работы таких обмоток с токовой нагрузкой до 200 %, таким образом, что обмотка АСКУЭ с меньшим номинальным током не ограничивает пропускную способность ТТ в целом, что ранее учитывалось не всеми субъектами.

Достигнутый эффект повышения пропускной способности после проведения организационных и разъяснительных мероприятий, а также взаимодействия с заводами-изготовителями на примере пропускной способности ВЛ 110 кВ Сортавальская – Хаапалампи (Л-194) [оборудование Карельского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» и Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС], ограниченной пропускной способностью ТТ: исходные значения ДДТН / АДТН – 300 / 300 А. Текущие значения ДДТН / АДТН – 320 (+6,7 %) / 384 А (+28 %). На примере пропускной способности ВЛ 110 кВ Кузема – Кемь (Л-156) [оборудование Карельского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС и Кемской дистанции электроснабжения ОАО «РЖД»], ограниченной пропускной способностью обмоток АСКУЭ ТТ: исходные значения ДДТН / АДТН – 400 / 400 А. Текущие значения ДДТН / АДТН – 630 (+57,5%) / 756 А (+89 %).

Стандарт [53] позволяет минимизировать ограничения по ВЧ-заградителям. В ряде случаев следующим ограничивающим пропускную способность ЛЭП элементов выступают ВЗ-заградители. На момент проработки возможности перегрузки указанного оборудования в ОЭС Северо-Запада не было выявлено положительного опыта предоставления собственниками оборудования перегрузки ВЧ-заградителей.

Устранение избыточных ограничений по линейному оборудованию потребовало пересмотра допустимых токовых нагрузок проводов линий. В филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» допустимые токовые нагрузки линий определяют в соответствии с [54] на специализированном программном обеспечении, учитывающим множество влияющих факторов, описанных в методике: климатических особенностей местности (широта местности, скорости ветра, солнечная инсоляция), физических характеристик линии (высота подвеса, длина пролётов, удельная масса и сечение проводов). Дополнительно, в стандарте приведены таблицы с максимальными значениями допустимых токовых нагрузок различных типов проводов при наихудших климатических условиях. В ходе взаимодействия с субъектами электроэнергетики, не имеющими специального ПО была определена целесообразность использования приведённых табличных значений, в результате чего по некоторым линиям пропускная способность была увеличена до 15 %. Например, ДДТН в соответствии с [54] 698 А для провода АС 240/32 при температуре наружного воздуха +25 °С против 605 А в соответствии с [55].

В конечном итоге, проведенные мероприятия позволили во взаимодействии с Карельским филиалом ПАО «Россети Северо-Запад», Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС, Филиалом «Карельский» ПАО «ТГК-1», АО «Кондопожский ЦБК», ООО «ЕвроСибЭнерго – тепловая энергия» и Филиалом ОАО «РЖД» «Трансэнерго» «Октябрьская дирекция по энергообеспечению» увеличить пропускную способность значительной части ЛЭП 110 кВ и отдельных ЛЭП 220-330 кВ в энергосистеме Республики Карелия на величину от 6 до 28%.

### **Замыкание нормально разомкнутых транзитов**

Во многих энергосистемах имеется ряд оборудования, по различным причинам остающегося в отключенном состоянии при нормальной схеме соединений. В том числе – ЛЭП 110 кВ. В ряде случаев их нормально разомкнутое состояние связано с отсутствием вторичных устройств, при том, что эффект от их замыкания – эквивалентен новому сетевому строительству.

В операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ имеются следующие связи 110 кВ, неоснащенные устройствами ПА (АЛАР и АОПО), замыкание в транзит которых выполняется только на время переноса точки разрыва:

1. Транзит 110 кВ Медвежьегорск – Белоусово между операционными зонами Филиалов АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ и Вологодское РДУ:

Кратковременное (на время переключений по переносу точки разрыва для исключения погашения нагрузки потребителей) замыкание указанного транзита на параллельную работу производится только при замкнутых связях 330 кВ на участке сети Ондская ГЭС (ГЭС-4) – ПС 330 кВ Кондопога – ПС 330 кВ Петрозаводск – ПС 330 кВ Сясь и замкнутых связях 220 кВ на участке сети ПС 220 кВ Медвежьегорск – ПС 220 кВ Кондопога – ПС 330 кВ Петрозаводск – ПС 220 кВ Древлянка – Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12) – Нижне-Свирская ГЭС (ГЭС-9) – ПС 330 кВ Сясь. Кратковременное замыкание транзита 110 кВ Медвежьегорск – Белоусово на параллельную работу в ремонтных схемах сети с отключением одной цепи вышеуказанных связей 220 - 330 кВ запрещается, в данном режиме перенос точки разрыва допустим только с кратковременным погашением потребительской нагрузки.

Применяемый порядок переключений сводит к минимуму риски перегрузки сверх АДТН и возникновения асинхронного режима с ЭЦК на связях 110 кВ данного транзита 110 кВ при наложении единичного аварийного возмущения на транзитной сети 220-330 кВ. Указания по порядку переноса точки разрыва в настоящее время закреплены в утвержденном [56].

2. Транзит 110 кВ ПС 220 кВ Лодейное поле – ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) между операционными зонами Филиалов АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ и Ленинградское РДУ:

Кратковременное (на время переключений по переносу точки разрыва для исключения погашения нагрузки потребителей) замыкание указанного транзита на параллельную работу производится только при включенной в транзит ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск и замкнутых связях 220 кВ на участке сети ПС 330 кВ Петрозаводск – ПС 220 кВ Древлянка – Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12) – Нижне-Свирская ГЭС (ГЭС-9) – ПС 330 кВ Сясь. Запрещается кратковременное замыкание транзита 110 кВ ПС 220 кВ Лодейное поле – ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) на параллельную работу в ремонтных схемах сети с отключением вышеуказанных связей 220-330 кВ.

Применяемый порядок переключений сводит к минимуму риски перегрузки сверх АДТН и возникновения асинхронного режима с ЭЦК на связях 110 кВ данного транзита 110 кВ при наложении единичного аварийного возмущения на транзитной сети 220-330 кВ. Данные указания планируется внести в [57].

Что касается связей 110 кВ, которые необходимо в первую очередь оснастить устройствами АЛАР и АОПО для достижения максимального эффекта по увеличению пропускной способности сети, таким транзитом в ЭС Республики Карелия является Транзит 110 кВ ПС 220 кВ Лодейное поле – ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) (далее – Олонецкий транзит):

Существующее состояние дел:

- деление по нормальной схеме на вышеуказанном транзите выполнено на ВС-110 ПС 110 кВ Олоонец (ПС 41). Допускается перенос точки раздела транзита на:
  - ВЛ-170 ПС 220 кВ Лодейнопольская;
  - ВЛ-125 ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39);
  - ВЛ-124 [ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) или ПС 220 кВ Суоярви] и ВЛ-166 ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39);
  - ВС-110 ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) и ВЛ-124 [ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) или ПС 220 кВ Суоярви];
  - ВЛ-124 [ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) или ПС 220 кВ Суоярви] и ВЛ-173 Петрозаводской ТЭЦ.
- по условию функционирования защит ограничений для замыкания Олонецкого транзита в параллельную работу нет. Параметры настройки защит ВЛ 110 кВ Лодейнопольская – Олоонец (Л-170) со стороны ПС 220 кВ Лодейнопольская, выбраны с учетом возможности замыкания его в работу;

– на транзите имеется АВР 35/10 кВ на ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) и ПС 110 кВ Олонец (ПС 41), по нормальной схеме – введен в работу;

– ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) – без постоянного персонала (оперативный персонал в дневное время работает по 40 часовой рабочей неделе, далее с дежурством на дому со временем прибытия 15 минут), ПС 110 кВ Олонец и ПС 220 кВ Лодейнопольская - постоянный дежурный персонал. Ориентировочное время отключенного состояния потребителей при переносе точки раздела с погашением - около 30 минут.

На основании проведенных расчетов установившихся электроэнергетических режимов и динамической устойчивости при замыкании связей Олонецкого транзита выявлено следующее:

I. по условию энергосистемы в целом:

– В нормальной схеме сети при перетоках мощности из ЭС Республики Карелия в ЭС г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области (и наоборот) по контролируемым сечениям транзитной сети «Ленинград – Карелия» и «Карелия – Ленинград» на уровне величин, определенных по критерию обеспечения 20%-го коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности связи 110 кВ Олонецкого транзита не перегружаются и размыкание его не требуется;

– Поддержание замкнутого состояния транзита положительно сказывается на увеличении величин допустимых перетоков по вышеуказанным контролируемым сечениям в ремонтной схеме сети с отключенной ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск. В данной ремонтной схеме эффект от замыкания Олонецкого транзита 110 кВ составляет около 20-25 МВт. Причина: перераспределение потоков активной мощности между всеми оставшимися в работе связями 110-220 кВ сечения (ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древянка, Ольховецкий транзит 110 кВ, Кузнечный транзит 110 кВ, Олонецкий транзит 110 кВ).

II. По условию Петрозаводского энергоузла (район входит в перечень «узких» мест согласно «Справки о режимах работы энергосистемы в энергосистемы Республики Карелия») поддержание замкнутого состояния транзита положительно сказывается на увеличении допустимых перетоков в контролируемом сечении «Дефицит Петрозаводска» (эффект оценен в условиях замкнутого и разомкнутого состояния связей Олонецкого транзита при одних и тех же величинах перетока по транзитной сети 330-220 кВ – переток в сечении «Карелия – Ленинград» (Ленинград – Карелия)):

– для нормальной схемы в режиме работающей Петрозаводской ТЭЦ эффект порядка 25 МВт, в режиме полного останова станции – порядка 15 МВт;

- для ремонтной схемы с отключенной сш-220 кВ ПС 220 кВ Древлянка – порядка 30 МВт по критерию «отсутствие работы АОПО на размыкание Ольховецкого транзита в ПАР аварийный небаланс активной мощности» и 20 МВт по критерию «отсутствие работы АОПО на размыкание Ольховецкого транзита ПАР ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви»;

- для ремонтной схемы с отключением связей Ольховецкого транзита – 15 МВт.

III. Возможность возникновения перегрузки и/или асинхронного режима с ЭЦК на Олонецком транзите в ПАР.

По результатам предварительного анализа асинхронных режимов выявлено следующее:

- При возникновении асинхронного режима в послеаварийной схеме с отключенными ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск и ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древлянка ЭЦК располагается на связях Олонецкого транзита (ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Коткозеро (Л-125) или ВЛ 110 кВ Олонец – Коткозеро (Л-126)). Для ликвидации асинхронного режима необходима установка устройств АЛАР на ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) и ПС 220 кВ Лодейнопольская. Установка АЛАР на ПС 110 кВ Олонец (ПС 41) не рассматривалась, т.к. при включенной РП-110 из схемы исключается выключатель ВС-110;

- При возникновении асинхронного режима в послеаварийной схеме с отключенными ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск и ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Древлянка сечение ЭЦК располагается на ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Суоярви (Л-124) и ВЛ 110 кВ Найстенъярви – Поросозеро (Л-134) (ЭЦК вне Олонецкого транзита). Для ликвидации асинхронного режима необходима перестройка устройств АЛАР на ПС 220 кВ Суоярви и Петрозаводской ТЭЦ (при необходимости установка нового устройства АЛАР). Необходимость перестройки АЛАР и установки нового устройства АЛАР требуется определить на этапе разработки проектной (рабочей) документации.

При в аналогичных схемах при сниженных перетоках активной мощности (до возникновения асинхронного режима), а также в схемах с отключённой ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древлянка могут возникать недопустимые перегрузки по току Олонецкого транзита.

С учетом приведенных обоснований с целью минимизации необходимых объемов ввода ГВО в энерграйоне г. Петрозаводска или с целью увеличения объемов восстановления потребительской нагрузки отключенной действием устройств ПА (АОСН, АОПО) в послеаварийных схемах в условиях недостаточности резервов на загрузку

станций рассматриваемого района считаем необходимым оснастить устройствами АЛАР и АОПО Олонецкий транзит 110 кВ и замкнуть его в работу по нормальной схеме.

Оптимальное место установки устройств ПА:

Для АЛАР:

– на ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Коткозеро (Л-125) со стороны ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) (собственник: Карельский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»);

– на ВЛ 110 кВ Лодейнопольская – Олонец (Л-170) со стороны ПС 220 кВ Лодейнопольская (собственник: Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС);

Для АОПО:

– на ВЛ 110 кВ Лодейнопольская – Олонец (Л-170) со стороны ПС 220 кВ Лодейнопольская (собственник: Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС).

По результатам проведённого анализа, мероприятия, позволяющие в перспективе замкнуть транзит, включены в инвестиционные программы МЭС Северо-Запада и Карельского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» с конечным сроком реализации не позднее 2026 года.

#### **Минимизация состава отключаемого оборудования в ремонтных схемах**

В ходе строительства РП 220 кВ Белый Порог сформировано предложение о возможности работы двух АТ ПС 220 кВ Костомукша на одну линию 220 кВ. В результате необходимые технические мероприятия были включены в план и выполнены АО «Карельский окатыш», что позволило снизить величину ограничений потребления активной мощности ПС 220 кВ Костомукша (ПС 52) в ремонтных схемах с отключением ЛЭП 220 кВ.

#### **Оптимизация режимов работы силовых автотрансформаторов**

Цель: Определить наиболее эффективный режим работы силового масляного автотрансформатора

Основные задачи:

- Найти оптимальное соотношение нагрузок на обмотках среднего и низкого напряжения для достижения максимального КПД автотрансформатора
- Найти наиболее эффективный режим работы системы охлаждения автотрансформатора.

Вопросы реализации малозатратных мероприятий по повышению энергоэффективности представляют особый практический интерес.

### **Расчёт оптимального режима загрузки обмоток автотрансформатора**

Коэффициент выгодности автотрансформатора

$$\alpha = 1 - \frac{1}{k_{B-C}} = \frac{S_{H \text{ ном}}}{S_{\text{ном}}},$$

где

$k_{B-C}$  - коэффициент трансформации;

$S_{H \text{ ном}}$  - мощность обмотки, рассчитанной на меньшую нагрузку;

$S_{\text{ном}}$  - номинальная мощность автотрансформатора.

Расчетные величины номинальных потерь в лучах трехлучевой схемы автотрансформатора определяются соотношениями:

$$\Delta P'_{B} = \frac{\Delta P_{B-C} + \frac{\Delta P_{B-H}}{\alpha^2} - \frac{\Delta P_{C-H}}{\alpha^2}}{2}$$

$$\Delta P'_{C} = \frac{\Delta P_{B-C} + \frac{\Delta P_{C-H}}{\alpha^2} - \frac{\Delta P_{B-H}}{\alpha^2}}{2}$$

$$\Delta P'_{H} = \frac{\frac{\Delta P_{B-H}}{\alpha^2} + \frac{\Delta P_{C-H}}{\alpha^2} - \Delta P_{B-C}}{2}$$

Полная мощность потерь в меди для автотрансформаторов:

$$\Delta P_{\text{м. ном}} = \Delta P'_{B} \left( \frac{S_B}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P'_{C} \left( \frac{S_C}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P'_{H} \left( \frac{S_H}{S_{\text{ном}}} \right)^2$$

где  $S_B, S_C, S_H$  — мощности соответственно на сторонах высокого, среднего, низкого напряжений.

### **Расчет потерь мощности на примере автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110-У1**

Таблица 2 – Паспортные данные [58]

Потери в меди для потока мощности:			
от высшего напряжения к среднему	$\Delta P_{B-C}$	277	кВт
от высшего напряжения к низшему	$\Delta P_{B-H}$	210	кВт
от среднего напряжения к низшему	$\Delta P_{C-H}$	220	кВт
Потери в стали	$\Delta P_{\text{ст}}$	34	кВт
Номинальная мощность автотрансформатора	$S_{\text{ном}}$	125000	кВА
Номинальная мощность обмотки низшего напряжения	$S_{H \text{ ном}}$	63000	кВА
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_B$	230	кВ
Номинальное напряжение средней обмотки	$U_C$	121	кВ

Таблица 3 – Расчет параметров автотрансформатора

Номинальные потери в меди:			
обмотки высшего напряжения	$\Delta P_V$	133,5	кВт
обмотки среднего напряжения	$\Delta P_C$	143,5	кВт
обмотки низшего напряжения	$\Delta P_H$	76,5	кВт
Коэффициент выгодности	$\alpha$	0,474	
Расчётные величины номинальных потерь в меди:			
обмотки высшего напряжения	$\Delta P_V'$	116,2	кВт
обмотки среднего напряжения	$\Delta P_C'$	160,8	кВт
обмотки низшего напряжения	$\Delta P_H'$	818,8	кВт

### Расчёт КПД автотрансформатора

$$\eta = \frac{S_C * \cos\varphi_C + S_H * \cos\varphi_H}{S_C * \cos\varphi_C + S_H * \cos\varphi_H + \Delta P_M + \Delta P_C}$$

для удобства дифференцирования принимаем следующее допущение:

$$\eta \approx \frac{S_C * \cos\varphi_C + S_H * \cos\varphi_H - (\Delta P_M + \Delta P_C)}{S_C * \cos\varphi_C + S_H * \cos\varphi_H}$$

При КПД выше 99%, погрешность данного приближения не превышает 0,01%

Коэффициентами мощности при поиске точки максимума КПД пренебрегаем. Погрешность такого упрощения тем больше, чем больше разница косинусов на обмотках СН и НН и достигает максимума, если один из косинусов равен нулю, а другой равен единице. В этом случае погрешность – не более 3%.

При реальных значениях косинусов – 0,7 и 0,95 погрешность составит менее 0,8%.

Если же  $\cos\varphi_C = \cos\varphi_H$  – погрешность в определение точки максимума не вносится.

Отыскание максимума функции заключается в расчете частных производных от КПД по мощности на обмотках СН и НН. Затем производные приравниваются, в результате чего находится соотношение мощностей на обмотках СН и НН, при котором достигается максимальный КПД.

$$S_H = \frac{\Delta P_C}{\Delta P_H} S_C, \text{ где}$$

$S_H$  – полная мощность на обмотке низкого напряжения, МВА

$S_C$  – полная мощность на обмотке среднего напряжения, МВА

$\Delta P_C$  – расчетные потери мощности в обмотке среднего напряжения, кВт

$\Delta P_H$  – расчетные потери мощности в обмотке низкого напряжения, кВт

Для рассматриваемого автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110-У1 максимум будет достигнут при загрузке 36,8%, далее наблюдается спад КПД (таблица 4).

Подставляем выражение для  $S_H$  в любую из частных производных, приравняем полученное уравнение к нулю и тем самым находим полную мощность  $S_C$  на обмотке среднего напряжения, при которой достигается максимальный КПД автотрансформатора.

Мощность на обмотке среднего напряжения, при которой достигается абсолютный максимум КПД

$$S_H = \Delta P_H \sqrt{\frac{\Delta P_{XX}}{(\Delta P_H + \Delta P_C) * (\Delta P_B \Delta P_C + \Delta P_B \Delta P_H + \Delta P_C \Delta P_H)}} * S_{НОМ}, \text{ где}$$

$\Delta P_B$  – расчетные потери мощности в обмотке высокого напряжения, кВт

$\Delta P_{XX}$  – потери холостого хода автотрансформатора, кВт

$S_{НОМ}$  – номинальная мощность автотрансформатора, МВА

КПД рассматриваемого автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110-У1, при максимальной загрузке может изменяться на 0,106%, то есть при полной мощности 125000 МВА работа в оптимальном режиме может сократить потери на величину до 133 кВт (рисунки 12-15)

Таблица 4 – Расчёт максимального КПД автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110-

У1

Полная мощность				загрузка
на обмотке среднего напряжения	$S_C$	38484,8	кВА	30,8 %
на обмотке низшего напряжения	$S_H$	7556,2	кВА	12,8 %
на обмотке высшего напряжения	$S_B$	46041,1	кВА	36,8 %
КПД в точке максимума при различных коэффициентах мощности				
$\cos\phi = 1$	$\eta$	99,852	%	
$\cos\phi = 0,85$		99,826	%	
$\cos\phi = 0,7$		99,789	%	

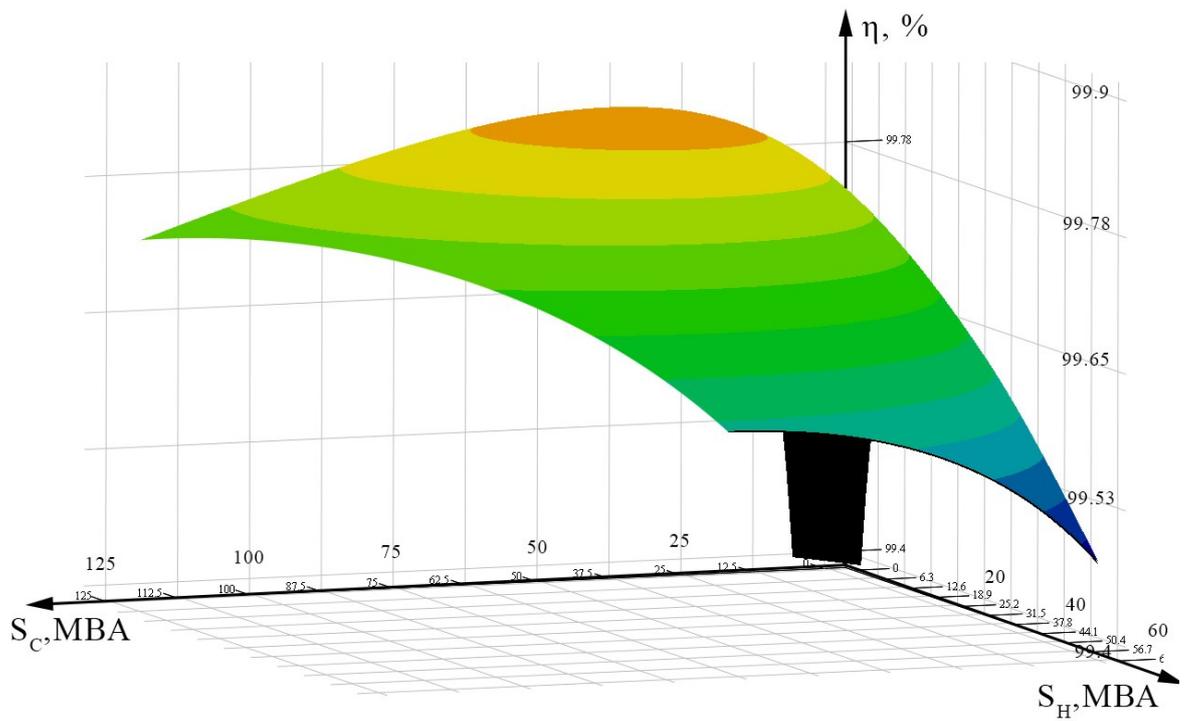


Рисунок 12 – Общий вид графика зависимости КПД от нагрузки на СН и НН автотрансформатора. Здесь и далее графики построены для автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110-У1

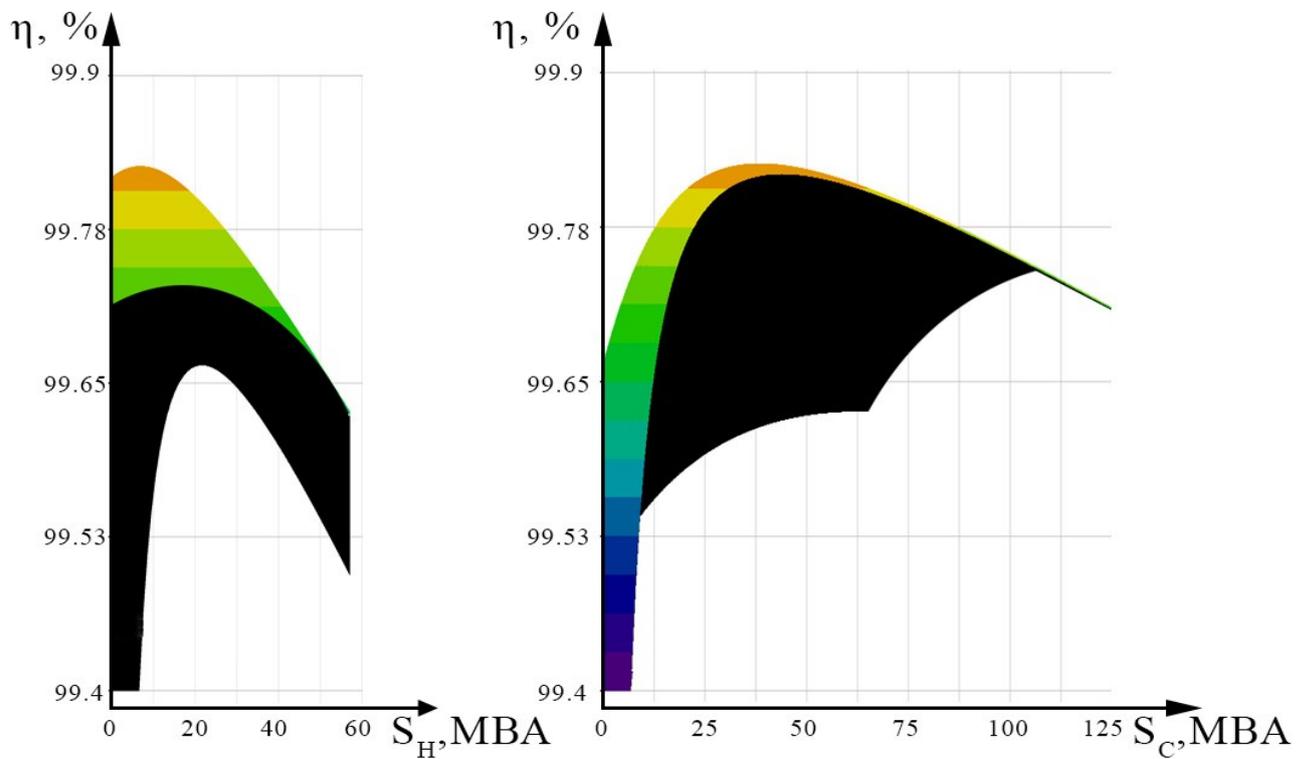


Рисунок 13 – Ортогональные проекции графика зависимости КПД от нагрузки на обмотках СН и НН

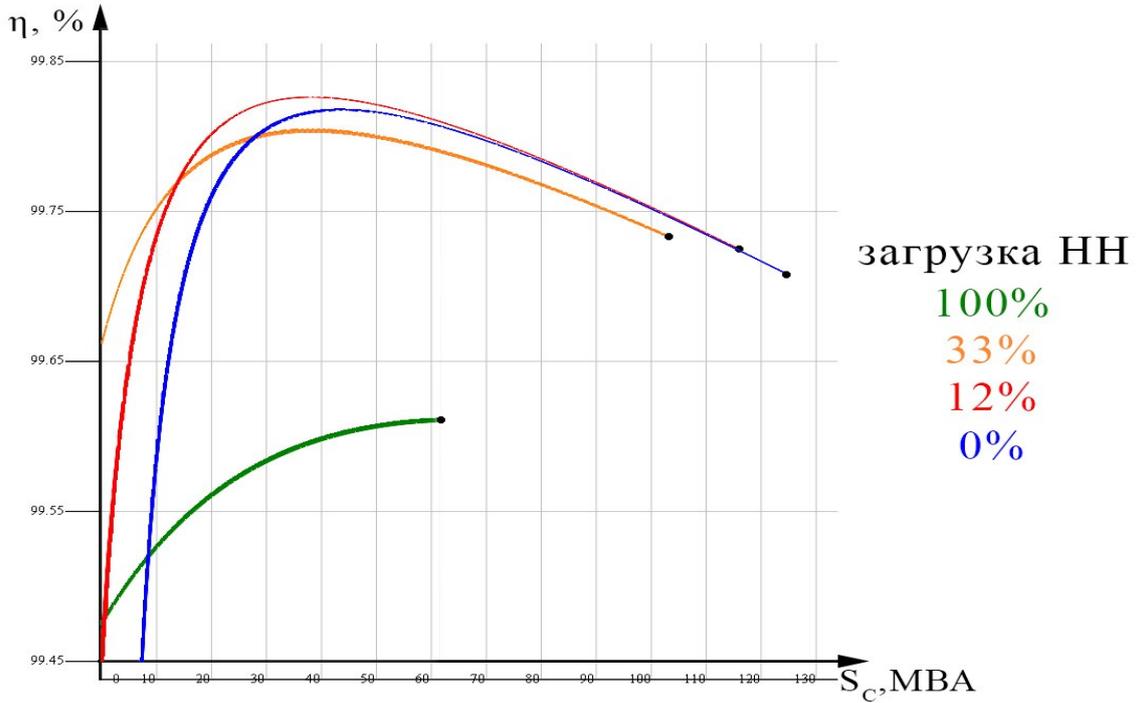


Рисунок 14 – График зависимости КПД от нагрузки на обмотке СН при различных нагрузках на обмотке НН

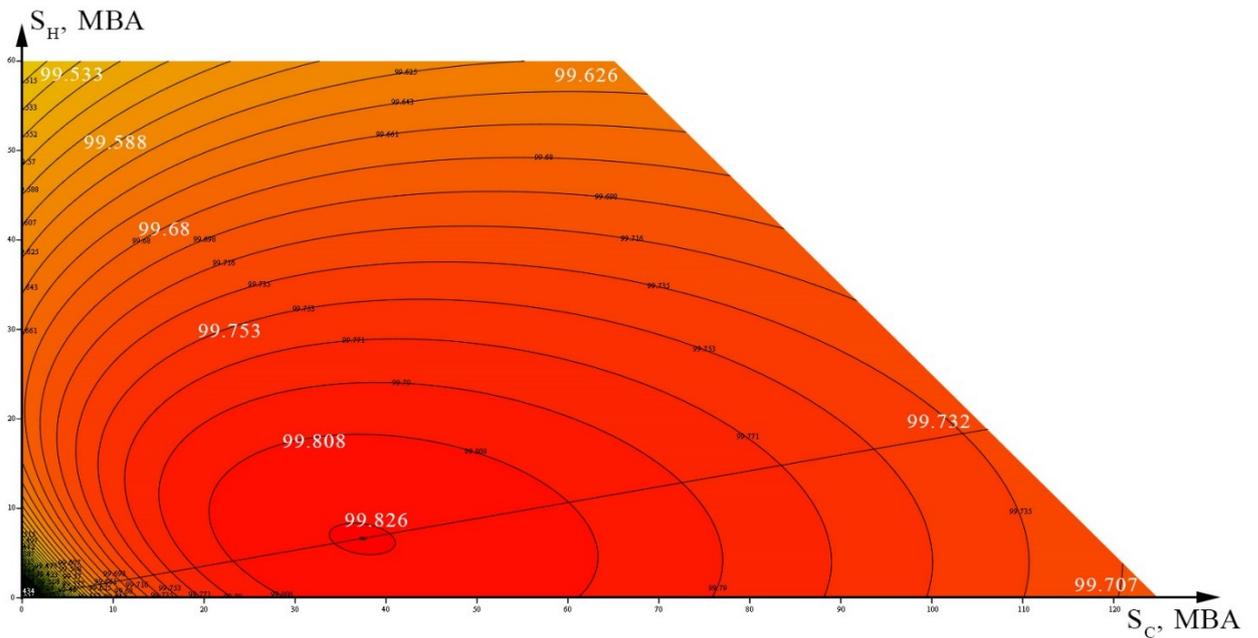


Рисунок 15 – Контурный график зависимости КПД от нагрузки на обмотках СН и НН автотрансформатора

### Расчёт оптимального режима работы системы охлаждения трансформатора

Ещё одно малозатратное мероприятие по сокращению потерь – корректная настройка системы охлаждения трансформатора. «Преобразование энергии происходит в трансформаторе с известными потерями. Подавляющая часть потерь выделяется в виде тепла в его магнитопроводе и обмотках. Старение изоляции происходит тем интенсивнее, чем выше температура материала.» [5]

Зависимость сопротивления металла от температуры

$$R^t = R^{20}(1 + \alpha(t - 20))$$

где

$R_t$  - сопротивление проводника при температуре  $t$ , Ом

$R_{20}$  - сопротивление проводника при температуре  $20^\circ\text{C}$ , Ом

$\alpha$  - температурный коэффициент сопротивления,  $1/\text{K}$  (для меди равен 0,0038)

$t$  - температура,  $^\circ\text{C}$

Сквозное активное сопротивление трансформатора определяется по формуле

$$R_{\text{скв}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} * U_{\text{в ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} * 10^3, \text{ Ом}$$

где

$\Delta P_{\text{кз}}$  - потери короткого замыкания при номинальной нагрузке обмотки высшего напряжения, кВт

$U_{\text{в ном}}$  - номинальное напряжение обмотки высшего напряжения, кВ

$S_{\text{ном}}$  - номинальная мощность трансформатора, кВА

Рассчитаем потери короткого замыкания при номинальной нагрузке автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110-У1

$$\Delta P_{\text{кз}} = \Delta P'_B \left( \frac{S_B}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P'_C \left( \frac{S_C}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P'_H \left( \frac{S_H}{S_{\text{ном}}} \right)^2$$

Потери короткого замыкания при номинальной нагрузке  $\Delta P_{\text{кз}} = 460,9 \text{ кВт}$  -

Сквозное сопротивление автотрансформатора  $R_{\text{скв}} = 1,428 \text{ Ом}$

Зависимость потерь в обмотках от их температуры

$$P_{\text{нагр}} = \Delta P_{\text{кз}} (1 + \alpha(t - 20)) + \Delta P_{\text{хх}}, \text{ где}$$

$P_{\text{нагр}}$  – мощность потерь на нагрев, кВт

$\Delta P_{\text{кз}}$  – потери короткого замыкания, кВт

$t$  – температура обмоток, °С

$\alpha$  – температурный коэффициент сопротивления, 1/К

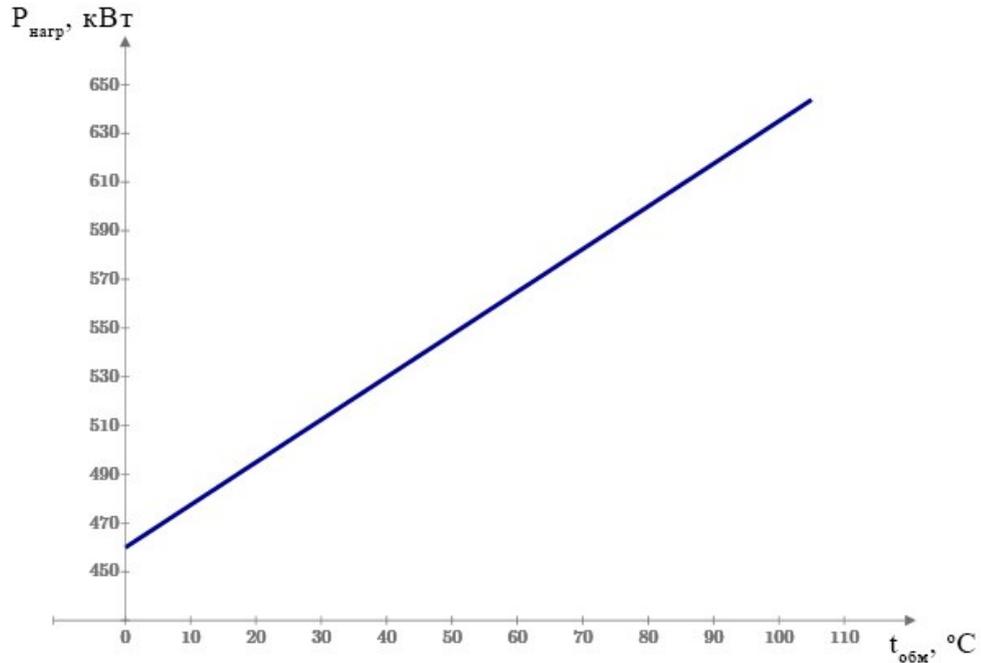


Рисунок 16 – Зависимость потерь на нагрев от температуры обмоток

### Расход мощности на работу вентиляторов

Плотность воздуха в рассматриваемом диапазоне описывается функцией, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho = 10^{-5}t_{\text{OC}}^2 - 0.0048t_{\text{OC}} + 1.2929$$

Массовый расход воздуха, кг/с

$$G_{\text{В}} = \frac{P_{\text{нагр}} * 1000}{(t_{\text{обм}} - 5 - t_{\text{OC}}) * c_{\text{В}}}$$

где

$t_{\text{обм}}$  – температура обмоток, °С

$t_{\text{OC}}$  – температура окружающей среды, °С

$c_{\text{В}}$  – теплоёмкость воздуха, кДж/кг\*К (в рассматриваемом диапазоне температур - 1,008 кДж/кг\*К)

Расчётная производительность вентиляторов, м<sup>3</sup>/с

$$Q_{\text{В}} = \frac{G_{\text{В}}}{\rho}$$

Мощность, потребляемая вентиляторами, кВт

$$P_{\text{вент}} = \frac{Q_{\text{в}} * H}{\eta_{\text{в}}} * 10^{-3}$$

где

$H$  – давление на выходе, Па (для наших вентиляторов принимаем равным 250 Па)

$\eta_{\text{в}}$  – КПД вентиляторов (для осевых вентиляторов 0,5-0,85) [59]

### Расход мощности на работу циркуляционного насоса

Теплоемкость масла, кДж/кг\*К (выражена из табличных данных) [60]

$$c_{\text{м}} = 0.0059t + 1.549$$

Расчётная производительность насоса, кг/с

$$G_{\text{н}} = \frac{P_{\text{нагр}} * 1000}{(t_{\text{обм}} - 5 - t_{\text{ос}}) * c_{\text{м}}}$$

Мощность, потребляемая насосом, кВт

$$P_{\text{нас}} = \frac{g * G_{\text{н}} * H}{\eta_{\text{н}}} * 10^{-3}$$

где

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>

$H$  – расчётный напор насоса, м

$\eta_{\text{н}}$  – КПД насоса;

Суммарная мощность системы охлаждения (рисунок 17).

Мощность, потребляемая насосом и вентиляторами, кВт

$$P_{\text{охл}} = P_{\text{вент}} + P_{\text{нас}}$$

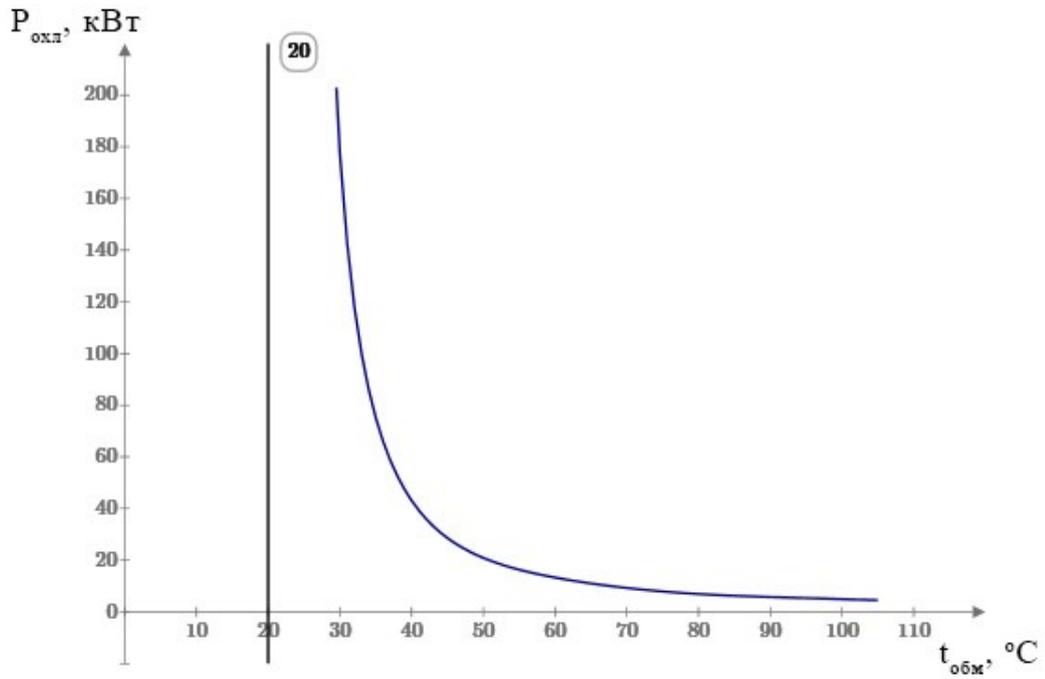


Рисунок 17 – График зависимости мощности системы охлаждения от температуры обмоток при температуре окружающей среды 20 °С

Суммарные потери мощности автотрансформатора, кВт (рисунок 18)

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{ХХ} + \Delta P_{КЗ} + P_{охла}$$

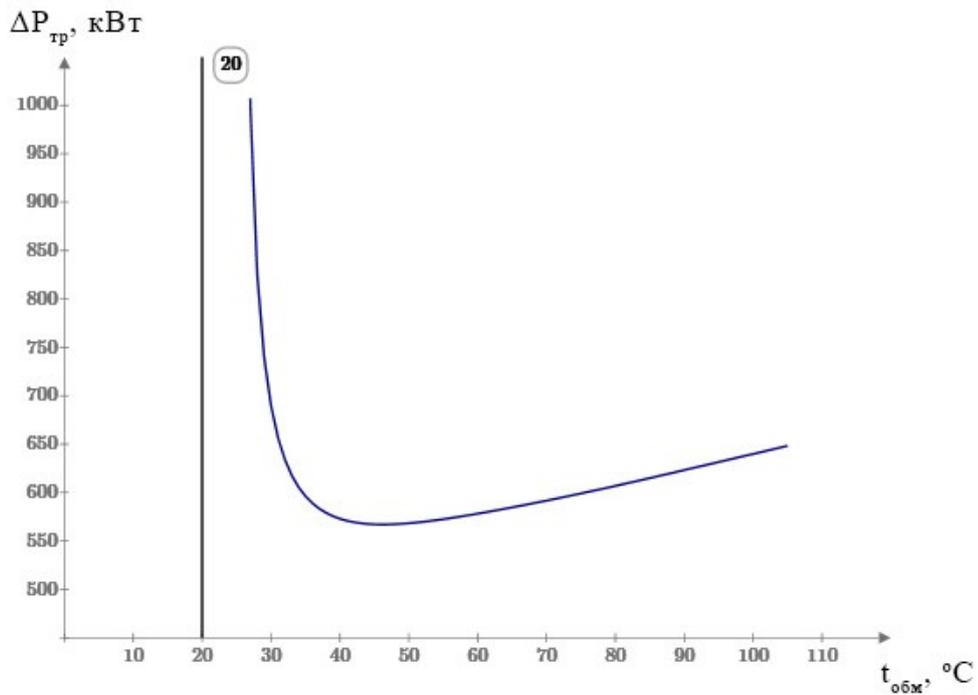


Рисунок 18 – График суммарных потерь мощности автотрансформатора АДЦТН-125000/220/110-У1

Минимум функции находится в точке с температурой обмоток 46,2 °С

Мощность системы охлаждения, необходимая для достижения этой температуры - 26,3 кВт. Настройка системы охлаждения на найденную температуру снижает технические потери до 48 кВт\*ч электроэнергии, в сравнении с максимально допустимым режимом работы при  $t_{обм} = t_{oc} + 65 = 85$  °С

Таблица 5 – Оптимальные температуры обмоток и возможное снижение мощности потерь

Температура окружающей среды $t_{oc}, ^\circ\text{C}$	Температура обмоток $t_{обм}, ^\circ\text{C}$	Снижение мощности потерь $P_{потерь}, \text{кВт}$
-40	17,3	3,9
-30	19,9	10,7
-20	23,7	18,4
-10	28,6	26,8
0	34,2	34,9
10	40	42
20	46,2	47,9
30	53,6	52
40	62,5	54,6

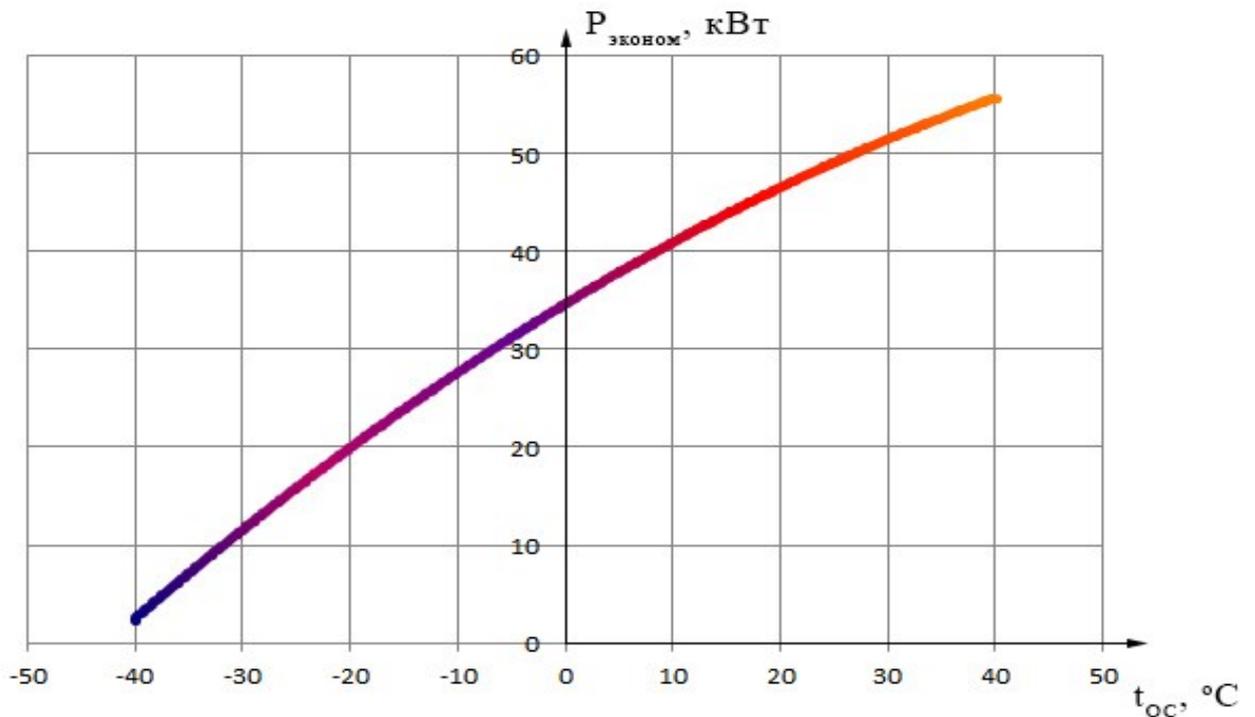


Рисунок 19 – Потенциал снижения потерь и расхода мощности на охлаждение в зависимости от температуры окружающей среды

### Исключение из контроля сечения «Сумма по сечениям Кола – Карелия и Онда – Кондопога» при управлении режимом энергосистемы Республики Карелия

Результаты расчётов отражены на рисунок 20 (на рисунке 20 и далее МДП по критерию 20%-го запаса устойчивости по активной мощности указаны без вычета величины нерегулярных отклонений). [6, 7]

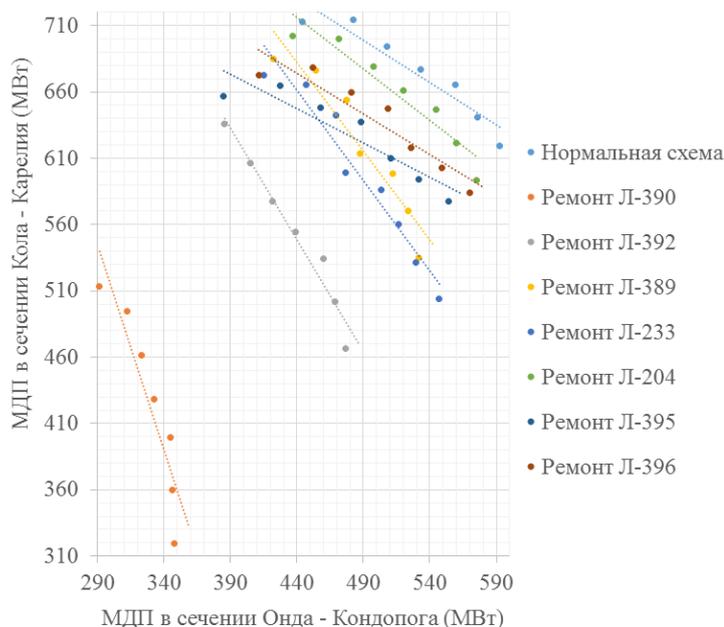


Рисунок 20 – Зависимость МДП по критерию 20%-го запаса устойчивости по активной мощности в сечении «Онда – Кондопога» от «Кола – Карелия»

Изменения относительно Приложения № 6 к Положению по управлению режимами работы в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ отражены на рисунке 21 [6, 7]

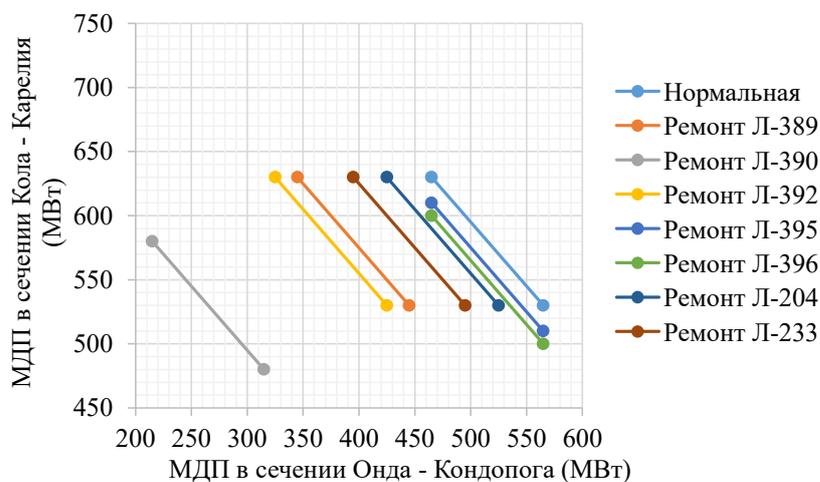


Рисунок 21 – МДП в Суммарном сечении согласно действующей на 2017 год редакции

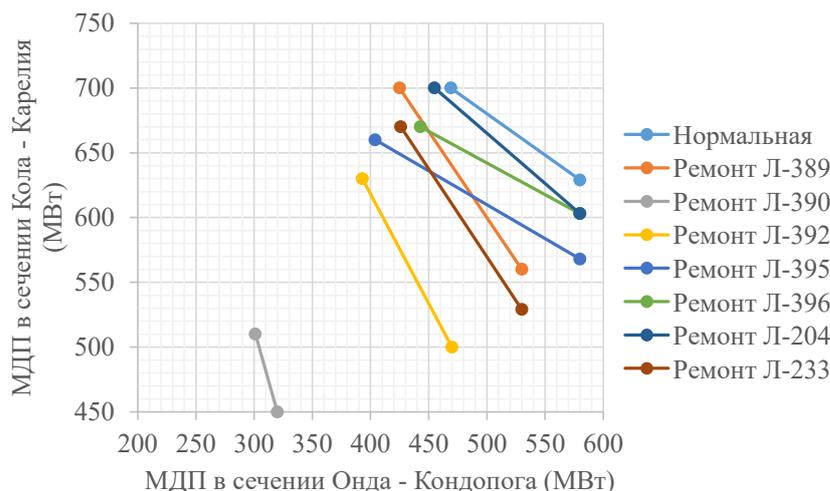


Рисунок 22 – МДП в Суммарном сечении после актуализации значений (внизу)

### Устранение выявленных в ходе исследования рисков выхода режима из допустимой области

В сечение «Онда – Кондопога» внесены дополнительные ограничения величины ДП ВР в целях обеспечения критерия допустимого повышения уровня частоты в случае отключения ЭС Мурманской области с частью ЭС Республики Карелия после возникновения аварийных небалансов активной мощности, связанных с отключением нагрузки.

### Выводы по пятой главе

В результате был найден максимум КПД и линия оптимальной загрузки автотрансформатора. Загрузка обмоток СН и НН в найденном соотношении мощностей в случае автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110-У1 может сократить потери мощности до 133 кВт. Также в ходе работы был найден оптимальный режим работы системы охлаждения трансформатора, работа в котором может сократить потери мощности до 54 кВт. Загрузка и охлаждение рассмотренного автотрансформатора в оптимальном режиме в совокупности позволяют сократить потери на величину до 187 кВт, что составляет 36% потерь автотрансформатора и 0,15% от передаваемой мощности.

«Использование коэффициентов наклона МДП позволяет наиболее полно использовать пропускную способность межсистемного транзита при сохранении нормативных запасов статической аperiodической устойчивости по активной мощности. Была выявлена возможность увеличения МДП в сечении «Кола – Карелия» – в среднем на 40 МВт, в сечении «Онда – Кондопога» на 30 МВт и в Суммарном сечении – на 70 МВт.» [5, 6].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основными результатами диссертационной работы, имеющими особую теоретическую и практическую значимость, являются:

1. Определены наиболее характерные режимы генерации каскадов ГЭС в ЭС Республики Карелия. На основе полученного распределения созданы csv-файлы.
2. Предложены решения по использованию аналитических сигналов тока и напряжения в целях совершенствования измерительной части указанных устройств противоаварийной автоматики.
3. Подготовлена исходная математическая модель энергосистемы Республики Карелия со внешними эквивалентами в среде RastrWin3. Для исследования разработанных алгоритмов и принципов противоаварийного управления квазиустановившимися асинхронными режимами силового оборудования энергосистем синтезирована математическая модель в среде Matlab Simulink.
4. Вынесено предложение при дальнейших исследованиях совместно с проведением натурных испытаний проводить анализ аварийности с целью определения СХН в предельных режимах и расширения диапазона применимости экспериментальных полиномов.
5. Разработаны математические модели аналитических сигналов комплексного сопротивления, узловой и обменной мощностей, контролируемых в квазистационарных режимах работы многомашинных объединенных энергосистем.
6. Предложенный метод определения критерия МДП позволяет однозначно определить наиболее ограничивающий из всех критериев определения области допустимых режимов.
7. Система мониторинга запасов устойчивости даже с учётом дополнительно выявляемых в процессе эксплуатации ограничений области допустимых перетоков в целом способствует наиболее полному использованию пропускной способности сети.
8. Предложенные оригинальные пути совершенствования схем и параметров функционирования устройств и комплексов противоаварийной и режимной автоматики имеют большой практический эффект.
9. В результате исследований приведены рекомендации по решению некоторых вопросов управления режимами при использовании АРЧМ.
10. Найден максимум КПД и соотношение оптимальной загрузки автотрансформаторов по обмоткам СН и НН.
11. Использование предложенных коэффициентов наклона МДП позволяет наиболее полно использовать пропускную способность межсистемного транзита при сохранении нормативных запасов.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Попов М. Г. Современные средства противоаварийного управления объединенными энергосистемами: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.02. – Защищена 09.11.2018. – Санкт-Петербург, 2018. – 41 с.: ил. – Библиогр.: С. 39-41.
2. Казакевич Е. В. Определение рационального состава разнородных альтернативных источников энергии в гибридных системах электроснабжения узлов связи / Е. В. Казакевич, Д. Д. Корякин, Д. Е. Петрушин, Д. О. Федосеев // Труды учебных заведений связи. – 2016. – Т.2, № 1. – С. 63-67.
3. Казакевич Е. В. Математическая модель солнечной фотоэлектрической установки / Е. В. Казакевич, Д. Д. Корякин, Д. Е. Петрушин // 71-я всероссийская научно-техническая конференция, посвященная дню радио. Труды конференции. – 2016. – С. 275-277.
4. Корякин Д. Д. Энергоснабжение удаленных потребителей на основе гибридных систем с использованием возобновляемых источников энергии / Д. Д. Корякин, И. Д. Нешин, Д. Е. Петрушин [и др.] // Сборник научных трудов заочной Международной научно-практической конференции «Инновационные разработки для АПК». – 2016. – С. 148-153.
5. Петрушин Д. Е. Определение оптимального режима работы системы охлаждения силового автотрансформатора / Д. Е. Петрушин, Р. К. Савельев, Д. Д. Корякин // Завалишинские чтения: молодёжная секция. Сборник докладов. – 2016. – С. 121-125.
6. Петрушин Д. Е. Контроль сечения «Сумма по сечениям Кола – Карелия и Онда – Кондопога» при управлении режимом энергосистемы Республики Карелия / Д. Е. Петрушин // Материалы VIII Международной молодёжной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи». – 2017. – Т.2. – С. 205-208.
7. Петрушин Д. Е. Контроль сечения «Сумма по сечениям Кола – Карелия и Онда – Кондопога» при управлении режимом энергосистемы Республики Карелия / Д. Е. Петрушин, М. Г. Попов // Неделя науки СПбПУ. Материалы научной конференции с международным участием. – 2017. – С. 31-34.
8. Казакевич Е. В. К вопросу о возобновляемых источниках энергии в системах электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта / Е. В. Казакевич, Д. Е. Петрушин // 72-я всероссийская научно-техническая конференция, посвященная дню радио. Труды конференции. – 2017. – С. 256-258.
9. Вершинин В. С. Исследование путей повышения надёжности и качества электроснабжения потребителей энергорайона Западной Карелии / В. С. Вершинин, А. А.

Тихомиров, Д. Е. Петрушин // Материалы 70-й Всероссийской (с международным участием) научной конференции обучающихся и молодых ученых. – 2018. – С. 589-590.

10. Петрушин Д. Е. К вопросу о повышении энергосбережения и энергоэффективности на объектах ОАО «РЖД» / Д. Е. Петрушин // 73-я всероссийская научно-техническая конференция, посвященная дню радио. Труды конференции. – 2018.

11. Петрушин Д. Е. Повышение эффективности системных средств противоаварийного управления энергосистем Мурманской области и Республики Карелия / Д. Е. Петрушин, М. Г. Попов // Материалы XI всероссийской научно-технической конференции «Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике». – 2018. – С. 283-288.

12. Петрушин Д. Е. Исследование статических характеристик нагрузки по напряжению / Д. Е. Петрушин, В. В. Вессарт // Материалы IX Международной молодёжной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи». – 2018. – Т.1. – С. 176-179.

13. Maxim G. Popov Increasing the Emergency Control Systems Efficiency in Kola's and Karelia's Power Systems / Maxim G. Popov, Denis E. Petrushin, Nikita S. Efimov // Proceedings of the 2019 IEEE conference of Russian young researchers in electrical and electronic engineering. – 2019. – P. 1040-1043.

14. Петрушин Д. Е. Методика выявления определяющих ограничений передаваемой активной мощности / Д. Е. Петрушин, М. Г. Попов, И. Г. Выборных // Материалы юбилейной X Международной молодёжной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи». – 2019. – Т.1. – С. 124-127.

15. Maxim G. Popov Modern Automatics for Elimination of Asynchronous Operation / Maxim G. Popov, Nikolai G. Pavlov, Denis E. Petrushin // Proceedings – 2019 international Ural conference on electrical power engineering. – 2019. – P. 75-80.

16. Maxim G. Popov Analytical Signals Using for the Power Systems Non-Stationary Modes Analysis/ Maxim G. Popov, Denis E. Petrushin // Proceedings of the 2020 IEEE conference of Russian young researchers in electrical and electronic engineering. – 2020. – P. 830-834.

17. Mikhail A Kondrashov Development of a cluster analysis method for solving the problem of identifying static voltage load characteristics / Mikhail A. Kondrashov, Maksim G. Popov, Dmitry S. Bukharov, Denis E. Petrushin // J. Phys.: Conf. Ser. 1546 012085. – 2020.

18. Павлов Е. С. Система мониторинга запасов устойчивости / Е.С. Павлов, Д.И. Калинин, Д.Е. Петрушин, М.Г. Попов // Материалы XII всероссийской научно-технической конференции «Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике». – 2020. – С. 22-25.

19. Петрушин Д. Е. Нормативно-правовые основы и особенности функционирования объектов распределённой генерации в России / Д.Е. Петрушин, Н.Н. Савченко, М.Г. Попов // *Материалы юбилейной XI Международной молодёжной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи»*. – 2020. – Т.2. – С. 129-132.
20. S V Smirnova Key Aspects and Trends of Distributed Generation and Energy Decentralization in Russia S V Smirnova, P V Bolotov, D E Petrushin, M G Popov, M V Matrosova // *2020 IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.* 976 012028. – 2020.
21. Смирнова С.В. Тренд времени – распределённая генерация: как он реализуется в России, и как влияет на отрасль / С.В. Смирнова, П.В. Болотов, Д.Е. Петрушин [и др.] // *Научно-технический журнал «Вопросы электротехнологии»*. – 2020. - №2. – С. 20-28.
22. Носов С.О Современное состояние и развитие малой гидроэнергетики в Карелии / С. О. Носов, Д. Е. Петрушин // // *Материалы 72-й Всероссийской (с международным участием) научной конференции обучающихся и молодых ученых*. – 2020. – С. 375-378.
23. Бончук И. А. Определение нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса активной мощности в небольших изолированных электроэнергетических системах / И.А. Бончук, А.П. Шапошников, М.А. Созинов [и др.] // *Журнал «Промышленная энергетика»*. – 2021. - №2. – С. 2-11.
24. Alexandr O. Egorov The Research of Mini-Hydro Power Plants Quantity and Installed Capacity in Russia / Alexandr O. Egorov., Valentina S. Kulikova, Denis E. Petrushin, Mariya A. Sadokhina // *Proceedings of the 2021 IEEE conference of Russian young researchers in electrical and electronic engineering*. – 2021. – P. 1405-1408.
25. Alexandr O. Egorov Research of the Composition and Structure of the Russian Power System Power Plants / Alexandr O. Egorov., Valentina S. Kulikova, Denis E. Petrushin, Mariya A. Sadokhina // *Proceedings of the 2021 IEEE conference of Russian young researchers in electrical and electronic engineering*. – 2021. – P. 1399-1404.
26. Maxim G. Popov Identification of Equivalent Electromagnetic and Electromechanical Parameters in Nonstationary Modes / Maxim G. Popov, Denis E. Petrushin, Meri V. Matrosova [and oth.] // *Proceedings of the 2021 IEEE conference of Russian young researchers in electrical and electronic engineering*. – 2021. – P. 1525-1528.
27. Сысоева Ю. И. Исследование численного состава и установленной мощности малых ГЭС России / Ю.И. Сысоева, А.О. Егоров, Д.Е. Петрушин // *Журнал «Энергоэксперт»*. – 2021. - №1. - С. 60-63.

28. Носов С. О. Современное состояние и перспективы развития малой гидроэнергетики в Республике Карелия / С.О. Носов, Д.Е. Петрушин, Д.А. Ивановский // Журнал «Энергоэксперт». – 2021. - №2. - С. 68-72.
29. Вклад в науку – Электротехника [Электронный ресурс]: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (СПбПУ), 2010-2018. – Режим доступа: <http://www.spbstu.ru/university/about-the-university/history/contribution-science/electrotechnology/> (дата обращения 16.05.2018).
30. Гоноровский И.С. Радиотехнические цепи и сигналы, Учебник для вузов. — 4-е издание, переработанное и дополненное. — М.: Радио и связь, 1986. — 512 с.
31. Важнов А.И. Переходные процессы в машинах переменного тока. Л.: Энергия, 1980. - 256 с.
32. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей. – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008. – 248 с.
33. Технический отчет по научно-исследовательской работе «Определение статических характеристик нагрузки по напряжению для потребителей АО «Карельский окатыш» энергосистемы Республики Карелия на основании натурных испытаний». – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 110 с.
34. Руководство пользователя Программного комплекса «RastrWin3» / В.Г. Неуймин, Е.В. Машалов, А.С. Александров, А.А. Багрянцев.
35. Popov M.G., “Adaptive correction of current longitudinal differential protection of power equipment,” IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 2019, vol. 552, Issue 1, no. 012017. (in English).
36. Abounekirah S.S. and Refaat A.I., “A modified restraint method to enhance the performance of differential protection for overhead transmission lines,” Proc. of the 2019 IEEE Conf. of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, 2019, no. 8656690, pp. 634–638. (in English).
37. Vanin V.K., Ambrosovskaya T.D. and etc. “Increasing the Reliability of the Measuring Circuits of Protection Relays”, Power Technology and Engineering, 2016, vol. 50, no. 1, pp. 87–92. (in English).
38. Попов М.Г., “Стационарный регистратор типа «ПАРМА РК 3.02» для учета качества электроэнергии.”, Энергетик, 2003, № 12, 44–45 с.
39. Попов М.Г., “Стационарный регистратор типа «ПАРМА РК 3.02’» для учета качества электроэнергии.”, Энергетик, 2005, № 10, 44–48 с.

40. Vanin V.K., Bulychov A.V. etc., “About influence of non-sinusoidal currents and voltages on the amount of the electric energy,” MATEC Web of Conf., 2018, vol. 245, no. 06009. (in English).
41. Vanin V.K. and Bulychov A.V. etc., “Measurement of currents and voltages non-sinusoidal parameters in power supply systems with rectifier load,” MATEC Web of Conf., 2018, vol. 245, no. 06007. (in English).
42. Zelenin A.S., “Development and implementation experience of microprocessor emulators for cyber-physical AVR testing complexes”, Proc. of the 2019 IEEE Conf. of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, 2019, no. 8657237, pp. 752–756. (in English).
43. Проект стандарта АО «СО ЕЭС» СТО Автоматика ограничения снижения напряжения. Нормы и требования
44. Мякушин М.Ю. Попов М.Г., “Определение мест коротких замыканий на высоковольтных линиях электропередачи”, Энергетик, 2002, № 10, 44–45 с.
45. Попов М.Г., “Определение мест коротких замыканий на высоковольтных линиях электропередачи”, Энергетик, 2004, № 2, 44–46 с.
46. Popov M.G., Bocharov Y.N., “Dynamic methods of identification of electromagnetic parameters of power transformers in non-stationary mode,” E3S Web of Conf., 2019, vol. 91, no. 01002. (in English).
47. Сертификация устройств АОПО в Системе добровольной сертификации, НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление. Режим доступа: [https://ntcees.ru/svc\\_so%20ups/aopo/certified\\_aopo.php](https://ntcees.ru/svc_so%20ups/aopo/certified_aopo.php)
48. Стандарт организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2018 Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования
49. Проект стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО АО «СО ЕЭС» Правила выбора логики действия и настройки устройств автоматики ограничения перегрузки оборудования
50. ГОСТ Р 58670-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования
51. Постановление Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических

систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (с изменениями на 30 января 2021 года)

52. ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия
53. МЭК 60353: 1989 «ВЧ заградители для линий переменного тока» (с изм. от 04.2002)
54. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.55.143-2013 Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий
55. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание, утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.07.2002 № 204.
56. Положение по режимам работы транзита 110 кВ Медвежьегорск – Белоусово между операционными зонами Филиалов АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ и Вологодское РДУ
57. Положение по режимам работы транзитов 110 кВ между операционными зонами Филиалов АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ и Ленинградское РДУ.
58. Комплектующие и запчасти к силовым трансформаторам. ООО «Лидер-энерго». Режим доступа: <https://lider-energo.ru>
59. ТехПривод – приводное оборудование. Режим доступа: <https://tehprivod.ru>
60. Справочник по свойствам веществ и материалов. Режим доступа: <https://thermalinfo.ru>
61. Жуков Л.А., Стратан И.П. Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем. Москва, Энергия, 1979.404 с.
62. Рагозин А.А., Попов М.Г., “О влиянии моментов неконсервативных сил на статическую устойчивость энергосистем”, Электричество, 2002, № 10, 18–24 с.
63. Рагозин А.А., Попов М.Г., “Анализ эффективности использования управляемых шунтирующих реакторов в системообразующих сетях энергоузлов”, Электротехнологии, Россия, 2002, издание 1.
64. Sinianskii I.V., “Development of an algorithm for the cascade of vuoksin HPPS automated transfer to parallel operation with nordel,” Proc. of the 2019 IEEE Conf. of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, 2019, no. 8657262, pp. 681–685. (in English).
65. ГОСТ 34045-2017. Межгосударственный стандарт. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования" (введен в действие Приказом Росстандарта от 09.03.2017 N 103-ст)